



# Producción, almacenamiento, utilización e impactos ambientales del hidrógeno: una revisión

Ahmed I. Osman<sup>1</sup> · Neha Mehta<sup>1,2</sup> · Ahmed M. Elgarahy<sup>3,4</sup> · Mahmoud Hefny<sup>5,6</sup> · Amer Al Hinai<sup>7</sup> · Ala'a H. Al Muhtaseb<sup>8</sup> · David W. Rooney<sup>1</sup>

Recibido: 14 de agosto de 2021 / Aceptado: 7 de septiembre de 2021 / Publicado en línea: 6 de octubre de 2021  
© El autor (es) 2021

## Abstracto

El dihidrógeno (H<sub>2</sub>), comúnmente denominado "hidrógeno", es cada vez más reconocido por diversos sectores como un vector energético limpio y fiable para la descarbonización y la defosilización. Se prevé que la demanda mundial de hidrógeno aumentará de 70 millones de toneladas en 2019 a 120 millones de toneladas en 2024. El desarrollo del hidrógeno también debería cumplir el séptimo objetivo de "energía limpia y asequible" de las Naciones Unidas. Aquí revisamos la producción de hidrógeno y el análisis del ciclo de vida, el almacenamiento geológico del hidrógeno y su utilización. El hidrógeno se produce mediante electrólisis del agua, reformado de metano con vapor, pirólisis de metano y gasificación del carbón. Comparamos el impacto ambiental de las rutas de producción de hidrógeno mediante análisis del ciclo de vida. El hidrógeno se utiliza en sistemas de energía, transporte, producción de hidrocarburos y amoníaco e industrias metalúrgicas. En general, combinar hidrógeno generado por electrólisis con almacenamiento de hidrógeno en medios porosos subterráneos, como reservorios geológicos y cavernas de sal, es muy adecuado para desplazar el exceso de energía en los picos para satisfacer la demanda despachable en los picos.

Palabras clave Producción de hidrógeno · Evaluación del ciclo de vida · Utilización de hidrógeno · Almacenamiento de hidrógeno · Cambio climático

\* Ahmed I. Osman  
aosmanahmed01@qub.ac.uk

\* Amer Al-Hinai  
hinai@squ.edu.om

\* Ala'a H. Al-Muhtaseb  
muhtaseb@squ.edu.om

<sup>1</sup> Escuela de Química e Ingeniería Química, Queen's University of Belfast, Belfast BT9 5AG, Irlanda del Norte, Reino Unido

<sup>2</sup> El Centro de Energía Sostenible Avanzada, David Keir Edificio, Queen's University Belfast, Stranmillis Road, Belfast BT9 5AG, Irlanda del Norte, Reino Unido

<sup>3</sup> Departamento de Ciencias Ambientales, Facultad de Ciencias, Puerto Universidad Said, Puerto Said, Egipto

<sup>4</sup> Compañía Egipcia de Propileno y Polipropileno (EPPC), Port said Egipto

<sup>5</sup> Departamento de Ciencias de la Tierra, Energía Geotérmica y Geofuidos, ETH Zurich, Suiza

<sup>6</sup> Departamento de Geología, Universidad del Valle Sur, Qena, Egipto

<sup>7</sup> Departamento de Ingeniería Eléctrica e Informática, Facultad de Ingeniería, Universidad Sultán Qaboos, Mascate, Omán

<sup>8</sup> Departamento de Ingeniería Química y del Petróleo, Facultad de Ingeniería, Universidad Sultán Qaboos, Mascate, Omán

## Abreviaturas

CCSU Almacenamiento y utilización de captura de carbono

ecuación Equivalente

ACV Evaluación del ciclo de vida

LCOH Coste nivelado del hidrógeno

WGSR Reacción de cambio agua-gas

Almacenamiento subterráneo de hidrógeno estacional del USHS

PEMFC Pilas de combustible de membrana de intercambio de protones

PAFC Pilas de combustible de ácido fosfórico

SOFC Pilas de combustible de óxido sólido

MCFC Pilas de combustible de carbonato fundido

DMFC Pilas de combustible de metanol directo

## Introducción

El crecimiento continuo y la rápida urbanización de la población y la economía mundiales han dado lugar a un enorme aumento de la necesidad energética, lo que ha instado a pasar de los combustibles fósiles a energías renovables limpias alternativas (Dawood et al. 2020). En consecuencia, la descarbonización global en los sectores del transporte, la industria y la generación de electricidad es crucial para mitigar el cambio climático antropogénico (Fawzy et al. 2020; Osman et al. 2021a). En este contexto, ha habido un creciente interés por parte de los académicos.

e industrias con rutas de producción versátiles. Existe abundante disponibilidad de fuentes renovables utilizadas en la producción de hidrógeno; sin embargo, la naturaleza variable e intermitente de estos recursos es el principal desafío en la transición hacia una economía del hidrógeno. Por lo tanto, esto requiere adaptaciones técnicas, especialmente para equilibrar el suministro variable de energías renovables, es decir, solar, eólica y otras, y la demanda de energía variable. Además, los métodos de producción rentables, las políticas, la investigación y el desarrollo y el desarrollo de infraestructura de hidrógeno son áreas que necesitan más investigación en la transición hacia la energía hidroeléctrica.

economía genética.

Hasta la fecha se informan más de 100 tecnologías de producción de hidrógeno actuales y planificadas, de las cuales más del 80% se centran en la conversión de vapor de combustibles fósiles y el 70% de ellas se basan en el reformado con vapor de gas natural. Sin embargo, para minimizar las emisiones de huella de carbono, se requiere una gama más amplia de procesos de extracción de hidrógeno, como la pirólisis de metano y la electrólisis de agua de mar utilizando

Es necesario abordar la cuestión de las fuentes de energía alternativas. Todas las rutas de producción de hidrógeno se destacan en la Fig. 1.

El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo y, debido a su reactividad, solo existe en la tierra en compuestos como el agua y los materiales orgánicos. Es un gas inodoro, inflamable e incoloro, lo que genera problemas de seguridad, especialmente si no se detecta una fuga y el gas se acumula en un área confinada; en última instancia, puede encenderse y provocar explosiones. Además, la fragilización del metal por hidrógeno es un problema, ya que podría dañar tuberías y contenedores debido a su pequeño tamaño molecular; por tanto, se escapa a través de los materiales. El poder calorífico superior (HHV) del hidrógeno es 141,8 MJ/kg a 298 K, y el poder calorífico inferior es 120 MJ/kg a la misma temperatura. Esto es significativamente mayor que el de la mayoría de los combustibles como la gasolina con un valor de 44 MJ/kg a 298 K.

Sin embargo, el hidrógeno líquido tiene una densidad de energía en volumen menor que los combustibles de hidrocarburos como la gasolina, por un factor de cuatro, con una densidad de 8 MJ/l frente a una densidad de 32 MJ/l.

Mientras que el gas hidrógeno tiene una alta densidad energética en peso pero

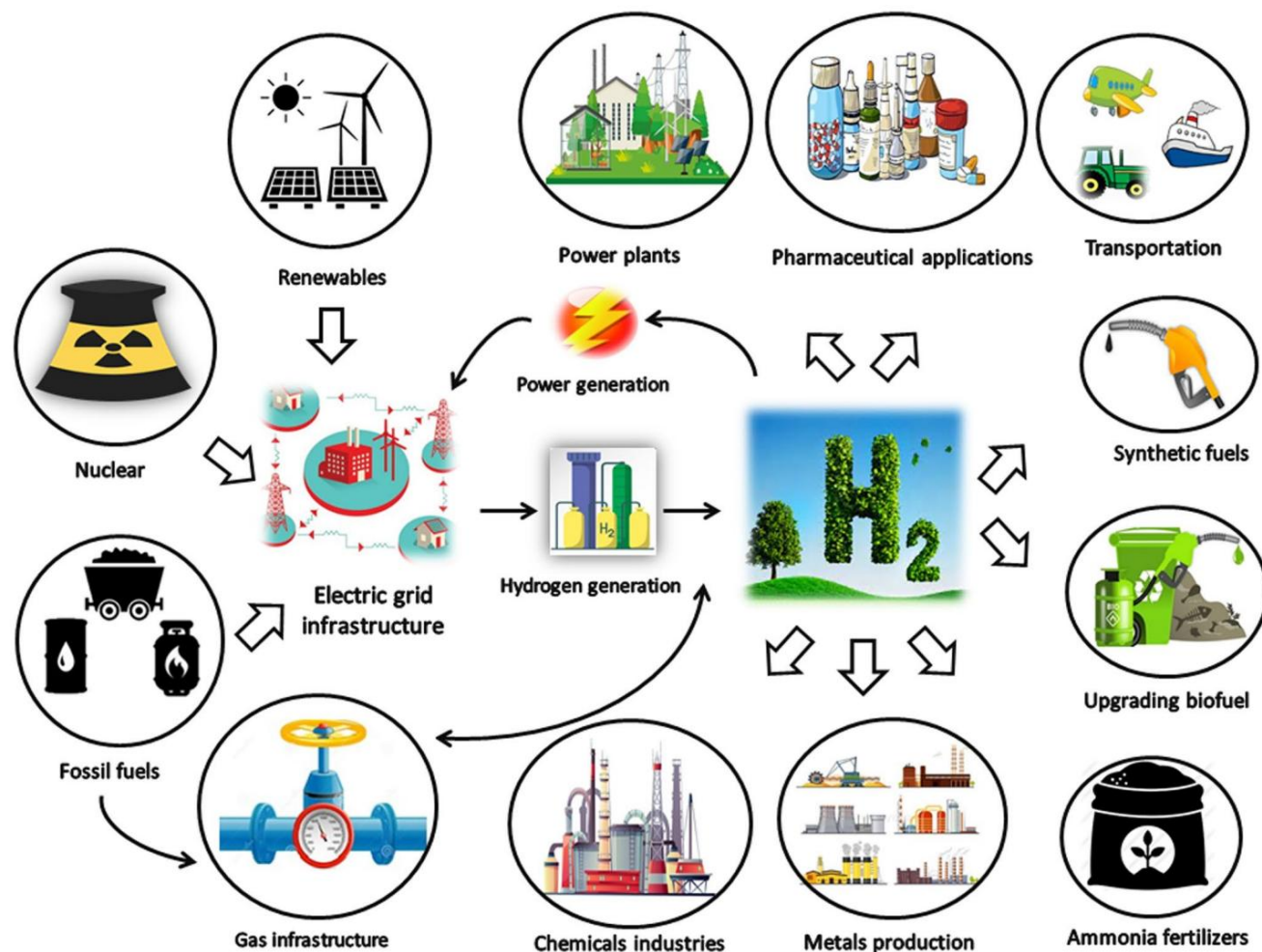


Fig. 1 Rutas de producción de hidrógeno, incluidas las energías renovables, los combustibles fósiles y la energía nuclear, produciéndose hidrógeno en centrales eléctricas, aplicaciones farmacéuticas, combustibles sintéticos o sus mejoras en el transporte, síntesis de amoníaco, producción de metales o aplicaciones en la industria química.

una baja densidad de energía en volumen en comparación con los hidrocarburos, requiere un tanque más grande para almacenar. Por ejemplo, a diferencia del gas natural licuado, el hidrógeno licuado contiene 2,4 veces más energía pero requiere 2,8 veces más volumen para almacenarlo. Al mismo tiempo, la baja temperatura para el almacenamiento del hidrógeno licuado a presión ambiente y una temperatura de  $-253^{\circ}\text{C}$  plantea bastantes riesgos. Cuando se expone, puede provocar quemaduras por frío; Además, las fugas pueden resultar en una combinación de aire licuado e hidrógeno, lo que resulta en una mezcla explosiva o la formación de conductos inflamables o explosivos (Alibab et al. 2021; El-Halwagi et al. 2020).

Al igual que la electricidad, el hidrógeno es un portador de energía y no una fuente de energía; usarlo para almacenar energías renovables en lugar de desperdiciarlo cuando no está en uso es crucial, ya que es almacenable, utilizable y transportable (Parra et al. 2019; Abe et al. 2019).

### Limpieza de hidrógeno y codificación de colores.

Dawood et al. (Dawood et al. 2020) informaron las cuatro etapas principales en la economía del hidrógeno: producción, almacenamiento, seguridad y utilización, donde la purificación y compresión del hidrógeno

(subsistemas) deben considerarse junto con la evaluación del ciclo de vida (LCA) al seleccionar el método de producción de hidrógeno. El nivel de limpieza del hidrógeno se describe en la literatura con muchos códigos de colores: principalmente verde, azul y gris, que se basa únicamente en la ruta de producción, es decir, el origen del hidrógeno, y no evalúa la limpieza profunda del hidrógeno producido (Merzian y Bridges 2019). por ejemplo: (1) El hidrógeno gris se produce utilizando combustibles fósiles como el gas natural; una tonelada de hidrógeno producida de esta manera es responsable de 10 toneladas de dióxido de carbono (Dvoynikov et al. 2021), como se muestra en la Fig. 2; (2) el hidrógeno azul se produce a partir de combustibles fósiles como el hidrógeno gris, pero con una combinación de captura y almacenamiento de carbono para mitigar las emisiones; (3) el hidrógeno verde normalmente se produce a partir de fuentes 100 % renovables, como la energía eólica o solar, con menor huella de carbono; (4) el hidrógeno marrón se produce a partir de la gasificación de combustible a base de carbón; y (5) el hidrógeno turquesa se produce a partir de la descomposición térmica del gas natural, es decir, pirólisis o craqueo del metano al escupir metano en hidrógeno y carbono a un rango de temperatura de 600 a 1200-1400  $^{\circ}\text{C}$  (Dvoynikov et al. 2021). Este proceso produce carbono negro (hollín) como subproducto en lugar de emisiones de óxido de carbono en el hidrógeno gris, lo que permite el secuestro de emisiones de carbono.

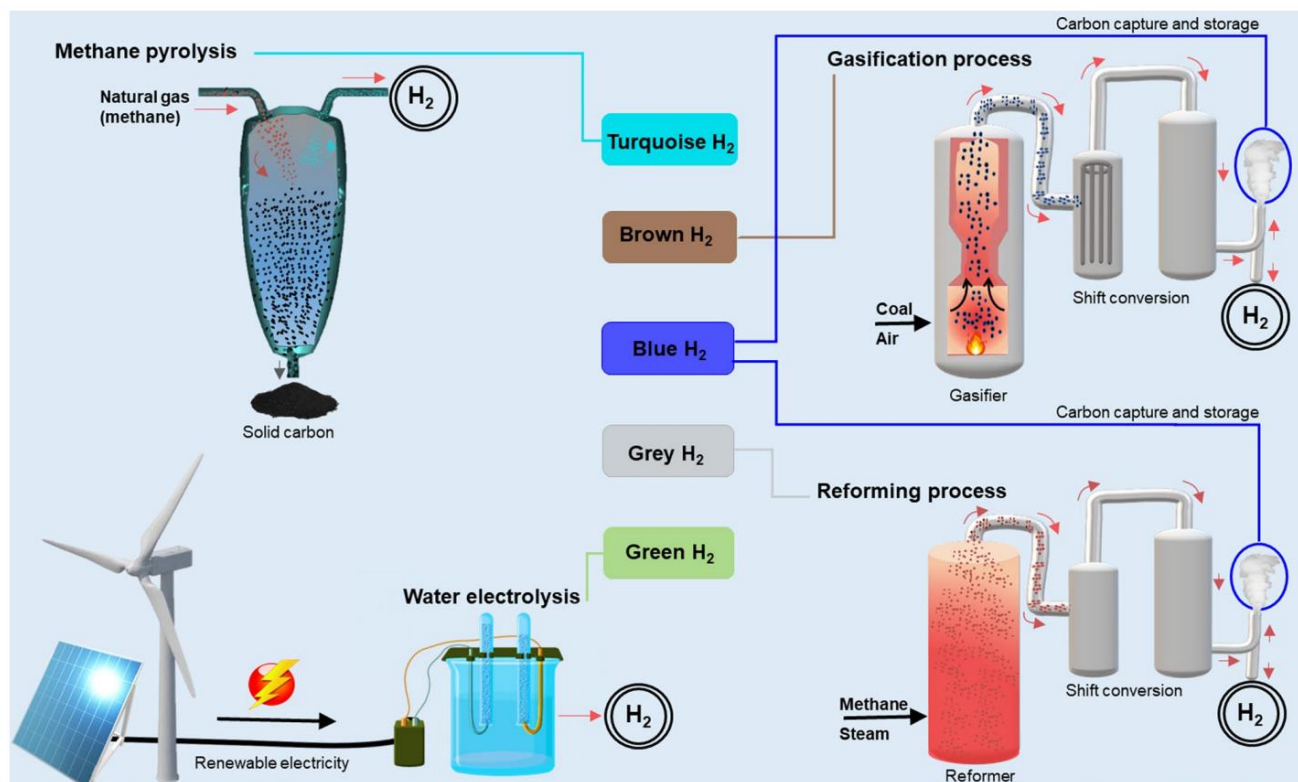


Fig. 2 Codificación de colores del hidrógeno para diversos procesos de fabricación. El hidrógeno verde se produce utilizando fuentes de energía renovables como la solar o la eólica, seguidas de la electrólisis del agua. El hidrógeno gris y marrón se produce mediante el reformado con vapor de metano y la gasificación del carbón.

fcation, respectivamente, y cuando se combina con la captura y almacenamiento de carbono, se produce hidrógeno azul. El hidrógeno turquesa se produce mediante la pirólisis del metano, con carbono sólido como subproducto

en forma de carbono sólido. Sin embargo, la estabilidad del carbono en este hollín negro es fundamental para el secuestro de carbono a largo plazo, junto con la utilización de fuentes de energía renovables en el proceso de alta temperatura para lograr la neutralidad de carbono. Curiosamente, se podría producir hidrógeno con una huella de carbono negativa mediante pirólisis de biogás.

Sin embargo, esta codificación de colores no es precisa, ya que supone que el hidrógeno verde siempre tiene bajas emisiones de carbono que el hidrógeno azul o gris, lo que no es aplicable en todos los casos. El hidrógeno azul, por ejemplo, se considera menos seguro que el hidrógeno verde, aunque no libera carbono en el momento de su uso ni durante todo el proceso, mientras que el hidrógeno verde sí puede hacerlo. Por ejemplo, las materias primas para la bioenergía, como la biomasa, emiten gases de efecto invernadero como CH<sub>4</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> y CO<sub>2</sub> durante su crecimiento o conversiones termoquímicas. Además, la técnica de captura y almacenamiento de carbono utilizada en el hidrógeno azul reduce significativamente las emisiones tóxicas. La fabricación de paneles fotovoltaicos como tecnología de energía renovable también tiene una importante huella de carbono y genera diversos tipos de residuos, subproductos líquidos y gaseosos que son peligrosos para el medio ambiente.

A partir de la extracción de cuarzo y otros materiales utilizados para la fabricación de paneles solares, a esto se suma la emisión de carbono y azufre en el proceso de producción de silicio metalúrgico, que consume mucha energía. Además, el panel solar tiene una vida útil de 30 años, por lo que debe tratarse como un residuo particular al final de su vida útil.

Un estudio reciente de ACV comparó los impactos ambientales del reformado de metano con vapor con la electrólisis del agua utilizando energía eólica, solar fotovoltaica, hidroeléctrica, solar térmica y gasificación de biomasa como fuentes de energía (Al-Qahtani et al. 2021). Se concluyó que entre todas las tecnologías evaluadas, la electrólisis solar fotovoltaica tenía las implicaciones ambientales más dañinas debido al importante potencial de acidificación en la fase de producción de paneles fotovoltaicos y la eficiencia relativamente pobre de los sistemas fotovoltaicos.

Por lo tanto, es fundamental medir con precisión las emisiones de gases de efecto invernadero durante todo el proceso de producción junto con el ciclo de vida de los equipos utilizados. Esto es necesario para determinar qué tan verde es el hidrógeno verde y qué tan azul es el hidrógeno azul. Un modelo propuesto recientemente para mejorar la codificación de colores del hidrógeno consistía en un índice de limpieza del hidrógeno seguido del número de niveles de profundidad (Han et al. 2021). Por ejemplo, 80 verde-4 significa que el hidrógeno se produce a través de recursos renovables; sin embargo, no es un proceso cero emisiones, sólo 80% verde, debido a las emisiones relacionadas con el proceso. El número que sigue al color, que en este caso es 4, indica que se han considerado las emisiones de gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub>-e) ligadas a la depuración durante la ruta de producción. Este modelo aún requiere mucho más análisis para decidir el inicio y el final de los umbrales continuos para cada color, así como los niveles de profundidad de evaluación y el peso relacionado para cada nivel.

## Rutas de producción de hidrógeno.

Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), el hidrógeno verde podría ayudar a reducir nuestra huella de carbono si se superan importantes desafíos como la infraestructura, la logística, los métodos de fabricación rentables y la seguridad.

A nivel mundial, el hidrógeno es responsable de alrededor de 843 toneladas métricas de emisiones de CO<sub>2</sub> por año, equivalente a las emisiones totales combinadas del Reino Unido e Indonesia (AIE 2019). Se prevé que la demanda mundial de hidrógeno aumentará de 70 millones de toneladas en 2019 a 120 millones de toneladas en 2024 (Global hidrógeno market insights 2020; Atilhan et al. 2021; Safari y Dincer 2020). En 2025 se construirá la mayor planta mundial de hidrógeno verde, con una capacidad de 237.250 toneladas anuales, es decir, 650 toneladas/día de producción de hidrógeno mediante electrólisis y 4 gigavatios de energía renovable procedente de energía eólica, solar y almacenamiento.

Hay una amplia gama de recursos disponibles para la producción de hidrógeno, principalmente combustibles fósiles y renovables (Dawood et al. 2020; Saithong et al. 2019; Osman et al. 2020a). El primero es el más maduro y el más utilizado industrialmente, ya que es un método rentable que utiliza craqueo o reformado de combustibles fósiles. En 2016, la producción mundial de hidrógeno fue de aproximadamente 85 millones de toneladas utilizadas en el petróleo, la industria metalúrgica, los fertilizantes, el procesamiento de alimentos, la producción de semiconductores, las centrales eléctricas y las generaciones (Chen y Hsu 2019; El -Emam y Özcan 2019; Acar y Dincer 2019).

Hay muchas formas de extraer hidrógeno de materiales que contienen hidrógeno, ya sean hidrocarburos o no, como métodos fotónicos, eléctricos, químicos, bioenergéticos, calor y una combinación de esos métodos juntos (Abe et al. 2019; El -Emam y Özcan, 2019; Osman et al. 2020b). La Tabla 1 muestra diferentes rutas de producción de hidrógeno con diferentes fuentes de energía, nivel de preparación tecnológica (TRL) y su % de eficiencia energética.

## Avances y desafíos en la electrólisis del agua.

Por lo general, el agua se purifica y luego se envía a un electrolizador, que produce hidrógeno y oxígeno. Luego, el hidrógeno se seca, se purifica y se comprime desde una presión de 10,3 a 413,7 bares y luego se almacena en un tanque. Aunque la vía de la electrólisis ofrece una ruta 100 % renovable para la producción de hidrógeno, representa menos del 5 % de la producción mundial de hidrógeno (Han et al. 2021). A pesar de esta contribución porcentual baja, la electrólisis del agua está ganando impulso por varias razones, como las cero emisiones de carbono, la ausencia de subproductos no deseados como sulfatos, óxidos de carbono y óxidos de nitrógeno, y la alta pureza del hidrógeno. El coste de producir hidrógeno mediante

Tabla 1 Rutas de producción de hidrógeno con diversas fuentes de materia prima energética, nivel de preparación tecnológica (TRL) y su % de eficiencia

Materias primas	Método de producción	% Eficiencia energética	TRL*	Referencias
Agua	Electrólisis (electrólisis alcalina)	61–82	9–10	Parra et al., <a href="#">2019</a>
	Electrofotólisis (fotoelectroquímica)	0,5–12	1–2	El-Emam y Özcan, <a href="#">2019</a>
	Fotólisis (fotosíntesis)	<5	1–3	Alanne y Cao, <a href="#">2019</a>
	Termólisis (termólisis del agua)	20–55	1–3	El-Shafe et al., <a href="#">2019</a>
	Químico (reacción redox)	3–5 peso	4–6	Alanne y Cao, <a href="#">2019</a>
Agua+biomasa	Biolisis (reformado de fase acuosa)	35–55	5–7	El-Shafe et al., <a href="#">2019</a>
Salmuera	Membrana de intercambio de protones	67–84	7–9	Dawood y otros, <a href="#">2020</a>
Biomasa	Bioelectrólisis (electrólisis microbiana)	70–80	1–3	El-Shafe et al., <a href="#">2019</a>
	Biotermólisis (hidrólisis de cofermentación)	35–45	1–3	Cheng y otros, <a href="#">2019</a>
	Termólisis (pirólisis)	35–50	8–10	Dawood y otros, <a href="#">2020</a>
	Termólisis (gasificación)	35–50	10	El-Emam y Özcan, <a href="#">2019</a>
	Termólisis (oxidación parcial)	60–75	7–9	El-Shafe et al., <a href="#">2019</a>
	Biofotólisis (fotofermentación)	<1%	1–3	Dawood y otros, <a href="#">2020</a>
Carbón	Termólisis (gasificación)	74–85	10	Mah et al., <a href="#">2019</a>
Microorganismo	Biolisis (fermentación oscura)	60–80	3–5	Mah et al., <a href="#">2019</a>
Microalgas	Biofotólisis (fotofermentación)	<1%	1–3	El-Shafe et al., <a href="#">2019</a>
Hidrocarburos	Proceso de oxidación parcial de combustibles fósiles.	60–75	9	Pinsky y otros, <a href="#">2020</a>
Gas natural	Reformado de metano con vapor	74–85	9	Pinsky y otros, <a href="#">2020</a>
Hidrocarburos	Oxidación parcial de combustibles fósiles.	60–75	9	Pinsky y otros, <a href="#">2020</a>

\* TRL se refiere al nivel de preparación tecnológica.

La electrólisis se reduciría aproximadamente un 70% durante la próxima década, lo que permitiría la adopción generalizada de un enfoque de producción de hidrógeno verde.

Se espera que para 2040 el mercado mundial de electrolizadores de hidrógeno se haya multiplicado por 1.000. Aurora Energy Research predijo que se completarán alrededor de 213,5 gigavatios de proyectos durante los próximos 19 años; esto se compara con unos 200 megavatios estimados que están actualmente en servicio.

Informaron que el 85 por ciento de los proyectos previstos se encuentran en Europa, y que Alemania representa el 23 por ciento de la capacidad mundial prevista de electrolizadores. La Unión Europea ya se ha fijado el objetivo de tener 40 gigavatios de capacidad de electrolizadores para 2030 (Research, 2021). Si toda esta energía está disponible, se suministrarán hasta 32 millones de toneladas de hidrógeno al año, lo que ya representa la mitad del hidrógeno que se demanda actualmente.

En un escenario de mitigación del cambio climático de 1,5 grados, satisfacer el 24% de la demanda de energía con hidrógeno requerirá cantidades masivas de generación adicional de electricidad renovable. Para alimentar los electrolizadores en este escenario, se necesitarían aproximadamente 31.320 teravatios-hora de electricidad, es decir, más de lo que se produce actualmente a nivel mundial a partir de todas las fuentes combinadas (BNEF [2020](#)). Además, se requeriría una inversión de más de 11 billones de dólares en infraestructura de fabricación, almacenamiento y transporte.

La membrana de intercambio de protones (PEM), junto con la membrana de intercambio aniónico alcalina (AEM) y la solución concentrada de hidróxido de potasio KOH, son las más comunes.

Técnicas utilizadas en la electrólisis del agua a baja temperatura. El beneficio clave de la electrólisis con membrana de intercambio aniónico alcalino sobre otros métodos es el menor costo, ya que aquí no se utilizan metales del grupo del platino como catalizadores. Sin embargo, el principal desafío es la baja tasa de producción de hidrógeno y la inestabilidad del método alcalino debido a su susceptibilidad a la caída de presión (Dvoynikov et al. [2021](#); Yu et al. [2019](#)).

Un sistema de electrólisis típico consta de dos electrodos metálicos, un ánodo y un cátodo, separados por una membrana y sumergidos en una solución electrolítica (Zhu et al. [2019](#)).

A medida que fluye una corriente eléctrica a través de la solución, las burbujas de oxígeno e hidrógeno se elevan por encima del ánodo y el cátodo, respectivamente. Ambos electrodos suelen estar recubiertos con un catalizador para reducir la cantidad de energía necesaria para liberar hidrógeno del agua.

Sin embargo, se necesitarían grandes cantidades de agua dulce para generar hidrógeno, y estos suministros ya están agotados en todo el mundo; por tanto, la utilización de agua de mar será una opción para superar este problema. Sin embargo, la utilización del agua de mar en la producción de hidrógeno está asociada a desafíos como la corrosión de los iones cloruro del agua de mar en el metal del ánodo.

Hung et al. informaron una solución a este problema diseñando el material del ánodo como un colector de espuma de níquel poroso recubierto con un catalizador de níquel y hierro activo y económico, que mostró una fuerte conductividad y resistencia a la corrosión.

Vale la pena señalar que, si bien usar agua dulce es más costoso que usar agua de mar, el costo del agua generalmente representa



por menos del 2% del costo total de producción de hidrógeno mediante electrólisis (Milani et al. 2020). La asequibilidad y accesibilidad del agua dulce es una cara de la moneda, mientras que las alternativas de energía verde sostenibles y económicas son la otra, y la proximidad de estos dos suministros, es decir, la energía renovable y el agua dulce, no siempre coincide. Las principales áreas que necesitan más investigación en la electrólisis del agua son la reducción del costo de capital de la tecnología de electrólisis, la búsqueda de recursos hídricos y el aumento de la eficiencia.

Según la literatura reciente resumida en la Tabla 1, la tecnología de reactores de membrana se reconoce cada vez más como una ruta alentadora para expandir las vías de producción limpia de hidrógeno a partir de hidrocarburos y la purificación de hidrógeno. Se puede lograr al menos el 99,8 % sin ninguna purificación de gas utilizando un analizador de membrana de intercambio de protones (Jorschick et al. 2021).

Recientemente, se informó en Australia que el costo nivelado del hidrógeno (LCOH) para el reformado de metano con vapor podría alcanzar un costo de \$(1,88–2,30)/kg H<sub>2</sub> y \$(2,02–2,47)/kg H<sub>2</sub> para rutas de producción de gasificación de carbón. En comparación, el LCOH mediante tecnologías de electrólisis cuesta entre 4,78 y 5,84 dólares/kg de H<sub>2</sub> para la electrólisis alcalina y entre 6,08 y 7,43 dólares/kg de H<sub>2</sub> para la electrólisis alcalina. kgH<sub>2</sub> para tecnologías de membranas de intercambio de protones (Milani et al. 2020).

Cuando se utiliza oxidación parcial de metano para la producción de hidrógeno mediante gas de síntesis, el coste medio es de 1,33 euros/kg H<sub>2</sub>, mientras que el coste del procesamiento de H<sub>2</sub> a gran escala oscila entre 1 y 1,5 euros/kg H<sub>2</sub> (Dvornikov et al. 2021). Es importante señalar que la viabilidad económica del uso de gas natural o gas de petróleo relacionado para la producción de hidrógeno debe verse a la luz de los sistemas de transporte o el uso directo de hidrógeno en el sitio de la planta de gas o petróleo.

En términos de hidrógeno azul, la captura y utilización de carbono reducen las emisiones de gases de efecto invernadero pero aumentan el costo general de producción. La reforma química en bucle, por ejemplo, tiene un ciclo de vida comparativamente corto, un potencial de calentamiento global y un bajo consumo de combustibles fósiles. Sin embargo, agregar unidades de proceso de captura y licuefacción de carbono aumenta el gasto del reformado de metano con vapor en un 18% y los procesos de reformado autotérmico en un 2% (Atilhan et al. 2021). El proceso de licuefacción del hidrógeno absorbe aproximadamente el 30% del contenido energético del hidrógeno. Además, es difícil mantener el hidrógeno licuado a una presión atmosférica y a una temperatura baja de -253 °C. Además, pueden producirse evaporación y fugas incluso con un aislamiento resistente, perdiendo normalmente el 1 por ciento del volumen almacenado por día (Atilhan et al. 2021).

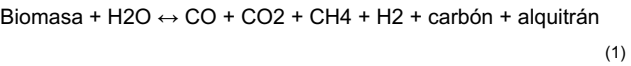
Gasificación de biomasa

La gasificación de biomasa se considera una de las alternativas más factibles, sostenibles y potencialmente neutras en carbono para generar hidrógeno (Saidi et al. 2020). Dado que la biomasa es un

Materia prima renovable que absorbe dióxido de carbono atmosférico durante el crecimiento, tiene una huella neta de CO<sub>2</sub> mucho menor que los combustibles fósiles. Sin embargo, la viabilidad económica de la producción de hidrógeno a partir de biomasa debe estar estrechamente relacionada con la disponibilidad y asequibilidad de las materias primas en el área local. Las propiedades fisicoquímicas de la biomasa, su distribución y la tasa de hidrógeno son los principales atributos de los materiales de suministro. Dado que las materias primas de biomasa varían ampliamente en cuanto a composición estructural y forma, todas estas características deben tenerse en cuenta al combinar la materia prima con la tecnología de conversión adecuada (Srivastava et al. 2020).

En consecuencia, los contenidos de humedad, energía y cenizas son los criterios centrales para evaluar la utilización de la biomasa en esta ruta. El rendimiento de hidrógeno de la biomasa es comparativamente pobre ya que el contenido de hidrógeno de la biomasa es aproximadamente del 5,9% en peso en comparación con el 25% en peso del metano (gas natural), y el contenido de energía también es bajo debido al alto contenido de oxígeno dentro de la biomasa del 40%. Por lo tanto, los estudios tecnoeconómicos respaldados por una adecuada evaluación del ciclo de vida son cruciales en esta materia. Dado que la biomasa tiene una densidad más baja, los costos de transporte y almacenamiento, ya sea para la materia prima de biomasa o para el hidrógeno producido, deberían estar bien justificados en términos de economías de escala. En cierto modo, estas características harían imposible que la producción de hidrógeno basada en biomasa compita con el gas natural común, como el método de reformado de metano con vapor, a menos que nuevos marcos regulatorios, como el impuesto al carbono, favorezcan rutas de producción de hidrógeno competitivamente sostenibles.

La gasificación de biomasa, al igual que el carbón, es el proceso más práctico para las materias primas de biomasa porque produce el mejor rendimiento a altas temperaturas, generalmente entre 500 y 1400 °C, donde la reacción general se presenta en la ecuación. 1. Curiosamente, la integración entre la gasificación de biomasa y la captura y almacenamiento de carbono puede conducir potencialmente a una huella de carbono negativa general.



Avances y desafíos en la ruta de producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles

La descomposición del hidrocarburo de cadena larga a través de rutas de gasificación, reformado o reacción de pirólisis es necesaria para la producción de hidrógeno a partir de materias primas de origen fósil. El producto principal en la reacción de reformado es el gas de síntesis (una mezcla de H<sub>2</sub> y CO), seguido de la separación de H<sub>2</sub> mediante reformado autotérmico, reformado de metano con vapor, oxidación parcial o reformado de membrana. Otro método bien conocido que se utiliza comúnmente en la producción de hidrógeno es la gasificación de combustibles fósiles, como la gasificación del carbón (Milani et al. 2020).

Al-Qahtani et al. evaluaron y compararon las rutas de generación de hidrógeno más comunes en términos monetarios, como el reformado de metano con vapor, la gasificación de carbón o biomasa, la pirólisis de metano con o sin tecnología de captura y almacenamiento de carbono. Además, también se evaluó la producción de hidrógeno a partir del agua mediante electrólisis derivada de la energía solar o nuclear. Informaron que, por el momento, el reformado de metano con vapor con captura y almacenamiento de carbono parecía ser la alternativa más viable (Al-Qahtani et al. 2021).

Reformado de metano con vapor y pirólisis de metano.

La principal materia prima para el reformado de metano con vapor es el gas natural, predominantemente metano mezclado con otros hidrocarburos y dióxido de carbono (Osman 2020). La reacción del gas natural y el vapor se produce en una reacción de dos pasos, como se muestra en la ecuación. 2 a altas temperaturas, seguido de una interacción entre el monóxido de carbono y el hidrógeno producido junto con el gas natural sin reaccionar. Después de eso, se suministra más vapor para reaccionar con el monóxido de carbono en una reacción de cambio de agua-gas (WGSR), como se muestra en la ecuación. 3, para recuperar más hidrógeno y convertir el monóxido de carbono en dióxido de carbono. La eficiencia total del proceso ronda el 76% (Al-Qahtani et al. 2021). Todo el proceso libera una cantidad significativa de emisiones de dióxido de carbono, que pueden reducirse instalando tecnología de captura y almacenamiento de carbono, eliminando y separando los gases combustibles del flujo de producto. Después de eso, un disolvente de amina, como la monoetanolamina, absorbe aproximadamente el 90 % de las emisiones de dióxido de carbono y luego, la corriente de gas combustible procesada se libera al medio ambiente. Posteriormente, el dióxido de carbono se desorbe térmicamente y se comprime a 110 bares para su almacenamiento. La integración entre las tecnologías de reformado de metano con vapor y captura y almacenamiento de carbono (SMR+CCS) tiene una eficiencia energética del 68 por ciento, debido principalmente a la energía necesaria para regenerar la monoetanolamina y la potencia requerida para la compresión. Después del WGSR, el hidrógeno se purifica aún más al 99,99 por ciento en ambas situaciones, con o sin captura y almacenamiento de carbono, en una unidad de adsorción por cambio de presión, que también se utiliza en la tecnología de gasificación, como las rutas de gasificación de carbón o biomasa.



En cuanto a la pirólisis de metano a altas temperaturas, térmica o catalíticamente, los procesos degradan los hidrocarburos en hidrógeno y carbono sólido, como se muestra en la ecuación. 4. Debido a que no hay oxígeno en el proceso, no se generan óxidos de carbono, lo que posiblemente elimine el requisito de etapas de procesamiento posteriores, como el WGSR, y reduzca

los gastos de capital y operativos en comparación con el reformado de metano con vapor (Al-Qahtani et al. 2021). Cuanto mayor sea el H<sub>2</sub> El contenido en la corriente de gas producto tiene el potencial de reducir significativamente las operaciones de limpieza posteriores. El costo de la pirólisis de metano está fuertemente influenciado por los precios del gas natural, el método de procesamiento y el subproducto de carbono sólido.



Gasificación del carbón

Durante el proceso de gasificación del carbón a altas temperaturas que oscilan entre 800 y 1300 °C y presiones de 30 a 70 bar, el carbón se oxida parcialmente en oxígeno o en una atmósfera de aire para formar gas de síntesis, como se muestra en la ecuación. 5. El gas de síntesis suele estar compuesto de monóxido y dióxido de carbono, hidrógeno y metano sin reaccionar, donde el proceso WGSR (Ec. 3) enriquece aún más el gas de síntesis para recuperar hidrógeno adicional.

Así, combinando las Ecs. 3 y 5 conducirán a la reacción general como en la ecuación. 6. La gasificación del carbón es menos eficiente que el reformado de metano con vapor con un 55%, aunque tiene una mayor capacidad de tren único.



## Análisis bibliométrico

Se identificaron estudios de investigación clave para resumir los últimos avances y descubrir lagunas de conocimiento en los campos de investigación sobre producción de hidrógeno y ACV. La herramienta de búsqueda avanzada

Para este estudio se utilizaron publicaciones de Web of Science, utilizando los términos "Producción de hidrógeno" Y "Evaluación del ciclo de vida" como entradas. Los resultados se escanearon manualmente y se seleccionaron los 24 estudios más completos y relevantes publicados entre 2019 y 2021 para su revisión en el presente estudio.

## Evaluación del ciclo de vida

La evaluación del ciclo de vida (ACV) está reconocida como una herramienta integral para evaluar los impactos ambientales asociados con productos y procesos. Existen muchos métodos de producción de hidrógeno, como el reformado de metano con vapor, rutas electroquímicas a través de la electrólisis del agua utilizando fuentes de energía renovables, rutas termoquímicas que involucran materia prima renovable como portador de hidrógeno y procesos biológicos (Valente et al. 2021; Owgi y otros 2021). Sin embargo, la sostenibilidad ambiental basada en el ACV sigue siendo uno de los requisitos clave para seleccionar estos procesos para

producción de hidrógeno (Falcone et al. 2021). Esto se debe a que los formuladores de políticas deben adoptar soluciones transformadoras basadas en datos sólidos e investigaciones basadas en evidencia para identificar procesos que vayan más allá de un enfoque único para todos.

Para ello, revisamos 24 estudios de ACV publicados entre 2019 y 2021 sobre producción de hidrógeno y evaluación del ciclo de vida (Tabla 2). Las cuatro etapas principales definidas por ISO 14040 e ISO 14044 para realizar ACV son: (1) definición de objetivo y alcance, (2) análisis de inventario del ciclo de vida, (3) evaluación de impactos ambientales y (4) interpretación del ciclo de vida Muhtaseb et al. 2021 ).

## Objetivo y alcance del análisis del ciclo de vida

La primera etapa del ACV consiste en definir un objetivo y el alcance del estudio. Esta etapa determina si un estudio sería atribucional o consecuente, qué unidad funcional se considerará para evaluar los impactos ambientales y la extensión de los límites del sistema. Este es un paso inicial importante, ya que las preguntas que deben responderse determinan los resultados y las implicaciones políticas asociadas.

Tipos de evaluación del ciclo de vida: atribucional y consecuente

Los estudios de evaluación del ciclo de vida se pueden clasificar en términos generales en dos categorías: (1) El ACV atribucional incorpora flujos físicos inmediatos, como materias primas, energía y emisiones involucradas a lo largo del ciclo de vida de un producto (Jeswani et al. 2020), y (2) el ACV consecuente explica cómo los flujos físicos pueden cambiar como consecuencia de un aumento o disminución en la demanda del sistema de producto bajo estudio (Earles y Halog 2011). Incluye procesos unitarios dentro y fuera de los límites inmediatos del sistema del producto; por lo tanto, los estudios de ACV consecuentes son más adecuados para las decisiones políticas. Sin embargo, como el ACV para la producción de hidrógeno aún se encuentra en una etapa embrionaria, es más común encontrar estudios atribucionales. Sin embargo, para los fines de este estudio se consideraron enfoques tanto atribucionales como consecuentes.

### Unidad Funcional

En ACV, la unidad funcional es una medida del propósito del sistema estudiado y proporciona una referencia mediante la cual se pueden relacionar las entradas y salidas. Esto permite comparar dos sistemas esencialmente diferentes. La definición de unidad funcional está estrechamente vinculada al objetivo de un estudio de ACV. Se observó que ~42% de los estudios revisados utilizaban "kg de hidrógeno producido" como unidad funcional (Fig. 3). Mientras que algunos estudios proporcionaron resultados que consideraban el hidrógeno como portador de energía y, por lo tanto, registraron la unidad funcional como "energía producida en MJ o kWh". Muy pocos

Los estudios informaron de la "distancia recorrida en kilómetros" como unidad funcional cuando se utilizaba hidrógeno como combustible para vehículos. La elección de diferentes unidades funcionales para el mismo producto, es decir, el hidrógeno, muestra los desafíos asociados con la comparación de modelos de ACV.

### Límite del sistema

En ACV, la definición de los límites del sistema impacta profundamente los materiales, procesos y emisiones considerados para la evaluación. Como tal, los límites de los límites del sistema también pueden influir considerablemente en el cálculo de los impactos ambientales (Collotta et al. 2019). Los dos tipos de límites de sistemas comúnmente estudiados para la producción de hidrógeno son "de la cuna a la puerta" o "del pozo a la bomba", que incluye procesos sólo hasta la producción, y "de la cuna a la tumba" o "del pozo a la rueda". que incorpora también las emisiones durante el uso final.

El límite generalizado del sistema utilizado para realizar el ACV de la producción y el consumo de hidrógeno incluye: (1) materias primas y fuentes de energía primaria como gas natural, carbón, biomasa, energía nuclear y agua; (2) los procesos de producción de hidrógeno, por ejemplo, la electrólisis del agua y los procesos termoquímicos. Algunos procesos también pueden considerar la purificación del hidrógeno como un subsistema de producción; (3) almacenamiento de hidrógeno en cuevas subterráneas o tanques comprimidos; (4) transporte de hidrógeno en forma gaseosa licuada o comprimida mediante camiones y remolques tubulares o tuberías; (5) emisiones durante el uso final, como por ejemplo por trenes de hidrógeno o generación de energía utilizando hidrógeno; y (6) finalmente, los procesos de tratamiento de residuos de estos sistemas, como las emisiones al suelo, al aire y al agua (Fig. 4).

Durante la revisión, observamos que los estudios emplearon una variedad de procesos y límites en los límites del sistema para realizar ACV de la producción y el consumo de hidrógeno (Tabla 3). Solo hubo un puñado de estudios que consideraron las emisiones durante la fase de uso. Sin embargo, dado el creciente interés en el uso del hidrógeno como portador de energía limpia, es importante considerar las emisiones durante la fase de uso y realizar ACV que presenten estimaciones "del pozo a la rueda".

### Enfoques de asignación

El enfoque de asignación se refiere tanto al método de "partición" como al de expansión/sustitución del sistema. Se ha identificado que el enfoque de asignación controla significativamente los valores obtenidos para los impactos ambientales (Finnveden et al. 2009). Se requieren enfoques de asignación porque el ciclo de vida de un producto puede consistir en muchos procesos multifuncionales. Por lo tanto, es imperativo asignar de manera justificada los impactos ambientales entre los diferentes coproductos generados por un mismo proceso.



[illegible]

Category	Item	Value	Unit	Notes
Category 1	Item 1.1	100	kg	Material A
	Item 1.2	200	kg	Material B
	Item 1.3	300	kg	Material C
	Item 1.4	400	kg	Material D
	Item 1.5	500	kg	Material E
	Item 1.6	600	kg	Material F
	Item 1.7	700	kg	Material G
	Item 1.8	800	kg	Material H
	Item 1.9	900	kg	Material I
	Item 1.10	1000	kg	Material J
Category 2	Item 2.1	150	kg	Material K
	Item 2.2	250	kg	Material L
	Item 2.3	350	kg	Material M
	Item 2.4	450	kg	Material N
	Item 2.5	550	kg	Material O
	Item 2.6	650	kg	Material P
	Item 2.7	750	kg	Material Q
	Item 2.8	850	kg	Material R
	Item 2.9	950	kg	Material S
	Item 2.10	1050	kg	Material T
Category 3	Item 3.1	120	kg	Material U
	Item 3.2	220	kg	Material V
	Item 3.3	320	kg	Material W
	Item 3.4	420	kg	Material X
	Item 3.5	520	kg	Material Y
	Item 3.6	620	kg	Material Z
	Item 3.7	720	kg	Material AA
	Item 3.8	820	kg	Material AB
	Item 3.9	920	kg	Material AC
	Item 3.10	1020	kg	Material AD
Category 4	Item 4.1	110	kg	Material AE
	Item 4.2	210	kg	Material AF
	Item 4.3	310	kg	Material AG
	Item 4.4	410	kg	Material AH
	Item 4.5	510	kg	Material AI
	Item 4.6	610	kg	Material AJ
	Item 4.7	710	kg	Material AK
	Item 4.8	810	kg	Material AL
	Item 4.9	910	kg	Material AM
	Item 4.10	1010	kg	Material AN

Year	Country	Population (millions)	Urban population (millions)	Urban population (%)	Population density (per sq km)	Population density (per sq mile)
2018	China	1,402	854	61	152	393
2018	India	1,380	354	26	464	1,203
2018	USA	328	240	73	36	93
2018	Japan	127	100	79	339	879
2018	Germany	83	75	90	234	604
2018	France	67	55	82	104	270
2018	UK	65	57	88	280	724
2018	Canada	38	30	79	33	85
2018	Australia	25	20	80	3	8
2018	South Korea	51	48	94	519	1,341
2018	Italy	60	55	92	201	521
2018	Spain	46	40	87	94	242
2018	Sweden	10	9	90	25	64
2018	Norway	5	4	80	25	64
2018	Denmark	5	4	80	25	64
2018	Netherlands	17	16	94	424	1,097
2018	Belgium	11	10	91	338	875
2018	Switzerland	8	7	88	265	685
2018	Austria	9	8	89	215	557
2018	Poland	38	32	84	125	323
2018	Czech Republic	11	10	91	130	336
2018	Slovakia	5	4	80	104	270
2018	Hungary	10	9	90	104	270
2018	Slovenia	2	2	100	265	685
2018	Lithuania	3	2	67	51	131
2018	Latvia	2	1	50	51	131
2018	Estonia	1	1	73	104	270
2018	Finland	5	4	80	31	80
2018	Ireland	4	3	75	64	165
2018	Portugal	11	10	91	104	270
2018	Greece	11	10	91	104	270
2018	Turkey	84	75	89	104	270
2018	Iran	82	75	91	51	131
2018	Saudi Arabia	34	30	88	3	8
2018	UAE	9	8	90	3	8
2018	Qatar	2	2	100	3	8
2018	Oman	4	3	75	3	8
2018	Yemen	30	25	83	3	8
2018	Syria	22	18	82	3	8
2018	Libya	6	5	83	3	8
2018	Egypt	101	95	94	3	8
2018	Sudan	45	40	89	3	8
2018	Chad	17	15	88	3	8
2018	Niger	23	20	87	3	8
2018	Mali	20	18	90	3	8
2018	Burkina Faso	21	19	90	3	8
2018	Ghana	27	25	93	3	8
2018	Senegal	17	15	88	3	8
2018	Gambia	2	2	100	3	8
2018	Sierra Leone	6	5	83	3	8
2018	Liberia	5	4	80	3	8
2018	Ivory Coast	26	24	92	3	8
2018	Guinea	13	12	91	3	8
2018	Sierra Leone	6	5	83	3	8
2018	Liberia	5	4	80	3	8
2018	Ivory Coast	26	24	92	3	8
2018	Guinea	13	12	91	3	8
2018	Sierra Leone	6	5	83	3	8
2018	Liberia	5	4	80	3	8

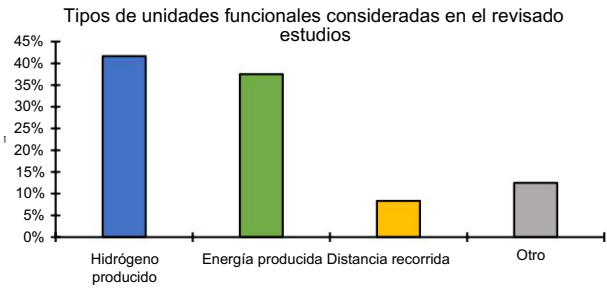


Fig. 3 Tipos de unidades funcionales utilizadas en los estudios de evaluación del ciclo de vida revisados en el presente trabajo (N=24)

Análisis de inventario del ciclo de vida.

El análisis del inventario del ciclo de vida incluye la recopilación de datos para todas las entradas y salidas de los procesos dentro de los límites del sistema. En general, cuanto más procesos se incluyen en los límites del sistema, más complejo, desafiante y engorroso es el análisis del inventario. Esto también explica el hecho de que muchos estudios no incluyeron todos los procesos que van desde la adquisición de materia prima hasta la gestión del final de su vida útil (resumidos en la Tabla 3). Los dos tipos diferentes de datos que se deben recopilar para un estudio de ACV son: (1) datos de primer plano para sistemas de primer plano que incluyen datos primarios que pueden modificarse o mejorarse fácilmente y (2) datos de fondo para sistemas de fondo generalmente provienen de Bases de datos del Inventario del Ciclo de Vida (Silva et al. 2020).

Los sistemas en segundo plano apoyan a los sistemas en primer plano. La Tabla 2 detalla las bases de datos/fuentes de datos incorporadas en los estudios de ACV sobre producción de hidrógeno, como Ecoinvent, comunicaciones de expertos, gases de efecto invernadero, emisiones reguladas y uso de energía en el transporte.

Evaluación de impactos ambientales

Indicadores de punto medio y final

El potencial de calentamiento global debido a las emisiones de gases de efecto invernadero y al agotamiento de los combustibles fósiles fue el centro de atención en los indicadores ambientales para la producción de hidrógeno, representando el 100% de los estudios alguna de estas dos categorías (Tabla 4). Más de la mitad (54%) de los estudios revisados calcularon los impactos ambientales en categorías que van más allá del potencial de calentamiento global y el uso/rendimiento neto de energía. Estos impactos ambientales incluyeron, entre otros, acidificación, eutrofización, agotamiento abiótico, ecotoxicidad marina, de agua dulce y terrestre, y toxicidad humana.

El potencial de calentamiento global expresado como kg de CO2 equivalente se relaciona con las emisiones de gases de efecto invernadero; el agotamiento abiótico registrado en kg de equivalente de Sb está relacionado con el agotamiento de minerales, turba y arcilla; la acidificación reportada en kg de SO2 equivalente se debe a la emisión de sustancias acidificantes; Eutrofización medida en kg PO4<sup>3-</sup> equivalente se debe a la liberación de nutrientes; formación de partículas calculada como PM 2,5/ El equivalente de PM 10 se refiere a la emisión de PM 2,5 (partículas de ≤2,5 µm de diámetro) y/o PM10 (partículas de ≤10 µm de diámetro). La oxidación fotoquímica (comúnmente llamada 'smog de verano') ocurre en aire estancado, en presencia de contaminantes como NOx, COV no metano y otros. El agotamiento de la capa de ozono evalúa la pérdida global de gas ozono causada por el triclofluorometano (CFC-11) de la misma masa. El uso del suelo calculado en m2 se categoriza como transformación de suelo urbano, agrícola y natural. Los daños a los ecosistemas terrestres, de agua dulce y marinos se miden por el potencial de ecotoxicidad. Finalmente, la toxicidad humana se debe a los posibles impactos en la salud humana de los contaminantes cancerígenos y no cancerígenos.

Fig. 4 Límite generalizado del sistema utilizado para realizar la evaluación del ciclo de vida de la producción y el consumo de hidrógeno. Esto incluye diversas materias primas como la solar, la eólica, la biomasa, el carbón, el agua y la energía natural.

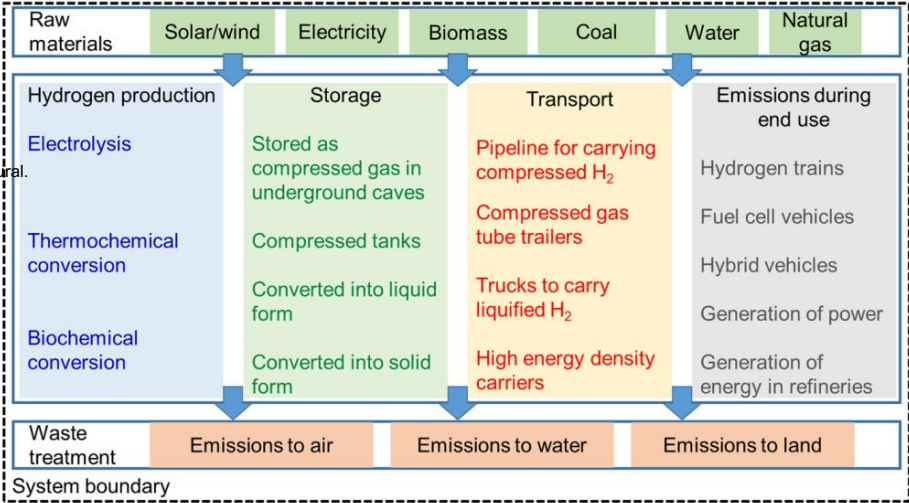


Tabla 3 Fases de producción y utilización estudiadas en los estudios de análisis del ciclo de vida

Referencia	Producción de materias primas	Transporte interoperacional	Producción	Purificación	Almacenamiento	Utilización	Emisiones de tratamiento de desechos
Alviani et al., 2021	X	X	X	X	X	X	X
al., 2021	X	X	X			X	X
Bui et al., 2021	X	X	X	X	X		
Cvetković et al., 2021	X	X	X				X
Desantes et al., 2020	X	X	X	X	X	X	
Kerscher et al., 2021	X		X				
Kim et al., 2021	X	X	X				
Li et al., 2021	X	X	X				
Liu et al., 2021	X	X	X	X	X	X	X
Logan et al., 2020							X
Reaño y Halog, 2020	X	X	X	X			
Sadeghi et al., 2020	X	X	X				
Sako et al., 2021	X	X	X	X	X	X	X
Sánchez et al., 2021	X	X	X	X			
	X	X	X	X	X	X	
Bareiß et al., 2019	X	X	X	X			
Chen et al., 2019	X	X	X				
Cortés et al., 2019	X	X	X				
Fernández-Dacosta et al., 2019		X	X				X
Li et al., 2019	X	X	X			X	
Ozturk y Dincer, 2019	X	X	X				
Siddiqui y Dincer, 2019	X	X	X				
Valente et al., 2019	X	X	X	X	X	X	X
Karaca et al., 2020	X	X	X				

Las categorías de punto medio se agregan para presentar resultados como categorías de punto final, como la salud humana, el daño a la calidad del ecosistema en forma de pérdida de especies y el agotamiento de recursos (Osman et al. 2021b). Se argumenta que los impactos ambientales deben presentarse como categorías de punto medio para evitar una simplificación excesiva o una mala interpretación de los impactos ambientales (Kalbar et al. 2017). Esto se debe a que los indicadores finales implican ponderar los impactos. Evidentemente, solo se identificó un estudio que presentó impactos ambientales tanto para los indicadores de punto medio como para los de punto final (Ozturk y Dincer 2019).

#### Análisis de incertidumbre y sensibilidad.

La incertidumbre surge en los estudios de ACV debido a la naturaleza escasa e imprecisa de los datos disponibles y los supuestos del modelo (Cherubini et al. 2018). Por lo tanto, es imperativo considerar y calcular cuantitativamente estas incertidumbres para alcanzar decisiones transparentes, sólidas y confiables.

Ha habido un gran desarrollo en los métodos para absorber estas incertidumbres en los modelos ACV, como variación de parámetros y análisis de escenarios, teoría estadística clásica (por ejemplo, distribuciones de probabilidad y pruebas).

de hipótesis); Simulaciones de Monte Carlo, bootstrapping y otros enfoques de muestreo; estadística no paramétrica, análisis bayesiano, teoría difusa; y el uso de métodos de incertidumbre cualitativa (Finnveden et al. 2009).

Esta revisión registró que el 67% de los estudios utilizados análisis de escenarios para tener en cuenta la incertidumbre de los parámetros (Fig. 5). Junto con los estudios comparativos mencionados en la (Tabla 2) y el análisis de escenarios en la Fig. 5, este valor alcanza el 96%, es decir, todos menos uno realizaron estudios comparativos y/o o análisis de escenarios (Cvetković et al. 2021). Esto puede atribuirse a la escasez de datos y al serio esfuerzo

necesario para realizar un ACV de la producción de biohidrógeno mediante digestión anaeróbica (Cvetković et al. 2021). Además, se observó que el 8% de los estudios emplearon simulaciones de Monte Carlo para propagar las incertidumbres de los parámetros en el modelo.

Se realizan análisis de sensibilidad para distinguir los procesos en la cadena de producción de hidrógeno que contribuyen a las gravosas huellas ambientales. En relación con esto, si se quieren minimizar los impactos ambientales, estos serán los procesos en los que se deberían centrar las investigaciones futuras (Al-Muhtaseb et al. 2021). El 42% de los estudios revisados aquí realizaron análisis de sensibilidad.



Tabla 4 Impactos ambientales estudiados en estudios de evaluación del ciclo de vida en el contexto de la producción de hidrógeno

Impactos ambientales	Referencia
Potencial de calentamiento global	Alviani Hirano et al. 2021, Bareiß De La Rua et al. 2019, Booto Aamodt Espegren et al. 2021, Bui Zhang et al. 2021, Chen Xu et al. 2019, Cortés et al. 2019, Desantes Molina et al. 2020, Fernán-dez-Dacosta Shen et al. 2019, Kerscher Stary et al. 2021, Kim, Kim y otros. 2021, Li Liu et al. 2019, Li Yao et al. 2021, Liu Mauzerall et al. 2021, Logan Nelson et al. 2020, Ozturk y Dincer 2019, Reaño y Halog 2020, Reaño 2020, Sadeghi Ghandehariun et al. 2020, Sako Koyama et al. 2021, Sánchez Ruiz et al. 2021, Siddiqui y Dincer 2019, Valente Iribarren et al. 2019
Uso neto de energía, agotamiento de los combustibles fósiles	Alviani Hirano et al. 2021, Bui Zhang et al. 2021, Cortés et al. 2019, Cvetković et al., 2021, Kim, Kim et al. 2021, Reaño 2020, Sánchez Ruiz et al. 2021, Fernández-Dacosta Shen et al. 2019, Li Liu et al. 2019, Ozturk y Dincer 2019, Siddiqui y Dincer 2019, Valente Iribarren et al. 2019
Potencial de agotamiento abiótico	Booto Aamodt Espegren et al. 2021, Chen Xu et al. 2019, Karaca Dincer et al. 2020, Kim, Kim y otros. 2021, Ozturk y Dincer 2019, Sako Koyama et al. 2021, Sánchez Ruiz et al. 2021
Potencial de acidificación	Booto Aamodt Espegren et al. 2021, Chen Xu et al. 2019, Cortés et al. 2019, Karaca Dincer et al. 2020, Kim, Kim y otros. 2021, Li Yao et al. 2021, Reaño 2020, Sánchez Ruiz et al. 2021, Ozturk y Dincer 2019, Siddiqui y Dincer 2019, Valente Iribarren et al. 2019
Potencial de eutrofización	Booto Aamodt Espegren et al. 2021, Chen Xu et al. 2019, Cortés et al. 2019, Kim, Kim et al. 2021, Li Yao et al. 2021, Reaño 2020, Sánchez Ruiz et al. 2021, Ozturk y Dincer 2019, Siddiqui y Dincer 2019
Potencial de agotamiento de la capa de ozono	Booto Aamodt Espegren et al. 2021, Bareiß De La Rua et al. 2019, Chen Xu et al. 2019, Cortés et al. 2019, Karaca Dincer et al. 2020, Ozturk y Dincer 2019
Potencial de formación de oxidantes fotoquímicos	Booto Aamodt Espegren et al. 2021, Bareiß De La Rua et al. 2019, Chen Xu et al. 2019, Cortés et al. 2019, Ozturk y Dincer 2019, Siddiqui y Dincer 2019
Potencial de agotamiento del metal	Bareiß De La Rua et al. 2019
Potencial de formación de partículas	Bareiß De La Rua et al. 2019, Cortés et al. 2019, Siddiqui y Dincer 2019
Uso del suelo	Ozturk y Dincer 2019
Potencial de ecotoxicidad terrestre	Bareiß De La Rua et al. 2019, Cortés et al. 2019, Ozturk y Dincer 2019, Reaño 2020
Potencial de ecotoxicidad del agua dulce	Cortés et al. 2019, Ozturk y Dincer 2019, Sánchez Ruiz et al. 2021
Potencial de ecotoxicidad marina	Cortés et al. 2019, Ozturk y Dincer 2019
Potencial de toxicidad humana	Booto Aamodt Espegren et al. 2021, Bareiß De La Rua et al. 2019, Chen Xu et al. 2019, Cortés et al. 2019, Karaca Dincer et al. 2020, Ozturk y Dincer 2019, Sánchez Ruiz et al. 2021, Siddiqui y Dincer 2019

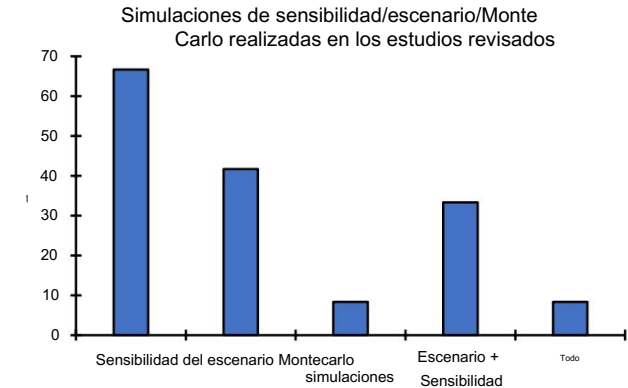


Fig. 5 Detalles del escenario, sensibilidad y simulaciones de Monte Carlo (para propagar la incertidumbre) realizadas en los estudios revisados (N=24). El análisis de escenarios se realizó en el 67% de los estudios revisados.

interpretación de resultados

Esta etapa del ACV incluye realizar interpretaciones, sacar conclusiones y distinguir los procesos que se pueden mejorar para aumentar la viabilidad ambiental del sistema. Esta etapa también podría implicar la presentación y comunicación de los resultados a las partes interesadas. La Tabla 5 resume los hallazgos clave de los estudios revisados.

Hallazgos clave y recomendaciones para futuros estudios de evaluación del ciclo de vida.

La evaluación del ciclo de vida es una herramienta compleja que se encuentra en la interfaz entre la ciencia, la ingeniería y las políticas. A pesar de esta complejidad inherente, se reconoce como una herramienta integral para evaluar los impactos ambientales asociados con productos y procesos. Revisamos los estudios de ACV publicados entre 2019 y 2021. Esta sección presenta recomendaciones para que los responsables políticos creen una economía de hidrógeno sostenible y que los profesionales del ACV realicen estudios futuros.

Tabla 5 Hallazgos clave reportados en los estudios de evaluación del ciclo de vida revisados

Referencia	Recomendaciones
Alviani y otros, 2021	Este estudio utilizó materiales de desecho de aluminio y agua termal para producir hidrógeno para su uso en autobuses. El Las estimaciones de ACV demostraron los impactos ambientales de 1 MJ de combustible de transporte de hidrógeno producido de la siguiente manera. Potencial de calentamiento global=195 g CO2 eq/MJ Uso neto de energía=984 kJ/MJ
Booto y otros, 2021	Este estudio comparó los impactos ambientales de camiones eléctricos de batería, de diésel convencional y de hidrógeno. Potencial de calentamiento global para un camión eléctrico de batería = 0,286 kg CO2 eq/km Potencial de calentamiento global para un camión convencional = 0,907 kg CO2 eq/km Potencial de calentamiento global para un camión con pila de combustible de hidrógeno = 0,477 kg CO2 eq/km
Bui, Zhang y cols. 2021	Este estudio evaluó tres vías de conversión de biomasa a bioenergía: (i) plantas de energía alimentadas con biomasa pulverizada que generar electricidad, (ii) plantas combinadas de calor y energía alimentadas con biomasa que proporcionan calor y electricidad, y (iii) producción de hidrógeno derivado de biomasa con captura y almacenamiento de carbono.
Cvetković y otros, 2021	La digestión anaeróbica seguida del reformado con vapor analizada en este estudio mostró un balance energético negativo (con 16.837 GJ). Por tanto, demostrar que este proceso es energéticamente insostenible en un entorno medioambiental contexto
Desantes et al., 2020	Este estudio comparó el uso de pilas de combustible, hidrógeno y motores convencionales para vehículos de pasajeros de tamaño medio en Europa. El estudio concluyó que el potencial de calentamiento global de estos tres motores durante la vida útil del vehículo era: Vehículo eléctrico = 15 000 kg CO2 eq Hidrógeno = 9000 a 49 000 kg CO2 eq Diesel convencional = 24 500 kg CO2 eq
Kerschler y otros, 2021	Las emisiones del ciclo de vida de las tecnologías de pirólisis están en el rango de 1,9 a 6,4 kg CO2 eq/kg H2, en comparación con la tecnología de punta basada en la tecnología de reformado de metano con vapor 10,8 4 kg CO2 eq/kg H2
Kim y otros, 2021	El sistema de pila de combustible de carbonato fundido analizado en busca de impactos ambientales en este estudio mostró un potencial de calentamiento global de 0,3 kg CO2 eq/kWh, un potencial de agotamiento abiótico de 1,90 g Sb eq/kWh, un potencial de acidificación de 30,5 g SO2 eq/kWh y un potencial de eutrofización de 0,01 g. PO4 <sup>3-</sup> eq/kWh. La principal causa del impacto fue Se encontró que se trataba del reformado de gas natural licuado en etapa de operación.
Li y otros, 2021	Este estudio calculó los impactos ambientales de la producción de hidrógeno mediante gasificación de carbón, reformado con vapor de gas natural, electrólisis termoquímica del agua mediante energía eólica y división termoquímica del agua mediante el ciclo Cu-Cl en China. Potencial de calentamiento global para todos los procesos=0,7 a 17 kg CO2 eq/kg de H2 Potencial de acidificación catiónica para todos los procesos=1,7 a 30,7 g SO2 eq/kg de H2
Liu y otros, 2021	Este estudio analizó la intensidad de carbono por kilómetro recorrido por camiones pesados en China que utilizan pilas de combustible de hidrógeno para los años 2020, 2030 y 2050. La investigación concluyó que sustituir los combustibles convencionales por pilas de combustible de hidrógeno en el 100% de los pies de los camiones pesados redujo El 63% de las emisiones de gases de efecto invernadero en 2050
Logan y otros, 2020	Para lograr los objetivos netos cero del Reino Unido, los trenes deberían convertirse en trenes eléctricos o de hidrógeno, lo cual es imposible por razones económicas o técnicas. Además, tanto los trenes eléctricos como los de hidrógeno produjeron muchas menos emisiones de carbono por persona que los trenes de combustible convencional durante los años 2017 y 2050.
Reaño y Halog, 2020	El estudio comparó el potencial de calentamiento global durante 100 años para la producción de biohidrógeno utilizando cáscara de arroz, cáscara de arroz, bagazo de caña de azúcar, hojas de caña de azúcar, mazorca de maíz, tallo de maíz, cáscara de coco y cáscara de coco. Se informó que el potencial de calentamiento global variaba de -85 kg CO2 eq/kg H2 a 110 kg CO2 eq/kg H2
Año, 2020	El estudio comparó la electrólisis del agua alcalina, la gasificación y la fermentación oscura para la producción de hidrógeno. La vía de fermentación oscura se registró como el proceso más eficiente basándose en una relación energética neta de 1,25 y un potencial de calentamiento global de 46 kg CO2 eq/kg de H2.
Sadeghi y otros, 2020	Las emisiones totales de gases de efecto invernadero fueron de 10,28, 11,59, 3,08 y 2,06 kg de CO2 eq por 1 kg de H2 para el reformado de metano con vapor, la gasificación del carbón, la electrólisis fotovoltaica y la electrólisis solar térmica, respectivamente.
Sako y otros, 2021	Este estudio comparó la producción de sistemas de producción de hidrógeno convencionales y asistidos por baterías. Concluyó que la producción de hidrógeno asistida por baterías tenía menores emisiones de gases de efecto invernadero (0,15 a 0,3 kg de CO2 eq/kWh) en comparación con el proceso de producción de hidrógeno convencional (0,9 a 1,08 kg CO2 eq/kWh)
Sánchez, Ruiz et al. 2021	El uso de lodo prensado de caña de azúcar, como fuente de biomasa, tuvo beneficios ambientales en comparación con el uso de etanol anhidro de melaza de caña de azúcar como materia prima para la generación de energía utilizando hidrógeno como vector energético. Los impactos ambientales de 1 kWh de producción de energía utilizando lodo prensado de caña de azúcar se observaron como: potencial de calentamiento global = 1,2 kg CO2 eq. potencial de acidificación = 0,3 kg SO2 eq y potencial de eutrofización = 0,01 kg PO4 eq.
Bareiß et al., 2019	El estudio demostró que principalmente la composición del mix eléctrico determina impactos como el potencial de calentamiento global del proceso de electrólisis del agua con membrana de intercambio de protones para la producción de hidrógeno. Una reducción de los materiales utilizados provoca sólo una reducción muy pequeña del potencial de calentamiento global.
Chen y otros, 2019	Este estudio demostró que el potencial de calentamiento global más bajo en todos los escenarios considerados en la gasificación integrada del carbón con agua supercrítica fue de 0,66 kg CO2 eq/kWh.
Cortés et al., 2019	Este estudio evaluó el flujo de residuos alcohólicos para el reformado catalítico con vapor para la producción de hidrógeno. El catalizador está compuesto por una base de sepiolita con níquel (15% en peso) y lantano (1% en peso). Los impactos ambientales por la producción de 1 kg de H2 se observaron como potencial de calentamiento global = 9,55 kg CO2 eq y potencial de acidificación = 4,25 g SO2 eq.

Tabla 5 (continuación)

Referencia	Recomendaciones
Fernández-Dacosta et al., 2019	Comparación del uso de cuatro tipos de combustibles para el transporte: dimetiléter producido a partir de CO2, metanol producido a partir de CO2, hidrógeno producido a partir del reformado de metano con vapor e hidrógeno producido a partir de electrólisis del agua utilizando energías renovables. El estudio concluye que ninguna de estas cuatro opciones de combustible alternativo aparece como el claro sustituto de la gasolina y el diésel.
Li y otros, 2019	El potencial de calentamiento global y el uso de energía no renovable para el proceso de generación de hidrógeno mediante circuito químico directo con carbón fueron de 9,54 kg eq de CO2/kg H2 y 312,02 MJ/kg H2, respectivamente .
Ozturk y Dincer, 2019	Este estudio comparó el uso de hidrógeno, petróleo, lignito, energía solar y gas natural para producir 1 kWh de energía. Concluyó que el hidrógeno era el combustible más eficiente desde el punto de vista medioambiental, con un potencial de calentamiento global de 0,04 kg CO2 eq/kWh.
Siddiqui y Dincer, 2019	Las rutas de electrólisis del agua, gasificación del carbón y gasificación de la biomasa mostraron un potencial de calentamiento global de 28,6, 23,7 y 4,4 kgCO2eq/kg H2, respectivamente. Además de esto, se estima que las rutas de producción de etanol, metanol e hidrógeno a base de metano tienen 12,2, 17,9 y 13,8 kgCO2eq/kg H2 de potencial de calentamiento global, respectivamente.
Valente et al., 2019	En términos de potencial de calentamiento global, el hidrógeno de biomasa era una mejor opción que el hidrógeno convencional, sin embargo, nunca, en menor medida para el potencial de acidificación
Karaca et al., 2020	Los métodos de producción de hidrógeno basados en la energía nuclear causaron un potencial de calentamiento global de 0,48 a 0,71 kgCO2eq/kg H2

Ecuación: Equivalente

- Durante la revisión, no se identificaron dos estudios de ACV que fueran similares. Se informaron diferencias en el ámbito geográfico y temporal, unidades funcionales y límites del sistema considerados, y categorías de impacto ambiental. Por lo tanto, se recomienda que los formuladores de políticas presten atención a los procesos modelados y al alcance de los límites del sistema para tomar decisiones para crear una economía de hidrógeno sostenible.
- La mayoría de los estudios no abarcaron procesos, entradas y salidas para el análisis del ACV 'desde la cuna hasta la tumba'. Por lo tanto, los estudios futuros deberían realizar una evaluación "desde la cuna hasta la tumba" para una toma de decisiones sólida.
- Alrededor del 54% de los estudios revisados calcularon los impactos ambientales en categorías que van más allá del potencial de calentamiento global y el agotamiento de los combustibles fósiles. Es crucial evaluar los impactos ambientales en más categorías. De lo contrario, puede surgir el problema del cambio de carga, cuando se desarrollan procesos de producción de hidrógeno para mitigar el cambio climático y la seguridad energética, lo que, sin embargo, genera graves impactos ambientales y de salud humana, como acidificación, eutrofización y toxicidad humana.
- Finalmente, centrándonos en las vías de producción, solo se identificaron ocho estudios que calcularon los impactos ambientales del biohidrógeno, lo que demuestra que existe una considerable brecha de conocimiento en los procesos de producción que utilizan materias primas de origen biológico.

Almacenamiento subterráneo de hidrógeno

Hay objetivos ambiciosos en el acuerdo de París para que el cambio climático se cumpla como nunca antes de 2050. Sin embargo, el aumento continuo de las emisiones de dióxido de carbono (CO2) generadas por el uso y almacenamiento de combustibles fósiles ha creado una clara demanda de fuentes alternativas de energía limpia y energía capaz (Ochedi et al. 2021). Sin embargo, la energía solar y eólica proporcionan fuentes de energía intermitentes y volátiles (como se muestra en la Fig. 6) que requieren soluciones de respaldo y/o almacenamiento de energía a escalas comparables a su capacidad de generación de energía (es decir, soluciones de almacenamiento de TWh a más largo plazo). . En particular, es difícil descarbonizar algunos sectores industriales. Para ayudar a equilibrar la oferta y la demanda de energía, la capacidad de varias tecnologías de almacenamiento de energía, con una combinación dinámica de almacenamiento diario, semanal y estacional, puede reducir las emisiones de CO2 por unidad de energía proporcionada.

Hasta la fecha, la viabilidad técnica y el atractivo económico para desarrollar baterías de almacenamiento de energía estacionales y basadas en iones de litio a gran escala pueden ser difíciles de implementar y proporcionar un suministro de energía durante tiempos de alta demanda. Este déficit puede eliminarse almacenando químicamente el exceso de energía renovable (en forma de hidrógeno) en acuíferos subterráneos, cavernas de sal y/o depósitos de hidrocarburos agotados en el llamado Almacenamiento Subterráneo Estacional de Hidrógeno (USHS). El uso de hidrógeno como portador de energía puede ser una solución prometedora para la energía limpia debido a su no toxicidad.

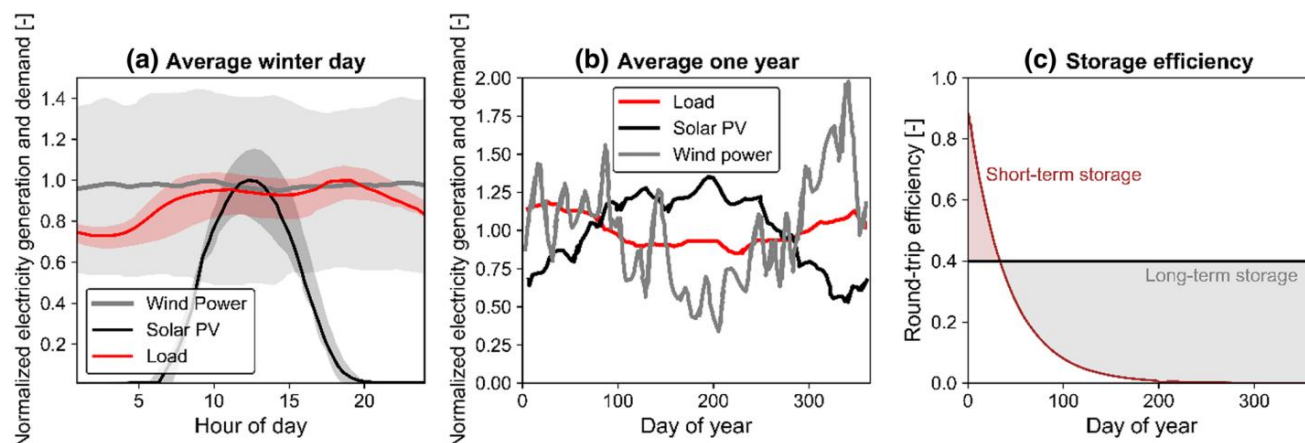


Fig. 6 [A] La serie temporal diaria muestra la coincidencia de carga, viento y energía solar de un día típico durante la temporada de invierno en Europa con los percentiles 15 y 85 para cada serie temporal diaria promedio. [B] Las series temporales anuales de promedios semanales ilustran la correlación estacional (es decir, exceso/escasez) de carga, energía eólica y solar. Generación de electricidad y

demanda normalizada sobre el valor medio correspondiente. [C] Eficiencia esquemática de ida y vuelta para una tecnología de almacenamiento a corto plazo (por ejemplo, batería, línea marrón) y a largo plazo (por ejemplo, energía a hidrógeno, línea negra). Las cifras fueron adaptadas de (2017) y (Gabrielli et al., 2020)

alta energía específica y emisiones no CO<sub>2</sub> después de la combustión. El desafío es encontrar materiales de almacenamiento de hidrógeno con alta capacidad. Por lo tanto, el USHS puede ser una de las soluciones más prometedoras para compensar el desajuste estacional entre la generación y la demanda de energía (Fig. 6), en primer lugar para el almacenamiento a mediano y largo plazo y al mismo tiempo aumentar la contribución al suministro de energía con bajas emisiones de carbono. A pesar de la gran oportunidad que brinda el USHS, la madurez todavía se considera baja, con varias incertidumbres y desafíos (Heine-mann et al. 2021).

La economía basada en el hidrógeno requiere una gran infraestructura de transporte de gas. Se ha sugerido que las redes de tuberías de gas natural existentes podrían usarse para transportar hidrógeno (Melaina et al. 2013; Panflov 2016). Los gases se transportarían como una mezcla y luego se separarían. Algunos métodos para separar mezclas de metano e hidrógeno, en particular la separación por membranas de gas, parecen prometedores (Ockwig y Nenof 2007).

Geológicamente, las formaciones subterráneas son adecuadas para almacenar hidrógeno, que luego puede usarse como portador de energía química producida en tiempos de producción excedente de energía, almacenado durante varios meses y finalmente recuperado para su reelectrificación cuando más se necesita (Bauer et al. Alabama. 2013; Bauer et al. 2017). Como ilustración del posible potencial de almacenamiento, la capacidad volumétrica de un sistema (es decir, la densidad de energía neta) de una batería de flujo basada en hidrógeno almacena aproximadamente 2,7 kWh/L (NREL) de electrolito y, por tanto, un yacimiento de petróleo agotado de un millón de barriles. contendría >3 TWh de electricidad. Esto equivale a la producción de 30 semanas de un gran parque eólico marino, que es mucho más de lo necesario para eliminar los problemas de intermitencia asociados con una instalación de este tipo. Por lo tanto, se demostró que sólo se necesitan unos pocos campos de gas marinos para almacenar suficiente energía en forma de hidrógeno para

equilibrar toda la demanda estacional de calefacción doméstica en el Reino Unido (Mouli-Castillo et al. 2021).

## Propiedades termofísicas del hidrógeno.

Una vez que una de las tecnologías produce hidrógeno en la superficie, debe transportarse a una instalación de almacenamiento estacional en fase líquida o gaseosa. Además, el hidrógeno también se puede almacenar en las superficies de los sólidos (es decir, mediante adsorción) o dentro de los sólidos (es decir, mediante absorción) (El-Eskandarany 2020). Durante el ciclo de carga, cuando la demanda de energía es máxima, el hidrógeno se puede reconvertir fácilmente para generación eléctrica.

El hidrógeno puede considerarse como un gas ideal que puede presentarse en varios estados en un amplio rango de temperaturas e incluso a altas presiones. Aquí se proporcionaron las propiedades termofísicas del hidrógeno en las condiciones relevantes para el almacenamiento subterráneo de hidrógeno. Una de sus características termofísicas más importantes es su baja densidad, por lo que para cualquier aplicación práctica es necesario comprimir el hidrógeno o licuarlo. A las profundidades de almacenamiento previstas, la densidad y la viscosidad dinámica del hidrógeno se calculan de forma iterativa utilizando la ecuación de estado (EOS) y las siguientes (Span et al. 2020). Principalmente, la densidad del hidrógeno (kg/m<sup>3</sup>) aumenta principalmente al aumentar la presión, mientras que las viscosidades dinámicas (μPa.s) aumentan significativamente al aumentar la temperatura, como se muestra en la Fig. 7. A bajas temperaturas de -262 °C, el hidrógeno es sólido con una densidad de 70,6 kg/m<sup>3</sup>. A temperaturas más altas, el hidrógeno es un gas con una pequeña densidad de 0,089 kg/m<sup>3</sup> a 0 °C y a una presión de 1 bar. La extensión del estado líquido del hidrógeno se puede presentar como una zona estrecha entre los puntos triple y crítico, con una densidad de 70,8 kg/m<sup>3</sup> a -253 °C.

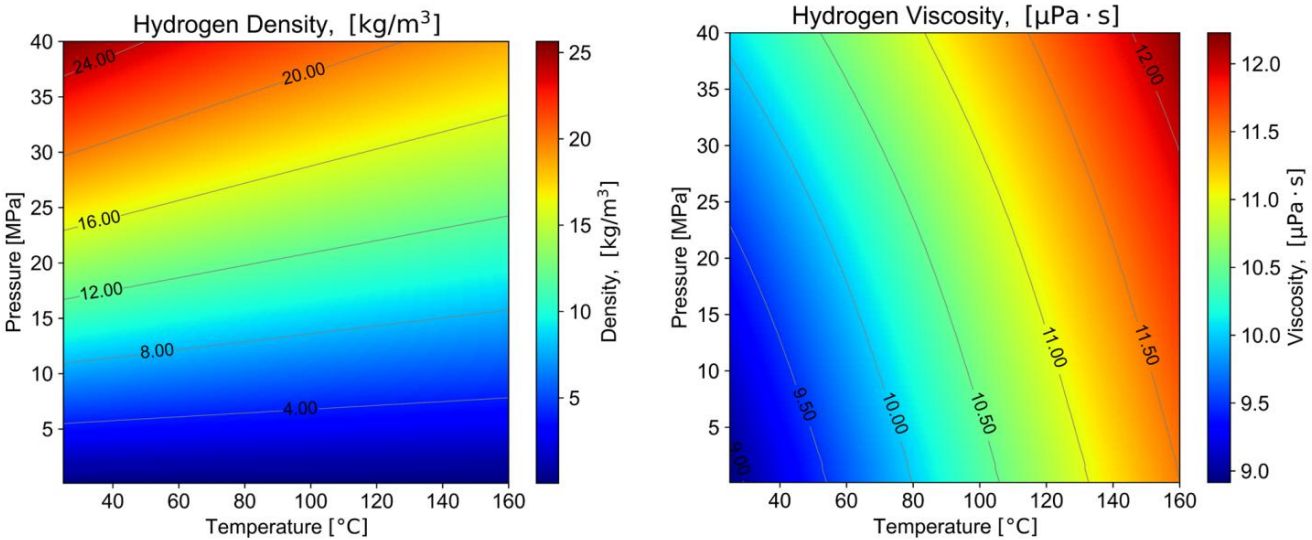


Fig. 7 (izquierda) Densidad [kg/m<sup>3</sup>], (derecha) viscosidad dinámica [μPa.s] de hidrógeno en condiciones P-T representativas que son típicas del sistema de almacenamiento subterráneo de hidrógeno. Los cálculos fueron car-

Realizado por los autores, utilizando las propiedades fundamentales del hidrógeno como gas ideal. Cuando se alcanza una presión >35 MPa, se espera una desviación del 15% de los valores reales.

Tabla 6 Densidad de almacenamiento de hidrógeno bajo ciertas presiones y condiciones de temperatura. (i) almacenamiento de líquidos, (ii) almacenamiento de gas criocomprimido y (iii) almacenamiento de gas comprimido

Fase de hidrógeno almacenado	Presión [MPa]	Temperatura [°C]	Densidad [kg/m <sup>3</sup> ]
Caso I: almacenamiento de líquidos	0.1	<-253	60–70
Caso II: almacenamiento criocomprimido *	25–35	<-253	>70
Caso III: almacenamiento de gas comprimido	5–30	25-130	10–40

\* El recipiente a presión criogénico (tanque) está hecho de metal recubierto de fibra de carbono.

Por lo tanto, se pueden considerar tres tecnologías potenciales para el almacenamiento de hidrógeno según las combinaciones de presión y temperatura relevantes para las condiciones de almacenamiento. (Tabla 6):

- Almacenamiento de hidrógeno criocomprimido (CCH<sub>2</sub>) y almacenamiento de hidrógeno líquido (LH<sub>2</sub>): el almacenamiento de hidrógeno como líquido requiere temperaturas criogénicas porque el punto de ebullición del hidrógeno a la presión de una atmósfera es de -253 °C con una densidad cercana a 71kg/m<sup>3</sup>. Estas propiedades hacen que el almacenamiento de hidrógeno bajo presión y temperatura atmosféricas estándar sea extremadamente difícil debido al alto costo y a los problemas de seguridad. Mientras que otros gases pueden licuarse a una temperatura normal de 20 °C, en el caso del hidrógeno esto, lamentablemente, es prácticamente imposible. Por lo tanto, el hidrógeno necesita ser comprimido en recipientes criogénicos que puedan presurizarse a 25-35 MPa. En consecuencia, el tamaño del hidrógeno líquido requiere tanques más grandes, aproximadamente tres veces más grandes que el tanque de gasolina utilizado actualmente (El-Eskandarany, 2020).

- Para rangos de presión entre 5 y 30 MPa y temperaturas entre 25 y 130 °C, el hidrógeno se puede almacenar de forma segura como gas en formaciones geológicas subterráneas. Para USHS, el hidrógeno debe transportarse a una boca de pozo para su almacenamiento subterráneo. Luego, el hidrógeno debe comprimirse para inyectarse a una presión suficiente para ingresar a la formación geológica a la presión y temperatura in situ. En la Fig. 10 se muestran diferentes sitios potenciales de almacenamiento geológico para USHS y se analizarán con más detalle en las siguientes secciones.

Además, el gas hidrógeno presurizado ocupa una gran cantidad de volumen en comparación con, por ejemplo, la gasolina con el mismo contenido energético: un volumen aproximadamente 30 veces mayor a una presión de gas de 10 MPa (El-Eskandarany 2020). USHS básicamente implica la reducción del enorme volumen de gas hidrógeno debido al gradiente de presión del yacimiento (Fig. 8). Un kilogramo de hidrógeno a temperatura ambiente y presión atmosférica ocupa un volumen de 11 m<sup>3</sup>.



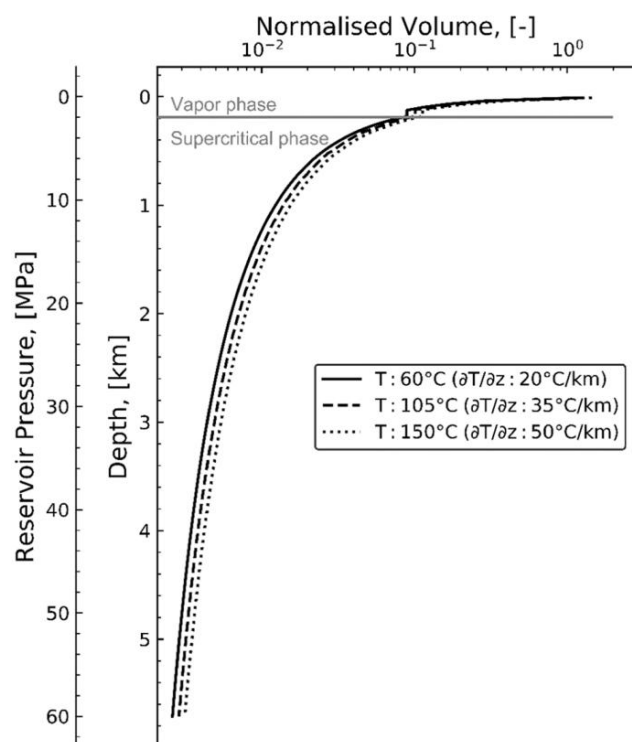


Fig. 8 Volumen normalizado de hidrógeno en las condiciones de presión-temperatura (en el rango de gradientes geotérmicos) representadas en función de la profundidad. La línea horizontal gris a 800 m marca la profundidad mínima recomendada para la inyección de hidrógeno, donde se puede encontrar como fase supercrítica en condiciones de presión y temperatura relevantes para USHS (por encima de 1,3 MPa).

Dinámica de fluidos del hidrógeno en un medio poroso saturado de salmuera.

En el contexto del sistema USHS, la inyección cíclica de hidrógeno en (y su posible recuperación de) una formación permeable llena de salmuera es parte de problemas de flujo multifásico que se han estudiado ampliamente (Hashemi et al. 2021; Liebscher et al. 2016). En este caso, un sistema de dos fases de hidrógeno y salmuera es inmiscible: los fluidos están separados por una interfaz capilar. Asimismo, el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, una primera aproximación importante al comportamiento del sistema hidrógeno-salmuera, se encuentra aplicando un conjunto de ratios adimensionales y de solubilidad (y por tanto su movilidad) que analizan la dinámica de emisiones bifásicas. sistemas de flujo inmiscibles (Ringrose et al. 2021). Las relaciones viscoso/capilar ( $N_{vc}$ ) y gravedad/viscoso ( $N_{gv}$ ) son, respectivamente, las relaciones de tiempo realistas para que el fluido fluya en la dirección transversal debido a las fuerzas capilares y de gravedad con respecto al flujo en la dirección horizontal debido a las fuerzas viscosas utilizando el supuesto de (Zhou et al. 1997). Aquí se supone que los dos fluidos están segregados verticalmente debido a la diferencia de gravedad y densidad. Ambas razones se pueden formular en las ecuaciones. 7 y 8 como sigue:

$$N_{vc} = \frac{v_x}{k_{av}} \frac{\mu_{nw}}{\Delta x} \frac{\Delta z^2}{1} \frac{1}{\frac{dp_c}{dS_w}} \quad (7)$$

$$N_{gv} = \frac{\Delta}{\Delta z_{vx}} \frac{g k_{av}}{\mu_{nw}} \frac{\Delta x}{1} \quad (8)$$

donde  $u_x$  es la velocidad total del flujo en la dirección horizontal ( $x$ ),  $\Delta x$  y  $\Delta z$  son las dimensiones del sistema,  $\mu_{nw}$  es la viscosidad de la fase no humectante (hidrógeno),  $k_{av}$  es la permeabilidad promedio,  $\Delta p$  es la diferencia de densidad del fluido,  $g$  es la aceleración debida a la gravedad y  $(dp_c/dS_w)$  es el gradiente de presión capilar en función de la saturación de la fase de humectación.

Alrededor del pozo de inyección/producción, se espera que ocurran condiciones predominantemente viscosas debido al gradiente de alta presión (Ringrose et al. 2021). Sin embargo, dentro del yacimiento y lejos de la región del pozo de inyección/producción, se espera que ocurran condiciones dominadas por la gravedad. Por lo tanto, tales relaciones se pueden utilizar para esperar el comportamiento dinámico del fluido del sistema de flujo de salmuera de hidrógeno y determinar qué factores probablemente sean más críticos, particularmente cuando se evalúa el flujo de fluido macroscópico a gran escala, donde las fuerzas capilares y de gravedad llegan a ser lo suficientemente importantes como para no ser descuidados.

Otro factor importante para USHS es la solubilidad del hidrógeno en el fluido residente de la formación (agua/salmuera). Por lo tanto, para el estudio de la movilidad y reactividad del hidrógeno es necesario pronosticar los equilibrios de fases (solubilidad del hidrógeno en salmuera y contenido de agua en la fase rica en hidrógeno) en las condiciones de almacenamiento geológico (es decir, a diferentes temperaturas, presión y molalidad). así como el control, seguimiento y optimización del almacenamiento. Basado en nuevos conjuntos de datos experimentales, Chabab et al. desarrollaron modelos predictivos para estimar el contenido de agua en la fase rica en hidrógeno y capturar con precisión el efecto de sal sobre la solubilidad del hidrógeno (Fig. 9) (Chabab et al. 2020).

#### Almacenamiento geológico de hidrógeno a gran escala

Una solución prometedora para ayudar a equilibrar el suministro de energía procedente de fuentes renovables intermitentes y la demanda es el hidrógeno como portador de energía para energías limpias y debe ir acompañado de sistemas de almacenamiento de energía. Los beneficios del uso de hidrógeno se deben a su no toxicidad, su alta energía específica y su ausencia de emisiones de CO<sub>2</sub> después de la combustión. Sin embargo, el desafío es encontrar materiales de almacenamiento de hidrógeno con alta capacidad. El almacenamiento subterráneo de gas natural a gran escala se ha practicado con éxito durante muchas décadas, con un total global de 413 mil millones de metros cúbicos estándar (BSCM) de almacenamiento de gas natural alojados en campos de gas agotados (80%), acuíferos subterráneos (12%), y cavernas

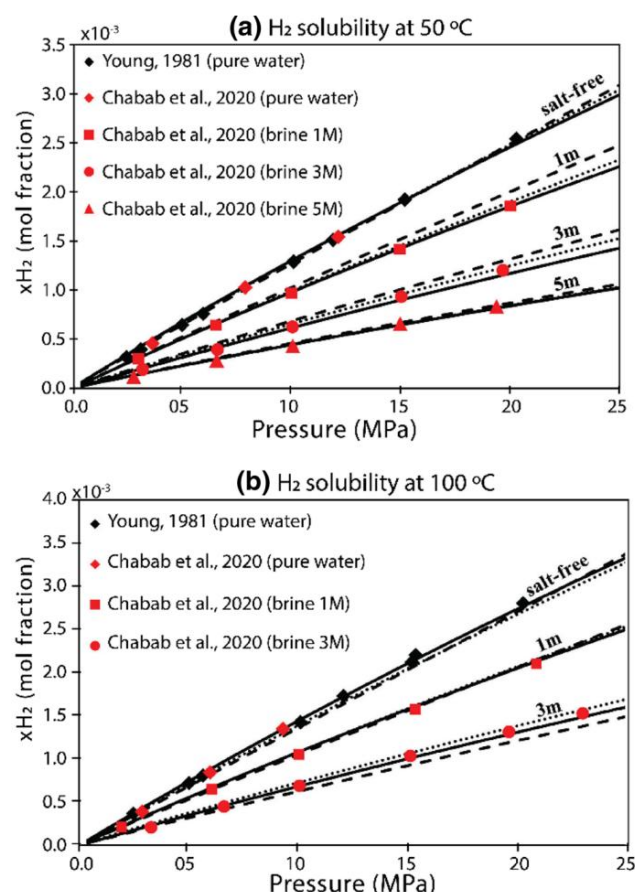


Fig. 9 Solubilidad del hidrógeno en agua pura y en salmuera de diferentes molalidades (hasta 5 M), en función de la presión (hasta 25 MPa), y a la temperatura de 50°C [a] y 100°C [b]. Los símbolos representan resultados experimentales de la literatura (Chabab et al., 2020). Las líneas continuas, punteadas y discontinuas representan las solubilidades del hidrógeno calculadas por los modelos e-PR-CPA, SW y geoquímicos, respectivamente. La cifra está modificada de Chabab et al., (2020)

(8%) (Perry 2005), como se muestra en la Fig. 10. Aquí, se han considerado estos tipos de sistemas subterráneos de almacenamiento de hidrógeno (Lord et al. 2014; Panflov 2010).

#### Yacimientos de hidrocarburos agotados

En la mayoría de los casos, los yacimientos de hidrocarburos agotados son objetivos atractivos para USHS debido a su capacidad de almacenamiento, sellado probado, conocimiento previo de la caracterización de los yacimientos y la infraestructura existente (es decir, red de gasoductos). Sin embargo, varios procesos físicos, químicos y microbianos están asociados con el USHS en reservorios de hidrocarburos (Heinemann et al. 2021) (resumidos en la Fig. 10).

Si bien se pueden transferir conocimientos y tecnología del almacenamiento subterráneo de gas natural y del almacenamiento subterráneo de carbono, algunos de los desafíos que enfrenta el USHS son similares a los del almacenamiento de gas natural. Tanto en forma de gas comprimido como de líquido, la baja densidad

de hidrógeno hace que el almacenamiento estacional de hidrógeno en medios porosos (y su posible recuperación) sea problemático. Con una relación masa-densidad inferior a 0,01 en comparación con el agua para las condiciones de almacenamiento subterráneas más relevantes, el  $H_2$  es muy ligero. En consecuencia, una columna de  $H_2$  experimentaría fuertes fuerzas de flotación (es decir, cuanto más fuertes sean las fuerzas de flotación, mayor será el potencial de fuga de hidrógeno), y puede ocurrir que el agua avance hacia el pozo de extracción (Heinemann et al. 2021; Sainz-García et al. 2017).

- Esta limitación se siente con mayor fuerza durante la recuperación de hidrógeno del subsuelo. La saturación de gas alrededor del pozo de producción necesaria para mantener el flujo de un pozo de gas es motivo de gran preocupación, ya que afectará y reducirá la producción y, en última instancia, matará el pozo. Cuanto más delgada sea la columna de hidrógeno, menor será la saturación de gas y mayor será la acumulación de salmuera de formación residente en el fondo del pozo. Por lo tanto, la dinámica del sistema USHS requiere un modelo de pozo capaz de describir/ predecir las condiciones (presión y temperatura) en el pozo de extracción a medida que los fluidos fluyen hacia arriba (o la acumulación de líquido en el fondo del pozo).
- La subida del agua es el cambio en el perfil de contacto entre el hidrógeno y el agua debido a las presiones de descenso. Este fenómeno se puede ver como su nombre lo indica: se forma un cono de agua debajo de las perforaciones. Una forma de evitar el avance durante la producción de  $H_2$  es el uso de un gas colchón (Kim et al. 2015; Oldenburg 2003), generalmente un gas más barato y más denso como el nitrógeno ( $N_2$ ), que ayuda a evitar que la columna de gas se llene de agua cuando se produce  $H_2$ . Este concepto es bien conocido en el almacenamiento subterráneo de gas natural y se propuso anteriormente para USHS (Cao et al. 2020).

Además, es importante señalar que USHS implica la inyección cíclica de hidrógeno (es decir, durante el excedente de energía) y la extracción (es decir, durante la demanda de energía) de las formaciones geológicas, donde los cambios en la presión del yacimiento pueden inducir fatiga en la roca de cubierta y reducir la Presión de fracturación a la que el hidrógeno comienza a filtrarse a través de una roca sellada. Por lo tanto, evaluar la capacidad de sellado al hidrógeno (o la altura de la columna de hidrógeno) será crucial para mantener al mínimo el riesgo de una posible fuga hacia arriba de hidrógeno a través de la roca de sellado. Las rocas sello tienen tamaños finos de poros y gargantas de poros que, a su vez, generan rocas de cobertura hidráulicamente herméticas y de baja permeabilidad con altas presiones de umbral capilar. Las altas presiones de umbral, junto con las propiedades de humectabilidad y tensión interfacial (IFT), determinan la altura final de la columna que puede contener un sello, afectando así los volúmenes finales de almacenamiento del yacimiento. En comparación con el almacenamiento subterráneo de gas natural, se espera que se produzcan mayores presiones de entrada capilar para el hidrógeno debido a su mayor tensión interfacial (Hassanpouryouzband et al. 2021; Naylor et al. 2011). Por lo tanto, el hidrógeno se puede almacenar a mayor

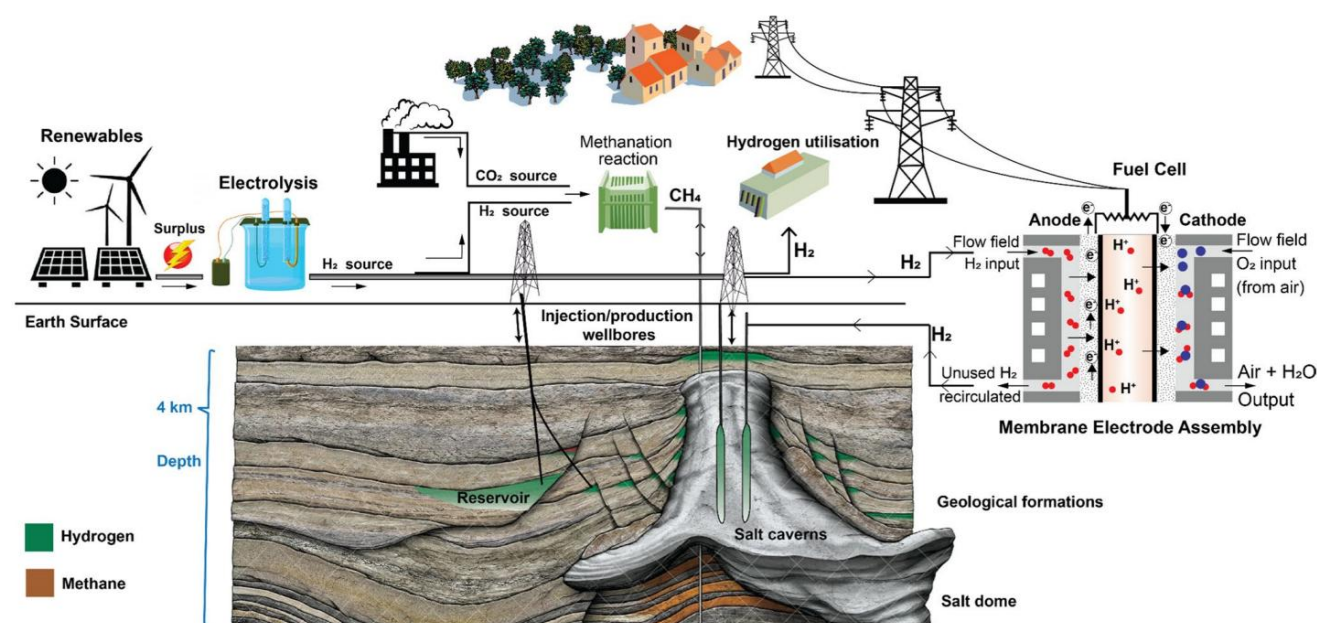


Fig. 10 Diagrama esquemático de diferentes procesos asociados con la producción de hidrógeno mediante electrólisis, el almacenamiento estacional en formaciones geológicas y/o cavernas de sal, la utilización para la producción de amoníaco y la reelectrificación de hidrógeno mediante pilas de combustible. El

La figura muestra diferentes medios potenciales de almacenamiento de hidrógeno en las formaciones geológicas subterráneas: reservorio/acuífero y cavernas de sal. Las dimensiones no están a escala.

presión en el yacimiento que el metano, con un riesgo reducido de falla geomecánica.

En la inyección de hidrógeno en un yacimiento de almacenamiento, una fracción muy pequeña de hidrógeno se disolverá en los fluidos de la formación (Chabab et al. 2020), y el vapor de agua puede contaminar la fase de hidrógeno debido al desequilibrio químico. Es necesario tener en cuenta las pérdidas de hidrógeno por difusión, ya que la capacidad de difusión del hidrógeno es varias veces mayor que la del  $CO_2$  y el metano, hasta tal punto que el hidrógeno puede viajar entre las estructuras de cristales similares al hielo (Hassanpouryouzband et al. 2020).

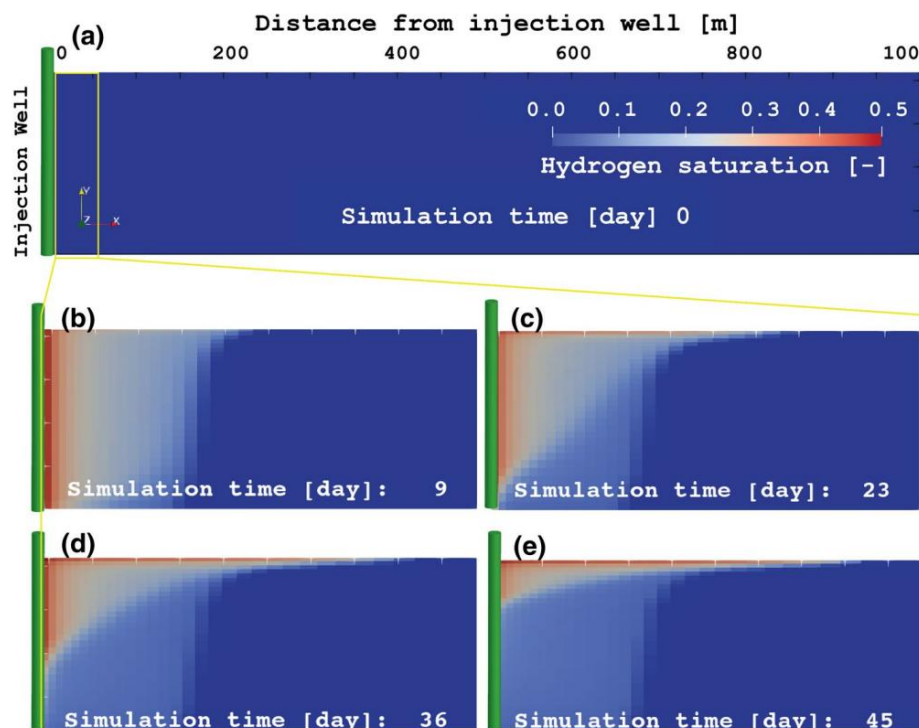
Para mostrar la influencia de la gran diferencia de densidad (Fig. 11) entre el gas inyectado (hidrógeno) y el fluido de formación residente (salmuera) en la migración de la pluma de hidrógeno durante el período de almacenamiento estacional, simulamos numéricamente la inyección de 10 toneladas kg de hidrógeno durante 10 días y su almacenamiento durante 35 días. Utilizamos el simulador numérico PorousFlow Module, un software de código abierto para resolver procesos THM no lineales estrechamente acoplados en paralelo en medios porosos (Wilkins et al. 2021; Wilkins et al. 2022). Se basa en el marco MOOSE (Gaston et al. 2009) y su arquitectura interna se basa en bibliotecas de última generación.

para análisis de elementos finitos (Kirk et al. 2006) y solucionadores algebraicos iterativos no lineales (Balay et al. 2019). Los resultados de la simulación se muestran en la Fig. 11. Desde el punto de vista de la simulación, se muestra que la tasa de fuga de hidrógeno será el mayor desafío debido a la muy alta movilidad del hidrógeno, el pequeño tamaño de la molécula, la alta dispersión.

velocidad y la gran diferencia de densidad entre el hidrógeno y la salmuera. Por lo tanto, se requiere una evaluación adecuada de la estanqueidad de la roca de cobertura sobre el yacimiento para demostrar su eficacia ante cualquier posible fuga de hidrógeno. Además, proponemos almacenar expresamente mezclas de gases  $H_2/CH_4$  para mejorar el contraste de densidad con el agua. La mezcla de gas puede luego extraerse y transportarse, previa solicitud, en los mismos gasoductos naturales.

Los microorganismos del subsuelo, incluidos los metanógenos, los reductores de sulfato, las bacterias homoacetogénicas y los reductores de hierro (iii), pueden utilizar el  $H_2$  como donador de electrones, lo que puede provocar una acumulación no deseada de biomasa en las proximidades del pozo de inyección y/o pérdida de  $H_2$  (Ganzer et al. 2013; Hagemann et al. 2015a). La velocidad local de las reacciones bioquímicas depende del número del microorganismo en particular (Hagemann et al. 2015b). Por lo tanto, un problema importante para el modelado de USHS es la descripción de las funciones de crecimiento y descomposición microbiana. La conversión microbiana de hidrógeno sólo puede ocurrir si el hidrógeno está en la fase acuosa. Una mezcla de hidrógeno con otro gas significa que tendrá una presión parcial más baja y, por tanto, una menor solubilidad en agua. Se afirmó que si la temperatura de la formación es superior a  $122^\circ C$  o la salinidad es superior a 5 M de NaCl, la actividad microbiana hidrogenotrófica se vuelve altamente improbable (Thaysen y Katriona 2020). Por lo tanto, si un depósito de almacenamiento está lo suficientemente caliente, se puede combinar el almacenamiento de hidrógeno con  $CO_2$ , ya que la actividad microbiana

Fig. 11 Desplazamiento de hidrógeno y salmuera en una sección transversal horizontal 2D idealizada (es decir, formación de almacenamiento geológico). El pozo de inyección está ubicado en el lado izquierdo del dominio simulado. Las subfiguras muestran solo los primeros 50 m de distancia horizontal desde el pozo de inyección con una exageración horizontal de 10×. La exageración horizontal es 10x. [A] el depósito está completamente saturado con salmuera (es decir, antes de que comience la inyección de hidrógeno). La migración de la fase de hidrógeno después de [B] 9 días, [C] 23 días, [D] 36 días y [E] 45 días.



estar limitado por la restricción de temperatura. Además, un ambiente de alta presión es tóxico para algunos microorganismos.

Teniendo en cuenta los yacimientos de gas condensado profundamente agotados, los riesgos se minimizan aquí debido a la presencia de trampas geológicas bien definidas relacionadas con yacimientos de gas previamente formados. Desafortunadamente, el riesgo de migración desde la formación de almacenamiento objetivo no se puede eliminar por completo, particularmente debido a la represurización y el cambio de las tensiones y los problemas de integridad del pozo a largo plazo del revestimiento y el cemento.

cavernas de sal

Otro medio de almacenamiento subterráneo, que podría utilizarse en determinadas condiciones y ubicaciones, es el uso de cavernas de sales como instalaciones de almacenamiento de gas a alta presión (Fig. 10). (Gabielli et al. 2020; Hassanpouryouzband et al. 2021; Pudlo et al. 2013; Foh et al. 1979). Según la capacidad de almacenamiento de energía (GWh) y el calendario de descarga, el almacenamiento de hidrógeno en cavernas de sal puede permitir un almacenamiento de energía de larga duración y a escala de servicios públicos para satisfacer la necesidad del mercado de trasladar el exceso de energía en los picos para satisfacer la demanda despachable en los picos. Las cavernas de sal pueden ser muy prometedoras debido a la naturaleza autosellante de la sal y la capacidad de personalizar el tamaño y, a menudo, la forma de las cavernas (Lord et al. 2014). Sin embargo, la inaccesibilidad de las cavernas de sal en la zona donde se produce hidrógeno puede ser un factor limitante.

Las cavernas de sal se pueden construir artificialmente en la formación de sal (o domo de sal) inyectando agua a través de un pozo de acceso, disolviendo la sal y generando grandes volúmenes de salmuera en el llamado proceso de minería en solución. Este proceso está asociado a la recuperación de una gran cantidad de salmuera que requiere su eliminación de forma ecoambiental. Encontrar depósitos adecuados para la eliminación de salmuera puede ser económicamente problemático debido a los mayores costos de construcción de tuberías más largas que eventualmente pueden ralentizar o incluso dificultar el proceso de obtención de permisos. Durante la extracción de hidrógeno de las cavernas bajo presión constante, parte de esta salmuera saturada se puede inyectar en las cavernas para mantener la presión y la estabilidad de las cavernas. Por lo tanto, no se necesita gas colchón en estas condiciones operativas (Foh et al. 1979; Taylor et al. 1986).

En comparación con los yacimientos agotados de petróleo y gas, las ventajas clave de almacenar hidrógeno en cavernas de sal son: (1) la sal que rodea las cavernas es altamente impermeable y prácticamente a prueba de fugas, donde la única posibilidad de pérdida de gas es escapar a través de pozos con fugas (Lord et al. 2014). (2) La sal no reacciona con el hidrógeno (Bünger et al. 2016). (3) La retirada de la "descarga" de hidrógeno es muy flexible en cuanto a velocidad, duración y volumen, con menores requisitos de gas colchón para evitar la rotura de la roca. (4) Las cavernas son una tecnología de almacenamiento madura y financiable que se ha utilizado con éxito para almacenar gases comprimidos durante más de 75 años con posibles extensiones para USHS.

La empresa pública de la ciudad de Kiel, por ejemplo, almacena gas urbano con un contenido de hidrógeno del 60-65% en una caverna de gas con un volumen geométrico de unos 32.000 m<sup>3</sup>.



y una presión de 8 a 16 MPa a una profundidad de 1330 m desde 1971 (Kruck et al. 2013; Carpetis, 1988) estimaron la capacidad de almacenamiento de hidrógeno para un volumen de caverna de 500 000 m<sup>3</sup> y una profundidad de zapata de revestimiento de 1000 m rango de presión de 180 a 60 bar son adecuadas 4,0 millones de kg de hidrógeno (47 millones de m<sup>3</sup> (st)) y un gas colchón de 2,2 millones de kg (26 millones de m<sup>3</sup> (st)). Desde una perspectiva económica, los costes totales de instalación, incluida la perforación de pozos, los compresores y el tratamiento de gas, se estimaron en unos 100 millones de euros (Michalski et al., 2017). Comparado con el almacenamiento de energía en baterías de Li-ion, el USHS en cavernas de sal ofrece un importante potencial de reducción del coste total de inversión en un factor de 100.

El almacenamiento de hidrógeno en forma de metano (gas natural) puede ser una alternativa preferible para superar los problemas de almacenamiento asociados con el almacenamiento de hidrógeno puro en formaciones geológicas. Cuando hay un excedente de energía renovable en verano, se puede producir hidrógeno mediante electrólisis del agua. Además, cuando este hidrógeno y dióxido de carbono se combinan en la reacción de metanación, se produce metano, que luego puede almacenarse en un depósito geológico para su uso en invierno. Esto podría lograrse mediante una reacción de reformado de metano seguida del uso de una celda de combustible para generar electricidad que pueda inyectarse a la red eléctrica.

En resumen, el almacenamiento de hidrógeno en un medio geológico puede ofrecer una opción viable para el almacenamiento de energía de larga duración y a escala de servicios públicos, permitiendo que la economía del hidrógeno crezca hasta el tamaño necesario para lograr emisiones netas cero para 2050. Si bien la experiencia operativa de almacenamiento El gas urbano en cavernas de sal proporciona pruebas considerables de su viabilidad y mejores prácticas operativas, el despliegue a gran escala del USHS aún debe evaluarse para determinar los riesgos asociados y la aceptación pública de puntos de vista, similares al potencial de sistemas de almacenamiento de hidrógeno en cavernas de sal (Biller y Khalid 2020).

## Utilización de hidrógeno

### Sistemas de combustible y energía.

A nivel mundial, el calor generado por las actividades domésticas e industriales contribuye con el 33 y el 50 % de las emisiones de dióxido de carbono y la tasa de consumo universal de energía, respectivamente (Dodds et al. 2015). La mayoría de los gases emitidos por el proceso convencional de quema de gas natural están implicados en numerosos problemas de contaminación ambiental (es decir, emisiones de gases de efecto invernadero). La principal fuente de emisiones de dióxido de carbono fue el consumo de energía, con una tasa de emisiones globales de 33,1 gigatoneladas en 2018, principalmente como resultado de la quema de combustibles fósiles. Por el contrario, la aplicación de gas hidrógeno como combustible alternativo al gas natural ha demostrado ser una vía eficaz para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Una vez generada a partir de fuentes de energía renovables, como se muestra en la Fig. 1, puede participar directamente en el proceso de descarbonización del sector energético gracias a

su naturaleza reactiva, ya sea quemada o utilizada en la pila de combustible. El hidrógeno se produce actualmente por fuentes convencionales (no renovables) en un 18%, 30% y 48% a partir de carbón, petróleo pesado/ nafta y gas natural, respectivamente, lo que fue responsable negativamente de liberar alrededor de un millón 560 toneladas de dióxido de carbono al año. (Lui et al.2020 ).

Además, dado el costoso gas natural empleado en todo el marco de producción de energía (es decir, requiere un área enorme para almacenarlo), el hidrógeno parece ser una opción viable como combustible para alimentar el sistema de calefacción central en lugar de gas natural ofrece numerosas ventajas: actividad operativa comparable y una mayor tasa de generación de calor con emisiones nocivas mínimas (Dodds et al. 2015). Se deben considerar varios factores, como el índice de Wobbe, antes de enviar hidrógeno a diversos aparatos. Generalmente, los valores del índice de Wobbe difieren según la composición química del gas. El número índice de Wobbe del hidrógeno puro es de aproximadamente 48 MJ/m<sup>3</sup> ; cae dentro del grado de integridad permisible del gas natural para la gran mayoría de quemadores (Zachariah-Wolf et al. 2007). Suministrar al sistema operativo un combustible que supere la banda del índice Wobbe puede provocar algunos problemas operativos (es decir, combustión incompleta y sobrecalentamiento del quemador). Claramente, debido a la mayor velocidad de combustión del hidrógeno en comparación con el combustible de gas natural, los quemadores avanzados con especificaciones técnicas especializadas deben funcionar con hidrógeno como corriente de alimentación de combustible.

Además, la sobreabundante electricidad generada a partir de instalaciones eléctricas puede transformarse en hidrógeno, que puede dirigirse al sistema natural existente (consumo directo) o convertirse químicamente en productos químicos utilizados en diferentes aspectos industriales (Calle et al. 2017).

Además, el hidrógeno se puede utilizar individualmente en la industria aeroespacial o en combinación con oxígeno como propulsor. La mencionada mezcla líquida (oxígeno y líquido) genera una gran cantidad de energía y la hace más adecuada para aplicaciones espaciales. Debido a que libera agua durante la combustión del hidrógeno, además de su alta eficacia en comparación con la gasolina, estas características lo califican para ser empleado como combustible automotriz (Gurz et al. 2017).

### Empleo de hidrógeno en sistemas eléctricos.

El hidrógeno se utiliza enormemente para almacenar y transportar energía en una variedad de aplicaciones eléctricas, que generalmente se ilustran en la Fig. 1 y se analizan a continuación (Parra et al. 2019):

#### Almacenamiento de energía y servicios auxiliares

Dada la alta eficacia de almacenamiento del hidrógeno, el almacenamiento de energía basado en hidrógeno ha ganado fuerza para almacenar energía a medio/largo plazo y en servicios auxiliares en las últimas décadas. Puede cumplir con los requisitos de almacenamiento de energía durante



amplios plazos para evitar cualquier defecto (escasez) que pueda ocurrir entre el producto y la demanda (requerida) de energía (Al Shaqsi et al. 2020). Recientemente, la producción de energía renovable ha crecido rápidamente; sin embargo, ciertos suministros de energía renovable son esporádicos y dependientes de las estaciones. Como resultado, la energía renovable producida debe almacenarse de una forma confiable que sea resistente a las fluctuaciones en esas fuentes de energía (Mehrjerdi et al. 2019). En particular, los tipos de almacenamiento de energía más populares son: (1) energía a energía, (2) energía a calor y (3) energía a gas (Widera 2020). En comparación, el hidrógeno tiene una gran capacidad de almacenamiento de energía, un gran tiempo de almacenamiento y flexibilidad. Tiene la capacidad de reducir la volatilidad energética y absorber el excedente de producción energética. En la práctica, puede abordar las cuestiones económicas y de variaciones estacionales. El hidrógeno puede equilibrar excepcionalmente la energía resultante y la requerida almacenando la energía sobrante cuando el ritmo de producción supera al requerido, así como en momentos en los que el precio de la electricidad es mínimo, y reutilizarlo en los casos contrarios. Por el contrario, el hidrógeno se puede utilizar para generar electricidad en situaciones de alta demanda energética.

Además, la capacidad de almacenamiento del hidrógeno es mayor que la de las baterías, ya que puede durar semanas o meses, a diferencia de las baterías que pueden durar (limitadamente) horas (Bocklisch 2016). De lo contrario, el hidrógeno puede verse sometido a la transformación de recursos renovables para producir energía durante diferentes condiciones climáticas en diferentes estaciones. Se estima que la capacidad de almacenamiento de hidrógeno alcanza hasta megavatios-hora (1.000 kilovatios-hora), incluso teravatios-hora, lo que se considera un valor elevado si se tiene en cuenta el de las baterías (es decir, kilovatios-hora). Se han puesto en marcha en todo el mundo una serie de plantas de almacenamiento de energía de hidrógeno, lo que demuestra la potencia de la tecnología a gran escala. Ejemplos de plantas de energía establecidas para producir y almacenar hidrógeno son Underground Sun Storage, Orsted y SoCalGas en Austria, Dinamarca y EE. UU., respectivamente (Inicio | SoCalGas, <https://www.socalgas.com>).

En el Almacenamiento Solar Subterráneo, la energía derivada de recursos renovables eólicos y solares se almacena debajo La superficie de la tierra. En referencia al difícil almacenamiento de la energía producida a partir de recursos renovables, el resto libera energía, se reprocesa en hidrógeno mediante un proceso de electrólisis y se conserva para los desafíos futuros. Los resultados del esquema de la planta revelaron que tiene la eficiencia de equilibrar las necesidades energéticas básicas de acuerdo con las distintas variaciones estacionales. Se establecieron otros proyectos para enfrentar el déficit entre la oferta y la demanda del sistema. La planta de Orsted fue diseñada para operar los electrolizadores sometiendo a ellos el exceso de energía generada por los parques eólicos. Otro proyecto lanzado por SoCalGas en el campus logró convertir directamente el hidrógeno producido por el sistema eléctrico solar en metano dentro de un biorreactor.

Además, el hidrógeno se considera enormemente como una herramienta auxiliar para proporcionar al sector energético (red) los servicios necesarios, como el mantenimiento de la frecuencia y el refuerzo del voltaje a través de electrolizadores y pilas de combustible (Bird et al. 2016). En las instalaciones de HAEOLUS (Haeolus. <https://www.haeolus.eu/>), el excedente de generación eólica se alimenta directamente a un electrolizador para generar hidrógeno, que posteriormente se envía a celdas de combustible para ser utilizado posteriormente para diversos fines (servicios públicos, transmisión de datos, control de (Larscheid et al. 2018)). Se puede lograr otra forma de almacenamiento de energía regulando la frecuencia de la red cerca de su valor normal (50-60 Hz) inyectando o consumiendo energía de manera coordinada para mantener la brecha entre el producto y la potencia requerida. Se han instalado numerosas reservas de regulación en diferentes sistemas de red europeos. Comúnmente se han utilizado reservas frecuentes de contención y restauración para manejar las frecuencias a través de los sistemas de control distribuido. El primer escenario de control mencionado proporciona un flujo de alimentación constante en caso de que se produzca una corrupción repentina en la frecuencia en un período muy corto, mientras que el último puede tolerar una corrupción más prolongada más allá de los 30 s. Los servicios duplicados se pueden lograr a través de electrolizadores y pilas de combustible incrementando o disminuyendo sus puntos de ajuste de potencia relacionados con las señales de frecuencia (Alshehri et al. 2019).

Además, los equipos a base de hidrógeno pueden contribuir al soporte de voltaje ajustando su factor de potencia para cumplir con los requisitos locales de soporte de voltaje, lo que se puede lograr utilizando sistemas de monitoreo de inversor o rectificador (Alshehri et al. 2019). Algunos problemas, como apagones, pueden ocurrir en las centrales eléctricas, que convencionalmente se enfrentaban con un grupo electrógeno diésel. El uso de pilas de combustible puede tener la ventaja de lograr este alcance dada su ausencia de emisiones y su carácter silencioso. Estos estudios implican la rentabilidad del aumento del hidrógeno en el sector energético.

#### Energía a gas

Power-to-gas es un proceso en el que se utiliza energía eléctrica para generar un gas combustible. Dado que se cree que el hidrógeno es un gas combustible con una gran densidad de potencia, las tecnologías de conversión de energía en hidrógeno están aumentando (Eveloy y Gebreegziabher, 2018). Debido a la naturaleza combustible del hidrógeno, se ha incluido en aplicaciones de gas. El hidrógeno generado en el electrolizador se puede convertir en metano mediante el proceso de metanización, que se bombea al sistema operativo de la red de gas natural o se almacena para lograr el presupuesto financiero para el mercado energético (Gondal 2019). Según la literatura, se han iniciado numerosos proyectos piloto en todo el mundo, con la tasa de establecimiento más alta del 85 % en Europa, seguida de EE. UU. y Japón (Thema et al. 2019). Entre los diferentes países europeos, Alemania construyó una planta de generación de energía a gas con una capacidad máxima de producción de (40 a 100 megavatios) que se destinará a

finés industriales y bombeará al sistema operativo de la red de gas natural a partir de 2022 (Romeo et al. 2020).

Además, se han instalado varias infraestructuras de conversión de energía a gas en las regiones ricas en recursos renovables solares y eólicos. Un estudio realista se muestra en el proyecto HAEO-LUS (norte de Noruega). Principalmente, su idea central se basaba en el uso de un electrolizador de membrana de intercambio de protones de 2,5 megavatios para transformar la energía eólica producida en los parques eólicos en hidrógeno, que se puede consumir de diversas formas. El proyecto HyCAUNAIS muestra la viabilidad de operar una instalación de energía a gas resistente junto con el enfoque de metanización al equipar un área de electrólisis de 1 megavatio nominal para producir hidrógeno, que fue metanizado e insertado en el sistema operativo de la red de gas natural o combinado con un área de generación de biometano. procedente de biogás de vertederos (HYCAUNAIS – Storengy – Europe en BFC. <https://www.europe-bfc.eu/beneficiaire/hycaunais-storengy/>).

Celdas de combustible

Últimamente, las pilas de combustible han ganado atención mundial como generadores de energía eficientes y respetuosos con el medio ambiente. En la práctica, son dispositivos electroquímicos integrados ampliamente utilizados para convertir la energía química entregada en su contraparte eléctrica mediante reacciones redox (Yuan et al. 2021). En cuanto a su eficacia para la generación de energía, pueden servir como portadores de energía. Las pilas de combustible están compuestas por dos electrodos (es decir, ánodo y cátodo) separados por electrolitos responsables de la migración de iones entre electrodos (Ogawa et al. 2018). Existen numerosos tipos de pilas de combustible, como pilas de combustible alcalinas, pilas de combustible de carbono directo, pilas de combustible de metanol directo, pilas de combustible microbianas, pilas de combustible de carbonato fundido, pilas de combustible de ácido fosfórico, pilas de combustible de membrana de intercambio de protones y pilas de combustible de ácido sólido.

La Tabla 7 muestra diferentes tipos de celdas de combustible con sus condiciones operativas y% de eficiencia. Durante el funcionamiento del sistema, el hidrógeno pasa al ánodo mientras que el oxígeno pasa al cátodo. En el ánodo, un catalizador divide las moléculas de hidrógeno en protones y electrones. Las partículas de hidrógeno positivas pueden atravesar la membrana hacia el lado del cátodo, pero las negativas no. Sin embargo, los electrones cambian su trayectoria al ser forzados a entrar en el circuito y generar corriente eléctrica. En el cátodo, los protones de hidrógeno, los electrones y el oxígeno se combinan para producir una molécula de agua que es el producto final de esta reacción. Entre los diferentes tipos de combustibles (es decir, hidrocarburos e hidruros químicos), la aplicación de hidrógeno en pilas de combustible es ecológica porque no expulsa ningún contaminante (Psoma y Sattler 2002). Trabaja en rangos de temperaturas bajas en comparación con el motor de combustión interna. Como se mencionó anteriormente, el producto final de la celda de combustible a base de hidrógeno es agua, mientras que los productos finales de las celdas de combustible a base de diésel/gas natural son

dióxido de carbono y gases de efecto invernadero (Xu et al. 2021). Las principales diferencias entre las pilas de combustible y las baterías tradicionales se presentan a continuación: (1) el modo operativo de las pilas de combustible es mayoritariamente similar al de las baterías tradicionales, pero estas últimas requieren energía eléctrica para funcionar, (2) las baterías pueden almacenar hidrógeno, a diferencia de Pilas de combustible que pueden proporcionar un suministro continuo de electricidad dondequiera que haya hidrógeno (combustible) y oxígeno (agente oxidante) disponibles de fuentes externas. Además de las diferencias mencionadas, los electrodos de las baterías se consumen constantemente durante su uso prolongado, lo que difiere completamente (no encontrado) en las celdas de combustible (Spingler et al. 2017; Aydın et al. 2018).

#### Sistemas de distribución de cogeneración y trigeneración

Curiosamente, las pilas de combustible se pueden emplear para optimizar la eficiencia de diferentes sistemas de energía y reducir el costo de producción general de estos procesos en varios aspectos, incluidos los sistemas de cogeneración (es decir, calor+energía/frío+energía) o sistemas de trigeneración. (es decir, frío + calor + energía). La cogeneración es la generación secuencial de dos formas diferentes de energía beneficiosa a partir de una única fuente primaria (pilas de combustible). En ese caso, la electricidad generada a partir de pilas de combustible se utiliza para satisfacer la demanda eléctrica y el calor liberado se dirige a las actividades de calefacción. Como resultado, la eficiencia total será aproximadamente del 95%. Sistemáticamente, los sistemas de pilas de combustible de cogeneración constan de diferentes componentes, incluidos procesadores de combustible, proveedores de energía, unidades de recuperación de calor, unidades de almacenamiento de energía (térmica/electroquímica), dispositivos de control, aparatos adicionales (es decir, bombas) y chimeneas. Comercialmente se han puesto en marcha un gran número de instalaciones para mejorar el rendimiento de los sistemas de cogeneración. Se construyeron diferentes proyectos de cogeneración en todo el mundo. En Japón, la planta instalada por el proyecto ENE-FARM (300.000 unidades/2018) suministró simultáneamente al hogar la electricidad y el calor necesarios para las actividades diarias mediante el uso de pilas de combustible de membrana de intercambio de protones de entre 0,3 y 1 kilovatio. Inicialmente, las corrientes de materia prima de gas licuado de petróleo se introducen en un reformador, donde se convierten en hidrógeno, que luego se combina con oxígeno dentro de las celdas de combustible para producir agua, electricidad y calor utilizados posteriormente para diversos fines residenciales (Yue et al. 2021). Recientemente, la fabricación de pilas de combustible de microcogeneración ha crecido en Europa. Además, entre 2012 y 2017 se lanzaron más de 1.000 micropilas de combustible combinadas de calor y energía en 10 países europeos. La principal planta europea para una micropila de combustible de cogeneración fue la ENE. Proyecto de campo (ene.feld. <http://enefeld.eu/>). Se realizó con éxito un estudio ACV para el proyecto mencionado y simplemente reveló que la pila de combustible de cogeneración era ambientalmente natural en comparación con otras estrategias de calderas de gas y bombas de calor, considerando sus menores emisiones de gases de efecto invernadero.

[illegible]

PACE fue otro proyecto, iniciado por primera vez en 216, mientras que se fabrican alrededor de 2.800 pilas de combustible combinadas de calor y energía. En resumen, el desarrollo general de la eficiencia eléctrica a través de los dos proyectos inspeccionados fue del 60 y el 95%, respectivamente (Inicio - PACE Pathway to a competitivo mercado europeo de microcogeneración con pilas de combustible. <https://pace-energy.eu/> ).

La estrategia de trigeneración es una estrategia mejorada de cogeneración en la que una única fuente primaria logra el enfriamiento requerido mediante equipos accionados térmicamente. El principio de funcionamiento de las bombas de calor se basa principalmente en producir refrigeración a partir de una fuente térmica. Normalmente, esto se puede lograr mediante el uso de equipos de tipo condensador y evaporador. El gas liberado del absorbente/adsorbente se enfría en el condensador y se convierte en líquido liberando su calor (proceso de refrigeración). Luego, el fluido enfriado pasa a un evaporador, donde se evapora perdiendo el calor contenido. Es significativo que las pilas de combustible de tres generaciones reducen simultáneamente las emisiones de carbono y mejoran la eficiencia energética (Yue et al. 2021). Fong y Lee (2014) informaron que al emplear una celda de combustible de óxido sólido de 593 kilovatios y enfriadores de absorción, las emisiones de carbono se redujeron notablemente en aproximadamente un 50% con un aumento en la eficiencia energética de hasta un 75% (Fong y Lee 2014). Una pila de combustible de óxido sólido simulada de 339 kilovatios combinada con una cámara de combustión. El motor y un sistema de recuperación de calor recuperaron eficientemente alrededor de 267 kilovatios de calor con una eficacia del 84%. Además, anunciaron que pilas de combustible de óxido sólido de 339 kilovatios provistas de un enfriador de absorción generaban alrededor de 303,6 kilovatios de frío con una eficacia del 89% (Yu et al. 2011).

Sector transporte

En comparación con los sistemas de propulsión convencionales alimentados por baterías, los vehículos basados en combustible de hidrógeno (vehículos propulsados por hidrógeno) representan una solución prometedora para superarlos. A nivel mundial, se prevé que la tasa de ventas de vehículos impulsados por hidrógeno sea del 3% y aumente hasta el 36% en 2030 y 2050, respectivamente (Path to Hydrogen Competitiveness: A Cost Perspective - Hydrogen Council. <https://hydrogencouncil.com/es/>). Actualmente, innumerables empresas de vehículos están desarrollando su sistema operativo basado en hidrógeno, atribuyendo su confiabilidad y calidad. Toyota ha evolucionado los vehículos de pila de combustible Mirai utilizando pilas de combustible de membrana de intercambio de protones con una densidad de potencia volumétrica y una productividad energética máxima de 3,1 km/L y 144 kilovatios, respectivamente. Los vehículos propulsados por hidrógeno pueden funcionar con diferentes formas de hidrógeno (es decir, líquido y comprimido). El hidrógeno comprimido (alta presión) es la forma más adecuada en el sistema de almacenamiento de vehículos de Clarity y NEXO; Vehículos de pila de combustible basados en hidrógeno desarrollados por las empresas Honda y Hyundai, respectivamente. Al mismo tiempo, el hidrógeno líquido hace funcionar el vehículo Hidrógeno 7 mejorado por BMW

empresa (Yue et al. 2021). Además, se han puesto en servicio en Europa trenes regionales de unidades múltiples propulsados por hidrógeno y se prevé que obtengan más beneficios económicos. Aproximadamente el 30 % de los pies diésel actualmente empleados podrían eliminarse progresivamente en el futuro (Estudio sobre el uso de pilas de combustible e hidrógeno en el entorno ferroviario - Shift2Rail. <https://shift2rail.org/publications/study-on-the-use-of-pilas-de-combustible-e-hidrogeno-en-el-entorno-ferroviario/>).

Entre los diferentes modos de transporte, la división de aviación se considera el modo de transporte más rápido y se prevé un crecimiento anual en el tráfico aéreo. El combustible para aviones más común es el queroseno. Varios combustibles de aviación suelen mostrar un conjunto de especificaciones, como resistencia a la corrosión y cambios severos de temperatura (Tzanetis et al. 2017). Vale la pena señalar que el petróleo representa la mayor parte del combustible utilizado en el sector de la aviación. Para mejorar la conservación de la energía y reducir los efectos ambientales negativos de los combustibles fósiles, se desarrollan combustibles alternativos y menos dañinos, como el hidrógeno líquido, que se consideran ecológicos. El Cuadro 8 presenta algunas variaciones en las propiedades fisicoquímicas entre los combustibles de hidrógeno y queroseno. El combustible de hidrógeno refrigerado puede ser potencialmente mejor que el queroseno como combustible de aviación. Emite menos emisiones de gases de efecto invernadero y se produce fácilmente a partir de una variedad de fuentes. Aparte de eso, los aviones operativos propulsados por hidrógeno se caracterizan por unos costes de mantenimiento mínimos, motores de larga duración, un alto contenido energético y una mejor combustión.

Además, pueden surgir algunas limitaciones durante la utilización del hidrógeno como combustible de aviación, como una energía de ignición reducida, una alta inflamabilidad y la posibilidad de que se formen trazas sin quemar que promuevan la fragilización del metal. Además, la admisión de hidrógeno con la tecnología embarcada en lugar de insertarlo en la red comercialmente permite a sus empresas fabricantes revenderlo (Nanda et al. 2017).

El Laboratorio Nacional de Energías Renovables manifestó que el costo del hidrógeno en el caso mencionado oscila entre 3 y

Tabla 8 Propiedades fisicoquímicas del queroseno (combustible para aviones) y el hidrógeno (Nanda et al., 2017; Contreras et al., 1997)

Propiedades fisicoquímicas	Queroseno	Hidrógeno
Fórmula química	C12H26- C15H32 H2	
Densidad (Kg/m3 )	0,8 0,071	
Punto de ebullición	167–266	–252,7
Punto de fusion	–50	–259,2
Vol% para límite de combustión	1,1–3,3	13–65
Calor de combustión (kJ/kg)	42,8	120
Temperatura de llama	2126.9	2026.9
Calor de vaporización (J/g)	360	440
Calor estándar de formación (kJ/mol) –208,4 Energía		0
mínima de ignición (MJ)	0,25	0,02
Eficiencia térmica (MJ/kg)	42,9	120.0

10 USD/Kg, mientras que el coste del hidrógeno más comercializado ronda los 13,99 USD/Kg. En resumen, el hidrógeno líquido presenta una eficacia admirable como combustible de aviación para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que se traduce en una mejora significativa de la calidad del aire. Además, al utilizar combustibles de aviación a base de hidrógeno, se podría reducir la dependencia excesiva de los combustibles tradicionales. El costo total de las aeronaves propulsadas por hidrógeno líquido está predominantemente asociado con el costo de las tecnologías de producción y almacenamiento (Eichman et al. 2012).

Recientemente, el movimiento de navegación global en términos de transporte marítimo se ha vuelto cada vez más importante en el movimiento de diferentes tipos de mercancías en todo el mundo, lo que está en consonancia con un enorme progreso industrial en diversos campos. Desafortunadamente, esto, a su vez, condujo a un aumento en el consumo de combustibles convencionales (es decir, diésel y combustibles pesados). Lamentablemente, la contaminación creada por los barcos supone aproximadamente el 2,5% de las emisiones universales de gases de efecto invernadero. Además, las actividades de abastecimiento de combustible contribuyen en gran medida a la fuga de combustibles pesados en el medio acuático, lo que supone una amenaza para el ecosistema. Se anunció que las emisiones de dióxido de carbono asociadas con las actividades navieras liberan alrededor del 3,3% de las emisiones globales (Vogler y Sattler 2016). Otras emisiones gaseosas como el óxido de nitrógeno y el óxido de azufre también están asociadas con las actividades marítimas. En consecuencia, la industria marítima busca más combustibles alternativos ambientalmente que los convencionales para superar estos obstáculos (Prussi et al. 2021).

Se utilizan numerosos sustitutos adecuados en diferentes estados, gas (es decir, hidrógeno, propano) y líquido (es decir, bioaceite, metanol y etanol) para compensar el uso de combustibles tradicionales (Al-Enazi et al. 2021; Abou Rjeily et al. 2021). Entre ellos, el hidrógeno se puede emplear en actividades marítimas en dos rutas: (1) motores de combustión interna y (2) pilas de combustible (Banawan et al. 2010). Relativamente, las pilas de combustible satisfacen las necesidades energéticas que necesitan los barcos que recorren largas distancias y satisfacen las necesidades energéticas auxiliares de los barcos más grandes, a diferencia de los otros que funcionan con baterías. Se han realizado numerosos estudios para evaluar la viabilidad del uso del hidrógeno en actividades marítimas. Deniz y Zincir (2016) afirmaron que el hidrógeno tenía un criterio de durabilidad, seguridad y capacidad de abastecimiento de combustible, lo que lo calificaba como un combustible favorable para el transporte marítimo. Aunque informaron que el gas natural licuado tiene preferencia para usarse como combustible alternativo, recomendaron más estudios de investigación sobre el uso de hidrógeno como combustible alternativo eficaz (Deniz y Zincir 2016).

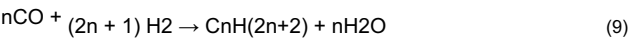
Producción de combustibles de hidrocarburos.

Producción de combustibles de hidrocarburos mediante la vía Fischer-Tropsch

El gas de síntesis (gas de síntesis), una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno, es producto de diferentes procesos de conversión termoquímica (es decir, pirólisis, gasificación y otros).

y puede ser utilizado en dos escenarios: (1) combustible directo o (2) transformado en combustibles para el transporte mediante el proceso de síntesis de Fischer-Tropsch y fermentación de gas de síntesis (Wainaina et al. 2018). Las dos estrategias se clasifican como estrategias de transformación de gas a líquido que pueden generar combustibles de hidrocarburos y alcoholes basados en una corriente de materia prima de gas de síntesis (Gruber et al. 2019). Normalmente, la estrategia de Fischer-Tropsch (exotérmica) opera a 200-350 °C y 1,5-4 MPa para la temperatura y presión de reacción, respectivamente (Okolie et al. 2019). Principalmente, comprende tres etapas principales: (1) producción de gas de síntesis, (2) tratamiento de gas de síntesis y (3) transformación en combustibles de hidrocarburos asociados con su mejora. Además del proceso de producción de combustible para el transporte, se pueden producir otros productos valiosos (es decir, parafina, nafta y otros). Es significativo que los combustibles verdes producidos según el proceso Fischer-Tropsch tengan numerosas ventajas sobre los combustibles derivados del petróleo. Tienen excelentes características de combustión, puntos de humo elevados y están libres de contaminantes pesados. Las propiedades fisicoquímicas de los combustibles resultantes dependen en gran medida de las condiciones de reacción (es decir, tipo de reactor, velocidad de calentamiento, tiempo de residencia y otros) (Sun et al. 2017). Las ecuaciones dadas de (Ecs. 9, 10, 11, 12, 13, 14 y 15) explican la síntesis de diferentes productos (es decir, alcanos, alquenos, productos oxigenados, metanol, etanol y dimetiléter a través de la técnica de Fischer). Proceso de tropsch participando en hidrógeno. La relación hidrógeno/monóxido de carbono es un parámetro de control crítico en el proceso de síntesis de Fischer-Tropsch (Bermudez y Fidalgo 2016). Se pueden utilizar diferentes tipos de catalizadores (es decir, catalizadores a base de cobre) para optimizar el rendimiento del proceso Fischer-Tropsch.

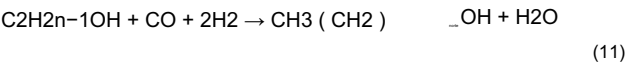
Síntesis de alcanos:



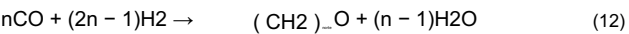
Síntesis de alquenos:



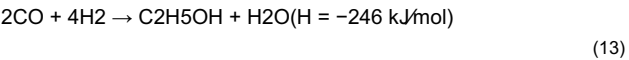
Síntesis de alcoholes:



Síntesis de carbonilo:



Síntesis de etanol:



Síntesis de metanol:



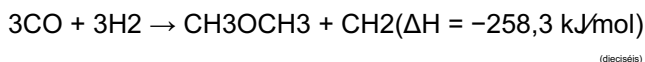


Es preferible una relación de H<sub>2</sub>/ CO de 2:1 para la síntesis de combustibles de hidrocarburos mediante la reacción de desplazamiento agua-gas como se indica en la ecuación. 15:



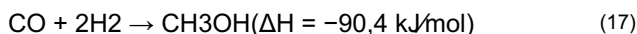
El dimetiléter se considera comúnmente como una alternativa eficiente al combustible diésel (Kim y Park 2016). Claramente, numerosas características fisicoquímicas caracterizan al gas licuado de petróleo, como anticorrosivo, anticancerígeno, menos emisiones de óxido de nitrógeno y monóxido de carbono durante su combustión, menor ruido del motor y alto número de cetano (Dincer y Bicer, 2020) . ). En general, el dimetil éter se puede producir por (1) ruta directa (un solo paso combinado de síntesis de metanol y deshidratación) o (2) ruta indirecta (síntesis de metanol y pasos de deshidratación separados) como se muestra en las Ecs. (16, 17 y 18) (Gogate, 2018):

Ruta directa (un solo paso):

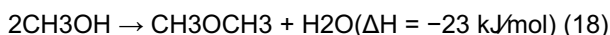


Ruta indirecta (dos pasos):

Síntesis de metanol:



Deshidratación de metanol:



Producción de combustibles de hidrocarburos mediante la vía de fermentación del gas de síntesis.

La vía de fermentación del gas de síntesis (biorrefining) se considera la interconexión entre los procesos bioquímico y termo-escenarios químicos (Thi et al. 2020). Produce productos de valor agregado (es decir, alcoholes) a partir de gas de síntesis empleando de manera flexible varios grupos de microorganismos a diferentes temperaturas de reacción de 37–40 °C y 55–90 °C para mesófilos (es decir, *Clostridium autoethanogenum*) y termófilos (es decir, *Moorella thermoacetica*), respectivamente. Durante el proceso, la materia prima de gas de síntesis se puede convertir simplemente en alcoholes (es decir, etanol) a través de dos etapas posteriores mediante (1) la producción de acetil coenzima A y luego (2) su transformación en etanol. Otros alcoholes y productos químicos (es decir, acetato, butanol y formiato) pueden ser sintetizados por bacterias acetogénicas (Park et al. 2017). Con respecto a varias ventajas operativas caracterizadas por la fermentación de gas de síntesis, como (1) la ausencia de necesidad de utilizar costosos pasos de pretratamiento, (2) la versatilidad del proceso con diferente composición de biomasa, (3) la independencia de la relación hidrógeno/monóxido de carbono en la materia prima aguas arriba, (4) alta selectividad de los microorganismos utilizados y (5) parámetros de trabajo moderados (ambientales) sin necesidad de

El uso de catalizadores o su problema de equilibrio, lo respaldan sobre el proceso de Fischer-Tropsch. Sin embargo, existen algunos desafíos operativos como (1) débil solubilidad del gas en estado líquido, (2) diseño complicado del biorreactor, (3) existencia de impurezas y (4) bajo rendimiento de producción. En resumen, la integración entre diferentes rutas termoquímicas, bioquímicas e hidrotermales puede compensar eficazmente la escasez de técnicas individuales y maximizar la productividad (Rigueto et al. 2020).

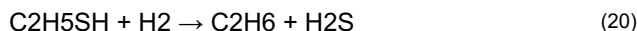
Refino de petróleo crudo y productos derivados del petróleo.

Comercialmente, el hidrógeno se concibe como un agente de mejora de productos de petróleo crudo y destilados de petróleo en términos de hidrocrackeo e hidroprocesamiento y procesos. El proceso de hidrocrackeo se define como el tratamiento de hidrocarburos más pesados con hidrógeno para dividirlos simultáneamente en derivados más ligeros y mejorar la relación hidrógeno/carbono (El-Sawy et al. 2020). En el hidroprocesamiento, varios heteroátomos como nitrógeno, azufre, oxígeno y metales pesados se capturan principalmente de los productos derivados del petróleo mediante diferentes procesos de tratamiento denominados: hidrodeshidrogenación (Dasgupta y Atta 2020), hidrodeshidrosulfuración (Han et al. 2018), hidrodeshidroxigenación (Yfanti y Lemonidou 2020). ) e hidrodeshidrometalización (Rana et al. 2020), respectivamente, como se muestra en las Ecs. (19-21).

Hidrodeshidrogenación:



Hidrodeshidrosulfuración:



Hidrodeshidroxigenación:



Esto se puede lograr haciendo reaccionar la materia prima aguas arriba (aceites pesados y productos derivados del petróleo) con hidrógeno mediante una reacción catalítica, lo que da como resultado la eliminación de estos contaminantes y la saturación de los enlaces aromáticos (C-C). El proceso de eliminación de estos contaminantes de las materias primas contribuye directamente a la mejora del combustible porque desactivan los catalizadores usados debido a su adsorción en las superficies del catalizador (bloqueo de los sitios activos del catalizador). Recientemente, el atractivo para insertar hidrógeno en el hidroprocesamiento ha ido creciendo cada vez más (Al Obaidi et al. 2018). Desde el punto de vista ambiental, la causa clave de este patrón es la combinación de una estricta legislación ambiental que rige las emisiones de gases de efecto invernadero y otras partículas contaminantes, así como las especificaciones de calidad de los productos. En general, numerosas técnicas de mejora están dirigidas a mejorar las propiedades fisicoquímicas de los petróleos pesados dis

su viscosidad y relación carbono/hidrógeno al mismo tiempo (Misra et al. 2017).

#### producción de amoníaco

El amoníaco se considera uno de los químicos esenciales.

empleados en gran medida en actividades de fertilizantes industriales con enormes tasas de producción global. Se prevé que la planta de producción de amoníaco más grande alcance una capacidad diaria de 3300 toneladas métricas (Brightling 2018). En términos generales, el amoníaco se puede introducir como fertilizante en el sector agrícola. Además, se suministra a diversas industrias, como la de procesamiento de polímeros, explosivos, refrigerantes, farmacéutica, sensores de gas y pilas de combustible. El proceso de síntesis de amoníaco es promovido por la reacción catalítica entre elementos hidrógeno y nitrógeno a través del proceso Haber (Arora et al. 2018). Se realiza en el reactor diseñado bajo condiciones operativas de 20 a 30 Mpa y 300 a 500 °C para presión y temperatura, respectivamente, utilizando catalizadores de hierro finamente divididos promovidos por KOH con la energía requerida de 2,5 EJ (Tolod et al. 2019).

Además, el hidrógeno destinado al proceso de síntesis de amoníaco se deriva principalmente del reformado con vapor de agua, lo que no se considera respetuoso con el medio ambiente.

En consecuencia, existe un interés creciente en otras vías de síntesis de amoníaco ecológicas y sostenibles, como las técnicas electroquímicas de fabricación de hidrógeno y la fijación fotocatalítica de nitrógeno (fotocatálisis artificial). La singularidad de las rutas de síntesis electroquímica de amoníaco está controlada por las fuentes de energía empleadas. El hidrógeno se puede generar a partir del agua mediante un proceso de electrólisis utilizando fuentes verdes renovables (es decir, energía eólica y solar) y, por lo tanto, reducir las emisiones nocivas de gases de efecto invernadero (Bicer y Dincer 2017).

## Industrias metalúrgicas

Generalmente, el hidrógeno puede producir llamas de oxihidrógeno en actividades metalúrgicas industriales y actuar como agente reductor para la obtención de metales a partir de sus minerales. Durante el proceso de síntesis de llamas de oxihidrógeno (reacción exotérmica), se deja que el hidrógeno reaccione con el oxígeno a temperaturas muy altas (3000 °C) para producir llamas de oxihidrógeno, que se utilizan posteriormente para cortar y soldar metales no ferrosos. (Polverino et al. 2019). Por lo demás, el hidrógeno se caracteriza de forma fiable por su alta capacidad para recuperar (reducir) metales a partir de soluciones acuosas de sus sales (reducción por hidrógeno). Los metales pueden pulverizarse para uso metalúrgico posterior o incorporarse en un material compuesto. Químicamente, el hidrógeno puede interactuar con el

elementos de las tablas periódicas de tres maneras: (1) formación de enlaces iónicos entre los elementos de los grupos Ia y IIa, (2) solución sólida intersticial entre los elementos de los grupos VIa, VIIa y VIII y (3) enlace metálico entre elementos de IIIa, Grupos IVa y Va. Además, el fenómeno de blindaje electrostático puede generarse atribuyéndole al hidrógeno la capacidad de capturar electrones libres y de autoatrapamiento de metales. Asimismo, el pequeño tamaño de partícula del hidrógeno facilita efectivamente el proceso de interacción metal-hidrógeno (Agrawal et al. 2006).

## Conclusión

Para garantizar la producción a largo plazo de hidrógeno limpio y verde, es fundamental realizar una evaluación crítica de las diversas rutas de producción y sus impactos ambientales, así como de las opciones de almacenamiento y utilización estacional. El hidrógeno se produce a partir de materias primas renovables o de origen fósil; sin embargo, cada ruta tiene ventajas y desventajas. El código de colores actual del hidrógeno es impreciso, ya que se supone que el hidrógeno verde siempre tiene menores emisiones de carbono que el hidrógeno azul o gris, lo que no siempre es exacto.

La electrólisis del agua está ganando impulso; sin embargo, satisfacer el 24% de la demanda de energía con hidrógeno en un escenario de mitigación del cambio climático de 1,5 grados requerirá cantidades masivas de generación adicional de electricidad renovable.

En este escenario, se necesitarían aproximadamente 31.320 teravatio-hora de electricidad para alimentar los electrolizadores, que es más de lo que actualmente se produce a nivel mundial a partir de todas las fuentes combinadas. Además, se necesitarían 11 billones de dólares en infraestructura de fabricación, almacenamiento y transporte. La asequibilidad y accesibilidad del agua dulce es una cara de la moneda, y la proximidad de estos dos suministros, es decir, la energía renovable y el agua dulce, es la otra. Las prioridades de investigación de la electrólisis del agua incluyen reducir el costo de capital de la tecnología de electrólisis, localizar recursos hídricos, encontrar rutas de utilización para el oxígeno producido y aumentar la eficiencia del proceso.

En términos de gasificación de biomasa, la viabilidad económica de producir hidrógeno a partir de biomasa debe estar estrechamente relacionada con la disponibilidad y asequibilidad de las materias primas en el área circundante. Las principales características de los materiales de suministro son las propiedades fisicoquímicas de la biomasa, su distribución y la tasa de hidrógeno. Debido a que las materias primas de biomasa difieren mucho en composición estructural y forma, se deben considerar todos estos factores al combinar la materia prima con la tecnología de conversión adecuada. En conclusión, existen desafíos asociados con las rutas de generación de hidrógeno más comunes, como

como reformado de metano con vapor, electrólisis de agua, gasificación de carbón o biomasa, pirólisis de metano con o sin tecnología de captura y almacenamiento de carbono.

Para comprender los avances en la evaluación de los impactos ambientales debido a la producción de hidrógeno, realizamos una revisión crítica intensiva de 24 estudios de evaluación del ciclo de vida publicados entre 2019 y 2021, incluidos métodos y hallazgos. Los enfoques metodológicos importantes y los hallazgos clave observados fueron:

1. No se identificaron dos estudios de evaluación del ciclo de vida que fueran similares. Hubo diferencias en el ámbito geográfico y temporal, las unidades funcionales y los límites del sistema considerados, y las categorías de impacto ambiental evaluadas. Por lo tanto, se recomienda que los responsables de la formulación de políticas presten atención a los procesos modelados y al alcance de los límites del sistema para tomar decisiones destinadas a crear una economía de hidrógeno sostenible.
2. Muchos estudios de evaluación del ciclo de vida no abarcaron procesos, entradas y salidas para el análisis "desde la cuna hasta la tumba". Por lo tanto, las investigaciones futuras deberían prestar más atención a la evaluación "desde la cuna hasta la tumba" para una toma de decisiones sólida.
3. Además del potencial de calentamiento global y el agotamiento de los combustibles fósiles, se deben evaluar los impactos ambientales en más categorías para los procesos de producción de hidrógeno.

Además, el almacenamiento de energía a gran escala es clave para asegurar la cadena de suministro de energía para la próxima transición energética utilizando hidrógeno generado por electrólisis. El almacenamiento subterráneo de hidrógeno estacional (USHS, por sus siglas en inglés) tiene un gran potencial para superar las fluctuaciones temporales naturales inherentes a la producción de energía renovable a la escala requerida para lograr el cero neto para 2050. La selección de medios geológicos porosos para USHS debe basarse en una investigación geológica integral que incluye una evaluación de su utilidad tanto a escala de cuenca como regional, el comportamiento del flujo de fluido del hidrógeno en yacimientos subterráneos saturados de salmuera, una evaluación de la capacidad de almacenamiento, la seguridad del almacenamiento a largo plazo, geoquímica y biológica. reacciones provocadas por la inyección de hidrógeno, la respuesta geomecánica del subsuelo al almacenamiento de hidrógeno y otras medidas. Los procedimientos discutidos pueden conducir a una toma de decisiones informada en términos de pronosticar las mejores estrategias operativas y garantizar una instalación de almacenamiento de hidrógeno segura y eficiente. Se requieren más investigaciones para integrar los estudios teóricos con los ensayos experimentales USHS existentes para minimizar la incertidumbre que podría estar asociada con la viabilidad del almacenamiento de hidrógeno a gran escala. Finalmente, combinar la necesidad con las diversas rutas de utilización, como la producción de combustible, la producción de amoníaco, las industrias metalúrgicas y los sistemas energéticos, es crucial en el sector del hidrógeno.

economía.

Agradecimientos Los autores desean agradecer a OQ Omán por su generoso apoyo financiero (código de proyecto: CR/DVC/SERC/19/01).

Los autores también desean agradecer el apoyo del Centro de Investigación de Energía Sostenible de la Universidad Sultán Qaboos. Ahmed Osman y David Rooney desean agradecer el apoyo del proyecto del Centro Bryden (ID de proyecto VA5048). El proyecto del Centro Bryden cuenta con el apoyo del Programa INTERREG VA de la Unión Europea, gestionado por el Organismo de Programas Especiales de la UE (SEUPB). Neha Mehta agradece la financiación del Centro de Energía Sostenible Avanzada (CASE). CASE está financiado a través del Programa del Centro de Competencia de Invest NI y tiene como objetivo transformar el sector de la energía sostenible a través de la investigación empresarial.

## Declaraciones

Conflicto de intereses Los autores declaran que no hay conflicto de intereses.

Acceso Abierto Este artículo está bajo una Licencia Internacional Creative Commons Attribution 4.0, que permite el uso, compartir, adaptación, distribución y reproducción en cualquier medio o formato, siempre y cuando se dé el crédito apropiado a los autores originales. y la fuente, proporcione un enlace a la licencia Creative Commons e indique si se realizaron cambios. Las imágenes u otro material de terceros en este artículo están incluidos en la licencia Creative Commons del artículo, a menos que se indique lo contrario en una línea de crédito al material. Si el material no está incluido en la licencia Creative Commons del artículo y su uso previsto no está permitido por la normativa legal o excede el uso permitido, deberá obtener permiso directamente del titular de los derechos de autor. Para ver una copia de esta licencia, visite <http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>.

## Referencias

- Abe JO et al (2019) Energía, economía y almacenamiento del hidrógeno: revisión y recomendación. *Int J Energía Hidrográfica*. 44:15072–15086. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.068>
- Abou Rjeily M et al (2021) Mejora catalítica por pirólisis de bioaceite y reformado catalítico con vapor de pirólisis de biogás: una revisión. *Environ Chem Lett* 19:2825–2872. <https://doi.org/10.1007/s10311-021-01190-2>
- Acar C, Dincer I (2019) Revisión y evaluación de opciones de producción de hidrógeno para un mejor medio ambiente. *J Producto limpio*. 218:835–849. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.02.046>
- Agrawal A et al (2006) Una revisión exhaustiva del proceso hidrometalúrgico para la producción de polvos de níquel y cobre mediante reducción de hidrógeno. *Mater Res Bull* 41:879–892. <https://doi.org/10.1016/j.materresbull.2005.09.028>
- Al Obaidi Y et al (2018) Hidrodesaromatización de destilados y nafta pesada sobre un catalizador de hidrogenación de metales preciosos y determinación de bajo contenido aromático. *Ind Eng Chem Res* 57:12029–12035. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.8b02909>
- Al Shaqsi AZ et al (2020) Revisión de servicios, aplicaciones, limitaciones y beneficios de almacenamiento de energía. *Representante de energía* 6:288–306. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.07.028>
- Al-Enazi A et al (2021) Una revisión de combustibles alternativos más limpios para el transporte marítimo. *Representante de energía* 7:1962–1985. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.03.036>
- Al-Muhtaseb AAH et al (2021) Enfoque de economía circular de un sistema catalítico bifuncional mejorado de CaO/CeO<sub>2</sub> para la producción de biodiésel a partir de aceite de semilla de níspero residual con estudio de evaluación del ciclo de vida. *Gestionar Convers Energéticos* 236:114040. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114040>

- Al-Qahtani A et al (2021) Descubriendo el costo real de las rutas de producción de hidrógeno mediante la monetización del ciclo de vida. *Aplicación de energía*. 281:115958. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115958>
- Alanne K, Cao S (2019) Una descripción general del concepto y la tecnología de la energía ubicua. *Aplicación de energía*. 238:284–302. <https://doi.org/10.1016/j.aenergy.2019.01.100>
- Alshehri F et al (2019) Modelado y evaluación de tecnologías de hidrógeno PEM para servicios auxiliares de frecuencia en futuros sistemas de energía sostenibles multienergía. *Helio* 5:e01396–e01396. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e01396>
- Alviani VN et al (2021) Iniciativa local de producción de hidrógeno mediante la utilización de materiales de desecho de aluminio y agua termal ácida natural. *Appl Energía* 293:116909. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116909>
- Laboratorio Nacional Argonne, 2019. <https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:fa2b9e7c-1c58-429c-90fd-f780a3c3dc7d>
- Arora P et al (2018) Rutas remotas, a pequeña escala y "más ecológicas" de producción de amoníaco. *J Clean Prod* 199:177–192. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.06.130>
- Atilhan S et al (2021) El hidrógeno verde como combustible alternativo para la industria naviera. *Actual Opin Chem Ing*. 31:100668. <https://doi.org/10.1016/j.coche.2020.100668>
- Aydın Ö et al (2018) Limitación del transporte masivo en la periferia de entrada de pilas de combustible: estudiada en una pila de combustible plana de óxido sólido. *Int J Hydrog Energy* 43:17420–17430. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.07.030>
- BNEF, Perspectivas de la economía del hidrógeno, mensajes clave, 30 de marzo de 2020, <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>, consultado el 20–5–2021. 2020, <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Mensajes-clave-30-marzo-2020.pdf>
- Balay S, Abhyankar S, Adams M, Brown J, Brune P, Buschelman K, Dalcin L, Dener A, Eijkhout V, Gropp W, Karpeyev D, Kaushik D, Knepley M, MAY D, Curfman McInnes L, Mills R, Munson T, Rupp K, Sanan P, Smith B, Zampini S, Zhang H, Zhang H (2019) División de ciencias informáticas, computacionales y estadísticas, manual de usuario de PETSc, Laboratorio Nacional Argonne Laboratorio Nacional Argonne. <https://ora.ox.ac.uk/object/uuid:fa2b9e7c-1c58-429c-90fd-f780a3c3dc7d>
- Banawan AA et al. (2010) Beneficios ambientales y económicos del cambio del gasóleo marino al combustible de gas natural para buques de pasajeros de alta potencia para viajes cortos. *Actas de la Institución de Ingenieros Mecánicos Parte M: Revista de Ingeniería para el Medio Ambiente Marítimo*. 224, 103–113. <https://doi.org/10.1243/14750902JEME181>
- Bareiß K et al (2019) Evaluación del ciclo de vida del hidrógeno a partir de la electrólisis del agua con membrana de intercambio de protones en sistemas energéticos futuros. *Appl Energy* 237:862–872. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.001>
- Bauer S et al (2013) Impactos del uso del subsuelo geológico para el almacenamiento de energía: un concepto de investigación. *Environ Earth Sci* 70:3935–3943. <https://doi.org/10.1007/s12665-013-2883-0>
- Bauer S et al (2017) Almacenamiento de energía subterráneo: almacenamiento geológico de energía renovable: capacidades, efectos inducidos e implicaciones. *Environ Earth Sci* 76:695–695. <https://doi.org/10.1007/s12665-017-7007-9>
- Bermúdez JM, Fidalgo B (2016) Producción de biogas de síntesis y biohidrógeno mediante gasificación Manual de producción de biocombustibles. Elsevier Inc, Hoboken, págs. 431–494. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100455-5.00015-1>
- Bicer Y, Dincer I (2017) Evaluación de un sistema electroquímico sostenible de producción de amoníaco utilizando hidrógeno producido fotoelectroquímicamente bajo luz solar concentrada. *ACS Sustain Chem Eng* 5:8035–8043. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.7b01638>
- Bicer Y, Khalid F (2020) Comparación del impacto ambiental del ciclo de vida de pilas de combustible de óxido sólido alimentadas con gas natural, hidrógeno, amoníaco y metanol para generación combinada de calor y energía. *Int J Hydrog Energy* 45:3670–3685. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.11.122>
- Bird L et al (2016) Reducción de la energía eólica y solar: una revisión de la experiencia internacional. *Renovar sostener energía Rev* 65:577–586. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.082>
- Bockisch T (2016) Enfoque de almacenamiento de energía híbrido para aplicaciones de energía renovable. *J Almacenamiento de energía* 8:311–319. <https://doi.org/10.1016/j.est.2016.01.004>
- Booto GK et al (2021) Evaluación comparativa del ciclo de vida de transmisiones de servicio pesado: un caso de estudio noruego. *Transp Res Parte d: Transp Environ* 95:102836. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2021.102836>
- Brightling J (2018) El amoníaco y la industria de los fertilizantes: el desarrollo del amoníaco en Billingham. *Johns Matthey Technol Apocalipsis* 62:32–47. <https://doi.org/10.1595/205651318X696341>
- Bui M et al (2021) Entrega de electricidad, calor e hidrógeno con emisiones de carbono negativas con BECCS: comparación de las opciones. *Int J Hydrog Energy* 46:15298–15321. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.02.042>
- Bünger U et al (2016) Almacenamiento subterráneo de hidrógeno a gran escala para la integración en la red de energía renovable y otras aplicaciones. *Compensar la energía hidroeléctrica*. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-364-5.00007-5>
- Cao C et al (2020) Utilización de CO2 como gas colchón para un depósito de gas agotado transformado en un depósito de almacenamiento de gas. *Energías* 13:576–576. <https://doi.org/10.3390/EN13030576>
- Carpets C (1988) Almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno. Portador de energía hidroeléctrica. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-61561-0\\_10](https://doi.org/10.1007/978-3-642-61561-0_10)
- Chabab S et al (2020) Mediciones y modelos predictivos de solubilidad de H2 a alta presión en salmuera (H2O+NaCl) para aplicaciones de almacenamiento subterráneo de hidrógeno. *Int J Energía hidroeléctrica* 45:32206–32220. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.192>
- Chen J et al (2019) Desarrollo de sistemas y análisis de desempeño ambiental de una planta piloto de gasificación de agua supercrítica impulsada por energía solar para la producción de hidrógeno utilizando un enfoque de evaluación del ciclo de vida. *Gestión de Energy Convers* 184:60–73. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.01.041>
- Chen YT, Hsu CW (2019) Los factores clave que afectan la planificación estratégica de la economía del hidrógeno de Taiwán. *Int J Energía Hidrográfica*. 44:3290–3305. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.07.159>
- Cheng J et al (2019) Mejora de la producción fermentativa de hidrógeno y metano a partir de una floración de algas mediante pretratamiento hidrotermal/ácido de vapor. *Int J Energía Hidrográfica*. 44:5812–5820. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.046>
- Cherubini E et al (2018) Incertidumbre en el estudio de caso de ACV debido a enfoques de asignación y métodos de evaluación del impacto del ciclo de vida. Evaluación del ciclo de vida de *Int J* 23:2055–2070. <https://doi.org/10.1007/s11367-017-1432-6>
- Collet P et al (2017) Evaluación tecnoeconómica y del ciclo de vida de la producción de metano mediante la mejora de biogás y la tecnología de conversión de energía a gas. *Appl Energy* 192:282–295. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.181>
- Collotta M et al (2019) Indicadores críticos de sostenibilidad para biocombustibles: un análisis a través de una perspectiva de evaluación de la sostenibilidad del ciclo de vida. *Renovar sostener energía Rev* 115:109358. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109358>
- Contreras A et al (1997) El hidrógeno como combustible de aviación: una comparación con los combustibles de hidrocarburos. *Int J Hydrog Energy* 22:1053–1060. [https://doi.org/10.1016/s0360-3199\(97\)00008-6](https://doi.org/10.1016/s0360-3199(97)00008-6)
- Cortés A et al (2019) Implicaciones ambientales de la producción de energía basada en biohidrógeno a partir del reformado con vapor de residuos alcohólicos. *Indiana*

- Cultivos Prod. 138:111465. <https://doi.org/10.1016/j.indcrop.2019.111465>
- Cvetković SM et al (2021) Evaluación energética del ciclo de vida de la producción de biohidrógeno mediante reformado con vapor de biogás: estudio de caso de una planta de biogás en una granja en Serbia. *Int J Hydrog Energy* 46:14130–14137. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.01.181>
- Dasgupta S, Atta A (2020) Conocimientos computacionales sobre la intensificación de la hidrogenación en un reactor de lecho percolador mediante modulación periódica del flujo. *Chem Eng Process-Intensivo de procesos* 157:108135–108135. <https://doi.org/10.1016/j.cep.2020.108135>
- Dawood F et al (2020) Producción de hidrógeno para energía: una descripción general. *Int J Energía Hidrográfica*. 45:3847–3869. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.059>
- Deniz C, Zincir B (2016) Evaluación ambiental y económica de combustibles marinos alternativos. *J Clean Prod* 113:438–449. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.11.089>
- Desantes JM et al (2020) Impacto comparativo del calentamiento global y emisiones de NOX de los sistemas de propulsión automotriz convencionales y de hidrógeno. *Gestionar Convers Energéticos* 221:113137. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113137>
- Dincer I, Bicer Y (2020) Dimensiones mejoradas de los sistemas energéticos integrados para el medio ambiente y la sostenibilidad Sistemas energéticos integrados para multigeneración. Elsevier, Hoboken, págs. 403–440. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-809943-8.00007-8>
- Dodds PE et al (2015) Tecnologías de hidrógeno y pilas de combustible para calefacción: una revisión. *Int J Hydrog Energy* 40:2065–2083. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.11.059>
- Dvoynikov M et al (2021) Nuevos conceptos de producción y almacenamiento de hidrógeno en la región ártica. Recursos. <https://doi.org/10.3390/resources10010003>
- EIA - Tendencias del mercado de almacenamiento de baterías de EE. UU. <https://www.eia.gov/analysis/estudios/electricidad/almacenamiento-de-baterias/>
- Earles JM, Halog A (2011) Evaluación del ciclo de vida consecuente: una revisión. Evaluación del ciclo de vida de *Int J* 16:445–453. <https://doi.org/10.1007/s11367-011-0275-9>
- Edwards PP et al (2008) Hidrógeno y pilas de combustible: hacia un futuro energético sostenible. *Política energética* 36:4356–4362. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.036>
- Eichman, J., et al., Evaluación económica de tecnologías de hidrógeno que participan en los mercados de electricidad de California. 2012, [www.nrel.gov/publicaciones](http://www.nrel.gov/publicaciones).
- El-Emam RS, Özcan H (2019) Revisión integral sobre la tecnoeconomía de la producción sostenible de hidrógeno limpio a gran escala. *J Producto limpio*. 220:593–609. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.01.309>
- El-Eskandarany MS (2020) Nanomateriales de almacenamiento de hidrógeno en estado sólido para aplicaciones de pilas de combustible. *Aleación mecánica*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818180-5.00009-1>
- El-Halwagi MM et al (2020) Diseño resiliente a desastres de instalaciones de fabricación mediante la integración de procesos: principales estrategias, perspectivas y desafíos de investigación. *Sostenimiento frontal*. <https://doi.org/10.3389/frsus.2020.595961>
- El-Sawy MS et al (2020) Cohidrogenación e hidrocraqueo de mezclas de alimentación alternativas (gasóleo de vacío/aceite lubricante residual/aceite de cocina residual) con el objetivo de producir combustibles de alta calidad. *Combustible* 269:117437–117437. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117437>
- El-Shafe M, Kambara S, Hayakawa Y (2019) Descripción general de las tecnologías de producción de hidrógeno. *J Power Energy Inglaterra* 7:107–154. <https://doi.org/10.4236/jpee.2019.71007>
- Eveloy V, Gebreegziabher T (2018) Una revisión de los escenarios proyectados de implementación de energía a gas. *Energías*. <https://doi.org/10.3390/es11071824>
- Falcone PM et al (2021) Economía del hidrógeno y objetivos de desarrollo sostenible: revisión y conocimientos de políticas. Opinión actual verde
- Sostener Chem 31:100506. <https://doi.org/10.1016/j.cogsc.2021.100506>
- Fawzy S et al (2020) Estrategias para la mitigación del cambio climático: una revisión. *Environ Chem Lett* 18:2069–2094. <https://doi.org/10.1007/s10311-020-01059-w>
- Fernández-Dacosta C et al (2019) Potencial y desafíos de las opciones energéticas bajas en carbono: evaluación comparativa de combustibles alternativos para el sector del transporte. *Appl Energy* 236:590–606. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.11.055>
- Finnveden G et al (2009) Desarrollos recientes en la evaluación del ciclo de vida. *J Environ Gestionar* 91:1–21. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2009.06.018>
- Foh S et al. (1979) Almacenamiento subterráneo de hidrógeno. Reporte final. [Cavernas de sal, cavernas excavadas, acuíferos y campos agotados]. <https://doi.org/10.2172/6536941>
- Fong KF, Lee CK (2014) Investigación sobre estrategias de diseño de electricidad de red cero del sistema de trigeneración de pilas de combustible de óxido sólido para edificios de gran altura en climas cálidos y húmedos. *Appl Energy* 114:426–433. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.10.001>
- Gabrielli P et al (2020) Almacenamiento de energía estacional para sistemas multienergéticos de cero emisiones mediante almacenamiento subterráneo de hidrógeno. *Renovar energía sostenida Rev* 121:109629–109629. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109629>
- Ganzer L et al (2013) El proyecto H2STORE: enfoque de simulación experimental y numérica para investigar procesos en el almacenamiento subterráneo de depósitos de hidrógeno Asociación europea de geocientíficos e ingenieros. EAGE, Países Bajos, págs. 679–687. <https://doi.org/10.2118/164936-ms>
- Gaston D et al (2009) MOOSE: un marco computacional paralelo para sistemas acoplados de ecuaciones no lineales. *Nucl Eng Des* 239:1768–1778. <https://doi.org/10.1016/J.NUCENGDES.2009.05.021>
- Perspectivas del mercado mundial del hidrógeno, 2020–2024 por proceso de producción, usuario final, sistema de generación y región. Enfoque Catal. 2020(5):2. <https://doi.org/10.1016/j.focat.2020.04.005>
- Gogate MR (2018) El proceso de síntesis directa de dimetiléter (DME) a partir de gas de síntesis I. Viabilidad del proceso y sinergia química en el proceso LPDMETm de un solo paso. *Petrol Sci Technol* 36:547–554. <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1428628>
- Gondal IA (2019) Integración del hidrógeno en redes de energía a gas. *Int J Hydrog Energy* 44:1803–1815. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.11.164>
- Gruber H et al (2019) Productos Fischer-Tropsch a partir de gas de síntesis derivado de biomasa e hidrógeno renovable. *Biomasa Convers Biorrefinería*. <https://doi.org/10.1007/s13399-019-00459-5>
- Gurz M et al (2017) El encuentro del hidrógeno y la automoción: una revisión. *Int J Hydrog Energy* 42:23334–23346. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.02.124>
- Hagemann B et al (2015) Modelado matemático del transporte inestable en el almacenamiento subterráneo de hidrógeno. *Environ Earth Sci* 73:6891–6898. <https://doi.org/10.1007/s12665-015-4414-7>
- Hagemann B et al (2015) Hidrogenización de almacenamiento subterráneo de gas natural. *Comput Geosci* 20(3):595–606. <https://doi.org/10.1007/S10596-015-9515-6>
- Han Z et al (2018) Nueva aplicación de materiales de almacenamiento de hidrógeno MgH<sub>2</sub>/MoS<sub>2</sub> a la hidrosulfuración de tiofeno: un estudio de caso combinado experimental y teórico. *Mater Des* 158:213–223. <https://doi.org/10.1016/j.matdes.2018.08.036>
- Han WB et al (2021) Electrodo de níquel pulverizado directamente para electrólisis de agua alcalina. *Acta electroquímica*. 386:138458. <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2021.138458>
- Hashemi L et al (2021) Modelado a escala de poros y análisis de sensibilidad del flujo multifásico de salmuera de hidrógeno en medios geológicos porosos. Representante científico 11:8348–8348. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-87490-7>



- Hassanpouryouzband A et al (2020) Hidratos de gas en química sostenible. *Chem Soc Rev* 49:5225–5309. <https://doi.org/10.1039/C8CS00989A>
- Hassanpouryouzband A et al (2021) Almacenamiento geológico de hidrógeno en alta mar: ¿es esta nuestra mejor opción para lograr el cero neto? *ACS Energy Lett* 6:2181–2186. <https://doi.org/10.1021/ACSENERGYLETT.1C00845>
- Heinemann N et al (2021) Permitir el almacenamiento de hidrógeno a gran escala en medios porosos: los desafíos científicos. *Energy Environ Sci* 14:853–864. <https://doi.org/10.1039/d0ee03536j>
- AIE (2019), El futuro del hidrógeno, AIE, París. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>, consultado el 20 de mayo de 2021.
- Jeswani HK et al. (2020) Sostenibilidad ambiental de los biocombustibles: una revisión. *Actas de la Royal Society A: Ciencias Matemáticas, Físicas y de Ingeniería*. 476, 20200351. <https://doi.org/10.1098/rspa.2020.0351>
- Jorschick H et al (2021) Hidrogenación de compuestos aromáticos y heteroaromáticos: un proceso clave para la logística futura del hidrógeno verde utilizando sistemas portadores de hidrógeno orgánico líquido. *Sustain Energy Fuels* 5:1311–1346. <https://doi.org/10.1039/D0SE01369B>
- Kalbar PP et al (2017) Ponderación y agregación en la evaluación del ciclo de vida: ¿las puntuaciones únicas agregadas actuales proporcionan un apoyo correcto para la toma de decisiones? *J Ind Ecol* 21:1591–1600. <https://doi.org/10.1111/jiec.12520>
- Karaca AE et al (2020) Estudio de evaluación del ciclo de vida de opciones de producción sostenible de hidrógeno de base nuclear. *Int J Hydrog Energy* 45:22148–22159. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.06.030>
- Kerscher F et al (2021) Producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono mediante pirólisis de metano por plasma con haz de electrones: análisis tecnoeconómico y evaluación de la huella de carbono. *Int J Energia del Hidrógeno* 46:19897–19912. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.03.114>
- Kim J et al (2015) Comparación de nitrógeno y dióxido de carbono como gas colchón para un depósito subterráneo de almacenamiento de gas. *Geosyst Inglaterra* 18:163–167. <https://doi.org/10.1080/12269328.2015.1031916>
- Kim HS et al (2021) Evaluación del ciclo de vida del sistema de pilas de combustible de carbonato fundido para centrales eléctricas. *J Clean Prod* 302:126911. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126911>
- Kim HJ, Park SH (2016) Estudio de optimización de las emisiones de escape y el consumo de combustible en un motor diésel alimentado con éter dimetilico (DME). *Combustible* 182:541–549. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.06.001>
- Kirk BS et al (2006) libMesh: una biblioteca C++ para simulaciones paralelas de refinamiento/engrosamiento de malla adaptativa. *Computación inglesa* 22:237–254. <https://doi.org/10.1007/S00366-006-0049-3>
- Kruck, O., et al., 2013. Evaluación del potencial, los actores y los casos de negocio relevantes para el almacenamiento estacional y a gran escala de electricidad renovable mediante almacenamiento subterráneo de hidrógeno en Europa. *Licenciatura de KBB. Tecnología. GmbH*.
- Larscheid P et al (2018) Potencial de nuevos modelos de negocio para la electrólisis de agua integrada en la red. *Renovar energía* 125:599–608. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.074>
- Li G et al (2019) Evaluación del ciclo de vida de la generación de hidrógeno en bucle químico directo con carbón con portador de oxígeno Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. *J Clean Prod* 239:118118. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118118>
- Li H et al (2021) Selección de tecnología para la producción de hidrógeno en China mediante la integración de la emergencia en la evaluación de la sostenibilidad del ciclo de vida. *J Clean Prod* 294:126303. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126303>
- Liescher A et al (2016) Almacenamiento geológico de hidrógeno: fundamentos de procesamiento y proyectos de ciencia e ingeniería del hidrógeno: sistemas y tecnología de procesos de materiales. Wiley, EE.UU., págs. 629–658. <https://doi.org/10.1002/9783527674268.ch26>
- Liu F et al (2021) Despliegue de vehículos de pila de combustible en China: Reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero mediante la conversión de vehículos pesados pies de camión desde diésel y gas natural hasta hidrógeno. *Int J Energía Hidrográfica*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.02.198>
- Logan KG et al (2020) Ferrocarril eléctrico y de hidrógeno: contribución potencial al cero neto en el Reino Unido. *Transp Res Parte d: Transp Environ* 87:102523. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2020.102523>
- Lord AS et al (2014) Almacenamiento geológico de hidrógeno: ampliación para satisfacer las demandas de transporte urbano. *Int J Energía hidroeléctrica* 39:15570–15582. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.07.121>
- Lui J et al (2020) Una revisión crítica sobre los principios, aplicaciones y desafíos de las tecnologías de conversión de residuos en hidrógeno. *Renovar energía sostenida Rev* 134:110365–110365. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110365>
- Mah AXY et al (2019) Revisión de la economía del hidrógeno en Malasia y su camino a seguir. *Int J Energía Hidrográfica*. 44:5661–5675. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.077>
- Mehrjerdi H et al (2019) Operación diaria estacional en un edificio de energía neta cero impulsado por energías renovables híbridas y sistemas de almacenamiento de hidrógeno. *Gestión de Convers de Energía* 201:112156–112156. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112156>
- Melaina M et al (2013) Combinación de hidrógeno en redes de gasoductos naturales: una revisión de cuestiones clave. *Contrato* 303:275–3000. <https://doi.org/10.2172/1068610>
- Merzian, R., Bridges, T., 2019. Hidrógeno y clima: ¿caballo de Troya o gallina de los huevos de oro? El Instituto de Australia, <https://apo.org.au/node/230061>
- Michalski J et al (2017) Generación de hidrógeno por electrólisis y almacenamiento en cavernas de sal: aspectos potenciales, económicos y de sistemas con respecto a la transición energética alemana. *Int J Energía Hidrográfica*. 42:13427–13443. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.02.102>
- Milani D et al (2020) La economía del hidrógeno con energía renovable desde la perspectiva de Australia. *Int J Energía Hidrográfica*. 45:24125–24145. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.06.041>
- Misra P et al (2017) Desnitrógeno y desulfuración de combustible diésel modelo utilizando polímero funcionalizado: formación de complejos de transferencia de carga y estudio de isoterma de adsorción. *Chem-Eng J* 325:176–187. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2017.05.033>
- Mouli-Castillo J et al (2021) Mapeo de la capacidad de almacenamiento geológico de hidrógeno y las demandas de calefacción regional: un estudio de caso aplicado en el Reino Unido. *Appl Energy* 283:116348–116348. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116348>
- Nanda S et al (2017) Avances y limitaciones en las tecnologías de producción de hidrógeno Sistemas de bioenergía para el futuro. Elsevier Inc, Hoboken, págs. 373–418
- Naylor M et al (2011) Cálculo de las alturas de las columnas de CO<sub>2</sub> en campos de gas agotados a partir de alturas conocidas de las columnas de gas de preproducción. *Mar Pet Geol* 28:1083–1093. <https://doi.org/10.1016/J.MARPETGEO.2010.10.005>
- Ochedi FO et al (2021) Captura de dióxido de carbono mediante métodos de absorción de líquidos: una revisión. *Environ Chem Lett* 19:77–109. <https://doi.org/10.1007/s10311-020-01093-8>
- Ockwig NW, Nenof TM (2007) Membranas para separación de hidrógeno. *Chem. Rev* 107:4078–4110. <https://doi.org/10.1021/cr0501792>
- Ogawa T et al (2018) Análisis integral de tendencias y tecnologías emergentes en todo tipo de pilas de combustible basado en un método computacional. *Sostenibilidad*. <https://doi.org/10.3390/su10020458>
- Okolie JA et al (2019) Gasificación de biomasa con agua supercrítica: una revisión del estado del arte de los parámetros del proceso, mecanismos de reacción y catálisis. *Sustain Energy Fuels* 3:578–598. <https://doi.org/10.1039/c8se00565f>
- Oldenburg CM (2003) Dióxido de carbono como gas colchón para el almacenamiento de gas natural. *Combustibles energéticos* 17:240–246. <https://doi.org/10.1021/ef020162b>
- Osman AI et al (2020) Exploración del potencial de producción de hidrógeno fotocatalítico de titania dopada con alúmina derivada de láminas



- desperdiciar. *Int J Energía Hidrográfica*. 45:34494–34502. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.02.065>
- Osman AI et al (2020) Desafíos críticos en los procesos de producción de biohidrógeno a partir de materias primas orgánicas. *Biomasa Convers Biorefinery*. <https://doi.org/10.1007/s13399-020-00965-x>
- Osman AI (2020) Producción catalítica de hidrógeno a partir de oxidación parcial de metano: mecanismo y estudio cinético. *Tecnología Chem Ing*. 43:641–648. <https://doi.org/10.1002/ceat.201900339>
- Osman AI et al (2021a) Avances recientes en las tecnologías de utilización y almacenamiento de captura de carbono: una revisión. *Medio ambiente Chem Lett* 19:797–849. <https://doi.org/10.1007/s10311-020-01133-3>
- Osman AI et al (2021b) Conversión de biomasa en biocombustibles y evaluación del ciclo de vida: una revisión. *Environ Chem Lett*. <https://doi.org/10.1007/s10311-021-01273-0>
- Owgi AHK et al (2021) Sistemas catalíticos para el reformado mejorado del metano con dióxido de carbono: una revisión. *Medio ambiente Chem Lett* 19:2157–2183. <https://doi.org/10.1007/s10311-020-01164-w>
- Ozturk M, Dincer I (2019) Evaluación comparativa del impacto ambiental de varios combustibles y calor solar para un ciclo combinado. *Int J Hydrog Energy* 44:5043–5053. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.003>
- Panflov M (2010) Almacenamiento subterráneo de hidrógeno. *Autoorganización in situ y generación de metano. Medios porosos transp* 85:841–865. <https://doi.org/10.1007/s11242-010-9595-7>
- Panflov M (2016) Almacenamiento de hidrógeno subterráneo y en tuberías Compendio de energía del hidrógeno. Elsevier, Hoboken, págs. 91–115
- Park S et al (2017) Aumento de la producción de butirato asistido por acetato por *Eubacterium limosum* KIST612 durante la fermentación de monóxido de carbono. *Biores Technol* 245:560–566. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2017.08.132>
- Parra D et al (2019) Una revisión sobre el papel, el costo y el valor de los sistemas de energía de hidrógeno para una descarbonización profunda. *Renovar Sustain Energy Rev*. 101:279–294. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.010>
- Perry KF (2005) Experiencia y tecnología en la industria del almacenamiento de gas natural: aplicación potencial al almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. *Captura de dióxido de carbono, almacenamiento, forma de geol profundo*. <https://doi.org/10.1016/B978-008044570-0/50135-5>
- Pinsky R et al (2020) Revisión comparativa de tecnologías de producción de hidrógeno para sistemas de energía híbridos nucleares. *Prog. Energía Nuclear* 123:103317. <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2020.103317>
- Polverino P et al (2019) Estudio de las necesidades energéticas para la producción embarcada de Oxihidrógeno como aditivo de combustible en motores de combustión interna. *Gestión de Convers de Energía* 179:114–131. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.09.082>
- Prussi M et al (2021) Factores potenciales y limitantes en el uso de combustibles alternativos en el sector marítimo europeo. *J Clean Prod* 291:125849–125849. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.125849>
- Psoma A, Sattler G (2002) Sistemas de pilas de combustible para submarinos: desde la primera idea hasta la producción en serie. *J. Power Sour* 106:381–383. [https://doi.org/10.1016/S0378-7753\(01\)01044-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7753(01)01044-8)
- Pudlo D et al (2013) El proyecto H2STORE: Almacenamiento subterráneo de hidrógeno: ¿una forma factible de almacenar energía eléctrica en medios geológicos? Springer, Berlin, págs. 395–412. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-37849-2\\_31](https://doi.org/10.1007/978-3-642-37849-2_31)
- Rana MS et al (2020) Síntesis de catalizadores soportados de carbono-alúmina de poros grandes para hidrodemetalización. *Catal hoy* 353:204–212. <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2019.07.009>
- Reaño RL (2020) Evaluación del impacto ambiental y desempeño energético de la utilización de la cáscara de arroz en diversas vías de producción de biohidrógeno. *Biores Technol* 299:122590. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2019.122590>
- Reaño RL, Halog A (2020) Análisis de la huella de carbono y el desempeño energético de la producción de biohidrógeno mediante gasificación de diferentes residuos de biomasa agrícola de Filipinas. *Biorrefinería Convers de Biomasa*. <https://doi.org/10.1007/s13399-020-01151-9>
- Research, AE, Las empresas están desarrollando más de 200 gw de proyectos de electrolizadores de hidrógeno en todo el mundo, el 85 % de los cuales se encuentran en Europa, <https://auroraer.com/media/companies-are-developing-over-200-gw-of-hydrogen-electrolyser-projects-globally-85-of-what-are-in-europe/>, consultado el 20-5-2021. 2021. <https://auroraer.com/medios/empresas-están-desarrollando-más-de-200-gw-de-proyectos-de-electrolizadores-de-hidrógeno-a-nivel-mundial-85-de-los-que-están-en-europa/>
- Riqueto CVT et al (2020) Raíces de jacinto de agua (*Eichhornia crassipes*), un residuo natural del Amazonas, como biosorbente alternativo para absorber un tinte textil reactivo de soluciones acuosas. *Ecol Eng* 150:105817. <https://doi.org/10.1016/j.ecoleng.2020.105817>
- Ringrose PS et al (2021) Almacenamiento de dióxido de carbono en acuíferos salinos: procesos fisicoquímicos, limitaciones clave y potencial de ampliación. *Annu Rev Chem Biomol Eng* 12:471–494. <https://doi.org/10.1146/annurev-chembioeng-093020-091447>
- Romeo LM et al (2020) Revisión de proyectos de demostración de power-to-X en Europa. *Res. energética frontal*. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.00191>
- Sadeghi S et al (2020) Evaluación comparativa económica y del ciclo de vida de la producción de hidrógeno con energía solar para las industrias de petróleo y gas. *Energía* 208:118347. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118347>
- Safari F, Dincer I (2020) Una revisión y evaluación comparativa de los ciclos termoquímicos de división del agua para la producción de hidrógeno. *Gestor de Conversaciones de Energía*. 205:112182. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112182>
- Saidi M et al (2020) Producción de hidrógeno a partir de gasificación de residuos seguida de filtración por membrana: una revisión. *Environ Chem Lett* 18:1529–1556. <https://doi.org/10.1007/s10311-020-01030-9>
- Sainz-García A et al (2017) Evaluación de estrategias factibles para el almacenamiento subterráneo de hidrógeno en un acuífero salino. *Int J Hydrog Energy* 42:16657–16666. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.05.076>
- Saithong N et al (2019) Análisis termodinámico del novedoso proceso de bucle químico para la producción de hidrógeno de dos grados con captura de CO<sub>2</sub>. *Gestor de Conversaciones de Energía*. 180:325–337. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.11.003>
- Sako N et al (2021) Análisis tecnoeconómicos y del ciclo de vida de sistemas de producción de hidrógeno asistidos por baterías a partir de energía fotovoltaica. *J Prod. Limpio*. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126809>
- Sanchez N et al (2021) Análisis técnico y ambiental sobre la producción de energía a partir de biomasa residual utilizando hidrógeno como vector energético. *Renovar energía* 175:825–839. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.04.145>
- Siddiqui O, Dincer I (2019) Evaluación del impacto ambiental del ciclo de vida de un pozo para bombear algunas rutas de producción de hidrógeno. *Int J Hydrog Energy* 44:5773–5786. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.118>
- Silva FB et al (2020) Prioridades de datos primarios para el inventario del ciclo de vida de productos de construcción: enfoque en procesos de primer plano. *Evaluación del ciclo de vida de Int J* 25:980–997. <https://doi.org/10.1007/s11367-020-01762-4>
- Span R et al. (2020) TENDENCIA. Referencia termodinámica y datos de ingeniería 5.0. Lehrstuhl für Thermodynamik, Universidad del Ruhr en Bochum
- Spingler FB et al (2017) Investigación de las limitaciones del transporte de pilas de combustible utilizando corriente limitante de hidrógeno. *Int J Energía hidroeléctrica* 42:13960–13969. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.01.036>
- Srivastava RK et al (2020) Producción de biocombustibles, biodiesel y biohidrógeno mediante bioprocesos. *Un Rev Environ Chem Lett* 18:1049–1072. <https://doi.org/10.1007/s10311-020-00999-7>

- Sun Y et al (2017) Síntesis de Fischer-Tropsch utilizando un catalizador a base de hierro en un reactor de microcanales: cinética de masa híbrida con ANN/RSM. *Proceso Chem Eng* 122:181–189. <https://doi.org/10.1016/j.cep.2017.10.005>
- Taylor JB et al (1986) Evaluación técnica y económica de métodos para el almacenamiento de grandes cantidades de hidrógeno. *Int J Hydrog Energy* 11:5–22. [https://doi.org/10.1016/0360-3199\(86\)90104-7](https://doi.org/10.1016/0360-3199(86)90104-7)
- Thaysen EM, McMahon S, Strobel G, Butler I, Ngwenya B, Heine-mann N, Wilkinson M, Hassanpouryouzband A, McDermott C, Edlmann K (2020) Estimación del consumo microbiano de hidrógeno en el almacenamiento de hidrógeno en medios porosos como base para la selección del sitio. <https://doi.org/10.31223/X5HC7H>
- Thema M et al (2019) Power-to-Gas: revisión del estado de electrólisis y metanación. *Renovar la energía sostenida Rev* 112:775–787. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.030>
- Thi HN et al (2020) Composiciones de medios para la mejora de la productividad en la fermentación de gas de síntesis con *Clostridium autoethanogenum*. *Bioproceso de biotecnología Eng* 25:493–501. <https://doi.org/10.1007/s12257-019-0428-4>
- Tolod KR et al (2019) Catalizadores impulsados por luz visible para la oxidación del agua hacia horizontes de biorrefinerías de combustible solar en química y catálisis industrial sostenible. Elsevier Inc, Hoboken, págs. 65–84. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-64127-4.00004-5>
- Tzanetis KF et al (2017) Análisis de la licuefacción hidrotermal de biomasa y la mejora del petróleo biocrudo para la producción de combustible para aviones renovable: el impacto de las condiciones de reacción en los costos de producción y el rendimiento de las emisiones de GEI. *Renovar energía* 113:1388–1398. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.06.104>
- Proyectos eólicos de EE. UU., <https://us.ornl.gov/wind-projects#>. <https://nosotros.ornl.gov/wind-projects#>
- Valente A et al (2019) Evaluación de la sostenibilidad del ciclo de vida del hidrógeno procedente de la gasificación de biomasa: una comparación con el hidrógeno convencional. *Int J Hydrog Energy* 44:21193–21203. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.105>
- Valente A et al (2021) Huellas energéticas y de carbono armonizadas del hidrógeno fósil. *Int J Hydrog Energy* 46:17587–17594. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.03.074>
- Vogler F, Sattler G (2016) Transporte marítimo impulsado por hidrógeno *Compendio de energía del hidrógeno*. Elsevier, Hoboken, págs. 35–65. <https://doi.org/10.1016/b978-1-78242-364-5.00003-8>
- Wainaina S et al (2018) Bioquímicos a partir de desechos de alimentos y biomasa recalcitrante mediante fermentación de gas de síntesis: una revisión. *Biores Technol* 248:113–121. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2017.06.075>
- Widera B (2020) Implementaciones de hidrógeno renovable para almacenamiento combinado de energía, transporte y aplicaciones estacionarias. *Thermal Sci Eng Prog* 16:100460–100460. <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2019.100460>
- Wilberforce T et al (2016) Avances en aplicaciones de pilas de combustible estacionarias y portátiles. *Int J Hydrog Energy* 41:16509–16522. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.02.057>
- Wilkins A et al (2020) PorousFlow: un código de simulación multifísica para problemas acoplados en medios porosos. *J Open Sour Softw* 5:2176–2176. <https://doi.org/10.21105/joss.02176>
- Wilkins A et al (2021) Un código de simulación multifísica de código abierto para problemas acoplados en medios porosos. *Computación Geosci* 154:104820–104820. <https://doi.org/10.1016/J.CAGEO.2021.104820>
- Xu Z et al (2021) Nuevos conocimientos sobre pilas de combustible microbianas asistidas por luz para el tratamiento de aguas residuales y la generación de energía: una cooperación beneficiosa para todos. *J Power Sour* 501:230000–230000. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2021.230000>
- Yfanti VL, Lemonidou AA (2020) Efecto del donante de hidrógeno sobre la hidroxigenación de glicerol a 1,2-propanodiol. *Catal hoy* 355:727–736. <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2019.04.080>
- Yu Z et al (2011) Investigación sobre el rendimiento de un sistema integrado de trigeneración de celda de combustible de óxido sólido y enfriador de absorción. *Int J Hydrog Energy* 36:12561–12573. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.06.147>
- Yu L et al (2019) Electrocatalizadores a base de nitrato de metal no noble para electrólisis de agua de mar alcalina de alto rendimiento. *Nat Commun* 10:5106. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-13092-7>
- Yuan XZ et al (2021) Una revisión de funciones, atributos, propiedades y mediciones para el control de calidad de los componentes de la pila de combustible de simples. *Reserva SPE Eng* 12:173–178. <https://doi.org/10.2118/27833-PA>
- Yue M et al (2021) Sistemas de energía de hidrógeno: una revisión crítica de tecnologías, aplicaciones, tendencias y desafíos. *Renovar energía sostenida Rev* 146:111180–111180. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111180>
- Zachariah-Wolf JL et al (2007) Del gas natural al hidrógeno a través del índice Wobbe: el papel de las puertas de enlace estandarizadas en las transiciones de infraestructura sostenible. *Int J Hydrog Energy* 32:1235–1245. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.07.024>
- Zhou D et al (1997) Escalado de flujo multifásico en medios porosos heterogéneos simples. *Reserva SPE Eng* 12:173–178. <https://doi.org/10.2118/27833-PA>
- Zhu C et al (2019) Construcción de fotocatalizadores CD/CdS para la producción estable y eficiente de hidrógeno en agua y agua de mar. *Appl Catal B: Medio Ambiente*. 242:178–185. <https://doi.org/10.1016/j.apcatb.2018.09.096>

Nota del editor Springer Nature se mantiene neutral con respecto a reclamos jurisdiccionales en mapas publicados y afiliaciones institucionales.