

CUADERNOS ORKESTRA, núm. 04/2025

ISSN 2340-7638

 <https://doi.org/10.18543/RTWM2847>

PERSPECTIVAS DE DESARROLLO DEL COMERCIO INTERNACIONAL DE HIDRÓGENO Y PRODUCTOS RELACIONADOS

Potenciales implicaciones para los
puertos

CUADERNOS ORKESTRA, núm. 04/2025

 <https://doi.org/10.18543/NXDA6639>

Jorge Fernández Gómez

CUADERNOS ORKESTRA, núm. 04/2025

ISSN 2340-7638

 Colección: <https://doi.org/10.18543/RTWM2847>

 Cuaderno: <https://doi.org/10.18543/NXDA6639>

 Resumen ejecutivo en euskera: <https://doi.org/10.18543/QKTQ7920>

 Resumen ejecutivo en inglés: <https://doi.org/10.18543/TRVQ8033>

© Jorge Fernández Gómez

© Instituto Vasco de Competitividad–Fundación Deusto

Acerca de Orkestra:

Con casi 20 años de experiencia y conocimiento, Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto) es un centro de investigación referente en Europa en competitividad regional. Su misión es impulsar la competitividad al servicio del bienestar inclusivo y sostenible en el País Vasco. Para ello, el instituto trabaja día a día en proyectos de investigación transformadora con agentes locales e internacionales y aporta análisis rigurosos para la toma de decisiones.

➔ Accede a todas nuestras publicaciones en [**www.orkestra.deusto.es**](http://www.orkestra.deusto.es)

Agradecimientos

Este Cuaderno forma parte del plan de actividades de investigación del Lab de Energía y Medioambiente de Orkestra, acordado con diversos *stakeholders* de Orkestra, entre ellos, el Ente Vasco de la Energía, Iberdrola y Petronor.

El autor agradece los comentarios recibidos de distintas personas en estas instituciones.

Las opiniones, análisis y comentarios recogidos en este documento reflejan exclusivamente la visión del autor y no necesariamente de la institución a la que pertenece. Cualquier error u omisión es atribuible únicamente al autor.

Índice

Resumen ejecutivo	ii
El autor	vii
Lista de tablas.....	viii
Lista de gráficos.....	viii
Lista de figuras	viii
Lista de recuadros.....	ix
1. Introducción	11
2. Factores clave para el desarrollo de un mercado global de hidrógeno verde y productos derivados	16
2.1. Evolución esperada de la demanda de hidrógeno a largo plazo	16
2.2. Costes de producción de hidrógeno renovable	18
2.3. Evolución esperada de la capacidad de producción	23
2.4. Viabilidad del transporte y almacenamiento de hidrógeno renovable y productos derivados	25
2.5. Marco regulatorio y normativo	35
2.6. Infraestructuras para el transporte marítimo y en los puertos	37
2.7. Impacto medioambiental y otros riesgos	41
2.8. Financiación de los proyectos	45
3. Implicaciones y recomendaciones	49
Referencias bibliográficas.....	52

Resumen ejecutivo

El desarrollo del comercio internacional de hidrógeno renovable y derivados se enfrenta a retos significativos que generan incertidumbre sobre el papel de los puertos como centros logísticos para estos productos energéticos.

Frente a la visión optimista de los últimos años de crecimiento sostenido de la cadena de valor del hidrógeno y del comercio global, en los últimos tiempos estamos observando una ralentización en muchas iniciativas de inversión y desarrollo de infraestructuras en toda la cadena de valor del hidrógeno (y, especialmente, en instalaciones para la producción de hidrógeno a gran escala).

Una gran mayoría de los proyectos de hidrógeno verde en todo el mundo se están enfrentando a problemas de implementación relacionados con: (i) la falta de *off-takers* (compradores de hidrógeno a través de contratos a largo plazo); (ii) el acceso a energía renovable (y otros recursos necesarios para la producción de hidrógeno renovable, como agua); (iii) retrasos y cuellos de botella en las cadenas de suministro; (iv) incertidumbre regulatoria; y, especialmente, (v) dificultades de financiación.

Esta situación puede tener un impacto sobre las perspectivas de desarrollo de los puertos marítimos como centros logísticos (*hubs*) de hidrógeno renovable y otros productos derivados y/o relacionados con el hidrógeno en el corto, medio y largo plazo.

El lento desarrollo del mercado global de hidrógeno se debe a factores diversos, incluyendo variables de mercado y regulatorias, el lento despliegue de infraestructuras, los impactos medioambientales y la dificultad para financiar proyectos.

1. Evolución esperada de la demanda de hidrógeno renovable a medio y largo plazo.

Las previsiones de la demanda global de hidrógeno a medio (2030) y largo plazo (2050) se están corrigiendo sensiblemente a la baja desde mediados de 2023. Esto tendrá un impacto sobre el ritmo de desarrollo del comercio global de hidrógeno y productos derivados.

Los principales factores detrás de esta visión bajista sobre la demanda de hidrógeno son la evolución de los costes de producción de hidrógeno renovable, la incertidumbre regulatoria, el lento despliegue de infraestructuras en toda la cadena de valor y las previsiones de avance de tecnologías alternativas en usos finales de la energía.

2. Costes de producción de hidrógeno renovable.

Las previsiones de evolución de los costes de producción de hidrógeno verde también han empeorado, por incrementos en los costes de los electrolizadores (en parte, por la inflación), el coste de la energía renovable y los costes de financiación.

Los resultados de la primera subasta de primas para el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno renovable en la UE sugieren que los costes para los consumidores implícitos en los proyectos se encuentran muy alejados aún de los costes del hidrógeno gris.

3. Evolución de la oferta (capacidad de producción).

En línea con las expectativas sobre la demanda, las perspectivas de evolución de la oferta de hidrógeno sugieren que el ritmo de crecimiento de la capacidad de producción de hidrógeno renovable es muy lento y que no se cumplirán los objetivos anunciados por los distintos gobiernos para 2030. Esto se debe, principalmente, a la falta de *off-takers* (compradores de hidrógeno) y a problemas con la financiación de los proyectos.

Aunque una parte importante de los proyectos anunciados están orientados a la exportación de hidrógeno, se espera que en la práctica las exportaciones reales sean mucho menores, debido a la falta de madurez de las tecnologías en toda la cadena de valor de exportación-importación de hidrógeno y productos derivados, y al lento desarrollo de la demanda.

4. Viabilidad del transporte y almacenamiento de hidrógeno renovable y productos derivados.

Existen varias vías que se consideran potencialmente viables para la importación-exportación de hidrógeno y productos derivados por vía marítima a grandes distancias: i) hidrógeno líquido, ii) portadores de hidrógeno (como los LOHC, incluyendo el metanol) y iii) amoniaco. En la actualidad, únicamente existe actividad significativa en el segmento de transporte marítimo de amoniaco (aunque sin reconversión en el punto de entrega).

Las tres alternativas se enfrentan a retos tecnológicos significativos en algún punto de la cadena de valor de conversión-transporte-reconversión (p. ej., problemas de costes y tecnológicos relacionados con el transporte de hidrógeno líquido, la reconversión de LOHC y amoniaco, los impactos medioambientales, etc.).

En última instancia la viabilidad técnica y competitividad de las distintas alternativas de transporte marítimo de hidrógeno depende de múltiples factores, entre los que destacan la escala de operación, la distancia de transporte y las infraestructuras y usos finales en los puntos de importación y exportación.

5. Desarrollo del marco regulatorio y normativo relacionado con el comercio internacional.

La creación de un mercado global de hidrógeno depende, en gran medida, del desarrollo de mercados regionales con marcos regulatorios estables, un número elevado de usuarios, infraestructuras en los puntos de exportación e importación y estándares reconocidos internacionalmente.

En la actualidad, se están sentando las bases para el desarrollo de un mercado interior de hidrógeno en la UE, aunque queda mucho camino por recorrer. A escala internacional, resultará esencial desarrollar un sistema de estándares y certificaciones de hidrógeno renovable que faciliten los intercambios comerciales a gran distancia.

6. Desarrollo de infraestructuras en los puertos.

Entre las distintas vías tecnológicas para el transporte de hidrógeno y productos derivados por vía marítima únicamente existen infraestructuras dedicadas en los puertos en el caso

del amoniaco. En la actualidad, unos 150 puertos pueden gestionar importaciones o exportaciones de amoniaco en casi 200 terminales.

No existen, sin embargo, infraestructuras de conversión o reconversión para ninguna de las alternativas tecnológicas (hidrógeno líquido o comprimido, portadores de hidrógeno o amoniaco). Tampoco existen buques operativos (en fase comercial) para el transporte de hidrógeno líquido o comprimido.

Las distintas infraestructuras necesarias para el transporte marítimo y los procesos en los puertos se enfrentan a retos tecnológicos relacionados con la eficiencia y el consumo de energía, el escalado de operaciones de producción y transporte, la separación del hidrógeno, las fugas y otros potenciales impactos medioambientales.

7. Impactos medioambientales ligados al transporte de hidrógeno y productos relacionados y otros riesgos (sobre la salud, seguridad, etc.).

El impacto medioambiental (desde la perspectiva del ciclo de vida) de las distintas vías tecnológicas alternativas para el comercio internacional de hidrógeno por vía marítima depende de la escala de las operaciones y la distancia. Cuanto mayor es la distancia a la que se transporta el hidrógeno o el producto derivado, mayor es el impacto medioambiental y menor es la eficiencia agregada de la cadena de valor producción-almacenamiento-transporte-almacenamiento-suministro.

En general, las alternativas de suministro de hidrógeno puro (especialmente, en forma líquida) registran un menor impacto medioambiental que el resto de las alternativas (LOHC, metanol, gas natural sintético y amoniaco, en orden ascendente). El desempeño medioambiental del amoniaco es especialmente desfavorable en categorías medioambientales como acidificación, emisión de partículas y consumo de agua, además de los impactos en términos de eutroficación –especialmente terrestre— y formación fotoquímica de ozono.

8. Dificultad de financiación de los proyectos.

La financiación (en el mercado) de proyectos de hidrógeno debe superar las barreras que afrontan habitualmente los proyectos con elevados niveles de *capex* y relacionados con tecnologías en fase de desarrollo o “*first of a kind*”.

Los potenciales inversores perciben barreras y riesgos significativos relacionados con: (i) las condiciones de mercado (especialmente, las perspectivas de evolución de la demanda); (ii) el escaso desarrollo del marco regulatorio y normativo; (iii) la dificultad de acceso a la financiación (pública y privada); (iv) el insuficiente desarrollo de las cadenas de valor y del ecosistema de financiación en el sector del hidrógeno; y (v) la dificultad de aplicar modelos de financiación basados en *project finance* y otras estructuras innovadoras de financiación por falta de *off-takers*.

Principales conclusiones

El papel, más o menos protagonista, que jugará el hidrógeno renovable en la transición energética global a largo plazo tiene implicaciones relevantes para los puertos.

Pese a la incierta evolución del mercado global de hidrógeno renovable, se espera que el hidrógeno renovable juegue un papel relevante en hubs industriales regionales, con un volumen de comercio internacional limitado y generalmente circunscrito a regiones continentales (Europa, sudeste asiático, Norteamérica, América del Sur...).

Las oportunidades se centran en nichos de consumo energético donde el hidrógeno renovable puede tener ventaja competitiva frente a otras fuentes de energía (electricidad) y donde la electrificación resulta muy complicada (p. ej., muchos usos actuales del hidrógeno gris, generación de calor de alta temperatura o determinados segmentos del sector del transporte), así como en áreas donde se desarrolle una alta demanda de consumo no energético de amoníaco.

Al analizar la estrategia de los distintos puertos como hubs logísticos para el comercio internacional de hidrógeno renovable y productos derivados deben tenerse en cuenta los siguientes factores:

- El crecimiento futuro del mercado global de hidrógeno dependerá crucialmente de la competitividad (en costes) del hidrógeno verde en distintos usos finales, de la existencia de diferenciales significativos en los costes de producción en distintas regiones y de los costes de transporte.
- La generación de una base de demanda local de hidrógeno verde y productos derivados que dé impulso al mercado global dependerá de la existencia de incentivos económicos y señales regulatorias claras para tomar decisiones relacionadas con la sustitución con hidrógeno renovable de usos de hidrógeno gris y otros combustibles de origen fósil como el gas natural.
- La estrategia de despliegue de infraestructuras en los distintos puertos debe poner en valor sus potenciales fortalezas, incluyendo i) la demanda potencial de hidrógeno verde; ii) la cercanía a centros de producción y consumo de hidrógeno o amoníaco; iii) el desarrollo de valles o corredores de hidrógeno adyacentes; iv) la disponibilidad de energía eléctrica renovable y asequible y otros recursos necesarios (e.g., agua); v) la existencia de infraestructuras energéticas, de transporte y comunicaciones, etc.; vi) las estrategias de impulso del hidrógeno renovable en distintos ámbitos geográficas (e.g., regionales, estatales, etc.); vii) el estado de desarrollo de las infraestructuras dedicadas; viii) los acuerdos de colaboración con otros puertos, potenciales exportadores u *off-takers*, etc.; o ix) el nivel de aceptación social.
- La combinación de estas fortalezas y el peso específico de cada una de ellas determina el ritmo de desarrollo inicial y posterior escalado de estrategias e infraestructuras orientadas a la importación o exportación de hidrógeno renovable y/u otros productos energéticos.
- Esa estrategia debe, además, incorporar y equilibrar de manera coherente y consistente una visión de corto plazo con una visión de medio y largo plazo. En una

fase inicial (corto plazo), por ejemplo, el desarrollo óptimo de infraestructuras en el puerto probablemente debería centrarse, de forma prioritaria, en la realidad y el contexto local (demanda en el puerto y en el sector industrial local, desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno, etc.).

- Desde el punto de vista territorial, resulta interesante potenciar acuerdos y alianzas entre puertos en un mismo mercado en regiones más grandes (p. ej., noroeste de Europa) que pongan en valor las fortalezas y ventajas competitivas de los puertos locales en la cadena de valor del hidrógeno renovable y productos derivados.

El autor

Jorge Fernández Gómez

Investigador Sénior y Coordinador del Lab de Energía y Medioambiente de Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto-Universidad de Deusto) desde marzo de 2018. Doctor y Máster en Economía (Georgetown University, Washington, DC) y Licenciado en Economía (Universidad Autónoma de Madrid, UAM). En Orkestra trabaja en proyectos de investigación relacionados con los procesos de transición energética, la descarbonización de la economía y de los distintos sectores, las redes de distribución inteligentes, la fiscalidad de la energía y la financiación verde, el empleo verde, la movilidad sostenible, los mercados energéticos, la eficiencia energética, el almacenamiento de energía, la sostenibilidad del sector energético y del conjunto de la economía, etc. Antes de incorporarse a Orkestra, trabajó durante 6 años como Director Técnico en Iberian Gas Hub (proyecto de *hub* de gas natural en la Península Ibérica). Fue Director Asociado en Intermoney Energía durante 8 años, consultora especializada en mercados energéticos, *trading* de energía, gestión de riesgos, modelización y previsión energética (demanda, precios, etc.). Previamente, trabajó como Consultor en NERA Economic Consulting durante 6 años, especializándose en regulación energética, gestión de riesgos, diseño de mercados y tarifas energéticas, etc. Ha publicado capítulos de libros y artículos en revistas académicas y del sector energético y tiene una amplia experiencia como ponente en conferencias y eventos del sector energético

Lista de tablas

Tabla 2.1 Demanda esperada de hidrógeno en 2030, 2035 y 2050, con desglose por uso final	17
Tabla 2.2 Resultados de la subasta de primas para proyectos de producción de hidrógeno renovable	21
Tabla 2.3 Ventajas y desventajas de cada forma de transporte a larga distancia	28
Tabla 2.4 Estado de las infraestructuras para el comercio internacional (por vía marítima) de hidrógeno y derivados	40

Lista de gráficos

Gráfico 2.1 Costes de producción por país implícitos en la primera subasta de primas a proyectos de producción de hidrógeno renovable	22
---	----

Lista de figuras

Figura 1.1 Principales rutas previstas en 2030 de importación-exportación de hidrógeno y amoníaco.....	12
Figura 1.2 Costes estimados de distintas alternativas de transporte de hidrógeno a larga distancia	13
Figura 2.1 Estimaciones de la demanda de hidrógeno en 2050 de diversas instituciones.....	16
Figura 2.2 Coste total del hidrógeno verde y rosa en distintos escenarios.....	20
Figura 2.3 Senda esperada de evolución del coste de producción de hidrógeno verde y del coste de los electrolizadores	21
Figura 2.4 Vías tecnológicas para el transporte de hidrógeno y productos derivados	26
Figura 2.5 Flujos de comercio internacional de amoníaco.....	27
Figura 2.6 Cadenas de valor de las distintas vías de conversión-transporte-almacenamiento-reconversión de hidrógeno	30
Figura 2.7 Eficiencia de la cadena de valor del transporte de hidrógeno bajo distintas alternativas tecnológicas.....	31
Figura 2.8 Costes totales (<i>levelised cost</i>) estimados en 2030 de transporte de hidrógeno a grandes distancias y bajo distintas alternativas tecnológicas	32
Figura 2.9 Costes totales de transporte de hidrógeno en las distintas alternativas tecnológicas	32

Figura 2.10 Costes desglosados de distintas vías tecnológica de transporte de hidrógeno y productos derivados	33
Figura 2.11 Proyectos enfocados al comercio internacional de hidrógeno anunciados hasta 2023, según su situación y tipo de producto (2023)	34
Figura 2.12 Impacto medioambiental de las distintas alternativas de suministro de hidrógeno (indicador agregado)	42
Figura 2.13 Selección de impactos medioambientales de las distintas alternativas de suministro de hidrógeno o productos derivados	44
Figura 2.14 Fuentes de riesgos percibidos por inversores en proyectos de hidrógeno	47

Lista de recuadros

Recuadro 2.1 Principales ideas (demanda de hidrógeno)	18
Recuadro 2.2 Principales ideas (costes de producción)	23
Recuadro 2.3 Principales ideas (capacidad de producción)	25
Recuadro 2.4 Principales ideas (transporte y almacenamiento)	34
Recuadro 2.5 Principales ideas (marco regulatorio)	37
Recuadro 2.6 Principales ideas (infraestructuras)	40
Recuadro 2.7 Principales ideas (impacto medioambiental)	45
Recuadro 2.8 Principales ideas (financiación)	48

1. Introducción

El desarrollo del comercio internacional de hidrógeno renovable y derivados se enfrenta a retos significativos en la actualidad.

En 2022, IRENA estimaba que más de un tercio del hidrógeno renovable consumido en el mundo (36%¹ del consumo total de 420 millones de toneladas/año)² se intercambiaría entre regiones importadoras y exportadoras, con flujos significativos entre el norte de África y Europa y entre Australia y el resto de Asia ([Figura 1.1](#)) (IRENA, 2022a).

La visión de IRENA era optimista (en términos de demanda³, desarrollo tecnológico y reducción de costes e inversión y despliegue de infraestructuras). Sumando los flujos de reexportación (hasta un 24,5% de los flujos totales), el volumen total de hidrógeno negociado globalmente podría llegar a alcanzar hasta 192,4 millones de toneladas (aproximadamente el doble que la demanda actual de hidrógeno). El transporte a largas distancias de hidrógeno renovable se llevaría a cabo a través de hidroductos (55%), mientras que un 45% se llevaría a cabo mediante transporte marítimo (40% amoniaco y 5% hidrógeno líquido)⁴.

La materialización de este escenario implicaba, por un lado, avanzar en la superación de determinadas barreras (insuficiente demanda, retos relacionados con costes, madurez de las tecnologías y eficiencia en todos los eslabones de la cadena de valor, incertidumbre regulatoria y estabilidad para las inversiones, normas y certificaciones, disponibilidad de energía renovable, acceso a materias primas críticas o el “problema del huevo y la gallina” en relación con la demanda y las infraestructuras) (IRENA, 2022b).

La propia Comisión Europea (CE) ha fijado para la Unión Europea (UE) un objetivo de producción de 10 millones de toneladas de hidrógeno verde en 2030 y otros 10 millones de toneladas importadas en esa fecha (European Commission, 2020, 2022).

El razonamiento detrás de esta visión de crecimiento significativo del comercio internacional de hidrógeno renovable se basa en la idea de que las variaciones geográficas en el coste de producción y la disponibilidad de energía eléctrica renovable darán lugar a una variación significativa en los costes de producción de hidrógeno renovable.

Estas variaciones de costes –junto con la reducción en los propios costes de transporte– pueden facilitar el transporte a gran distancia de hidrógeno renovable entre centros de

¹ Este 36% se compara con intercambios globales totales en 2020 del 74% (petróleo), 33% (gas natural), 19% (carbón), 3% (electricidad), 22% (acero), 10% (amoniaco), 28% (metanol) y 10% (tolueno) (IRENA, 2022a).

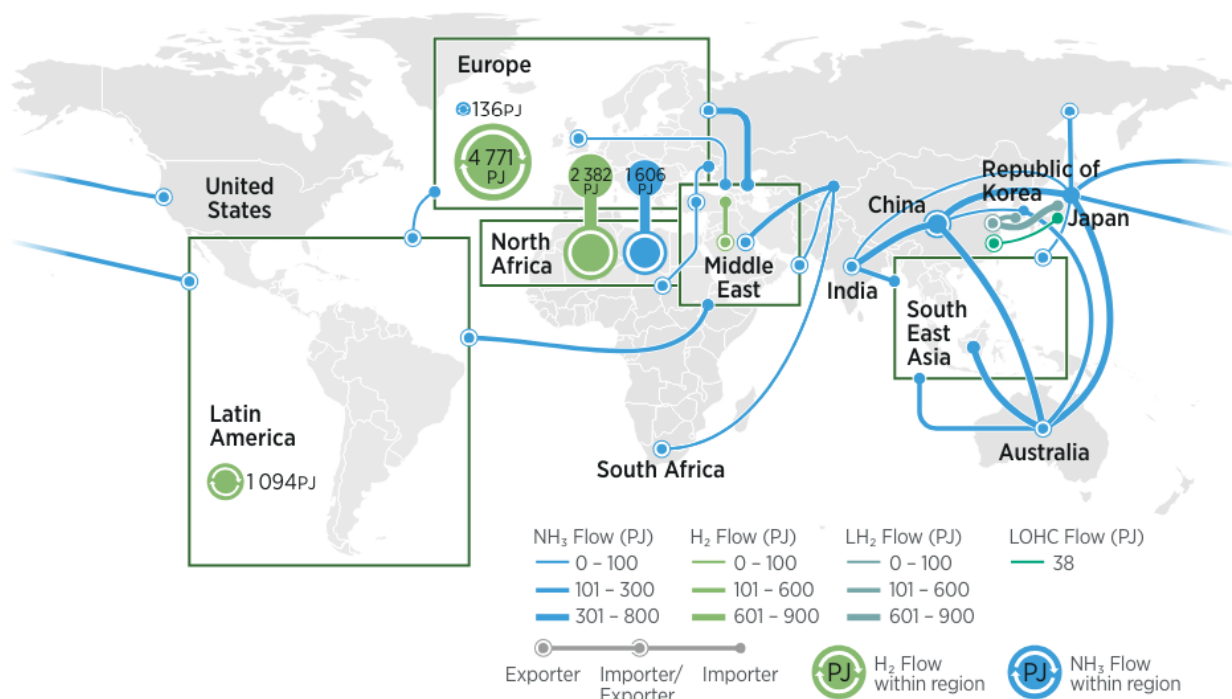
² En la actualidad, prácticamente la totalidad del hidrógeno que se consume (hidrógeno gris) se produce en ubicaciones cercanas a los puntos de consumo.

³ La demanda total de hidrógeno en 2022 se situó en unos 95 millones de toneladas (IEA, 2023).

⁴ En su análisis, IRENA (2022a) considera despreciable el comercio internacional a larga distancia de portadores orgánicos líquidos de hidrógeno (LOHC).

producción con ventajas competitivas (en recursos renovables, disponibilidad de terrenos, agua y otros recursos, como conocimiento) –p. ej., Australia— y otras ubicaciones geográficas donde el consumo de hidrógeno sea elevado (en la industria y otros usos finales en los que el hidrógeno tenga una ventaja competitiva en descarbonización frente a otras alternativas) y los costes de producción de hidrógeno renovable sean menos competitivos o la capacidad de producción más limitada, generando demanda de importación (p. ej., centro y norte de Europa o este de Asia).

Figura 1.1 Principales rutas previstas en 2030 de importación-exportación de hidrógeno y amoníaco



Fuente: IRENA (2022a).

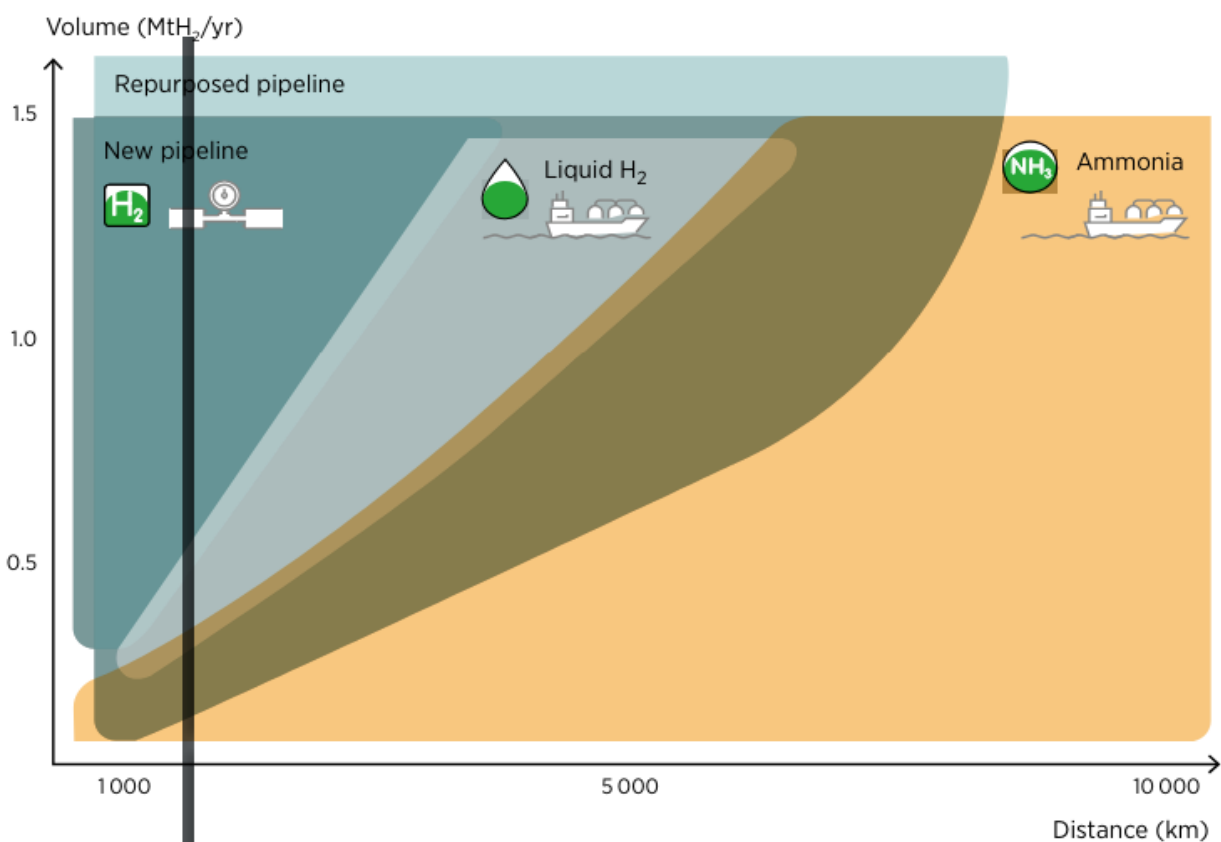
Pese a ello, el volumen del mercado global de hidrógeno renovable no alcanzará a largo plazo los volúmenes intercambiados internacionalmente de otros productos energéticos, como el petróleo o el gas natural, debido principalmente a los elevados costes de transporte.

El transporte a gran distancia de hidrógeno se llevará a cabo principalmente a través de hidroductos (debido fundamentalmente a la baja densidad energética del hidrógeno gaseoso y de otros productos relacionados con el hidrógeno, que genera retos tecnológicos e incrementa los costes de transporte de grandes volúmenes de productos como el amoníaco,

el metanol o los portadores orgánicos). Si el transporte implica grandes volúmenes y grandes distancias, el transporte de productos como el amoníaco⁵ puede ser competitivo.

Para distancias inferiores a 1.500 km⁶, por ejemplo, se estima que será más competitivo el transporte por hidroducto de hidrógeno líquido que el transporte de amoníaco o de portadores orgánicos líquidos a través de buques (Figura 1.2).

Figura 1.2 Costes estimados de distintas alternativas de transporte de hidrógeno a larga distancia



Fuente: IRENA (2022b).

⁵ En 2021 se intercambiaron en el mercado global 18 millones de toneladas o un 10% de la producción total (Sandalow et al., 2022).

⁶ El Joint Research Center (JRC) de la Comisión Europea estimaba en 2021 que el transporte de hidrógeno comprimido (por hidroducto o vía transporte marítimo) podía ser más competitivo que el transporte de derivados de hidrógeno (amoníaco o LOHC) para distancias inferiores a 2.500 km (i.e., para un mercado como el europeo). Para distancias mayores y con diferenciales en los precios de la electricidad renovable entre las ubicaciones de exportación e importación superiores a 20 €/MWh, podía ser más competitivo el transporte de amoníaco o LOHC (European Commission, 2021).

Frente a esta visión de crecimiento sostenido de la cadena de valor del hidrógeno y del comercio global, en los últimos tiempos se está observando una ralentización en muchas iniciativas de inversión y desarrollo de infraestructuras en toda la cadena de valor del hidrógeno (y, especialmente, en instalaciones para la producción de hidrógeno a gran escala⁷) que pueden poner en riesgo estos objetivos.

Una gran mayoría de los proyectos de hidrógeno verde en todo el mundo se están enfrentando a problemas de implementación relacionados con la falta de *off-takers* (compradores de hidrógeno a través de contratos a largo plazo, el acceso a energía renovable (y otros recursos necesarios para la producción de hidrógeno renovable, como agua), retrasos y cuellos de botella en las cadenas de suministro y dificultades de financiación (Cagney, 2024).

Esta situación puede tener un impacto sobre las perspectivas de desarrollo de los puertos marítimos como centros logísticos (*hubs*) de hidrógeno renovable en el corto, medio y largo plazo.

En este trabajo analizamos las perspectivas actuales de desarrollo del comercio internacional de hidrógeno renovable y productos relacionados con el hidrógeno y las potenciales implicaciones para los puertos. Este análisis es complementario al trabajo realizado por Larrea Basterra y Txapartegi Trigueros (2025) sobre la competitividad del puerto de Bilbao en el mercado global de hidrógeno limpio y productos derivados.

Para ello, realizamos una revisión no sistemática⁸ de literatura académica y no académica (con énfasis especial en instituciones internacionales relevantes en el ámbito de la energía, como la Agencia Internacional de la Energía, AIE, o la Agencia Internacional de Energías Renovables, IRENA, entre otras).

El análisis preliminar de la literatura permite identificar los retos más relevantes para el desarrollo de un mercado global de hidrógeno, destacando los siguientes:

- la evolución esperada de la demanda de hidrógeno renovable a medio y largo plazo;
- los costes de producción de hidrógeno renovable;
- la evolución de la oferta (capacidad de producción);

⁷ La Agencia Internacional de la Energía (AIE) indicaba en el otoño de 2023 que los proyectos de producción de hidrógeno anunciados en 2023 (no necesariamente en marcha) representarían, si se implementaran, únicamente el 55% del nivel de producción del escenario Net Zero Emissions de la AIE (IEA, 2023).

⁸ Las revisiones no sistemáticas de literatura consisten en análisis de publicaciones académicas y no académicas sobre un tema o cuestión concreta que se basan en "...evaluaciones críticas y [...] elecciones (subjetivas) del autor o autores mediante un proceso de descubrimiento y crítica (por ejemplo, señalando contradicciones y cuestionando afirmaciones o creencias)..." (Kraus et al., 2022, p. 2.581) (traducción propia). Esencialmente, son revisiones críticas de la literatura a partir de la experiencia y el conocimiento experto del investigador (Lim y Weissman, 2021).

- la viabilidad económica del transporte de hidrógeno renovable y productos relacionados con el hidrógeno por vía marítima y a larga distancia;
- el desarrollo del marco regulatorio y normativo relacionado con el comercio internacional;
- el desarrollo de infraestructuras en los puertos;
- los impactos medioambientales ligados al transporte de hidrógeno y productos relacionados y otros riesgos (sobre la salud, seguridad, etc.);
- dificultad de financiación de los proyectos.

Cada una de estas cuestiones se analizan en más detalle en la Sección 2. En la Sección 3 presentamos un conjunto de potenciales implicaciones con relevancia para la determinación del posicionamiento estratégico de los puertos marítimos como potenciales *hubs* exportadores y/o importadores de hidrógeno y productos derivados y que abren la puerta al estudio en profundidad sobre la competitividad del puerto de Bilbao en el mercado global de estos productos realizado por Larrea Basterra y Txapartegi Trigueros (2025).

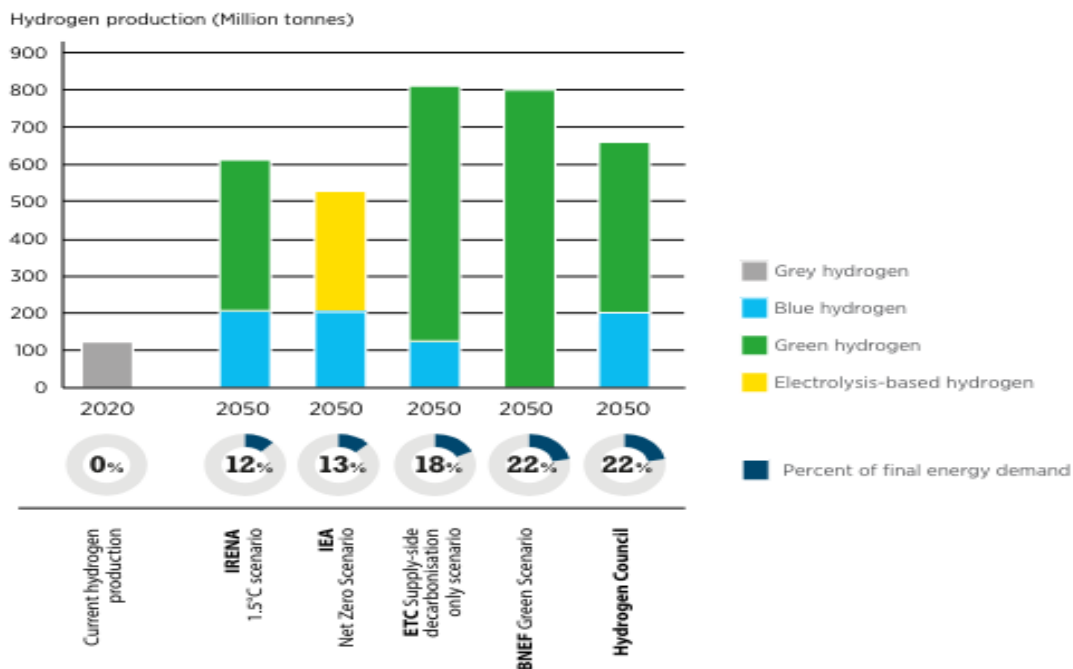
2. Factores clave para el desarrollo de un mercado global de hidrógeno verde y productos derivados

2.1. Evolución esperada de la demanda de hidrógeno a largo plazo

Las proyecciones de la demanda de hidrógeno a largo plazo de distintas instituciones han caído de manera significativa desde el primer semestre de 2024.

IRENA (2022b) recogió un conjunto de estimaciones de la demanda de hidrógeno en 2050, publicadas por varias instituciones en 2021, que se situaban en un rango entre 500+ y 800+ millones de toneladas/año, lo que suponía multiplicar en 30 años la demanda de 2020 (en torno a 100+ millones de toneladas) por un factor entre 5 y 8 (Figura 2.1).

Figura 2.1 Estimaciones de la demanda de hidrógeno en 2050 de diversas instituciones



Fuente: IRENA (2022b), utilizando estimaciones en BNEF (2021a); Energy Transition Commission (2021); Hydrogen Council & McKinsey (2021); IRENA (2021a); IEA (2021a).

La estimación central de IRENA era de 614 millones de toneladas/año, mientras que la estimación de la AIE se situaba en 530 millones (Net Zero Emissions Scenario), BNEF situaba la demanda entre unos 500 millones (Net Zero Scenario) y un máximo de unos 800+ millones de toneladas (Green Scenario) y el Hydrogen Council situaba su estimación de demanda en 640 millones de toneladas.

En diciembre de 2023, IRENA & WTO (2023) mantenían en su análisis sobre la evolución del comercio internacional de hidrógeno una demanda global estimada de hidrógeno en 2050 de más de 620 millones de toneladas/año.

A lo largo de 2023 y durante la primera mitad de 2024, sin embargo, se han publicado diversas estimaciones de la demanda de hidrógeno a largo plazo (2050) con una clara tendencia a la baja.

Así, la Agencia Internacional de la Energía estimó, en septiembre de 2023, una demanda de hidrógeno en 2050 de 430 millones de toneladas/año (-17,3% respecto de su anterior estimación de 520 millones), de los cuales 420 millones corresponderían a hidrógeno bajo en emisiones (IEA, 2023a). El incremento desde 95 millones de toneladas en 2022 hasta la nueva estimación de 430 millones de toneladas en 2050 estaba inducido por el crecimiento de la demanda en el transporte (+193 millones en el periodo), la industria (+86 millones) y la generación de electricidad (+74 millones) (Tabla 2.1).

Tabla 2.1 Demanda esperada de hidrógeno en 2030, 2035 y 2050, con desglose por uso final

Milestones	2022	2030	2035	2050
Total hydrogen demand	95	150	215	430
Refining (Mt H ₂)	42	35	26	10
Industry (Mt H ₂)	53	71	92	139
Transport (Mt H ₂ -eq, including hydrogen-based fuels)	0	16	40	193
Power generation (Mt H ₂ -eq, including hydrogen-based fuels)	0	22	48	74
Other (Mt H ₂)	0	6	10	14
Share of total electricity generation	0%	1%	1%	1%
Low-emissions hydrogen production (Mt H ₂)	1	70	150	420
From low-emissions electricity	0	51	116	327
From fossil fuels with CCUS	1	18	34	89
Cumulative installed electrolysis capacity (GW electric input)	1	590	1 340	3 300
Cumulative CO ₂ storage for hydrogen production (Mt CO ₂)	11	215	410	1 050
Hydrogen pipelines (km)	5 000	19 000	44 000	209 000
Underground hydrogen storage capacity (TWh)	0.5	70	240	1 200

Fuente: IEA (2023).

Por su parte, BNEF, en el informe New Energy Outlook 2024, publicado en mayo de 2024, estimó en el escenario Net Zero Emissions una demanda de hidrógeno descarbonizado en 2050 de

390 millones de toneladas (un 22% inferior a la recogida en el New Energy Outlook de 2022)⁹. La demanda de hidrógeno limpio a largo plazo está inducida por el consumo en la industria, aviación y transporte marítimo, principalmente, y, en menor medida, en el transporte pesado por carretera (BNEF, 2024a).

Entre los factores que explican la caída en las estimaciones de la demanda de hidrógeno limpio a largo plazo pueden citarse muchos de los factores que se comentan a continuación, incluyendo:

- la evolución de los costes esperados de producción de hidrógeno renovable;
- el lento desarrollo del marco regulatorio y normativo y la incertidumbre regulatoria;
- el lento despliegue de infraestructuras;
- las previsiones de avance tecnológico de otras alternativas para la descarbonización de usos finales de la energía (p. ej., hornos de arco eléctrico en la industria, bombas de calor, etc.).

Recuadro 2.1 Principales ideas (demanda de hidrógeno)

- Las previsiones de la demanda global de hidrógeno a medio (2030) y largo plazo (2050) se están corrigiendo sensiblemente a la baja desde mediados de 2023.
- Esto tendrá un impacto sobre el ritmo de desarrollo del comercio global de hidrógeno y productos derivados.
- Los principales factores detrás de esta visión bajista sobre la demanda de hidrógeno son la evolución de los costes de producción de hidrógeno renovable, la incertidumbre regulatoria, el lento despliegue de infraestructuras en toda la cadena de valor y las previsiones de avance de tecnologías alternativas en usos finales de la energía.

2.2. Costes de producción de hidrógeno renovable

Los costes de producción de hidrógeno renovable suponen otro reto significativo para el desarrollo de un mercado global de hidrógeno.

Deben existir diferencias sustanciales en los costes de producción de hidrógeno renovable entre distintas ubicaciones para que resulte atractiva su exportación hacia los centros de

⁹ Estas estimaciones se acercan en magnitud a otras estimaciones anteriores de la demanda de hidrógeno en 2050 que no se basan necesariamente en escenarios de cero emisiones netas en ese año, como los 240 millones de toneladas/año en el *Transforming Energy Scenario* de IRENA (2020) o los 269 millones de toneladas/año del *Sustainable Development Scenario* de la AIE (IEA, 2020).

consumo, pero también deben situarse los costes de producción en niveles que den lugar a un precio competitivo del hidrógeno para los consumidores, una vez incorporados otros costes adicionales asociados a su suministro (incluyendo costes de transporte, almacenamiento, conversión y/o reconversión –si son necesarias–, etc.).

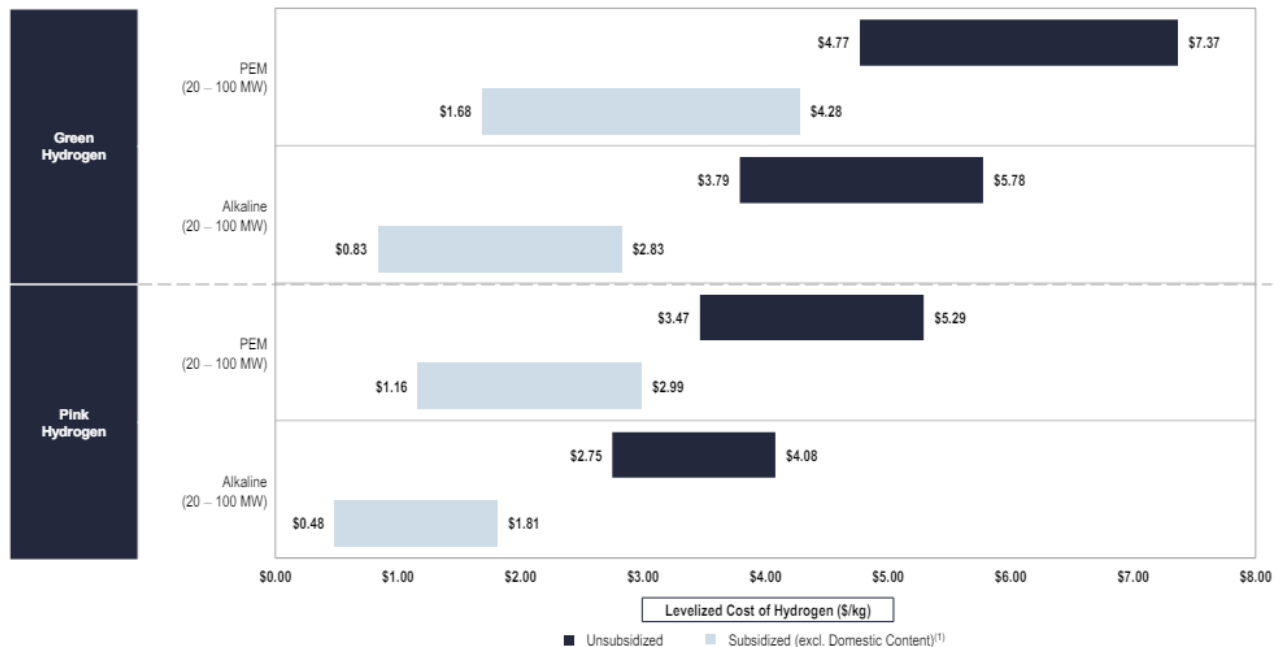
La consultora Lazard¹⁰ estimaba en abril de 2023 un coste total de producción de hidrógeno renovable (*levelized cost of hydrogen*), sin subsidios, en los rangos 4,77-7,37 \$/kg (para electrolizadores alcalinos entre 20 y 100 MW) y 3,79-5,78 \$/kg (para electrolizadores PEM entre 20 y 100 MW) (Figura 2.2) (Lazard, 2023).

En otro estudio publicado en diciembre de 2023, el Hydrogen Council estimaba un incremento del coste total de producción de hidrógeno verde entre un 30% y un 65% superior al de estimaciones anteriores (Figura 2.3), situando el nuevo rango objetivo de costes de producción para 2030 en 3,5-4,0 \$/kg (Hydrogen Council & McKinsey, 2023). El incremento de costes respecto de las estimaciones anteriores se achaca al incremento del coste de inversión en electrolizadores¹¹, al coste de la energía renovable y a los costes de financiación.

¹⁰ Lazard publica periódicamente un (reputado) informe con estimaciones del coste total de la energía producida con distintas tecnologías energéticas.

¹¹ En gran medida, el incremento en el *capex* de los electrolizadores se debe al aumento del en la inflación, a una cobertura más amplia de los costes involucrados en las estimaciones y al retraso en el despliegue de proyectos que permitan alcanzar economías de escala (Parkes, 2024). El estudio de BNEF sitúa el *capex* de un electrolizador alcalino de referencia en el rango 480-720 \$/kW en China y en el rango 2.000-3.000 \$/kWh en Europa, lo que implica un incremento entre el 40% y el 65% respecto de las anteriores estimaciones (de 2022).

Figura 2.2 Coste total del hidrógeno verde y rosa¹² en distintos escenarios



Fuente: Lazard (2023).

Por otra parte, los resultados de la primera subasta de primas para proyectos de producción de hidrógeno renovable de la UE, finalizada en abril de 2024, indican que los costes de producción de hidrógeno renovable están aún en niveles muy alejados del coste del hidrógeno gris¹³, aunque el número de oferentes en la subasta (132, que solicitaron hasta 15 veces el subsidio agregado disponible) sugiere un gran interés de la demanda por recibir ayudas.

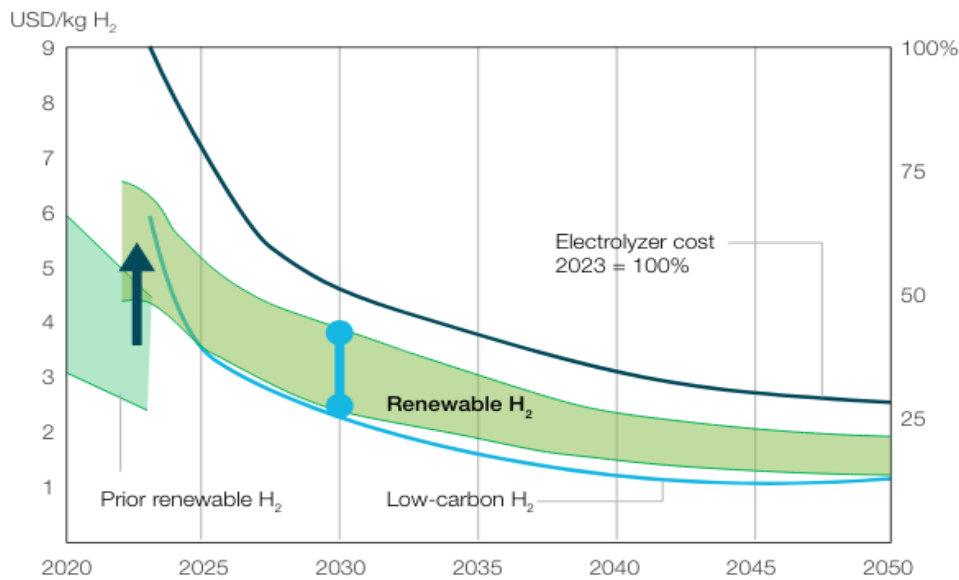
La subasta, organizada por el European Hydrogen Bank, adjudicó primas (entre 0,37 y 0,48 €/kg) por un monto total de 694,52 M€ a seis proyectos en cuatro países (Portugal, España, Noruega y Finlandia) (European Commission, 2024a)¹⁴ (Tabla 2.2). Los proyectos pondrán en funcionamiento 1.442 MW de capacidad de electrolisis con una producción acumulada de 1,51 millones de toneladas en 10 años.

¹² Hidrógeno verde es hidrógeno producido a partir de electricidad renovable (eólica y fotovoltaica). Hidrógeno rosa es hidrógeno producido a partir de electricidad de origen nuclear.

¹³ El sobrecoste estimado del hidrógeno verde respecto del gris se sitúa entre 4 y 6 €/kg, según McWilliams & Kneebone (2024), y en torno a 7 €/kg para un consumidor industrial, como una refinería, según el CEO de Total Energies (Martin, 2024). Platts estimaba el coste de producción de hidrógeno verde en España con un electrolizador alcalino y con un PPA renovable en 7,15 €/kg a finales de abril de 2024 (Burgess, 2024).

¹⁴ Inicialmente, se adjudicaron primas a siete proyectos (European Commission, 2024b), pero uno de ellos (el proyecto El Alamillo, de Benbros Energy, S. L., en España) retiró su propuesta (Collins, 2024).

Figura 2.3 Senda esperada de evolución del coste de producción de hidrógeno verde y del coste de los electrolizadores



Fuente: Hydrogen Council & McKinsey (2023).

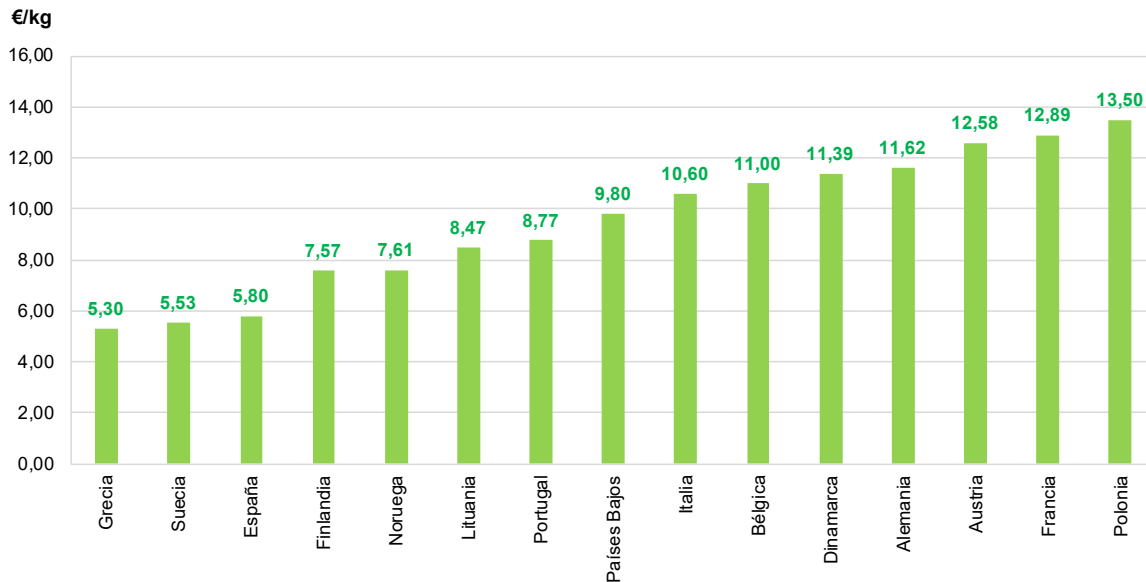
Tabla 2.2 Resultados de la subasta de primas para proyectos de producción de hidrógeno renovable

Proyecto	Coordinador	Estado miembro	Precio ofertado (EUR/kg)	Volumen ofertado (kt H ₂ / 10 años)	Capacidad (MWe)	Reducción de emisiones de GEI (ktCO ₂ / 10 años)	Financiación solicitada (M€)
eNRG Lahti	Nordic Ren-Gas Oy	Finlandia	0.37	122	90	836	45,23
Grey2Green-II	Petrogal S.A.	Portugal	0.39	216	200	1477	84,23
HYSENCIA	Angus	España	0.48	17	35	115	8,10
SKIGA	Skiga	Noruega	0.48	169	117	1159	81,32
Catalina	Renato Ptx Holdco	España	0.48	480	500	3284	230,46
MP2X	Madoquapower 2x	Portugal	0.48	511	500	3494	245,18
Total				1515	1442	10365	694,52

Fuente: European Commission (2024a).

Las ofertas recibidas también reflejan, en cierta medida, el coste sombra de producción de hidrógeno renovable en distintos países (Gráfico 2.1).

Gráfico 2.1 Costes de producción por país implícitos en la primera subasta de primas a proyectos de producción de hidrógeno renovable



Fuente: elaboración propia utilizando los datos publicados en McWilliams & Kneebone (2024).

Los proyectos ganadores de la subasta tienen “off-takers”¹⁵ en distintos sectores, incluyendo consumos para refinerías, producción de amoníaco, inyección de gas en las redes o aviación (Burgess, 2024).

Aunque algunos analistas indicaban que los resultados de la subasta reflejan una “prima verde” pagada por los off-takers¹⁶ (Burgess, 2024), debe tenerse en cuenta que:

1. los proyectos pueden recibir derechos de emisión asignados gratuitamente (siempre que no existan otras ayudas); y
2. los proyectos ganadores deberán estar operativos en 2029 y deberán cumplir con los requisitos de “adicionalidad” aplicables a la generación renovable.

Por otro lado, la segunda subasta del European Hydrogen Bank de primas para la producción de hidrógeno renovable atrajo 61 ofertas (frente a 132 en la primera subasta) de proyectos en 11 países del Espacio Económico Europeo (EEE), incluyendo ocho ofertas de productores de hidrógeno con compradores en el sector marítimo.

¹⁵ Un requisito de la subasta era que los oferentes (de hidrógeno) demostraran que tenían compromisos de compra (MoU u otros acuerdos pre-contractuales) por valor de al menos un 60% de la producción esperada.

¹⁶ Las primas recibidas en la subasta son inferiores a la diferencia entre los costes estimados de producción de hidrógeno verde e hidrógeno gris.

La subvención total solicitada por los proyectos, con un total de 6,3 GW de capacidad y una producción total en 10 años de 7,3 millones de toneladas de hidrógeno renovable, ascendió a más de 4.800 M€ (cuatro veces el presupuesto disponible de 1.200 M€) (European Commission, 2025).

Recuadro 2.2 Principales ideas (costes de producción)

- Las previsiones de evolución de los costes de producción de hidrógeno verde también han empeorado, por incrementos en los costes de los electrolizadores (en parte, por la inflación), el coste de la energía renovable y los costes de financiación.
- Los resultados de la primera subasta de primas para el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno renovable en la UE sugieren que los costes para los consumidores implícitos en los proyectos se encuentran muy alejados aún de los costes del hidrógeno gris.

2.3. Evolución esperada de la capacidad de producción

La evolución esperada de la capacidad de producción de hidrógeno verde a corto y medio plazo supone otro reto significativo para el desarrollo de un mercado global de hidrógeno.

A principios de 2023, la Agencia Internacional de la Energía revisó a la baja (en un 50%) sus proyecciones para la producción de hidrógeno renovable en Europa¹⁷ y en otras regiones. La menor producción esperada de hidrógeno está relacionada con el lento desarrollo de los proyectos, que no llegan a la fase de decisión final de inversión (*final investment decision*, FID) por la falta de compradores de hidrógeno (*off-takers*), a costes de producción más elevados (mencionados anteriormente) y a otros factores, como los retrasos en los permisos o la conexión a las redes eléctricas (por falta de capacidad) y a problemas de financiación (IEA, 2024).

La incertidumbre sobre el desarrollo del mercado internacional de hidrógeno es otra de las barreras a la inversión en proyectos de producción de hidrógeno que menciona la AIE. En resumen, la evolución esperada de la oferta, la demanda y el desarrollo de comercio internacional de hidrógeno renovable se retroalimentan negativamente en la actualidad.

Por otro lado, Bloomberg New Energy Finance (BNEF) publicó en mayo de 2024 un análisis sobre las perspectivas de evolución de la oferta de hidrógeno que indicaba, en la línea de lo

¹⁷ La última previsión de la AIE sitúa el incremento de la capacidad de energías renovables dedicada a proyectos de hidrógeno en 45 GW entre 2023 y 2028, lo que corresponde únicamente a un 7% de la capacidad total en los proyectos anunciados). En Suecia, Países Bajos, España y Alemania las previsiones de crecimiento de la capacidad renovable dedicada a la producción de hidrógeno se han recortado en más del 50%.

apuntado por la AIE, que el ritmo de crecimiento de la capacidad de producción de hidrógeno renovable es muy lento y que no se cumplirán los objetivos anunciados por los distintos gobiernos para 2030 (BNEF, 2024a,b). En concreto, el análisis de BNEF indica que, en el horizonte 2030:

- se espera una producción de hidrógeno con bajas emisiones de 16,4 millones de toneladas (un 41% consistirá en hidrógeno azul, con bajas emisiones, producido a partir de combustibles de origen fósil), de las cuales el 37% tendrá lugar en EE.UU., el 24% en Europa, el 19% en China y el 20% en otros países;
- menos de un tercio de los 1.600 proyectos anunciados hasta la fecha se materializarán (y más tarde de lo planificado), debido a la falta de *off-takers* y a problemas de financiación;
- solo un 12% de la capacidad de producción anunciada que entrará en operación en 2030 o antes (unos 11 mt anuales) cuenta con el apoyo de un *off-taker*, pero solo 1,25 mt anuales se han vendido en el marco de contratos vinculantes;
- China, EE.UU. y Europa copan más del 80% de la producción de hidrógeno verde, mientras que otras regiones (p. ej., Latinoamérica o Australia) tendrán una cuota menor;
- aunque más del 30% de la capacidad de producción esperada por BNEF está ligada a proyectos orientados a la exportación, las exportaciones reales podrían ser menores¹⁸;
- aunque se espera que hasta 95 GW de capacidad de electrolizadores¹⁹ puedan estar operativos en 2030 en todo el mundo, solo un 40%²⁰ de esta capacidad se encuentra en fases avanzadas de planificación o con la FID aprobada, en comparación con un 60% en el caso de los proyectos de hidrógeno (azul) con bajas emisiones;
- además, la caída en el volumen de capacidad renovable (eólica y fotovoltaica) dedicada a proyectos de hidrógeno renovable es del 35% respecto de las estimaciones realizadas por BNEF en 2022, observándose esta caída en todas las regiones analizadas, menos China.

¹⁸ La orientación a la exportación dependerá, en parte, de la demanda local en el entorno (Matalucci, 2024), de los proyectos de producción de hidrógeno (p. ej., en EE.UU.) y de medidas que incentiven la importación de hidrógeno verde en Europa, Japón o Corea.

¹⁹ De acuerdo con el autor del informe, la capacidad de los electrolizadores anunciados podría alcanzar 54 GW a finales de 2024 y más de 70 GW en 2025, aunque muchos de los fabricantes (especialmente en Occidente) pueden enfrentarse a problemas en las cadenas de suministro aguas arriba.

²⁰ El resto de la capacidad depende de la implementación de políticas y medidas anunciadas.

Recuadro 2.3 Principales ideas (capacidad de producción)

- En línea con las expectativas sobre la demanda, las perspectivas de evolución de la oferta sugieren que el ritmo de crecimiento de la capacidad de producción de hidrógeno renovable es lento y que no se cumplirán los objetivos anunciados por los distintos gobiernos para 2030.
- Esto se debe, principalmente, a la falta de *off-takers* (compradores de hidrógeno) y a problemas con la financiación de los proyectos.
- Aunque una parte importante de los proyectos anunciados están orientados a la exportación de hidrógeno, se espera que en la práctica las exportaciones reales sean menores, debido a la falta de madurez de tecnologías en toda la cadena de valor de exportación-importación de hidrógeno y productos derivados y al lento desarrollo de la demanda.

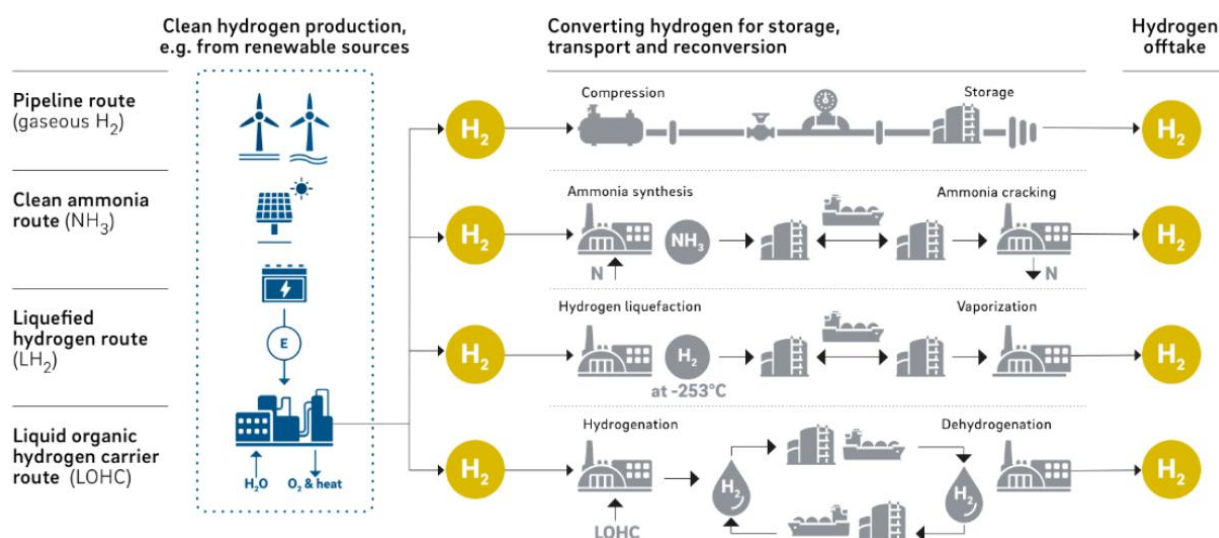
2.4. Viabilidad del transporte y almacenamiento de hidrógeno renovable y productos derivados

El hidrógeno puede ser transportado por barco a gran distancia²¹ de tres maneras (Figura 2.4): (a) en forma de hidrógeno líquido; (b) como parte de “portadores orgánicos” como el dibenciltolueno, el metanol²² y otras sustancias; y (c) en forma de amoníaco.

²¹ Para distancias relativamente cortas (hasta 1.500-2.500 km) puede transportarse hidrógeno gaseoso (comprimido) en hidroductos (a una presión de 20-30 bar) o bien en camiones cisterna (en cilindros a una presión entre 200 y 500 bar) (IRENA 2022b; European Commission, 2021). El transporte marítimo de hidrógeno comprimido se está estudiando como concepto (ver <https://www.provaris.energy/news/compressed-hydrogen-storage-concept>).

²² A efectos de la discusión en este trabajo, el metanol se considera un portador orgánico. Ver Garg et al. (2021).

Figura 2.4 Vías tecnológicas para el transporte de hidrógeno y productos derivados



Fuente: Roland Berger (2021).

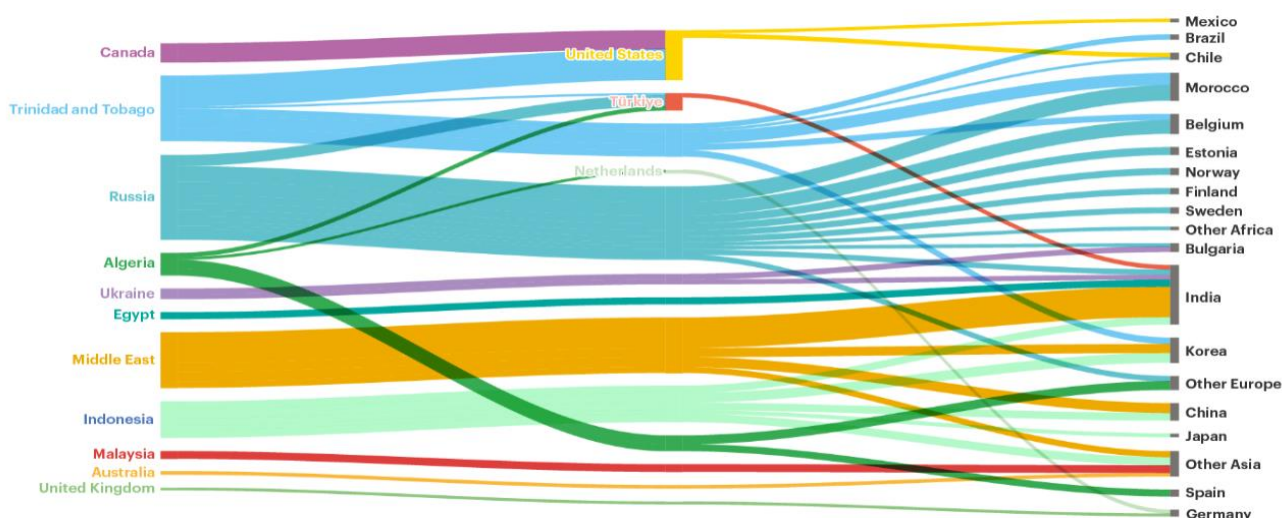
De estas tres alternativas tecnológicas, únicamente el transporte de amoníaco puede considerarse una alternativa madura. En 2019, por ejemplo, se intercambiaron globalmente 20 millones de toneladas de amoníaco, aproximadamente un 10% de los 182 millones de toneladas producidas (IEA, 2023b).

Los principales exportadores de amoníaco en 2019 eran Trinidad y Tobago, Rusia, Arabia Saudí, Indonesia y Argelia (Figura 2.5). Existe un amplio grupo de países importadores en Europa, Asia (China, Japón, Corea), norte de África (Marruecos) y Sudamérica. IEA (2023b) señala que, a finales de 2023, únicamente dos compañías (Chiyoda, en Japón, y Hydrogenious LOHC, en Alemania) estaban desarrollando tecnologías para transportar LOHC. Esta tecnología se ha probado en proyectos de demostración como AHEAD²³ (transporte de metilciclohexano desde Brunei hasta Chiyoda) o HySTOC²⁴ (transporte de dibenciltolueno en Finlandia).

²³ Ver <https://www.ahead.or.jp/en/>.

²⁴ Ver <https://www.hystock.nl/en>.

Figura 2.5 Flujos de comercio internacional de amoniaco



Fuente: IEA (2023) ETP 2023 p. 318.

Por otro lado, aunque el transporte de hidrógeno líquido implica, en teoría, una solución similar a la adoptada para el transporte de gas natural licuado (GNL), deben resolverse algunos problemas tecnológicos (en especial, el aislamiento de los tanques de almacenamiento y la posibilidad de utilizar las fugas de hidrógeno como combustible y la necesidad de enfriar el hidrógeno hasta su punto de ebullición de -253°C , frente a -162°C , en el caso del GNL) (IEA, 2023b). El único buque para el transporte de hidrógeno líquido en operación (Suiso Frontier, construido por Kawasaki Heavy Industries para el proyecto de demostración HESC), tiene una capacidad de 1.250 m³ o 75 toneladas de hidrógeno líquido. Diversas empresas están trabajando en conceptos de diseño que podrían alcanzar la fase de comercialización en unos años.

En resumen, entre 2020 y 2023 se llevaron a cabo (o estaban planeados) hasta 14 intercambios de hidrógeno de bajas emisiones y productos derivados (amoniaco, LOHC y gasolina sintética), la inmensa mayoría de ellos exportaciones de amoniaco desde Arabia Saudí y Emiratos Árabes Unidos hacia distintos países (IEA, 2023b), con un volumen máximo de 50.000 toneladas. Las exportaciones de LOHC e hidrógeno líquido consistieron en proyectos de demostración iniciales entre Brunei y Japón (102 toneladas de metilciclohexano en 2020)²⁵ y entre Australia y Japón (75 toneladas de hidrógeno líquido en febrero de 2022)²⁶, respectivamente.

La eficiencia y viabilidad del transporte a gran distancia y el almacenamiento de hidrógeno en cada una de estas formas de transporte depende de múltiples factores tecnológicos, económicos, de acceso a recursos (como la energía), medioambientales o relacionados con la

²⁵ Ver Collins (2020).

²⁶ Ver Chiyoda Corporation (2022).

disponibilidad de infraestructuras, por mencionar algunos de los más relevantes. La [Tabla 2.3](#) resume las principales ventajas y desventajas de cada forma de transporte.

Tabla 2.3 Ventajas y desventajas de cada forma de transporte a larga distancia

	Principales ventajas	Principales desventajas
Hidrógeno líquido	• Se transporta como una sustancia pura, con densidad energética significativamente mayor que el hidrógeno gaseoso • No requiere procesos de purificación posteriores • Puede transportarse en grandes cantidades	• Debe licuarse, llegando a -253°C, proceso que puede consumir entre el 25% y el 35% de la energía • Requiere infraestructuras con gran aislamiento para mantener las condiciones de presión y temperatura • Genera fugas de gas, mayores cuanto mayor es la distancia • Solo hay un buque operativo (Suiso Frontier) en la actualidad²⁷
Portadores orgánicos	• Su fabricación es poco costosa y segura • Elevada densidad energética (p. ej., hasta 56 kg/m^3 de dibenciltolueno) • Pueden transportarse a temperatura ambiente en estado líquido • Son productos similares al petróleo y derivados, por lo que puede utilizarse la infraestructura existente de transporte de estos productos	• Los costes de conversión son muy elevados y requieren una gran cantidad de energía • Generan emisiones de CO_2 • Requiere procesos de purificación posteriores
Amoníaco	• Hay demanda de amoníaco • Tiene una densidad energética mayor que el hidrógeno líquido • Existe un mercado global de amoníaco • Hay tecnologías probadas de producción, transporte y almacenamiento de amoníaco	• Producto tóxico • Puede emitir N_2O y NO_x • El coste de extracción del hidrógeno (fractura de amoníaco) es elevado (proceso con alta temperatura), con tecnologías aún no maduras • Requiere procesos de purificación posteriores

Fuentes: IRENA (2022b), DEMACO (s.f., a,b).

²⁷ En febrero de 2024, TOKYO-Mitsui O.S.K. Lines, Ltd. (MOL; President & CEO: Takeshi Hashimoto) today announced the signing of a non-binding memorandum of understanding (MoU) with Woodside Energy

Las ventajas y desventajas de almacenar hidrógeno en estado líquido, portadores orgánicos o amoníaco son muy similares a las mencionadas al comparar las distintas alternativas de transporte a larga distancia, ya que el propio transporte marítimo de hidrógeno y productos derivados implica su almacenamiento (en infraestructuras en los buques).

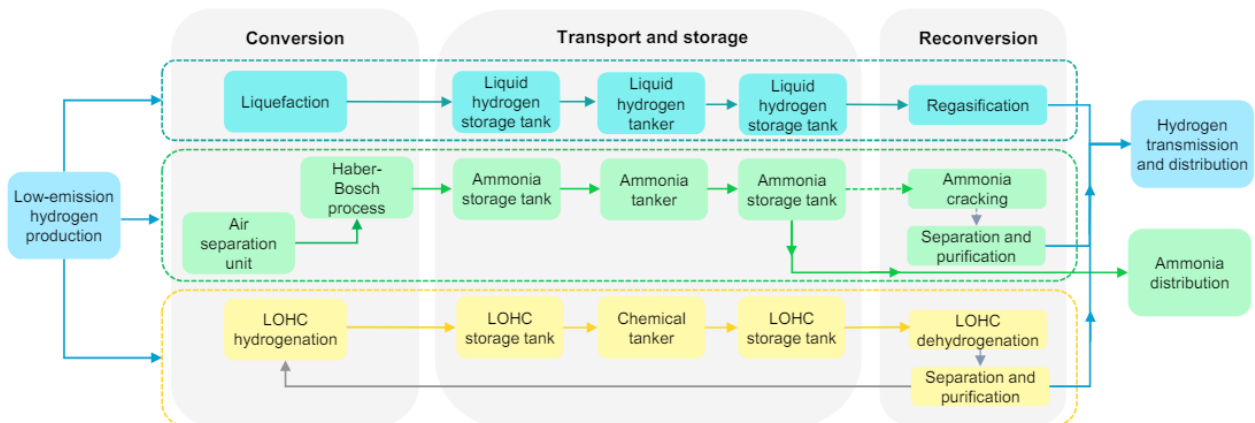
De forma resumida (HySTOC Project, 2018):

- el almacenamiento de hidrógeno líquido (con gran densidad energética) requiere infraestructuras de almacenamiento criogénicas, con elevados costes de inversión y operación, que mantengan las condiciones de presión y temperatura (-253°C) adecuadas y otras infraestructuras adicionales para (a) el trasvase de buques a los tanques de almacenamiento; y (b) bien la conversión a hidrógeno gaseoso (y su inyección en tubos) o bien equipamientos y vehículos para su distribución como hidrógeno líquido;
- el almacenamiento de portadores orgánicos de hidrógeno resulta ventajoso respecto de las otras alternativas porque se trata de sustancias líquidas que pueden tratarse como el petróleo y sus derivados, utilizando infraestructuras similares²⁸, con lo que implican mayor capacidad de almacenamiento y transporte, menores costes de transporte (por carretera), mayor seguridad (el dibenciltolueno no está catalogado como una sustancia peligrosa, ni es inflamable), menor impacto medioambiental de las infraestructuras (si se utilizan infraestructuras existentes) y mayor aceptación social;
- el almacenamiento de amoníaco (comprimido a aproximadamente 10 bar o bien en forma líquida a -33°C) es el más atractivo en términos de la densidad energética (máxima entre las tres opciones), pero se enfrenta a problemas de corrosión de las infraestructuras y equipamientos (si contienen cobre, zinc y sus aleaciones), posibles emisiones de NO₂ y alta toxicidad e impacto de potenciales fugas y vertidos.

Ltd (Woodside), a major Australian energy company and shipbuilding and engineering company HD Korea Shipbuilding and Offshore Engineering Co., Ltd. (HD KSOE) and shipping company Hyundai Glovis Co., Ltd. (Hyundai Glovis), both of South Korea, to jointly study the development of shipping solutions to enable bulk marine transportation of liquid hydrogen, which the three companies have been pursuing since 2022. <https://shipnerdnews.com/new-liquefied-hydrogen-carriers-development-2030/>

²⁸ Los costes de adaptación, sin embargo, pueden ser elevados, debido a los materiales y la complejidad de los sistemas (Department for Energy Security & Net Zero, 2023a).

Figura 2.6 Cadenas de valor de las distintas vías de conversión-transporte-almacenamiento-reconversión de hidrógeno



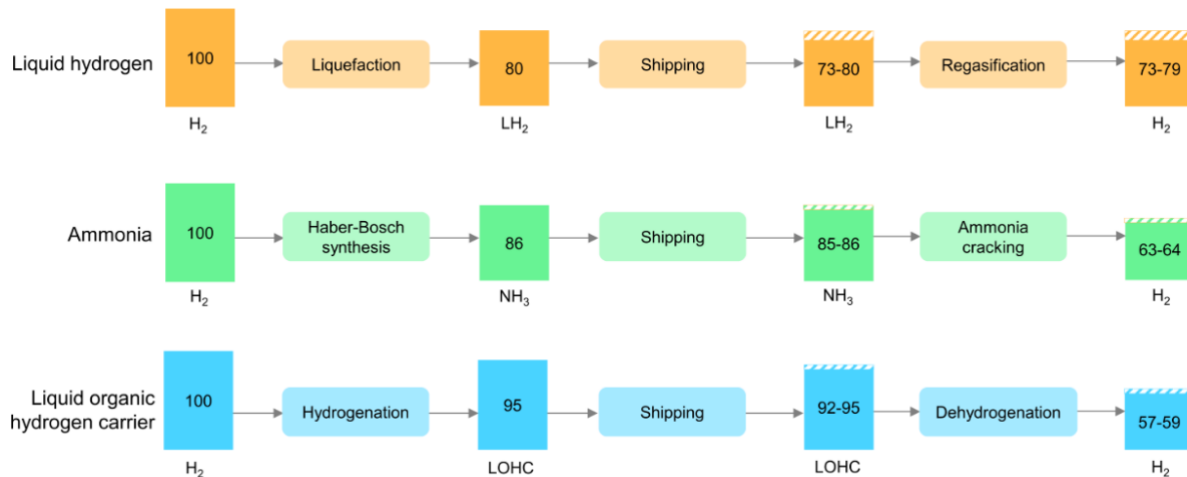
Fuente: IEA (2023b).

Los costes totales (*levelized costs*) del transporte y almacenamiento de las distintas opciones (hidrógeno líquido, LOHC y amoníaco) dependen de múltiples factores relacionados con la configuración y el tamaño de las instalaciones y los escenarios de transporte y distribución del hidrógeno (distancias, formas de transporte y almacenamiento, usos finales, etc.) (Figura 2.6), que afectan tanto a la eficiencia técnica de los procesos físicos como a los costes totales.

Las estimaciones disponibles sugieren que el transporte de hidrógeno líquido ofrece el mayor nivel de eficiencia a lo largo de toda la cadena de valor (de hidrógeno gaseoso a hidrógeno gaseoso) (Figura 2.7), con pérdidas totales entre el 20% y el 25% de la energía, frente a pérdidas entre el 35% y el 40% en el caso del amoníaco y entre el 40% y el 45% en el caso de los LOHC.

Todos los factores tecnológicos, energéticos y económicos mencionados anteriormente implican costes muy diversos para las distintas alternativas de transporte de hidrógeno a grandes distancias. Las estimaciones realizadas por la AIE sugieren que, en 2030, para distancias hasta 2.000-2.500 km y capacidades por debajo de 600 ktpa (600.000 toneladas por año), la opción de transporte de hidrógeno más económica es el transporte de hidrógeno gaseoso por hidroduto (IEA, 2023b) (Figura 2.8).

Figura 2.7 Eficiencia de la cadena de valor del transporte de hidrógeno bajo distintas alternativas tecnológicas²⁹



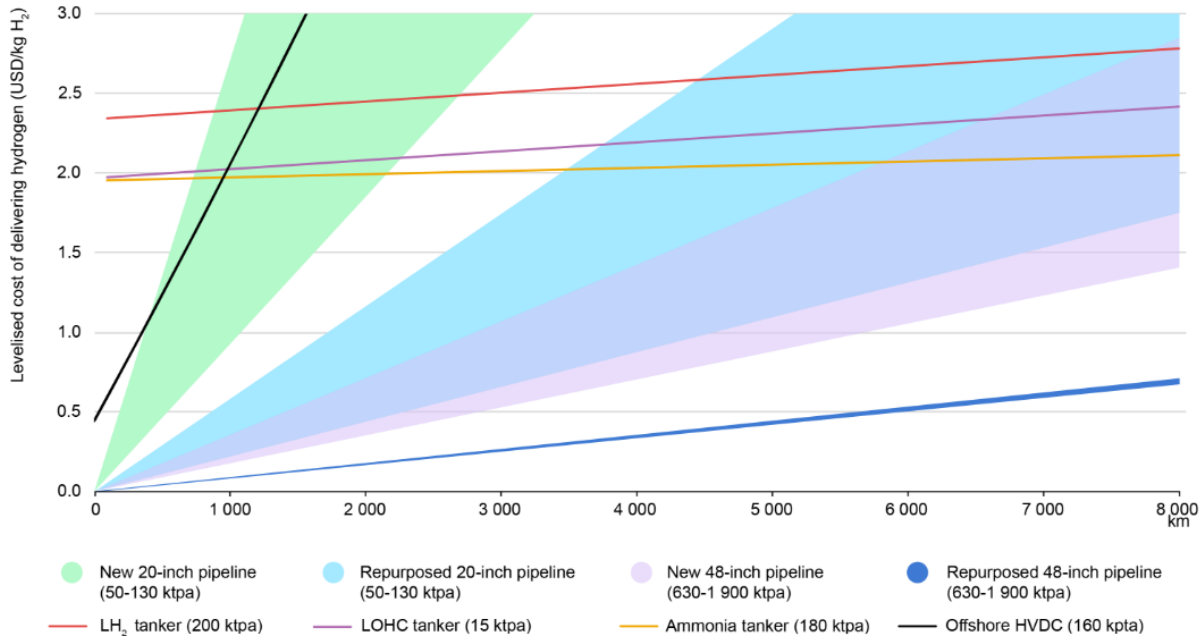
Fuente: IEA (2022).

Para distancias y capacidades mayores, donde se espera que el transporte marítimo sea más competitivo, los costes totales de transporte (teniendo en cuenta una cadena de valor hidrógeno gaseoso-hidrógeno gaseoso) se situarían entre 2,0 y 3,7 \$/kg (hidrógeno líquido), entre 1,9 y 2,2 \$/kg (amoníaco) y entre 2,0-2,5 \$/kg (LOHC), dependiendo de la distancia y del volumen transportado (IEA, 2023b) (Figura 2.9).

Los principales inductores de costes para cada opción son el coste del almacenamiento, en el caso del hidrógeno líquido, y los costes de conversión (al portador) y reconversión (a hidrógeno gaseoso), en los casos del amoníaco y LOHC (Figura 2.10).

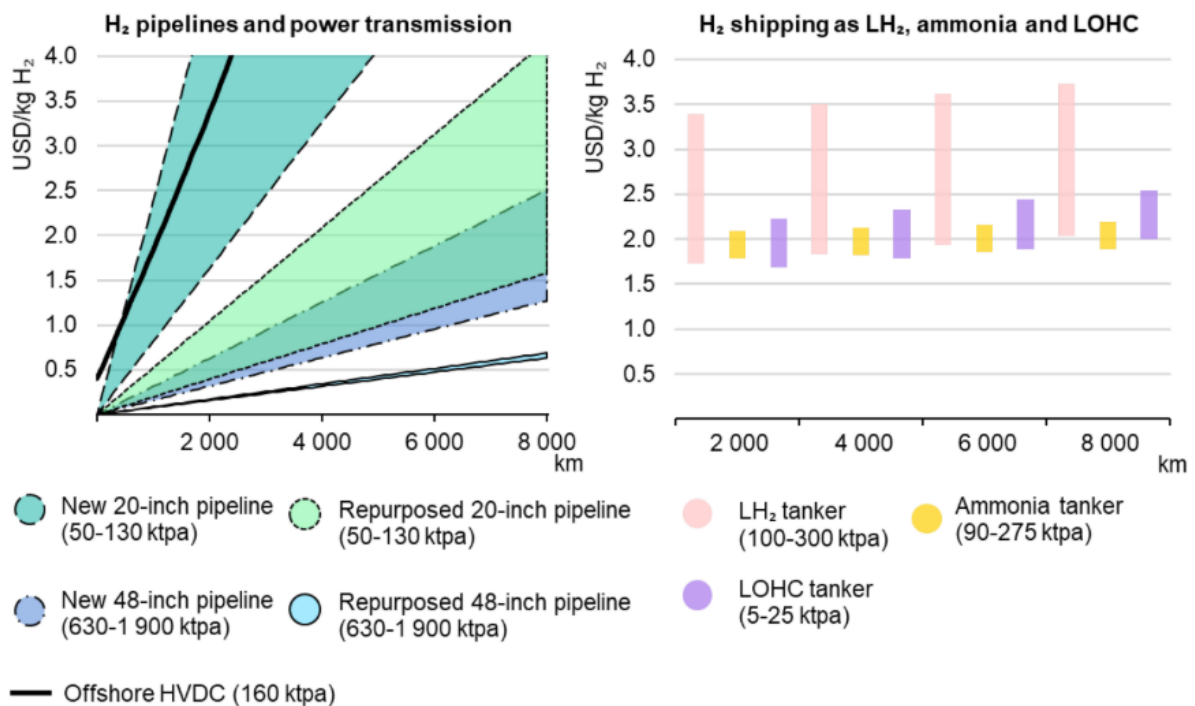
²⁹ LH₂ = hidrógeno líquido; NH₃ = amoníaco; LOHC = *liquid organic hydrogen carrier*. Las cifras muestran el contenido energético del producto en cada eslabón de la cadena de valor, partiendo de un valor de 100 y asumiendo que los requerimientos de energía se cubrirían en cada eslabón con el propio producto energético.

Figura 2.8 Costes totales (*levelised cost*) estimados en 2030 de transporte de hidrógeno a grandes distancias y bajo distintas alternativas tecnológicas



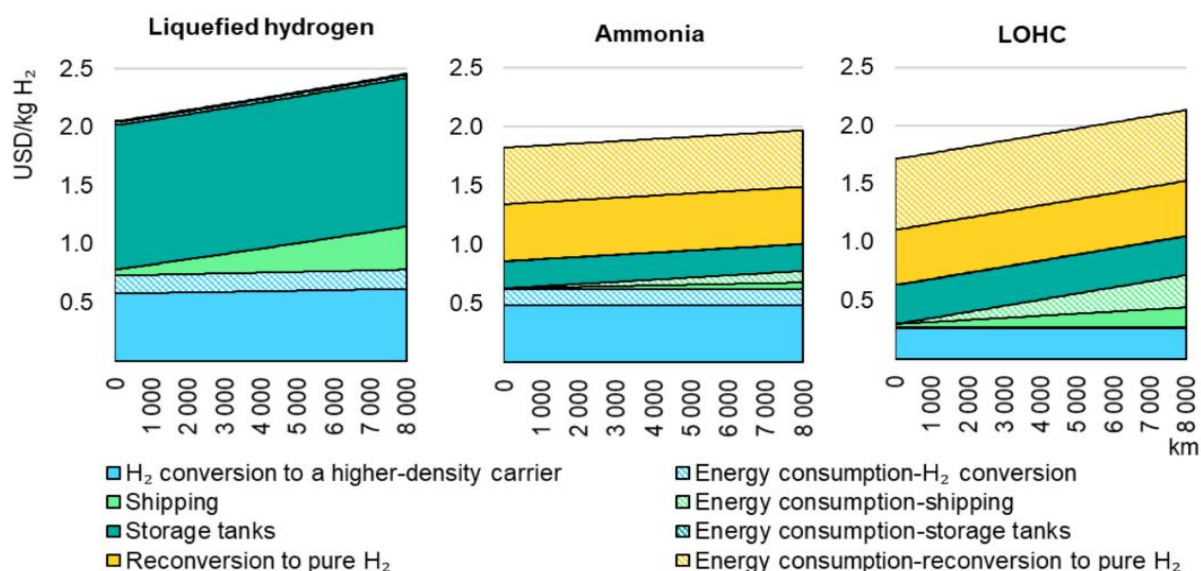
Fuente: IEA (2022).

Figura 2.9 Costes totales de transporte de hidrógeno en las distintas alternativas tecnológicas



Fuente: IEA (2023b).

Figura 2.10 Costes desglosados de distintas vías tecnológica de transporte de hidrógeno y productos derivados



Fuente: IEA (2023b).

En otro estudio reciente del Joint Research Centre (Ortiz Cebolla, Dolci y Weidner, 2022) se analiza la competitividad de distintas alternativas tecnológicas para el suministro de hidrógeno renovable (producción *on site* o suministro a distancia en forma de hidrógeno líquido o comprimido, amoníaco, LOHC o metanol) bajo distintos escenarios de rutas de suministro y de precios de la electricidad. Los resultados del análisis indicaban que la competitividad de las vías tecnológicas depende de la distancia, el volumen transportado y el uso final del hidrógeno.

Para distancias máximas similares a las que tendrían lugar en el contexto europeo, el suministro de hidrógeno comprimido por hidroducto era la opción más competitiva, seguida del hidrógeno comprimido suministrado por barco³⁰ o el hidrógeno líquido vía hidroducto. En general, las opciones que implican conversión o transformación química daban lugar a menores costes.

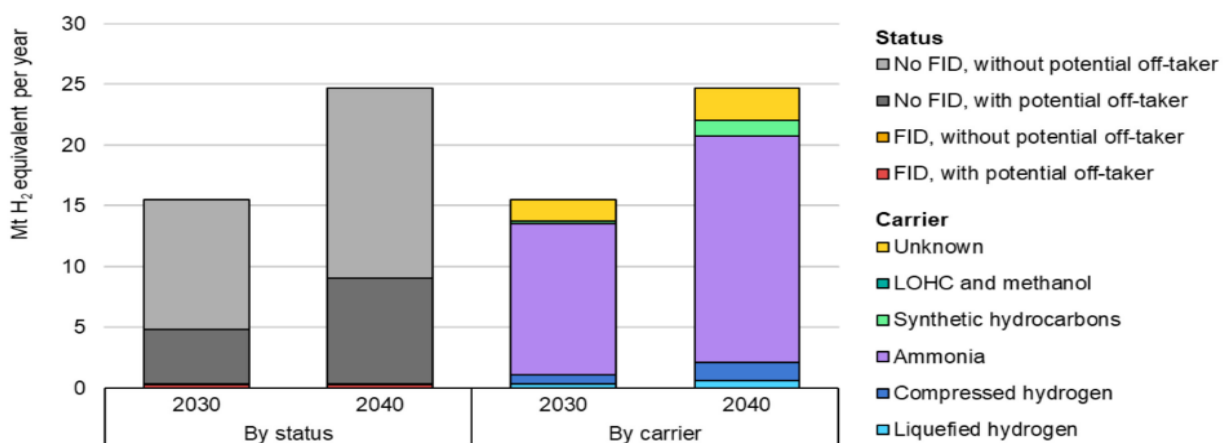
En resumen, la viabilidad técnica y económica de las distintas alternativas de transporte marítimo de hidrógeno depende de múltiples factores, entre los que destacan la escala de operación, la distancia de transporte y las infraestructuras y usos finales entre puntos de importación y exportación. En la actualidad, únicamente el transporte de amoníaco puede considerarse una actividad tecnológicamente madura, mientras que el transporte de

³⁰ Algunos de los escenarios analizados en el estudio del JRC implican el transporte de tanques de hidrógeno comprimido por barco. Ver Ortiz Cebolla et al. (2022, p. 36).

hidrógeno en portadores orgánicos o en estado líquido presentan aún retos tecnológicos que deberán superarse (especialmente en el caso de los portadores orgánicos, LOHC) para asistir a un desarrollo significativo del volumen de intercambios a gran distancia.

De hecho, las expectativas de la AIE de volúmenes intercambiados de hidrógeno a gran distancia basadas en los proyectos (orientados a la exportación de hidrógeno) anunciados³¹ hasta la segunda mitad de 2023 muestran que la mayor parte del comercio en 2030 y 2040 se centrará en el amoniaco, incluso superando los intercambios de hidrógeno comprimido a los de hidrógeno líquido (Figura 2.11).

Figura 2.11 Proyectos enfocados al comercio internacional de hidrógeno anunciados hasta 2023, según su situación y tipo de producto (2023)



Fuente: IEA (2023b).

Recuadro 2.4 Principales ideas (transporte y almacenamiento)

- Existen varias vías que se consideran potencialmente viables para la importación-exportación de hidrógeno y productos derivados por vía marítima a grandes distancias: hidrógeno líquido, portadores de hidrógeno (como los LOHC, incluyendo el metanol) y amoniaco.
- En la actualidad, únicamente existe actividad significativa en el segmento de transporte marítimo de amoniaco (aunque sin reconversión en el punto de entrega).
- Las tres alternativas se enfrentan a retos tecnológicos significativos en algún punto de la cadena de valor de conversión-transporte-reconversión (p. ej., problemas de costes y

³¹ Pese a todo, una inmensa mayoría de estos proyectos no han alcanzado aún la fase FID (*final investment decision*).

tecnológicos relacionados con el transporte de hidrógeno líquido, la reconversión de LOHC y amoníaco, los impactos medioambientales, etc.).

- En última instancia la viabilidad técnica y competitividad de las distintas alternativas de transporte marítimo de hidrógeno depende de múltiples factores, entre los que destacan la escala de operación, la distancia de transporte y las infraestructuras y usos finales en los puntos de importación y exportación.
-

2.5. Marco regulatorio y normativo

El desarrollo de un marco regulatorio y normativo que facilite la creación de mercados globales de hidrógeno y productos derivados es otro de los grandes retos que deberán superarse para fomentar el intercambio comercial a gran distancia de estos productos.

La creación de un mercado global de hidrógeno depende, en gran medida y al igual que en el caso del mercado global de GNL, del desarrollo de mercados regionales con marcos regulatorios estables y transparentes para *traders*, usuarios y (especialmente) inversores en infraestructuras y equipamientos y de un conjunto de reglas de mercado que permita el desarrollo de liquidez en los intercambios entre estos centros regionales de mercado.

La adopción de un conjunto de estándares y certificaciones (p. ej., sobre el origen del hidrógeno y los productos derivados, las emisiones a lo largo del ciclo de vida, etc.) aceptadas a escala global resultará determinante para impulsar un mercado global en el que exista liquidez en el mercado secundario (i.e., intercambios de un “*commodity*”³² en los que participen partes que no sean, necesariamente, el productor/exportador y el consumidor/importador) (IRENA 2022b).

El desarrollo de mercados regionales de hidrógeno y productos derivados dependerá crucialmente de las estrategias energéticas y de los marcos legislativos y de incentivos a la inversión en distintos países y regiones del mundo.

En la Unión Europea, por ejemplo, el Consejo Europeo aprobó, el 21 de mayo de 2024, el llamado “paquete de gases descarbonizados e hidrógeno”, una Directiva y un Reglamento (revisiones de la Directiva de Gas 2009/73/CE y del Reglamento de Gas (CE) nº 715/2009) que establecen el marco regulatorio del mercado interior de hidrógeno (European Commission, 2024c,d,e) y están alineados con el Pacto Verde Europeo, la Estrategia de Hidrógeno de la UE y el paquete “*Fit for 55*”.

Las nuevas reglas sientan las bases de un mercado competitivo de hidrógeno en la UE, normativa detallada para el transporte, suministro y almacenamiento de gases renovables e hidrógeno y herramientas para incentivar el desarrollo de infraestructura dedicada de

³² En la jerga de los mercados, un “*commodity*” es un producto (p. ej., agrícola, energético, productos minerales o metales, etc.) con características homogéneas, estables y conocidas que puede intercambiarse al por mayor entre distintos tipos de agentes.

hidrógeno³³ (incluyendo la adaptación o *repurposing* de infraestructuras existentes de gas natural), incluyendo nuevas reglas para la planificación coordinada e integrada de las redes de electricidad, gas natural e hidrógeno.

Por otro lado, se establecen objetivos en relación con el hidrógeno para 2030, incluyendo el despliegue de 40 GW de electrolizadores y una producción interna de 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable. Estos objetivos complementan otros objetivos de impulso de la demanda de hidrógeno incluidos en la Directiva revisada sobre fuentes de energía renovables (Directiva (UE) 2023/2413) y se ven también impulsados por las disposiciones en la Ley sobre la industria de cero emisiones netas (European Commission, 2023).

Además, se crea la Red Europea de Operadores de Redes de Hidrógeno y establecen normas para facilitar el comercio de hidrógeno con terceros países. Se establecen también normas y reglas relativas a la terminología y certificación de estos productos, complementando las reglas propuestas en la Directiva (UE) 2023/2413, y normas para facilitar el acceso a las redes de gas natural y el *blending* de hidrógeno con gas natural.

Además, en junio de 2024 la Comisión Europea comenzó a implementar un mecanismo para acelerar las inversiones en toda la cadena de hidrógeno durante un periodo de cinco años, ligado al Banco Europeo del Hidrógeno (Comisión Europea, 2024).

Este mecanismo consiste en una plataforma que permitirá recopilar, procesar y dar acceso a información sobre la demanda y la oferta de hidrógeno renovable y con bajas emisiones y otros productos derivados, facilitando que los compradores europeos de hidrógeno y productos derivados de pongan en contacto con proveedores europeos o extranjeros y firmen acuerdos de compra y acelerando las decisiones finales de inversión en proyectos de hidrógeno.

Además de los esquemas de certificación, garantía de origen y de emisiones en el ciclo de vida, otros factores relacionados con los marcos fiscales y de comercio internacional pueden tener una influencia en el desarrollo del mercado global de hidrógeno y requerirán cooperación entre países y regiones económicas. Entre ellos podemos citar, por ejemplo, reglas sobre subsidios e impuestos (como el Carbon Border Adjustment Mechanism –ver Fernández Gómez (2024)—), otros mecanismos para la internalización de costes de CO₂ que puedan tener impacto sobre el mercado de hidrógeno a través de los incentivos a la utilización de hidrógeno renovable o con bajas emisiones.

Las cuestiones regulatorias mencionadas anteriormente pueden generar barreras al desarrollo de un mercado global de hidrógeno en los próximos años si no se van resolviendo adecuadamente. La implementación en la práctica del mercado interior de hidrógeno se enfrenta a retos no solo por la complejidad de desarrollar la normativa de detalle para el desarrollo de un nuevo mercado energético, sino también por las propias condiciones de mercado subyacentes.

³³ La lista de proyectos de interés común en el marco del Reglamento RTE-E contiene infraestructuras en varios corredores de hidrógeno en distintas ubicaciones de la UE (European Commission, 2024f).

Recuadro 2.5 Principales ideas (marco regulatorio)

- La creación de un mercado global de hidrógeno depende, en gran medida y al igual que en el caso del mercado global de GNL, del desarrollo de mercados regionales con marcos regulatorios estables, un número elevado de usuarios, infraestructuras en los puntos de exportación e importación y estándares reconocidos internacionalmente.
- En la actualidad, se están sentando las bases para el desarrollo de un mercado interior de hidrógeno en la UE, aunque queda mucho camino por recorrer.
- A escala internacional, resultará esencial desarrollar un sistema de estándares y certificaciones de hidrógeno renovable que faciliten los intercambios comerciales a gran distancia.

2.6. Infraestructuras para el transporte marítimo y en los puertos

El desarrollo de infraestructuras que den soporte al comercio internacional (por vía marítima) de hidrógeno con bajas emisiones y productos derivados se enfrenta a una situación de ralentización debido a la incertidumbre sobre las decisiones finales de inversión de una gran mayoría de los proyectos anunciados en distintos eslabones de la cadena de valor.

De acuerdo con las últimas estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía, los proyectos anunciados (hasta finales de 2023) de producción de hidrógeno con bajas emisiones representarían (si finalmente se llevan a cabo) únicamente el 55% del nivel que prevé el escenario de cero emisiones netas (Net Zero Scenario) en 2030 (IEA, 2023). IEA (2023a). Esta situación es común a todos los países y regiones del planeta.

En Alemania, por ejemplo, un informe del Instituto de Economía de la Energía de la Universidad de Colonia (EWI) publicado en abril de 2024 indicaba que, aunque la capacidad de producción de hidrógeno de bajas emisiones prevista en 2030 aumentó desde 8,7 GW en agosto de 2023 hasta 10,1 GW en febrero de 2024, existe una fuerte discrepancia entre los proyectos planificados y los proyectos con decisiones finales de inversión (FID) (McGovan, 2024; E.ON, 2024). De hecho, de 88 proyectos anunciados, únicamente 16 proyectos (por un total de 0,3 GW, un 3% de la capacidad prevista) contaban con la FID.

En el caso del transporte marítimo de hidrógeno y productos derivados, debe tenerse en cuenta el estado de desarrollo de la infraestructura en los puertos (orientada a la importación o exportación de los productos energéticos) y la disponibilidad de buques de hidrógeno.

Las tecnologías para el comercio internacional de amoníaco se encuentran en un nivel elevado de desarrollo tecnológico. En la actualidad unos 150 puertos pueden gestionar importaciones o exportaciones de amoníaco en casi 200 terminales (IEA, 2022; IEA, 2023c). Para alcanzar un volumen de 12 millones de toneladas de amoníaco intercambiadas globalmente en 2030

asociados a los proyectos anunciados, las infraestructuras deberán probablemente triplicar su capacidad y aumentar tanto su escala como su flexibilidad (IEA, 2022).

Entre las infraestructuras portuarias³⁴ necesarias para la importación y exportación de amoniaco a gran distancia se incluyen (Verschuur et al., 2024):

- a) tanques de almacenamiento;
- b) instalaciones para la carga y descarga de amoniaco en y desde los buques de transporte (p. ej., grúas, cintas transportadoras y otros equipos);
- c) equipamientos de seguridad (detectores de fugas, sistemas de ventilación, etc.);
- d) tuberías y compresores para transportar amoniaco comprimido;
- e) infraestructuras de carga de amoniaco para su distribución hacia los puntos de consumo a través de distintas vías (e.g., trenes, camiones, barcos o tuberías);
- f) sistemas y equipamientos para la conversión de amoniaco en hidrógeno (u otras formas de energía, como electricidad);
- g) electrolizadores y otras infraestructuras para la producción de amoniaco y otros productos energéticos;
- h) instalaciones para el *bunkering* (carga de combustible) de buques, etc.

De acuerdo con los proyectos anunciados, unas 50 nuevas terminales y otras infraestructuras portuarias podrían estar operando con amoniaco antes del final de la década, incluyendo unas 10 terminales de exportación en Australia y terminales de importación en Países Bajos, Bélgica y Alemania, entre otros países. Destacan las expansiones anunciadas de las infraestructuras para la gestión del amoniaco en el puerto de Rotterdam (IEA, 2023c). También están anunciadas (aunque sin tecnología viable a escala comercial aún) instalaciones para la fractura del amoniaco en puertos como Wilhelmshaven, Rostock o Burnsbüttel (Alemania), Amberes (Bélgica), Liverpool e Immingham (Reino Unido) o Rotterdam (Países Bajos).

Los retos tecnológicos, en el caso del amoniaco, se centran, en el caso de que el uso final sea en forma de hidrógeno, en su fractura y conversión en hidrógeno. Aunque existen tecnologías (de pequeña escala) para la fractura a alta temperatura (600-900 °C) con usos industriales, no suelen generar hidrógeno purificado. La tecnología de fractura a menor temperatura (<450 °C), con menor consumo energético³⁵, y que no requiera metales preciosos como catalizadores se encuentra aún en niveles de TRL (*technology readiness level*) bajos (IEA, 2022).

³⁴ Las infraestructuras concretas dependen de la configuración específica del sistema de gestión de amoniaco en cada puerto.

³⁵ Reducir el consumo de energía, especialmente en la conversión de amoniaco en hidrógeno, es fundamental para elevar la eficiencia del transporte de hidrógeno en forma de amoniaco a gran escala. El Clean Hydrogen Joint Undertaking de la Unión Europea ha establecido un objetivo de alcanzar una

En el caso del hidrógeno licuado o comprimido, no existen aún tecnologías maduras en los puertos para su importación y, especialmente, exportación, por lo que el desarrollo de intercambios internacionales a gran escala requerirá dosis significativas de innovación y desarrollos tecnológicos.

Los principales retos tecnológicos, en el caso del hidrógeno licuado, están relacionados con el desarrollo de tecnologías de licuefacción y almacenamiento con mayor escala y menores fugas de gas (*boil off*), ya que las instalaciones existentes, muchas de pequeño tamaño y utilizadas por la NASA, datan de los años 60 (IEA, 2022). Diversos proyectos en Australia (Hydrogen Energy Supply Chain³⁶, Central Queensland Hydrogen Project³⁷ o H2Perth³⁸) están probando nuevas tecnologías en toda la cadena de valor del transporte a gran distancia de hidrógeno en estado líquido. En los puertos importadores, la regasificación de hidrógeno líquido (con un poder de enfriamiento 1,7 veces mayor que el del GNL) puede dar lugar a sinergias con actividades como separación criogénica con aire, frío comercial e industrial o refrigeración de edificios o en sistemas comunitarios (*district cooling*) (IEA, 2022).

Por otro lado, se están desarrollando tecnologías innovadoras relacionadas con el transporte de hidrógeno comprimido y su posterior descompresión e inyección en redes en EE.UU., Australia, Singapur o Noruega (IEA, 2022).

Finalmente, en el caso de los portadores orgánicos de hidrógeno (LOHC) y el metanol, podrían utilizarse muchas de las infraestructuras existentes en los puertos para el petróleo y sus derivados. El principal reto tecnológico que debe superar el transporte de este tipo de sustancias es el ligado al consumo energético de los procesos de hidrogenación y deshidrogenación, que puede alcanzar hasta el 40% de la energía total (IEA, 2022).

Además de las infraestructuras portuarias, deberá aumentar la flota de buques adaptados para el transporte marítimo a gran distancia. El incremento en el número de buques de transporte necesarios para dar soporte al crecimiento del comercio internacional de amoníaco y otros productos relacionados con el hidrógeno puede verse también limitado por cuellos de botella operativos o por la propia tecnología.

En el caso del amoníaco, por ejemplo, se requiere la entrada en operación de buques preparados para transportar un producto licuado a muy baja temperatura (similares a los buques metaneros que transportan gas natural licuado, GNL). En la actualidad, solo unas pocas empresas (en China, Corea y Japón) fabrican este tipo de buques (IEA 2023c).

Por otro lado, en el caso del hidrógeno licuado, no existe ningún buque en la actualidad que opere comercialmente (exceptuando el buque de demostración Suiso Frontier), aunque se han anunciado distintas iniciativas (en Corea, Reino Unido, Francia, Países Bajos y Japón) para

eficiencia en la producción, transporte y conversión de amoníaco en hidrógeno del 36% al final del periodo 2021-2027.

³⁶ Ver <https://www.hydrogenenergysupplychain.com/>.

³⁷ Ver <https://arena.gov.au/projects/central-queensland-hydrogen-cq-h2-project-feed-study/>.

³⁸ Ver <https://research.csiro.au/hyresource/h2perth/>.

desarrollar buques innovadores, utilizando distintas tecnologías y con hasta 160.000 m³ de capacidad. También hay distintos proyectos piloto para desarrollar buques preparados para transportar hidrógeno comprimido (p. ej., por las empresas Provaris Energy, en Australia, o Kongstein, en Alemania) (IEA 2023c).

Los portadores orgánicos de hidrógeno y otros productos, como el metanol, pueden transportarse en buques de transporte de petróleo y derivados y otros buques adaptados.

La [Tabla 2.4](#) resume la situación actual de las infraestructuras para el comercio internacional de hidrógeno y productos derivados.

Tabla 2.4 Estado de las infraestructuras para el comercio internacional (por vía marítima) de hidrógeno y derivados

Hidrógeno líquido	• No hay infraestructuras para el transporte a gran distancia • Tecnología poco madura • Retos tecnológicos centrados en la eficiencia y el consumo de energía
Hidrógeno comprimido	• No hay infraestructuras para el transporte a gran distancia • Tecnología más madura, con larga experiencia en el transporte de hidrógeno gaseoso por carretera • Retos tecnológicos centrados en la eficiencia y el consumo de energía
LOHC	• Puede utilizarse infraestructura de transporte (buques) y almacenamiento de petróleo y productos derivados • Tecnologías poco maduras en los eslabones de transformación química • Retos tecnológicos centrados en la eficiencia
Amoníaco	• Amplia red de infraestructuras portuarias en operación • Tecnologías maduras en muchos eslabones de la cadena de valor • Retos tecnológicos centrados en el escalado de operaciones de producción y transporte, la separación del hidrógeno, las fugas (<i>boil off</i>) otros potenciales impactos medioambientales

Fuente: elaboración propia.

Recuadro 2.6 Principales ideas (infraestructuras)

- Entre las distintas vías tecnológicas para el transporte de hidrógeno y productos derivados por vía marítima únicamente existen infraestructuras dedicadas en los puertos en el caso del amoníaco.
- En la actualidad, unos 150 puertos pueden gestionar importaciones o exportaciones de amoníaco en casi 200 terminales.

- No existen, sin embargo, infraestructuras de conversión o reconversión para ninguna de las alternativas tecnológicas (hidrógeno líquido o comprimido, portadores de hidrógeno o amoniaco). Tampoco existen buques operativos (en fase comercial) para el transporte de hidrógeno líquido o comprimido.
 - Las distintas infraestructuras necesarias para el transporte marítimo y los procesos en los puertos se enfrentan a retos tecnológicos relacionados con la eficiencia y el consumo de energía, el escalado de operaciones de producción y transporte, la separación del hidrógeno, las fugas y otros potenciales impactos medioambientales.
-

2.7. Impacto medioambiental y otros riesgos

El Joint Research Centre de la Comisión Europea ha publicado recientemente un estudio detallado sobre el impacto medioambiental de distintas opciones tecnológicas para el transporte y el suministro de hidrógeno (Arrigoni et al., 2024).

El estudio adopta un punto de vista de análisis de ciclo de vida³⁹ para evaluar el impacto medioambiental de 9 alternativas de suministro de hidrógeno.

Entre ellas, se incluyen 6 vías para la producción (de hidrógeno o productos derivados)-conversión-transporte a gran distancia-almacenamiento-conversión-suministro de hidrógeno, incluyendo: (a) hidrógeno comprimido; (b) hidrógeno líquido; (c) LOHC (dibenciltolueno); (d) metanol; (e) amoniaco; y (f) gas natural sintético.

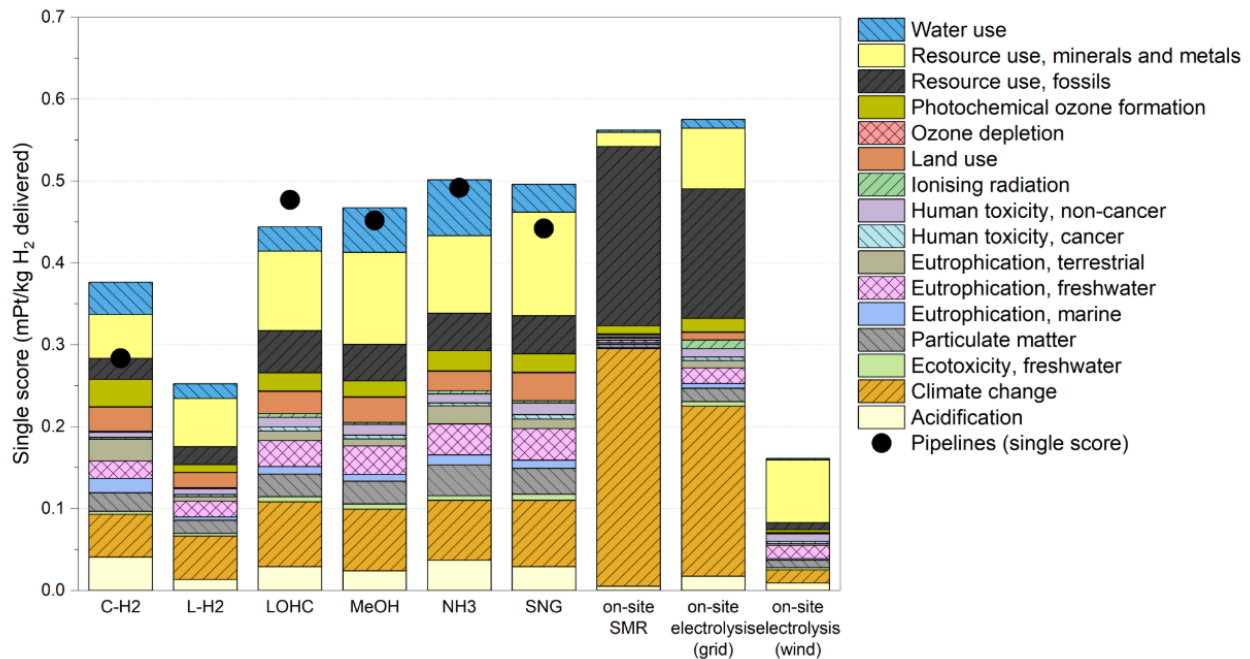
La distancia entre los puntos de exportación e importación es de 2.500 km, evaluándose dos escenarios: transporte por barco y por hidroduto.

Estas alternativas se comparan con otras 3 alternativas de suministro basadas en la producción de hidrógeno *on site* (a través de fractura de metano y mediante electrolisis con electricidad de la red o bien de una instalación eólica dedicada).

Se analizan hasta 16 impactos medioambientales, incluyendo acidificación, cambio climático, ecotoxicidad (impacto químico en los ecosistemas), emisión de partículas, eutroficación (de agua marina, agua dulce y terrestre), impactos sobre la salud humana (relacionados y no relacionados con el cáncer), radiación (ionización), uso del suelo, reducción de la capa de ozono, formación fotoquímica de ozono, uso de recursos fósiles, uso de recursos minerales y metales y uso del agua.

³⁹ El análisis de ciclo de vida se refiere a los impactos medioambientales en toda la cadena de valor de los procesos analizados, desde la extracción de materiales utilizados en equipamientos y procesos de producción hasta el suministro del hidrógeno a los usuarios finales. El estudio utiliza la metodología de evaluación de impactos EF (European Commission, 2021), con la caracterización de factores de impacto desarrollada en Andreassi Bassi et al. (2023) y los pesos de las distintas categorías de impacto medioambiental propuestos por Sala, Cerutti y Pant (2018).

Figura 2.12 Impacto medioambiental de las distintas alternativas de suministro de hidrógeno (indicador agregado)



Fuente: Arrigoni et al. (2024).

Los resultados muestran impactos muy variados de las distintas alternativas de suministro en función de la categoría medioambiental analizada. Cuando se agrupan todos los impactos medioambientales en un único indicador, utilizando como pesos de las distintas categorías de impacto medioambiental los propuestos por Sala, Cerutti y Pant (2018), se obtiene que (Figura 2.12):

- la alternativa con el menor impacto medioambiental es la producción *on site* de hidrógeno electrolítico renovable a partir de energía eólica dedicada;
- las alternativas de suministro de hidrógeno puro (especialmente, en forma líquida) registran un menor indicador de impacto medioambiental que el resto de alternativas (LOHC, metanol, gas natural sintético y amoníaco, en orden ascendente del indicador agregado de impacto medioambiental);
- el peor desempeño medioambiental (teniendo en cuenta todas las categorías de impacto medioambiental) es el del hidrógeno electrolítico producido on site utilizando reforma de metano (o electricidad proveniente de la red con un mix promedio);
- entre los productos que podrían intercambiarse en un mercado global, el de mayor impacto medioambiental es el amoníaco.

La [Figura 2.13](#), por otra parte, presenta los resultados en términos de algunos de los impactos medioambientales analizados en Arrigoni et al. (2024) para las distintas alternativas de transporte y suministro de hidrógeno y productos derivados.

Puede observarse cómo, por regla general, las opciones de transporte y suministro de amoniaco y LOHC (y también metanol) tienen mayor impacto, dentro de cada categoría, que las opciones de suministro de hidrógeno puro (comprimido o líquido). La opción de transporte de hidrógeno comprimido por barco tiene un impacto medioambiental superior a la opción de suministro por hidroduto en algunas categorías (acidificación, emisiones de partículas y consumo de agua).

El desempeño medioambiental del amoniaco es especialmente desfavorable en las categorías acidificación, emisión de partículas y consumo de agua, además de los impactos en términos de eutroficación –especialmente terrestre— y formación fotoquímica de ozono (estos dos últimos no mostrados en la [Figura 2.13](#)).

En otro estudio reciente, Noh et al. (2023) analizan el impacto medioambiental y la eficiencia de distintas alternativas para el suministro de hidrógeno electrolítico producido a partir de energía eólica marina en una instalación dedicada y almacenado en una instalación en tierra como hidrógeno comprimido. Las alternativas de transporte analizadas son: (a) hidrógeno comprimido; (b) hidrógeno líquido; (c) LOHC; (d) amoniaco.

El indicador medioambiental estimado (*global warming potential*) es mayor cuando se utiliza electricidad de la red que cuando se produce el hidrógeno con energía eólica marina dedicada, pudiendo ser hasta 5 veces superior.

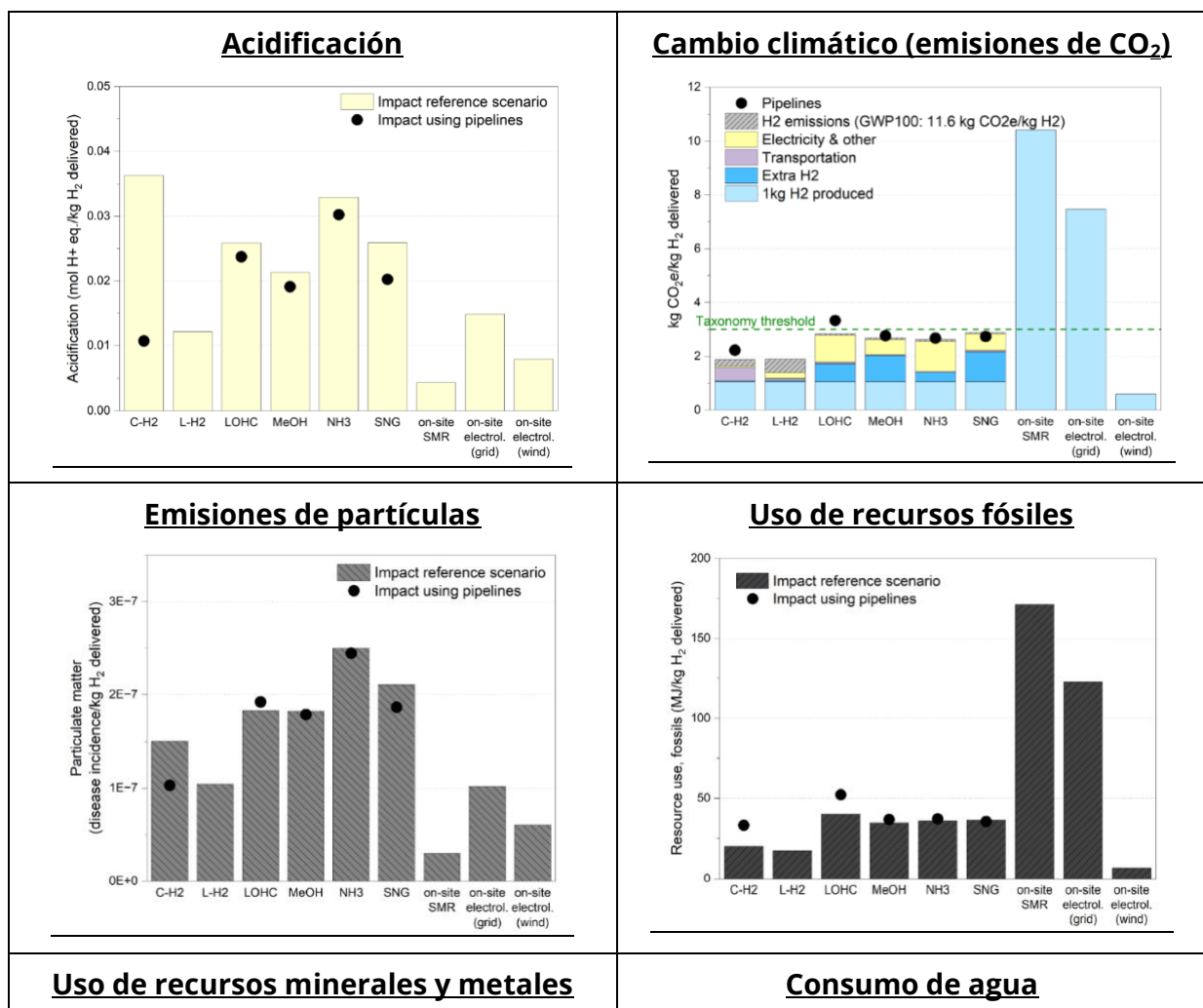
En general, los resultados de este estudio están alineados con los obtenidos por Arrigoni et al. (2024). Cuanto mayor es la distancia a la que se transporta el hidrógeno o el producto derivado, mayor es el impacto medioambiental y menor es la eficiencia agregada de la cadena de valor producción-transporte-suministro. La alternativa más eficiente, en todos los escenarios analizados, es el transporte de hidrógeno comprimido, seguido del amoniaco, el LOHC y el hidrógeno líquido. Entre ellos, el suministro de amoniaco tiende a tener peores resultados medioambientales.

En relación con otros riesgos (sobre la salud y la seguridad), cabe destacar que (Chen et al., 2023):

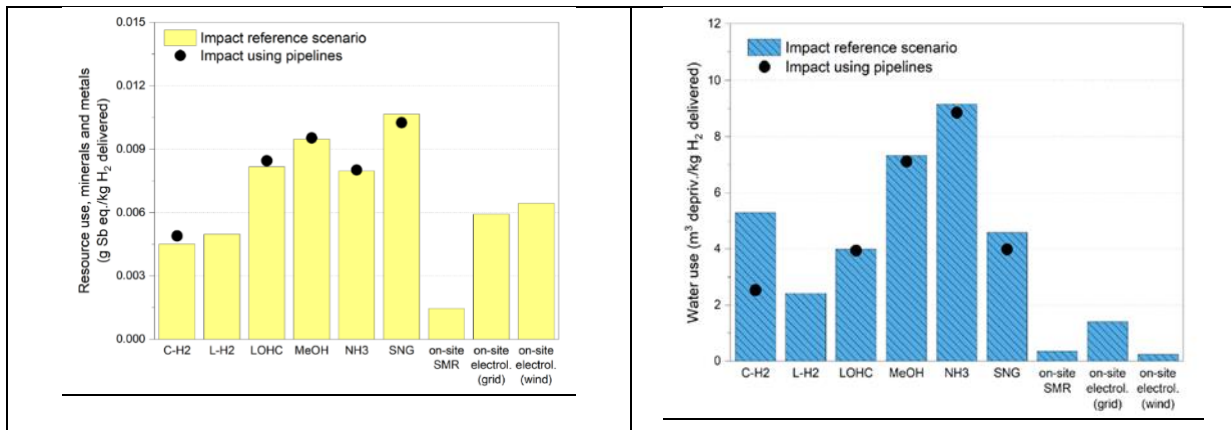
- el hidrógeno líquido, aunque es una sustancia que puede compararse con el gas natural licuado, puede presentar retos operativos debido al riesgo de fugas (por su baja viscosidad y elevada permeabilidad), el impacto sobre la rigidez de las estructuras (debido a su permeabilidad y capacidad de disolución en metales), su naturaleza inflamable y el impacto de la temperatura de licuefacción y de la elevada tasa de evaporación;

- el amoniaco es una sustancia corrosiva y tóxica (aunque en bajas concentraciones no supone un riesgo inmediato para la vida o la salud), con características y propiedades conocidas y estándares de seguridad muy desarrollados;⁴⁰
- los portadores orgánicos como el dibenciltolueno (DBT) o el metilciclohexano (MCH) generan riesgos para la salud inferiores a los del amoniaco e implican riesgos para la seguridad similares a los de los derivados del petróleo.

Figura 2.13 Selección de impactos medioambientales de las distintas alternativas de suministro de hidrógeno o productos derivados



⁴⁰ El metanol implica riesgos para la salud y seguridad relativamente similares a los del amoniaco.



Fuente: extraído de Arrigoni et al. (2024).

Recuadro 2.7 Principales ideas (impacto medioambiental)

- El impacto medioambiental (desde la perspectiva del ciclo de vida) de las distintas vías tecnológicas alternativas para el comercio internacional de hidrógeno por vía marítima depende de la escala de las operaciones y la distancia.
- Cuanto mayor es la distancia a la que se transporta el hidrógeno o el producto derivado, mayor es el impacto medioambiental y menor es la eficiencia agregada de la cadena de valor producción-almacenamiento-transporte-almacenamiento-suministro.
- En general, las alternativas de suministro de hidrógeno puro (especialmente, en forma líquida) registran un menor impacto medioambiental que el resto de alternativas (LOHC, metanol, gas natural sintético y amoníaco, en orden ascendente).
- El desempeño medioambiental del amoníaco es especialmente desfavorable en categorías medioambientales como acidificación, emisión de partículas y consumo de agua, además de los impactos en términos de eutroficación –especialmente terrestre— y formación fotoquímica de ozono.

2.8. Financiación de los proyectos

La financiación en el mercado de proyectos relacionados con el hidrógeno, en general, y con infraestructuras para el comercio internacional de hidrógeno y productos derivados, en particular, se enfrenta a muchos de los retos a los que se enfrentan habitualmente los proyectos con elevados niveles de *capex* relacionados con tecnologías en fase de desarrollo (o,

incluso, pioneras o *"first of a kind"*⁴¹) y aún no comercializables a gran escala para usos distintos de los usos en los nichos de actividad en los que este vector energético es competitivo (p. ej., determinados procesos industriales, relacionados con la generación de calor de alta temperatura, o como materia prima en otros procesos industriales).

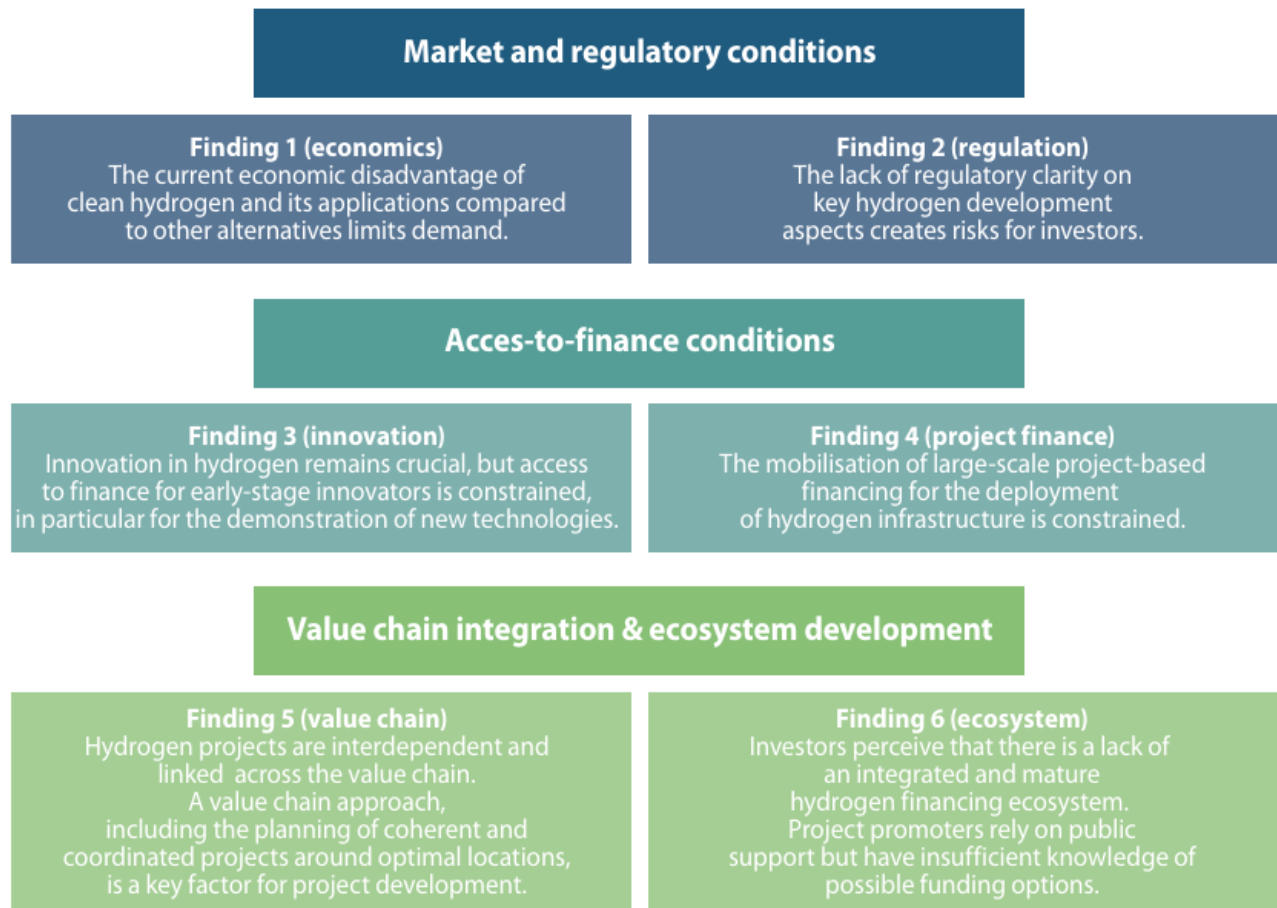
La incertidumbre sobre la evolución de la demanda, sobre la competitividad relativa del hidrógeno frente a otras alternativas en nuevos usos finales de energía (p. ej., movilidad ligera, combustible para calefacción...), sobre el marco regulatorio, sobre el desarrollo de tecnologías que permitan incrementar la oferta de hidrógeno renovable y reducir el coste de producción y sobre la disponibilidad de energías renovables generan riesgos significativos para los inversores.

Por otro lado, las iniciativas para reducir los costes de desarrollo de proyectos de hidrógeno, incluyendo esquemas de apoyo y subsidios a los proyectos, como los puestos en marcha en la UE en el marco del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia, a menudo se enfrentan a retrasos en el despliegue de los fondos por razones administrativas, por falta de demanda (de proyectos concretos) o por falta de inversores que acompañen los proyectos y complementen los recursos de financiación.

En resumen, los potenciales inversores perciben barreras y riesgos relacionados con las condiciones de mercado y el marco regulatorio, el acceso a la financiación (pública y privada) y el insuficiente desarrollo de las cadenas de valor y del ecosistema de financiación en el sector del hidrógeno (Figura 2.14).

⁴¹ El término se refiere a tecnologías nuevas (o a proyectos piloto o plantas piloto únicas que utilizan estas nuevas tecnologías) y que no han alcanzado escalas que las acerquen a la fase de comercialización (Reem, 2023).

Figura 2.14 Fuentes de riesgos percibidos por inversores en proyectos de hidrógeno



Fuente: EIB (2022).

En particular, estos riesgos están estrechamente ligados a la falta de competitividad (en la actualidad) del hidrógeno en muchos usos finales, la incertidumbre sobre las tecnologías, la incertidumbre regulatoria (o falta de desarrollo de un marco normativo detallado), la inexistencia de procesos de planificación claros y estables⁴², la dificultad de generar fondos de financiación privada en proyectos que involucren a tecnologías en fases tempranas de la cadena de valor de la innovación, la dificultad de aplicar esquemas o modelos de *project finance* y otras estructuras de financiación debido a la falta de *off-takers* (compradores), la dificultad

⁴² Las barreras administrativas, la inexistencia de procedimientos claros, públicos y flexibles sobre planificación, regulación, estrategias sobre el desarrollo de infraestructuras, tecnologías, etc., incrementan los costes y el riesgo percibido por los potenciales inversores (Department for Energy Security & Net Zero, 2023).

para cubrir los costes operativos, los riesgos residuales⁴³ percibidos por los inversores o las barreras de entrada para los pequeños inversores (EIB, 2022).

Recuadro 2.8 Principales ideas (financiación)

- La financiación (en el mercado) de proyectos de hidrógeno se enfrenta a los retos a los que se enfrentan habitualmente los proyectos con elevados niveles de *capex* y relacionados con tecnologías en fase de desarrollo o "*first of a kind*".
- Los potenciales inversores perciben barreras y riesgos significativos relacionados con las condiciones de mercado (especialmente, las perspectivas de evolución de la demanda), el escaso desarrollo del marco regulatorio y normativo, la dificultad de acceso a la financiación (pública y privada), el insuficiente desarrollo de las cadenas de valor y del ecosistema de financiación en el sector del hidrógeno y la dificultad de aplicar modelos de financiación basados en *project finance* y otras estructuras innovadoras de financiación por falta de *off-takers*.

⁴³ Entre ellos, pueden citarse la falta de precios de referencia para compradores, riesgos relacionados con el volumen y la duración de los contratos, el rendimiento de las tecnologías y otros riesgos operativos y de contrapartida (capacidad de los off-takers de cumplir con sus obligaciones contractuales).

3. Implicaciones y recomendaciones

Las perspectivas de consolidación de un rol del hidrógeno verde como vector energético más o menos protagonista de la transición energética global a largo plazo están sujetas a gran incertidumbre

Esta incertidumbre está asociada a los costes de producción (muy elevados), los niveles de eficiencia de la cadena de valor (muy bajos), la inexistencia de infraestructuras para el transporte a grandes distancias y, en general, el bajo nivel de desarrollo tecnológico en toda la cadena de valor relacionada con la producción, transporte, almacenamiento y utilización del hidrógeno verde.

Pese a ello, se espera que el hidrógeno renovable juegue un papel relevante en *hubs* industriales regionales, con un volumen de comercio internacional limitado y generalmente circunscrito a regiones continentales (Europa, sudeste asiático, Norteamérica, América del Sur...), con un foco en nichos de consumo energético donde el hidrógeno renovable puede tener ventaja competitiva frente a otras fuentes de energía (electricidad) y donde la electrificación resulta muy complicada (p. ej., muchos usos actuales del hidrógeno gris, generación de calor de alta temperatura o determinados segmentos del sector del transporte), así como en áreas donde se desarrolle una alta demanda de consumo no energético de amoníaco.

Las expectativas sobre el ritmo de desarrollo del comercio internacional de hidrógeno verde y derivados se han enfriado en los últimos tiempos

A fecha de hoy, el crecimiento del mercado global de hidrógeno verde y derivados está sujeto a múltiples fuentes de incertidumbre de origen económico, tecnológico, regulatorio y financiero, principalmente. Las previsiones sobre la demanda agregada de hidrógeno y productos derivados se han corregido a la baja en los últimos meses, reflejando los retos y riesgos asociados a la posibilidad de comerciar y transportar hidrógeno verde y productos derivados a grandes distancias.

Un factor decisivo para el crecimiento futuro del mercado global de hidrógeno es la competitividad (en costes) del hidrógeno verde en distintos usos finales

En la UE, los incentivos en el lado de la oferta (orientados a la reducción de costes de producción de hidrógeno renovable mediante electrólisis) están facilitando la implementación de múltiples proyectos piloto de producción de hidrógeno con electrolizadores que aún no alcanzan una escala significativa y con *capex* muy elevados. Los factores económicos y técnicos implican estimaciones de costes de hidrógeno verde para consumidores finales muy por encima de los costes actuales del hidrógeno gris y en niveles no competitivos para inducir cambios de combustible en favor del hidrógeno (p. ej., entre consumidores intensivos en gas natural con demanda de calor de alta temperatura).

El despegue de un mercado global de hidrógeno depende también de la existencia de diferenciales significativos en los costes de producción en distintas regiones y de los costes de transporte

Aunque, en teoría, existen regiones y ubicaciones geográficas con ventaja comparativa en la producción de hidrógeno renovable, por el acceso a energía eléctrica renovable abundante y barata, los costes asociados a los distintos eslabones de la cadena de valor de las importaciones y exportaciones de hidrógeno (conversión-almacenamiento-transporte-almacenamiento-reconversión) a través de las distintas vías tecnológicas reducen la competitividad potencial del hidrógeno importado. Esto es especialmente relevante en el caso de la licuefacción del hidrógeno (que requiere un gran consumo energético y el desarrollo de infraestructuras y equipos muy específicas) y del amoniaco (en el que la no conversión en destino a hidrógeno es una opción altamente considerada).

La generación de una base de demanda de hidrógeno verde y productos derivados que dé impulso al mercado global dependerá de varios factores

La aparición de compromisos firmes de compra de hidrógeno verde y productos derivados por parte de potenciales *off-takers* dependerá crucialmente de avances tecnológicos que reduzcan los costes de suministro (i.e., producción, transporte y almacenamiento) del hidrógeno verde, por un lado, y que induzcan nuevos usos del hidrógeno, por otro, pero también de las expectativas sobre el desarrollo de las infraestructuras. Muchos consumidores industriales requerirán incentivos económicos y señales regulatorias claras para tomar decisiones relacionadas con la sustitución con hidrógeno renovable de usos de hidrógeno gris y otros combustibles de origen fósil como el gas natural.

Este es un elemento clave de diferenciación con el desarrollo experimentado por el mercado global de gas natural en la segunda mitad del siglo XX y principios del XXI. Mientras se suele hacer una llamada a desarrollar un mercado global con inspiración en el del gas natural (con infraestructuras similares y basado en el comercio marítimo), la evolución de la lógica económica, la existencia de una base sólida de demanda y la escala temporal más amplia durante el desarrollo del mercado global de gas natural suponían un contexto no necesariamente trasladable a la situación actual, dadas las necesidades y los condicionantes (en el corto-medio plazo) que afectan al desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno y del comercio internacional asociado.

La estrategia de despliegue de infraestructuras en los puertos debe tener en cuenta sus potenciales fortalezas en relación con las cadenas de valor del hidrógeno verde y productos derivados

Entre estas fortalezas pueden citarse: (1) la existencia de una demanda potencial de hidrógeno renovable y/o de productos derivados en el entorno local (y los requerimientos de los usuarios finales; p. ej., sobre pureza del hidrógeno); (2) la cercanía a centros de producción y consumo de hidrógeno o amoniaco; (3) la existencia de otros valles o corredores de hidrógeno adyacentes con un mínimo nivel de desarrollo, etc.; (4) la disponibilidad en el entorno geográfico de energía eléctrica renovable y asequible y otros recursos necesarios (e.g., agua); (5) la existencia de infraestructuras energéticas (gas natural, electricidad...), de transporte y

comunicaciones, etc.; (6) la existencia de estrategias en relación con el hidrógeno en distintas escalas geográficas (e.g., regionales, estatales, etc.); (7) el estado de las infraestructuras dedicadas; (8) la existencia de acuerdos de colaboración con otros puertos, potenciales exportadores u *off-takers*, etc.; (9) el grado de aceptación social, etc.

La combinación de estas fortalezas y el peso específico de cada una de ellas podrá determinar el ritmo de desarrollo inicial y posterior escalado de estrategias e infraestructuras orientadas a la importación (ligadas especialmente a la existencia de demanda en el entorno del puerto) o a la exportación (particularmente si hay cercanía de centros de producción a gran escala competitivos). En este sentido, la definición de la estrategia de cada puerto se verá influida por una combinación de ambas visiones, aunque en última instancia el rol exportador o importador del puerto estará determinado por sus características y potencial geográfico.

Esa estrategia debe, además, incorporar y equilibrar de manera coherente y consistente una visión de corto plazo con una visión de medio y largo plazo

En una fase inicial (corto plazo), por ejemplo, el desarrollo óptimo de infraestructuras en el puerto probablemente debería centrarse, de forma prioritaria, en la realidad y el contexto local (existencia de un corredor o valle de hidrógeno en el entorno geográfico, descarbonización de actividades y procesos en el propio puerto, existencia de una demanda potencial de la industria local que consume actualmente gas natural y otros combustibles de origen fósil, etc.).

También deben apoyarse financieramente, en todo caso, las actividades de I+D+i relacionadas con vías tecnológicas para las que puedan identificarse potenciales ventajas competitivas y que tengan encaje y resulten coherentes dado el desarrollo del ecosistema local del hidrógeno.

A medio plazo, en función de la evolución de factores tecnológicos, regulatorios, de mercado y políticos o estratégicos, podría apoyarse la construcción de infraestructuras básicas que puedan escalarse posteriormente.

Desde el punto de vista territorial, deben potenciarse acuerdos y alianzas entre puertos que pongan en valor las fortalezas y ventajas competitivas de los puertos locales en la cadena de valor del hidrógeno renovable y productos derivados

El acuerdo para explorar oportunidades en la importación-exportación de hidrógeno renovable y productos derivados entre el Puerto de Bilbao y el Puerto de Ámsterdam, por ejemplo, permite entender las variables de contorno (p. ej., existencia de *off-takers* industriales, tipos de infraestructuras en desarrollo dentro de cada vía tecnológica para el transporte de hidrógeno y productos derivados, etc.) relevantes para evaluar la viabilidad técnica y económica de determinados desarrollos de infraestructuras.

Referencias bibliográficas

- Andreasi Bassi, S., Biganzoli, F., Ferrara, N., Amadei, A., Valente, A., Sala, S. & Ardente, F. (2023). *Updated characterisation and normalisation factors for the Environmental Footprint 3.1 method*. Publications Office of the European Union, Luxemburgo. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130796>
- Arrigoni, A., Dolci, F., Ortiz Cebolla, R., Weidner, E., D'agostini, T., Eynard, U., Santucci, V. & Mathieux, F. (2024). *Environmental life cycle assessment (LCA) comparison of hydrogen delivery options within Europe*. Publications Office of the European Union, Luxemburgo. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC137953>
- BNEF. (2021). *New Energy Outlook 2021*. <https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/NEO-Executive-Summary-2021.pdf>
- BNEF. (2024a). *New Energy Outlook 2024*. <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>
- BNEF. (2024b). *Hydrogen Supply Outlook 2024: A Reality Check*. <https://about.bnef.com/blog/hydrogen-supply-outlook-2024-a-reality-check/>
- Burgess, J. (2024, 1 de mayo). Green premium remains for renewable hydrogen after EU's 1.5-GW auction result. *SP Global Commodity Insights*. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/050124-green-premium-remains-for-renewable-hydrogen-after-eus-15-gw-auction-result>
- Cagney, D. (2024, 29 de mayo). Out with green hydrogen, in with carbon capture. *Euractiv*. <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/out-with-green-hydrogen-in-with-carbon-capture/>
- Chen, P. S.-L., Fan, H., Enshaei, H., Zhang, W., Shi, W., Abdussamie, N., Miwa, T., Qu, Z. & Yang, Z. (2023). A review on ports' readiness to facilitate international hydrogen trade. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48 (46), 17351-17369. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.220>
- Chiyoda Corporation. (2022, 8 de febrero). *Hydrogen Transportation in the form of MCH by Chemical Tanker* [nota de prensa]. https://www.chiyodacorp.com/media/20220208_E_R1.pdf
- Collins, L. (2020, 27 de abril). 'World's first international hydrogen supply chain' realised between Brunei and Japan. *Recharge News*. <https://www.rechargenews.com/transition/world-s-first-international-hydrogen-supply-chain-realised-between-brunei-and-japan/2-1-798398>
- Collins, L. (2024, 7 de octubre). Winner of green hydrogen subsidies at pilot European Hydrogen Bank auction pulls out of process. *Hydrogen Insight*. <https://www.hydrogeninsight.com/production/winner-of-green-hydrogen-subsidies-at-pilot-european-hydrogen-bank-auction-pulls-out-of-process/2-1-1720968>

- Comisión Europea. (2024, 3 de junio). *La Comisión inicia los trabajos sobre un nuevo mecanismo piloto para impulsar el mercado del hidrógeno* [nota de prensa]. https://europa.eu/newsroom/ecpc-failover/pdf/ip-24-2946_es.pdf
- DEMACO. (s.f., a). *Hydrogen transportation: three well-known energy carriers compared*. <https://demaco-cryogenics.com/blog/hydrogen-transportation-three-energy-carriers>
- DEMACO. (s.f., b). *Cryogenics. All about liquid hydrogen*. <https://demaco-cryogenics.com/cryogenics/all-about-liquid-hydrogen/>
- Department for Energy Security & Net Zero. (2023a). *Hydrogen Transport and Storage Networks Pathway*. <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-transport-and-storage-networks-pathway>
- Department for Energy Security & Net Zero. (2023b). *Hydrogen projects: planning barriers and solutions*. <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-projects-planning-barriers-and-solutions>
- EIB. (2022). *Unlocking the Hydrogen Economy -- Stimulating Investment Across the Hydrogen Value Chain*. https://www.eib.org/attachments/publications/unlocking_the_hydrogen_economy_en.pdf
- Energy Transition Commission. (2021). *Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy*. The Making Mission Possible Series, ETC. www.energy-transitions.org/publications/making-clean-hydrogen-possible/
- E.ON. (2024). *Hydrogen ramp-up in Germany stuck in investment backlog*. <https://www.eon.com/en/about-us/media/press-release/2024/hydrogen-ramp-up-in-germany-stuck-in-investment-backlog.html>
- European Commission. (2020). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. Communication from the Commission to the European Parliament, The Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM/2020/301 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>
- European Commission. (2021a). *Assessment of Hydrogen Delivery Options*. Science for Policy Briefs, JRC 124206. https://joint-research-centre.ec.europa.eu/document/download/5cdbd6f7-7ab4-447b-be0a-dde0a25198ab_en
- European Commission. (2021b). *Commission Recommendation of 16.12.2021 on the use of the Environmental Footprint methods to measure and communicate the life cycle environmental performance of products and organisations*. https://environment.ec.europa.eu/document/download/cb899bd7-bb06-491d-9989-c856a401fcd0_en?filename=Commission%20Recommendation%20on%20the%20use%20of%20the%20Environmental%20Footprint%20methods_0.pdf
- European Commission. (2022). *REPowerEU Plan*. Communication from the Commission to the European Parliament, The Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM/2022/230 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>

- European Commission. (2023). *Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on establishing a framework of measures for strengthening Europe's net-zero technology products manufacturing ecosystem (Net Zero Industry Act)*. COM(2023) 161. https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en?prefLang=es
- European Commission. (2024a, 7 de octubre). *Winners of first EU-wide renewable hydrogen auction sign grant agreements, paving the way for new European production* [noticia]. https://climate.ec.europa.eu/news-your-voice/news/winners-first-eu-wide-renewable-hydrogen-auction-sign-grant-agreements-paving-way-new-european-2024-10-07_en
- European Commission. (2024b). *Competitive bidding. A new tool for funding innovative low-carbon technologies under the Innovation Fund*. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/competitive-bidding_en
- European Commission. (2024c). *Hydrogen and decarbonised gas market package*. https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/hydrogen-and-decarbonised-gas-market-package_en
- European Commission. (2024d, 21 de mayo). *European consumers and industry to benefit from clean, secure and stable energy supplies with key market reforms now adopted* [nota de prensa]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_24_2261
- European Commission. (2024e, 21 de mayo). *Questions and Answers on the Decarbonised Gases and Hydrogen package* [nota de prensa]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_24_2259
- European Commission. (2024f, 8 de abril). *166 key cross-border energy projects published*. https://energy.ec.europa.eu/news/166-key-cross-border-energy-projects-published-2024-04-08_en
- European Commission. (2025, 7 de marzo). *Over-subscribed European Hydrogen Bank auction receives 61 bids for Innovation Fund support, including 8 maritime projects* [noticia en la web]. https://climate.ec.europa.eu/news-your-voice/news/over-subscribed-european-hydrogen-bank-auction-receives-61-bids-innovation-fund-support-including-8-2025-03-07_en
- Fernández Gómez, J. (2024, 29 de abril). *¿Qué es el Mecanismo de Ajuste por Carbono en Frontera (CBAM) y cómo funciona?* Blog Orkestra, #Beyondcompetitiveness. <https://www.orkestra.deusto.es/es/actualidad/noticias-eventos/beyondcompetitiveness/2752-mecanismo-de-ajuste-por-carbono-en-frontera-cbam>
- Garg, N., Sarkar, A. & Sundararaju, B. (2021). Recent developments on methanol as liquid organic hydrogen carrier in transfer hydrogenation reactions. *Coordination Chemistry Reviews*, 433, 213728. <https://doi.org/10.1016/j.ccr.2020.213728>
- Hydrogen Council & McKinsey. (2021). *Hydrogen for Net Zero. A critical cost-competitive energy vector*. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/11/Hydrogen-for-Net-Zero.pdf>

- HySTOC Project. (2018). *Decision on LOHC storage and logistics concept*. <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5cb313117&appId=PPGMS#:~:text=At%203%20EUR%2Fkg%20LOHC,as%20compresse d%20or%20liquid%20hydrogen>
- IEA. (2020). *Global hydrogen production in the Sustainable Development Scenario, 2019-2070*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-hydrogen-production-in-the-sustainable-development-scenario-2019-2070>
- IEA. (2021a). *Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf
- IEA. (2022). *Global Hydrogen Review 2022*. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
- IEA. (2023a). *Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach 2023 Update*. <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>
- IEA. (2023b). *Energy Technology Perspectives 2023*. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2023>
- IEA. (2023c). *Global Hydrogen Review 2023*. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
- IEA. (2024). *Renewables 2023. Analysis and forecast to 2028*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/96d66a8b-d502-476b-ba94-54ffda84cf72/Renewables_2023.pdf?utm_source=Euractiv&utm_campaign=f100c710ae-EMAIL_CAMPAIGN_2024_03_25_01_46_COPY_01&utm_medium=email&utm_term=0_f86f552c4b-%5BLIST_EMAIL_ID%5D
- IRENA. (2020). *Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_GRO_Summary_2020.pdf
- IRENA. (2021a). *World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway*. <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook>
- IRENA. (2022a). *Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Green Hydrogen Cost and Potential*. <https://www.irena.org/Publications/2022/May/Global-hydrogen-trade-Cost>
- IRENA. (2022b). *Geopolitics of the energy transformation: The hydrogen factor*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf
- IRENA & WTO. (2023). *International trade and green hydrogen: Supporting the global transition to a low-carbon economy*. <https://www.irena.org/Publications/2023/Dec/International-trade-and-green-hydrogen-Supporting-the-global-transition-to-a-low-carbon-economy>
- Kraus, S., Breier, M., Lim, W. M. et al. (2022). Literature reviews as independent studies: guidelines for academic practice. *Review of Managerial Science*, 16, 2577–2595. <https://doi.org/10.1007/s11846-022-00588-8>

- Larrea Bastera, M. & Txapartegi Trigueros, J. (2025). *Potencial del puerto de Bilbao en el transporte de hidrógeno*. Mimeo (próxima publicación como Cuaderno Orkestra). Donostia-San Sebastián: Instituto Vasco de Competitividad.
- Lazard. (2023). *LCOE Lazard April 2023*. <https://www.lazard.com/media/20zoovyg/lazards-lcoeplus-april-2023.pdf>
- Lim, W. M. & Weissmann, M. A. (2021). Toward a theory of behavioral control. *Journal of Strategic Marketing*, 31(1), 185–211. <https://doi.org/10.1080/0965254X.2021.1890190>
- Martin, P. (2024, 29 de abril). *EU hydrogen targets are 'impossible' as green H2 costs eight times as much as grey H2 today: Total CEO*. Hydrogen Insight. <https://www.hydrogeninsight.com/production/eu-hydrogen-targets-are-impossible-as-green-h2-costs-eight-times-as-much-as-grey-h2-today-total-ceo/2-1-1634747>
- Matalucci, S. (2024, 24 de mayo). Policy Uncertainty Creates “Gap” Between Hydrogen Aims and Reality, Says BNEF. *PV Magazine*. <https://www.pv-magazine.com/2024/05/24/policy-uncertainty-creates-gap-between-hydrogen-aims-and-reality-says-bnef/>
- McGovan, J. (2024, 25 de abril). Implementation of Germany's hydrogen plans lagging behind – report. *Clean Energy Wire*. <https://www.cleanenergywire.org/news/implementation-germanys-hydrogen-plans-lagging-behind-report>
- McWilliams, B. & Kneebone, J. (2024, 23 de mayo). *Lessons from the European Union's inaugural Hydrogen Bank auction*. Bruegel. <https://www.bruegel.org/analysis/lessons-european-unions-inaugural-hydrogen-bank-auction>
- Noh, H., Kang, K. & Seo, Y. (2023). Environmental and energy efficiency assessments of offshore hydrogen supply chains utilizing compressed gaseous hydrogen, liquefied hydrogen, liquid organic hydrogen carriers and ammonia. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48 (20), 7515-7532. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.11.085>
- Ortiz Cebolla, R., Dolci, F. & Weidner, E. (2022). *Assessment of Hydrogen Delivery Options. Feasibility of Import of Green Hydrogen within Europe*. JRC Technical Report JRC130442. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130442>
- Parkes, R. (2024, 5 de marzo). Cost of electrolyzers for green hydrogen production is rising instead of falling: BNEF. *Hydrogen Insight*. <https://www.hydrogeninsight.com/electrolyzers/cost-of-electrolyzers-for-green-hydrogen-production-is-rising-instead-of-falling-bnef/2-1-1607220>
- Reem, Y. (2023). *First of A Kind: FOAK thinking is essential in climate technology*. <https://environmentjournal.online/headlines/first-of-a-kind-foak-thinking-is-essential-in-climate-technology/>
- Roland Berger. (2021). *Transporting the Fuel of the Future*. <https://www.rolandberger.com/en/Insights/Publications/Transporting-the-fuel-of-the-future.html>

- Sala, S., Cerutti, A.K. & Pant, R. (2018). *Development of a weighting approach for the Environmental Footprint*. JRC Technical Report JRC 106545. https://eplca.jrc.ec.europa.eu/permalink/2018_JRC_Weighting_EF.pdf
- Sandalow, D., Aines, R., Fan, Z., Friedmann, J., McCormick, C., Merz, A.-K. & Scown, C. (2022). *Low-Carbon Ammonia Roadmap*. ICEF Innovation Roadmap Project. https://www.icef.go.jp/wp-content/uploads/2024/02/icef2022_roadmap_Low-Carbon_Ammonia.pdf
- Verschuur, J., Salmon, N. & Bañares-Alcántara, R. (2024). Optimal fuel supply of green ammonia to decarbonise global shipping. *Environmental Research: Infrastructure and Sustainability*, 4 (1). <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/2634-4505/ad097a/pdf>



INSTITUTO VASCO
DE COMPETITIVIDAD
FUNDACIÓN DEUSTO

www.orquestra.deusto.es