

# Advances and Challenges in the Production, Storage and Transport of Green Hydrogen: A Systematic Review

Segundo Jonathan Alvares-Zeballos<sup>1</sup>; Jhon Niever Ancasi-Taype<sup>2</sup>; Gerson José Márquez<sup>3</sup>

<sup>1,2,3</sup>Universidad Tecnológica del Perú, Perú, [u17210900@utp.edu.pe](mailto:u17210900@utp.edu.pe), [u22243144@utp.edu.pe](mailto:u22243144@utp.edu.pe), [gmarquez@utp.edu.pe](mailto:gmarquez@utp.edu.pe)

**Abstract**– Green hydrogen has emerged as a strategic option for decarbonizing the industrial sector, given its potential to substantially reduce emissions from energy use and carbon-intensive processes. Accordingly, this systematic review aimed to identify and classify the technologies, strategies, recent advances, and challenges reported in the literature, providing a comprehensive and up-to-date overview of green hydrogen production, storage, and transport while synthesizing evidence from an integrated value-chain perspective that is often addressed in a fragmented manner. A PICO-based search was conducted in the Web of Science database, and study selection followed the PRISMA framework using predefined inclusion and exclusion criteria. From 3734 records initially retrieved, 65 studies met the eligibility requirements and were analyzed in depth. The results indicate that alkaline electrolysis and proton exchange membrane electrolysis are currently the most mature production routes. For storage, underground salt caverns emerge as the most viable option for large-scale applications. For transport, chemical carriers and dedicated pipelines stand out as relevant alternatives depending on the scenario assessed. The most frequently reported challenges include high upfront investment costs, material degradation, hydrogen embrittlement, insufficient infrastructure, and the lack of harmonized regulatory standards. Overall, green hydrogen is positioned as a key energy vector to enable lower-impact industrial pathways; however, large-scale deployment will require improving system efficiencies, reducing costs, expanding storage and distribution networks, and establishing robust regulations to ensure safety, competitiveness, and long-term sustainability.

**Keywords**– Green hydrogen, Hydrogen production, Hydrogen storage, Hydrogen transport, Industrial decarbonization.

# Avances y Desafíos en la Producción, Almacenamiento y Transporte de Hidrógeno Verde: Una Revisión Sistemática

Segundo Jonathan Alvares-Zeballos<sup>1</sup>; Jhon Niever Ancasi-Taype<sup>2</sup>; Gerson José Márquez<sup>3</sup>  
<sup>1,2,3</sup>Universidad Tecnológica del Perú, Perú, [u17210900@utp.edu.pe](mailto:u17210900@utp.edu.pe), [u22243144@utp.edu.pe](mailto:u22243144@utp.edu.pe), [gmarquez@utp.edu.pe](mailto:gmarquez@utp.edu.pe)

**Resumen**– El hidrógeno verde se ha consolidado como una alternativa estratégica para la descarbonización del sector industrial por su potencial para reducir de manera significativa las emisiones asociadas al uso de energía y a procesos intensivos en carbono; en este contexto, esta revisión sistemática tuvo como objetivo identificar y clasificar tecnologías, estrategias, avances y desafíos reportados en la literatura reciente para ofrecer una visión integral y actualizada de la producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno verde, así como sintetizar la evidencia desde una perspectiva de cadena de valor, usualmente abordada de forma fragmentada. Se empleó el enfoque PICO para realizar una búsqueda sistemática en Web of Science; la selección siguió la estrategia PRISMA mediante criterios de inclusión y exclusión predefinidos, identificándose 3734 artículos, de los cuales 65 cumplieron los requisitos y fueron analizados en profundidad. Los resultados indican que, en producción, la electrólisis alcalina y la de membrana de intercambio protónico son las tecnologías más maduras; en almacenamiento, las cavidades de sal emergen como la opción más viable para aplicaciones a gran escala; y en transporte, destacan los vehículos asociados a portadores químicos y las tuberías dedicadas como alternativas relevantes según los escenarios evaluados. Los desafíos más citados incluyen altos costos de inversión inicial, degradación de materiales, fragilización por hidrógeno, infraestructura insuficiente y ausencia de estándares regulatorios comunes. En conclusión, el hidrógeno verde se perfila como un vector energético clave para avanzar hacia industrias de menor impacto ambiental, pero su despliegue a gran escala exige mejorar eficiencias, reducir costos, ampliar redes de almacenamiento y distribución, y consolidar regulaciones que garanticen seguridad, competitividad y sostenibilidad en el largo plazo.

**Palabras clave**– Hidrógeno verde, Producción de hidrógeno, Almacenamiento de hidrógeno, Transporte de hidrógeno, Descarbonización industrial.

## I. INTRODUCCIÓN

Durante la última década, el hidrógeno verde se ha consolidado como una alternativa estratégica dentro del portafolio de energías limpias por su potencial para reducir la contaminación industrial y mitigar emisiones de gases de efecto invernadero [1]. Este vector energético, producido principalmente mediante electrólisis a partir de electricidad renovable (p. ej., solar y eólica), se perfila como un habilitador clave para transitar hacia sistemas energéticos más limpios y sustituir progresivamente el uso de combustibles fósiles en aplicaciones difíciles de electrificar.

En los últimos años, la investigación ha avanzado notablemente en el desarrollo de tecnologías de producción de hidrógeno, con especial énfasis en el perfeccionamiento de

electrolizadores, particularmente los de membrana de intercambio aniónico (AEMWE), por su potencial para mejorar el desempeño y simplificar la operación [2]. Sin embargo, estos avances aún no han resuelto de manera concluyente la viabilidad económica y técnica del hidrógeno verde a gran escala. Persisten barreras asociadas a los elevados costos de inversión inicial, la falta de consenso sobre la tecnología más adecuada según el contexto de aplicación y, especialmente, los desafíos logísticos vinculados con el almacenamiento y el transporte seguro del hidrógeno [3].

En efecto, aunque el hidrógeno verde se reconoce como una alternativa con alto potencial para descarbonizar procesos industriales y reducir las emisiones responsables del calentamiento global, su adopción masiva aún se ve limitada por factores que afectan su competitividad frente a las opciones basadas en combustibles fósiles. Entre estos factores destacan los elevados costos asociados al proceso de electrólisis, las brechas de eficiencia de determinadas configuraciones tecnológicas y la insuficiente infraestructura para su almacenamiento y transporte [4]. Incluso cuando se reportan mejoras relevantes en la electrólisis con membrana de intercambio aniónico, orientadas a incrementar la eficiencia y reducir los costos, estas aún resultan insuficientes para sustentar, de manera generalizable, su implementación industrial a gran escala, especialmente al considerar las restricciones asociadas al almacenamiento y los riesgos del transporte, como la seguridad operacional y la integridad de los materiales [5].

Como consecuencia, pese al esfuerzo sostenido por optimizar la producción, persisten vacíos importantes en la comprensión integrada de los desafíos asociados al ciclo de vida y a la cadena de valor del hidrógeno verde. En términos prácticos, alcanzar sistemas viables requiere soluciones que aborden simultáneamente dimensiones técnicas, económicas, logísticas y de seguridad, de modo que el hidrógeno verde pueda consolidarse como una opción confiable y competitiva frente a los combustibles fósiles. Esta necesidad es especialmente relevante, ya que su despliegue no solo contribuye a la mitigación de emisiones, sino que también impulsa transformaciones tecnológicas y nuevos modelos de negocio, con impactos económicos y sociales vinculados a la transición energética [3].

A pesar del crecimiento acelerado del campo, la literatura evidencia una limitación recurrente: la cadena de valor del hidrógeno verde suele abordarse de manera fragmentada, con mayor énfasis en la producción y menor integración

sistemática de las etapas de almacenamiento y transporte. Ello dificulta construir una visión integral sobre su desempeño, riesgos y barreras de implementación en escenarios reales [4]. Aunque existen revisiones recientes sobre hidrógeno [6], [7], estas se enfocan principalmente en panoramas generales de la economía del hidrógeno, evaluaciones ambientales específicas o análisis de la cadena de valor en contextos regionales determinados. Por tanto, resulta pertinente desarrollar una nueva revisión sistemática de la literatura (RSL) que integre de manera crítica y actualizada los avances y desafíos en la producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno verde, con el fin de sintetizar la evidencia disponible e identificar tendencias, limitaciones y vacíos de conocimiento relevantes para su escalamiento y aplicación industrial.

Esta RSL busca sintetizar el estado actual del conocimiento sobre la cadena de valor del hidrógeno verde aplicada a procesos industriales de alta demanda energética. El objetivo es identificar y clasificar las tecnologías, estrategias, avances y desafíos reportados en la literatura reciente, proporcionando una visión integral y actualizada de la producción, almacenamiento y transporte del hidrógeno verde. Además, se pretende evaluar barreras técnicas, económicas y regulatorias, y ofrecer una base estructurada que sirva de referencia tanto para futuras investigaciones como para la toma de decisiones en la transición energética y la descarbonización industrial.

## II. METODOLOGÍA

Se ha desarrollado una RSL sin metaanálisis empleando el enfoque PICO, utilizado para estructurar la pregunta de investigación a partir del Problema (P), la Intervención (I), el Contexto (C) y los Resultados/Outcomes (O). Con base en este enfoque, se definió la siguiente pregunta de revisión: ¿Cuáles son las principales tecnologías, retos y oportunidades en la producción, almacenamiento y transporte del hidrógeno verde para procesos industriales de alto consumo energético, en el marco de la descarbonización industrial y la transición energética? Asimismo, se formularon subpreguntas complementarias para operacionalizar la búsqueda y el análisis. Estas subpreguntas y las palabras asociadas a cada componente PICO se presentan en la Tabla I.

Combinando las palabras clave, se elaboró la siguiente ecuación de búsqueda, que fue aplicada en la base de datos Web of Science (WoS):

("Manufacturing processes" OR "Heavy industry" OR "Industrial sector" OR "Industrial production" OR "Energy-intensive industries" OR "High energy consumption" OR "Industrial energy demand" OR "Industrial emissions" OR "Industrial energy efficiency" OR "Large-scale production" OR "Industrial decarbonization") AND ("Green hydrogen" OR "Renewable hydrogen" OR "Hydrogen production" OR "Water electrolysis" OR "Electrolytic hydrogen" OR "Hydrogen storage" OR "Hydrogen transport" OR "Hydrogen distribution" OR "Hydrogen infrastructure" OR "Hydrogen supply chain" OR "Fuel cells" OR "Hydrogen economy" OR

TABLA I  
COMPONENTES PICO, PREGUNTAS Y PALABRAS CLAVE ASOCIADAS

| Componente          | Descripción del componente                                                                                                                       | Palabras clave                                                                                                                                                                                                                                       |
|---------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| P<br>(Problema)     | ¿Cómo influyen las características de los procesos industriales de alto consumo energético en la adopción del hidrógeno verde?                   | Manufacturing processes, Heavy industry, Industrial sector, Industrial production, Energy-intensive industries, High energy consumption, Industrial energy demand, Industrial energy efficiency, Large-scale production, Industrial decarbonization. |
| I<br>(Intervención) | ¿Qué tecnologías se están aplicando en la producción, almacenamiento y transporte del hidrógeno verde para su uso en la industria?               | Green hydrogen, Renewable hydrogen, Hydrogen production, Water electrolysis, Hydrogen storage, Hydrogen transport, Hydrogen infrastructure, Hydrogen supply chain, Fuel cells, Hydrogen economy, Hydrogen deployment, Hydrogen scalability           |
| C<br>(Contexto)     | ¿Qué oportunidades ofrece el hidrógeno verde para la descarbonización industrial en el marco de la transición energética sostenible?             | Energy transition, Clean energy, Renewable energy, Sustainable energy, Alternative fuels, Decarbonization pathways, Low-carbon technologies, Net zero transition, Sustainable alternatives                                                           |
| O<br>(Resultados)   | ¿Cuáles son los principales retos técnicos, económicos y regulatorios que enfrenta la implementación del hidrógeno verde en el sector industrial | Industrial decarbonization. Emission reduction, Carbon neutrality, Sustainability, Sustainable development, Energy transition, Climate mitigation, Opportunities, Barriers, Environmental impact                                                     |

"Hydrogen deployment" OR "Hydrogen scalability") AND ("Industrial decarbonization" OR "Emission reduction" OR "Carbon neutrality" OR "Sustainability" OR "Sustainable development" OR "Energy transition" OR "Climate mitigation" OR "Opportunities" OR "Barriers" OR "Challenges" OR "Environmental impact") AND ("Energy transition" OR "Clean energy" OR "Renewable energy" OR "Sustainable energy" OR "Alternative fuels" OR "Decarbonization pathways" OR "Low-carbon technologies" OR "Net zero transition" OR "Sustainable alternatives")

La búsqueda recuperó 3734 registros. Posteriormente, se aplicó el marco PRISMA, con el objetivo de asegurar que la selección y análisis de estudios se realizara de forma rigurosa y reproducible, documentando explícitamente los criterios de elegibilidad y el flujo de depuración hasta la selección final.

Para la selección sistemática se definieron los siguientes criterios de inclusión (CI) y exclusión (CE):

CI1) Estudios que aborden la producción, almacenamiento o transporte de hidrógeno verde.

CI2) Artículos que describan o analicen tecnologías, metodologías o estrategias vinculadas con el hidrógeno verde.

CI3) Estudios que reporten resultados, retos u oportunidades asociadas a su aplicación en procesos industriales.

CE1) Estudios centrados únicamente en hidrógeno gris, azul u otras formas no renovables.

CE2) Documentos que no correspondan a artículos originales.

CE3) Publicaciones anteriores a 2022.

CE4) Publicaciones en idiomas distintos del inglés o español.

El diagrama de flujo PRISMA se presenta en la Fig. 1 y resume el proceso de selección. De los 3734 registros inicialmente recuperados, se identificaron y eliminaron 4 duplicados, quedando 3730 registros para el cribado. Tras la revisión de títulos y resúmenes se excluyeron 2065 artículos por la aplicación de los criterios de exclusión, lo que dejó 1665 documentos para evaluación a texto completo. De estos, 99 no pudieron ser recuperados a texto completo. Los artículos restantes se sometieron a una evaluación de elegibilidad aplicando los criterios de inclusión: se excluyeron 685 por no cumplir CI1, 458 por no satisfacer CI2, y 358 por no cumplir CI3. Finalmente, se seleccionaron 65 artículos para el análisis y síntesis de resultados.

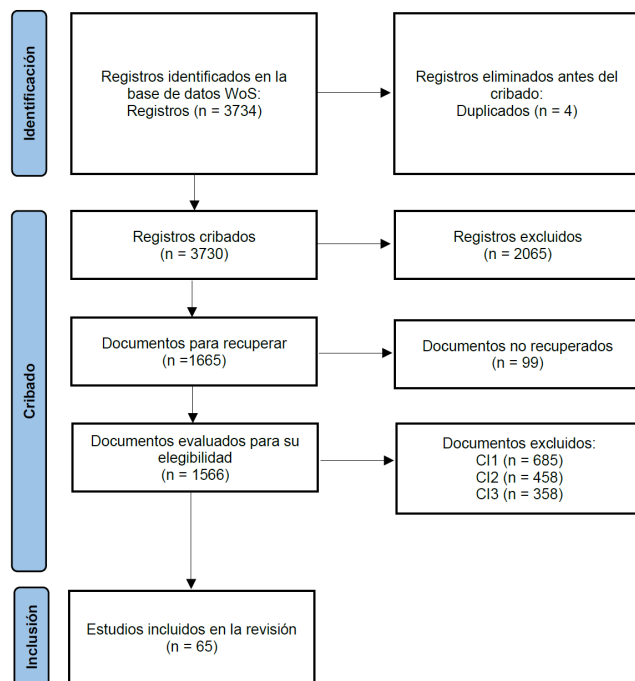


Fig. 1 Diagrama de flujo PRISMA.

### III. RESULTADOS

El hidrógeno verde ha emergido como un campo de estudio en rápida expansión en el marco de la

descarbonización y la reducción de emisiones en la industria. Se observa una tendencia creciente en el volumen de publicaciones entre 2022 y 2025, lo que sugiere un interés sostenido y en aumento. Este comportamiento temporal refuerza la percepción del hidrógeno verde como una tecnología prioritaria para reducir emisiones en procesos industriales de alto consumo energético, aunque su despliegue aún enfrenta barreras técnicas, económicas y regulatorias.

La evidencia revisada sugiere que la adopción del hidrógeno verde es más probable en sectores con altas demandas térmicas y dependencia del carbono como reactivo, tales como la industria del acero, cemento y química pesada, donde la electrificación directa resulta limitada por requerimientos de temperatura o por la naturaleza de los procesos. En contraste, actividades industriales que operan a temperaturas moderadas o con mayor flexibilidad tecnológica tienden a privilegiar alternativas como la electrificación directa.

En cuanto a los factores que condicionan la expansión del hidrógeno verde, los avances en tecnologías de electrólisis junto con la reducción de costos asociada al escalamiento industrial y al acceso a electricidad renovable competitiva se identifican como elementos determinantes. A la par, la literatura enfatiza la necesidad de desarrollar infraestructura habilitante, particularmente redes de transporte, opciones de almacenamiento (incluido el almacenamiento subterráneo) y hubs industriales regionales, que permitan viabilizar la logística y la integración a escala. No obstante, persisten desafíos críticos para la escalabilidad, entre ellos el costo nivelado del hidrógeno, el acceso y disponibilidad de agua, la provisión de materiales críticos y la ausencia de marcos regulatorios armonizados a nivel internacional. A pesar de estas limitaciones, las oportunidades asociadas a la creación de nuevos mercados, empleo verde, mayor independencia energética y reducción de emisiones posicionan al hidrógeno verde como un componente relevante de la transición hacia una industria energéticamente sostenible [8], [9].

#### A. Adopción del Hidrógeno Verde en la Industria

Los sectores industriales de alto consumo energético — como la siderurgia, la fabricación de cemento, el refinado de petróleo y la química pesada — concentran una fracción sustantiva de las emisiones globales y, en conjunto, contribuyen con más del 30 % del CO<sub>2</sub> a nivel mundial. Estos sectores se caracterizan por operar con temperaturas superiores a 1000 °C, mantener esquemas de producción continuos y sostener instalaciones con largos ciclos de vida, rasgos que condicionan tanto la viabilidad técnica como la rentabilidad de incorporar hidrógeno verde (H<sub>2</sub>V) como materia prima o vector energético [10], [11].

Dentro de los sectores evaluados, la producción de acero es la que recibe mayor atención en la literatura, debido a que la reducción directa del mineral de hierro (DRI) con hidrógeno permite sustituir el carbón coque utilizado en rutas convencionales. Los estudios revisados reportan reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub> de hasta 95 % en comparación con el

alto horno, con eficiencias energéticas de 58–65 %, en función del tipo de horno y del grado de electrificación complementaria [12]. Sin embargo, alcanzar una sustitución completa requiere rediseñar equipos, adecuar condiciones de operación y, sobre todo, garantizar un suministro continuo de hidrógeno a gran escala, lo cual representa un desafío de infraestructura y seguridad de abastecimiento [13].

En la industria del cemento, el hidrógeno puede reemplazar parcialmente combustibles fósiles y contribuir a disminuir las emisiones globales del proceso en torno al 8–14 %. No obstante, la mayor proporción del CO<sub>2</sub> proviene de la calcinación del carbonato de calcio, por lo que el uso de H<sub>2</sub>V, por sí solo, no resulta suficiente para lograr neutralidad climática. En consecuencia, la evidencia enfatiza que su adopción debe complementarse con tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS) para abordar las emisiones de proceso y alcanzar reducciones profundas [11], [14].

En la industria química, la transición puede ser más directa en ciertos segmentos, dado que el hidrógeno ya se emplea como insumo. Sustituir hidrógeno gris —producido por reformado de gas natural— por H<sub>2</sub>V en la producción de amoníaco y metanol podría evitar más de 800 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año; sin embargo, los costos actuales del hidrógeno verde siguen siendo una barrera importante para su despliegue masivo [15]. Además, la “inercia” tecnológica propia de estas industrias —asociada a inversiones elevadas y activos con larga vida útil— hace que el reemplazo ocurra de forma gradual. Por ello, varios estudios proponen estrategias de transición escalonada, donde el H<sub>2</sub>V se incorpora inicialmente como mezcla parcial o en procesos secundarios, mientras se moderniza la infraestructura y se consolidan economías de escala [16].

Finalmente, los factores territoriales también influyen de manera decisiva. La disponibilidad de recursos renovables y la infraestructura eléctrica condicionan los costos y la logística del sistema: regiones con alto potencial eólico/solar presentan ventajas competitivas al permitir la instalación de electrolizadores cerca de centros industriales, reduciendo costos de transporte y pérdidas energéticas [17], [18]. En síntesis, la adopción del hidrógeno verde depende de la intensidad térmica del proceso, de la dependencia del carbono como reactivo y del grado de rigidez operativa. En la Tabla II se sintetizan las condiciones de proceso, el nivel de adopción y los beneficios asociados al uso de H<sub>2</sub>V en los sectores industriales analizados.

## B. Procesos y Tecnologías del Hidrógeno Verde

### 1) Producción de hidrógeno verde

Según la literatura revisada, la electrólisis del agua se consolida como la alternativa más madura y viable para la producción de hidrógeno verde. Dentro de este grupo, las rutas predominantes son la electrólisis alcalina (AEL) y la electrólisis con membrana de intercambio protónico (PEM), ambas con niveles de madurez tecnológica elevados (TRL 8–9) [18]. En términos económicos, los electrolizadores alcalinos

TABLA II  
APLICACIÓN Y BENEFICIOS DEL HIDRÓGENO VERDE EN SECTORES INDUSTRIALES INTENSIVOS EN ENERGÍA

| Sector Industrial           | Condiciones de Proceso                                    | Adopción de Hidrógeno verde                                  | Beneficios                                                                  | Ref.       |
|-----------------------------|-----------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|------------|
| Siderurgia                  | Temp >1000 °C; Operación continua; plantas de larga vida  | Alta (reducción directa de mineral de hierro DRI)            | Reducción de hasta 95 % de CO <sub>2</sub> ; eficiencia 58–65 % según horno | [10]–[13]  |
| Cemento                     | Alta demanda térmica; calcinación del carbonato de calcio | Moderada (sustitución parcial de combust. fósiles)           | Reducción de 8–14 % de emisiones totales                                    | [11], [14] |
| Química pesada              | Uso de H <sub>2</sub> como materia prima                  | Alta (reemplazo de H <sub>2</sub> gris por H <sub>2</sub> V) | Eliminación de más de 800 millones de toneladas de CO <sub>2</sub> /año     | [15]       |
| Refinerías / Otros sectores | Operación continua                                        | Moderada                                                     | Posible reducción parcial de emisiones                                      | [16]–[18]  |

suelen presentar menores costos de inversión, reportados en el rango de 700–900 USD/kW, mientras que los sistemas PEM destacan por una mayor respuesta dinámica, lo que los hace especialmente adecuados para operar acoplados a fuentes renovables variables e intermitentes [19], [20].

De forma complementaria, la electrólisis de óxido sólido (SOEC), aún en una fase de desarrollo intermedia (TRL 6–7), muestra un alto potencial por sus eficiencias superiores al 80 %, particularmente cuando se integra con fuentes de calor disponibles. Su ventaja principal radica en la posibilidad de aprovechar calor residual de procesos industriales, reduciendo el consumo neto de electricidad; por ello, su integración con plantas químicas o siderúrgicas se perfila como una ruta prometedora para mejorar la eficiencia global del sistema [13]. En paralelo, la electrólisis con membrana de intercambio aniónico (AEM) busca combinar el menor costo de AEL con la flexibilidad operativa de PEM, incorporando membranas y componentes que reduzcan la dependencia de metales nobles y críticos —como el iridio— y, por tanto, mitiguen riesgos de suministro y costos [21].

En los últimos años, la literatura también reporta avances en el desarrollo de catalizadores basados en materiales bidimensionales (p. ej., grafeno y MoS<sub>2</sub>), lo que sugiere potencial para disminuir costos, mejorar la actividad catalítica y extender la vida útil de los electrolizadores [13], [22]. Además, el acoplamiento de la electrólisis con energía eólica y solar fotovoltaica se consolida como el esquema dominante en proyectos con orientación industrial, especialmente en regiones con recursos renovables abundantes, donde se reportan tasas de utilización superiores al 60 % [23]. Este punto es relevante porque el factor de utilización condiciona

directamente el costo nivelado del hidrógeno y la competitividad frente a alternativas fósiles.

Finalmente, aunque la electrólisis domina la evidencia, también se examinan rutas complementarias para contextos con disponibilidad local de recursos, como la gasificación de biomasa, el reformado de etanol y la pirólisis térmica de metano renovable, las cuales podrían generar hidrógeno con emisiones netas cercanas a cero en regiones ricas en biomasa o biogás [17], [24], [25]. Estas alternativas pueden diversificar el suministro y reducir dependencia exclusiva de electricidad renovable; sin embargo, su viabilidad competitiva está fuertemente condicionada por la disponibilidad regional de recursos, logística y costos asociados. En la Tabla III se resumen las principales tecnologías de producción de hidrógeno verde, incluyendo ventajas y limitaciones.

TABLA III  
 TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE: VENTAJAS Y LIMITACIONES

| Tecnología                                                                          | Ventajas                                                                     | Limitaciones                                   | Ref.       |
|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|------------|
| Electrólisis alcalina (AEL)                                                         | Económica, madura                                                            | Menor respuesta dinámica                       | [18], [19] |
| Electrólisis de membrana de intercambio protónico (PEM)                             | Buena respuesta dinámica; ideal para renovables intermitente                 | Más costosa                                    | [13], [20] |
| Electrólisis de óxido sólido (SOEC)                                                 | Alta eficiencia (>80 %); aprovecha calor residual industrial                 | En desarrollo                                  | [21]       |
| Electrólisis aniónica (AEM)                                                         | Combina bajo costo de AEL y flexibilidad de PEM; utiliza membranas no nobles | Tecnología en desarrollo                       | [13]       |
| Catalizadores avanzados (grafeno, MoS <sub>2</sub> )                                | Reduce costos; extiende vida útil de electrolizadores                        | Investigación reciente                         | [23]       |
| Rutas complementarias (biomasa, reformado de etanol, pirólisis de metano renovable) | Ofrece hidrógeno con bajas emisiones; amplía opciones de suministro          | Competitividad depende de disponibilidad local | [24], [25] |

2) Almacenamiento de hidrógeno verde

La integración del hidrógeno en aplicaciones industriales depende de la viabilidad de su almacenamiento, debido a su impacto en la seguridad, los costos y la continuidad del suministro. Actualmente, las opciones más utilizadas son el gas comprimido, generalmente entre 350 y 700 bar, y el hidrógeno líquido, almacenado a temperaturas criogénicas cercanas a -253 °C, con densidades energéticas volumétricas reportadas del orden de 8,5 MJ/L [26]. Aunque la licuefacción aumenta la densidad y facilita el transporte de mayores

volúmenes, requiere un alto consumo energético, equivalente al 30–35 % del poder calorífico del hidrógeno, lo que representa una barrera económica importante [27].

Para almacenamiento a gran escala, la literatura identifica las cavidades salinas subterráneas como una opción prometedora por su alta capacidad y bajas pérdidas. Proyectos piloto europeos como HyStock y H2Mare han demostrado la factibilidad de almacenar más de 100 GWh con fugas mínimas, inferiores al 0,01 % anual [12], [28]. Esta alternativa es especialmente valiosa por su capacidad de almacenamiento estacional, al amortiguar la variabilidad de la generación renovable y asegurar el suministro continuo en industrias de operación permanente.

De manera complementaria, se investigan alternativas de almacenamiento en estado sólido, principalmente mediante hidruros metálicos, como MgH<sub>2</sub>, y adsorbentes avanzados, como MOFs o grafeno funcionalizado. Estas opciones pueden alcanzar densidades gravimétricas elevadas, cercanas al 10 % en peso; sin embargo, su aplicación aún enfrenta limitaciones relacionadas con el costo de los materiales, las cinéticas de carga y descarga, y la degradación durante los ciclos de operación, lo que reduce su vida útil y aumenta los costos del sistema [29], [30]. En la Tabla IV se comparan las principales tecnologías de almacenamiento de hidrógeno verde, incluyendo densidad energética, ventajas y limitaciones.

TABLA IV  
 TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE: DENSIDAD ENERGÉTICA, VENTAJAS Y LIMITACIONES

| Tecnología                                    | Densidad energética        | Ventajas                                                | Limitaciones                                  | Ref. |
|-----------------------------------------------|----------------------------|---------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|------|
| Compresión                                    | 5,6 MJ/L                   | Comercialmente disponible                               | -                                             | [31] |
| Licuefacción (criogénico)                     | 8,5 MJ/L                   | Maneja mayores volúmenes                                | Consumo 30–35 %                               | [26] |
| Subterráneo en cavernas salinas               | 100 GWh                    | Viabilidad técnica; bajas tasas de fuga (<0,01 % anual) | Requiere infraestructura específica; pilotaje | [32] |
| Hidruros metálicos                            | Hasta 10 % p/p             | Alta densidad gravimétrica                              | Costos elevados; ciclos de vida limitados     | [29] |
| Materiales adsorbentes (MOFs, grafeno dopado) | Alta densidad gravimétrica | Investigación prometedora                               | Costos y durabilidad aún limitados            | [30] |

3) Transporte de hidrógeno verde

El transporte de hidrógeno puede realizarse mediante tuberías dedicadas, camiones cisterna para gas comprimido o líquido, o portadores químicos que permiten su movilización indirecta. En este contexto, la reutilización de gasoductos de gas natural surge como una alternativa potencialmente más económica; sin embargo, requiere evaluar rigurosamente la compatibilidad de materiales y componentes, especialmente la fragilización de aceros por hidrógeno y la adecuación de

uniones, válvulas y sistemas de sellado para reducir fugas y riesgos operativos [19].

Para largas distancias (>1000 km) o comercio internacional, la evidencia destaca al amoníaco (NH<sub>3</sub>) y al metanol (CH<sub>3</sub>OH) como alternativas más eficientes energéticamente y con menores pérdidas por evaporación que el hidrógeno líquido [33]. En particular, el amoníaco verde se perfila como una vía prioritaria para la exportación, debido a que presenta costos logísticos 30–40 % menores que el hidrógeno licuado y puede reconvertirse en destino mediante craqueo, facilitando su integración en cadenas de suministro internacionales [34].

En contraste, el transporte de hidrógeno licuado requiere infraestructura criogénica compleja y costosa, lo que limita su adopción generalizada; no obstante, sigue siendo viable en aplicaciones específicas, como el sector aeroespacial y el transporte marítimo a gran escala [35]. Finalmente, iniciativas como H2Med y European Hydrogen Backbone evidencian la factibilidad técnica de desarrollar redes interconectadas para el suministro industrial y el transporte regional de hidrógeno [36]. En la Tabla V se sintetizan los principales medios de transporte de hidrógeno verde, incluyendo sus ventajas y limitaciones.

TABLA V  
MEDIOS DE TRANSPORTE DE HIDRÓGENO VERDE: VENTAJAS Y LIMITACIONES

| Medio de transporte                                         | Ventajas                                                                      | Limitaciones                                                                                                   | Ref.       |
|-------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Tuberías dedicadas                                          | Opción más económica aprovechando parcialmente infraestructura de gas natural | Necesario estudiar fragilización del acero y compatibilidad de juntas y válvulas                               | [19]       |
| Camiones cisterna                                           | Flexibilidad en transporte                                                    | -                                                                                                              | [19]       |
| Portadores químicos (NH <sub>3</sub> , CH <sub>3</sub> OH)  | Más eficiente energéticamente; minimiza pérdidas por evaporación              | Reconversión en destino necesaria; amoníaco verde costos logísticos 30–40 % menores que H <sub>2</sub> líquido | [33], [34] |
| Hidrógeno líquido                                           | Opción viable para aplicaciones especiales                                    | Infraestructura compleja y costosa                                                                             | [37]       |
| Corredores de hidrógeno (H2Med, European Hydrogen Backbone) | Viabilidad técnica de redes interconectadas; suministro industrial            | -                                                                                                              | [36]       |

C. Barreras para el Desarrollo del Hidrógeno Verde

1) Retos técnicos

La producción de hidrógeno verde enfrenta retos técnicos a lo largo de toda su cadena de valor. La literatura destaca la necesidad de mejorar simultáneamente la eficiencia, durabilidad y escalabilidad de los electrolizadores, así como de desarrollar infraestructura adecuada para su almacenamiento y transporte [38]. En operación industrial, las tecnologías AEL y PEM alcanzan eficiencias de 62–70 %, con

consumos de 50–55 kWh/kg H<sub>2</sub>. En contraste, la tecnología SOEC podría superar el 80 % de eficiencia teórica, aunque su aplicación aún se ve limitada por desafíos asociados a materiales y confiabilidad. En particular, se ha reportado que electrodos con iridio y platino pueden perder hasta un 20 % de desempeño tras 10000 h de operación continua [39].

Otro cuello de botella es el uso de agua, ya que la electrólisis requiere agua desionizada de alta pureza (<0,1 µS/cm), lo que limita su implementación en zonas áridas o costeras. Aunque la electrólisis directa de agua de mar se encuentra en investigación, aún enfrenta desafíos asociados a la formación de cloro y la degradación acelerada de los electrodos [40]; por ello, suele incorporarse ósmosis inversa, aumentando el consumo energético total en 4–8 % [41]. Asimismo, el transporte presenta limitaciones asociadas a la fragilización de aceros al carbono, especialmente a presiones superiores a 30 bar [42], lo que incrementa los costos de los ductos entre 10 y 20 % frente al gas natural y puede generar pérdidas por difusión superiores a 0,1 % por cada 100 km [43], [44]. Finalmente, la seguridad constituye un aspecto transversal. Debido al amplio rango de inflamabilidad del hidrógeno (4–75 %) y a la dificultad para detectar fugas, se recomienda integrar sistemas de monitoreo avanzado, como sensores de fibra óptica y SCADA, para reducir riesgos y mejorar la respuesta operativa [45].

2) Retos económicos

Un factor clave que limita la adopción industrial del hidrógeno verde es su costo nivelado de producción (LCOH), actualmente estimado entre 4 y 6 USD/kg, con alta sensibilidad al precio de la electricidad y al desempeño de los recursos renovables disponibles [46]. Para alcanzar competitividad frente al hidrógeno gris, cuyo costo se estima entre 1,5 y 2 USD/kg, la literatura señala la necesidad de reducir el costo de los electrolizadores por debajo de 300 USD/kW y disponer de electricidad renovable entre 20 y 25 USD/MWh [47].

Proyecciones económicas recientes indican que el hidrógeno verde podría alcanzar la paridad de costos con el hidrógeno gris hacia 2030–2035, siempre que los gastos de capital se reduzcan en alrededor de 60 % y la eficiencia del sistema aumente aproximadamente 20 % [48]. No obstante, la escalabilidad no depende solo de mejoras tecnológicas y reducción de costos, sino también de la disponibilidad de insumos críticos. Metales como el iridio, platino y níquel son esenciales para ciertas tecnologías de electrólisis, pero su suministro presenta vulnerabilidades; por ejemplo, cerca del 85 % del iridio mundial proviene de Sudáfrica, lo que genera riesgos de concentración y dependencia geopolítica [49].

Además, los costos de almacenamiento y transporte pueden representar entre el 20 % y el 30 % del LCOH total, lo que resalta la conveniencia de ubicar la producción cerca de los centros de consumo industrial o implementar esquemas de producción in situ para reducir costos logísticos [50]. En este sentido, la creación de hubs regionales de hidrógeno en zonas industriales surge como una estrategia clave para aprovechar

economías de escala, compartir infraestructura y mejorar la viabilidad económica del sistema [51].

### 3) Retos regulatorios de mercado

El análisis evidencia la falta de criterios internacionalmente unificados para definir qué califica como “hidrógeno verde”. Las diferencias en la contabilización de emisiones indirectas —según el origen de la electricidad, la conexión a la red o la metodología de atribución— dificultan verificar de forma consistente su procedencia renovable y comparar resultados entre mercados [52]. En el ámbito europeo, el Reglamento (UE) 2023/1184 establece requisitos estrictos de adicionalidad y coincidencia temporal, lo que aumenta la complejidad regulatoria para proyectos industriales basados en fuentes renovables variables [53].

De manera complementaria, la ausencia de un marco normativo y de estándares armonizados —incluidas referencias técnicas de organismos como ISO y CEN— limita la consolidación del mercado, especialmente en las etapas de transporte y almacenamiento. La literatura destaca la necesidad de estandarizar especificaciones operativas y de calidad, como la pureza del hidrógeno, los rangos de presión de suministro y los protocolos de seguridad industrial, a fin de reducir incertidumbres, favorecer la interoperabilidad y disminuir riesgos [54], [55].

Finalmente, se destaca el papel de los instrumentos económicos para reducir la brecha de competitividad frente a los combustibles fósiles. Mecanismos como contratos por diferencia, tarifas de alimentación y créditos fiscales —por ejemplo, el incentivo de 3 USD/kg H<sub>2</sub> en Estados Unidos— se reconocen como herramientas clave para acelerar la adopción industrial, mejorar la bancabilidad de los proyectos y disminuir el riesgo financiero percibido [47], [56].

### D. Descarbonización Industrial con Hidrógeno Verde

La reducción de emisiones en sectores intensivos en carbono es un desafío clave de la transición energética. En este contexto, el hidrógeno verde se perfila como una alternativa estratégica para descarbonizar industrias difíciles de electrificar, como la producción de acero, donde su uso en procesos de reducción directa podría evitar hasta 2,3 toneladas de CO<sub>2</sub> por tonelada de acero producido [57], [58]. En la industria cementera, la sustitución parcial de combustibles fósiles por hidrógeno podría reducir aproximadamente 0,2 t de CO<sub>2</sub> por tonelada de clínker, disminuyendo la huella del proceso térmico. De manera similar, en la industria química, el reemplazo del hidrógeno gris por hidrógeno verde en la producción de amoníaco y metanol podría evitar cerca de 830 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año, equivalentes a aproximadamente el 2 % de las emisiones globales [59].

Más allá de sustituir combustibles e insumos convencionales, el hidrógeno puede actuar como un vínculo intersectorial al integrar la generación renovable, la demanda industrial, el almacenamiento energético y el transporte de carga. Además, su potencial como sistema de almacenamiento estacional resulta clave para estabilizar redes eléctricas con

alta penetración de fuentes renovables variables [60]. En paralelo, la digitalización de la cadena de valor, mediante sensores IoT, monitoreo continuo y análisis de datos en tiempo real, refuerza la seguridad operativa, mejora la predicción de la demanda y optimiza la producción y distribución de H<sub>2</sub> [61].

Desde una perspectiva económica, el despliegue del hidrógeno verde representa una oportunidad relevante para impulsar el desarrollo y la competitividad industrial. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), su cadena de valor global podría generar hasta 30 millones de empleos hacia 2050 [62]. Asimismo, países con alto potencial renovable, como Chile, Marruecos y Australia, podrían consolidarse como exportadores netos de hidrógeno y sus derivados, gracias a sus ventajas en recursos eólicos y solares [63]. En el ámbito industrial, la conformación de clústeres y esquemas de demanda agregada —como HyDeal en España y H2Global en Alemania— se reconoce como una estrategia para mejorar la competitividad y reducir costos mediante economías de escala y señales de mercado más estables [64].

La evidencia revisada también muestra que la transición no será lineal, sino que dependerá de soluciones híbridas y enfoques de optimización sistémica. En este contexto, se reportan avances en configuraciones que integran hidrógeno con captura, uso y almacenamiento de carbono (CCU/CCS), biocombustibles y electrificación parcial, con el fin de mejorar la eficiencia global y acelerar la reducción de emisiones en el corto y mediano plazo [65]. Además, los análisis de ciclo de vida reportan reducciones netas de emisiones del 70–90 % frente a los combustibles fósiles, especialmente cuando la electrólisis utiliza electricidad 100 % renovable [59]. Finalmente, se destacan alternativas para fortalecer la seguridad y estabilidad del suministro, como la producción de hidrógeno con energía nuclear (hidrógeno rosa) y su posible integración con reactores modulares pequeños, consideradas rutas con potencial para apoyar la descarbonización profunda en escenarios específicos [66].

### E. Integración de Inteligencia Artificial (IA) y Tecnologías en Hidrógeno Verde

La incorporación de Inteligencia Artificial (IA) y tecnologías avanzadas de ingeniería se ha consolidado como una línea emergente en el desarrollo del hidrógeno verde. Estudios recientes evidencian que la IA está siendo aplicada en la optimización de procesos de electrólisis, permitiendo mejorar la eficiencia energética y el control de variables operativas mediante modelos de aprendizaje automático [67], [68]. Asimismo, se ha demostrado que técnicas de machine learning pueden emplearse en el diseño y descubrimiento de catalizadores, acelerando la evolución de materiales con mayor rendimiento en la producción de hidrógeno [69].

En la etapa de almacenamiento, la IA contribuye al análisis predictivo del comportamiento de materiales como hidruros metálicos y estructuras porosas, optimizando su capacidad y estabilidad [70]. Por otro lado, en el transporte de hidrógeno, los modelos basados en datos permiten optimizar la

logística, reducir costos y mejorar la seguridad en redes de distribución complejas [71].

En conjunto, la integración de IA, junto con tecnologías como el Internet de las Cosas (IoT) y los gemelos digitales, permite mejorar la eficiencia, sostenibilidad y escalabilidad de los sistemas energéticos basados en hidrógeno [72]. Por ello, su incorporación representa una componente innovadora clave para abordar los principales desafíos del hidrógeno verde, como la reducción de costos, la optimización energética y la implementación a gran escala.

#### IV. DISCUSIONES

Los resultados de la RSL permiten identificar avances y desafíos clave para la incorporación del hidrógeno verde en la descarbonización industrial. A nivel sectorial, su mayor potencial de adopción se concentra en la siderurgia, la industria cementera y la industria química, debido a su alta demanda energética y a las limitaciones para electrificar completamente ciertos procesos. Como se muestra en la Tabla II, la siderurgia podría reducir hasta el 95 % de sus emisiones mediante la tecnología DRI, con eficiencias de 58–65 % [10]–[13]. En la industria del cemento, la sustitución parcial de combustibles fósiles puede reducir las emisiones entre 8 y 14 %, aunque persisten las emisiones de proceso asociadas a la calcinación. En la industria química, el reemplazo del hidrógeno gris por hidrógeno verde podría evitar más de 800 MtCO<sub>2</sub>/año [15]. Estos hallazgos concuerdan con Superchi et al. [8], quienes señalan que la viabilidad del hidrógeno verde depende de la tecnología disponible, la integración de procesos y el acceso a electricidad renovable competitiva, lo que favorece a regiones como Chile, Australia y la Península Arábiga.

Desde la perspectiva tecnológica, la electrólisis del agua continúa siendo la ruta dominante. Los electrolizadores AEL y PEM presentan eficiencias típicas de 62–70 %, mientras que los SOEC pueden superar teóricamente el 80 %. Sin embargo, su despliegue industrial aún enfrenta limitaciones asociadas a la degradación de componentes, pérdidas de desempeño cercanas al 20 % y riesgos estructurales derivados de la operación a altas temperaturas [22], [52]. En línea con ello, Ehlers et al. [9] señalan que la electrólisis alcalina mantiene su liderazgo por su mayor madurez tecnológica, mientras que la electrólisis de óxido sólido aún requiere mejoras en sus componentes cerámicos. Asimismo, los catalizadores basados en grafeno y MoS<sub>2</sub> surgen como alternativas para reducir la dependencia de metales nobles, mientras que las rutas híbridas, como la electrólisis combinada con reformado de biomasa o etanol, evidencian la necesidad de adaptar la producción de hidrógeno al contexto energético y a la disponibilidad regional de recursos [51].

En almacenamiento, las cavernas salinas subterráneas se perfilan como la opción más robusta a escala industrial, debido a sus bajas pérdidas (<0,01 % anual) y capacidades superiores a 100 GWh [32]. En contraste, los hidruros metálicos y los MOFs siguen siendo alternativas

complementarias, limitadas por costos y durabilidad. En transporte, los portadores químicos, especialmente el amoníaco verde, podrían reducir los costos logísticos en 30–40 % frente al hidrógeno líquido [50], [73]; sin embargo, la reutilización de gasoductos aún enfrenta desafíos asociados a fugas (>0,1 % por cada 100 km) y a la fragilización del acero [32], [61].

Pese a su potencial, el hidrógeno verde aún enfrenta barreras técnicas, económicas y regulatorias. En el plano técnico, la eficiencia de los electrolizadores disminuye con el tiempo, la demanda de agua de alta pureza limita su aplicación en zonas áridas y la electrólisis directa de agua marina continúa en fase experimental debido a problemas de corrosión y formación de cloro. En términos económicos, su LCOH aún es superior al del hidrógeno gris, con valores aproximados de 4–6 USD/kg frente a 1,5–2 USD/kg [47], [48], debido principalmente al alto CAPEX y a la dependencia de materiales críticos como el iridio, cuya oferta se concentra mayoritariamente en Sudáfrica. A nivel regulatorio, la ausencia de estándares armonizados dificulta la certificación y trazabilidad, aunque avances como el Reglamento (UE) 2023/1184 representan pasos importantes hacia una mayor estandarización.

Finalmente, la evidencia confirma beneficios ambientales y socioeconómicos relevantes. En siderurgia, el hidrógeno verde podría evitar aproximadamente 2,3 tCO<sub>2</sub> por tonelada de acero, mientras que en la industria química la sustitución del hidrógeno gris permitiría reducir hasta 830 MtCO<sub>2</sub>/año [48], [59]. Además, al actuar como vector de almacenamiento y respaldo, favorece la integración de energías renovables y contribuye a la estabilidad de redes con alta penetración renovable. IRENA estima la generación de hasta 30 millones de empleos hacia 2050, junto con iniciativas de demanda agregada como H2Global [64]. No obstante, los análisis de ciclo de vida indican que las reducciones netas de emisiones, estimadas entre 70 y 90 % frente a rutas fósiles, dependen de que la electrólisis utilice electricidad plenamente renovable y disponible de forma continua.

#### V. CONCLUSIONES

Los resultados de la revisión realizada muestran que los sectores siderúrgico, cementero y químico concentran el mayor potencial de adopción, debido a su elevada demanda térmica y contribución a las emisiones. En siderurgia, se reportan reducciones de hasta 95 % de CO<sub>2</sub> mediante procesos DRI; en cemento, disminuciones de 8–14 % por sustitución parcial de combustibles fósiles; y en la industria química, reducciones superiores a 800 MtCO<sub>2</sub>/año al reemplazar hidrógeno gris por hidrógeno verde. Desde el punto de vista tecnológico, la electrólisis AEL y PEM constituye la opción más madura, mientras que SOEC presenta mayor eficiencia potencial, aunque aún enfrenta limitaciones asociadas a degradación y confiabilidad operativa. Para almacenamiento y transporte, destacan las cavernas salinas por su escalabilidad y bajas pérdidas, así como los portadores químicos,

especialmente el amoníaco verde, por su viabilidad logística a larga distancia. No obstante, persisten barreras relacionadas con fragilización de aceros, fugas en ductos, costos de infraestructura, dependencia de metales críticos y falta de estándares armonizados para certificación y trazabilidad. En conjunto, la evidencia respalda que el hidrógeno verde puede desempeñar un papel decisivo en la reconversión industrial, al facilitar la integración de energías renovables, aportar flexibilidad al sistema eléctrico y habilitar nuevos mercados bajos en carbono. Como aporte, esta revisión ofrece una visión integrada de producción, almacenamiento y transporte, aunque se reconocen limitaciones por heterogeneidad metodológica, predominio de estudios piloto/simulaciones y regulación aún en evolución. En consecuencia, se recomienda priorizar investigación en degradación real de electrolizadores en operación continua, catalizadores alternativos, análisis de costos de cadena completa, validación de adaptación de ductos existentes y desarrollo de normas y esquemas de certificación globales.

#### REFERENCIAS

- [1] T. Rasheed *et al.*, "Greener hydrogen production and storage revolution towards a low-carbon future: an overview of current scenarios and future prospects," *Fuel*, vol. 405, p. 136519, 2026.
- [2] U. K. Ghorui *et al.*, "Anion-Exchange Membrane Water Electrolyzers for Green Hydrogen Generation: Advancement and Challenges for Industrial Application," *ACS Appl. Energy Mater.*, vol. 7, no. 18, pp. 7649–7676, 2024.
- [3] W. U. Mulk *et al.*, "Electrochemical hydrogen production through anion exchange membrane water electrolysis (AEMWE): Recent progress and associated challenges in hydrogen production," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 94, pp. 1174–1211, 2024.
- [4] F. M. Mohsen, H. M. Mjbel, A. F. Challoob, R. Alkhazaleh, and A. Alahmer, "Advancements in green hydrogen production: A comprehensive review of prospects, challenges, and innovations in electrolyzer technologies," *Fuel*, vol. 404, p. 136251, 2026.
- [5] H. Wu *et al.*, "Recent developments in the production of hydrogen: Efficiency comparison of different techniques, economic dimensions, challenges and environmental impacts," *Fuel Process. Technol.*, vol. 248, p. 107819, 2023.
- [6] S. Nayeibossadri, M. Walsh, and M. Smailes, "An Overview of the Green Hydrogen Value Chain Technologies and Their Challenges for a Net-Zero Future," *Hydrogen*, vol. 6, no. 2, p. 26, 2025.
- [7] K. Naseem *et al.*, "Essential parts of hydrogen economy: Hydrogen production, storage, transportation and application," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 210, p. 115196, 2025.
- [8] F. Superchi, A. Mati, C. Carcasci, and A. Bianchini, "Techno-economic analysis of wind-powered green hydrogen production to facilitate the decarbonization of hard-to-abate sectors: A case study on steelmaking," *Appl. Energy*, vol. 342, p. 121198, 2023.
- [9] J. C. Ehlers, A. A. Feidenhans'l, K. T. Therkildsen, and G. O. Larrazábal, "Affordable Green Hydrogen from Alkaline Water Electrolysis: Key Research Needs from an Industrial Perspective," *ACS Energy Lett.*, vol. 8, no. 3, pp. 1502–1509, 2023.
- [10] A. Kusoglu, "(Re)Defining Clean Hydrogen: From Colors to Emissions," *Electrochem. Soc. Interface*, vol. 31, no. 4, pp. 47–52, 2022.
- [11] L. M. Ringgwandl, J. Schaffert, N. Brücken, R. Albus, and K. Görner, "Current Legislative Framework for Green Hydrogen Production by Electrolysis Plants in Germany," *Energies*, vol. 15, no. 5, p. 1786, 2022.
- [12] T. Terlouw, C. Bauer, R. McKenna, and M. Mazzotti, "Large-scale hydrogen production via water electrolysis: a techno-economic and environmental assessment," *Energy Environ. Sci.*, vol. 15, no. 9, pp. 3583–3602, 2022.
- [13] M. Yun, W. Jang, J. Lim, and B. Yun, "A study on a political system for the advance in green hydrogen technology: a South Korea case study," *Energy. Sustain. Soc.*, vol. 13, no. 1, p. 43, 2023.
- [14] V. P. Müller and W. Eichhammer, "Economic complexity of green hydrogen production technologies - a trade data-based analysis of country-specific industrial preconditions," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 182, p. 113304, 2023.
- [15] J. K. Abifarin, J. F. Torres, and Y. Lu, "2D materials for enabling hydrogen as an energy vector," *Nano Energy*, vol. 129, p. 109997, 2024.
- [16] R. Muthia, A. S. P. Pramudya, M. R. Maulana, and W. W. Purwanto, "Techno-economic analysis of green hydrogen production by a floating solar photovoltaic system for industrial decarbonization," *Clean Energy*, vol. 8, no. 4, pp. 1–14, 2024.
- [17] A. Franco and M. Rocca, "Renewable Electricity and Green Hydrogen Integration for Decarbonization of 'Hard-to-Abate' Industrial Sectors," *Electricity*, vol. 5, no. 3, pp. 471–490, 2024.
- [18] I. Marouani *et al.*, "Integration of Renewable-Energy-Based Green Hydrogen into the Energy Future," *Processes*, vol. 11, no. 9, p. 2685, 2023.
- [19] F. Sgarbossa, S. Arena, O. Tang, and M. Peron, "Renewable hydrogen supply chains: A planning matrix and an agenda for future research," *Int. J. Prod. Econ.*, vol. 255, p. 108674, 2023.
- [20] D. Pivetta, A. Tafone, S. Mazzoni, A. Romagnoli, and R. Taccani, "A multi-objective planning tool for the optimal supply of green hydrogen for an industrial port area decarbonization," *Renew. Energy*, vol. 232, p. 120979, 2024.
- [21] V. Kalchschmid, V. Erhart, K. Angerer, S. Roth, and A. Hohmann, "Decentral Production of Green Hydrogen for Energy Systems: An Economically and Environmentally Viable Solution for Surplus Self-Generated Energy in Manufacturing Companies?," *Sustainability*, vol. 15, no. 4, p. 2994, 2023.
- [22] F. Blaschke, M. Bele, Š. Polak, B. Bitschnau, and V. Hacker, "Core-shell iron-based oxygen carrier material for highly efficient green hydrogen production by chemical looping," *Mater. Today*, vol. 75, pp. 37–56, 2024.
- [23] P. H. dos S. Martins *et al.*, "Brazil's New Green Hydrogen Industry: An Assessment of Its Macroeconomic Viability Through an Input-Output Approach," *Economies*, vol. 12, no. 12, p. 333, 2024.
- [24] B. B. Pradhan, B. Limmeechokchai, A. Chaichaloempreecha, and S. Rajbhandari, "Role of green hydrogen in the decarbonization of the energy system in Thailand," *Energy Strateg. Rev.*, vol. 51, p. 101311, 2024.
- [25] Q. Yu, Y. Hao, K. Ali, Q. Hua, and L. Sun, "Techno-economic analysis of hydrogen pipeline network in China based on leveled cost of transportation," *Energy Convers. Manag.*, vol. 301, p. 118025, 2024.
- [26] A. I. Osman *et al.*, "Life cycle assessment of hydrogen production, storage, and utilization toward sustainability," *WIREs Energy Environ.*, vol. 13, no. 3, 2024.
- [27] I. S. Martins, G. Fraga, S. Zhou, A. Sakheta, J. Ramirez, and I. O'Hara, "Techno-economic analysis of hydrogen production in the sugarcane industry by steam reforming of ethanol with carbon capture," *Energy Convers. Manag.*, vol. 328, p. 119635, 2025.
- [28] A. Beloki-Arrondo, I. Ortega-Fernández, E. Andrés, I. Madinabeitia-Terrones, E. Fernández-Gesalaga, and U. Fernández-Gamiz, "MW-Scale Hydrogen Electrolysis Plant Design and Optimization Tool Considering Economic and Safety Criteria: Case Study of an Industrial Heating Furnace," *Fuel Cells*, vol. 26, no. 2, 2026.
- [29] H. Mittal, O. S. Kushwaha, M. Nadagouda, G. Hegde, S. Allen, and T. M. Aminabhavi, "Adsorption and storage of hydrogen- A computational model approach," *Environ. Res.*, vol. 260, p. 119606, 2024.
- [30] G. Zhang and Z. Jiang, "Overview of hydrogen storage and transportation technology in China," *Unconv. Resour.*, vol. 3, pp. 291–296, 2023.
- [31] C. Kurien and M. Mittal, "Review on the production and utilization of green ammonia as an alternate fuel in dual-fuel compression ignition engines," *Energy Convers. Manag.*, vol. 251, p. 114990, 2022.
- [32] E. Saborit, E. García-Rosales Vazquez, M. D. Storch de Gracia Calvo, G. M. Rodado Nieto, P. Martínez Fondón, and A. Abánades, "Alternatives for Transport, Storage in Port and Bunkering Systems for Offshore Energy to Green Hydrogen," *Energies*, vol. 16, no. 22, p. 7467, 2023.

- [33] K. A. Kuterbekov, A. Kabyshev, K. Bekmyrza, M. Kubenova, G. Kabdrakhimova, and A. T. Ayalew, "Innovative approaches to scaling up hydrogen production and storage for renewable energy integration," *Int. J. Low-Carbon Technol.*, vol. 19, pp. 2234–2248, 2024.
- [34] R. F. M. Lobo, "A Brief on Nano-Based Hydrogen Energy Transition," *Hydrogen*, vol. 4, no. 3, pp. 679–693, 2023.
- [35] O. Akdağ, "Innovative sustainable green hydrogen ecosystem: A techno-economic model for marine transportation applications," *Energy*, vol. 337, p. 138544, 2025.
- [36] M. Zoback and D. Smit, "Meeting the challenges of large-scale carbon storage and hydrogen production," *Proc. Natl. Acad. Sci.*, vol. 120, no. 11, 2023.
- [37] Z. Shao, X. Lu, Z. Ren, Y. Zhou, and L. Yan, "Robust hydrogen supply chain network design for transport sector under demand uncertainty: A case study," *Results Eng.*, vol. 29, p. 109178, 2026.
- [38] F. Zhao, Z. Wang, B. Dong, M. Li, Y. Ji, and F. Han, "Comprehensive life cycle cost analysis of ammonia-based hydrogen transportation scenarios for offshore wind energy utilization," *J. Clean. Prod.*, vol. 429, p. 139616, 2023.
- [39] H. F. Araújo, J. A. Gómez, and D. M. F. Santos, "Proton-Exchange Membrane Electrolysis for Green Hydrogen Production: Fundamentals, Cost Breakdown, and Strategies to Minimize Platinum-Group Metal Content in Hydrogen Evolution Reaction Electrocatalysts," *Catalysts*, vol. 14, no. 12, p. 845, 2024.
- [40] A. Badruzzaman, S. Karagoz, and F. Eljack, "Sustainable-green hydrogen production through integrating electrolysis, water treatment and solar energy," *Front. Chem. Eng.*, vol. 7, 2025.
- [41] S. Khammal and A. Khouya, "Performance analysis of a small-scale hydrogen plant integrated with trigeneration and reverse osmosis driven by concentrated photovoltaic thermal system," *Prog. Eng. Sci.*, vol. 3, no. 2, p. 100275, 2026.
- [42] O. Zvirko *et al.*, "Evaluating hydrogen embrittlement susceptibility of operated natural gas pipeline steel intended for hydrogen service," *Eng. Fail. Anal.*, vol. 163, p. 108472, 2024.
- [43] E. Curcio, "Techno-economic analysis of hydrogen production: Costs, policies, and scalability in the transition to net-zero," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 128, pp. 473–487, 2025.
- [44] J. Sánchez-Lainez *et al.*, "Enabling the injection of hydrogen in high-pressure gas grids: Investigation of the impact on materials and equipment," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 52, pp. 1007–1018, 2024.
- [45] S. I. Kondratyev *et al.*, "Control of hydrogen leaks from storage tanks and fuel supply systems to mining transport infrastructure facilities," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 95, pp. 212–216, 2024.
- [46] L. K. Lim *et al.*, "Cost optimization of green hydrogen production from floating solar photovoltaic system," *Renew. Energy*, vol. 245, p. 122808, 2025.
- [47] M. T. Zun and B. C. McLellan, "Cost Projection of Global Green Hydrogen Production Scenarios," *Hydrogen*, vol. 4, no. 4, pp. 932–960, 2023.
- [48] H. Liu, L. R. Clausen, L. Wang, and M. Chen, "Pathway toward cost-effective green hydrogen production by solid oxide electrolyzer," *Energy Environ. Sci.*, vol. 16, no. 5, pp. 2090–2111, 2023.
- [49] S. Pourshahabi, S. T. Shutter, R. Muneeppeerakul, and S. O. Altiparmak, "Potential vulnerability of US green hydrogen in a world of interdependent networks," *iScience*, vol. 28, no. 9, p. 113284, 2025.
- [50] A. Villalba-Herreros, R. D'Amore-Domenech, A. Crucelaegui, and T. J. Leo, "Techno-Economic Assessment of Large-Scale Green Hydrogen Logistics Using Ammonia As Hydrogen Carrier: Comparison to Liquefied Hydrogen Distribution and In Situ Production," *ACS Sustain. Chem. Eng.*, vol. 11, no. 12, pp. 4716–4726, 2023.
- [51] G. Jiménez-Martín *et al.*, "Techno-economic feasibility of solid oxide electrolysis hybridization with solar photovoltaics and batteries for green hydrogen production," *Energy Convers. Manag.*, vol. 27, p. 101131, 2025.
- [52] A. J. Curtis and B. C. McLellan, "Potential Domestic Energy System Vulnerabilities from Major Exports of Green Hydrogen: A Case Study of Australia," *Energies*, vol. 16, no. 16, p. 5881, 2023.
- [53] A. I. Cárdenas *et al.*, "Spatial suitability for green hydrogen and derivatives: A GIS-AHP framework with export-certification sensitivity applied to Chile," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 238, p. 155369, 2026.
- [54] L. F. A. S. Zafanelli, E. Aly, A. Henrique, A. E. Rodrigues, and J. A. C. Silva, "Dual-stage vacuum pressure swing adsorption for green hydrogen recovery from natural gas grids," *Sep. Purif. Technol.*, vol. 360, p. 130869, 2025.
- [55] Z. Cheng, Z. Niu, D. Zhang, and W. Li, "Green hydrogen recovery from hydrogen-blended natural gas pipelines via dual-stage PSA/VPsA process," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 169, p. 151138, 2025.
- [56] G. A. Elgamel, A. B. El-Shabasy, M. Abdelkhalak, A. M. Hamed, and A. M. Abdelkader, "Modeling and real-world application of green hydrogen production and storage technologies," *Discov. Appl. Sci.*, vol. 8, no. 4, p. 448, 2026.
- [57] L. Rinaldi, D. Ghezzi, E. Colombo, and M. V. Rocco, "Assessing environmental and market implications of steel decarbonisation strategies: a hybrid input-output model for the European union," *Environ. Res. Lett.*, vol. 19, no. 7, p. 074059, 2024.
- [58] Z. Liu, S. Lu, Y. Wang, J. Zhang, Q. Cheng, and X. Song, "Optimization of Hydrogen-Based Shaft Furnace Raw Material Parameters Based on Numerical Simulation and Rist Operation Diagram," *Metall. Mater. Trans. B*, vol. 54, no. 4, pp. 2121–2136, 2023.
- [59] L. Ma *et al.*, "Analysis of Carbon Emissions and Carbon Reduction Benefits of Green Hydrogen and Its Derivatives Based on the Full Life Cycle," *Sustainability*, vol. 17, no. 20, p. 9077, 2025.
- [60] L. Pilotti, A. F. Castelli, and E. Martelli, "Optimal design of fully renewable and dispatchable power plants with hydrogen seasonal storage," *Renew. Energy*, vol. 241, p. 122195, 2025.
- [61] D. Yang, J. Oh, G. Lee, S. Lee, and S. Choi, "Detection of hydrogen gas leak using distributed temperature sensor in green hydrogen system," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 82, pp. 910–922, 2024.
- [62] A. Kebe, "Green Hydrogen Economy: Paving the Way for a Just and Inclusive Energy Transition," in *World Sustainability Series*, 2025, pp. 199–222.
- [63] A. M. Oyarzún-Aravena, J. Chen, G. Brownbridge, J. Akroyd, and M. Kraft, "An analysis of renewable energy resources and options for the energy transition in Chile," *Appl. Energy*, vol. 381, p. 125107, 2025.
- [64] O. A. Marzouk, "Expectations for the Role of Hydrogen and Its Derivatives in Different Sectors through Analysis of the Four Energy Scenarios: IEA-STEPS, IEA-NZE, IRENA-PES, and IRENA-1.5°C," *Energies*, vol. 17, no. 3, p. 646, 2024.
- [65] H. Ci, B. Bai, T. Zhang, and H. Lei, "A novel technological conception of integrated large-scale CO<sub>2</sub> storage, water recovery, geothermal extraction, hydrogen production, and energy storage," *Deep Undergr. Sci. Eng.*, vol. 4, no. 4, pp. 686–698, 2025.
- [66] Y. Yoo *et al.*, "Evaluating the economic and environmental viability of small modular reactor (SMR)-powered desalination technologies against renewable energy systems," *Desalination*, vol. 602, p. 118624, 2025.
- [67] X. Zhao *et al.*, "Machine learning-guided optimization of high-performance porous composite membranes for alkaline water electrolysis," *Energy AI*, vol. 22, p. 100657, 2025.
- [68] Q. Wang, L. Wu, Q. Zheng, and L. An, "Opportunities and perspectives of artificial intelligence in electrocatalysts design for water electrolysis," *Energy AI*, vol. 22, p. 100606, 2025.
- [69] J. Wei, Y. Wu, S. Mirzaev, T. Skrank, and Z. Ping, "Artificial intelligence applications in hydrogen system: Advancing renewable energy utilization for global hydrogen economy and sustainability goals," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 122, pp. 359–373, 2025.
- [70] K. Kwon, H.-B. Lee, N. Kim, S. Park, and S. R. Joshua, "Integrated Battery and Hydrogen Energy Storage for Enhanced Grid Power Savings and Green Hydrogen Utilization," *Appl. Sci.*, vol. 14, no. 17, p. 7631, 2024.
- [71] Y. Unpaprom, R. Ramaraj, R. Ramaraj, S. Pandi, and S. R. Nadupuru, "Future trends and emerging technologies in hydrogen energy," in *Fuelling the Future*, Elsevier, 2026, pp. 369–390.
- [72] A. Ghailane, J. Mabrouki, K. El-Moustaqim, D. Azdem, C. Lamiri, and Y. Abrouki, "IoT for Green Hydrogen: A Smarter and More Sustainable Energy Transition," in *Integration of Advanced Systems in Environmental Science and Water Desalination*, Boca Raton: CRC Press, 2025, pp. 124–132.
- [73] F. Tamtam and A. Tourabi, "Integrating Fuzzy AHP-TOPSIS for Material Selection in Green Hydrogen and Ammonia Production," *Rev. des Compos. des matériaux avancés*, vol. 35, no. 2, pp. 355–365, 2025.