

Cadena de valor

*“Si no puedes describir lo que estás haciendo como un proceso,
no sabes lo que estás haciendo”*
W. Edwards Deming²⁶



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 actual²⁷ y son los responsables de las emisiones de CO₂ 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).

²⁶W. 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.

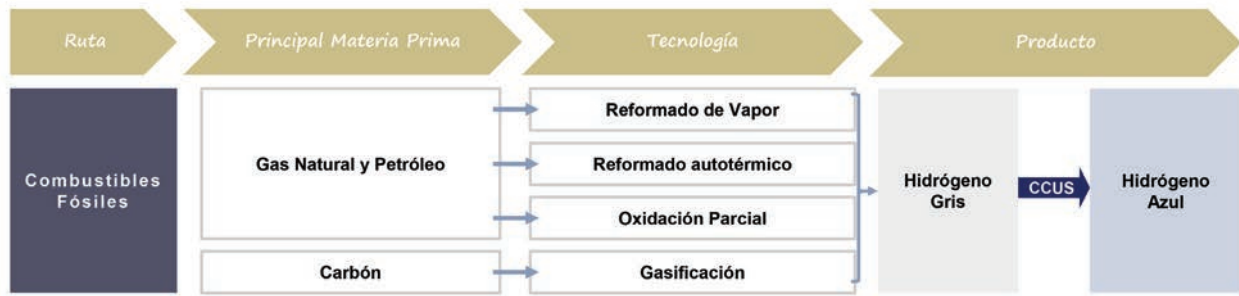
²⁷IRENA, "Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor" (2022).

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

	Producción	Transporte y Almacenamiento	Consumo/ Aplicación	
Fase	<p>Métodos convencionales</p> 	<p>Electrólisis</p> 	<p>Camiones/ Barcos</p>  <p>Hidroductos</p>  <p>Almacen</p> 	<p>Movilidad</p>  <p>Industria</p>  <p>Inyección en la red</p> 
Descripción	Producción de hidrógeno bien a partir de métodos convencionales o mediante electrólisis.	Transporte mediante cisterna y gasoducto a centros de distribución (hidrogeneras) o a redes de baja presión para distribución a cliente final (e.g. industrias).	Consumo por parte de clientes finales: movilidad, industrias, inyección en la propia red de distribución, etc.	
Actores	<ul style="list-style-type: none"> Fabricantes de tecnología. Utilities. Oil & Gas. Otras industrias (e.g. suministradores gases). 	<ul style="list-style-type: none"> Gestores técnicos del sistema. Distribuidoras. etc. 	<ul style="list-style-type: none"> Comercializadoras. Consumidores: industria pesada, automoción, movilidad, y otras industrias Certificadores de origen., etc. 	
	<ul style="list-style-type: none"> Entidades financieras, entidades aseguradoras y organismos reguladores (UE, Administraciones públicas, etc.), etc. 			

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

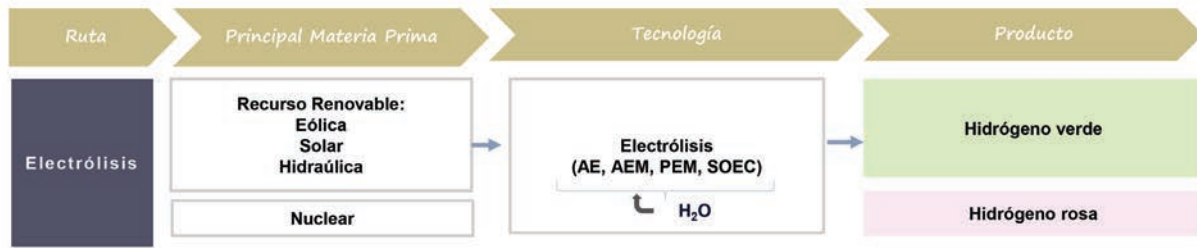
La otra principal ruta de producción del hidrógeno es la electrólisis del agua; una tecnología electroquímica consiste en la descomposición del agua en sus elementos constitutivos, el hidrógeno y el oxígeno, mediante el paso de una corriente eléctrica en un electrolizador (ver figura 8). Este proceso 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
	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.	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.	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.
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_e)	445 – 1190 €/kW _e	980 – 1600 €/kW _e	2500 – 5000 €/kW _e
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Escala comercial. • Gran durabilidad. • Bajo coste. 	<ul style="list-style-type: none"> • Electrolito sólido. • Capacidad de funcionar como pila de combustible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Electrolito sólido. • Altas eficiencias. • Capacidad de funcionar como pila de combustible.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Electrolito corrosivo. • Requiere etapa de purificación del hidrógeno producido. 	<ul style="list-style-type: none"> • Altos costes asociados al electrodo y membrana. • Altos requerimientos de agua. 	<ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de inversiones elevadas (CAPEX). • Vida útil corta.

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°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^{28,29}. 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.

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

²⁹NATURGY. "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 licitación¹. 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 hidrógeno². 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 (LOHC³ 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.

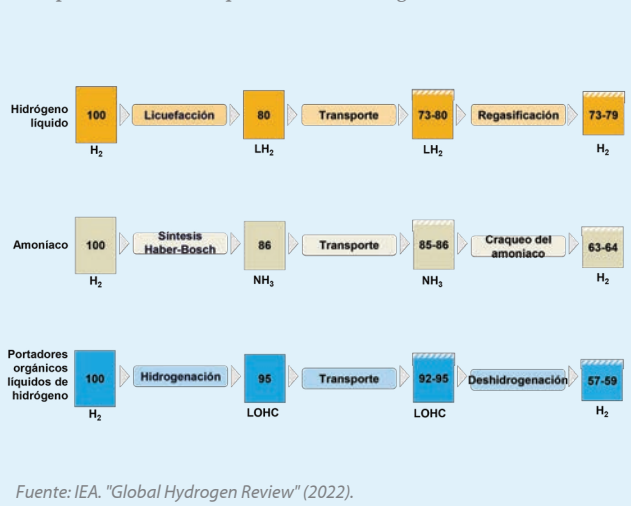
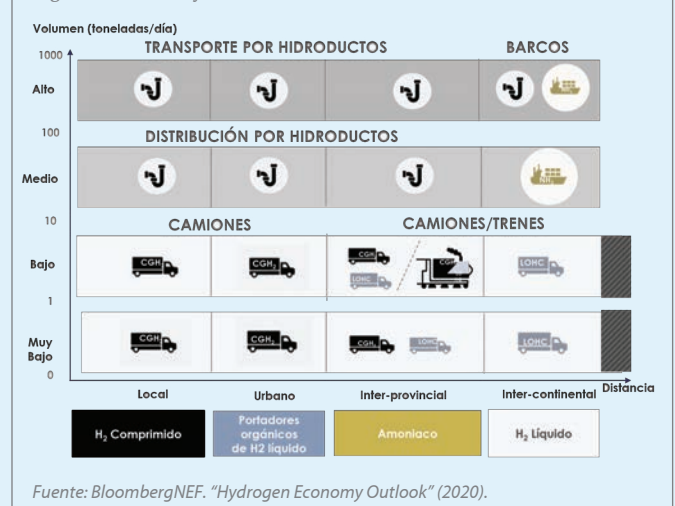


Figura 11. Comparación de los diferentes tipos de transporte de hidrógeno según su volumen y distancia.



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 batería³⁰. 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 variabilidad³¹. 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 H₂ mediante electrolizadores el cual se almacena para posteriormente convertirse en electricidad mediante pilas de combustible de hidrógeno.

³⁰IEA. "Future of Rail" (2019).

³¹Shell. "Shell Scenarios – Sky: Meeting the goals of the Paris Agreement" (2018).



- ▶ **Power to Gas:** el excedente renovable se utiliza para producir H₂ 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:

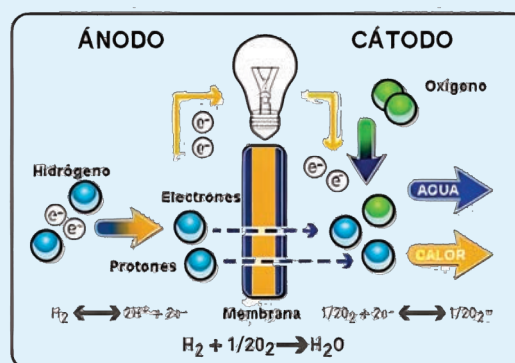
- ▶ **Consumidores:** principalmente son la industria, el sector transporte (p. ej., sector automovilístico), el sector energético (p. ej., compañías de *Oil & Gas*) y otras aplicaciones donde su uso dependerá del desarrollo del sector.
- ▶ **Comercializadoras de hidrógeno:** con el transcurso de los 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 renovable¹.

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.

¹European Commission: EU Delegated Acts on Renewable Hydrogen