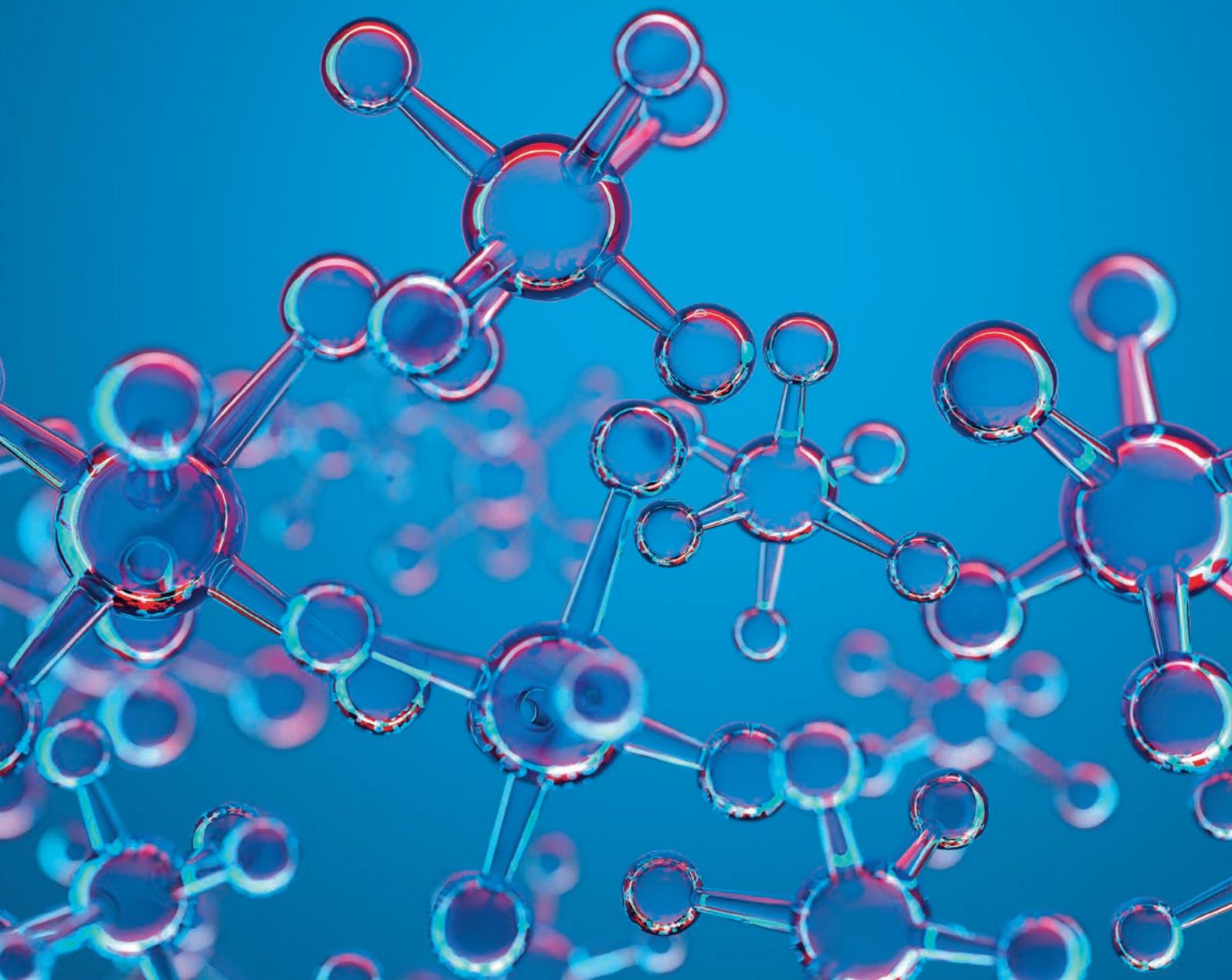


# *El hidrógeno*

## *Vector energético esencial en la evolución hacia una economía descarbonizada*



**Diseño y Maquetación**

Dpto. Marketing y Comunicación  
Management Solutions - España

**Fotografías**

Archivo fotográfico de Management Solutions  
iStock

**© Management Solutions 2023**

Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción, distribución, comunicación pública, transformación, total o parcial, gratuita u onerosa, por cualquier medio o procedimiento, sin la autorización previa y por escrito de Management Solutions.

La información contenida en esta publicación es únicamente a título informativo. Management Solutions no se hace responsable del uso que de esta información puedan hacer terceras personas. Nadie puede hacer uso de este material salvo autorización expresa por parte de Management Solutions.

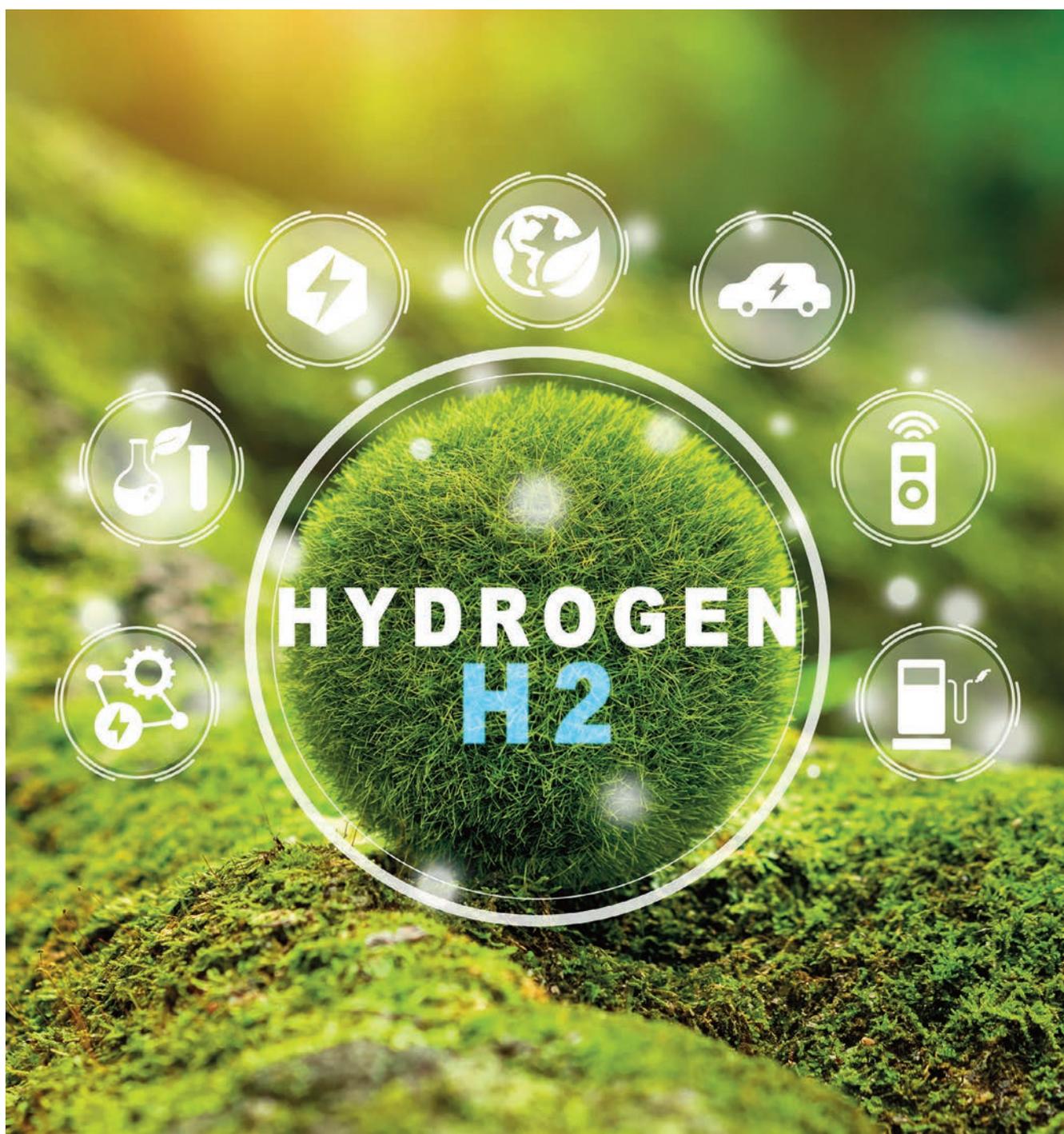
# Índice

	Introducción	4
	Resumen ejecutivo	6
	Contexto internacional	10
	Visión general del hidrógeno	14
	Cadena de valor	18
	Situación actual y evolución esperada del hidrógeno	26
	Principales retos del hidrógeno	32
	Análítica aplicada a la viabilidad del hidrógeno: caso de estudio	44
	Conclusiones	52
	Glosario	54
	Bibliografía	56

# Introducción

*“La energía es esencial para el desarrollo, y la energía sostenible es esencial para el desarrollo sostenible”*

*Tim Wirth<sup>1</sup>*



En las últimas décadas, la población mundial ha crecido de forma notable. A mediados de noviembre de 2022 se alcanzaron los 8.000 millones de habitantes, más de tres veces el número existente a mediados del siglo XX, y la cuarta parte de ese incremento se ha producido en los últimos 25 años (solo en la última década este incremento es de un 11,3%)<sup>2</sup>. Este crecimiento demográfico ha venido acompañado de un proceso de industrialización como medio para impulsar el desarrollo económico. Ambos elementos han intensificado la demanda de energía de forma significativa. En concreto, en los últimos 25 años, el consumo total<sup>3</sup> de energía primaria<sup>4</sup> creció un 57,8% (en la última década, el incremento supuso un 14,4%, y en torno al 80%<sup>5</sup> de la demanda total global se satisfizo mediante combustibles fósiles: carbón, petróleo y gas natural).

Este aumento del consumo energético presenta un conjunto de desafíos que se han de abordar, entre los que destaca la preocupación global por el impacto que la producción y el consumo de energía pueden tener sobre el cambio climático. De acuerdo con Naciones Unidas<sup>6</sup>, los combustibles fósiles, como el carbón, el petróleo y el gas, son con diferencia los mayores causantes del calentamiento global, ya que generan más del 75% del total de las emisiones globales de gases de efecto invernadero y cerca del 90% de todas las emisiones en dióxido de carbono. Otro desafío importante que se ha de abordar es el impacto que la producción y el consumo de energía genera para el medio ambiente, derivado de los procesos de contaminación del aire y del agua, el uso de la tierra, la necesidad de amplias áreas para la instalación y operación de plantas energéticas, o la gestión de residuos, entre otros<sup>7</sup>. Las energías renovables, que contribuyen decisivamente a paliar el citado impacto sobre el clima, no están exentas de producir impactos medioambientales (potencial utilización extensiva de tierras, impactos en la flora y fauna, etc.).

Adicionalmente, estas presentan desafíos en cuanto a la acumulación y el almacenamiento de la energía producida, debido a la variabilidad en la producción. Finalmente, el mix energético actual supone un desafío geopolítico para los países dependientes de energías procedentes de combustibles fósiles que no disponen de dichos recursos naturales, lo que puede poner en riesgo la seguridad energética<sup>8</sup>.

Todo ello ha provocado una continua exploración de fuentes energéticas adicionales que permitan transformar el mix energético y aumentar la eficiencia energética buscando mitigar estos efectos negativos derivados de la producción, transporte y uso de la energía. En este sentido, las energías renovables (excluyendo la hidráulica) son las que han tenido un mayor crecimiento en la generación eléctrica. La producción de electricidad mediante energías renovables se ha multiplicado por más de 18 desde principio del siglo XXI, y aunque no todas las zonas geográficas han contado con el mismo impulso (véase figura 1), a nivel mundial representaron el 14% de la producción eléctrica en 2022, superando a la energía nuclear, que supuso el 9%. No obstante, el carbón y el gas todavía siguen siendo las mayores fuentes de energía para la producción eléctrica, representando un 35% y 23%, respectivamente<sup>9</sup>.

En este contexto, el hidrógeno, un gas de consumo habitual en los procesos industriales, está cobrando mucha relevancia por su capacidad para actuar como un decisivo vector energético (al

poder utilizarse para almacenar y transportar energía para posteriormente liberarla). Estudios recientes<sup>10</sup> indican que el 60% de la reducción de emisiones podría proceder de la generación renovable combinada con hidrógeno verde<sup>11</sup>. Por ello, existe consenso en cuanto al papel clave que puede jugar el hidrógeno verde para acompañar esta transición energética, mejorando la integración de las propias energías renovables o incluso actuando como solución de descarbonización en algunos sectores (transporte, procesos industriales, etc.). El desarrollo de hidrógeno verde no deja de ser un acelerador para el sector del hidrógeno en general y no es incompatible con la futura incorporación de otros tipos de hidrógeno, como podría ser el hidrógeno blanco. La creación y expansión de infraestructuras de transporte, el desarrollo del mercado, la transformación de la industria y la adaptación de los patrones de consumo en torno al hidrógeno verde no solo son perfectamente compatibles con el hidrógeno blanco, sino que también podrían converger de manera sinérgica.

El objetivo de esta publicación es proporcionar una visión global del hidrógeno, explicando los tipos que existen, su cadena de valor y los principales retos que plantea, y analizando un caso de estudio concreto para ilustrar de forma práctica cómo es posible apalancarse en herramientas analíticas para abordar algunos de los desafíos de su proceso de adopción, como la selección del emplazamiento óptimo para desarrollar nuevos proyectos.

<sup>1</sup>Timothy Endicott Wirth, Graduado en Harvard y PhD por Standford, sirvió en la Casa de Representantes y en el Senado de EEUU. Subsecretario de Estado para Asuntos Globales durante la administración Clinton. Desde 1998 hasta 2013, fue presidente de la Fundación de las Naciones Unidas, y actualmente forma parte de su junta directiva.

<sup>2</sup>Fuente: United Nations "2022 Revision of World Population Prospects".

<sup>3</sup>Energy Institute: Statistical review of world energy 2022.

<sup>4</sup>Energía primaria: energía procedente de fuentes renovables y no renovables que no ha sufrido ningún proceso de conversión o transformación (RAE).

<sup>5</sup>Fuente: U.S. EIA "International Energy Outlook 2021 (IEO2021)".

<sup>6</sup>Fuente: United Nations. Energías renovables: energías para un futuro más seguro. Obtenido de <https://www.un.org/es/climatechange/raising-ambition/renewable-energy>.

<sup>7</sup>IPCC, "Informe Especial sobre el calentamiento global de 1.5°C" (2019).

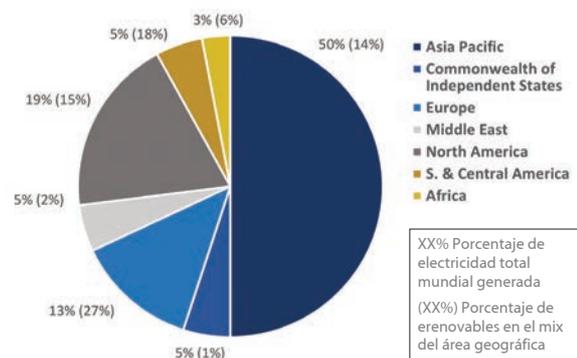
<sup>8</sup>De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía, la seguridad energética se define como la disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a un precio asequible.

<sup>9</sup>Energy Institute: "Statistical Review of World Energy".

<sup>10</sup>B.E. Lebrouhi: "Global hydrogen development - A technological and geopolitical overview" (2022).

<sup>11</sup>Es el hidrógeno generado mediante electrólisis de agua, utilizando electricidad proveniente de fuentes renovables.

Figura 1. Generación de electricidad total por área geográfica y porcentaje de fuente renovable en el mix de cada zona en 2022.



Commonwealth of Independent States (CIS). Los países miembros son: Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Kazajistán, Kirguistán, Moldavia (participación suspendida), Rusia, Tayikistán, Turkmenistán y Uzbekistán.  
Fuente: Energy Institute.

## Resumen ejecutivo

*“La ciencia es la progresiva aproximación del hombre al mundo real”*  
Max Planck<sup>12</sup>



El hidrógeno es el elemento químico más ligero y abundante del universo y es un vector energético, ya que puede utilizarse para almacenar y transportar energía con el fin de liberarla posteriormente. Cuenta con un alto poder calorífico (aunque tiene una densidad energética por volumen mucho menor que la de otros combustibles), es inagotable y puede combinarse con otros elementos para constituir múltiples productos derivados.

Este gas se puede producir a partir de diversas fuentes de energía y mediante diferentes métodos, lo que da lugar a distintas denominaciones. Entre ellas se encuentra el hidrógeno verde (producido principalmente mediante electrólisis de agua y fuentes de energía renovables), el rosa (obtenido por electrólisis, pero siendo la fuente de energía la nuclear), el azul (generado a partir de hidrocarburos, pero capturando y almacenando las emisiones contaminantes producidas), el amarillo (producido mediante electrólisis, pero usando como fuente electricidad no completamente renovable), el turquesa (obtenido mediante la pirólisis del gas natural en un reactor de metal fundido), el blanco (presente en la naturaleza) o el negro, el gris y el marrón (generados a partir de hidrocarburos).

De entre todos ellos, es el hidrógeno verde el que está recibiendo una atención creciente (también por los reguladores), pues la ausencia de emisiones de gases de efecto invernadero durante su producción, sus capacidades para equilibrar la variabilidad de las renovables, el papel que puede desempeñar en la descarbonización de algunos sectores y sus múltiples aplicaciones, le sitúan como principal catalizador en el proceso de transición energética hacia una economía neutra en carbono. También, recientemente se está valorando y estudiando la extracción de hidrógeno blanco de grandes yacimientos naturales, lo que podría contribuir al desarrollo del sector y posicionaría el hidrógeno como una fuente de energía, adicionalmente a sus capacidades como vector energético.

La gran mayoría del hidrógeno que se consume se produce a partir de combustibles fósiles, principalmente gas natural, carbón y reformado de nafta. Estas formas de producción son responsables de emisiones de dióxido de carbono y contribuyen al calentamiento global, por lo que existe consenso en la necesidad de generar hidrógeno con métodos que no liberen gases de efecto invernadero en el proceso, como es la electrólisis del agua a partir de electricidad producida por energías renovables (solo el 0,1% del hidrógeno fue producido así en 2022).

Una vez generado, el hidrógeno debe ser almacenado y transportado hasta su lugar de consumo final, lo que constituye un reto en sí mismo. El transporte del hidrógeno puede realizarse por barco, camión o tubería, dependiendo de la distancia entre el productor y el consumidor, y efectuarse en diferentes estados: gaseoso, líquido, sólido (mediante adsorción en determinados materiales) o en portadores orgánicos líquidos (p. ej., metanol, amoniaco).

Por el lado de la demanda, el hidrógeno tiene una gran variedad de aplicaciones, siendo los procesos industriales y metalúrgicos algunos de los principales consumidores, como por ejemplo el refinado de petróleo, la producción química (p. ej., amoniaco o metanol) o la reducción del acero. En el transporte, el hidrógeno se utiliza en vehículos de pila de combustible, especialmente los destinados a fines comerciales y autobuses, aunque se espera que su aplicación a los coches particulares crezca en la próxima década. También se utiliza para la producción de *e-fuels* (combustibles sintéticos). Adicionalmente, se están investigando aplicaciones en otros sectores, como el energético o la construcción, como alternativa a los combustibles fósiles.

<sup>12</sup> Max Planck, físico teórico alemán, considerado el fundador de la teoría cuántica. En 1901 Planck publicó la ley espectral de la radiación del cuerpo negro. Por sus trabajos en la teoría cuántica, recibió el Premio Nobel de Física en 1918.

A pesar de los avances y el creciente interés en el hidrógeno verde, existen importantes desafíos en el camino hacia su adopción generalizada y sostenible. Estos desafíos pueden agruparse en varios ámbitos:

- ▶ **Producción de hidrógeno:** uno de los desafíos principales es reducir su coste de producción para que sea competitivo con otras fuentes de energía. El principal componente de este coste es el consumo energético, por lo que su disminución pasa por mejorar la tecnología de electrolización y por mayores economías de escala, entre otras.
- ▶ **Creación de demanda:** otro reto es la generación de suficiente demanda de hidrógeno verde en diferentes sectores, como la industria, el transporte y la generación de energía eléctrica, para justificar las inversiones en producción y distribución. Esto implica la necesidad de mejorar las tecnologías de producción y almacenamiento.
- ▶ **Mercado de hidrógeno:** a diferencia de otros recursos energéticos, en la actualidad el hidrógeno es predominantemente un gas industrial producido y consumido en el mismo lugar, lo que dificulta la formación de un mercado con índices de precios de referencia. No obstante, a medida que se desarrolle el sector, cabe esperar la creación de mercados de hidrógeno, lo que es esencial para fomentar la inversión y la competencia.

- ▶ **Infraestructura de transporte:** el desarrollo de una infraestructura adecuada para el transporte de hidrógeno, ya sea por carretera, tubería u otro medio, es crucial para su distribución eficiente y segura. Para poder llevarlo a cabo será necesario dar respuesta a cuestiones de índole técnica, como la gestión del *blending* en la red o los requerimientos que garanticen la seguridad.
- ▶ **Regulación:** los principales retos a nivel regulatorio incluyen la creación de marcos específicos para el hidrógeno verde, la definición técnica de lo que puede considerarse hidrógeno verde o renovable, el desarrollo de los incentivos financieros y no financieros necesarios, la creación de sistemas de garantías de origen, el desarrollo de normativas específicas que fomenten el transporte con vehículos sin emisiones y el uso del hidrógeno como combustible en el transporte marítimo, y la evolución de las regulaciones de transporte de gas por tubería.

En este contexto, las organizaciones afrontan estos desafíos definiendo estrategias, seleccionando nuevos proyectos con base en un análisis apropiado de la inversión, gestionando los riesgos asociados (por ejemplo, transformando sus operaciones para implementar nuevos procesos), adaptándose a la regulación y al cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad.

La transición de las empresas hacia el mercado del hidrógeno requiere pues de un enfoque integral que abarque desde la estrategia hasta las operaciones, y considere no solo la





viabilidad económica, sino también el compromiso con la sostenibilidad y el cumplimiento de las regulaciones en constante evolución. Del mismo modo, la inversión en tecnologías avanzadas y la colaboración con socios y proveedores son esenciales para el éxito en este mercado.

Para la solución de algunos de estos retos, es preciso apoyarse en herramientas específicas que permitan mejorar la toma de decisiones. Un ejemplo de ello es la aplicación desarrollada por la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de la Universidad Pontificia Comillas -de la que Management Solutions es patrono-, y que se apoya en Sistemas de Información Geográfica (GIS) para identificar las ubicaciones óptimas para la construcción de proyectos de producción de hidrógeno renovable. El modelo calcula un índice de compatibilidad de

hidrógeno que categoriza en cada emplazamiento las diferentes variables analizadas (compatibilidad del terreno para la instalación de renovables y disponibilidad de agua; infraestructura de luz, gas y carreteras existentes; posibles *off-takers*<sup>13</sup>; etc.) y determina la mejor alternativa conforme a los criterios escogidos.

El hidrógeno verde o renovable emerge como un pilar esencial en la transición hacia una economía sostenible, pero solo a través de esfuerzos colaborativos, inversión en tecnología y apoyo regulatorio, será posible superar los desafíos actuales y desencadenar todo el potencial con el que cuenta como vector energético transformacional.

<sup>13</sup>Partes interesadas o consumidores potenciales.

## Contexto internacional

*“La energía renovable es el único camino creíble si el mundo quiere evitar una catástrofe climática”*  
António Guterres<sup>14</sup>



En las últimas décadas, el consumo mundial de energía ha experimentado una constante trayectoria ascendente, impulsada por el crecimiento demográfico, la industrialización y el aumento del nivel de vida, especialmente en los países en desarrollo. El consumo de energía a nivel mundial varía por tanto significativamente entre los diferentes países, influido a su vez por sus niveles de industrialización y urbanización (véase figura 2).

Desde 2012 a 2022, el consumo total de energía primaria<sup>15</sup> aumentó un 14,4%. En la actualidad, el consumo ha aumentado hasta a 442 EJ y en torno al 80%<sup>16</sup> de la demanda mundial de energía primaria, necesaria para las industrias, el transporte y los hogares, se satisface mediante combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural). En 2022, el carbón representaba alrededor del 27% de la combinación de energías primarias del mundo; el petróleo, la fuente de energía más utilizada, representaba un 32%; mientras que el gas natural, apreciado por sus propiedades de combustión más limpias en relación con el carbón y el petróleo, representó alrededor del 23%<sup>17</sup> (véase figura 3).

En cuanto a la energía eléctrica, los datos en 2022 muestran que el carbón contribuyó alrededor del 35% en su generación, la generación de gas se mantuvo en un 23%, cerca de su promedio de los últimos 10 años<sup>18</sup>, y las energías renovables fueron las que experimentaron un crecimiento mayor, llegando al 14% de la energía total y superando a la energía nuclear, que representa un 5% del total.

La lucha contra el cambio climático exige la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, logrando una sociedad neutra en carbono y basada en fuentes de energía

<sup>14</sup>António Guterres es el actual Secretario General de Naciones Unidas, desde donde ha sido una voz influyente en temas globales, incluyendo el cambio climático, los derechos humanos y el desarrollo sostenible.

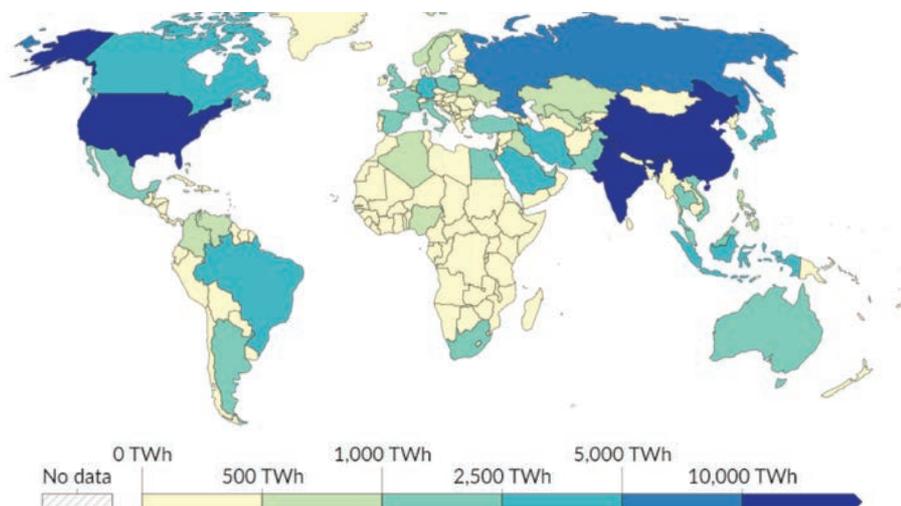
<sup>15</sup>Energía primaria: energía procedente de fuentes renovables y no renovables que no ha sufrido ningún proceso de conversión o transformación (RAE).

<sup>16</sup>Fuente: U.S. EIA "International Energy Outlook 2021 (IEO2021)".

<sup>17</sup>Energy Institute: "Statistical Review of World Energy".

<sup>18</sup>Ibid.

Figura 2. Consumo mundial de energía primaria en 2022.



Fuente: Our world in data, "Energy production and consumption" 2022.

sostenible. A nivel global, existe una apuesta por las energías renovables como fuente para conseguir dicha neutralidad ya que estas no emiten gases de efecto invernadero durante la generación de electricidad.

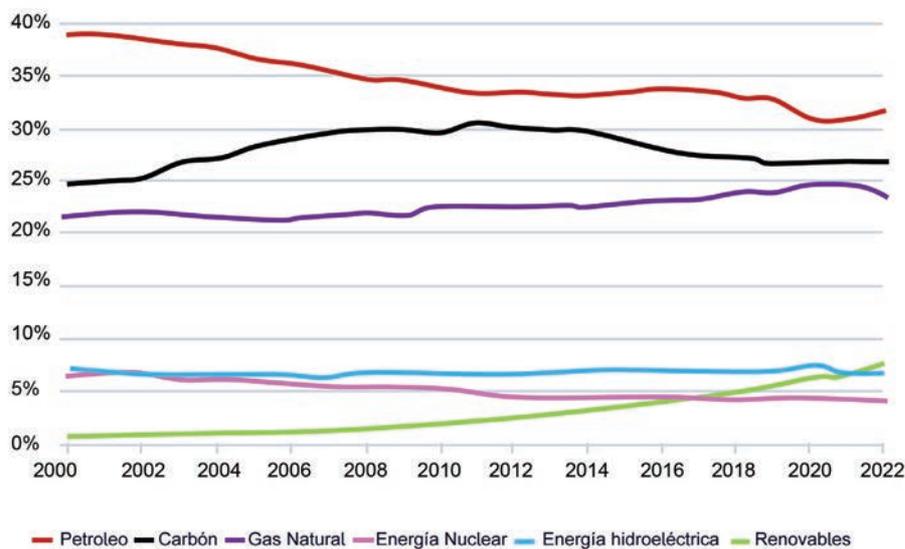
No obstante, estas fuentes de energía no están exentas de retos, pues tienen impactos medioambientales (potencial utilización extensiva de tierras, impactos en la flora y la fauna, etc.) y presentan desafíos en cuanto a la acumulación y el almacenamiento de la energía producida, debido a la variabilidad en la generación.

En este contexto, el hidrógeno puede jugar un papel esencial para acelerar la transición hacia un sistema energético neutro en carbono. Puede ser producido a partir de fuentes de energía renovable, almacenado de manera eficiente, y podría utilizarse para equilibrar la variabilidad de estas (usando el

exceso de energía para fabricar hidrógeno verde mediante electrólisis) y contribuir a aumentar su participación en el mix energético global.

Adicionalmente, este elemento también podría llegar a jugar un rol relevante en la distribución de energía, debido a las posibilidades que ofrece para su transporte y el potencial transformador en aquellos sectores donde la electrificación presenta más inconvenientes y limitaciones.

Figura 3. Evolución del consumo mundial de energía primaria.



Fuente: Energy Institute. "Statistical Review of World Energy" 2023.



# Visión general del hidrógeno

*“Reconocemos que el hidrógeno bajo en carbono y renovable [...] debe desarrollarse y utilizarse allí donde tenga impacto como herramienta eficaz de reducción de emisiones para avanzar en la descarbonización de todos los sectores e industrias”*

*Declaración G7 2023<sup>19</sup>*



## ¿Qué es el H<sub>2</sub>?

El hidrógeno (H<sub>2</sub>) es el elemento químico más ligero y la sustancia más abundante del universo (el 75% es H<sub>2</sub>)<sup>20</sup>. Tiene las propiedades de un vector energético, es decir, puede utilizarse para almacenar y transportar energía con el fin de liberarla posteriormente. Además, en el caso del hidrógeno, esta liberación de energía se realiza sin emitir gases de efecto invernadero a la atmósfera, a diferencia de los combustibles fósiles. Esta propiedad, junto con el hecho de que su uso puede extenderse a multitud de aplicaciones industriales y comerciales, lo convierte en un actor esencial en la transición energética hacia un ecosistema más sostenible.

Las propiedades más destacables que confieren al hidrógeno la posibilidad de ser un factor de transformación del modelo energético actual son las siguientes:

- ▶ **Alto poder calorífico y baja densidad energética por volumen.** El hidrógeno tiene un alto poder calorífico (la energía de 1 kilogramo de gas de hidrógeno es aproximadamente la misma que la de 2,8 kilogramos de gasolina), pero, debido a que se trata de un gas ligero y ocupa mucho volumen en su forma natural, cuenta con una densidad energética por volumen mucho más baja que la de otros combustibles (véase LH<sub>2</sub> y CH<sub>2</sub> en figura 4). Esto hace que, en función de la aplicación, no sea necesariamente la opción más energéticamente eficiente<sup>21</sup>, pues aunque un motor eléctrico alimentado por una pila de hidrógeno es entre dos y tres veces más eficiente que un motor de combustión interna de gasolina<sup>22</sup>, si se consideran las transformaciones previas necesarias para producir el hidrógeno (p.ej., proceso de electrólisis con un rendimiento de en torno al 60%) o se compara con la movilidad eléctrica, que tiene rendimientos de en torno al 90% para coches con baterías, su eficiencia no es un factor decisivo.
- ▶ **Inagotable.** Se encuentra almacenado en el agua, en los hidrocarburos (como el metano -CH<sub>4</sub>-) y en otras materias orgánicas, por lo que a priori el hidrógeno se puede considerar inagotable.

- ▶ **Almacenable.** A diferencia de otras formas de energía, puede ser almacenado y transportado de múltiples formas (transporte por hidroduto, marítimo, terrestre, etc.).
- ▶ **Flexibilidad de producción.** Puede ser producido a partir de diversas fuentes y en diferentes lugares del mundo, adaptándose a la disponibilidad de energía renovable en cada región.

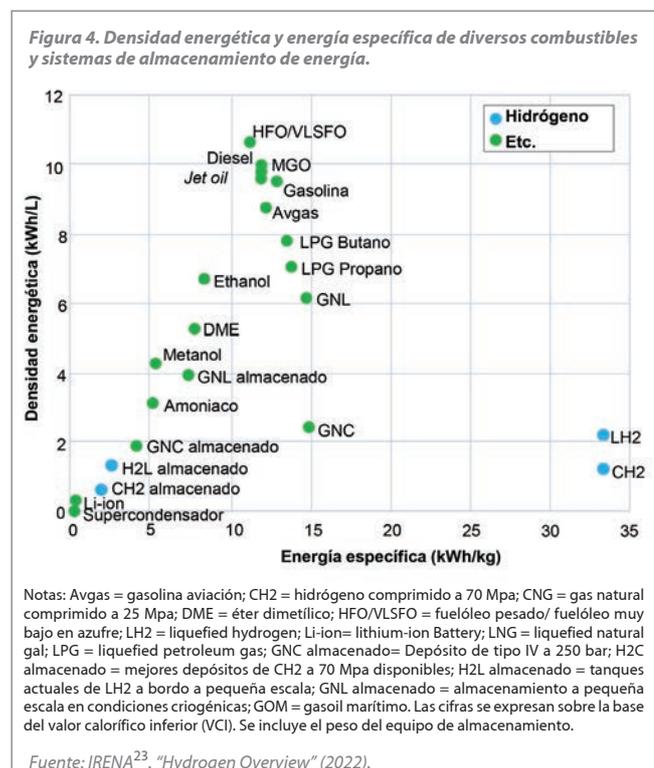
<sup>19</sup> G7 Ministers meeting on Climate, Energy and Environment in Sapporo, Japan April 15, 2023.

<sup>20</sup> IPNA – CSIC: “El origen de los primeros elementos químicos”.

<sup>21</sup> National Renewable Energy Laboratory. “National Renewable Energy Laboratory” (2020).

<sup>22</sup> US Department of Energy, “Hydrogen Basics” (2022).

<sup>23</sup> IRENA: International Renewable Energy Agency.



- ▶ **Versatilidad de conversión a derivados.** Puede combinarse con otros elementos y constituir múltiples productos derivados (como hidrocarburos, amoníaco, metanol y combustibles sintéticos, etc.), con mayor densidad por unidad de volumen que el gas y, por lo tanto, con mayor eficiencia, por ejemplo, de cara a su transporte.

Adicionalmente a las propiedades anteriores, si el hidrógeno se produce sin emitir gases de efecto invernadero es considerado un combustible limpio. Este ocurre, por ejemplo, en el caso de la producción mediante electrólisis de agua a partir de fuentes renovables, emitiéndose oxígeno como subproducto del proceso y posteriormente vapor de agua durante su combustión. Cabe destacar que también se considera hidrógeno limpio al que se produce a través de otras fuentes de energía no renovables, pero cuando la emisión de CO<sub>2</sub> en el proceso de producción está controlada y no sobrepasa unos límites establecidos, que dependerán del país y su legislación.

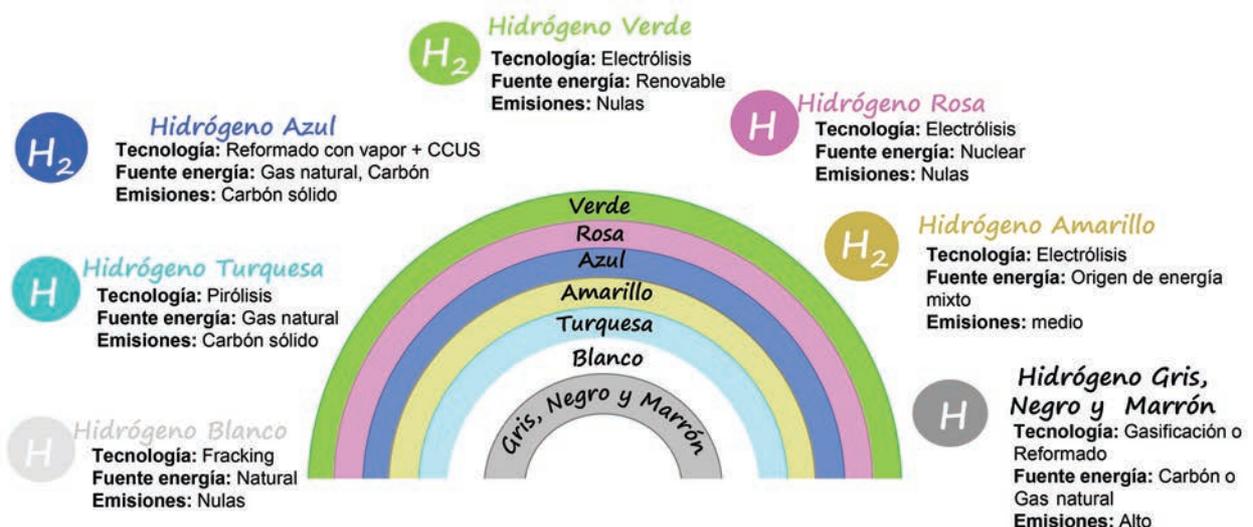
### ¿Qué tipos de H<sub>2</sub> hay?

En el planeta, el hidrógeno se encuentra combinado con otros elementos, tales como el carbono, formando compuestos orgánicos, o el oxígeno, formando moléculas de agua. Para separar el hidrógeno del elemento que lo acompaña, es necesario someter los compuestos a procesos concretos. En función del proceso de obtención y de la energía utilizada en el mismo, el hidrógeno se denomina de diferentes formas (véase figura 5):

- ▶ **Verde.** Es el hidrógeno generado mediante electrólisis de agua, utilizando electricidad proveniente de fuentes renovables (hidrógeno renovable). También se considera verde el hidrógeno generado a través de reformado de gas natural, pero sustituyendo este por biometano y el hidrógeno generado por métodos basados en fotocatalisis y fotoelectrocatalisis en las que el recurso energético es renovable y no se emite CO<sub>2</sub>.
- ▶ **Rosa.** Es denominado rosa el que se obtiene por electrólisis, pero siendo la fuente de energía utilizada para producir la electricidad la energía nuclear. Se considera limpio por sus bajas emisiones de carbono en su producción.
- ▶ **Azul.** Este hidrógeno también se obtiene a partir de hidrocarburos, pero en este caso las emisiones contaminantes se capturan y almacenan mediante tecnologías de CCUS<sup>24</sup>. Esto permite producir hidrógeno bajo en carbono considerado hidrógeno limpio.
- ▶ **Amarillo.** En este caso, el método de producción del hidrógeno es también la electrólisis, pero la fuente de electricidad utilizada es mixta (no es completamente renovable).
- ▶ **Turquesa.** El hidrógeno se genera a través de la pirólisis de un metal fundido, haciendo pasar gas natural a través de este, y liberando hidrógeno y carbono en estado sólido.

<sup>24</sup>Carbon capture, utilization and storage (CCUS).

Figura 5. Tipos de hidrógeno por su método de producción, fuente de energía y emisiones.



Fuente: Técnicas Reunidas "Presente y futuro del hidrógeno".

- ▶ **Blanco.** Se denomina blanco al hidrógeno que se encuentra en la naturaleza, y por lo tanto es considerado renovable. Por lo general, se encuentra en depósitos subterráneos<sup>25</sup>.
- ▶ **Negro, gris y marrón.** Es el obtenido a partir de hidrocarburos (metano, carbón, etc.), mediante técnicas de reformado por vapor, oxidación parcial y reformado autotérmico; o bien gasificación del combustible fósil, separando así el enlace de carbón e hidrógeno.

Entre todas las formas de producción de hidrógeno, es el verde el que está recibiendo los mayores impulsos regulatorios, pues la ausencia de emisiones de gases de efecto invernadero durante su producción le sitúa como principal catalizador en el proceso de transición energética hacia una economía neutra en carbono.

<sup>25</sup>Earth-Science Reviews. "The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review" (2020).



## Consideración del hidrógeno como renovable

Con el objetivo de impulsar el papel del hidrógeno, los diferentes organismos reguladores están definiendo las premisas bajo las cuales el hidrógeno se puede considerar como verde o renovable<sup>1</sup>. A modo de ejemplo, la Unión Europea considera renovable al hidrógeno si cumple las siguientes características:

- Los combustibles líquidos y gaseosos de origen no biológico que se producen a partir de electricidad se consideran renovables solamente cuando la electricidad utilizada en su generación proviene de fuentes renovables.
- Esta electricidad renovable puede ser suministrada por dos vías: (i) conexión directa con una planta de producción renovable (eólica, fotovoltaica, etc.), o (ii) electricidad tomada de la red como totalmente renovable.

(i.a) "Las instalaciones generadoras de electricidad renovable han de haber entrado en funcionamiento en un periodo inferior a 36 meses antes de la puesta en marcha de la planta de generación de combustibles líquidos y gaseosos de origen no biológico".

(i.b) "Si la instalación que produce electricidad renovable está conectada a la red, aparte de a la planta de generación de combustibles líquidos y gaseosos de origen no biológico, se ha de demostrar que no se usa electricidad proveniente de la red mediante un sistema de medición inteligente".

(ii.a) "La electricidad será considerada como totalmente renovable si la instalación que produce el combustible líquido y gaseoso de origen no biológico está situada en una zona de subasta donde la producción media de electricidad renovable es superior al 90% en el año natural anterior y la producción de combustible líquido y gaseoso de origen no biológico no supera un número máximo de horas en relación con la producción de electricidad renovable en la zona de subasta".

(ii.b) "En zonas de subasta donde la producción media de electricidad renovable representa el porcentaje dominante, pero inferior al 90%, la electricidad usada será considerada como totalmente renovable siempre que las horas de producción de combustible líquido y gaseoso de origen no biológico no superen la cuota de electricidad renovable generada en la zona de subasta".

(ii.c) "Si lo citado en las condiciones anteriores no se cumple, la electricidad será considerada como totalmente renovable si su origen proviene de una zona de subasta donde la intensidad de emisiones es menor a 18 g CO<sub>2</sub> eq./MJ siempre que la siguiente condición se cumpla:

Existen uno o varios acuerdos de compra de electricidad renovable justificados mediante un PPA (*Power Purchase Agreement*)<sup>2</sup> en una o más instalaciones de generación renovable por una cantidad de electricidad equivalente a la que se declara como totalmente renovable en la producción de combustible líquido y gaseoso de origen no biológico".

Además, la estrategia de hidrógeno de la Comisión Europea define el hidrógeno renovable como el hidrógeno producido mediante la electrólisis del agua impulsada por electricidad de fuentes renovables o también a través de la reformación de biogás o la conversión bioquímica de biomasa. En la legislación de la UE, el hidrógeno renovable y los combustibles derivados del hidrógeno producidos sin el uso de biomasa se denominan combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO).

<sup>1</sup>European Commission. "Delegated regulation on Union methodology for RFNBOs" (2023).

<sup>2</sup>PPA: acuerdo de compraventa de energía limpia a largo plazo desde un activo concreto y a un precio prefijado entre un desarrollador renovable y un consumidor.

## Cadena de valor

*“Si no puedes describir lo que estás haciendo como un proceso,  
no sabes lo que estás haciendo”*  
W. Edwards Deming<sup>26</sup>



La cadena de valor del hidrógeno involucra a un gran número de actores a lo largo de las tres etapas que la componen (Producción, Transporte y Almacenamiento, y Consumo), si bien algunos de ellos pueden estar integrados verticalmente en varias partes de esta. La figura 6 resume las principales etapas de dicha cadena.

## Producción

El hidrógeno puede ser extraído a partir del agua o de combustibles fósiles. Estos últimos son utilizados en el 95% de la producción de hidrógeno actual<sup>27</sup> y son los responsables de las emisiones de CO<sub>2</sub> en el proceso. Según se ha descrito en el apartado anterior existen diferentes orígenes según su modo producción:

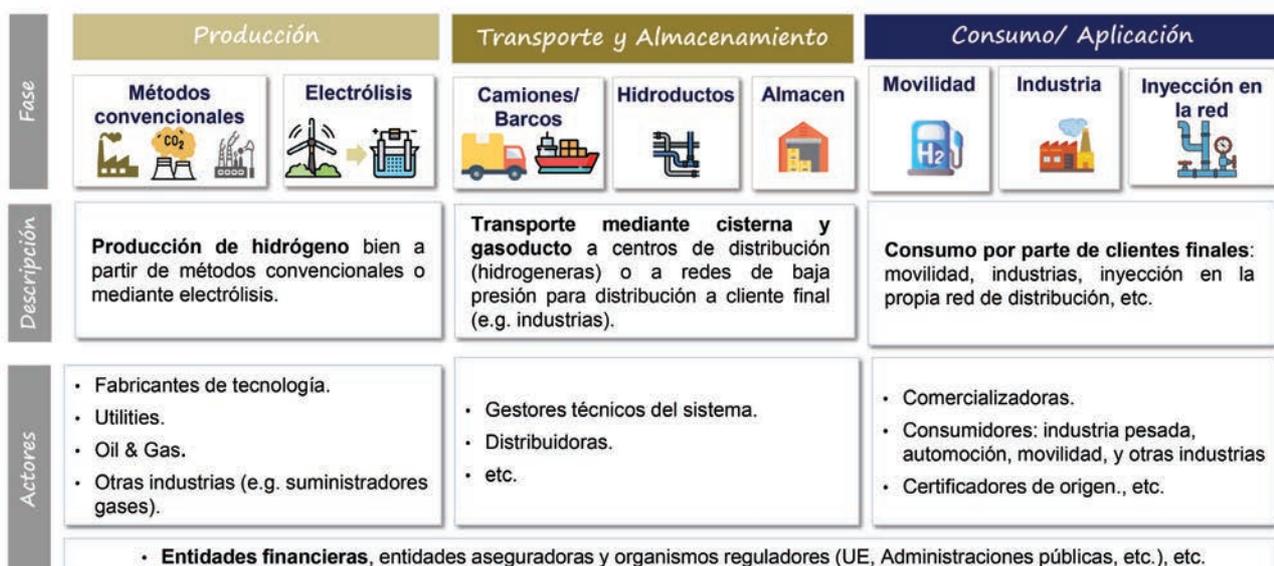
### a) Hidrógeno a partir de combustibles fósiles

El hidrógeno obtenido a partir de combustibles fósiles proviene mayoritariamente del gas natural, seguido del petróleo y el carbón (ver figura 7). Las vías más comunes de producción termoquímica son el reformado (por vapor, oxidación parcial y reformado autotérmico) y la gasificación, métodos mediante los cuales se obtiene hidrógeno gris, que puede llegar a ser azul en caso de capturarse las emisiones de carbono en el proceso (CCUS).

<sup>26</sup>W. Edwards Deming es un estadístico estadounidense que revolucionó la industria de la fabricación, famoso por sus 14 puntos para la gestión y el Ciclo PDCA (Planificar, Hacer, Verificar, Actuar), que se centró en la mejora continua de los procesos para aumentar la calidad y reducir los costes.

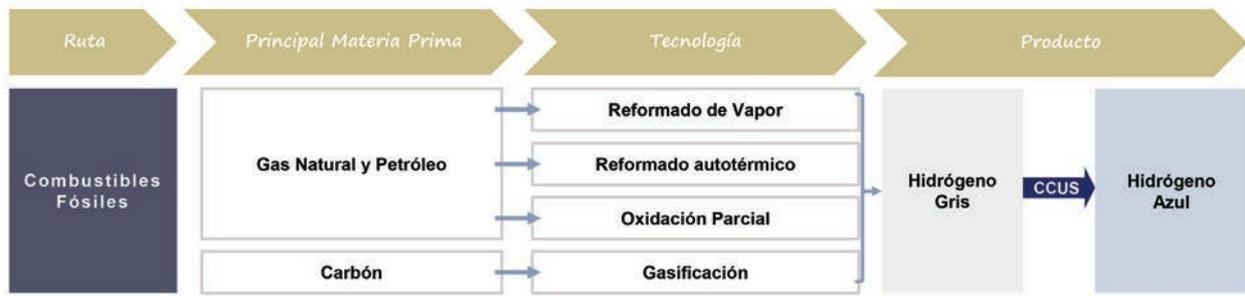
<sup>27</sup>IRENA, "Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor" (2022).

Figura 6. Cadena de valor del hidrógeno diferenciada en tres etapas: producción, transporte y almacenamiento, y consumo/aplicación.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 7. Vías de producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles.



Fuente: Elaboración propia.

## b) Hidrógeno a partir de fuentes renovables

### Hidrógeno electrolítico

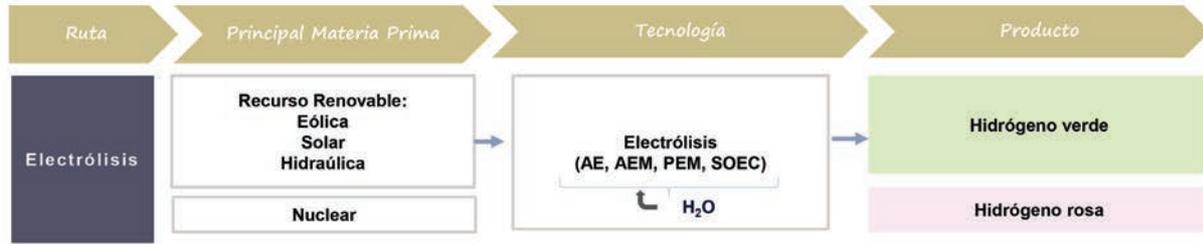
La otra principal ruta de producción del hidrógeno es la electrólisis del agua; una tecnología electroquímica consiste en la descomposición del agua en sus elementos constitutivos, el hidrógeno y el oxígeno, mediante el paso de una corriente eléctrica en un electrolizador (ver figura 8). Este proceso se realiza sin la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), siempre que pueda integrarse con fuentes renovables que proporcionen la energía necesaria para dividir la molécula de agua. La producción de hidrógeno por electrólisis es mucho más costosa tecnológicamente y económicamente que los procesos termoquímicos basados en combustibles fósiles, existiendo margen de mejora en las tecnologías utilizadas para hacerlas más eficientes.

Las tecnologías de electrolizadores más utilizadas hasta la fecha son:

- ▶ Electrólisis alcalina (*Alkaline Electrolysis, AE*). Se caracterizan por emplear una solución alcalina como electrolito.
- ▶ Electrólisis de membrana polímero (*Proton Exchange Membrane, PEM*). Utilizan una membrana polimérica para separar los iones de hidrógeno y oxígeno durante la electrólisis.
- ▶ Electrólisis de óxido sólido (*Solid Oxide Electrolysis Cell, SOEC*). Usan un electrolito cerámico sólido para la electrólisis con aporte de alta temperatura.



Figura 8. Vías de producción de hidrógeno a partir de recursos renovables.



Fuente: Elaboración propia.

### Hidrógeno a partir de biomasa

La conversión de biomasa en hidrógeno se clasifica en 2 rutas principales: la producción de hidrógeno mediante procesos termoquímicos (pirólisis y gasificación) y mediante conversiones biológicas (fermentación y biofotólisis).

- ▶ Procesos termoquímicos: uno de los métodos más comunes es la pirólisis, que permite la generación de gas de hidrógeno puro a partir de la biomasa calentándola en ausencia de aire. Por otro lado, también se puede producir hidrógeno mediante la gasificación de biomasa a través de la oxidación parcial a altas temperaturas.
- ▶ Conversiones bioquímicas: todos estos procesos se consideran de emisiones cero y, por lo tanto, el producto final es hidrógeno verde. Entre las conversiones biológicas, las más relevantes son la fermentación de biomasa y la biofotólisis.

En la etapa de producción resulta de especial relevancia la intervención de distintos agentes:

- ▶ Desarrolladores de tecnología: agentes que se dedican a investigar y mejorar la tecnología existente mediante el abaratamiento de costes o mejora del rendimiento, como los institutos de investigación o departamentos de I+D.
- ▶ Fabricantes de tecnología: principales desarrolladores de electrolizadores, componentes para parques eólicos y solares fotovoltaicos, fabricantes de compresores, etc.
- ▶ Suministradores de materia prima: a corto y medio plazo se necesitan proveedores que aporten los recursos necesarios para la fabricación de hidrógeno (no verde); entre estas materias primas se encuentran el metano, el carbón, compuestos inorgánicos o enzimas. Sin embargo, a largo plazo se espera que el hidrógeno sea principalmente verde, por lo que no será necesario el suministro de estas materias primas.

Figura 9. Tecnologías de electrólisis de hidrógeno.

	AE	PEM	SOEC
	<p>La electrólisis alcalina es la más madura, eficiente y tiene el menor CAPEX de las tecnologías de electrólisis existentes lo que la hace perfecta para grandes y continuas demandas de hidrógeno. Sin embargo, tiene un margen de mejora limitado.</p>	<p>La tecnología de membrana tiene un gran potencial de desarrollo gracias a las sinergias con las pilas de combustible PEM. Su rápida respuesta a los cambios de carga permite prestar servicios de red y adaptarse a las variaciones de precios de las energías renovables.</p>	<p>Los electrolizadores (SOEC) son la tecnología de electrólisis más prometedora debido a su alta eficiencia energética y a su capacidad de funcionamiento en modo inverso funcionando como pilas de combustible. La vida útil y el alto CAPEX es el principal obstáculo para la ampliación comercial de la tecnología.</p>
Electrolito	KOH o NaOH	Membrana polimérica	Membrana de óxido metálico
Electrodo	Acero niquelado	Platino o Iridio	Níquel, LSM-YSZ
Temperatura	70-90 °C	80-100 °C	650-1000°C
Vida útil	60000 -90000 h	30000-90000h	10000-30000 h
Eficiencia (%)	63-70 %	56-60 %	74-81%
CAPEX (€/kW <sub>e</sub> )	445 – 1190 €/kW <sub>e</sub>	980 – 1600 €/kW <sub>e</sub>	2500 – 5000 €/kW <sub>e</sub>
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Escala comercial.</li> <li>• Gran durabilidad.</li> <li>• Bajo coste.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Electrolito sólido.</li> <li>• Capacidad de funcionar como pila de combustible.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Electrolito sólido.</li> <li>• Altas eficiencias.</li> <li>• Capacidad de funcionar como pila de combustible.</li> </ul>
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Electrolito corrosivo.</li> <li>• Requiere etapa de purificación del hidrógeno producido.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altos costes asociados al electrodo y membrana.</li> <li>• Altos requerimientos de agua.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Necesidad de inversiones elevadas (CAPEX).</li> <li>• Vida útil corta.</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia.



- ▶ Empresas del sector *utilities* y *Oil & Gas*: grandes empresas se están posicionando en el mercado del hidrógeno con el objetivo de impulsar su transición energética, tal y como recogen en sus planes estratégicos.

## Transporte y almacenamiento

El transporte del hidrógeno representa un desafío importante en los próximos años, ya que el método de conexión entre el productor y el consumidor puede variar dependiendo de la distancia de transporte y el uso final previsto. Existen diversas opciones de transporte, como el transporte por pipeline y el transporte en forma líquida o gaseosa mediante barcos o camiones cisterna. La elección de la opción más adecuada dependerá de las circunstancias específicas de cada caso.

En cuanto al almacenamiento de hidrógeno, se puede realizar de diferentes formas: en estado gaseoso o líquido, en sólidos o en portadores orgánicos líquidos. A continuación, se analiza cada una de estas formas de almacenamiento.

### Almacenamiento en estado gaseoso o líquido

Dos de las formas en que se puede almacenar físicamente el hidrógeno son los estados gaseoso o líquido. En el almacenamiento en estado gaseoso, dada la baja densidad del hidrógeno, este debe ser comprimido y almacenado en tanques de muy alta presión. Si se quisieran almacenar grandes volúmenes, se podrían utilizar cavernas de sal, yacimientos de gas natural reacondicionados o acuíferos. Por otro lado, en el almacenamiento en estado líquido es necesario que el hidrógeno pase primero por un proceso de licuefacción a  $-253^{\circ}\text{C}$ .

### Almacenamiento en sólidos

Otra forma de almacenar el hidrógeno es a través de compuestos intermedios, como hidruros metálicos, mediante procesos químicos reversibles. En estos procesos, un metal absorbe el hidrógeno gracias a un aporte de calor, liberándolo posteriormente mediante la disminución de la presión del hidruro metálico por debajo de la presión de equilibrio<sup>28,29</sup>. El almacenamiento en sólidos ofrece una mayor densidad y menor riesgo de fugas, aunque todavía se encuentra en desarrollo y requiere procesos químicos adicionales.

### Almacenamiento en portadores orgánicos líquidos

Por último, otra forma de almacenar hidrógeno de manera temporal es mediante los portadores de hidrógeno orgánico líquido que se forman a partir del hidrógeno y otro compuesto. Ambos generan una tercera sustancia que es almacenada y transportada. Una vez que se quiere liberar el hidrógeno, se invierte la reacción química y se recupera tanto el hidrógeno como el compuesto inicial. Este tipo de almacenamiento permite una solución para la inestabilidad del hidrógeno y su transporte, pero implica la necesidad de inversión química para recuperar el hidrógeno y puede tener un menor rendimiento energético.

En la fase de transporte y almacenamiento resulta de especial relevancia la intervención de distintos agentes como los distribuidores de hidrógeno, los transportistas y los gestores técnicos.

<sup>28</sup>Presión a la cual las tasas de reacción de formación y descomposición del compuesto son iguales.

<sup>29</sup>NATURGY. "Hidrógeno: Vector energético de una economía descarbonizada" (2020).

# Mecanismos de transporte del hidrógeno

## Pipeline

Una de las formas más comunes de transporte es la utilización de la red de transporte de gas natural. Hoy, la red de transmisión cuenta con 1,2 millones de km instalados a nivel mundial, a los que habría que añadir 200.000 km adicionales en construcción o en fase de licitación<sup>1</sup>. Para poder reutilizar estas instalaciones, sería necesario reconfigurar el sistema existente de tuberías, con el fin de adaptarlo al nuevo gas. El coste de este reacondicionamiento se estima entre un 50% y un 80% menor al de la instalación de una red nueva de abastecimiento de hidrógeno<sup>2</sup>. En el corto plazo, existe la opción del blending (o mezcla) como alternativa hasta una adaptación completa de las tuberías. Este método consiste en la introducción de un bajo porcentaje de hidrógeno en la red gasista, junto con el gas natural. Sin embargo, el blending presenta varios desafíos, como por ejemplo la incompatibilidad de los materiales en la red, requerimientos de seguridad (el hidrógeno es muy inflamable y explosivo), la necesidad de sistemas de garantía de la calidad del hidrógeno y la diferente presión de transporte de uno y otro gas. En este contexto, algunas iniciativas trabajan para acondicionar las redes de transporte de gas y permitir su uso para el hidrógeno, como la iniciativa HyReady o el European Hydrogen Backbone (EHB).

Uno de los problemas principales del *blending* de hidrógeno y gas natural es que, debido a su menor densidad, el hidrógeno requiere una presión de transporte más alta. Para lograr una mezcla adecuada de ambos gases en la red de transporte puede ser necesario aumentar la presión del gas en la red o reducir la presión del hidrógeno antes de la mezcla. Normalmente, el gas natural se transporta a presiones entre 5 y 100 bar, mientras que para el hidrógeno se utilizan presiones más altas. Esta diferencia puede hacer que aparezcan, entre otros, bolsas de hidrógeno durante el proceso de inyección, no integrándose adecuadamente con el gas natural.

Otras alternativas podrían ser el denominado repurposing (adaptar la red de gas natural existente a las condiciones del hidrógeno y sustituirlo por gas natural) o construir hidroductos *greenfield* en paralelo a la red existente aprovechando los terrenos y derechos de paso disponibles (véase sección "Infraestructura de transporte del hidrógeno").

## Barco

Este medio de transporte está pensado para largas distancias, pues es más costoso que el transporte por hidroductos. El estado en el que se transporta el hidrógeno variará dependiendo del tipo de almacenamiento y del uso que se le vaya a dar, pudiendo ser líquido, en forma de amoníaco o como portador orgánico. El transporte del hidrógeno en estado líquido es similar al transporte de gas natural licuado, con la excepción de que el punto de ebullición del primero es considerablemente menor (-253°C del hidrógeno comparados con los -162°C del gas natural). Por ello, para poder conseguir el enfriamiento del hidrógeno gaseoso a tan bajas temperaturas, se requiere una gran cantidad de energía. La principal ventaja del transporte del hidrógeno en este estado es que se consigue una mayor pureza del mismo de cara a su consumo, necesaria para algunas aplicaciones.

En lo referido al transporte en forma de amoníaco, se podrían aprovechar la experiencia y las infraestructuras ya existentes para la fabricación de fertilizantes, reduciendo así la necesidad de inversión adicional.

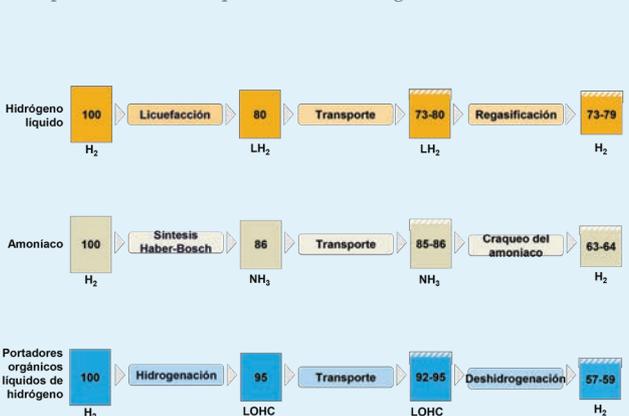
Por último, el hidrógeno también se podría transportar absorbido en componentes orgánicos, denominados portadores orgánicos líquidos de hidrógeno (LOHC<sup>3</sup> por sus siglas en inglés). Estas sustancias no necesitan refrigeración y, debido a sus propiedades físicas, podrían ser almacenadas en barcos destinados a transporte petrolífero.

En la figura 10 se pueden observar los valores numéricos que representan la cantidad de energía porcentual que resta del hidrógeno en función del transporte utilizado, a lo largo de la cadena de suministro, suponiendo que, en cada etapa del transporte, las necesidades energéticas se cubren con el propio hidrógeno o algún combustible derivado del mismo.

## Camión

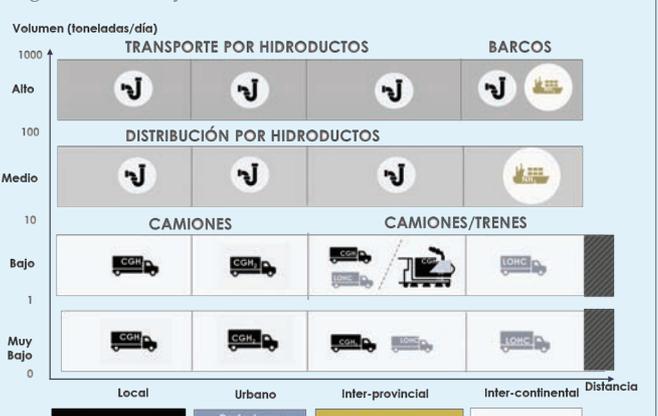
Debido a su elevado coste, los camiones se suelen emplear en trayectos cortos y siempre que no exista un sistema de hidroductos. El hidrógeno comprimido o en estado líquido se transporta en recipientes especiales.

Figura 10. Energía disponible a lo largo de la cadena de conversión y transporte en términos equivalentes de hidrógeno.



Fuente: IEA. "Global Hydrogen Review" (2022).

Figura 11. Comparación de los diferentes tipos de transporte de hidrógeno según su volumen y distancia.



Fuente: BloombergNEF. "Hydrogen Economy Outlook" (2020).

## Comercialización (consumo/aplicación)

El hidrógeno tiene múltiples aplicaciones, principalmente en cuatro grandes ámbitos: industria, transporte, energía y construcción y otros ámbitos.

### Aplicación en industria

En la actualidad, el sector que más hidrógeno consume es la industria. Las tres principales industrias consumidoras de hidrógeno son el refinado de petróleo, la industria química (y en particular la producción de amoníaco y metanol) y la industria metalúrgica. Prácticamente todo este hidrógeno es gris, si bien podría ser sustituido por hidrógeno verde a partir de recursos renovables. Adicionalmente, también se está evaluando el uso del hidrógeno como sustitutivo de combustibles fósiles en aplicaciones industriales de altas temperaturas.

### Aplicación en transporte

En el transporte, el hidrógeno tiene dos líneas de desarrollo tecnológico principales: (i) uso directo como fuente de alimentación en los vehículos de pila de combustible y (ii) la fabricación de combustibles renovables (RFNBO - *Renewable Fuel of Non-Biological Origin*) o *e-fuels* con cero emisiones netas, para la sustitución de la gasolina o diésel común.

Actualmente, los vehículos de carretera considerados como transporte pesado son la principal fuente de demanda de hidrógeno en transporte. La mayor parte se consume en camiones y autobuses debido a su alto kilometraje anual, su gran peso y su necesidad de autonomía, en comparación con los coches eléctricos de pila de combustible. También se presenta como solución para el transporte ferroviario, pues permite la descarbonización de las líneas diésel cuando la

electrificación es difícil y las distancias son demasiado largas para ser cubiertas por trenes eléctricos de batería<sup>30</sup>. Adicionalmente, está aumentando el interés por el uso del hidrógeno y de los combustibles sintéticos derivados del hidrógeno en los sectores marítimo y de la aviación, aunque son tecnologías menos maduras que las anteriormente expuestas.

### Aplicación en energía

Las energías renovables necesitan de generación complementaria para mantener la estabilidad de la red eléctrica. Los activos de generación convencionales como las centrales de turbina de gas son clave en el equilibrio de oferta y demanda. Aunque actualmente son necesarias, se está considerando su eliminación en un futuro sistema energético libre de carbono. Esto abre una oportunidad para incluir el hidrógeno y otros combustibles bajos en carbono en la generación de energía, ya que pueden utilizarse para equilibrar dicha variabilidad<sup>31</sup>. Esto implica la posibilidad de producir y almacenar hidrógeno durante períodos de excedente de producción de energía renovable para su uso posterior durante períodos de alta demanda energética. Sin embargo, ha de tenerse en cuenta que la eficiencia de este tipo de almacenamiento dependerá directamente de la tecnología del electrolizador. En este caso, existirán dos vías por las cuales se podrá equilibrar la variabilidad renovable:

- *Power to Power*: el excedente renovable se utiliza para producir H<sub>2</sub> mediante electrolizadores el cual se almacena para posteriormente convertirse en electricidad mediante pilas de combustible de hidrógeno.

<sup>30</sup>IEA. "Future of Rail" (2019).

<sup>31</sup>Shell. "Shell Scenarios - Sky: Meeting the goals of the Paris Agreement" (2018).



- ▶ **Power to Gas:** el excedente renovable se utiliza para producir H<sub>2</sub> mediante electrolizadores el cual se almacena para posteriormente inyectarlo a la red de gas.

### Aplicación en construcción y otros ámbitos

Se está estudiando la posibilidad de poder utilizar hidrógeno en el sector doméstico y terciario, dentro de los edificios, como suministro energético flexible, adaptado y continuo. Este uso sería una posible alternativa a los combustibles fósiles para calefacción urbana, por ejemplo.

Sin embargo, la entrada de nuevas energías en estos casos es compleja, pues depende de múltiples factores, tales como el tipo de edificio, la ubicación de este o la conveniencia general, lo que refuerza la probabilidad de que en un futuro en este sector coexistan diversas fuentes y tecnologías energéticas.

También se está aprovechando el oxígeno producido mediante la electrólisis para la propulsión de cohetes, como parte del oxidante en la combustión.

En la fase de consumo, entre los usuarios finales destacan:

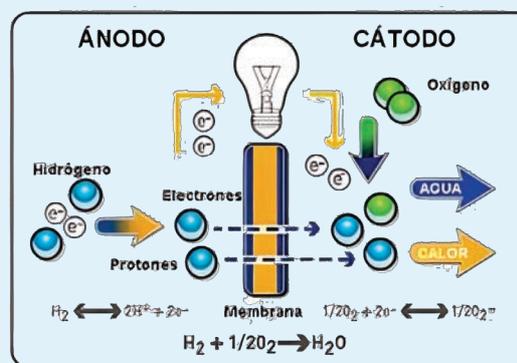
- ▶ **Consumidores:** principalmente son la industria, el sector transporte (p. ej., sector automovilístico), el sector energético (p. ej., compañías de *Oil & Gas*) y otras aplicaciones donde su uso dependerá del desarrollo del sector.
- ▶ **Comercializadoras de hidrógeno:** con el transcurso de los años, experimentarán un crecimiento significativo y se consolidarán como actores fundamentales en la industria.
- ▶ **Gestores de hidrogeneras:** especializadas en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de estaciones de repostaje de hidrógeno para vehículos de pila de combustible.

## Pilas de combustible de hidrógeno

Las pilas de combustible de hidrógeno (*Fuel Cell*), son dispositivos en los que se realiza un proceso inverso al llevado a cabo por los electrolizadores: se convierte la energía química del hidrógeno y el oxígeno en energía eléctrica y agua a través de una reacción electroquímica. Como se puede ver en la figura 12, el hidrógeno se introduce en el ánodo y se separa en protones y electrones mediante la reacción de oxidación. Los electrones se mueven para producir energía eléctrica (calor en la figura 12), mientras que los protones se mueven a través del electrolito hacia el cátodo, donde se combinan con el oxígeno para formar agua.

Las pilas de combustible de hidrógeno tienen ciertas ventajas sobre los coches eléctricos de batería, como tiempos de recarga más cortos y menor peso del vehículo debido a baterías más pequeñas. Además, el hidrógeno tiene una densidad energética mayor que las baterías y permite más autonomía y menor volumen ocupado en el vehículo, especialmente a altas presiones o licuado. Sin embargo, es importante tener en cuenta que el rendimiento energético de las pilas de combustible de hidrógeno es inferior al de los coches eléctricos de batería, y que la producción y distribución del hidrógeno requiere un aporte energético.

Figura 12. Proceso químico por el cual funciona una pila de combustible de hidrógeno.



Fuente: Biodisol. "Potencialidades de las pilas o celdas de combustible en la producción de energía no contaminante".

## RFNBO

"RFNBO" significa combustibles líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico. Es un grupo de productos de combustibles renovables definido en la Directiva Europea de Energías Renovables (Art. 2.36). Estos combustibles se producen a partir de fuentes de energía renovable distintas de la biomasa. Por lo tanto, el hidrógeno renovable gaseoso producido mediante la alimentación de electricidad basada en energías renovables a través de la electrólisis se considera un RFNBO. Al mismo tiempo, los combustibles líquidos, como el amoníaco, el metanol o *e-fuels* (combustibles sintéticos), se consideran RFNBO cuando se producen a partir de hidrógeno renovable<sup>1</sup>.

El hidrógeno renovable que se produce a partir de fuentes de biomasa (como el biogás) no se considera un RFNBO, sino que está cubierto por la Directiva de Energías Renovables bajo la definición de "combustibles de biomasa". Las RFNBO sólo se contabilizarán en el objetivo de energía renovable de la UE si permiten reducir en más de un 70% las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con los combustibles fósiles, que es la misma norma que se aplica al hidrógeno renovable producido a partir de biomasa.

<sup>1</sup>European Commission: EU Delegated Acts on Renewable Hydrogen

# Situación actual y evolución esperada del hidrógeno

*“El hidrógeno limpio demuestra que podemos conciliar nuestra economía con la salud de nuestro planeta”*  
Ursula von der Leyen<sup>32</sup>



## Situación de la producción y consumo actuales

En esta sección se realiza un análisis cuantitativo, tanto de la producción de hidrógeno, concretando qué países se encuentran a la vanguardia en la producción de este recurso, como de la demanda, revisando qué porcentajes de hidrógeno solicita cada sector.

## Producción de hidrógeno

En el año 2022, la producción global de hidrógeno experimentó un incremento del 3% en comparación con el año anterior. Siguiendo la tendencia de 2021, la producción de hidrógeno continuó siendo dominada por el empleo de recursos fósiles. Específicamente, el 62% de la producción global provino del gas natural sin la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS), mientras que el carbón, contribuyó con el 21% de la producción mundial. Además, un 16% de la producción global de hidrógeno fue subproducto, generado principalmente en refinerías e industrias petroquímicas durante el proceso de reformado de nafta.

En el año 2022 solo el 0,1% de la producción de hidrógeno mundial fue realizada mediante la electrólisis<sup>33</sup>. Sin embargo, en los últimos años ha existido un fuerte crecimiento de la capacidad productiva por este método, anunciándose aproximadamente 600 proyectos con una capacidad combinada de más de 160 GW desde 2022. Para finales de 2022, la capacidad global instalada de electrolizadores de agua para la producción de hidrógeno alcanzó casi 700 MW, un aumento del 20% en comparación con el año anterior (véase la figura 14). Los electrolizadores alcalinos (ALK) representaron el 60% de la capacidad instalada para finales de 2022, seguidos de cerca por los electrolizadores de membrana de intercambio protónico (PEM) con aproximadamente el 30%.

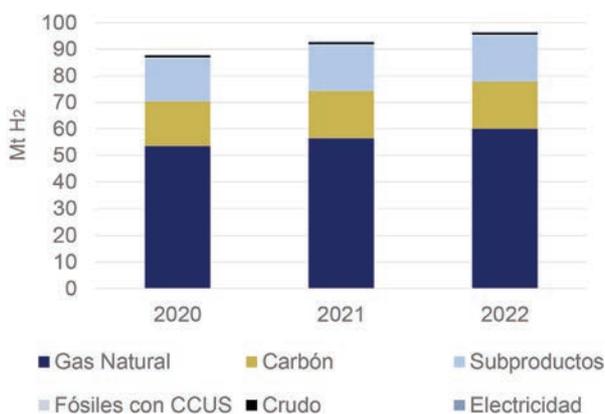
Finalmente, la capacidad global instalada podría aumentar más de tres veces en 2023, llegando a 2 GW para finales de 2023 (equivalente a aproximadamente 0.2 millones de toneladas de producción de hidrógeno), asumiendo que todos los proyectos se concreten según lo planeado.

<sup>32</sup>Ursula von der Leyen, Presidenta de la Comisión Europea.

<sup>33</sup>IEA, "Global Hydrogen review" 2023.

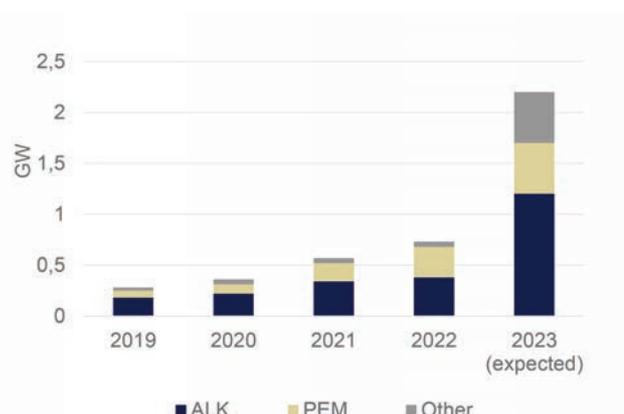
<sup>34</sup>Datos basados en proyectos que han alcanzado al menos la decisión final de inversión (FID), o que están en construcción.

Figura 13. Producción de hidrógeno a partir de sus distintas fuentes.



Fuente: IEA "Global Hydrogen Review 2023".

Figura 14. Capacidad productiva de hidrógeno actual mediante electrólisis en GW de las plantas existentes a nivel mundial<sup>34</sup>.



Fuente: IEA "Global Hydrogen Review 2023".

Figura 15. Demanda global de hidrógeno por región en 2022.

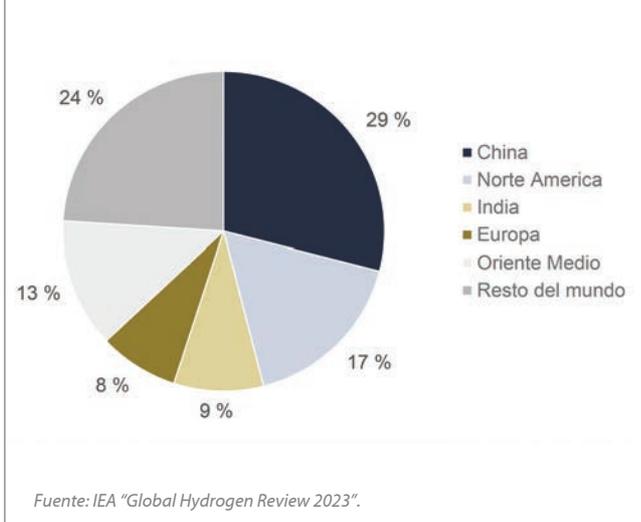
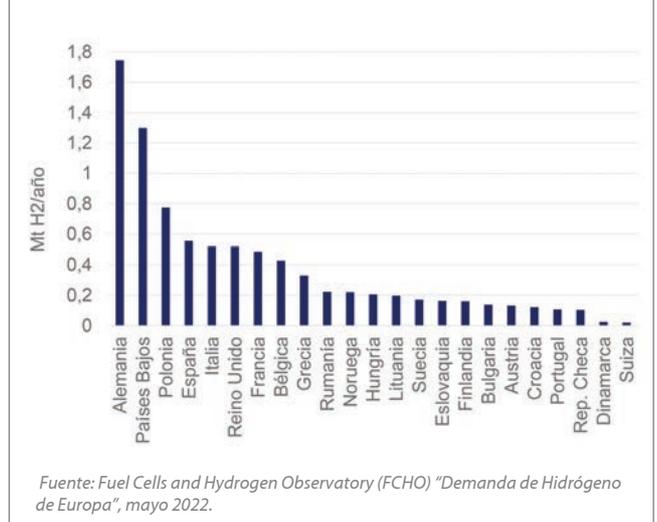


Figura 16. Consumo de hidrógeno en Europa por país.



### Consumo de hidrógeno

La demanda global de hidrógeno para el año 2022 alcanzó 95 Mt (millones de toneladas), un aumento de casi el 3% con respecto al último año<sup>35</sup>. El uso del hidrógeno creció significativamente en todas las principales regiones consumidoras excepto en Europa, debido a la reducción de actividad como consecuencia del fuerte aumento de los precios del gas natural<sup>36</sup>.

En cambio, Norte América y Oriente Medio incrementaron significativamente el uso del hidrógeno (alrededor de un 7% en ambos casos). En China, el uso del hidrógeno creció más modestamente, pero sigue siendo con diferencia el mayor consumidor de hidrógeno, representando casi el 30% del consumo mundial.

Como en años anteriores, el crecimiento del uso mundial de hidrógeno no es resultado de políticas específicas de incentivo, sino más bien de tendencias energéticas globales. Prácticamente

todo el aumento se produjo en aplicaciones tradicionales, principalmente en los procesos de refino y químicos, y se ha correspondido con un aumento de la producción basada en combustibles fósiles.

Dentro de la Unión Europea, Alemania es el país que posee la mayor demanda de hidrógeno, seguido de Países Bajos y España (véase figura 16).

Por tipo de actividad, el refino de petróleo, la producción de amoníaco y la producción de metanol son las principales demandantes. No obstante, es el refino de petróleo la que consume la mayor parte del hidrógeno producido a nivel mundial. En Europa, por ejemplo, la demanda de hidrógeno es casi un 50% para el refino de petróleo.

<sup>35</sup>IEA, "Global Hydrogen Review 2023" (2023).

<sup>36</sup>La industria química redujo su producción, reduciendo casi en un 6% el uso del H<sub>2</sub> en Europa.

Figura 17. Consumo de hidrógeno en Europa.

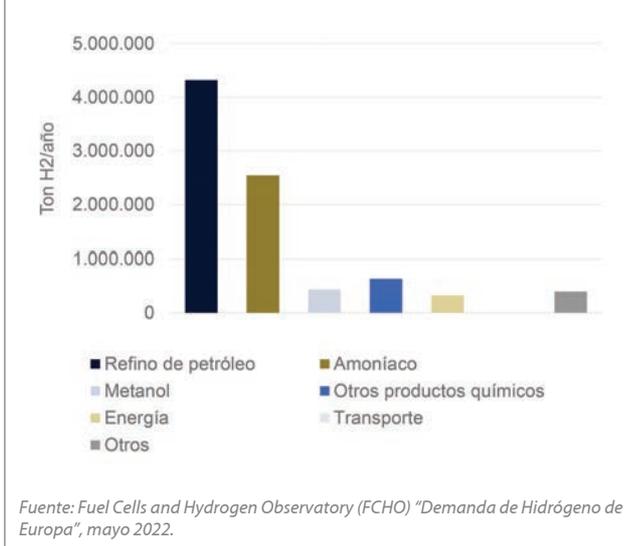
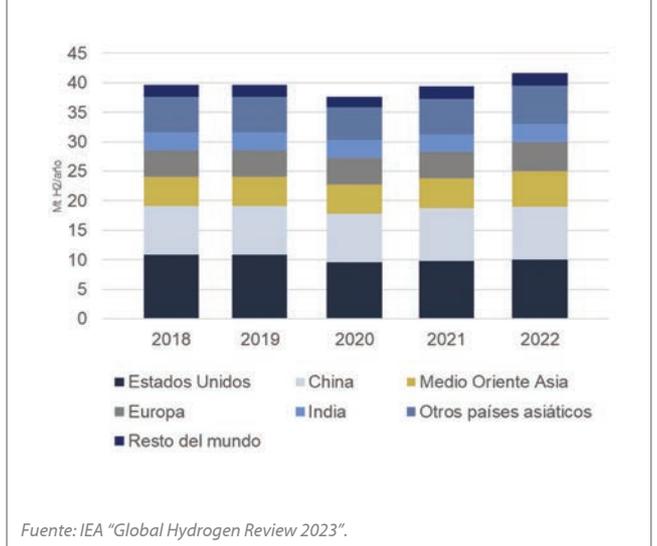


Figura 18. Consumo de hidrógeno en la industria del refino por países.



## I. Consumo del hidrógeno en la industria

### a) Industria de refino

El uso del hidrógeno en el refino de petróleo alcanzó más de 41 Mt en 2022. Las refinerías, lo utilizan principalmente para eliminar impurezas y transformar las fracciones de petróleo en productos más ligeros. En los últimos seis años, la demanda se ha mantenido alrededor de unos 40 Mt H<sub>2</sub>/año, satisfaciéndose la mayor parte de la producción mediante hidrógeno gris y únicamente un 1% con tecnologías de bajas emisiones.

### b) Industria química y metalúrgica

La producción de amoníaco y metanol y la reducción de acero son los principales usos en los que el hidrógeno posee un papel importante. De las 53 Mt de hidrógeno utilizadas en 2022, alrededor del 60% se destinó a la producción de amoníaco, el 30% a metanol y el 10% a hierro de reducción directa<sup>37</sup> en el subsector del hierro y el acero.

## II. Consumo del hidrógeno en el transporte

Si bien el transporte no es actualmente uno de los mayores demandantes de hidrógeno, este sector ha tenido un crecimiento muy importante. En 2022, el uso del hidrógeno para transporte por carretera aumentó un 45% en comparación con 2021 (véase figura 20).

Aunque los coches suponen una menor demanda de hidrógeno para transporte en comparación con los autobuses, cabe destacar que la producción de vehículos eléctricos de pila de combustible (*Fuel Cell Electric Vehicle* o FCEV) ha aumentado considerablemente en los últimos 2 años. Hasta finales de 2022 se habían registrado un total de 58.000 vehículos eléctricos, lo cual representa un crecimiento de más del 40% respecto al año anterior, y sólo durante el primer semestre de 2023 se registraron 63.000 más. Algunas empresas ya cuentan con modelos de vehículos eléctricos de pila de combustible disponibles en el

mercado y siguen invirtiendo en el desarrollo de dicha tecnología. En este contexto, se espera que el mercado de vehículos eléctricos de hidrógeno siga expandiéndose en la próxima década en todos los segmentos de carretera.

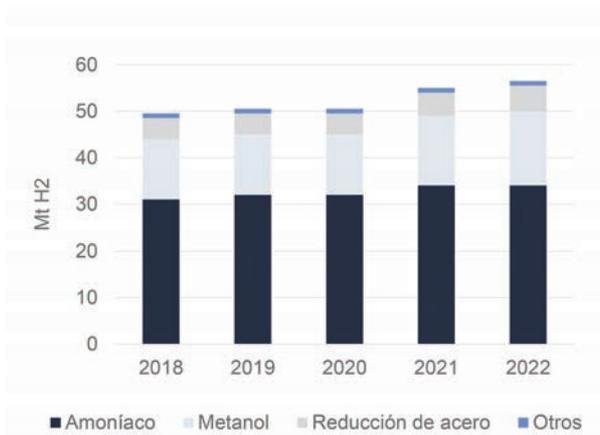
El stock de autobuses de pila de combustible creció de manera similar al de vehículos particulares, con un aumento de alrededor del 40% en 2022 en comparación con el año anterior. En junio de 2023, había alrededor de 7.000 autobuses de pila de combustible en todo el mundo, aproximadamente el 85% de los cuales están ubicados en China.

A nivel mundial, había alrededor de 1.100 estaciones de repostaje de hidrógeno en funcionamiento en junio de 2023, y está planificada la construcción de cientos de estaciones más. A modo de ejemplo, el Reglamento de infraestructura de combustibles alternativos de la UE, exige estaciones de repostaje de hidrógeno cada 200 km a lo largo de las principales redes de carreteras y en todos los nodos urbanos a partir de 2030.

En lo que respecta al sector ferroviario, existen multitud de proyectos en diferentes países europeos, como Italia, Canadá, España y Japón; por ejemplo, en Alemania destaca la existencia de flotas de trenes de pilas de combustible de hidrógeno.

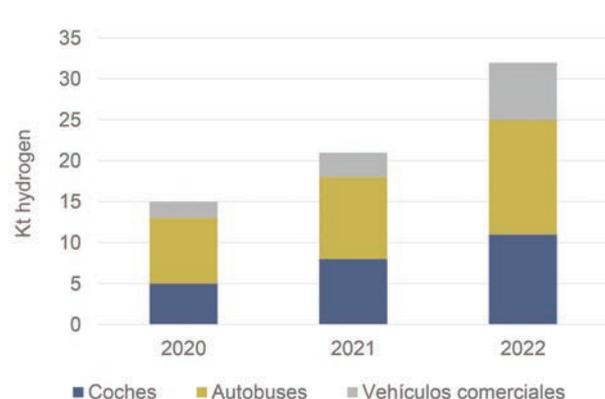
En cuanto al transporte marítimo, la iniciativa *Getting to Zero*, que tiene como objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector marítimo a cero para 2050, ha publicado en 2022 numerosos proyectos piloto y demostraciones en curso, de los cuales alrededor de 45 se centran en el uso de hidrógeno, 25 en el uso de amoníaco y 10 en el uso de metanol en el transporte marítimo<sup>38</sup>.

Figura 19. Demanda de hidrógeno en la industria química a nivel mundial.



Fuente: IEA "Global Hydrogen Review 2023".

Figura 20. Demanda de hidrógeno en el sector transporte a nivel mundial.



Fuente: IEA "Global Hydrogen Review 2023". Los vehículos comerciales incluyen vehículos comerciales ligeros, camiones de carga media y camiones de carga pesada.

### III. Consumo del hidrógeno en el sector energético

El hidrógeno como combustible en el sector energético es prácticamente inexistente hoy en día, con una participación de menos del 0,2% en la combinación de generación de electricidad global<sup>39</sup> (y en gran medida no a partir de hidrógeno puro, sino de gases mixtos que contienen hidrógeno, provenientes de la producción de acero, refinerías o plantas petroquímicas).

### IV. Consumo del hidrógeno en el sector de la construcción

La contribución del hidrógeno a satisfacer la demanda de energía en el sector de la construcción sigue siendo insignificante y no existe ningún avance significativo en 2022. Como parte de los esfuerzos para cumplir los objetivos climáticos, es necesario cambiar el uso de combustibles fósiles en los edificios hacia alternativas bajas en carbono, pero opciones como la electrificación mediante bombas de calor, calefacción urbana y energías renovables distribuidas parecen estar muy por delante de las tecnologías del hidrógeno.

## Desarrollo del hidrógeno verde

El nivel de desarrollo mundial del hidrógeno verde puede medirse por la capacidad de electrólisis instalada. En la actualidad, a finales de 2022, la capacidad global instalada alcanzó casi los 0,7 GW<sup>40</sup>. Sin embargo, el gran potencial del hidrógeno verde ha llevado a una alineación global para su promoción y uso como palanca para la descarbonización. Las principales economías del mundo están promoviendo nuevos proyectos y se espera que alcancen capacidades de entre 100 y 300 GW en 2030<sup>41</sup>, lo cual implica un notable incremento teniendo en cuenta los 2GW que se alcanzarán en 2023 con los proyectos en curso.



### I. Objetivos mundiales de electrólisis

Como se ha mencionado, la apuesta por la transición energética necesita un impulso en la producción de hidrógeno verde. En la actualidad, se han anunciado alrededor de 600 proyectos con una capacidad combinada de más de 160 GW. Si se concretan todos los proyectos anunciados de hidrógeno producido a partir de electrólisis de agua y combustibles fósiles con CCUS, la producción anual de hidrógeno de bajas emisiones podría alcanzar más de 38 Mt (17Mt siendo de proyectos aún en fase temprana) en 2030 según estos proyectos anunciados.

La mitad del hidrógeno producido por los proyectos anunciados hasta 2030 proviene de proyectos que hoy se encuentran en estudios de viabilidad, seguidos de proyectos que se encuentran en etapas muy tempranas. La primera prioridad es cambiar la demanda existente de hidrógeno en la industria y refino, pasando de utilizar hidrógeno de origen fósil a hidrógeno de bajas emisiones. Si estos proyectos siguen adelante, la capacidad mundial de electrolizadores podría alcanzar 175 GW para finales de 2030 e incluso hasta 300 GW (420 GW si se consideran los proyectos en fase muy inicial).

La Unión Europea está cerca de alcanzar su objetivo de 44 GW establecido en el paquete *Fit for 55*<sup>42</sup> en 2021, gracias a una capacidad instalada proyectada de 39 GW en 2030 basada en los proyectos anunciados. Sin embargo, aún queda un largo camino por recorrer para alcanzar los 65 GW fijados en 2022 en el Plan REPowerEU, un objetivo aún más ambicioso. Para lograrlo, será necesario un mayor progreso en la adición de capacidad de electrolizadores.

Más concretamente, España, Dinamarca, Alemania y los Países Bajos lideran el camino en la producción de hidrógeno electrolítico, representando juntos casi el 55% de la producción europea. En 2022, la Comisión Europea se enfocó en proyectos que promueven el suministro de hidrógeno renovable y de bajas emisiones de carbono durante la segunda ronda de aprobaciones de financiación para Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEI). También se anunciaron las primeras subastas del Banco Europeo del Hidrógeno programadas para finales de 2023.

Australia, aprovechando sus abundantes fuentes de energía renovable solar y eólica, tiene como objetivo producir cerca de 6 Mt de hidrógeno de bajas emisiones mediante electrólisis de agua para 2030, con muchos de estos proyectos destinados a los mercados de exportación.

En América Latina, se prevé que la producción de hidrógeno a través de electrólisis alcance aproximadamente 6 Mt para 2030, según los proyectos anunciados. Chile lidera en la región, representando el 45% de la producción de hidrógeno

<sup>39</sup> Considerando energía eléctrica producida con hidrógeno en motores de combustión interna (ICE) y turbinas de gas.

<sup>40</sup> IEA, "Global hydrogen review 2023" (2023).

<sup>41</sup> IRENA, "Green Hydrogen Cost Reduction" (2020).

<sup>42</sup> Conjunto de propuestas legislativas y medidas presentadas por la Comisión Europea en 2021 para combatir el cambio climático. Su objetivo principal es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en la UE en un 55% para 2030.

electrolítico de los proyectos anunciados, seguido por Brasil y Argentina, que en conjunto representan el 30% de la producción.

En Estados Unidos, se anunciaron proyectos de electrolizadores con una capacidad total de 9 GW en los últimos 12 meses. Además, China experimentó un importante desarrollo en la tecnología de electrolizadores y se espera que llegue a alcanzar 1,2 GW para 2023 (lo que representaría la mitad de la capacidad global instalada).

## II. Proyecciones de la demanda de hidrógeno: los escenarios climáticos

El objetivo principal de la Unión Europea es lograr la neutralidad climática para 2050. Para ello se han desarrollado distintos escenarios hipotéticos que simulan cómo podría evolucionar el sistema energético en el tiempo. El escenario de Emisiones Netas Cero para 2050 (*Net Zero Emissions scenario*, NZE) está diseñado para lograr los resultados específicos de descarbonización, es decir, refleja una trayectoria de emisiones consistente con mantener el aumento de la temperatura por debajo de 1.5 °C. El escenario de Compromisos Anunciados (*Announced Pledges scenario*, APS) y el escenario de Políticas Declaradas (*Stated Policies scenario*, STEPS) son exploratorios, ya que definen un conjunto de condiciones iniciales, como políticas y objetivos, y analizan a dónde conducen en función de diferentes dinámicas de mercado y progresos tecnológicos.

El consumo total de energía final mundial en la actualidad es de 442 EJ. Este consumo se proyecta en función del escenario: en el NZE, el consumo energético se vería reducido en un promedio anual del 0.9% cada año desde la actualidad hasta 2050<sup>43</sup>; en el APS, aumentaría hasta 2025 y después comenzaría a disminuir gradualmente; finalmente, en el STEPS, el consumo aumentaría un 1,1% al año hasta 2030 y luego continúa aumentando a un ritmo más lento hasta 2050.

El escenario NZE establece que, a pesar de que la población mundial para 2030 pueda llegar a aumentar significativamente

siguiendo las tendencias de los últimos años, el consumo de energía mundial se vería reducido en un 7% para 2030<sup>44</sup>. Para ello, este escenario se basa principalmente en el aumento de eficiencia energética, es decir, que se requiera una menor cantidad de energía para los usos finales. La Comisión Europea está alienada con este objetivo y considera crucial aumentar la eficiencia energética para poder reducir el consumo final y poder así alcanzar la ambición climática de la Unión Europea<sup>45</sup>. Otro de los pilares fundamentales en los que se basa este escenario es la adopción e impulso de nuevas tecnologías donde se recogen principalmente baterías, electrolizadores y tecnologías de CCUS.

El porcentaje del consumo final total mundial por tipo de combustible en el escenario NZE se basa en gran medida en la electricidad y en el aumento de energías renovables, ya que el 90% de la generación eléctrica provendría de estas fuentes. Esto requeriría un gran aumento en la flexibilidad del sistema eléctrico, como baterías, combustibles basados en hidrógeno o energía hidroeléctrica, para garantizar suministros fiables. Además, como la neutralidad de carbono implica una gran disminución en el uso de combustibles fósiles, estos pasarían de representar casi cuatro quintas partes del suministro total de energía en la actualidad a un poco más de una quinta parte para 2050.

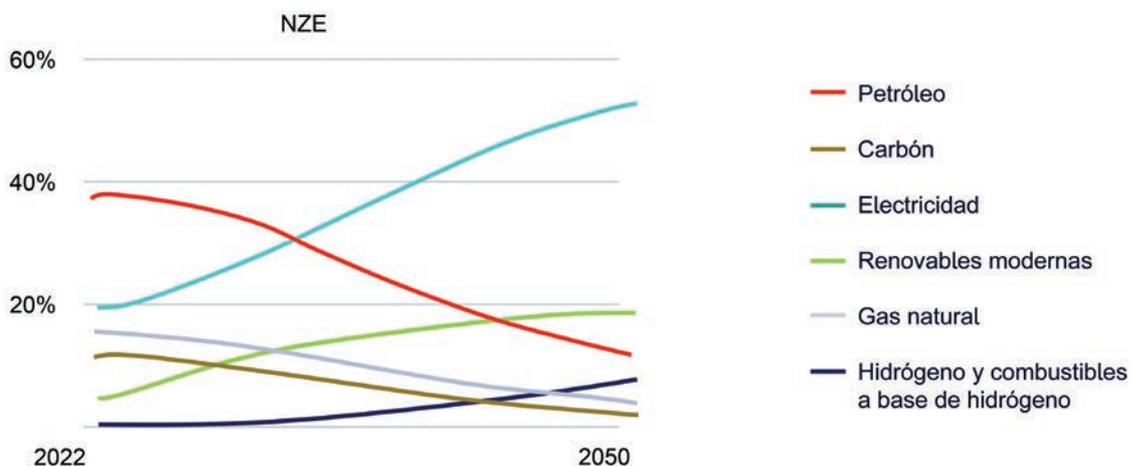
En cuanto al hidrógeno limpio, según el NZE en 2030 habría una capacidad instalada de 850 GW de electrolizadores y una producción de 150 Mt (en comparación con los proyectos anunciados en la actualidad, con los que se espera llegar a producir 38 Mt y poder llegar a tener una capacidad instalada de 420 GW para 2030). En 2050 la producción de hidrógeno limpio llegaría a alcanzar las 520 Mt. Ello muestra la gran necesidad de seguir impulsando la producción de hidrógeno y poder así a alcanzar los objetivos establecidos para la neutralidad de emisiones.

<sup>43</sup>IEA, "World Energy Outlook", (2023).

<sup>44</sup>IEA. "Net Zero by 2050" (2021).

<sup>45</sup>European Commission. "Energy Efficiency Directive". (2023).

Figura 21. Escenario NZE: Consumo de energía por combustible.



Fuente: IEA, "World Energy Outlook" (2023).

# Principales retos del hidrógeno

*“En las adversidades sale a la luz la virtud”*  
Aristófanes<sup>46</sup>



A pesar de tener grandes beneficios y estar llamado a posicionarse como un vector energético esencial para la descarbonización, el desarrollo del hidrógeno verde se enfrenta a numerosos retos a lo largo de toda la cadena de suministro.

## **Producción de hidrógeno renovable**

El primer eslabón de la cadena de suministro es la propia producción del hidrógeno verde, siendo uno de los principales retos a afrontar su elevado coste en comparación con las alternativas convencionales. Hoy en día, el coste nivelado del hidrógeno verde (LCOH<sup>47</sup> por sus siglas en inglés) presenta unos valores entre dos y tres veces superiores a los costes de producción de hidrógeno azul, el producido a partir de combustibles fósiles con captura de CO<sub>2</sub> (CCUS)<sup>48</sup>.

Para comprender cómo se podría reducir esta diferencia de coste, es preciso indicar en primer lugar que típicamente entre el 66% y el 75% del LCOH corresponde con los costes de operación, principalmente el coste de la electricidad renovable necesaria, mientras que los costes de capital representan entre el 25% y 33%. Por tanto, la principal clave para disminuir el coste de producción del hidrógeno está en reducir los costes de operación. Estos dependen, fundamentalmente, de tres factores: el precio de la electricidad, la eficiencia de la instalación y el grado de carga, siendo el primero el mayor de ellos.

La reducción del precio de la electricidad y el grado de carga dependen en gran medida del marco regulatorio (peajes y cargos aplicables, criterios de adicionalidad / intensidad de emisiones / correlación temporal y geográfica que se fijen para considerar el hidrógeno y sus derivados como renovables, posibilidad de inyección en red gasista, etc.), mientras que incrementar el rendimiento de la instalación, y por tanto reducir la cantidad de electricidad necesaria para producir 1 kg de hidrógeno renovable, requiere mejoras en la tecnología de electrólisis y un diseño y operación más optimizado.

Con respecto a la contribución del CAPEX al LCOH, ésta podrá reducirse en la medida en que se produzcan caídas en los costes de producción favorecidos por un descenso de los costes unitarios gracias al desarrollo tecnológico, cambios en los materiales empleados, efecto de economías de escala y curva de aprendizaje, optimización de la capacidad de producción y la cadena de suministro.

Existe, por lo tanto, margen de reducción en los costes de la electrólisis, pero en el corto y medio plazo podrían darse fluctuaciones de precios causadas por desajustes en la cadena de suministro, debidas a un crecimiento de la demanda de electrolizadores más acuciante que el desarrollo de la capacidad de producción.

Más allá del coste de producir el hidrógeno, la producción de hidrógeno renovable a gran escala también se enfrenta a retos asociados a los principales insumos de la electrólisis: el agua y la electricidad renovable.

- ▶ Para producir 1kg de hidrógeno es necesario proporcionar entre 9-10 litros de agua destilada a los electrolizadores. Si además se tiene en cuenta el uso de agua para la refrigeración de la instalación y el agua de rechazo (el volumen de agua, rica en sales disueltas, que se obtiene como subproducto de la purificación del agua), el volumen necesario puede ascender a entre 20 y 27 litros por kg de hidrógeno.

Esto hace que los proyectos han de planificar debidamente la captación del agua a emplear. Pese a que el volumen del agua necesaria, comparado con otros usos actuales del agua, es muy reducido, este es un aspecto cada vez más sensible debido a los periodos de sequía y estrés hídrico

<sup>46</sup>Aristófanes, dramaturgo de la antigua Grecia. Nacido alrededor del año 446 a.C., es considerado uno de los más grandes representantes del género cómico en la literatura clásica.

<sup>47</sup>El LCOH (Levelized Cost of Hydrogen) es una variable que indica cuánto cuesta en promedio producir 1 Kg de Hidrógeno considerando todos los costes, tanto de capital como de operación, involucrados en su producción a lo largo de la vida útil de la instalación.

<sup>48</sup>IRENA. "Green Hydrogen Overview". (2021).

desgraciadamente cada vez más frecuentes como consecuencia del cambio climático. Por otro lado, los proyectos han de obtener también la autorización para verter el agua de rechazo mencionada anteriormente, que es fundamentalmente agua limpia con mayor concentración de sales resultado del proceso de osmosis.

- ▶ El otro gran reto de la producción de hidrógeno a gran escala probablemente sea el obtener toda la electricidad renovable necesaria. A modo indicativo, con las tecnologías actuales se necesitan entre 50-60kWh de electricidad para producir 1 kWh de hidrógeno. Si además se expande el uso del hidrógeno y sus derivados en nuevos sectores industriales y el transporte pesado, sería necesaria mucha electricidad. Esto implica instalar una gran potencia eólica y solar, a añadir a la necesaria para la electrificación directa de otros sectores como la movilidad ligera o la climatización, con los consiguientes desafíos de conexión a la red, uso del suelo, etc.

### **Infraestructura de transporte del hidrógeno**

En la actualidad, el hidrógeno se transporta fundamentalmente por carretera, en camiones cargados con bombonas de hidrógeno a diferentes presiones, o bien por tubería. Es relevante destacar los retos relacionados con este último modo de transporte del hidrógeno, ya sea mediante la inyección en la red gasista existente (*blending*) como en una red dedicada exclusivamente al transporte de hidrógeno.

Las tuberías de gas natural existentes no pueden utilizarse directamente para el transporte del hidrógeno a grandes concentraciones debido a la fragilización del acero que este gas produce en contacto directo con el gasoducto. Como se ha visto previamente, el *blending* (o mezcla) de hidrógeno con el gas natural se considera una opción para dar salida al hidrógeno

desde las instalaciones de producción. No obstante, esto se plantea siempre en unas concentraciones muy reducidas que actualmente varían entre el 3% y el 5% en volumen<sup>49</sup>; e incluso a estas concentraciones se puede ver afectada significativamente la vida útil de las tuberías.

Asimismo, debido al propio funcionamiento de la red gasista y la mecánica de fluidos, no es sencillo asegurar que no se superan las concentraciones volumétricas máximas admisibles en tramos de la red, pues la concentración real de hidrógeno en el gas que circula por una parte de la red depende de los flujos en cada momento, el número y ubicación de los puntos de inyección, etc. Además, los puntos de inyección han de diseñarse y ubicarse cuidadosamente para evitar concentraciones elevadas en torno a los mismos.

Por otro lado, es importante tener en cuenta que a la misma red de gas se conectan diferentes tipos de usuarios y, una vez se inyecta el hidrógeno en la red, no es posible saber qué cantidad de este sale por cada punto de ella. Allí donde el gas se usa como combustible, concentraciones bajas de hidrógeno probablemente no tengan un efecto significativo, más allá de variaciones en el poder calorífico del gas (dado que el porcentaje de mezcla es volumétrico y la intensidad energética del hidrógeno en volumen es muy inferior al metano, por lo que cuanto mayor sea el porcentaje de mezcla menor será el poder calorífico por unidad de volumen del gas resultante). En cambio, aquellas industrias que empleen el metano como insumo, principalmente del sector petroquímico, sí pueden ver afectados sus procesos por la menor pureza del gas natural.

Una alternativa (o evolución) al *blending* es la creación de redes dedicadas exclusivamente a transportar hidrógeno. En este

<sup>49</sup>Energy Sci Eng: Howarth RW, Jacobson MZ. "How green is blue hydrogen?". (2021).





sentido, el *repurposing*, o conversión de la red gasista existente para el transporte de hidrógeno, permite ahorrar costes y plazos (*permitting*, expropiación, etc.) significativamente. Sin embargo, la transición de uno a otro vector plantea nuevos retos: ¿cuándo se ha de parar el transporte de gas natural y empezar a adecuar la infraestructura al hidrógeno?

Una posibilidad es comenzar en tramos que cuentan con dos gasoductos en paralelo, transformando primeramente uno de ellos. La limitación es que esto probablemente solo sea posible en una parte pequeña de la red. Además, va a depender de que la producción y el consumo estén ubicados en los volúmenes adecuados justamente en estas zonas. Otra posibilidad sería no hacer *repurposing* de gasoductos existentes, sino construir hidroductos *greenfield* en paralelo a la red existente aprovechando los terrenos y derechos de paso disponibles. En este caso, uno de los principales problemas a solucionar es dónde construir las nuevas estaciones de compresión de hidrógeno, ya que hay una alta probabilidad de no contar con espacio suficiente.

En España, Enagás ha anunciado el inicio del proceso de *Call For Interest* no vinculante para los primeros componentes esenciales de la Red Troncal Española de Hidrógeno. Este proceso tiene como objetivo evaluar el nivel de interés por parte de los actores clave del sector energético en la creación de las infraestructuras necesarias para el transporte de hidrógeno renovable.

## Utilización del hidrógeno

Otro factor clave para que el hidrógeno renovable sea una palanca efectiva en la descarbonización mundial, es que es necesario no solo producirlo, sino también transformar los usos finales y crear la demanda necesaria para justificar la inversión en su producción y distribución. Esto implica la necesidad de invertir en la infraestructura de suministro, las tecnologías de producción y almacenamiento, y crear las políticas adecuadas para fomentar y asegurar la adopción.

Como se ha ido comentando a lo largo del documento, en la actualidad, la mayoría de los usos finales del hidrógeno están enfocados en aplicaciones industriales, como la producción de amoníaco o metanol, u otros usos como refinación de petróleo. Sin embargo, es necesario que el hidrógeno renovable también se utilice en otros sectores, como el transporte y la generación de energía eléctrica.

- ▶ En el sector del transporte, el hidrógeno renovable puede utilizarse en vehículos de pila de combustible para proporcionar una alternativa de combustible limpia y sin emisiones. Sin embargo, para lograr una adopción masiva de estos vehículos, es necesario desarrollar una infraestructura de suministro de hidrógeno que cubra las necesidades de los usuarios en diferentes regiones. Esto implica una inversión significativa en la construcción de estaciones de hidrógeno y la adaptación de las actuales estaciones de combustible fósil.
- ▶ En cuanto a la generación de energía eléctrica, el hidrógeno renovable puede utilizarse para equilibrar la variabilidad de las fuentes renovables, como la energía eólica y solar. Sin embargo, para que esto sea viable, es necesario desarrollar tecnologías de producción y almacenamiento de hidrógeno a gran escala. Además, también se necesitan incentivos y regulaciones adecuadas para fomentar la inversión en proyectos de almacenamiento de hidrógeno.
- ▶ Otro factor importante en la transformación de los usos finales del hidrógeno es la necesidad de una transición justa y equitativa. La transformación de las industrias de fabricación de vehículos que dependen de combustibles fósiles para usar hidrógeno renovable puede tener un gran impacto en los trabajadores y comunidades que dependen de estas industrias. Por lo tanto, se necesitan políticas y programas para garantizar que los mismos tengan acceso a oportunidades de empleo y capacitación para nuevas habilidades en la economía del hidrógeno renovable.

## Mercado de hidrógeno

El hidrógeno es en la actualidad un gas industrial producido generalmente en las mismas instalaciones donde se va a consumir. Por lo tanto, aun no existe un mercado maduro para el mismo. Esto implica que no existe un índice de precios de referencia establecido en el mercado, lo que se traduce en mayores costes pagados por los consumidores, ya que hay poca transparencia de precios y competencia. A esto se suma la poca demanda de hidrógeno bajo en carbono en la actualidad, haciendo que los proyectos deban integrarse desde la producción hasta la infraestructura y el uso final.

Sin embargo, a medida que se desarrolle el sector del hidrógeno, cabe esperar la creación de mercados. Aunque es posible establecer ciertos paralelismos entre el desarrollo de estos mercados y el que se produjo con el gas natural (basado en el GNL), existen algunas particularidades:

- ▶ Mientras que los combustibles fósiles se extraen de yacimientos geológicos ubicados en áreas geográficas muy concretas, el hidrógeno se puede producir en casi cualquier parte, siempre que haya agua y electricidad. Esto favorece la creación de oferta y diluye el poder de mercado de los productores.
- ▶ Los costes de transportar hidrógeno por barco (medido en cantidad de energía por kilómetro) son mucho más altos que en el caso del GNL debido a su menor densidad energética en volumen y a su muy bajo punto de ebullición. Adicionalmente, si se transporta en otra forma (metanol, amoníaco, LOHC, etc.) habría que sumar además las pérdidas de conversión correspondientes (especialmente relevantes si no se utiliza directamente en la misma forma que se transporta). Esto hace además que el coste de transporte del hidrógeno a presión por tubería sea mucho

menor que por barco y por lo tanto que el factor localización sea más relevante en la formación de precio que en el caso del GNL.

- ▶ Debido a esto, la competitividad en los mercados va a estar fuertemente marcada por el coste agregado tanto de producir como de transportar el hidrógeno hasta la demanda final o emplazamiento de referencia (no única o principalmente por el coste de producción).

Por último, es necesario remarcar que el producto no ha de ser el hidrógeno en sí, sino el hidrógeno verde/bajo en emisiones. Por lo tanto, es necesario que haya una definición y sistema de certificación relativamente homogéneo y creíble. Sin esto, no es posible saber si el hidrógeno generado cumple con criterios similares y no se está pagando hidrógeno sucio, o no tan limpio, a precio de verde.

Además, un reto importante para poder desplegar el mercado del hidrógeno es dar cobertura a los requerimientos para el acceso a financiación. En la Unión Europea, existen las subastas del Fondo de Innovación, donde se busca apoyar la producción de hidrógeno renovable no biológico en Europa. Estas subastas representan una iniciativa clave para acelerar la transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles, pero también requieren una estructura financiera sólida y una planificación cuidadosa para garantizar que los proyectos de hidrógeno puedan acceder a la financiación necesaria para su desarrollo y éxito a largo plazo. Además, el Plan Industrial del Pacto Verde anunció el lanzamiento de la primera subasta para la producción de hidrógeno renovable en otoño de 2023, con un presupuesto del Fondo de Innovación de 800 millones de euros destinados a ser pagados como prima fija a los productores de hidrógeno renovable. Cabe destacar también el EU Hydrogen Bank, una subasta europea que otorgará hasta 800 millones de euros a productores de hidrógeno renovable.



Por último, existen palancas que podrían permitir acelerar y fomentar la descarbonización de la industria introduciendo el hidrógeno en esos mercados. Un instrumento político que podría ayudar en este contexto, son los contratos de carbono por diferencia (CCfD), contratos a largo plazo para pagar la diferencia entre el precio actual del carbono y el coste real de la reducción del CO<sub>2</sub>. En el ámbito de la UE, la Comisión tiene previsto poner en marcha los CCfD como parte de su plan REPowerEU para apoyar el cambio de la actual producción de hidrógeno en los procesos industriales del gas natural a las energías renovables.

## Regulación

La regulación del hidrógeno verde es un aspecto clave, pues juega un papel fundamental en el desarrollo e implementación de este vector energético. Algunos de los principales retos presentes a nivel regulatorio, son los siguientes<sup>50</sup>:

- ▶ Creación de marcos regulatorios específicos para el hidrógeno verde, evitando que sea tratado del mismo modo que otros gases comunes en la industria, como por ejemplo limitando su producción a zonas industriales.
- ▶ Definición de lo que se considera hidrógeno verde o renovable, donde se limiten las condiciones y máximas emisiones de gases de efecto invernadero permitidas en el proceso de producción, cuyo perímetro debe ser concretado.
- ▶ Desarrollo de los incentivos financieros y no financieros necesarios, para fomentar la inversión en instalaciones de producción de hidrógeno renovable.
- ▶ Creación de sistemas de garantías de origen para el hidrógeno renovable o de bajas emisiones, que faciliten la aparición de un mercado del hidrógeno.

<sup>50</sup>HyLaw: "EU policy paper" (2019).

### Resumen de actuaciones regulatorias por continente y país.

Ámbito	Europa		América del Norte		América del Sur		Asia + Oceanía	
	Unión Europea	Reino Unido	EE.UU.	Canadá	Colombia	Chile	China	Australia
<b>Estrategia nacional del hidrógeno</b>	EU Hydrogen Strategy REPowerEU	UK Hydrogen Strategy	National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap	Hydrogen strategy for Canada	Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia	Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde	"Medium and long-term plan for the development of hydrogen energy industry (2021-2035)"	Australia's National Hydrogen Strategy
<b>Objetivo de capacidad instalada en 2030</b>	44 GW (Fit-for-55) 65 GW (REPowerEU)	10 GW	-	-	1-3 GW	5 GW	"Medium and long-term plan for the development of hydrogen energy industry (2021-2035)"	Australia's National Hydrogen Strategy
<b>Objetivo de capacidad instalada en 2030</b>	Fit-for-55  Renewable Energy Directive (2009/28/EC) 2 actos delegados	Low Carbon Hydrogen Standard (LCHS)  Industrial Carbon Capture Business Model (ICC BM)  UK Emissions Trading Scheme (ETS)	Bipartisan Infrastructure Law (BIL)  Inflation Reduction Act (IRA)	Clean Hydrogen Investment Tax Credit	Decreto 1476 de 2022	Ley 21.305 de Eficiencia Energética	14th Five-Year Plan for National Economic and Social Development and the Outline of Long-Term Goals for 2035	Commonwealth Hydrogen Regulation  Guarantee of Origin scheme
<b>Apoyo a la inversión e innovación</b>	NextGenerationEU  IPCEI Hy2Tech IPCEI Hy2Use  European Hydrogen Bank  European Clean Hydrogen Alliance	Hydrogen Investment Roadmap Powering Up Britain: Net Zero Growth Plan	Clean Hydrogen Electrolysis Program	Net Zero Accelerator (NZA)  Clean Fuels Fund	Ley 2099 de 2021	CORFO	National Key R&D Programs (NKPs)	Hydrogen Headstart Program
<b>Regulación del hidrógeno en la red gasista</b>	EU Directive on Gas and Hydrogen Networks CertifyHy	Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution	HyBlend	G-25—Policy on the use of gas meters in hydrogen-blending activities in the natural gas network	-	-	-	National Gas Law (NGL)  National Energy Retail Law (NERL)
<b>Normativa para adaptar el H<sub>2</sub> al transporte</b>	'Sustainable and Smart Mobility Strategy' together with an Action Plan  CertifyHy	Targeting net zero - next steps for the Renewable Transport Fuels Obligation: Hydrogen and renewable fuels of non biological origin	Alternative Fuel Excise Tax Credit  Alternative Fuel Infrastructure Tax Credit  Carbon Reduction Program (CRP)	Emissions Reduction Plan 2030	-	Ley 21.305 de Eficiencia Energética	-	Commonwealth regulation relevant to hydrogen mobility and transport

# Detalle del marco regulatorio en distintas zonas geográficas

## Unión Europea

- **Estrategia de hidrógeno publicada.** La estrategia de la UE sobre el uso del hidrógeno se adoptó en 2020 y está enfocada en hacer posible que la producción y el uso de hidrógeno renovable puedan ayudar a descarbonizar la economía de la UE de una manera rentable, en línea con el *Green Deal* europeo, y contribuir a la recuperación económica posterior a la crisis del COVID-19. Hoy en día ya se están cumpliendo las bases establecidas en esta estrategia, pues en el primer cuatrimestre de 2022 ya se habían cumplido los 20 primeros puntos de acción establecidos en Julio de 2020, momento en el que esta estrategia fue adoptada.

Adicionalmente, con la publicación del plan REPowerEU en el segundo cuatrimestre de 2022, la Comisión Europea completa la estrategia propuesta en 2020, a la vez que aumenta sus ambiciones sobre el hidrógeno renovable como importante vector energético para alejarse de las importaciones de combustibles fósiles de Rusia.

- **Marco legal y regulatorio.** En cuanto a regulación, la UE aprobó en 2021 el paquete *Fit for 55*, en el que se encuentran una serie de propuestas legislativas para promover la reducción de las emisiones netas de gases de efecto invernadero. Además, en febrero de 2023, la Comisión Europea ha dado un nuevo paso para definir el marco regulatorio del hidrógeno y su relación con otras normas ya existentes, al concretar en dos actos delegados la definición de hidrógeno renovable. En el primer acto se dan los requisitos para considerar como combustible renovable a aquellos basados en hidrógeno<sup>1</sup>. En el segundo se define como se debe calcular la reducción de emisiones al utilizar este tipo de combustibles<sup>2</sup>.

Además, en el REPowerEU se estableció el objetivo de producir 10 millones de toneladas de RFNBOs para 2030, lo cual supondría 500 TWh de electricidad renovable (un 14% del total de electricidad consumida en la EU)<sup>3</sup>.

- **Apoyo a la inversión e innovación.** En los últimos años la UE ha estado promoviendo distintas iniciativas para incentivar la inversión e innovación en el mercado del hidrógeno. El programa de recuperación tras la crisis de COVID-19, "NextGenerationEU" implicó grandes inversiones en proyectos de transición verde y digitalización. Posteriormente en 2020, se integró el hidrógeno en los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEI Hy2Tech e IPCEI Hy2Use). Por último, durante estos últimos meses se ha estado consolidando el "European Hydrogen Bank", una propuesta que busca crear una entidad financiera especializada en proyectos de hidrógeno en la Unión Europea. Su objetivo es movilizar inversiones privadas y públicas para acelerar el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y contribuir a la transición energética.
- **Regulación del hidrógeno en la red gasista.** En 2021, la Comisión Europea propuso reformar la Directiva de Gas de la UE de 2009 como parte del paquete propuesto de mercados de hidrógeno y gas descarbonizado. La reforma busca crear un marco legal para las redes de hidrógeno similar al existente para el gas y la electricidad, ampliando los derechos de los consumidores y regulando la integración de hidrógeno en las redes energéticas de la UE. Esta propuesta ha avanzado en el Parlamento y el Consejo de la UE durante 2022 y 2023 como parte de un proceso legislativo en curso.

Además, se están promoviendo iniciativas para constituir un sistema robusto de garantías de origen del hidrógeno renovable, un ejemplo de ello es CertifHy que proporcionó la base para el primer esquema de Garantía de Origen no gubernamental para el hidrógeno en el mundo.

- **Normativa para adaptar el hidrógeno al transporte.** El desarrollo del transporte de hidrógeno en Europa está secundado por la Estrategia de Movilidad Sostenible e Inteligente de la Comisión Europea publicada en 2021<sup>4</sup>, en la que se establecen una serie de hitos para lograr un transporte inteligente y sostenible en Europa. Entre estos hitos, se destaca

que para 2030 se espera que haya al menos 30 millones de vehículos de emisión cero en las carreteras europeas y que se duplique el tráfico ferroviario de alta velocidad. Además, se planea que los viajes colectivos programados para distancias cortas sean neutros en carbono y que el hidrógeno juegue un papel importante en el logro de estos objetivos, especialmente como fuente de energía limpia para vehículos de emisión cero y para aplicaciones marítimas.

## Reino Unido

- **Estrategia de hidrógeno publicada.** En agosto de 2021, Reino Unido publicó su estrategia nacional sobre el hidrógeno, UK Hydrogen Strategy<sup>5</sup>. En el documento se describen los objetivos y la ruta a seguir para poder alcanzar el objetivo "Net Zero by 2050". Posteriormente, en agosto de 2023, el "Department of Business, Energy and Industrial Strategy" publicó una actualización de dicha estrategia, aumentando el objetivo de capacidad instalada para 2030 a 10 GW.
- **Marco legal y regulatorio.** La "Low Carbon Hydrogen Standard (LCHS)" recoge los requisitos necesarios que definen el hidrógeno generado con bajas emisiones de carbono, incluyendo tanto las emisiones en el punto de producción como la metodología para su cálculo. Adicionalmente, se han realizado estudios para evaluar el impacto de las políticas existentes en el desarrollo de la producción de hidrógeno, incluyendo la "Industrial Carbon Capture Business Model (ICC BM)"<sup>6</sup> y el "UK Emissions Trading Scheme (ETS)"<sup>7</sup>.
- **Apoyo a la inversión e innovación.** En 2023 se actualizó el "Hydrogen Investor Roadmap"<sup>8</sup> donde se recogen los detalles sobre la financiación a proyectos de hidrógeno, respaldando hasta £11 mil millones de inversión privada para 2030. Además, en abril de 2023, se publicó el plan "Powering Up Britain: Net Zero Growth"<sup>9</sup> donde se detallan los últimos avances en la entrega de apoyo financiero para fomentar la primera implementación a gran escala de instalaciones de producción de hidrógeno electrolítico y habilitadas para CCUS.
- **Regulación del hidrógeno en la red gasista.** De acuerdo con la normativa "Gas Safety (Management) Regulations 1996", el contenido actual de hidrógeno en las redes de gas está limitado al 0,1% en volumen. No obstante, a través del "Ten Point Plan"<sup>10</sup> se está impulsando la realización, para finales de 2023, de las pruebas necesarias para mezclar hasta un 20% de hidrógeno en la red de distribución de gas.
- **Normativa para adaptar el hidrógeno al transporte.** Desde 2008, el Renewable Transport Fuel Obligation (RTFO)<sup>11</sup> fija la obligación de demostrar que un porcentaje de los combustibles distribuidos proviene de fuentes renovables. Adicionalmente, en julio de 2022, el "Department for Transport" publicó el "Targeting net zero - next steps for the Renewable Transport Fuels Obligation: Hydrogen and renewable fuels of non biological origin"<sup>12</sup>.

<sup>1</sup>EU Commission, "Delegated regulation on Union methodology for RFNBOs" (2023)

<sup>2</sup>EU Commission, "Delegated regulation for a minimum threshold for GHG savings of recycled carbon fuels" (2023)

<sup>3</sup>EU Commission, "Commission sets out rules for renewable hydrogen". (2023).

<sup>4</sup>European Commission - "Sustainable and Smart Mobility Strategy". (2021)

<sup>5</sup>HM Government, "UK Hydrogen Strategy" (2023)

<sup>6</sup>Department for Business, Energy & Industrial Strategy, "Carbon Capture, Usage and Storage" (2022).

<sup>7</sup>HM Government, "Developing the UK Emissions Trading Scheme (UK ETS)" (2022).

<sup>8</sup>Department for Business, Energy & Industrial Strategy, "Hydrogen Investment Roadmap" (2023).

<sup>9</sup>Department for Business, Energy & Industrial Strategy, "Powering Up Britain: Net Zero Growth Plan" (2023).

<sup>10</sup>HM Government, "The Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution" (2020)

<sup>11</sup>Department for Transport, "Renewable Transport Fuel Obligation: Compliance Guidance" (2022).

<sup>12</sup>Department for Transport, "Targeting Net Zero" (2022).

## EE.UU.

- **Estrategia hidrógeno publicada.** En septiembre de 2022, el “US Department of Energy (DOE)” publicó un borrador del “National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap”, sentando las bases estratégicas para el desarrollo del hidrógeno limpio en Estados Unidos.
- **Marco legal y regulatorio.** En noviembre de 2021, el Congreso estadounidense firmó la “Bipartisan Infrastructure Law” (BIL)<sup>13</sup>. Esta legislación histórica, autoriza y asigna \$62 mil millones para el Departamento de Energía de EE. UU. (DOE), incluidos \$9.5 mil millones para hidrógeno limpio.

Además, en agosto de 2022, el presidente promulgó la “Inflation Reduction Act” (IRA) que habilita incentivos adicionales para el hidrógeno, incluyendo un crédito fiscal a la producción que impulsará aún más el mercado estadounidense de hidrógeno limpio.

- **Apoyo a la inversión e innovación.** Para apoyar la inversión e innovación, se han establecido programas como el “Clean Hydrogen Electrolysis Program” que busca mejorar la eficiencia y rentabilidad de las tecnologías de electrólisis, y la asignación de \$8 mil millones para centros regionales de hidrógeno limpio, permitiendo el desarrollo de redes de productores de hidrógeno limpio y su infraestructura conectiva.
- **Regulación del hidrógeno en la red gasista.** Además, se está abordando la regulación del hidrógeno en la red gasista a través de la iniciativa HyBlend, que se enfoca en superar las barreras técnicas para mezclar hidrógeno en los gasoductos de gas natural, incluyendo investigaciones sobre compatibilidad de materiales, análisis técnico-económicos y del ciclo de vida.
- **Normativa para adaptar el hidrógeno al transporte.** El US Department of Energy, ha ido aprobando ciertas leyes e incentivos fiscales para promover y adaptar el hidrógeno al transporte. Entre ellos, se encuentran los créditos fiscales “Alternative Fuel Tax Credit”, que ofrece un crédito de impuestos de \$0.50 por galón para ciertos combustibles alternativos como el hidrógeno licuado, y “Alternative Fuel Tax Exemption” un incentivo fiscal que aplica a equipos de combustibles entre los que se encuentra el hidrógeno licuado. También ha aprobado el “Carbon Reduction Program (CRP)” que incluye actividades de financiación estatal para el despliegue de vehículos de combustible alternativo.

## Canadá

- **Estrategia hidrógeno publicada.** En diciembre de 2020 el gobierno canadiense publicó su estrategia de hidrógeno, estableciendo objetivos ambiciosos en términos de producción y uso.
- **Marco legal y regulatorio.** El Gobierno de Canadá ha introducido recientemente tres créditos fiscales destinados a fomentar la transición hacia una economía de emisiones netas cero en su presupuesto de 2023. De mayor relevancia para el hidrógeno se encuentra el Crédito Fiscal de Inversión en Hidrógeno Limpio, un crédito fiscal reembolsable que incentiva la producción de hidrógeno limpio, con créditos que van del 15 al 40%, dependiendo de la intensidad de carbono del hidrógeno.
- **Apoyo a la inversión e innovación.** En cuanto a iniciativas destinadas a fomentar la innovación y propulsar la inversión, se han desarrollado varios programas entre los que se encuentran: (1) Net Zero Accelerator (NZA) es un programa de \$8 mil millones que respalda proyectos que permiten la descarbonización de grandes emisores, tecnología limpia y transformación industrial; y (2) Clean Fuels Fund un fondo de \$1.5 mil millones establecido en 2021 para reducir el riesgo de inversión de capital necesario para construir nuevas

instalaciones de producción de combustibles limpios o expandir las existentes, incluyendo conversiones de instalaciones.

- **Regulación del hidrógeno en la red gasista.** El boletín “G-25 – Policy on the use of gas meters in hydrogen-blending activities in the natural gas network” establece los requisitos temporales y condiciones para permitir inyectar en la red gas natural concentraciones desde 5 a 25% de hidrógeno.
- **Normativa para adaptar el hidrógeno al transporte.** Por último, se ha publicado un plan de reducción de emisiones “Emissions Reduction Plan 2030” en el que se establece un objetivo del 35% de las ventas totales de vehículos medianos y pesados de cero emisiones para 2030, creando así una oportunidad estratégica significativa para los fabricantes de vehículos de pila de combustible de hidrógeno.

## Colombia

- **Estrategia hidrógeno publicada.** A principios de 2021, el gobierno colombiano, en colaboración con organizaciones multilaterales e institutos de investigación, comenzó a desarrollar una ruta para establecer las bases del mercado del hidrógeno en el país. En la llamada Ruta del hidrógeno<sup>14</sup> se establecen las bases para:
  - Alcanzar una capacidad productiva de entre 1 GW y 3 GW de producción de hidrógeno verde y de 50 kt de hidrógeno azul para 2030.
  - Fijar un precio objetivo para la generación de hidrógeno verde en 1.7 USD/kg.
  - Llegar a consumir un 40% de hidrógeno verde sobre el total de H<sub>2</sub> consumido actualmente en el sector industrial.
- **Marco legal y regulatorio.** En cuanto al estado normativo actual, la Ley 2099 de 2021, mediante los artículos 21 y 23, abre una cláusula general de competencia al Gobierno Nacional para definir los mecanismos para promover la innovación, investigación, producción, almacenamiento, distribución y uso de hidrógeno.
- **Apoyo a la inversión e innovación.** Además, en el Decreto 1476 de 2022, se establecen las disposiciones dirigidas a definir los mecanismos, condiciones e incentivos para promover la innovación, investigación, producción, almacenamiento, distribución y uso de hidrógeno destinado a la prestación del servicio público de energía eléctrica, almacenamiento de energía y descarbonización de sectores como transporte, gas, hidrocarburos y minería.

## Chile

- **Estrategia de hidrógeno publicada.** El gobierno chileno presentó en octubre de 2020 una serie de políticas con el objetivo de crear una industria de hidrógeno verde, la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. Esta está dividida en 3 etapas, y cada una de ellas cuenta con un objetivo diferente:
  - Primera (2020 – 2025): se pretende acelerar el uso del H<sub>2</sub> verde en las refinerías, en la producción de amoníaco y en los vehículos de transporte. También se fomenta la adopción del blending, con hasta un 20% de presencia de hidrógeno en las redes de gas.
  - Segunda (2025 – 2030): la experiencia adquirida permitiría entrar con fuerza en mercados internacionales por medio de la exportación, contando para la fecha con una capacidad productiva de H<sub>2</sub> mediante electrólisis de hasta 5 GW.

<sup>13</sup>BIL: Bipartisan Infrastructure Law signed by President Biden on November 15, 2021.

<sup>14</sup>Ministerio de energía, Gobierno de Colombia, “Hoja de Ruta del hidrógeno en Colombia”. (2021).

- Tercera (2030 en adelante): el objetivo sería posicionar a Chile como líder global en la exportación de combustibles limpios, logrando 25 GW de producción de hidrógeno por medio de electrolizadores, así como un precio del hidrógeno verde inferior a los 1.5 USD/kg.

- **Marco legal y regulatorio.** En cuanto a la normativa, la Ley 21.305 de Eficiencia Energética, publicada en febrero de 2021, definió el hidrógeno como un combustible, lo que permite que el Ministerio de Energía regule su uso, revise y actualice la normativa del mercado eléctrico para permitir la participación del hidrógeno en el sector, actualice la regulación del gas natural para introducir cuotas de hidrógeno verde y facilite la tramitación de permisos para proyectos que lo involucren.
- **Apoyo a la inversión e innovación.** En el marco de la reactivación económica sostenible y la estrategia nacional de hidrógeno, CORFO (Corporación de Fomento de la Producción) promueve el acceso a financiación para proyectos de hidrógeno, acelerando la implantación de iniciativas para la producción de Hidrógeno Verde y facilitando la creación de alianzas industriales y comerciales a lo largo de su cadena de valor.
- **Normativa para adaptar el H<sub>2</sub> al transporte.** En la Ley 21.305 de Eficiencia Energética quedan recogidos Beneficios tributarios para automóviles “cero emisiones”, entre los que se incluyen los automóviles de Hidrógeno.

## China

- **Estrategia de hidrógeno publicada.** La Comisión Nacional de Reforma y Desarrollo y la Administración Nacional de Energía publicaron de forma conjunta en 2022 el Plan de medio y largo plazo para el desarrollo de la industria de la energía del hidrógeno (2021-2035). Es el primer plan a medio-largo plazo para implementar el uso del hidrógeno en China hasta 2035. Años antes, en 2018, se creó The National Alliance of Hydrogen and Fuel Cell (NAHFC). Por otro lado, el gobierno chino ha declarado el objetivo de alcanzar la neutralidad de carbono en 2060 alcanzando el máximo de emisiones en 2030.
- **Marco legal y regulatorio.** China no tiene un marco legislativo global definido para el hidrógeno, por lo que algunas provincias han decidido incluir su propia estrategia en el 14th Five-Year Plan for National Economic and Social Development and the Outline of Long-Term Goals for 2035. En los documentos se recopilan avances sobre el desarrollo de la industria del hidrógeno local, la construcción de plantas y su operativa. Por ejemplo, el NEV industry action plan publicado por la provincia de Shanxi en 2019, esbozó planes sobre el uso de pilas de hidrógeno en vehículos y la provincia de Guangdong también realizó un ejercicio similar a través del “Implementation Plan for Accelerating the Development of Hydrogen Fuel Cell Vehicle Industry”, publicado en 2020.
- **Apoyo a la inversión e innovación.** La mayor fuente de inversión proviene de los “National Key R&D Programs (NKPs)”, fondos de investigación aplicada que son una importante fuente de financiamiento público en I+D. Desde 2016, se han anunciado más de 60 proyectos NKP centrados en tecnologías de hidrógeno. Estos proyectos promueven la investigación en tecnologías de electrolizadores y buscan mejorar la producción de hidrógeno renovable.
- **Regulación del hidrógeno en la red gasista.** Se están llevando a cabo proyectos donde el transporte de hidrógeno se realiza por red gasista mediante blending con gas natural. La China National Petroleum Corporation transportó hidrógeno en la ciudad de Yinchuan, en el noroeste de China. El hidrógeno se transportó con éxito al mezclarlo en un gasoducto de gas natural.
- **Normativa para adaptar el hidrógeno al transporte.** Desde la publicación del 13th Five-Year Plan (2016) se han estimulado los impulsos para el desarrollo de los vehículos propulsados por hidrógeno alcanzando 7700 FCEVs a finales de 2020.

## Australia

- **Estrategia de hidrógeno publicada.** Australia ha desarrollado una estrategia nacional de hidrógeno que establece un marco para el desarrollo, la producción y la exportación de hidrógeno verde.
- **Marco legal y regulatorio.** Hoy en día, existe la “Commonwealth Hydrogen Regulation” en donde se proporciona orientación regulatoria para poder entender que leyes federales vigentes se pueden aplicar a proyectos de hidrógeno. Además, en el presupuesto de 2023-24, se destinaron \$38.2 millones para la creación de un esquema de Garantías de Origen que certificará la energía renovable y rastreará y verificará las emisiones de productos de energía limpia. Este esquema es esencial para el comercio internacional de hidrógeno, ya que proporcionará una medida de confiabilidad y sostenibilidad para el hidrógeno producido en Australia. Además, ayudará a los nuevos proyectos a asegurar financiación y mejorará la efectividad de los esfuerzos del gobierno para escalar las energías renovables y la industria del hidrógeno.
- **Apoyo a la inversión e innovación.** Australia ha establecido el programa "Hydrogen Headstart" de \$2 mil millones, que impulsa la producción y el uso de hidrógeno verde como fuente de energía limpia y sostenible en el país, al mismo tiempo que estimula la inversión en proyectos relacionados con el hidrógeno a gran escala.
- **Regulación del hidrógeno en la red gasista.** En 2022, el Ministerio de Energía reformó la “National Gas Law and Regulations”. Las reformas garantizarán que las disposiciones regulatorias existentes y las protecciones al consumidor funcionen según lo previsto cuando se incorporen el hidrógeno y los gases renovables en la red de gas. Anteriormente, la “National Gas Law (NGL)” y la “National Energy Retail Law (NERL)” se referían solo al “gas natural”. Con proyectos en marcha para introducir hidrógeno y biometano en las redes de gas, esta terminología se ha actualizado para brindar certeza regulatoria a la industria emergente.
- **Normativa para adaptar el H<sub>2</sub> al transporte.** Dentro del “Commonwealth regulations”, se encuentra un apartado dedicado únicamente en abarcar todas las regulaciones federales que rigen los vehículos impulsados por hidrógeno, o embarcaciones impulsadas por hidrógeno o amoníaco, o el transporte de hidrógeno o amoníaco como carga.

- ▶ Desarrollo de normativas específicas que fomenten el transporte con vehículos sin emisiones, asegurando un espacio para los impulsados por pilas de hidrógeno.
- ▶ Creación de marcos específicos para el transporte marítimo con buques impulsado por gases, enmarcando al hidrógeno verde entre los mismos.
- ▶ Evolución de las regulaciones de transporte de gas por tubería para determinar las condiciones de conexión / inyección de los productores de hidrógeno en la red (*blending*, conexión e inyección, equipamiento, porcentajes máximos, peajes aplicables, consideraciones de seguridad, etc.).

Muchos países ya están abordando estos retos, publicando estrategias de hidrógeno en las que se definen medidas y objetivos concretos para fomentar el hidrógeno verde, creando un marco legal y regulatorio con normativas específicas para el tratamiento del hidrógeno a lo largo de la cadena de valor y definiciones específicas para el hidrógeno verde, apoyando la inversión e innovación, fomentando mecanismos de garantías de origen, impulsando el transporte con vehículos sin emisiones, etc.

Aunque algunos países han mostrado mayor compromiso que otros, los impulsos regulatorios y estratégicos persiguen un mismo objetivo: conseguir la descarbonización apalancándose en el hidrógeno. Para poder tener una visión global del posicionamiento de algunos países, se han recopilado diversas acciones en curso o propuestas futuras que se han planteado en relación con el hidrógeno renovable, entre las cuales destacan:

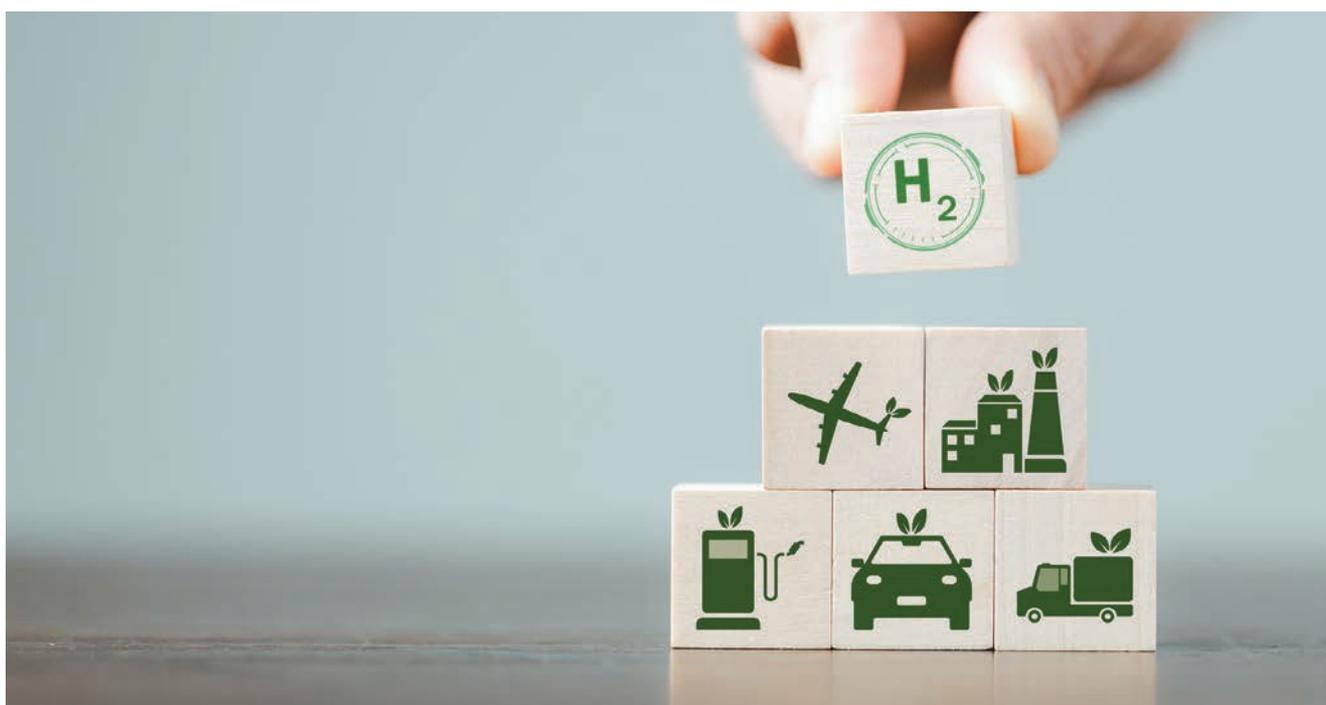
- ▶ Publicación de estrategias nacionales de hidrógeno donde se definen medidas y objetivos diseñados por cada país para

fomentar la producción, distribución y uso del hidrógeno como combustible limpio y sostenible. Dentro de estas estrategias se definen los objetivos nacionales de capacidad instalada de hidrógeno para el horizonte 2030.

- ▶ Creación de un marco legal y regulatorio donde se incluyan medidas legales para facilitar la producción y distribución de hidrógeno, así como el establecimiento de estándares de seguridad y calidad.
- ▶ Apoyo a la inversión e innovación para respaldar e impulsar el desarrollo de tecnologías innovadoras y más sostenibles para fomentar los proyectos de hidrógeno en toda la cadena de valor.
- ▶ Regulación del hidrógeno en la red gasista (*blending*) donde se definan los requisitos técnicos y de seguridad para mezclar hidrógeno con gas natural en las redes de distribución de gas.
- ▶ Adaptación del hidrógeno como combustible para el transporte, estableciendo regulaciones para la instalación de puntos de suministro y la infraestructura necesaria para el transporte de hidrógeno verde.

Finalmente, cabe destacar que las empresas también se enfrentan a desafíos significativos en su estrategia, operaciones y compromiso con la sostenibilidad en este nuevo panorama energético:

- ▶ **Definición de su estrategia:** las organizaciones deberán definir su posicionamiento estratégico con respecto al hidrógeno, entendiendo los proyectos existentes, manteniéndose actualizado sobre las novedades regulatorias, analizando el mercado potencial y los posibles



clientes u *off-takers*, evaluando posibles alianzas comerciales para fortalecer su posición, etc.

- ▶ **Implantación de la estrategia:** la implantación de la estrategia conllevará el desarrollo de nuevos proyectos, cuyas decisiones de inversión deberán venir acompañadas de los análisis técnico-económicos correspondientes, como pudiera ser la evaluación del emplazamiento óptimo para la producción de hidrógeno renovable o el análisis y solicitud de las potenciales ayudas financieras disponibles.
- ▶ **Ejecución de proyectos:** la gestión del portafolio de proyectos deberá contar con una correcta identificación, evaluación y gestión de los posibles riesgos en los mismos, aplicando metodologías de gestión específicas.
- ▶ **Gobierno y organización:** la ejecución de la estrategia definida puede requerir reorganización interna y la contratación de talento capacitado. También se deberá considerar el impacto en el gobierno de la información y la calidad de los datos asociados al hidrógeno.
- ▶ **Operación y gobierno del negocio:** a nivel operativo, será necesario adaptar los procesos y sistemas para controlar la calidad, seguridad y rentabilidad de los proyectos, desarrollar estrategias comerciales adaptadas, valorar los contratos de hidrógeno, modelizar los precios, evaluar la ejecución de coberturas, etc.
- ▶ **Vinculación con objetivos de sostenibilidad:** el desarrollo del hidrógeno también ofrece una oportunidad para que las empresas cumplan con sus objetivos de sostenibilidad, para lo que deberán monitorizar el cumplimiento de sus compromisos adquiridos e indicadores clave.

## Timeline del marco regulatorio y legislativo europeo sobre el hidrógeno

En la Unión Europea se han abordado distintas acciones para adoptar un marco regulatorio sobre el hidrógeno:

- ▶ En diciembre de 2015, se logró el Acuerdo de París<sup>51</sup>, un acuerdo mundial sobre el cambio climático con el objetivo de reducir las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero.
- ▶ En diciembre de 2018, se revisó la Directiva Europea de Energías Renovables (RED)<sup>52</sup> y se incluyó un nuevo objetivo global para la UE de consumo de energía renovable para 2030 del 32%, incluyendo un apartado para el transporte.
- ▶ En diciembre de 2019, la Comisión Europea propuso el Pacto Verde Europeo<sup>53</sup>, un paquete de iniciativas políticas destinadas a posicionar a la UE como la primera región climáticamente neutra para 2050, identificando al hidrógeno como un medio para combatir el cambio climático.
- ▶ En julio de 2020, se publicó la Hoja de Ruta Europea del Hidrógeno<sup>54</sup>, situando a esta fuente de energía como uno de los ejes centrales del plan de descarbonización de la UE.
- ▶ En diciembre de 2020, se integró el hidrógeno en los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEI)<sup>55</sup>.

<sup>51</sup>United Nations, "The Paris Agreement" (2015).

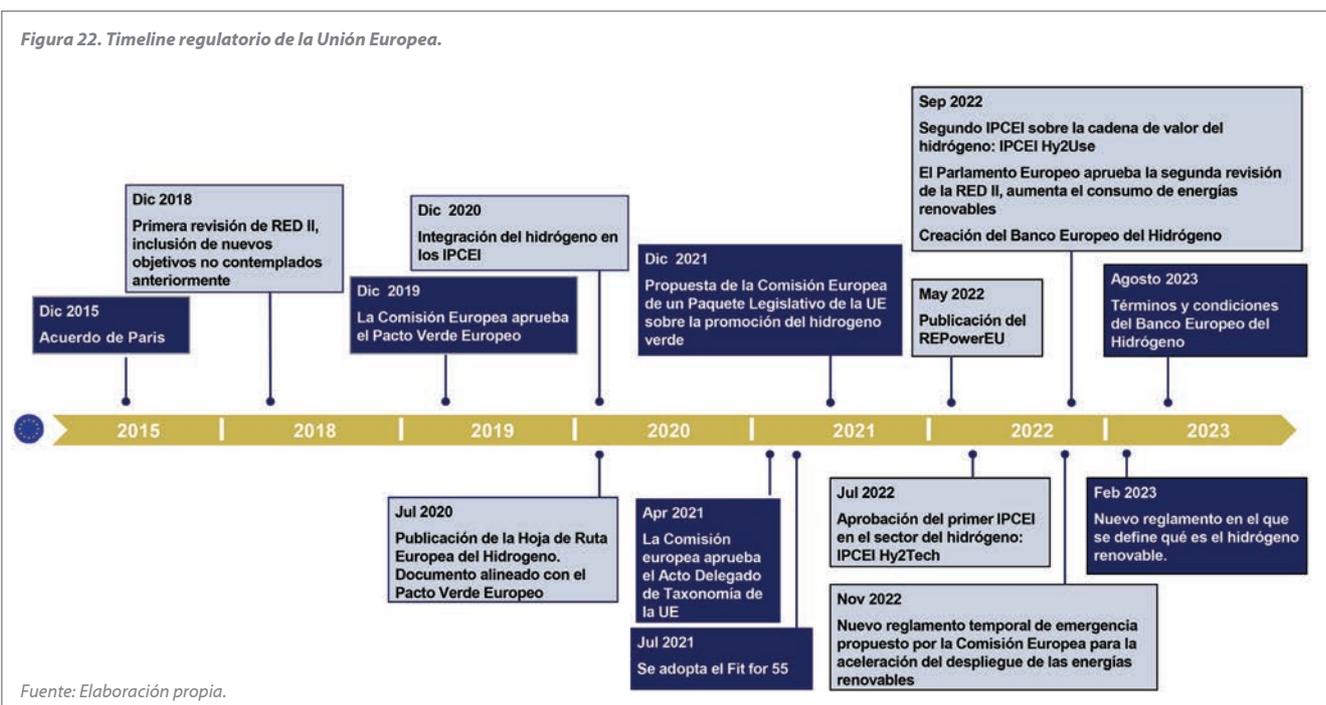
<sup>52</sup>RED: "Renewable Energy Directive". Aprobada en 2016, es un documento legislativo que define los objetivos de la política energética de la Comunidad Europea en el campo de las energías renovables y el marco legal para su desarrollo.

<sup>53</sup>EU Commission, "A European Green Deal" (2019).

<sup>54</sup>EU Commission, "Hydrogen" (2020).

<sup>55</sup>EU Commission, "IPCEIs on Hydrogen" (2020).

Figura 22. Timeline regulatorio de la Unión Europea.



Fuente: Elaboración propia.

- ▶ En abril de 2021, la Comisión Europea aprobó el Acto Delegado de Taxonomía de la UE<sup>56</sup>, fomentando la producción de hidrógeno renovable, pero permitiendo que las plantas de hidrógeno azul de alta eficiencia también cumplan con los estándares de clasificación europeos.
- ▶ En julio de 2021, se adoptó el paquete "Fit for 55"<sup>57</sup>, un conjunto de propuestas legislativas y modificaciones de la legislación comunitaria vigente que ayudarán a la UE a reducir sus emisiones netas de gases de efecto invernadero y alcanzar la neutralidad climática.
- ▶ En diciembre de 2021, la Comisión Europea propuso un Paquete Legislativo de la UE sobre la descarbonización del gas y la promoción del hidrógeno verde<sup>58</sup>, con el objetivo de crear un mercado de hidrógeno y desarrollar una infraestructura especial, y estableciendo la creación de una Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno (REGRH) para garantizar el desarrollo y la gestión de la red de hidrógeno.
- ▶ Además, en 2021, se aprobó el primer proyecto para garantías de origen verde en la UE, "CertifHy".
- ▶ En mayo de 2022, se publicó el documento REPowerEU<sup>59</sup>, estableciendo una meta de 10 millones de toneladas de producción nacional de hidrógeno verde para 2030 y revisando al alza los objetivos fijados por la Hoja de Ruta del hidrógeno.
- ▶ En julio de 2022, se aprobó el IPCEI Hy2Tech<sup>60</sup>, en el que se incluían 41 proyectos de innovación para desarrollar tecnologías de hidrógeno. Además, en septiembre de 2022, se aprobó también el IPCEI Hy2Use que complementaba al IPCEI Hy2tech para el desarrollo de infraestructura de hidrógeno.
- ▶ En septiembre de 2022, el Parlamento Europeo aprobó la revisión de la RED II<sup>61</sup> para aumentar la participación de las energías renovables en el consumo final de energía de la UE al 45 % en 2030 (frente al 32 % propuesto inicialmente)
- ▶ En noviembre de 2022, la Comisión Europea ha propuesto un nuevo reglamento temporal de emergencia para acelerar el despliegue de las fuentes de energía renovables<sup>62</sup>.
- ▶ En febrero de 2023, se recoge en dos actos delegados la definición de hidrógeno renovable. En el primer acto se dan los requisitos para considerar como combustible renovable a aquellos basados en hidrógeno<sup>63</sup>. En el segundo se define cómo se debe calcular la reducción de emisiones al utilizar este tipo de combustibles<sup>64</sup>.
- ▶ En agosto de 2023, se publicaron los términos y condiciones del European Hydrogen Bank, el cual pretende fomentar y apoyar las inversiones a la producción de hidrógeno renovable.

<sup>56</sup>EU Commission, "Acto Delegado de Taxonomía de la UE" (2021).

<sup>57</sup>EU Commission, "Fit for 55" (2021).

<sup>58</sup>EU Commission, "Preguntas y respuestas sobre el paquete relativo al hidrógeno y al gas descarbonizado" (2021).

<sup>59</sup>EU Commission, "REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition" (2022).

<sup>60</sup>EU Commission, "Remarks by Executive Vice-President Vestager on IPCEI in the hydrogen technology value chain" (2022).

<sup>61</sup>Balkan Green Energy News, "European parliament votes to raise renewables 2030 target to 45 %" (2022).

<sup>62</sup>EU Commission, "REPowerEU: Commission steps up green transition away from Russian gas by accelerating renewables permitting" (2022).

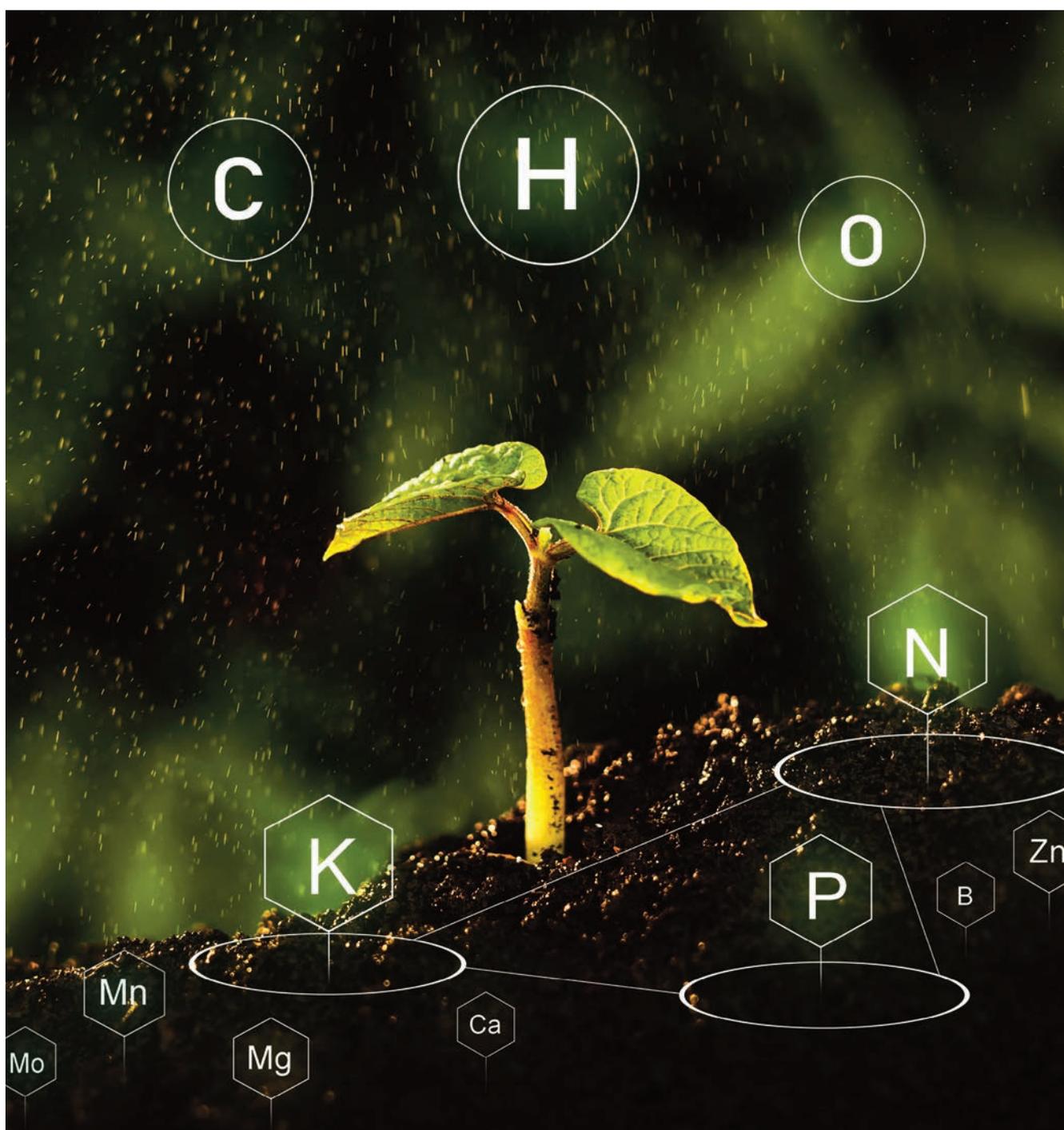
<sup>63</sup>EU Commission, "Delegated regulation on Union methodology for RFNBOs" (2023).

<sup>64</sup>EU Commission, "Delegated regulation for a minimum threshold for GHG savings of recycled carbon fuels" (2023).



# Analítica aplicada a la viabilidad del hidrógeno: caso de estudio

*“Lo que se puede medir, se puede gestionar”*  
Peter Drucker<sup>65</sup>



## **Caso de estudio: selección de la ubicación óptima para proyectos de hidrógeno**

En esta sección se presenta un caso práctico centrado en la identificación y selección de ubicaciones óptimas en proyectos de hidrógeno. La implementación de este modelo proporciona a los actores del mercado del hidrógeno la capacidad de evaluar con precisión las ventajas y desventajas de diferentes ubicaciones para la producción de hidrógeno renovable, lo que facilita una toma de decisiones más informada y robusta.

### **Introducción del modelo**

La Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de la Universidad Pontificia de Comillas (ICAI-ICADE), y de la que Management Solutions es patrono, ha desarrollado una aplicación basada en herramientas GIS<sup>66</sup> (Sistemas de Información Geográfica) que permite analizar bajo diferentes criterios la ubicación óptima de emplazamientos para la construcción de proyectos de hidrógeno renovable.

La aplicación permite calcular un índice de compatibilidad de H<sub>2</sub> que puntúa la idoneidad de los emplazamientos. El caso de uso que se desarrolla a continuación se ha realizado sobre España, pero esta tecnología sería aplicable en cualquier región, lógicamente supeditada a la disponibilidad de la información necesaria o con la necesaria adaptación de las variables a evaluar en su defecto.

En primer lugar, se ha dividido el mapa de España por cuadrículas (por ejemplo, 2x2 km<sup>2</sup>, aunque el tamaño podría ajustarse en función del área de estudio) y mediante el modelo generado se ha evaluado compatibilidad de producción de hidrógeno para cada una de ellas.

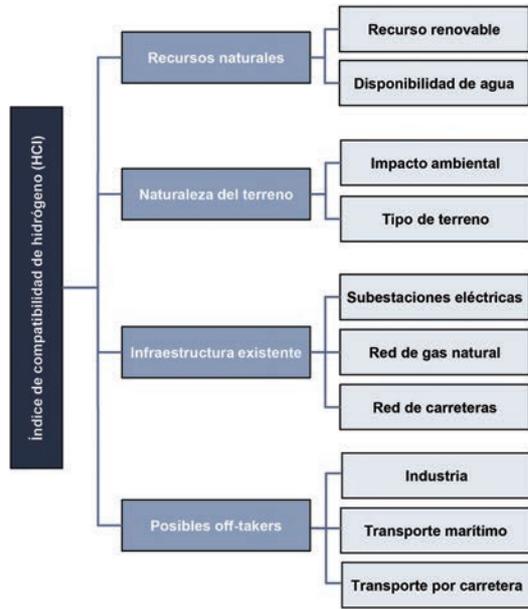
El modelo propuesto, permitiría a los agentes participantes en el mercado del hidrógeno identificar las fortalezas y debilidades de las potenciales ubicaciones para la producción de hidrógeno renovable, lo que se traduciría en una mejor toma de decisiones al respecto. Además, este modelo podría ayudar a responder algunas preguntas, por ejemplo:

- ▶ ¿Cómo se comparan diferentes ubicaciones en términos de su idoneidad para la producción de hidrógeno renovable?
- ▶ ¿Cuáles son las ubicaciones más prometedoras para la producción de hidrógeno verde?
- ▶ ¿Dónde se espera que estén ubicados los futuros off-takers y cuál es su potencial demanda?
- ▶ ¿Cómo elegir las mejores ubicaciones para evitar conflictos en los usos del agua, del terreno o en cuanto a los impactos ambientales?
- ▶ ¿Dónde se puede construir una planta de hidrógeno renovable para maximizar su eficiencia y rentabilidad?
- ▶ ¿Cuál es el potencial de producción de hidrógeno renovable en diferentes áreas?
- ▶ ¿Cómo se pueden minimizar los costes de transporte del hidrógeno verde de la planta a los puntos de consumo?

<sup>65</sup>Peter Drucker, conocido como el padre de la gestión moderna, y reconocido por sus aportaciones al ámbito de la gestión empresarial.

<sup>66</sup>Geographic Information Systems.

Figura 23. Variables del modelo



Fuente: Elaboración propia.

## Explicación del modelo

El modelo desarrollado se basa en el estudio de distintas variables para calcular la ubicación óptima para la construcción de un proyecto de hidrógeno.

A continuación, se analiza y desarrolla como estas variables se aplican como inputs en el modelo:

### Recursos naturales

#### Disponibilidad de energía solar y eólica

El modelo evalúa las alternativas de producción de H<sub>2</sub> mediante fuentes de energía solar o eólica conforme al factor capacidad<sup>67</sup> de cada fuente renovable. Dependiendo de la zona geográfica, este factor de capacidad variará. Un mayor factor de capacidad implica una mayor utilización potencial del electrolizador y por lo

tanto una mayor capacidad de producción de hidrógeno mediante electrólisis.

Debido a que, en ocasiones, es difícil comparar dos ubicaciones atendiendo únicamente a los factores de capacidad, estos pueden traducirse a un coste nivelado del hidrógeno (LCOH por sus siglas en inglés). El LCOH indica el coste estimado por Kg de hidrógeno teniendo en cuenta los costes de inversión (CAPEX) y la producción de hidrógeno, relacionada con las horas de operación, y, por tanto, con el factor de capacidad.

Cuanto menor sea el LCOH más barato será producir hidrógeno en el emplazamiento estudiado. Además, el LCOH permite la comparativa directa entre energía eólica o solar para la producción de hidrógeno.

### Disponibilidad de agua

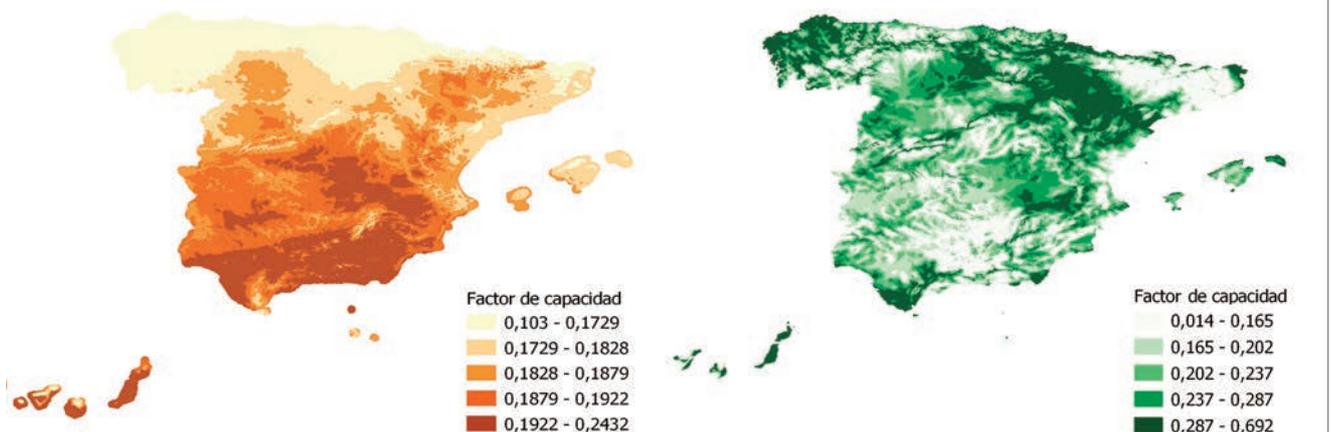
De forma equivalente, la disponibilidad de agua es un input clave como materia prima para la producción de hidrógeno renovable. En este caso, se integra información sobre disponibilidad de aguas superficiales (figura 25, gráfico de la izquierda) y ubicaciones de EDAR (estaciones depuradoras de aguas residuales; figura 25, gráfico de la derecha), pero se podrían incluir otras preferencias de desarrolladores como podrían ser la distancia a las fuentes de agua o el tipo de agua.

### Naturaleza del terreno

**Índice de sensibilidad ambiental (ISA).** Este índice mide el impacto ambiental de construir una planta de generación renovable en un emplazamiento determinado en base a diversos factores que influyen en la vulnerabilidad ambiental como la calidad del suelo o la presencia de espacios naturales protegidos, entre otros. El índice clasifica el territorio en 5 categorías de sensibilidad ambiental (Máxima, Muy alta, Alta, Moderada y Baja), y las ubicaciones con sensibilidad máxima se excluyen del modelo.

<sup>67</sup>Factor de capacidad: mide la frecuencia con la que una central funciona a máxima potencia. Una central con un factor de capacidad del 100% produce energía todo el tiempo.

Figura 24. Factor de capacidad solar y eólica en España en 2021.



Fuente: Global Solar Atlas y Global Wind Atlas.

Figura 25. Distancia a diferentes suministros de agua en España.

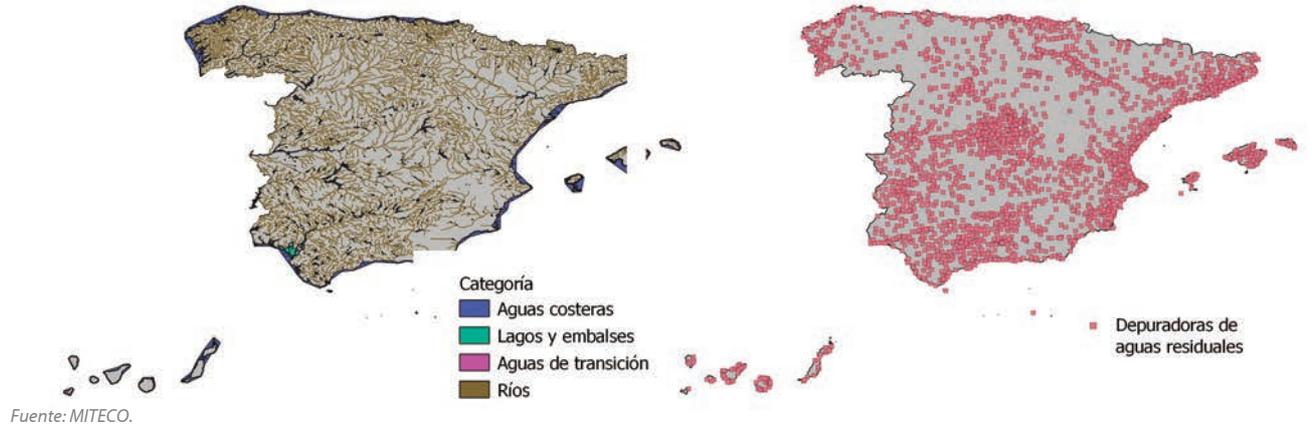


Figura 26. Índice de sensibilidad ambiental (ISA) en España.

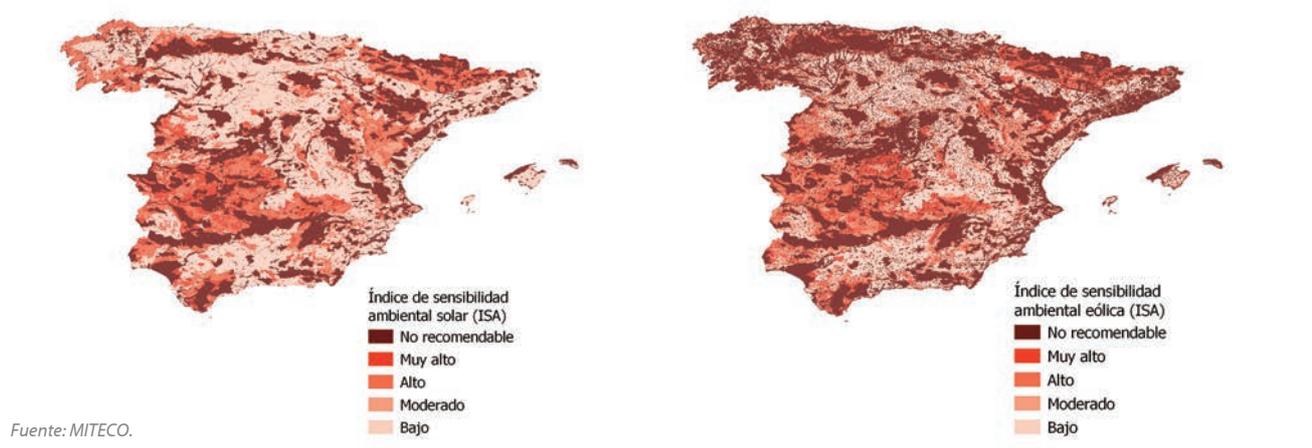


Figura 27. Pendiente de terreno que implica emplazamientos excluidos.

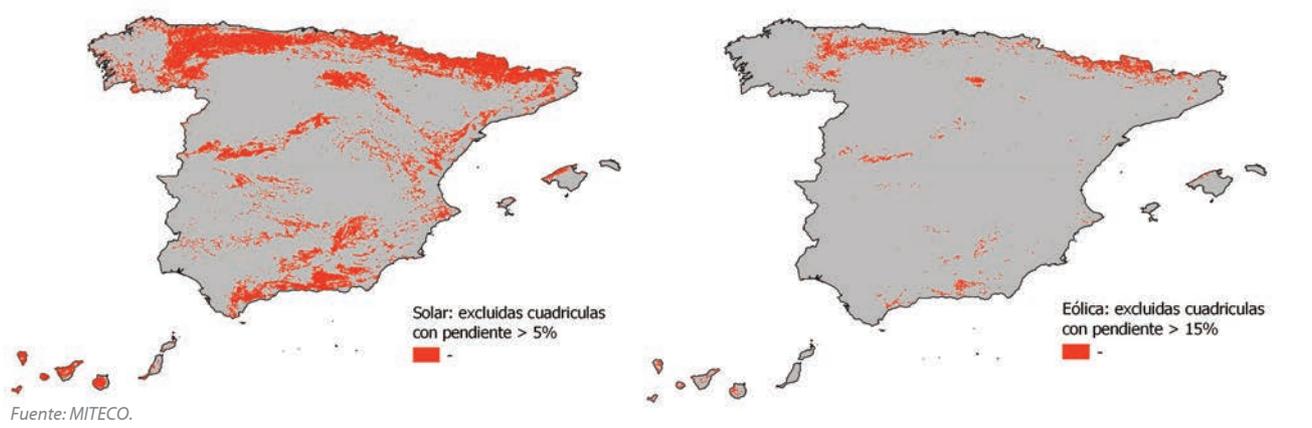


Figura 28. Disponibilidad de terreno en España.

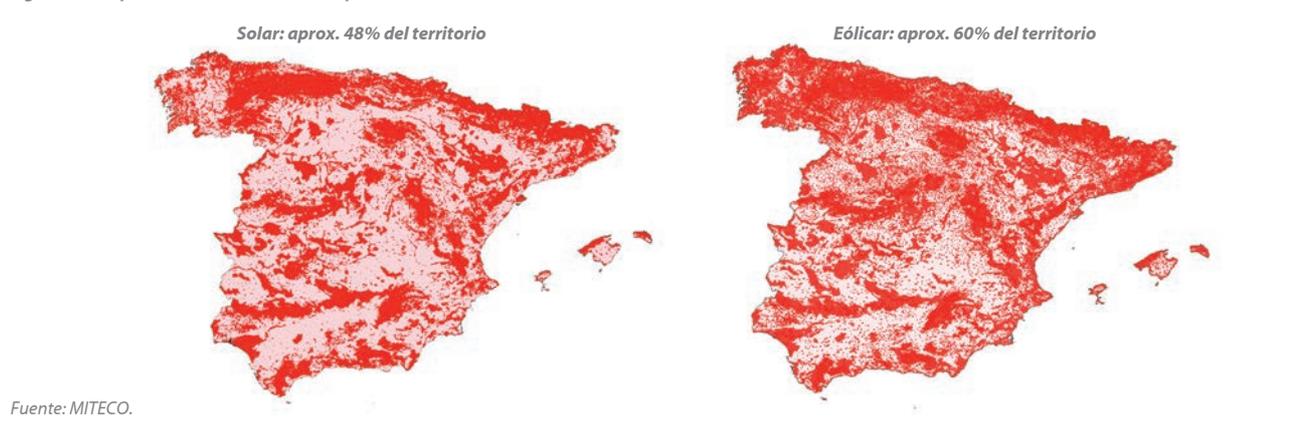
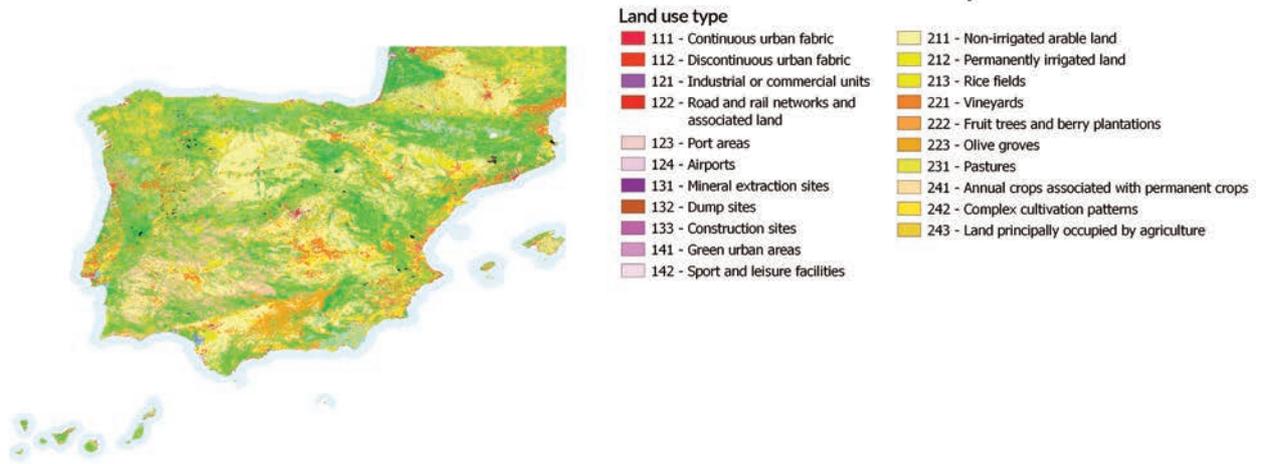


Figura 29. Tipos de suelo en España.



Fuente: programa Copernicus.

Este factor es relevante para plantas de producción de hidrógeno con fuentes renovables dedicadas ya que, en este tipo de proyectos, el estudio de impacto ambiental es uno de los procesos administrativos más complejos. Aunque el modelo no exime del pertinente procedimiento de evaluación ambiental, sí permite una aproximación orientativa desde fases tempranas del proyecto.

**Pendiente del terreno.** En base a la literatura científica existente, se excluyen emplazamientos a partir de una determinada pendiente (mayor al 5% para la construcción de instalaciones solares y del 15% para instalaciones eólicas).

**Disponibilidad del terreno.** Sumando las ubicaciones excluidas por el ISA con las excluidas por la pendiente, se observa que aproximadamente el 48% de las cuadrículas serían excluidas para la producción de hidrógeno con energía renovable dedicada, y alrededor del 60% para la energía eólica. Estas cifras reflejan las áreas que no serían viables para la instalación de plantas de generación de hidrógeno con renovable dedicada debido a las restricciones ambientales y topográficas.

**Tipo de suelo.** Para cada una de las cuadrículas, se caracteriza el tipo de suelo dependiendo de su uso (secano, regadío, praderas naturales, prado, núcleos urbanos, etc.).

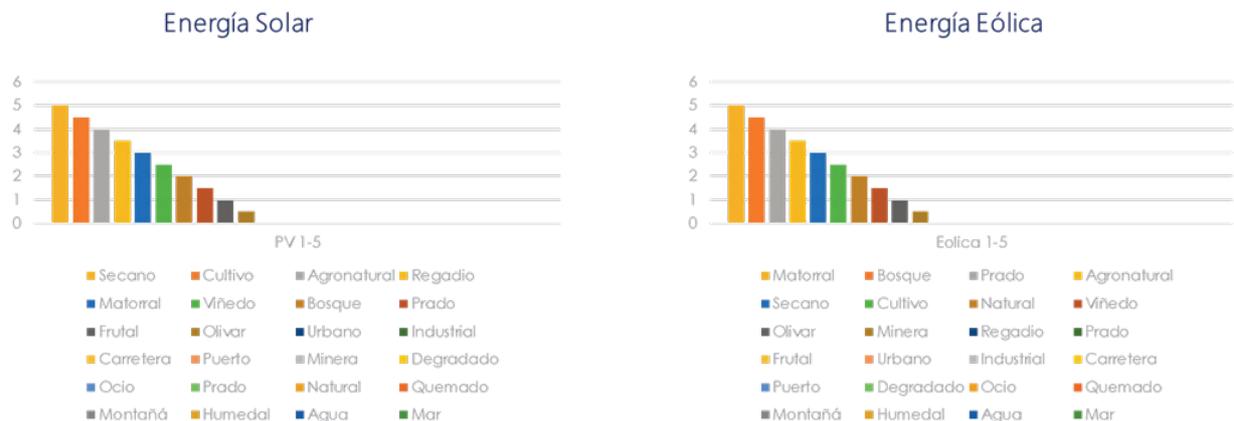
Además, se vinculan los usos con la adecuación para la construcción de parques solares y eólicos y se calcula una puntuación de 0 a 5, siendo 0 un uso nunca utilizado para ese tipo de construcciones.

### Infraestructura existente

#### Red eléctrica: distancia a subestaciones

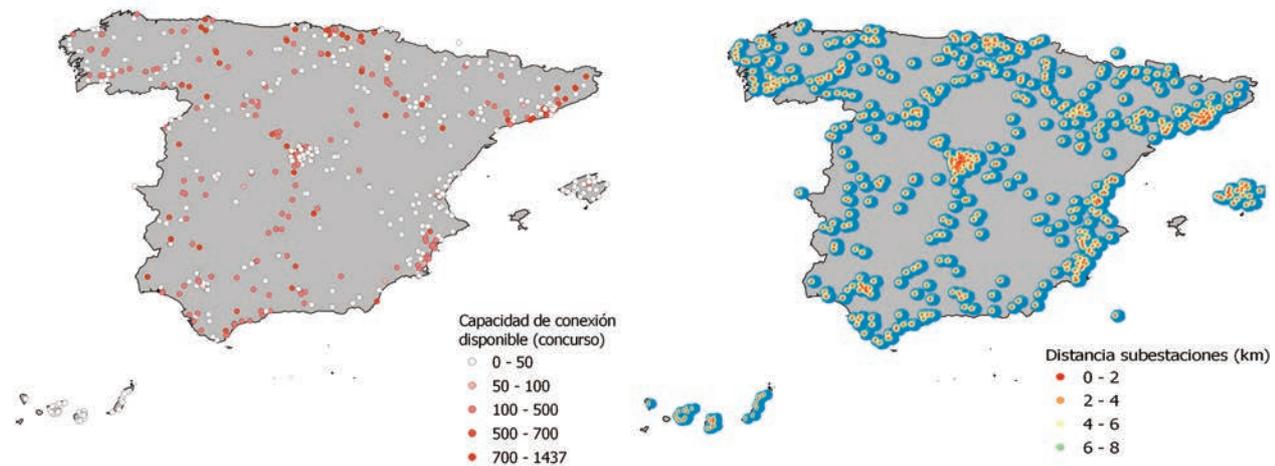
Un enfoque muy habitual en proyectos de hidrógeno verde es sobredimensionar la planta de producción renovable respecto al electrolizador. Por este motivo, habrá momentos donde el electrolizador no pueda consumir toda la energía generada, en este caso, los excesos de producción de energía se deberán verter a la red eléctrica siendo la distancia a la subestación un criterio importante, pues a mayor distancia mayor coste y mayores pérdidas de electricidad por transporte.

Figura 30. Clasificación del tipo de suelo dependiendo de si es para una instalación solar o eólica.



Fuente. Valoración de Bases de Datos de Usos de Suelo para la localización y distribución espacial de la energía solar y eólica en España (2018).

Figura 31. Distancia a subestaciones eléctricas en España.



Fuente: REE Capacidad de acceso disponible y ocupada en los nudos de la red de transporte 20 junio 2022.

Adicionalmente a la distancia respecto a una subestación eléctrica, también puede ser relevante la capacidad de conexión para generación disponible en cada nodo. En el ejemplo, esta información se toma de las publicaciones mensuales realizadas por el operador del sistema (Redeia).

### Red de gas natural: distancia a la red

La distancia a la red de transporte de gas puede ser una variable representativa por dos motivos. En primer lugar, porque el blending puede ser un aspecto importante en muchos proyectos (aunque todavía hay una gran incertidumbre acerca de la viabilidad técnica y los límites aceptables), y en segundo lugar porque se espera que la futura infraestructura de transporte de hidrógeno siga los mismos trazados que la red de gas natural existente, siendo una variable importante en el caso de considerarse potenciales opciones de transporte de hidrógeno, como ya se está viendo con la red troncal que se está planteando.

### Red de carreteras

Se incluye información respecto a la red de carreteras según el tipo de vía (autovía, nacional, entre otras) y su pertenencia a la Red Transeuropea de Transporte (TEN-T). Tanto para la construcción como para la operación de las plantas es importante contar con una red de carreteras cercana. Esto facilitaría el transporte de hidrógeno en camiones cisterna hasta los puntos de consumo final.

### Potenciales off-takers

### Industria

El modelo considera la distancia a potenciales consumidores industriales de hidrógeno, analizando la existencia de industrias cercanas a los emplazamientos. Adicionalmente, se hace una estimación de la demanda potencial de hidrógeno en algunas de estas industrias (refino, amoníaco, acero, producción de cerámica, producción de vidrio y cemento). Esta estimación se

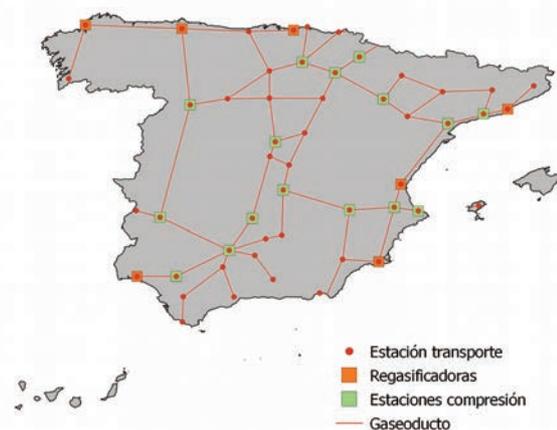
basa en información pública acerca de capacidades de producción, factores de emisión o consumo de energía de las diferentes instalaciones.

### Transporte marítimo

El hidrógeno y los derivados del hidrógeno como el amoníaco o el metanol jugarán un papel clave en la descarbonización del transporte marítimo. Por este motivo, se ha incluido información relevante respecto a los principales puertos de España, por ejemplo:

- Se dispone de información acerca del tráfico y tamaño de buques que atracan en cada puerto, así como de la demanda de combustible en cada uno.
- Se dispone de información acerca de la disponibilidad de infraestructura para exportar amoníaco y metanol en los diferentes puertos. Con adaptaciones mínimas, estos puertos podrían suministrar estos combustibles a buques.

Figura 32. Distancia a la red de gas natural.



Fuente: proyecto Scigrigas.

## Transporte terrestre

Estimar dónde y cuál será la futura demanda de hidrógeno para la movilidad terrestre es complejo, aunque parece claro que el transporte pesado concentrará la mayor demanda de hidrógeno en este segmento. Por este motivo, se ha incluido en el modelo información respecto a intensidad de tráfico de vehículos pesados en las principales autovías del país o acerca de los nodos logísticos existentes o planificados.

## Aplicaciones del modelo

Este modelo tiene dos posibles aplicaciones directas.

### Mapa de capas/emplazamientos interactivos

La visualización del valor de los distintos criterios para cada nodo o cuadrícula permite identificar de forma sencilla las fortalezas y debilidades de distintos emplazamientos. Esto puede facilitar la comparación entre varias ubicaciones potenciales definidas previamente, o incluso localizar alternativas cercanas. Por ejemplo, en la figura 35 se muestran los emplazamientos idóneos tanto para energía eólica como solar, si se seleccionan los siguientes criterios:

### Cálculo del índice de compatibilidad de hidrógeno (ICH)

Mediante las variables anteriormente definidas, se puede calcular el índice de compatibilidad de H<sub>2</sub> (ICH) multiplicando el valor de cada criterio (previamente normalizado) por su peso específico:

$$ICH_2 = \sum Criterio_i * Peso\_criterio_i$$

Estos pesos, se pueden asignar bien por métodos de decisión multicriterio, mediante los cuales se efectuarán encuestas a expertos y se asignarán los pesos mediante un método comparativo (p. ej., proceso jerárquico analítico), bien por

Figura 33. Red de carreteras.



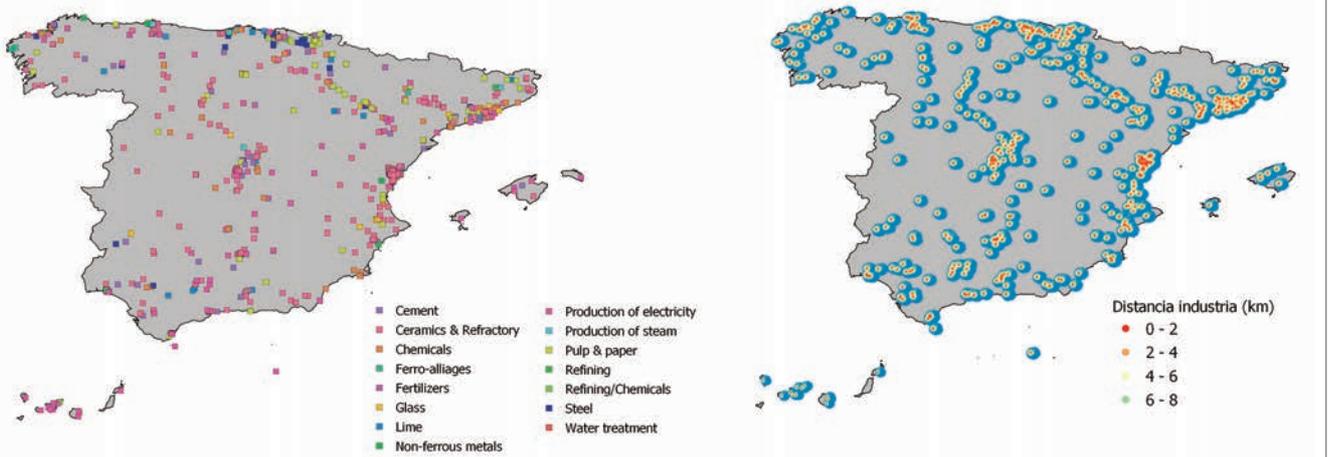
Fuente: MITMA.

asignación en base a los proyectos actuales, asignando pesos en base a la ubicación de los proyectos ya existentes. Estos pesos podrían ser específicos para cada valor teniendo en cuenta las preferencias (p. ej., planta renovable dedicada, diferentes tipos de off-takers, tipo de transporte, etc.). Además, el peso de estos criterios, o la inclusión de estos, dependerá de cada caso específico. Por ejemplo, en el caso de la producción de hidrógeno para transporte marítimo, sin inyección de hidrógeno en la red, no se tendría en cuenta el criterio de distancia a puntos de inyección de hidrógeno.

Algunos ejemplos de criterios son:

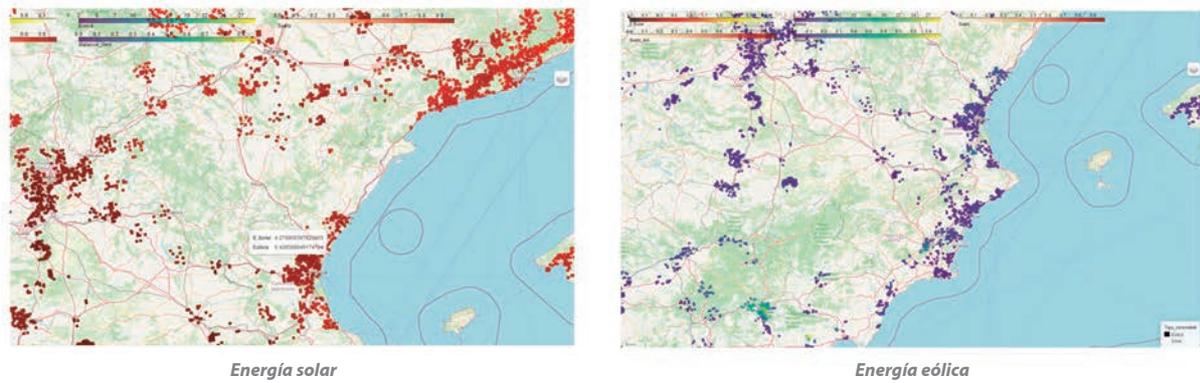
- Factor capacidad solar/eólica.
- Índice de sensibilidad ambiental.
- Tipo de terreno (secano, regadío, etc.).
- Distancia a subestaciones eléctricas.
- Distancia a puntos de inyección de red de gas.
- Etc.

Figura 34. Potenciales consumidores dentro de España.



Fuente: Registro Europeo de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (E-PRTR).

Figura 35. Ejemplo de emplazamientos idóneos seleccionando las variables de ISA y distancia a subestaciones.



### Distribución de proyectos existentes

La dinámica del sector del hidrógeno está experimentando un crecimiento sin precedentes en España y Europa. Como parte de su misión de difundir información, la Catedra de Estudios Sobre el Hidrógeno creó la plataforma de visualización de proyectos de hidrógeno, una herramienta que ofrece una visión global de los proyectos de producción de hidrógeno existentes o planificados en España y Portugal, incluyendo información relevante como:

- Estado de los proyectos.
- Inversión.
- Capacidad de electrólisis.
- Año de finalización.
- Esquema de conexión y capacidad de generación renovable instalada (si aplica).
- Promotor.
- Tipo de *off-taker*: industria (por ejemplo, amoníaco, metanol, refinado o acero), movilidad terrestre, movilidad marítima, entre otros.

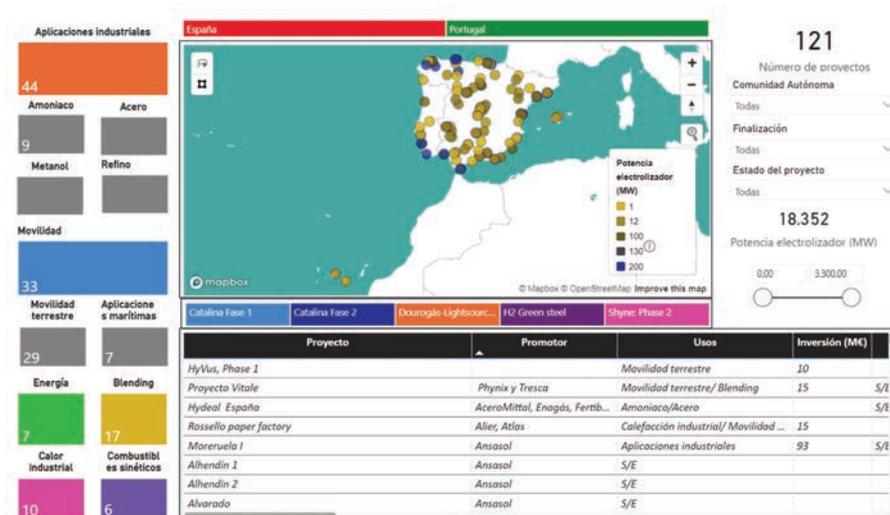
De esta forma, se contribuye al cumplimiento de la Hoja de Ruta del Hidrógeno permitiendo monitorizar el cumplimiento de los objetivos de esta en relación con la capacidad de electrólisis, número de hidrogeneras, número de vehículos o inversión.

La información proporcionada en estos mapas está preparada utilizando la mejor información pública disponible procedente de fuentes de información externas referenciadas. El mapa se actualiza periódicamente, aunque debido a la limitación en información pública disponible puede ser impreciso para algunos proyectos individuales, pero útil como visión global del despliegue de la economía del hidrógeno en España.

La herramienta interactiva está disponible vía web<sup>68</sup>. La figura 36 muestra una imagen del interfaz creado.

<sup>68</sup>Cátedra de Estudios Sobre el Hidrógeno: <https://www.comillas.edu/catedra-de-estudios-sobre-el-hidrogeno/mapa-proyectos>.

Figura 36. Interfaz web del mapa de proyectos de producción de hidrógeno renovable en España y Portugal.



# Conclusiones

*“El hidrógeno verde es un elemento clave en cualquier estrategia de descarbonización”*  
United Nations Industrial Development Organization (UNIDO)<sup>69</sup>



El crecimiento continuado de la población mundial y la progresiva industrialización que persigue elevar el nivel de vida de los ciudadanos en la economía global seguirá presionando al alza la demanda energética en los próximos años. Para mitigar este efecto y avanzar tanto en eficiencia como en descarbonización, será necesario impulsar la innovación e implementación de nuevas formas de energía.

El uso de energías renovables puede contribuir a la descarbonización de la economía, pero también conlleva impactos medioambientales y desafíos en cuanto a la acumulación y el almacenamiento de la electricidad producida.

En este contexto, el hidrógeno verde emerge como un actor clave en la transición hacia una economía sostenible y libre de emisiones, posicionándose como una solución estructural para abordar la variabilidad en la producción de las energías renovables, fomentando la descarbonización de algunos sectores con difícil electrificación o siendo un componente fundamental en otras aplicaciones para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Para cumplir con el escenario NZE, para 2030 debería existir una capacidad instalada de electrolizadores de 850 GW, lo que duplica la capacidad prevista según los proyectos anunciados en la actualidad (420 GW). Ello indica que hay todavía mucho camino por recorrer para convertir este vector energético en un actor fundamental en la transición energética.

Adicionalmente, cabe destacar que recientes hallazgos de depósitos naturales de hidrógeno blanco en diversas partes del mundo<sup>70</sup> han abierto la posibilidad de que el hidrógeno blanco sea también una gran fuente de energía. La coexistencia del hidrógeno verde y el hidrógeno blanco representa un enfoque prometedor para abordar los desafíos de la transición energética, pues estos dos tipos de hidrógeno pueden permitir un enfoque más diversificado y eficiente hacia un futuro energético sostenible.

En la actualidad, la visión de una economía basada en hidrógeno renovable se enfrenta a importantes retos que demandan respuestas estratégicas y colaborativas, y que aborden las dificultades técnicas y económicas existentes en la producción, el transporte, el consumo o el propio marco regulatorio.

Ante la necesidad de reducir los costes de producción, la inversión en investigación y desarrollo adquiere una relevancia crucial, pues permitiría superar las barreras económicas y tecnológicas que actualmente obstaculizan su generación a gran escala.

De manera paralela, se requiere crear una demanda sostenible y diversificada para el hidrógeno renovable, promoviendo su adopción en sectores como la industria, el transporte y la generación de energía, entre otros.

La infraestructura se revela como un elemento crítico en este camino hacia la economía del hidrógeno. La adaptación y modernización de instalaciones existentes, así como la planificación de nuevas infraestructuras, adquieren un papel preponderante. Además, la ubicación estratégica y la eficiencia de interconexión son decisivas.

Por otro lado, el establecimiento de un marco legal y regulatorio es fundamental para facilitar la producción y distribución de hidrógeno. La certificación y los estándares de calidad, la publicación de estrategias nacionales de hidrógeno con objetivos específicos de capacidad instalada, el respaldo a la inversión e innovación en tecnologías sostenibles, la regulación del uso de hidrógeno en la red gasista, y la adaptación del hidrógeno como combustible para el transporte, son acciones clave para asegurar la sostenibilidad y transparencia en toda la cadena de suministro.

Por último, las herramientas y aplicaciones prácticas que puedan soportar la toma de decisiones, como pudiera ser la selección de ubicaciones óptimas, facilitan la adopción de nuevos procesos de negocio, como parte de la adaptación de las empresas a esta nueva economía.

En resumen, el hidrógeno verde o renovable emerge como un pilar esencial en la transición hacia una economía sostenible, pero solo a través de esfuerzos colaborativos, inversión en tecnología y apoyo regulatorio, será posible superar los desafíos actuales y desencadenar todo el potencial con el que cuenta como vector energético transformacional.

<sup>69</sup>2022. UNIDO es una agencia especializada de las Naciones Unidas, que tiene el mandato de promover, dinamizar y acelerar el desarrollo industrial.

<sup>70</sup>"World's largest white hydrogen deposit found in France" – World Economic Forum (sep. 2023).

# Glosario



Blending: proceso de mezclar diferentes gases en proporciones específicas para crear una mezcla de gas con propiedades y composición deseadas.

CCfD: Contratos de Carbono por Diferencia.

CCUS: Carbon Capture Usage and Storage.

EDAR: Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales

E-Fuels: combustibles sintéticos que se producen a partir de la captura de dióxido de carbono de la atmósfera y la conversión de ese CO<sub>2</sub> en combustibles líquidos o gaseosos utilizando electricidad renovable.

Electrólisis del agua: proceso por el cual mediante una corriente eléctrica se separa la molécula de agua en dos moléculas de oxígeno y otra de hidrógeno.

FCEV: Fuel Cell Electric Vehicle.

Fotocatálisis: proceso fotoquímico que involucra la absorción de luz solar por parte de un catalizador o sustrato para llevar a cabo reacciones de oxidación-reducción.

Fotoelectrólisis: proceso fotoquímico en el que se utiliza un electrodo fotocatalítico, que es un material que absorbe la luz solar y también actúa como un electrodo para facilitar la reacción de electrólisis para producir hidrógeno.

Gasificación del combustible: proceso por el cual se quema hulla o biomasa a alta temperatura, produciéndose H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub> y otros gases.

GIS: Sistemas de Información Geográfica.

GNL: Gas Natural Licuado.

IAE: International Energy Agency.

IRENA: International Renewable Energy Agency.

LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carriers.

LCOH: Levelized Cost Of Hydrogen.

Oxidación parcial: proceso que implica la combustión incompleta de un combustible fósil (gas natural, petróleo), produciéndose H<sub>2</sub> y CO.

Reformado autotérmico: proceso similar al reformado por vapor, pero en este caso el calor necesario para alcanzar altas temperaturas se consigue sin aporte externo de energía.

Reformado por vapor: proceso en el cual se mezcla vapor de agua con un combustible fósil (generalmente gas natural o petróleo) a alta temperatura. Se produce una descomposición del combustible produciéndose H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>.

RFNBO: Renewable Fuel of Non-Biological Origin.

Termólisis: proceso térmico para la producción de hidrógeno donde la energía térmica proveniente, por ejemplo, de hornos solares se utiliza para disociar termoquímicamente el agua.

# Bibliografía



Australian Government Department of Industry, Science, Energy and Resources. "Australia to review National Hydrogen Strategy" (2023)

B.E. Lebrouhi, "Global hydrogen development - A technological and geopolitical overview" (2022)

Balkan Green Energy News, "European parliament votes to raise renewables 2030 target to 45%" (2022)

Carbon capture, utilization and storage (CCUS)

Department for Business, Energy & Industrial Strategy, "Carbon Capture, Usage and Storage" (2022)

Department for Business, Energy & Industrial Strategy, "Hydrogen Investment Roadmap" (2023)

Department for Business, Energy & Industrial Strategy, "Powering Up Britain: Net Zero Growth Plan" (2023)

Department for Transport, "Renewable Transport Fuel Obligation: Compliance Guidance" (2022)

Department for Transport, "Targeting Net Zero" (2022)

DNV, "Maritime Forecast to 2050" (2022)

El escenario 1.5°C es una hoja de ruta propuesta por el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC)...

Energy Institute, "Statistical Review of World Energy"

Energy Institute, "World Energy Outlook 2022"

Energy Sci Eng: Howarth RW, Jacobson MZ. "How green is blue hydrogen?" (2021)

EU Commission, "A European Green Deal" (2019)

EU Commission, "Acto Delegado de Taxonomía de la UE" (2021)

EU Commission, "Delegated regulation for a minimum threshold for GHG savings of recycled carbon fuels" (2023)

EU Commission, "Delegated regulation on Union methodology for RFNBOs" (2023)

EU Commission, "Fit for 55" (2021)

EU Commission, "Hydrogen" (2020)

EU Commission, "IPCEIs on Hydrogen" (2020)

EU Commission, "Preguntas y respuestas sobre el paquete relativo al hidrógeno y al gas descarbonizado" (2021)

EU Commission, "REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition" (2022)

EU Commission, "REPowerEU: Commission steps up green transition away from Russian gas by accelerating renewables permitting" (2022)

EU Commission, "Remarks by Executive Vice-President Vestager on IPCEI in the hydrogen technology value chain" (2022)

European Commission – "Sustainable and Smart Mobility Strategy" (2021)

European Commission, "Delegated regulation on Union methodology for RFNBOs" (2023)

Getting to Zero Coalition, "Mapping of Zero Emission Pilots and Demonstration Projects" (2022)

HM Government, "Developing the UK Emissions Trading Scheme (UK ETS)" (2022)

HM Government, "The Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution" (2020)

HM Government, "UK Hydrogen Strategy" (2023)

HyLaw, "EU policy paper" (2019)

IRENA, "Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor" (2022)

IRENA, "Green Hydrogen Cost Reduction" (2020)

IRENA, "Green Hydrogen Overview" (2021)

IRENA, "Transitions Outlook 2023" (2023)

IEA, "Future of Rail" (2019)

IEA, "Global Hydrogen Review 2022" (2022)

IEA, "Global Hydrogen Review 2023" (2023)

IPNA – CSIC, "El origen de los primeros elementos químicos"

Ministerio de Energía, Gobierno de Colombia, "Hoja de Ruta del hidrógeno en Colombia" (2021)

National Renewable Energy Laboratory, "National Renewable Energy Laboratory" (2020)

NATURGY, "Hidrógeno: Vector energético de una economía descarbonizada" (2020)

Presión a la cual las tasas de reacción de formación y descomposición del compuesto son iguales

RED: "Renewable Energy Directive". Aprobada en 2016, es un documento legislativo que define los objetivos de la política energética de la Comunidad Europea en el campo de las energías renovables y el marco legal para su desarrollo

Shell, "Shell Scenarios – Sky: Meeting the goals of the Paris Agreement" (2018)

United Nations, "The Paris Agreement" (2015)

United Nations "2022 Revision of World Population Prospects"

US Department of Energy, "Hydrogen Basics" (2022)

**Nuestro objetivo es superar las expectativas de nuestros clientes convirtiéndonos en socios de confianza**

Management Solutions es una firma internacional de servicios de consultoría centrada en el asesoramiento de negocio, finanzas, riesgos, organización y procesos, tanto en sus componentes funcionales como en la implantación de sus tecnologías relacionadas.

Con un equipo multidisciplinar (funcionales, matemáticos, técnicos, etc.) de más de 3.600 profesionales, Management Solutions desarrolla su actividad a través de 45 oficinas (20 en Europa, 21 en América, 2 en Asia, 1 en África y 1 en Oceanía).

Para dar cobertura a las necesidades de sus clientes, Management Solutions tiene estructuradas sus prácticas por industrias (Entidades Financieras, Energía, Telecomunicaciones y Otras industrias) y por líneas de actividad que agrupan una amplia gama de competencias: Estrategia, Gestión Comercial y Marketing, Gestión y Control de Riesgos, Información de Gestión y Financiera, Transformación: Organización y Procesos, y Nuevas Tecnologías.

En la industria de energía, Management Solutions presta servicios a todo tipo de compañías- eléctricas, petroleras, gasistas, petroquímicas, etc.- tanto en corporaciones globales como en compañías locales y organismos públicos.

**David Coca Pérez**

Socio de Management Solutions  
[david.coca@msspain.com](mailto:david.coca@msspain.com)

**Javier Álvarez García**

Socio de Management Solutions  
[javier.alvarez.garcia@msspain.com](mailto:javier.alvarez.garcia@msspain.com)

**Fernando Ruiz Rodríguez**

Socio de Management Solutions  
[fernando.ruiz@managementsolutions.com](mailto:fernando.ruiz@managementsolutions.com)

**Alba García Sáez**

Senior de Management Solutions  
[alba.garcia.saez@msspain.com](mailto:alba.garcia.saez@msspain.com)

**Rafael Cossent Arín**

Co-director de la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno IIT - Universidad Pontificia Comillas  
[rafael.cossent@iit.comillas.edu](mailto:rafael.cossent@iit.comillas.edu)

## Agradecimientos

Queremos agradecer a la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de la Universidad Pontificia Comillas, a sus co-directores Isabel Figuerola-Ferretti y Rafael Cossent, y a sus patronos, cuyos miembros son Acerinox, Andersen, BBVA, Carburos Metálicos, Enagás, Fundación CEPSA, Management Solutions y Red Eléctrica de España, por su contribución al desarrollo del conocimiento y su aportación a la creación y mejora de mecanismos para convertir al hidrógeno en un vector energético que pueda convertirse en una solución efectiva y eficiente para afrontar los retos de la descarbonización y la seguridad energética en el contexto actual.

**Management Solutions, servicios profesionales de consultoría**

**Management Solutions** es una firma internacional de consultoría centrada en el asesoramiento de negocio, finanzas, riesgos, organización, tecnología y procesos.

Para más información visita [www.managementsolutions.com](http://www.managementsolutions.com)

Síguenos en:     

© Management Solutions. 2023  
Todos los derechos reservados

[www.managementsolutions.com](http://www.managementsolutions.com)

Madrid Barcelona Bilbao Coruña Málaga London Frankfurt Düsseldorf Paris Amsterdam Copenhagen Oslo Stockholm Warszawa Wrocław Zürich  
Milano Roma Bologna Lisboa Beijing Istanbul Johannesburgo Sydney Toronto New York New Jersey Boston Pittsburgh Atlanta Birmingham Houston  
SJ de Puerto Rico San José Ciudad de México Monterrey Querétaro Medellín Bogotá Quito São Paulo Rio de Janeiro Lima Santiago de Chile Buenos Aires