El transporte de hidrógeno

La importancia del amoniaco

Septiembre **2022**

frontier economics

Fundación Naturgy

Frontier Economics Ltd es miembro de la red Frontier Economics, que consiste de dos empresas separadas, una basada en Europa (Frontier Economics Ltd) y otra en Australia (Frontier Economics Pty). Estas dos empresas tienen distinta propiedad y los compromisos legales de una no imponen ninguna obligación a la otra. Todas las opiniones expresadas en este documento son exclusivas de Frontier Economics Ltd.

Contenido

Resumen ejecutivo 5

La importancia del hidrógeno en la descarbonización 11

La demanda de hidrógeno 15

El transporte de hidrógeno 21

Costes de las distintas opciones de transporte de hidrógeno 24

El transporte de hidrógeno y la seguridad de suministro 34

Otros usos del amoniaco 37

El amoniaco para desarrollar y reducir los costes del hidrógeno limpio 39

Otros usos del amoniaco en un mundo descarbonizado 40

Bibliografía 43

Resumen ejecutivo

Resumen ejecutivo

El hidrógeno limpio va a jugar un papel clave en la descarbonización, reemplazando a los combustibles fósiles en diversos usos. Aunque todavía existe incertidumbre sobre los sectores en los que se empleará, se espera que sea, como mínimo, en la industria, el transporte de mercancías y para el almacenamiento estacional de electricidad. **En 2050 se estima que el hidrógeno satisfaga entre un 13% y un cuarto de la demanda mundial de energía.**

Este hidrógeno limpio **va a tener que ser transportado internacionalmente desde los países con elevada capacidad de producción (por ejemplo, con elevado recurso renovable) a los países altamente poblados e industrializados.** El transporte internacional de hidrógeno puede llevarse a cabo mediante tuberías (comprimido) o en barco (licuado, transformado en amoniaco u otros compuestos o transportado mediante líquidos orgánicos portadores de hidrogeno - LOHC, por sus siglas en inglés), mientras que para ámbitos locales podrá seguir existiendo el transporte por carretera.[1]

Dentro de las **opciones marítimas,** el transporte de hidrógeno en forma de **amoniaco se presenta hoy en día como la opción más viable:** los costes de transporte del hidrógeno licuado son elevados[2] y el LOHC es una tecnología embrionaria, mientras que el amoniaco presenta menores costes y ya existe experiencia e infraestructura para su transporte.

En comparación con las tuberías, **el transporte por barco es más barato cuanto mayor es la distancia y menor es el volumen.** La ventaja del barco a mayor distancia se debe a que, en el caso del transporte marítimo, aumentar la distancia aumenta el coste de combustible, pero se mantienen constantes otros costes de mucha mayor importancia como el número de barcos, los costes de conversión a amoniaco y los costes de reconversión a hidrógeno. Sin embargo, en el caso de la tubería, sí aumentan los principales inductores de costes: la longitud de ésta y los costes de compresión.

La **ventaja de las tuberías a mayor volumen se debe a sus mejores economías de escala.** En el caso del transporte marítimo, aumentar el volumen implica un aumento casi proporcional en los costes de los barcos, conversión y reconversión. Sin embargo, en el caso de las tuberías, el coste de terrenos y la cantidad de metal y mano de obra necesarios para construir la tubería aumentan en menor proporción al volumen

En **el caso de Europa, la importación de hidrógeno del norte de África por tubería representa la opción más barata.** De cara a diversificar el suministro, Oriente Medio y Sudamérica son las regiones exportadoras más prometedoras. La construcción de hidroductos para el transporte por tubo es inviable desde Sudamérica y poco realista, al menos a día de hoy, desde Oriente Medio por las complejidades técnicas y comerciales que presenta. En este último caso, un análisis simplificado de costes sugiere que su competitividad en relación al transporte por barco en forma de amoniaco es sensible a los volúmenes transportados y a si el amoniaco se usa directamente o si es necesario su reconversión a hidrógeno.

---

[1] También es posible transportar el hidrógeno mezclado con gas natural, aunque en cantidades limitadas.

[2] Esto se debe al alto coste de licuar el hidrógeno (para hacerlo hay que enfriar el hidrógeno hasta los -263ºC), el menor volumen que se puede transportar en un barco por su menor densidad, la dificultad y coste de mantener el hidrógeno frío durante el trayecto, y las pérdidas de hidrógeno asociadas al inevitable aumento de la temperatura.

En términos de **seguridad de suministro, el transporte por barco presenta ventajas adicionales:**

- El comercio solo depende del país productor y el país importador y no queda sujeto a la voluntad de países que se encuentran geográficamente entre ellos.

- Un país con terminal de recepción de amoniaco puede comprar hidrógeno a cualquier país productor que cuente con o tenga acceso a una terminal de carga de amoniaco, independientemente de la localización geográfica. Igualmente, un país productor con terminal de carga puede vender hidrógeno a cualquier país con terminal de recepción.

- Ya existe infraestructura (terminales de carga y recepción) para el comercio internacional del amoniaco, lo que permite el uso directo del amoniaco limpio. Para obtener hidrógeno en destino es necesario construir terminales de reconversión, pero su construcción es más rápida que la de tuberías de hidrógeno internacionales.

- Los problemas de suministro de gas por la guerra de Ucrania han llevado a la Comisión Europea a buscar diversificar las fuentes de su suministro y proponer un elevado volumen de importaciones de hidrógeno para 2030: 10 millones de toneladas de hidrógeno/amoniaco (REPowerEU). Es complicado que las tuberías puedan suministrar toda esta cantidad y desde una diversidad de países en 2030. Esto se debe a que las infraestructuras existentes desde el norte de África serán necesarias para suministrar gas natural más allá del año 2030 y a los largos tiempos de planificación y desarrollo de nuevas tuberías, en especial de aquellas que son más largas y atraviesan más países, a pesar de que se perfilen como la opción más barata, por la complejidad geopolítica que implican.

Todos estos factores apuntan a que resulta óptimo desarrollar una **combinación de transporte de hidrógeno por tuberías y por barco en forma de amoniaco,** de forma similar a lo que ocurre con el transporte de gas. Hoy en día Europa importa gas desde Rusia por tubería, desde el norte de África por tubería y barco y desde Asia y América por barco.

Además de su utilidad para el transporte de hidrógeno, el amoniaco limpio será necesario para sustituir al amoniaco que hoy en día se produce de forma contaminante, contribuyendo así a la descarbonización de los sectores donde se emplea. Esta **demanda de amoniaco limpio, principalmente para la producción de fertilizantes, es elevada: se estima que en 2020 ascendió a 183Mt (IRENA, 2022) a nivel mundial. Dado este nivel de demanda garantizada, el amoniaco también puede servir de palanca para realizar inversiones en hidrógeno limpio,** ayudando a reducir sus costes.

También **se espera que la descarbonización lleve al uso del amoniaco en sectores en los que no se emplea en la actualidad, sustituyendo a combustibles contaminantes.** El ejemplo más claro es como combustible para el transporte pesado de mercancías por vía marítima. También se plantea como combustible alternativo para la aviación. De hecho, existe un primer prototipo –de la compañía australiana AviationH2– que comenzará a volar en 2023.

Otros usos potenciales pasan por el sector eléctrico. Por un lado, en lugares con insuficiente capacidad para producir o importar electricidad renovable, la co-combustión de carbón y amoniaco se prevé como una alternativa para la generación de electricidad, ya que permitiría alargar la operación de las centrales térmicas y preparar su posterior evolución a la combustión exclusiva de amoniaco. Por otro lado, en lugares con elevado recurso renovable, puede jugar un papel en el almacenamiento estacional de electricidad, con el objetivo de ajustar la intermitente oferta de electricidad renovable a la demanda eléctrica.

La importancia del hidrógeno en la descarbonización

La importancia del hidrógeno en la descarbonización

El hidrógeno es conocido por ser el primer elemento de la tabla periódica, es decir, se trata del elemento químico más ligero. Su átomo está formado exclusivamente por un protón y un electrón. Así mismo, el hidrógeno es el elemento más abundante del universo, por delante de helio y oxígeno.

El hidrógeno destaca por tener una alta densidad gravimétrica (alta densidad energética por kilogramo). Un kilo de hidrógeno libera más energía que cualquier otro combustible empleado actualmente, y lo hace sin emitir gases de efecto invernadero. No obstante, su densidad volumétrica es muy baja, lo que plantea diversos desafíos asociados a su uso[3].

Sin embargo, el hidrógeno rara vez se encuentra de forma aislada en la naturaleza y muy frecuentemente se combina con otros elementos como oxígeno, carbono o nitrógeno. Esto es: a diferencia de los combustibles fósiles, no podemos extraer directamente hidrógeno, sino que debe ser "producido".

El 99% de la producción actual de hidrógeno es intensiva en carbono (IEA, 2019). Es más, la producción de hidrógeno llevó aparejadas 830 millones de toneladas de emisiones de CO_2 en 2019 (ETC, 2021). Por ello, al hidrógeno convencional se le suele denominar **hidrógeno "gris".** Tres son los métodos de producción más importantes:

- **Reformado de metano con vapor** (SMR, por sus siglas en inglés): más del 70% de la producción de hidrógeno convencional se produce de esta manera. Consiste en exponer al gas natural a vapor de agua a alta temperatura, en torno a 800-900ºC. Como resultado se obtiene gas de síntesis. Tras varios procesos de purificación para eliminar el monóxido de carbono (CO) se obtiene hidrógeno gaseoso de alta pureza. Sin embargo, se trata de un proceso muy intensivo en emisiones: por cada kilo de hidrógeno producido se emiten en torno a 10kg de CO_2.

- **Gasificación de carbón:** constituye casi el 30% de la producción actual de hidrógeno. Este proceso consiste en la oxidación parcial del carbón mediante aire, oxígeno o vapor de agua, para obtener como resultado gas de síntesis. A continuación, se purifica el gas de síntesis para obtener el hidrógeno.

- **Reformado autotérmico** (ATR, por sus siglas en inglés): consiste en la oxidación parcial de un hidrocarburo (típicamente gas natural, pero podrían ser otras materias como GLP, nafta o gas de alambique) con oxígeno y vapor, para su posterior reformado catalítico. Como consecuencia de este proceso se obtiene gas de síntesis, cuyos componentes pueden separarse en hidrógeno puro, y monóxido y dióxido de carbono.

El **hidrógeno azul** se produce capturando y almacenando el CO_2 generado en la obtención del hidrógeno gris. Su principal inconveniente radica en que requiere almacenar el CO_2 bajo tierra y que se producen algunas emisiones residuales durante el proceso.

[3] Por ejemplo, el amoniaco posee una densidad volumétrica 1.200 veces mayor al hidrógeno a temperatura ambiente, 2.6 veces mayor al hidrógeno comprimido (700 bar) y 1.6 veces superior al hidrógeno líquido.

El **hidrógeno verde o renovable** se produce por medio de un proceso llamado electrólisis que, tomando agua como insumo, utiliza energía eléctrica para disociar hidrógeno y oxígeno. Ésta es una tecnología fiable y probada. De hecho, hasta el ascenso del gas natural, esta era la principal tecnología empleada en la producción de hidrógeno. Actualmente, existen varios tipos de electrolizadores que, en función de sus características, se encuentran en mejor posición para determinadas aplicaciones. La gran ventaja del hidrógeno verde reside en el ahorro de emisiones al utilizar electricidad renovable[4], aunque esto a la vez implica que la fuente de electricidad es no gestionable y que sobre ella existe también una fuerte demanda para su consumo directo como electricidad.

Tradicionalmente, los costes estimados del hidrógeno azul han sido menores a los del hidrógeno verde. Sin embargo, en el escenario actual, con los precios del gas afectados, entre otras cosas, por la guerra de Ucrania, el hidrógeno verde es más competitivo. A largo plazo, debido a las reducciones de costes esperadas en la producción de electricidad renovable y electrolizadores, se considera que el hidrógeno verde producido en regiones favorables, esto es, con gran potencial de producción de renovables, tendría costes inferiores al azul, incluso si el gas vuelve a niveles de precios bajos como los del año 2020.

La Figura 1 muestra los costes estimados de producción de hidrógeno, tanto azul como verde, en el medio plazo (año 2030). En el caso del hidrógeno azul calculamos los costes de la tecnología SMR (e incluimos los costes de captura, transporte y almacenamiento de CO_2, así como los costes de los derechos de emisión correspondientes a las fugas de CO_2 acaecidas durante el proceso productivo). Mostramos tres escenarios, que varían en el precio del gas (ver nota debajo del gráfico para más detalles).

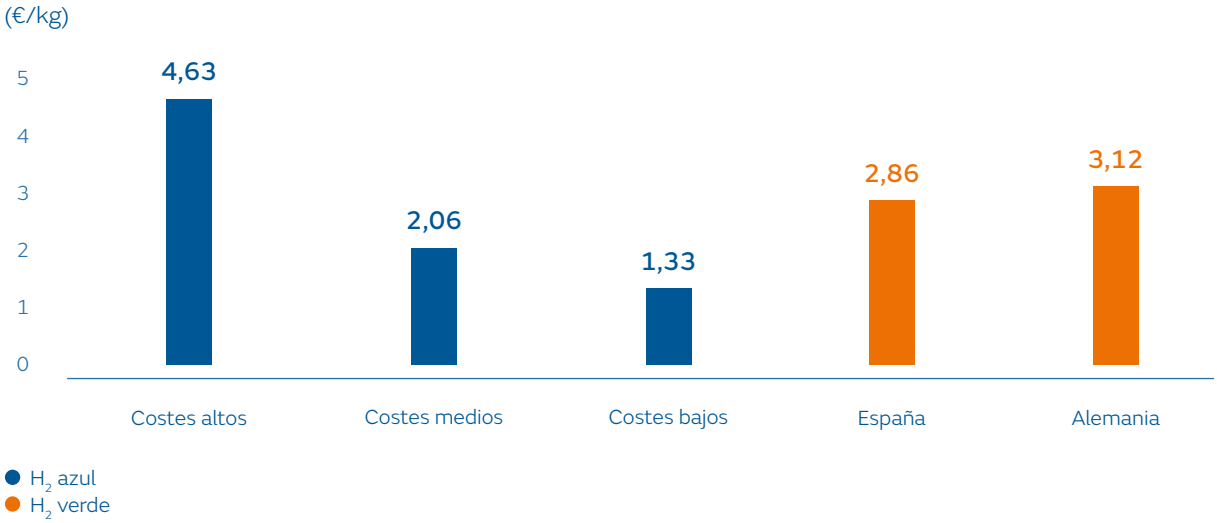
En el caso del hidrógeno verde mostramos el coste para España y Alemania, en ambos casos utilizando el recurso renovable más barato disponible (solar y eólica, respectivamente). No mostramos la incertidumbre alrededor de los costes futuros del hidrógeno verde pero esta también es notable, ya que depende de la evolución de los costes de los electrolizadores y de la disponibilidad y costes de los materiales y el terreno necesarios para la energía solar y eólica, en posible competencia con el uso directo de la electricidad.

En el escenario actual, y dada la incertidumbre que rodea la evolución futura de los mercados energéticos, no resulta sencillo predecir qué método de producción será más eficiente en 2030.

> La gran ventaja del hidrógeno verde reside en el ahorro de emisiones al utilizar electricidad renovable. Se considera que el hidrógeno verde tendría costes inferiores al azul a largo plazo

[4] También se considera utilizar energía nuclear.

Figura 1. Costes de producción de hidrógeno azul e hidrógeno verde en 2030



Fuente: *Frontier Economics*, basado en Bräendle *et al.* (2021), IEA (2021) y MIBGAS.

Nota: Para el hidrógeno azul, hemos calculado los escenarios de costes en base a los precios del gas natural negociado en mercado ibérico desde 2018, obtenidos a partir de la plataforma de MIBGAS. El escenario de costes medios representa la media de los últimos 5 años (29,93€/MWh). Por su parte, los dos escenarios extremos representan los costes medios anuales del gas negociado en el mercado ibérico en los años con el gas natural más caro (2022; 92,21€/MWh) y más barato (2020; 12,20€/MWh). Para el hidrógeno verde, hemos seleccionado dos países productores (en base a dos tecnologías renovables): España (solar fotovoltaica con factor de capacidad entre 21-22%) y Alemania (eólica terrestre con factor de capacidad entre 30-40%).

La demanda de hidrógeno

La demanda mundial de hidrógeno fue de 115 millones de toneladas (Mt) en 2018 (IEA, 2019). Actualmente, los principales usos del hidrógeno se atribuyen a refinerías (38Mt), la producción de amoniaco (31Mt) y la producción de metanol (12Mt)[5].

Tabla 1. Demanda mundial de hidrógeno

(Millones de toneladas)

Sector	Demanda anual de hidrógeno
Refinerías	38
Producción de amoniaco	31
Producción de metanol	12
Otros	34
Total	**115**

Fuente: IEA (2019).

Nota: Datos para el año 2018.

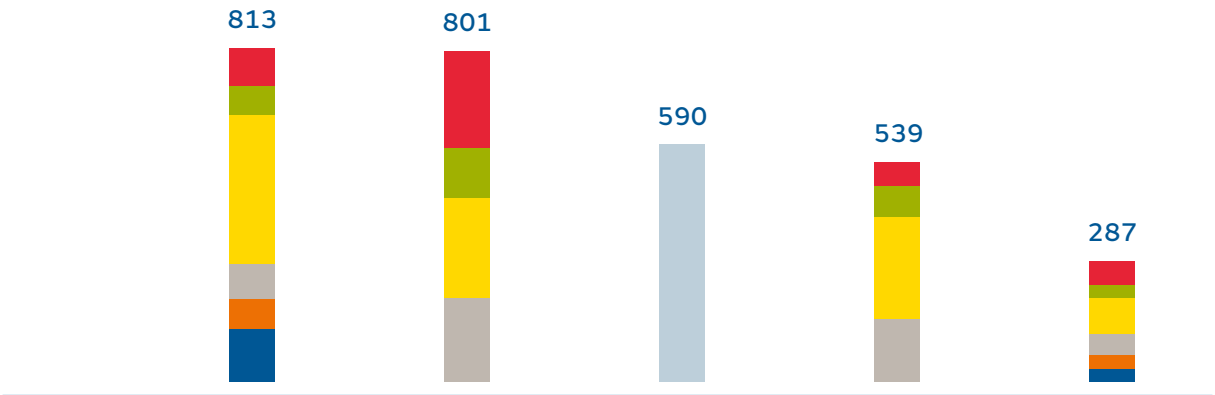
El hidrógeno jugará un papel gradualmente más importante en la descarbonización. Esto se debe tanto a la posibilidad de producirlo de manera limpia como a su versatilidad. La Figura 2 muestra estimaciones de diversas fuentes para demanda global de hidrógeno en 2050, así como el porcentaje del mix energético global que representará para dicha década. Todavía no existe consenso acerca de esta demanda futura de hidrógeno, ya que varía según los escenarios de descarbonización asumidos en cada estudio. Ahora bien, distintas instituciones estiman que, en el largo plazo, en un mundo descarbonizado, el porcentaje de energía aportado por el hidrógeno oscilará entre el 13% (IEA, 2021)[6] y el 24% *(BNEF New Energy Outlook, Climate Scenario)*. En el escenario más optimista, en 2050 la demanda de hidrógeno será 7 veces superior a la actual, situándose por encima de las 800 Mt al año.

[5] En el refino del crudo, el hidrógeno se emplea en la desulfuración de los combustibles –hidrotratamiento– y en la purificación de fuelóleos residuales. En el caso del amoniaco, el hidrógeno es un insumo necesario para su producción, que se lleva a cabo mediante el proceso Haber-Bosch. El metanol se emplea en diversas aplicaciones (pintura, plásticos, explosivos...). Su producción con hidrógeno limpio requiere de CO_2 como insumo, por lo que podría ser el destino de CO_2 emitido en otros procesos productivos y capturado.

[6] *Sustainable Development Scenario* (SDS), año 2070.

Figura 2. Demanda estimada de hidrógeno en 2050. Comparativa entre estudios

(Millones de toneladas al año)



	ETC: supply-side decarbonisation scenario	BNEF: New Energy Outlook Climate Scenario	IRENA: 1,5ºC scenarios*	Hidrogen Council: 2ºC scenario	IEA Sustainable Development Scenario
% demanda final energía en 2050	15-17%	24%	13%	18%	6-7% (13%)**

- Amoniaco
- Combustibles sintéticos
- Transporte
- Industria
- Calefacción
- Generación

Fuente: *Frontier Economics*, basado en ETC (2021).

* IRENA no muestra sus estimaciones desagregadas a nivel sectorial.
** El 13% se refiere a 2070, donde la demanda de hidrógeno alcanzaría las 520Mt.

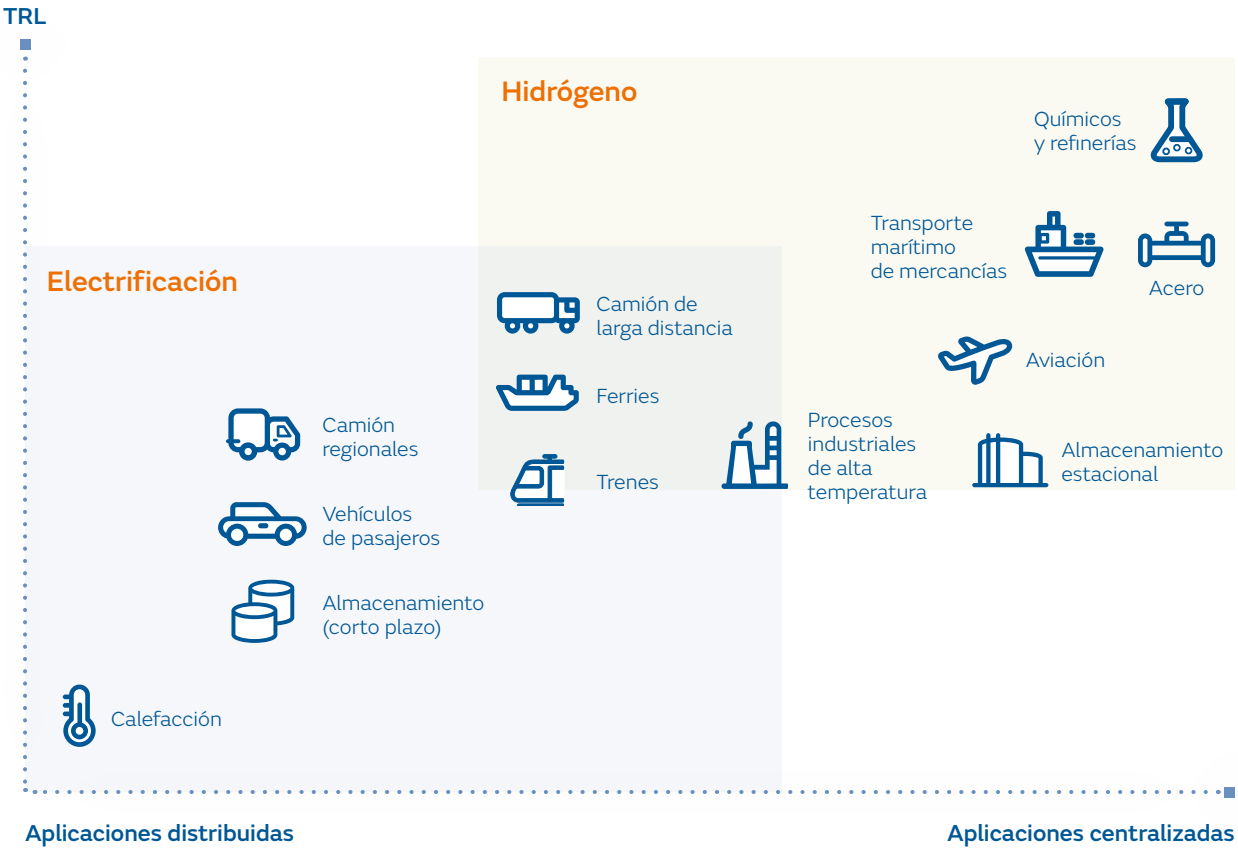
En primera instancia, se espera que el hidrógeno renovable, ya sea verde o azul, sustituya al hidrógeno gris en sus principales aplicaciones actuales. A medio plazo, está claro que el hidrógeno y sus derivados jugarán un papel fundamental en diversas industrias intensivas en energía, como la acerera o la química, y en el transporte, tanto aéreo como marítimo. Por último, cabe destacar su futuro rol en el almacenamiento de energía. **El hidrógeno podría servir para equilibrar la red eléctrica en un sistema 100% renovable, de modo que se utilice el excedente de generación (por ejemplo, en horas con alta producción solar) para producir hidrógeno vía electrólisis y se reconvierta a electricidad cuando haya picos de demanda, ya sea mediante combustión en turbinas de gas o vía pilas de combustible (JRC,2019).**

Además, encontramos otros sectores en los que se está contemplando el hidrógeno para su proceso de descarbonización. Entre ellos está **el transporte pesado de mercancías por carretera y ferrocarril, aquellas industrias que requieren de elevadas temperaturas en sus procesos productivos (cemento, cerámica, plástica, siderurgia...) y los sistemas de calefacción residenciales.**

Uno de los posibles usos transicionales del hidrógeno en el corto plazo sería el conocido como ***"blending"***, esto es, la introducción de pequeños niveles de hidrógeno, de aproximadamente un 5-20% de hidrógeno en volumen en redes existentes de gas natural[7]. Además de promocionar la creación de demanda de hidrógeno limpio en el corto plazo, el blending aportaría reducciones de emisiones de carbono[8].

La siguiente figura muestra la visión a día de hoy de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) del papel que pueden jugar el hidrógeno y la electrificación en la descarbonización de diversos sectores.

Figura 3. Principales usos del hidrógeno y estados de desarrollo tecnológico



Fuente: IRENA (2022).

Notas: El eje vertical muestra el nivel de madurez tecnológica (TRL, por sus siglas en inglés) de las soluciones con base en hidrógeno en relación con la electrificación.

[7] Debido a la baja densidad volumétrica del hidrógeno vs el gas natural, una mezcla con 5-20% de volumen de hidrógeno representaría entre un 2 y un 7% en contenido energético, lo que conllevaría una limitada reducción de emisiones de CO_2.

[8] El *blending* de hidrógeno en redes de gas natural tiene también sus limitaciones. Existen ciertas preocupaciones sobre el debilitamiento de las tuberías de acero, si bien soluciones como el revestimiento interno podrían servir. Además, podría tener un efecto adverso en grandes consumidores industriales que requieren de altos grados de pureza, como la industria petroquímica.

Si bien la mayoría de la producción actual de hidrógeno es principalmente captiva (es decir, tiene lugar en las propias instalaciones industriales en las que se consume), la adopción del hidrógeno como alternativa a la electrificación requerirá el establecimiento de una cadena de valor geográficamente dispersa, tanto dentro de los países como a nivel global. Esto se debe a que su uso se extenderá por la gran mayoría de países, con una **mayor demanda en los altamente poblados e industrializados, mientras que su producción se multiplicará en lugares con abundantes recursos renovables.** Esto dará lugar a la formación de un grupo de países importadores (Alemania, Corea del Sur, Japón) y otro grupo de países exportadores (Australia, Chile, España, Marruecos, Oriente Medio). La tabla 2 resume los objetivos de producción de hidrógeno adoptados por algunos de ellos.

Tabla 2. Objetivos de hidrógeno en países seleccionados

País	Objetivos de hidrógeno
Chile	5 GW de electrolizadores instalados en 2025 y 25 GW en 2030.
Corea del Sur	15 GW en 2040, más 2,1 GW de producción residencial mediante pilas de combustible.
Japón	15-30GW de generación de hidrógeno verde para 2040. En paralelo, ha definido varios objetivos de costes de producción ($3/kg en 2030 y $2/kg en 2050).
Unión Europea	6GW en 2024 y de 40GW en 2030, con una producción anual esperada en 2030 de 10 millones de toneladas. El plan REPowerEU, aprobado en mayo de 2022, contempla además la importación en 2030 de otros 10 millones de toneladas de hidrógeno.
Australia	Aunque no ha incluido un objetivo de producción en su estrategia de hidrógeno, ha fijado un objetivo de costes para 2030: producir hidrógeno por debajo de AUS$2/kg. Los proyectos anunciados con puesta en marcha entre 2022 y 2030 ascienden a 35 millones de toneladas[9].

Fuente: IEA (2019). *Frontier Economics,* basado en las respectivas estrategias nacionales de hidrógeno, *Oxford Institute for Energy Studies* y *World Energy Council.*

Sin embargo, como explicamos a continuación, el transporte de hidrógeno presenta retos, y es aquí donde el amoniaco puede jugar una función destacada.

[9] https://www.argusmedia.com/en/news/2301147-green-ammonia-offtake-agreements-limited-for-now

El transporte de hidrógeno

El transporte de hidrógeno

El transporte se puede llevar a cabo por diferentes medios: camiones, tuberías o barcos. Debido a la baja densidad volumétrica del hidrógeno, su almacenamiento y transporte requieren que sea previamente comprimido o licuado.

Camión.
El transporte de hidrógeno por carretera se realiza a través de camiones. En camión el hidrógeno se puede transportar comprimido o licuado.

Tubería.
Las tuberías permiten transportar el hidrógeno mediante su compresión. Hoy en día solo existen unos 5.000 km de tuberías dedicadas a hidrógeno, sumando transporte y distribución (ETC, 2021). Sin embargo, se podrían construir nuevas redes o, debido a su menor coste, reacondicionar las redes existentes de gas natural.[10]

Barco.
Pese a que existen prototipos para el transporte marítimo de hidrógeno comprimido, tiene mayor sentido que se transporte en estado líquido para aprovechar mejor el volumen de carga de los barcos, ya que el hidrógeno licuado tiene una densidad volumétrica superior al hidrógeno comprimido[11]. Aun así, el primer proyecto piloto de transporte de hidrógeno licuado por barco vio la luz este mismo año, cuando el carguero Suiso Frontier, propiedad de la japonesa KHI, completó con éxito su primer trayecto entre Victoria, Australia, y Kobe, Japón (*Offshore Energy,* 2022).

[10] Se estima que el coste de reacondicionar un tubo de gas es entre un 33 y un 57% inferior a la construcción de una tubería nueva de hidrógeno (Wang *et al.,* 2020).
[11] También se considera la opción de transportar el hidrógeno en camión dentro de los barcos (Ro-Ro, *"roll on-roll off"* para el suministro en islas.

Sin embargo, **hoy no se considera el hidrógeno licuado como la mejor opción para el transporte de hidrógeno por barco.** Por un lado, no se transporta todavía en barcos de forma comercial. Por otra parte, el coste de hacerlo se calcula que sería muy elevado en comparación con otras alternativas debido a los elevados costes de licuefacción (para hacerlo hay que enfriar el hidrógeno hasta los -263ºC), el menor volumen que se puede transportar en un barco por su menor densidad, la dificultad y coste de mantener el hidrógeno frío durante el trayecto, y las pérdidas asociadas al inevitable aumento de la temperatura (Aziz, *et al.,* 2020). Por ejemplo, para un trayecto Qatar-Japón, las pérdidas por evaporación se estiman en un 14% (Al-Breiki y Bicer 2020). Finalmente, existen otros desafíos en relación con la necesidad de construcción de nuevas infraestructuras, tales como tanques de almacenamiento, sistemas de descarga, etc., ya que las terminales actuales de GNL no son compatibles con el hidrógeno.

Debido al elevado coste de transporte del hidrógeno licuado por barco, también se tienen en cuenta el transporte de hidrógeno mediante líquidos orgánicos portadores de hidrogeno (LOHC, por sus siglas en inglés) y amoniaco.[12]

El **LOHC** consiste en cargar de hidrógeno un compuesto orgánico capaz de absorberlo para transportarlo de este modo hasta el momento de su uso final. Existen diversas moléculas que pueden absorber hidrógeno, entre las que destacan el tolueno, que es tóxico, y el dibenciltolueno, no tóxico, pero de mayor coste. El **LOHC** tiene ventajas como su alta densidad volumétrica[13] pero son necesarias reacciones químicas para que el compuesto orgánico absorba y libere el hidrógeno, así como transportar el compuesto orgánico de vuelta a su lugar original. Hoy en día es una tecnología en una fase embrionaria de desarrollo[14].

La conversión a amoniaco y su envío en buques de carga es, hoy, la principal alternativa al transporte de hidrógeno a larga distancia. El amoniaco aúna diversas ventajas: su coste de producción a partir de hidrógeno es menor que el coste de licuefacción de hidrógeno y, adicionalmente, su menor punto de licuefacción y su mayor densidad energética hacen que sus costes de transporte sean menores. Por otro lado, el amoniaco presenta **dos desventajas: su toxicidad,** que limita sus usos potenciales y el transporte en volúmenes pequeños, **y el coste de reconversión a hidrógeno.**[15] Este coste de reconversión limita el uso potencial del amoniaco cuyo uso final va a ser hidrógeno, pero, como mostramos a continuación, es eficiente para el transporte de hidrógeno para largas distancias. Además, el comercio internacional de amoniaco está desarrollado desde hace muchos años, por lo que se cuenta con elevada experiencia e infraestructura para ello, al contrario de lo que ocurre con el hidrógeno líquido y el LOHC.

En línea con esto, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) indica en su estudio “Geopolítica de la Transformación Energética: el Factor Hidrógeno”, que “hay varios vectores para el transporte de hidrógeno por barco, pero el más prometedor es el amoniaco” (IRENA, 2020).

---

[12] También se está investigando con portadores inorgánicos.

[13] Por ejemplo, el dibencil tolueno tienen densidades hasta cinco veces superiores al hidrógeno comprimido (Cordis, 2019).

[14] En 2020 tuvo lugar la primera demostración de transporte internacional de hidrógeno vía LOHC, en particular Tolueno (C_7H_8), entre Brunéi y Japón (Recharge, 2020).

[15] El amoniaco puede descomponerse en nitrógeno e hidrógeno a través de un proceso catalítico, también conocido como craqueo. Existen dos métodos comunes de craqueo: el primero requiere de elevadas temperaturas (>700ºC) y el segundo requiere menores temperaturas pero materiales más costosos como el rutenio.

Costes de las distintas opciones de transporte de hidrógeno

La eficiencia en costes de las distintas opciones de transporte de hidrógeno depende, principalmente, de dos factores: los volúmenes transportados y la distancia. Esto se debe a que las opciones tienen distintas estructuras de costes: difieren en el tamaño de sus economías de escala (es decir, en cómo cambian los costes a medida que aumenta el volumen transportado) y en la proporción de costes fijos y variables en función de la distancia.

Por ejemplo, una tubería es costosa de construir y no resulta eficiente para volúmenes bajos pero la diferencia entre el coste de una tubería con alta capacidad y otra de baja capacidad es relativamente baja en comparación a otras opciones de transporte. Sin embargo, doblar el volumen de hidrógeno transportado en camiones implica casi doblar el coste, ya que fabricar y mover dos camiones cuesta prácticamente el doble que un camión. Por eso, el camión resulta más barato para volúmenes bajos y la tubería para volúmenes altos.

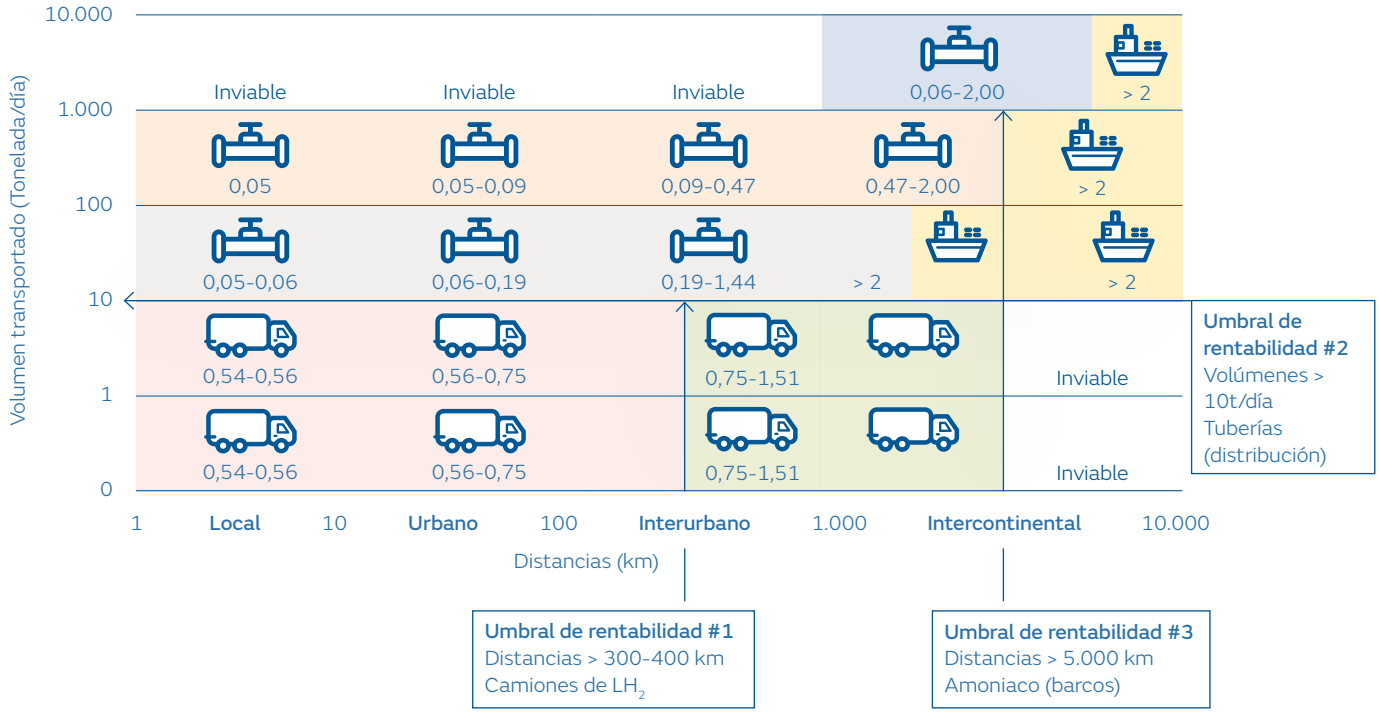
Aunque comprimir hidrógeno cuesta menos que licuarlo, dada la mayor densidad de este último, el coste adicional de transportar hidrógeno a mayores distancias se divide entre una mayor cantidad de hidrógeno transportado. Así, el hidrógeno comprimido resulta más barato para distancias cortas y el hidrógeno licuado para distancias largas.

La Figura 4, tomada de un estudio de ETC *(Energy Transitions Commission)*[16] muestra, de manera simplificada, tres umbrales de rentabilidad que determinan, de forma aproximada, qué opción es mejor en cada caso. La figura muestra los costes totales de transporte (indicados en dólares por kilo de hidrógeno en destino) incluyendo, en el caso del amoniaco, la reconversión a hidrógeno. Como indicamos en la siguiente sección, el amoniaco tiene diferentes usos, que se espera aumenten con la descarbonización, lo que eliminaría la necesidad de esta reconversión.

> La eficiencia en costes de las distintas opciones de transporte de hidrógeno depende de dos factores: **los volúmenes transportados y la distancia**

[16] *Making the Hydrogen Economy Possible,* ETC 2021.

Figura 4. Costes de transporte de hidrógeno en función de volúmenes y distancia
(incluye reconversión a hidrógeno en el caso del amoniaco)



Fuente: ETC (2021).

Nota: Para las distintas combinaciones de distancia y volúmenes transportado se muestra los costes de transporte de hidrógeno en $/kgH$_2$ según ETC. Las estimaciones incluyen costes de compresión y almacenamiento. En el caso de las tuberías, se asume un 20% de almacenamiento en cavidades salinas, con un coste máximo de 0,23$/kg.

Para volúmenes pequeños (<10t/día), el transporte por carretera es la opción más rentable. Por defecto, si las distancias son reducidas (véase el transporte local y urbano o entre ciudades cercanas), emplear camiones que transporten hidrógeno comprimido siempre será preferible, ya que la compresión de hidrógeno gaseoso acarrea menores costes que su licuefacción.

A partir de determinadas distancias, en particular entre los 300 y 400 kilómetros, el transporte mediante camiones que contengan hidrógeno líquido se vuelve más eficiente. Pese a que la licuefacción aumenta los costes de transporte, el hidrógeno líquido permite incrementar considerablemente el volumen transportado por camión. Por lo tanto, tal y como se ha comentado antes, siempre y cuando las distancias transportadas sean grandes, el hidrógeno líquido permite abaratar costes. A partir de distancias muy elevadas (e.g., >1.000km) el transporte por carretera

podría tener lugar mediante los LOHC en el futuro. En principio, los LOHC podrían ser más baratos que el hidrógeno líquido en estos casos. No obstante, como se ha indicado antes, aún se encuentran bajo desarrollo y, más allá de algún proyecto piloto, no se espera que los LOHC sean una opción en el corto plazo.

Para volúmenes considerables (>10t/día), el transporte por tubería se convierte en una mejor opción que el transporte por carretera. Y para largas distancias, el amoniaco, que es la opción más eficiente para el transporte de hidrógeno en barco, tiene menores costes que el transporte por tubería. De manera aproximada, según ETC, el amoniaco es más barato que el transporte de hidrógeno por tubería por encima de los 2,000 kilómetros para volúmenes de entre 10 y 100 t/día de hidrógeno. Para volúmenes elevados (por encima de 100t/día) el amoniaco es la opción más barata para distancias superiores a 5.000 kilómetros y para volúmenes superiores a 100t/día el amoniaco es más barato que el transporte por tubería a partir de, aproximadamente, los 8.000 kilómetros.

Lógicamente, si el amoniaco se usara como tal en destino, sin necesidad de reconvertirlo a hidrógeno, su competitividad aumentaría, ya que no sería necesario incurrir los costes del craqueo, que se estiman son de al menos 1US$/kg. Más adelante describimos los posibles usos del amoniaco en una economía descarbonizada, un área que está suscitando elevado interés entre académicos e inversores.

El coste de transporte de hidrógeno en función del país de origen

El siguiente análisis permite comparar los costes de hidrógeno renovable en Europa en función del país de origen. Tomamos como referencia de país de destino a Alemania, ya que se posiciona como el principal importador de hidrógeno de Europa. Hemos considerado varias latitudes con potencial de producir hidrógeno a bajo coste: el norte de África (Marruecos), Oriente Medio (Arabia Saudí) y Sudamérica (Chile). Estas localizaciones difieren en su distancia (y por tanto, coste de transporte) a Europa y también en el coste de producción de hidrógeno, debido a sus diferentes recursos renovables.

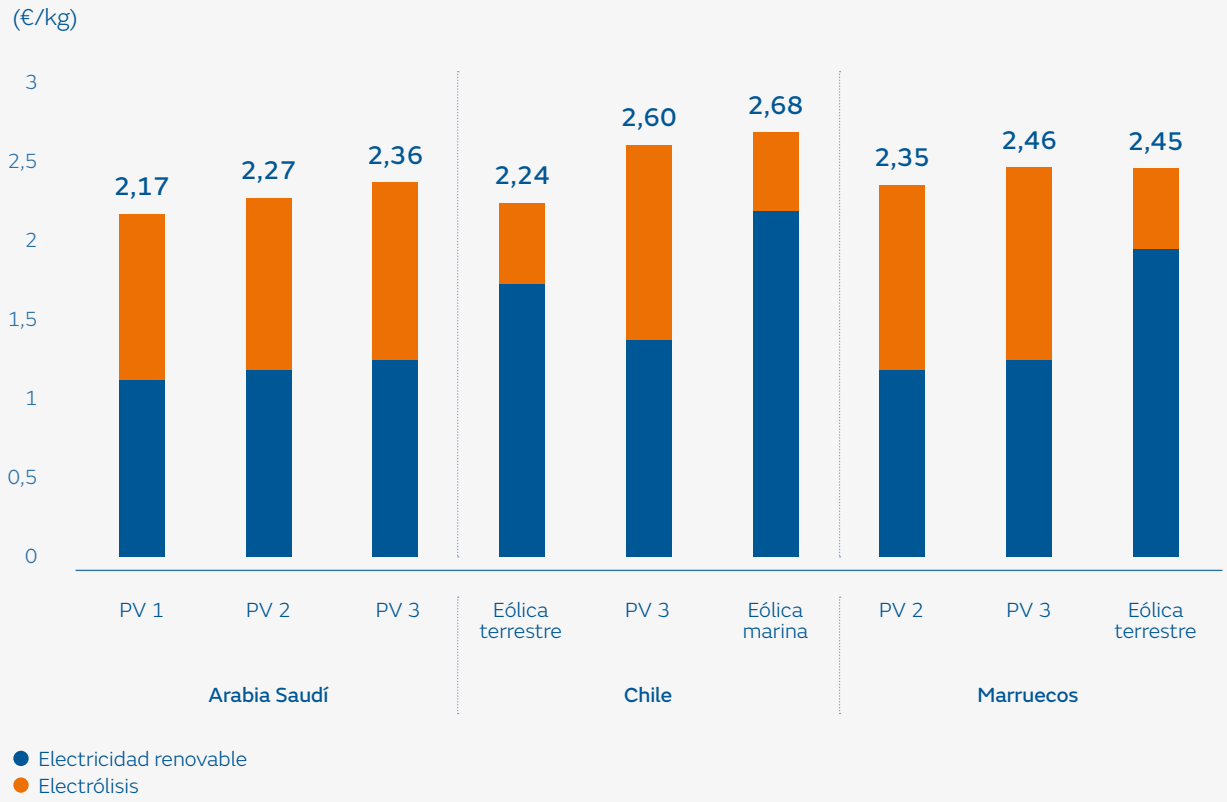
Para cada país productor consideramos la posibilidad de generar la electricidad mediante solar fotovoltaica, eólica terrestre y eólica marina. Para la eólica marina únicamente consideramos profundidades inferiores a los 25m. Para la eólica terrestre, consideramos aquella con factor de capacidad de 0,4 (es decir, que genera un 40% de la energía que hubiese producido dicha planta de haber trabajado a pleno rendimiento durante el mismo periodo). Respecto a la fotovoltaica, presentamos diferentes opciones en función de su factor de capacidad:

- **PV 1:** Factor de capacidad > 0,22
- **PV 2:** Factor de capacidad entre 0,22 y 0,21
- **PV 3:** Factor de capacidad entre 0,21 y 0,2

La Figura 5 muestra los costes de producción de hidrógeno renovable para las tres tecnologías más baratas en cada uno de los tres países productores considerados según Bräendle et al (2021) para 2030. La mejor opción para producir hidrógeno, tanto en Arabia Saudí como en Marruecos, consistiría en emplear electricidad procedente de plantas fotovoltaicas. Sin embargo, debido a sus mejores condiciones climatológicas, en Arabia Saudí disponen de plantas con un mayor factor de capacidad. En Chile, la opción más eficiente para producir amoniaco es utilizando electricidad procedente de eólica terrestre.

Las diferencias en los costes de producción de hidrógeno no son grandes entre los tres países seleccionados. De hecho, en los tres casos analizados, dichos costes no superan los 2,5 €/kg, para la mejor combinación de renovables seleccionada. Entre las tres opciones, Arabia Saudí tendría los menores costes (2,17 €/kg), seguido de Chile (2,24 €/kg) y Marruecos (2,35 €/kg).

Figura 5. Costes de producción de hidrógeno renovable por tipo de tecnología renovable y lugar de origen



Fuente: *Frontier Economics*, basado en Bräendle *et al.* (2021).

A continuación calculamos los costes de hidrógeno en el país de destino, añadiendo los costes de transporte a los costes de producción de hidrógeno. Las Figuras 6-8 comparan, para diferentes volúmenes de transporte, los costes en Alemania de hidrógeno transportado por tubería y por barco (en forma de amoniaco) desde los tres países seleccionados. Hemos asumido las siguientes distancias de transporte:

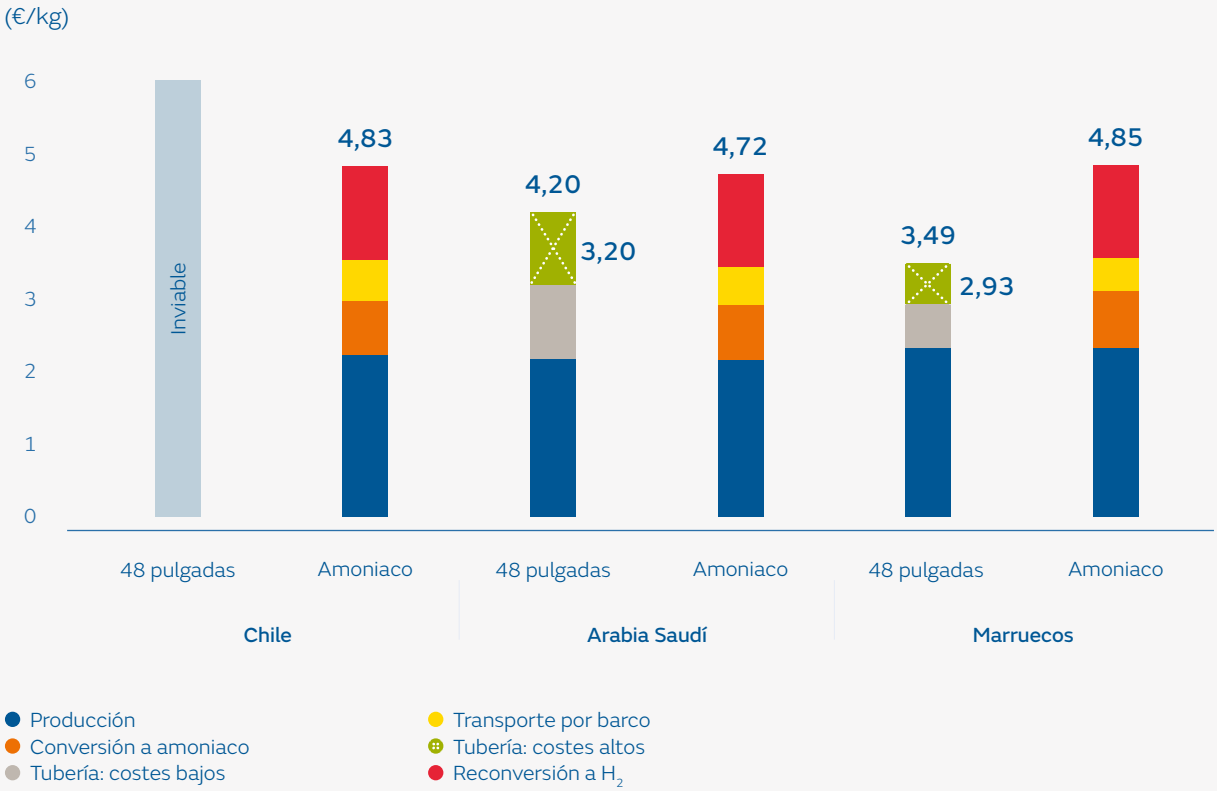
- **Tánger (Marruecos) - Hamburgo.** Vía marítima: 3.600 km, vía terrestre: 3.000 km
- **Yeda (Arabia Saudi) - Hamburgo.** Vía marítima: 9.150 km, vía terrestre: 5.600 km
- **Puerto San Antonio (Chile) - Hamburgo.** Vía marítima: 18.350 km,

Utilizamos tres tipos de tamaños de tubería: 12, 24 y 48 pulgadas, respectivamente, asumiendo una utilización media del 80%:

La Figura 6 muestra que, en general, para volúmenes muy grandes (tubería de 48 pulgadas), la mejor opción de transporte sería por tubería desde Marruecos, seguida de Arabia Saudí, con un rango de costes de 2,9-3,4 €/kg y 3,2-4,2 €/kg, respectivamente. El transporte por barco sería interesante para Chile, donde la distancia es grande y desde donde no es realista construir una tubería.

En el caso de Arabia Saudí, si se opta por usar el amoniaco (es decir, sin necesidad de reconversión a hidrógeno), su coste sería competitivo con respecto al hidrógeno por tubo.

Figura 6. Comparativa de opciones de transporte de hidrógeno, volúmenes muy grandes



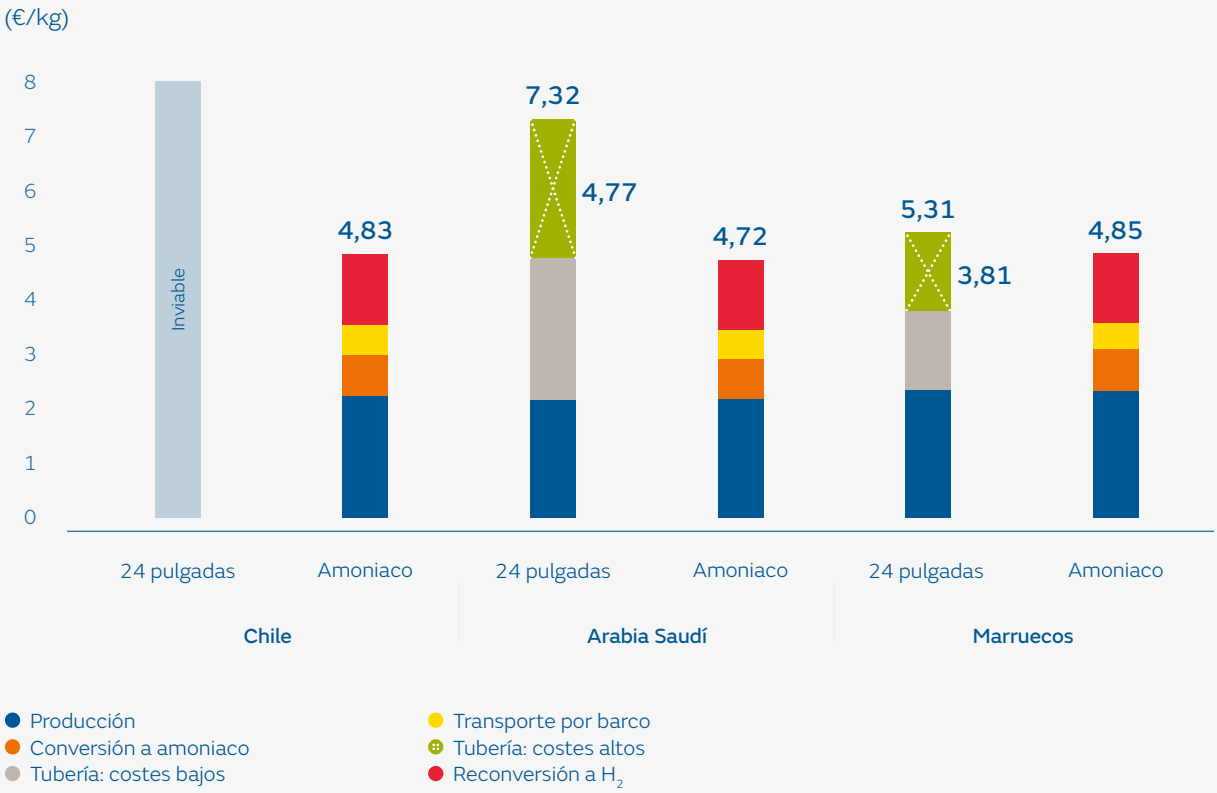
Fuente: *Frontier Economics* basado en Bräendle *et al.* (2021), *Frontier Economics* (2021), IEA (2019) y McKinsey (2021).

Nota: Hemos seleccionado, para cada país de procedencia, la opción más barata de producción de hidrógeno renovable, conforme a la Figura 5.

Para volúmenes grandes (tubería de 24 pulgadas), la Figura 7 muestra que el transporte por barco, desde cualquiera de los tres países de origen analizados, puede competir con el transporte por tubería desde Marruecos. Los costes de transportar gas por tubería de 24 pulgadas desde Marruecos oscilan entre los 3,8 y los 5,3 €/kg mientras que los costes por barco oscilan entre los 4,7 y 4,85 €/kg.

Desde Arabia Saudí sería más económico el transporte por vía marítima que por tubería.

Figura 7. Comparativa de opciones de transporte de hidrógeno, volúmenes grandes



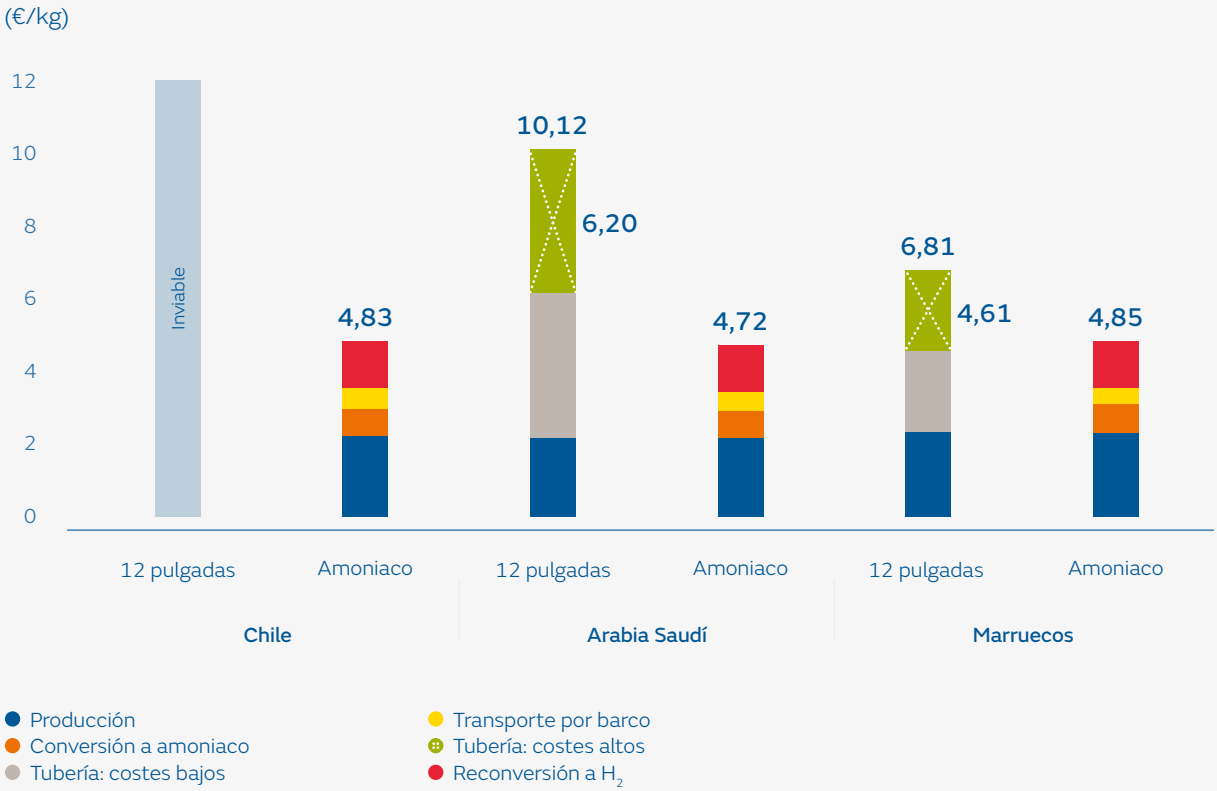
Fuente: *Frontier Economics* basado en Bräendle *et al.* (2021), *Frontier Economics* (2021), IEA (2019) y McKinsey (2021).

Nota: Hemos seleccionado, para cada país de procedencia, la opción más barata de producción de hidrógeno renovable, conforme a la Figura 5.

Finalmente, para volúmenes medios, la Figura 8 muestra que, en general, la mejor opción de transporte sería por vía marítima. Los costes de hidrógeno producido en Marruecos y transportado a Alemania por tubería se sitúan entre 4,6 y 6,8 €/kg, mientras que la opción de transporte marítimo más económica (desde Arabia Saudí), se sitúa alrededor de los 4,7 €/kg.

En términos generales, la importación de hidrógeno del norte de África por tubería representa la opción de **menor coste.**

Figura 8. Comparativa de opciones de transporte de hidrógeno, volúmenes medios



Fuente: *Frontier Economics* basado en Bräendle *et al.* (2021), *Frontier Economics* (2021), IEA (2019) y McKinsey (2021).

Nota: Hemos seleccionado, para cada país de procedencia, la opción más barata de transporte de amoniaco, conforme a la Figura 5.

Si resumimos los resultados obtenidos desde el punto del país de origen, se puede decir que, en términos generales, la importación de hidrógeno del norte de África por tubería representa la opción de menor coste. De cara a diversificar el suministro, desde Sudamérica el transporte en barco en forma de amoniaco es la opción más barata (y viable). Desde Oriente Medio, la opción más barata es sensible a los volúmenes transportados y a si el amoniaco se usa directamente o si es necesario su reconversión a hidrógeno.

La siguiente tabla muestra los supuestos utilizados en el análisis.

Tabla 3. Supuestos de costes de transporte de hidrógeno

Componente de coste	Unidad	Valor/rango
Tuberías de 48 pulgadas		
Capex: *onshore*	€m/km	2,5-3,4
Capex: *offshore*	€m/km	3,13-4,25
Capex: compresoras	€m/MW	2,2-6,7
Opex: tuberías	% Capex	2%
Opex: compresoras	% Capex	3%
Capacidad compresoras	MW/1000 km	190-330
Precio electricidad	€/MWh	90
Coste funcionamiento compresoras	€m/año/1000 km	85,5-148,5
Capacidad de transporte	GW	13
Tuberías de 24 pulgadas		
Indicador de costes	%	35%
Capacidad de transporte	GW	1,8
Tuberías de 24 pulgadas		
Indicador de costes	%	15%
Capacidad de transporte	GW	0,5

Fuente: *Frontier Economics* basado en Al Breiki and Bicer (2020), André *et al.* (2014), Jens *et al.* (2021), IEA (2019), Krieg (2012), McKinsey (2021), van Gerwen *et al.* (2019) y Wang *et al.* (2020).

Nota: Asumimos una vida útil de 25 años para estaciones compresoras. Las tuberías de menor dimensión tienen costes inferiores en términos nominales. Ahora bien, debido a que transportan volúmenes inferiores, los costes unitarios (€/kgH_2) son superiores. Tomando como punto de partida nuestras estimaciones de costes para tuberías de 48 pulgadas hemos aproximado los costes de las tuberías de grosor inferior mediante la siguiente fórmula: (Costes anuales totales 48 pulgadas-(diámetro*indicador de costes))/(Capacidad de transporte 48 pulgadas-(diámetro*capacidad de transporte)).

Tabla 3. Supuestos de costes de transporte de hidrógeno (cont.)

Componente de coste		Unidad	Valor/rango
Hidrógeno			
Arabia Saudí	PV1 RES	$/kg	1,32
	PV1 electrólisis	$/kg	1,24
	PV2 RES	$/kg	1,40
	PV2 electrólisis	$/kg	1,28
	PV3 RES	$/kg	1,47
	PV3 electrólisis	$/kg	1,32
Chile	Eólica terrestre RES	$/kg	2,04
	Eólica terrestre electrólisis	$/kg	0,61
	Eólica marina RES	$/kg	2,58
	Eólica marina electrólisis	$/kg	0,58
	PV 3 RES	$/kg	1,62
	PV 3 electrólisis	$/kg	1,45
Marruecos	PV 2 RES	$/kg	1,39
	PV 2 electrólisis	$/kg	1,38
	PV 3 RES	$/kg	1,47
	PV 3 electrólisis	$/kg	1,43
	Eólica terrestre RES	$/kg	2,29
	Eólica terrestre electrólisis	$/kg	0,6
Amoniaco			
	Coste conversión amoniaco	$/kg	1
	Capex: barco amoniaco	€m	154
	Opex: barco amoniaco	€m/año	23,15
	Capacidad carga	Toneladas	109,248
	Pérdidas por evaporación	% carga	0,325%
	Coste reconversión amoniaco	$/kg	1-2

Fuente: Bloomberg. Para el carguero de amoniaco, asumimos una capacidad de carga igual a la de un buque metanero que transporta GNL: 160.000 m^3.

Nota: Para convertir los valores a euros, hemos utilizado la media del tipo de cambio USD/€ en 2021: 1,18.

El transporte de hidrógeno y la seguridad de suministro

La elección del medio de transporte de hidrógeno debe tener en cuenta, además de los costes, la seguridad de suministro. Obviamente, en el caso de países importadores con imposibilidad de transporte por tubería por motivos geográficos, como Japón y Corea del Sur[17], el transporte por barco es la única opción viable. Para otros países importadores, **el transporte marítimo también permite reducir su dependencia de terceros países. Esto ocurre porque en el caso de transporte por tubería, el suministro depende tanto del país productor como de todos y cada uno de los países por los que discurren los tubos hasta llegar a su destino.**[18]

Esta limitación del transporte por tubería era patente en los últimos años en los que se vivieron diversos cortes de suministro del gas ruso a su paso por Ucrania, pero se ha vuelto fundamental en los últimos meses. En el caso de España, las tensiones entre Marruecos y Argelia han llevado a la imposibilidad de importar gas de Argelia a través del gasoducto que atraviesa Marruecos. En el caso de Europa, la invasión rusa de Ucrania pone en cuestión la continuidad del suministro de gas ruso a la Unión Europea.

En la actualidad, la alternativa empleada para reducir el suministro por tubería está siendo, fundamentalmente, el gas licuado transportado en barco. El transporte por barco flexibiliza el suministro, ya que permite importar gas desde cualquier país que posea o esté conectado a una terminal de licuefacción y recibirlo en cualquier lugar que cuente con o esté conectado a una terminal de regasificación. En el futuro, en el caso de hidrógeno, la dependencia ocasionada por el transporte por tubería se puede reducir de manera eficiente mediante el transporte del hidrógeno en barco en forma de amoniaco.

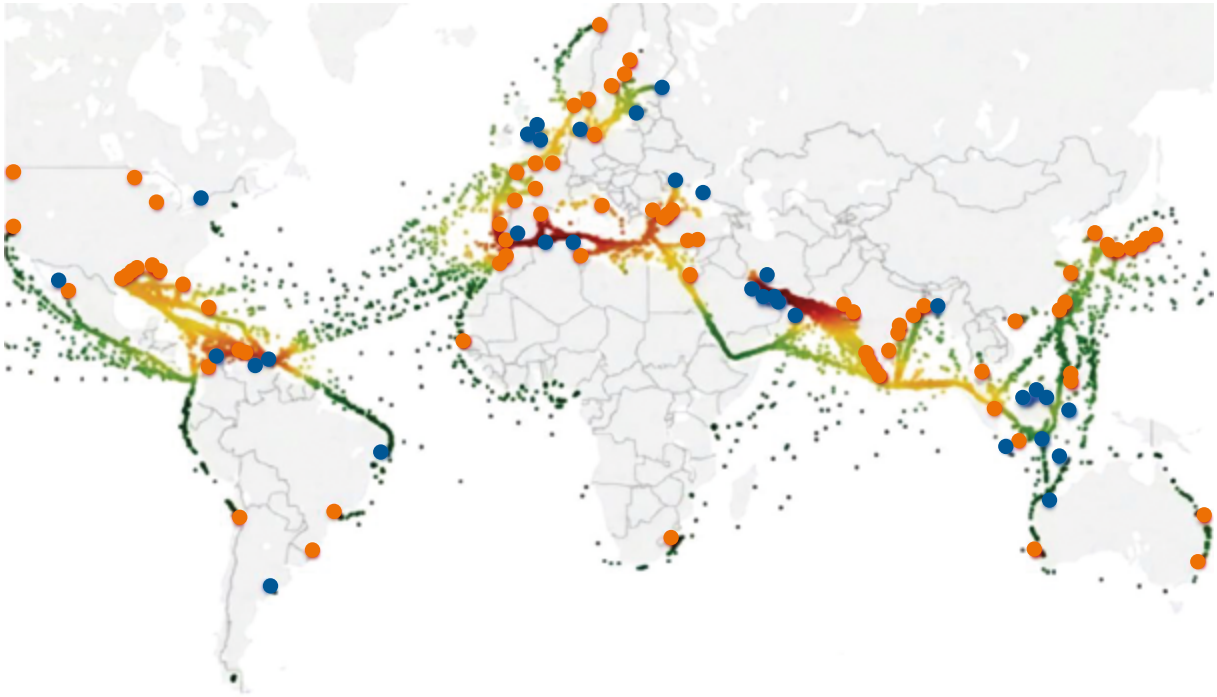
Esta necesidad de diversificar las fuentes de suministro ha quedado patente en **la estrategia REPower EU, aprobada en mayo de 2022, que fija ambiciosos objetivos de importación de hidrógeno/ amoniaco para la Unión Europea (10 millones de toneladas al año en 2030) y explicita la importancia de diversificar las fuentes de suministro.** Estos objetivos conllevan la importación de hidrógeno desde diferentes países e incluso zonas geográficas, lo que otorga al **transporte por barco un papel fundamental.** Por un lado, permite la diversificación del suministro y, por otro, la contribución en 2030 de las tuberías parece limitada: las tuberías de gas existentes desde el norte de África son necesarias para transportar gas natural y los tiempos de planificación y construcción de tuberías nuevas hacen poco factible su desarrollo antes de 2030.

Además, tal y como muestra la Figura 9, hoy en día existe una red global de puertos con capacidad para el manejo de amoniaco a gran escala.[19] Esta infraestructura, complementada con plantas de reconversión de amoniaco a hidrógeno, posibilita el transporte de hidrógeno en un plazo relativamente corto y desde múltiples países que ya cuentan con terminal de carga de amoniaco y potencial renovable.

---

[17] En el caso de Corea del Sur se combinan motivos geográficos con motivos políticos.
[18] O países productores si hay más de uno conectado a la tubería.
[19] Generalmente éstos cuentan con instalaciones de almacenamiento para facilitar su envío.

Figura 9. Infraestructura para el comercio de amoniaco



- Puertos de carga de amoniaco
- Puertos de descarga de amoniaco

Fuente: *The Royal Society* (2020).

Nota: Infraestructura portuaria de carga y descarga de amoniaco a 2017. Los puntos más pequeños representan un mapa de calor de cargueros de amoniaco líquido.

Otros usos del amoniaco

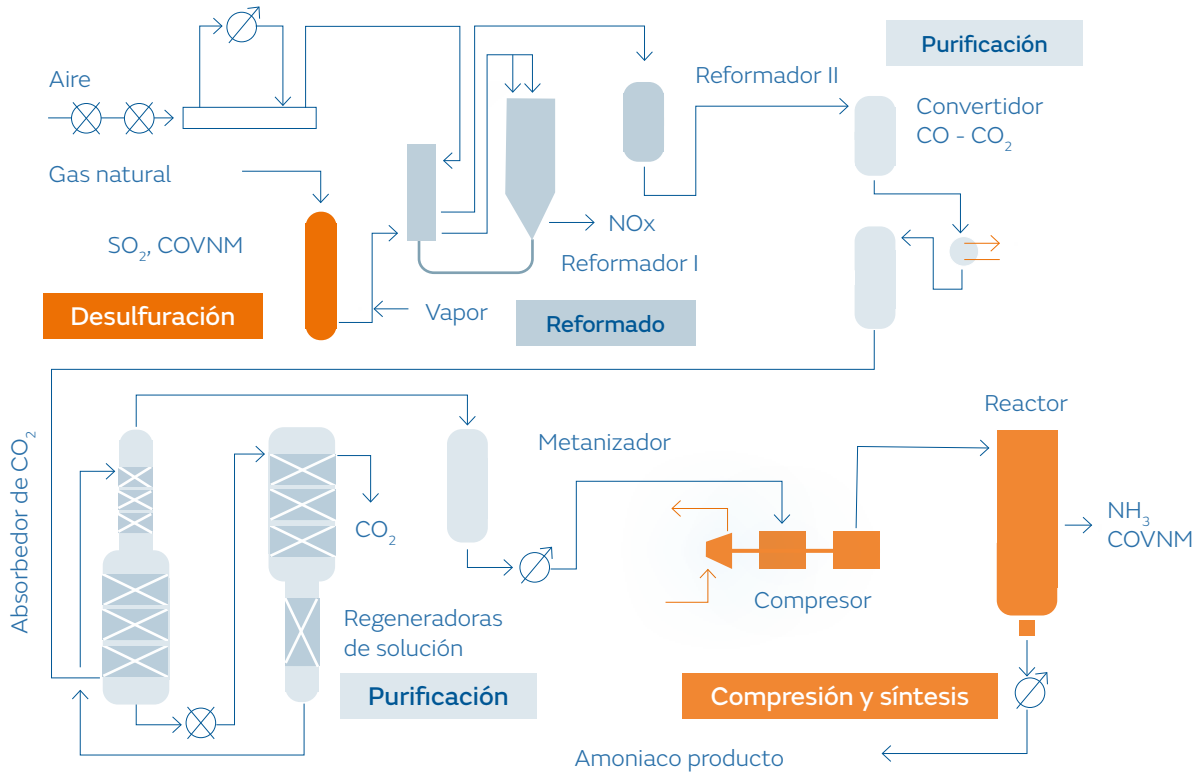
Otros usos del amoniaco

El amoniaco (NH_3) es un compuesto químico conformado por un átomo de nitrógeno (N) y tres átomos de hidrógeno (H). Se trata de un gas incoloro, con un olor desagradable y menos pesado que el aire. Así mismo, es fácilmente evaporable, ya que su temperatura de ebullición es de -33ºC, y soluble[20].

En el año 2020, el comercio mundial de amoniaco ascendió a $6.500 millones, lo que supone el 0,04% del comercio global. Solo Arabia Saudí y Rusia representan casi el 50% de las exportaciones mundiales. Los mayores importadores son India, Estados Unidos, Corea del Sur, Marruecos y Brasil (OEC, 2022).

La producción mundial de amoniaco en 2020 se estima en 183 millones de toneladas al año (IRENA, 2022). En torno al 85% se destina a la fabricación de fertilizantes (Brightling, 2018). El amoniaco anhidro (es decir, sin agua) ha sido la base de los fertilizantes nitrogenados desde la invención del proceso Haber-Bosch, a comienzos del siglo XX, que permitió producir amoniaco a escala industrial. **Además de para producir fertilizantes, el amoniaco se utiliza en las industrias de explosivos, farmacéutica, plástica y textil; como refrigerante, ya sea en la industria agroalimentaria o en circuitos industriales de aire acondicionado; y en la tecnología AdBlue que controla las emisiones de NO_x de los vehículos diésel** (*The Royal Society*, 2020).

Figura 10. Esquema proceso de producción amoniaco



Fuente: MITECO (2020).

[20] Una vez disuelto en agua, el amoníaco cambia su forma a ion amonio (NH_4).

El amoniaco para desarrollar y reducir los costes del hidrógeno limpio

Hay consenso en que la producción de fertilizantes va a seguir siendo necesaria en el futuro y que la mejor manera de hacerla sostenible es a través de amoniaco limpio. Por consiguiente, se puede considerar que una **demanda de amoniaco limpio elevada está garantizada en el futuro. Así, la producción de hidrógeno limpio destinado a la fabricación de amoniaco es una apuesta segura para realizar inversiones en hidrógeno.**

Además, la producción de amoniaco se realiza en plantas que, generalmente, tienen alta capacidad (de hasta 2 millones de toneladas al año). Aunque el hidrógeno limpio se irá adoptando gradualmente en las plantas existentes, su incorporación en plantas de producción de hidrógeno de gran capacidad permitirá, además de aumentar el conocimiento de la tecnología, aprovechar las economías de escala, contribuyendo así a la reducción de costes del hidrógeno. Existen varios proyectos de amoniaco limpio de gran escala recientes:

- **Duqm:** en la zona económica especial de Duqm, en Omán, las empresas noruegas Scatec (renovables) y Yara (química) han llegado a un acuerdo con la india ACME, pionera en la producción de amoniaco e hidrógeno limpios, para producir 1,2Mt de amoniaco verde al año[21].

- **Masdar:** en Emiratos Árabes Unidos, Fertiglobe, Masdar y ENGIE llegaron a un acuerdo para desarrollar una planta de producción de hidrógeno verde con capacidad de al menos 2GW para 2030 (Ammonia Energy Association, 2022). Para entonces, se prevén producir 2,3Mt de amoniaco y 100.000 toneladas de metanol renovable al año. Este anuncio se hizo oficial después de conocerse otro similar por el que Fertiglobe anunciaba la instalación -para 2024- de 100MW de electrolizadores para descarbonizar su planta de producción de amoniaco en Ain Sokhna, Egipto (OCI, 2021).

- **Murchinson PtX:** En el oeste de Australia, Siemens y Hydrogen Renewables lanzaron en 2019 el que era el mayor proyecto de amoniaco hasta la fecha, que combinará la generación eólica y fotovoltaica -para una capacidad total de 5,2GW- para abastecer 3GW de electrolizadores destinados a la producción de hidrógeno verde. Así mismo, se edificará una planta de producción de amoniaco limpio con capacidad de 2Mt al año y se construirá una instalación marina de exportación de amoniaco a 1.4km de la costa australiana, junto con una flota de 200 cargueros, cada uno de ellos con una capacidad de transporte de 680 toneladas de amoniaco (HyResource, 2022).

- **NEOM:** en Neom, la ciudad lineal del futuro que se construirá en Arabia Saudita, Air Products, ACWA Power y NEOM firmaron un acuerdo de inversión valorado en $5 billones para la producción de hidrógeno verde y su posterior exportación en forma de amoniaco en barco. Se estima que el proyecto, que echará a andar en 2025, producirá 650t diarias de hidrógeno verde y 1,2Mt de amoniaco limpio al año, utilizando tecnología proporcionado por Haldor Topsoe (Air Products, 2020).

[21] En la primera fase, se prevé la producción de 100.000 toneladas/año, que aumentará hasta las 1.200.000 toneladas/año en una segunda fase (Scatec, 2022).

- **SCZONE:** En la zona económica especial del canal de Suez (SCZONE) se están empezando a desarrollar varios proyectos de amoniaco limpio. Estos proyectos tienen la ambición de convertir a Egipto en uno de los principales hubs mundiales para la producción y exportación de hidrógeno. Por ejemplo, Scatec ha firmado recientemente un memorando de entendimiento (MoU) con el gobierno egipcio para invertir $5bn en la construcción de una planta de amoniaco limpio con capacidad de producir 3Mt al año, cuyo destino serían los emergentes mercados asiático y europeo (Reuters, 2022). Además, EDF y ZeroWaste han llegado a un acuerdo para establecer una planta de producción que servirá para abastecer de combustible a los cargueros que transitan por la región, que representa el 10% del transporte marítimo a nivel global (Zawya, 2022)[22].

Otros usos del amoniaco en un mundo descarbonizado

Al igual que el hidrógeno, una de las grandes ventajas del amoniaco es su flexibilidad. Esto es, el amoniaco puede destinarse a diversos usos, permitiendo acelerar el proceso de descarbonización en varios sectores sustituyendo a combustibles fósiles tradicionales. Una de las desventajas del amoniaco como vector para el transporte de hidrógeno consiste en el proceso de reconversión a hidrógeno, también conocido como craqueo. Este proceso requiere de unas temperaturas por encima de los 500ºC, por lo que es muy intensivo en energía. Además, las pilas de combustible de electrolito polimérico (PEM, por su siglas en inglés) son muy sensibles a los restos de NH_3 (<0,01 ppm), por lo que se debe añadir un proceso extra de purificación del hidrógeno resultante. Chatterjee et al. (2021) estiman las pérdidas de eficiencia relacionadas con el craqueo entre un 31,5 y un 39%. Por ende, existen numerosas ventajas, tanto en términos de costes como energéticos, relacionadas con evitar la reconversión del amoniaco en hidrógeno. En ese sentido, las pilas de combustible de óxido sólido (SOFC), en la que el craqueo ocurre dentro de la misma, son una alternativa interesante[23]. Pese a que aún se considera que cuentan con un nivel de madurez tecnológica reducido, las pilas de combustible que usan amoniaco de forma directa (DAFC) podrían ser otra alternativa viable (Zhao et al., 2019).

Uno de los usos potencialmente más interesantes del amoniaco es como combustible para el **transporte marítimo de mercancías para trayectos de media y larga distancia.** Existen diversos estudios que han analizado las ventajas del uso del amoniaco para el transporte marítimo. Por ejemplo, uno publicado por OGCI y Concawe (Ricardo, 2022) muestra tres opciones para descarbonizar significativamente el sector marítimo en 2050. El uso del amoniaco juega un papel destacado en las dos opciones que permiten reducir emisiones al menor coste, siendo una de estas dos la única que alcanza una descarbonización completa del sector. Otro estudio (Frontier Economics, 2022) considera que el amoniaco, el hidrógeno y el biometano son los combustibles que permiten descarbonizar el transporte marítimo al mínimo coste. Cabe destacar que la Organización Marítima Internacional se ha fijado el objetivo de reducir en un 40% la huella de carbono del sector para 2030 y a eliminarla completamente lo antes posible (IMO, 2021). En línea con estos análisis, la empresa de fertilizantes

[22] Otros proyectos incluyen el acuerdo entre Petrofac y H_2-Industries para la producción de hidrógeno y amoniaco verdes, con una capacidad de 125.000toneladas/año o el MoU firmado recientemente por Maersk y el gobierno egipcio, por el que la naviera pretende construir 12 embarcaciones propulsadas por combustibles limpios.

[23] Eso sí, las pilas SOFC requieren de elevadas temperaturas de funcionamiento (550-900ºC), por lo que no se consideran adecuadas para usos intermitentes, con ciclos cortos de encendido y apagado (Wan *et al.*, 2021).

Nutriem y la naviera Exmar están desarrollando un barco que funcionará con amoniaco y que se espera esté listo en 2025[24]. Fabricantes de motores como MAN o Wärstila están desarrollando motores marinos para amoniaco. Igualmente, se plantea la posibilidad de utilizar amoniaco como combustible alternativo para la aviación. De hecho, existe un primer prototipo -de la compañía australiana AviationH_2- que echará a volar en 2023 (El Confidencial, 2022).

Por otra parte, el amoniaco se plantea como **uno de los combustibles para reducir las emisiones del sector eléctrico, especialmente, en lugares con restricciones para la producción e importación de energías renovables.** Actualmente, la co-combustión de amoniaco con otros combustibles se está probando en Japón[25] y su Ministerio de Industria y Comercio de ese país ha propuesto el objetivo de desarrollar una turbina de generación eléctrica que funcione solo con amoniaco antes de 2030 (Argus Media, 2021). Mitsubishi y Siemens también están trabajando en esta tecnología. Por otro lado, también se están desarrollando **pilas de combustible compatibles con amoniaco para lugares remotos** sin acceso a la red eléctrica o donde sea necesario contar con opciones de respaldo.[26]

Además, se concibe al amoniaco como **combustible para el almacenamiento energético.** Dado que la producción de electricidad será más elevada en verano por la estacionalidad de la tecnología solar, mientras que la demanda lo será en invierno, si se emplea la electricidad para calentar los hogares de forma significativa, será necesario desarrollar sistemas de almacenamiento estacional de energía.

Existen varias opciones para el almacenamiento de energía, entre las que destacan las baterías, el bombeo y el almacenamiento químico mediante la transformación de la electricidad a combustibles como el hidrógeno o el amoniaco. Los elevados costes de capital de las baterías para grandes cantidades hacen que su rentabilidad requiera utilizarlas de forma repetida, lo que las hace demasiado caras para almacenamiento estacional. El bombeo es una tecnología ya desarrollada y con costes competitivos, pero que requiere de emplazamientos específicos, por lo que su capacidad máxima es limitada. Por ello, el almacenamiento químico en forma de hidrógeno o amoniaco supone una buena alternativa. El amoniaco tiene el problema de la toxicidad, pero se cuenta con experiencia en su uso, se podría almacenar en depósitos de GLP adaptados y cuenta con una mayor densidad volumétrica que el hidrógeno.

Por último, también se están desarrollando proyectos para el uso del **amoniaco en la industria.** Mitsubishi está desarrollando calderas que soporten la quema de amoniaco para aplicaciones industriales que requieran de elevadas temperaturas de funcionamiento (Mitsubishi, 2021).

---

[24] https://www.nutrien.com/investors/news-releases/2021-nutrien-and-exmar-partner-building-vessel-powered-low-carbon-ammonia

[25] JERA e IHI están trabajando en un proyecto con miras a implementar un 20% de co-combustión de amoniaco en 2024 y aumentarlo a un 50% para 2030 (JERA, 2021).

[26] Estas pilas de combustible también podrían utilizarse para el transporte de mercancía, principalmente por carretera.

Bibliografía

Bibliografía

Air Products (2020). Air Products, ACWA Power and NEOM Sign Agreement for $5 Billion Production Facility in NEOM Powered by Renewable Energy for Production and Export of Green Hydrogen to Global Markets. https://www.airproducts.com/news-center/2020/07/0707-air-products-agreement-for-green-ammonia-production-facility-for-export-to-hydrogen-market. Publicado el 07/07/2020

Al-Breiki, M., & Bicer, Y. (2020). *Comparative cost assessment of sustainable energy carriers produced from natural gas accounting for boil-off gas and social cost of carbon.* Energy Reports, 6, 1897-1909.

Ammonia Energy Association (2022). Fertiglobe, Masdar and ENGIE to cooperate on green ammonia in the UAE. https://www.ammoniaenergy.org/articles/fertiglobe-masdar-and-engie-to-cooperate-on-green-ammonia-in-the-uae/. Publicado el 27/01/2022

André, J., Auray, S., de Wolf, D., Memmah, M., Simonnet, A. (2014): *Time development of new hydrogen transmission pipeline networks for France.* International Journal of Hydrogen Energy, 39 (20), 10323-10337.

Argus Media (2021). *Japan to advance ammonia co-firing technology.* https://www.argusmedia.com/en/news/2227810-japan-to-advance-ammonia-cofiring-technology#:~:text=Japan%20is%20targeting%20to%20begin,to%2020mn%20t%20in%202050

Agora Energiewende, Agora Industry (2021): *12 Insights on Hydrogen*

Aziz, Muhammad, Agung Tri Wijayanta, and Asep Bayu Dani Nandiyanto. 2020. *"Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization"* Energies 13, no. 12: 3062.

BloombergNEF (2021). *Hydrogen Economy Outlook, Key Messsages.* BNEF, London

BloombergNEF (2021). *New Energy Outlook 2021.* BNEF, London. https://about.bnef.com/new-energy-outlook

Brightling, J. (2018). *Ammonia and the fertiliser industry: The development of ammonia at Billingham.* Johnson Matthey Technology Review, 62(1), 32-47.

Centro Nacional del Hidrógeno (2022). *¿Qué es el el Hidrógeno?.* https://www.cnh2.es/el-hidrogeno

Comisión Europea (2022). Anexos de la Comunicación de la Comisión Plan REPower EU. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0004.02/DOC_2&format=PDF

Chatterjee, Sudipta, Rajesh Kumar Parsapur, and Kuo-Wei Huang. *"Limitations of ammonia as a hydrogen energy carrier for the transportation sector."* ACS Energy Letters 6, no. 12 (2021): 4390-4394.

Cordis (2019). *Un nuevo hito en el camino hacia una economía del hidrógeno.* https://cordis.europa.eu/article/id/358583-milestone-reached-on-the-road-to-a-hydrogen-economy/es

El Economista. Alemania acelera la construcción de dos regasificadoras para reducir su dependencia de Rusia. https://www.eleconomista.es/energia/noticias/11640460/02/22/Alemania-acelera-la-construccion-de-dos-regasificadoras-para-reducir-su-dependencia-de-Rusia.html
Visitado el 04/05/2022

El Confidencial (2022). El primer avión que usa amoniaco como combustible volará en 2023: https://www.elconfidencial.com/tecnologia/novaceno/2022-05-10/avion-amoniaco-bateria-electrico_3421430/. Publicado 10/05/2022

Energy Transitions Commission (2021). *Making the hydrogen economy possible: accelerating clean hydrogen in an electrified economy.*

European Commission (2022). Communication from the commission to the European parliament, the European council, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions *REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy.* COM/2022/108 final

Hatfield, Oliver (2020). *Review of global ammonia supply.* AEA Conference, Nov. 2020.

HyResource (2022). Murchison Hydrogen Renewables Project. https://research.csiro.au/hyresource/murchison-hydrogen-renewables-project/. Publicado el 17/05/2022

IEA (2019). *The Future of Hydrogen,* IEA, Paris https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen

IEA (2021). *World Energy Outlook 2021,* IEA, Paris https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021

Institute for Industrial Productivity. Industrial Efficiency Technology Database – Ammonia. http://www.iipinetwork.org/wp-content/Ietd/content/ammonia.html#key-data Visitado el 03/04/2022

IMO (2021). *Cutting GHG emissions from shipping – 10 years of mandatory rules.* https://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/pages/DecadeOfGHGAction.aspx#:~:text=In%20June%202021%2C%20IMO%20adopted,the%20energy%20efficiency%20of%20ships

IRENA (2020), *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal,* International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2022). *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor.* International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2022). *Green hydrogen for industry: A guide to policy making.* International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Deringer, A., Schimmel, M., Jörling, K., Bietenholz, D., Schult, H., Steinbacher, K., Kerres, P. (2021). *Covering Germany's green hydrogen demand: Transport options for enabling imports.* Guidehouse.

Jens, J., Wang, A., van der Leun, K., Peters, D. & Buseman, M. (2021): Extending the European Hydrogen Backbone. Creos, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, Fluxys Belgium, Gasgrid Finland, Gasunie, GAZ-SYSTEM, GCA, GNI, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinovodi, Snam, TAG, Teréga.

JRC Technical Reports (2019). Weidner, E., Ortiz Cebolla, R., & Davies, J. *Global deployment of large capacity stationary fuel cells.*

MITECO (2022). Sistema Español de Inventario de Emisiones: Metodologías de estimación de emisiones. Procesos industriales y uso de productos (IPPU). Industria Química. Fabricación de amoniaco (emisiones de proceso). https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/metodologias-estimacion-emisiones/

Mitsubishi Power (2021). *Mitsubishi Power to Develop Ammonia Combustion Systems for Thermal Power Plant Boilers, to achieve optimal combustion characteristics for mixed and single fuel operations.* https://power.mhi.com/news/20210826.html

OECC (2022): https://oec.world/en/profile/hs/ammonia

OCI (2021): Fertiglobe's Green Hydrogen Consortium Selects Plug Power to Deliver World-Scale 100MW Electrolyzer. https://www.oci.nl/news/fertiglobe-s-green-hydrogen-consortium-selects-plug-power-to-deliver-world-scale-100mw-electrolyzer/ Publicado el 24/11/2021

Offshore Energy (2022): *Suiso Frontier brings world's 1st LH2 shipment to Japan.* https://www.offshore-energy.biz/suiso-frontier-brings-worlds-1st-lh2-shipment-to-japan/. Publicado el 25/02/2022

Oxford Institute for Energy Studies (2020). Patonia, A., & Poudineh, R. *Ammonia as a storage solution for future decarbonized energy systems* OIES Paper: EL 2020.

Ricardo Energy and Environment (2022). *Technological, Operational and Energy pathways for maritime transport to reduce emissions towards 2050.* A report for OGCI/Concawe. ED 1389, issue nº6.

Recharge (2020). 'World's first international hydrogen supply chain' realised between Brunei and Japan'. https://www.rechargenews.com/transition/-world-s-first-international-hydrogen-supply-chain-realised-between-brunei-and-japan/2-1-798398 Visitado el 03/05/2022

Reuters (2022). Egypt, Norway's Scatec sign MOU on $5 bln green ammonia project. https://www.reuters.com/world/middle-east/egypt-agrees-5-bln-deal-with-norways-scatec-green-ammonia-project-2022-03-10/. Publicado el 10/03/2022

Scatec (2022). Yara, ACME and Scatec sign term sheet for sale of green ammonia from Oman. https://scatec.com/2022/07/15/yara-acme-and-scatec-sign-term-sheet-for-sale-of-green-ammonia-from-oman/. Publicado el 15/07/2022

Siemens Energy (2021). *Power-to-X: The crucial business on the way to a carbon-free world.*

The Royal Society (2020). *Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store.*

Van Gerwen, R., Eijgelaar, M. & Bosma, T. (2019): *Hydorgen in the electricity value chain.*

Wan, Zhijian, Youkun Tao, Jing Shao, Yinghui Zhang, and Hengzhi You. *"Ammonia as an effective hydrogen carrier and a clean fuel for solid oxide fuel cells."* Energy Conversion and Management 228 (2021): 113729.

Wang, A., van der Leun, K., Peters, D. , Buseman, M. (2020): *European Hydrogen Backbone. Technical Report.* Guidehouse, Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Terega.

Zawya (2022). EDF Renewables, ZeroWaste consortium to establish green ammonia bunkering project in Egypt. https://www.zawya.com/en/projects/industry/projects-edf-renewables-zerowaste-consortium-to-establish-green-ammonia-bunkering-project-in-egypt-ugwjnrrw. Publicado el 21/04/2022

Zhao, Yun, Brian P. Setzler, Junhua Wang, Jared Nash, Teng Wang, Bingjun Xu, and Yushan Yan. *"An efficient direct ammonia fuel cell for affordable carbon-neutral transportation."* Joule 3, no. 10 (2019): 2472-2484.