

Camino al hidrógeno verde solar: revisión literaria de tecnologías, eficiencia y viabilidad económica

(Pathway to Solar Green Hydrogen: A Literature Review of Technologies, Efficiency, and Economic Feasibility)

Galo Padrón-Andrade, Estefanía Pesántez-Gahuancela, Danny Ochoa-Correa
Universidad de Cuenca, Ecuador
galo.padron2805@ucuenca.edu.ec, estefania.pesantez@ucuenca.edu.ec,
danny.ochoac@ucuenca.edu.ec

Resumen: El hidrógeno verde generado a partir de energía solar se perfila como una alternativa técnica para transitar hacia un modelo energético sostenible. Este artículo presenta una revisión de literatura actualizada sobre los avances más relevantes en tecnologías de electrólisis alimentadas por energía solar, con un enfoque en su eficiencia, costos y viabilidad comercial. Se examinan los principales tipos de electrolizadores, sus condiciones operativas y limitaciones. El análisis incorpora aspectos económicos clave que influyen en la competitividad del hidrógeno verde, particularmente el costo nivelado de producción (LCOH), afectado por la infraestructura de almacenamiento y el costo de la electricidad. Aunque persisten desafíos técnicos y financieros, el uso de energía solar para la generación de hidrógeno se presenta como una opción concreta para diversificar matrices energéticas y reducir las emisiones del sector energético.

Palabras clave: Costo nivelado de producción, electrólisis, energía solar, hidrógeno verde, paneles solares.

Abstract: Green hydrogen produced from solar energy is emerging as a technical option to support the transition toward a sustainable energy model. This article presents an updated literature review on the most relevant advances in solar-powered electrolysis technologies, focusing on efficiency, costs, and commercial feasibility. The main types of electrolyzers are examined, along with their operating conditions and limitations. The analysis includes key economic factors that influence the competitiveness of green hydrogen, particularly the levelized cost of hydrogen (LCOH), which is affected by storage infrastructure and electricity prices. Although technical and financial challenges remain, solar-based hydrogen production is presented as a concrete option to diversify energy portfolios and reduce emissions in the energy sector.

Keywords: Levelized cost of production, electrolysis, solar energy, green hydrogen, solar panels.

1. INTRODUCCIÓN

La creciente demanda global de fuentes de energía sostenibles ha incentivado el desarrollo de tecnologías innovadoras para la producción de hidrógeno verde (GH-*Green Hydrogen*), considerado una alternativa estratégica para la descarbonización de sectores clave como la industria y el transporte [1]. Su capacidad para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y actuar como vector energético limpio lo posiciona como un elemento central en la transición hacia una economía baja en carbono [2]. La generación de GH mediante electrólisis del agua impulsada por fuentes renovables —especialmente la energía solar—, representa una

vía prometedora hacia la independencia energética y la diversificación de las matrices energéticas nacionales [3]. Su potencial para el almacenamiento a largo plazo, así como su compatibilidad con infraestructuras existentes —como redes de gas—, refuerzan su viabilidad como pilar de la transición energética global [2].

Actualmente, existen diversas tecnologías de electrólisis empleadas en la producción de GH, entre las cuales destacan la electrólisis alcalina (AEL-*Alkaline Electrolysis*), la electrólisis por membrana de intercambio de protones (PEM-*Proton Exchange Membrane*) y la electrólisis de óxido sólido (SOEC-*Solid Oxide Electrolyzer Cell*). Cada una de estas tecnologías presenta ventajas y limitaciones específicas en términos de eficiencia, costos y aplicaciones industriales [4]. Mientras que los electrolizadores SOEC han alcanzado eficiencias de hasta el 91 %, los sistemas PEM muestran un rendimiento cercano al 66 %, lo que subraya la importancia de seleccionar la tecnología adecuada según las condiciones operativas y las necesidades energéticas [5].

No obstante, la adopción del GH enfrenta importantes desafíos económicos. El costo nivelado del hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés *Levelised Cost of Hydrogen*), indicador clave para evaluar su viabilidad comercial, oscila entre 1,19 y 12,16 \$/kg, dependiendo de factores como la combinación de fuentes energéticas y la ubicación geográfica del sistema [5]. Variables macroeconómicas como la tasa de interés, la inflación y la degradación de los componentes impactan significativamente el LCOH, pudiendo elevarlo entre un 5 % y 7 % por cada punto porcentual de incremento en la tasa de interés [6].

Uno de los retos más relevantes en el despliegue del GH es su almacenamiento seguro y eficiente, dada su baja densidad energética por unidad de volumen. Actualmente se emplean distintas estrategias, como el almacenamiento en estado gaseoso (hasta 700 bar), líquido (a -253 °C) y en materiales sólidos, como los hidruros metálicos. Aunque estos últimos ofrecen mayor densidad de almacenamiento, enfrentan barreras técnicas relacionadas con la reversibilidad y la cinética de liberación del hidrógeno [2], [7]. A estos retos se suman obstáculos estructurales, como la falta de infraestructura especializada, las limitaciones de financiamiento y las brechas tecnológicas en países en desarrollo [6].

Desde una perspectiva económica, la inversión inicial para la implementación de un sistema híbrido de producción de GH basado en energía solar fotovoltaica (PV) y eólica se sitúa entre 1.500 y 2.200 \$/kW, mientras que los costos operativos anuales representan entre el 3 % y 5 % del capital de inversión (CAPEX) [5]. La combinación de incentivos gubernamentales, economías de escala y avances en la eficiencia de los electrolizadores se perfila como una estrategia fundamental para reducir los costos de producción y acelerar la adopción global de esta tecnología.

En este contexto, el presente artículo tiene como objetivo ofrecer una revisión exhaustiva y actualizada de los avances tecnológicos en la producción de GH a partir de energía solar. Se analizan las principales tecnologías disponibles, sus aplicaciones, eficiencia y costos, así como los marcos políticos y las estrategias que impulsan su desarrollo a escala internacional, con el fin de identificar las oportunidades y los desafíos asociados a una transición energética verdaderamente sostenible.

El artículo está estructurado como sigue: la sección 2 describe la metodología de selección de estudios empleada; la sección 3 presenta los resultados de la revisión, abordando las tecnologías de producción de hidrógeno verde mediante energía solar. En esta se analiza aspectos técnicos y económicos clave, incluyendo eficiencia, costos, almacenamiento y control. Se exploran políticas de apoyo, proyectos piloto y escalabilidad. La sección 4 presenta los resultados y discusión general, y, finalmente, la sección 5 expone las conclusiones y perspectivas futuras.

2. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE ESTUDIOS

El creciente interés global por el GH se debe a su potencial para reducir significativamente las emisiones de carbono asociadas al uso de combustibles fósiles. Esta revisión tiene como objetivo responder a tres preguntas clave: ¿qué tecnologías se utilizan actualmente para la producción de GH a partir de energía solar?, ¿cuáles son los principales desafíos técnicos y económicos asociados a estas tecnologías? y ¿qué tan eficiente es el proceso de producción en distintos contextos?

La metodología utilizada se fundamenta en la recopilación y análisis de literatura científica relacionada con la producción de GH a partir de fuentes de energía renovable, con énfasis en la energía solar fotovoltaica. Se evaluaron tecnologías de electrólisis, su eficiencia operativa y las condiciones que influyen en su viabilidad técnica y económica.

Para la revisión bibliográfica se tomaron como fuentes de consulta bases de datos digitales prestigiosas como: Scopus, Google Academic, IEEEExplore y ScienceDirect. Se utilizaron términos de búsqueda específicos en inglés, tales como: “GREEN HYDROGEN”, “PRODUCTION”, “SOLAR”, “WATER ELECTROLYZER”, “EFFICIENCY”, restringiendo el rango temporal entre 2020 y 2024. Del total de 121 resultados iniciales, se aplicó como primer filtro el criterio de acceso abierto, excluyendo aquellos artículos cuyo contenido completo requiere suscripciones institucionales. Esta decisión responde a la necesidad de asegurar que los resultados y hallazgos de esta revisión puedan ser replicados, verificados y utilizados libremente por investigadores de instituciones que no cuentan con acceso a bases de datos de pago. Si bien se reconoce que esta medida puede excluir estudios valiosos y de alta calidad, la experiencia previa ha evidenciado que existen numerosas publicaciones de acceso libre en revistas reconocidas y avaladas por editoriales académicas de prestigio. Como resultado, el conjunto se redujo a 46 artículos.

Posteriormente, se aplicó un segundo filtro basado en criterios de relevancia temática, descartando aquellos estudios que, aunque relacionados con el hidrógeno, no abordaban de forma directa su producción a partir de energía solar o no aportaban datos concretos sobre eficiencia, costos o viabilidad tecnológica. Finalmente, se incluyeron 35 artículos directamente vinculados con los objetivos planteados en esta revisión.

Además, se aplicaron de forma parcial principios del método PRISMA (*Preferred Reporting Items for Systematic Reviews and Meta-Analyses*), en particular para estructurar el proceso de búsqueda, selección y exclusión de artículos. La Figura 1 presenta el diagrama de flujo que resume las etapas seguidas para la selección de estudios incluidos en esta revisión. Por su parte, la Tabla 1 sintetiza la información de los artículos seleccionados, incluyendo metadatos relevantes como el resumen, los autores y el año de publicación.

3. RESULTADOS

Esta sección reúne y sintetiza los hallazgos más relevantes identificados en la revisión bibliográfica sobre la producción de GH a partir de energía solar. Se presentan comparaciones entre tecnologías de electrólisis, análisis de eficiencia energética, impacto ambiental según el ciclo de vida, costos económicos y tendencias actuales en almacenamiento, control e integración de sistemas. Asimismo, se discuten los desafíos técnicos y económicos que condicionan su viabilidad, así como las estrategias tecnológicas y políticas que pueden facilitar su adopción a gran escala.

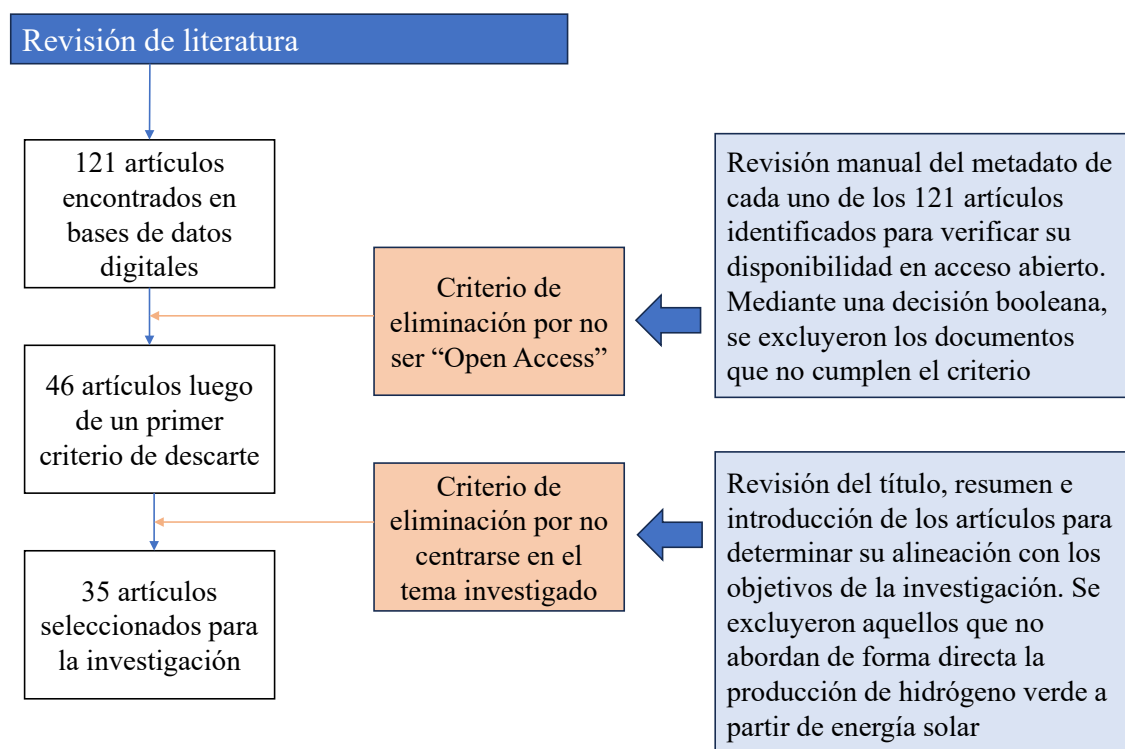


Figura 1. Diagrama de flujo del proceso para la selección de artículos.

Tabla 1. Artículos seleccionados con resumen, autores y año de publicación.

Nº	Título	Autores	Resumen	Año
1	A brief overview of solar and wind-based green hydrogen production systems: Trends and standardization	M. S. Herdem, D. Mazzeo, N. Matera, C. Baglivo, N. Khan, Afnan, P. M. Congedo, M. G. De Giorgi	Revisión de sistemas de producción de hidrógeno verde con energía solar y eólica.	2024
2	A Review of the Research Progress and Application of Key Components in the Hydrogen Fuel Cell System	J. Li, T. Wu, C. Cheng, J. Li, K. Zhou	Estudio del ciclo de hidrógeno en celdas de combustible, destacando avances, desafíos y futuro desarrollo en bombas, eyectores y separadores, con enfoque en su aplicación en vehículos y almacenamiento de energía.	2024
3	A review of water electrolysis for green hydrogen generation considering PV /wind/ hybrid/ hydropower/ geothermal/ tidal and wave/ biogas energy systems, economic analysis, and its application	M. Awad, A. Said, M. H. Saad, A. Farouk, M. M. Mahmoud, M. S. Alshammari, M. L. Alghaythi, S. Aleem, A. Abdelaziz, A. Omar	Análisis de la generación de hidrógeno verde con fuentes renovables, destacando electrolizadores, eficiencia, costos, desafíos e innovaciones, diferenciándolos por su impacto ambiental.	2023

4	Effect of voltage elevation on cost and energy efficiency of power electronics in water electrolyzers	G. Hysa, V. Ruuskanen, A. Kosonen, M. Niemelä, L. Aarniovuori, D. Guibert, J. Ahola	Evaluación del impacto de operar electrolizadores industriales a voltajes elevados, comparando tres topologías de rectificadores en eficiencia y costo mediante simulaciones.	2023
5	Efficient green hydrogen production through metal–organic framework-derived Ni and Co mediated iron selenide hexagonal nanorods and wireless coupled with photovoltaics for urea and alkaline water electrolysis	M. M. Meshesha, D. Chanda, B. L. Yang	Presentación de un electrocatalizador basado en estructuras MOF, NiCoFeSe, eficiente en HER, OER y UOR, logrando 11.1% de eficiencia solar-hidrógeno y 69.67% en un electrolizador con 47.85 kWh/kg de hidrógeno.	2023
6	Engineering the catalyst interface enables high carbon efficiency in both cation-exchange and bipolar membrane electrolyzers	H. Wu, B. A. Karamoko, W. Wang, J. Liu, E. Petit, S. Li, C. Salameh, D. Voiry	El estudio introduce un hidrogel en electrodos Ag para evitar (bi)carbonatos, logrando 77% de uso de carbono y 37% de eficiencia energética.	2024
7	Enhancing the Efficiency of Multi-Electrolyzer Clusters with Lye Mixer: Topology Design and Control Strategy	M. Chen, J. Jia, B. Zhang, L. Han, M. Ji, Z. Yu, D. Li, W. Wang, H. Jia, H. Xu	Sistema de producción de hidrógeno eficiente, que usa electrolizadores múltiples conectados a un mezclador de lejía, optimizando el uso de calor y reduciendo el consumo energético para integrar mejor las energías renovables.	2024
8	Essentials of hydrogen storage and power systems for green shipping	S. Brouzas, M. Zadeh, B. Lagemann	Propuesta de un marco para sistemas de hidrógeno en barcos, destacando la necesidad de pilas de combustible duraderas y la insuficiencia de la densidad energética volumétrica para el almacenamiento. También identifica lagunas regulatorias en seguridad y materiales.	2024
9	Estimating the efficiency of a PEM electrolyzer fed by a PV plant in NEOM City	A. Boretti	Análisis de una celda PEM de 100 MW en la microred de NEOM, enfocándose en su eficiencia y la variabilidad solar en la producción de hidrógeno, destacando la necesidad de electrolizadores adecuados y almacenamiento a corto plazo para estabilizar el suministro.	2024

10	Feasibility Study and Economic Analysis of PV/Wind-Powered Hydrogen Production Plant	K. Sayed, M. Khamies, A. G. Abokhalil, M. Aref, M. A. Mossa, M. M. Almalki, T. A. H. Alghamdi	Propuesta de una planta de energía verde en Sohag, Egipto, que usa hidrógeno, energía solar y eólica para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. La planta almacena energía renovable excedente y utiliza electrólisis con tecnología PEM para producir hidrógeno verde.	2024
11	Green and sol-gel synthesis of perovskite type $\text{LaCo}_{0.2}\text{Mn}_{0.8}\text{O}_3$ nanoceramics as potential materials for electrochemical hydrogen storage: A comparative study	A. Eslami, S. A. Lachini, M. Enhessari	Presenta la síntesis de nanocerámicas de tipo $\text{LaCo}_{0.2}\text{Mn}_{0.8}\text{O}_3$ para almacenamiento de hidrógeno, destacando que el método sol-gel ofrece mayor capacidad de almacenamiento y descarga que el método verde.	2024
12	Green hydrogen production using bifacial solar photovoltaics integrated with high-albedo roof coating & micro-inverter	F. F. Ahmad, O. Rejeb, G. Boudekji, C. Ghenai	El estudio demuestra que integrar un sistema fotovoltaico bifacial con techos fríos aumenta la producción de energía en un 33.02%, lo que mejora significativamente la producción de hidrógeno verde (30.26 g de H_2 frente a 22.75 g con PV convencional).	2024
13	Hydrogen energy storage integrated hybrid renewable energy systems: A review analysis for future research directions	A. Z. Arsad, M. A. Hannan, A. Q. Al-Shetwi, M. Mansur, K. M. Muttaqi, Z. Y. Dong	Análisis de sistemas de almacenamiento de hidrógeno y su integración con energías renovables, destacando su crecimiento desde 2016.	2022
14	Hydrogen Energy Storage System: Review on Recent Progress	M. Wong, H. N. Afrouzi	Revisión de investigaciones sobre sistemas de almacenamiento de energía de hidrógeno (HESS), destacando su uso para generación eléctrica y balanceo de demanda.	2024
15	Hydrogen Production Using Solar Energy	A. Abdurakhmanov, Y. Sabirov, S. Makhmudov, D. Pulatova, T. Jamolov, N. Narshieva, S. Ochilov	Propuesta para producir hidrógeno verde mediante electrólisis con una estación solar de 10 kW.	2021

16	Hydrogen production by water electrolysis and offgrid solar PV	F. Gutiérrez-Martín, L. Amodio, M. Pagano	Este estudio presenta una metodología para diseñar sistemas híbridos PV-H2 considerando datos climáticos y variables eléctricas para optimizar energía, capacidad y costos.	2020
17	Ignore variability, overestimate hydrogen production – Quantifying the effects of electrolyzer efficiency curves on hydrogen production from renewable energy sources	D. Virah-Sawmy, F. J. Beck, B. Stumberg	Análisis del impacto de considerar la eficiencia variable de los electrolizadores en la producción de hidrógeno verde a partir de energías renovables.	2024
18	In-house green hydrogen production for steelmaking decarbonization using steel lag as thermal energy storage material	A. Taji Eshkaftaki, E. Baniyasi, A. M. Parvanian, y A. Amiri	Aplicaciones del hidrógeno verde en la industria	2024
19	Innovative hybrid energy storage systems with sustainable integration of green hydrogen and energy management solutions for standalone PV microgrids based on reduced fractional gradient descent algorithm	R. A. Younis, E. Touti, M. Aoudia, W. Zahrouni, A. I. Omar, y A. H. Elmetwaly	Sistemas de almacenamiento de hidrógeno proveniente de fuentes renovables híbridas.	2024
20	Insights into the structure-property relationships of activated carbon derived from phenolic resin for electrochemical storage of green hydrogen using proton battery	R. Ojha	Almacenamiento de hidrógeno verde y revisión de emisiones de carbono.	2025
21	Integration of underground green hydrogen storage in hybrid energy generation	Z. Saadat, M. Farazmand, y M. Sameti	Hidrógeno verde y almacenamiento del mismo.	2024
22	Key challenges and recent progress in batteries, fuel cells, and hydrogen storage for clean energy systems	S. G. Chalk y J. F. Miller	Retos en la producción de hidrógeno y características del sistema.	2006

23	Mathematical modeling of an integrated photovoltaic-assisted PEM water electrolyzer system for hydrogen production	B. Hüner	Modelado matemático de un electrolizador para producción de hidrógeno.	2024
24	Off-grid solar PV–wind power–battery–water electrolyzer plant: Simultaneous optimization of component capacities and system control	A. Ibáñez-Rioja	Sistemas off-grid que integran generación solar y eólica.	2023
25	One year operation of an anion exchange membrane water electrolyzer utilizing Aemion+® membrane: Minimal degradation, low H ₂ crossover and high efficiency	M. Moreno-González	Estudio de operación de un electrolizador de membrana de intercambio aniónico.	2023
26	Optimal planning of renewable energy park for green hydrogen production using detailed cost and efficiency curves of PEM electrolyzer	Y. Astriani, W. Tushar, y M. Nadarajah	Planificación de parques de fuentes renovables para la producción de hidrógeno.	2024
27	Optimizing temperature and pressure in PEM electrolyzers: A model-based approach to enhanced efficiency in integrated energy systems	L. Bornemann, J. Lange, y M. Kaltschmitt	Estudio de la optimización de temperatura en los electrolizadores PEM.	2025
28	Performance evaluation of PV panels/wind turbines hybrid system for green hydrogen generation and storage: Energy, exergy, economic, and enviroeconomic	M. Nasser, T. F. Megahed, S. Ookawara, y H. Hassan	Evaluación del rendimiento de un sistema híbrido de generación solar y eólica.	2022
29	Production of Green Hydrogen through Renewable Energy Sources based Microgrid	A. Sony, K. Acharjya, K. Sharma, y N. Beemkumar	Producción de hidrógeno mediante energías renovables.	2024

30	The development of an assessment framework to determine the technical hydrogen production potential from wind and solar energy	A. Okunlola, M. Davis, y A. Kumar	Aspectos técnicos de la producción de hidrógeno.	2022
31	Review—Engineering Challenges in Green Hydrogen Production Systems	M. Tao, J. A. Azzolini, E. B. Stechel, K. E. Ayers, y T. I. Valdez	Desafíos en la producción de hidrógeno verde.	2022
32	Simulation methodology for an off-grid solar–battery–water electrolyzer plant: Simultaneous optimization of component capacities and system control	A. Ibáñez-Rioja	Simulación de un Sistema off-grid para evaluación del rendimiento del sistema.	2022
33	Strategies for simultaneous improvement of reaction rate and caustic efficiency of brine electrolyzer	J. Kim, S. Abbas, H.-J. Shin, S. B. H. Rizvi, K. B. Lee, y H. Y. Ha	Estrategias para la correcta implementación de electrolizadores.	2023
34	Techno-enviro-economic analysis of hydrogen production via low and high temperature electrolyzers powered by PV/Wind turbines/Waste heat	M. Nasser y H. Hassan	Análisis económico de producción de hidrógeno mediante electrolizadores a baja temperatura.	2023
35	Thermo-economic performance maps of green hydrogen production via water electrolysis powered by ranges of solar and wind energies	M. Nasser y H. Hassan	Análisis económico del rendimiento de un sistema de producción de hidrógeno por electrólisis del agua.	2023

3.1 Comparación del ciclo de vida de diferentes tecnologías de producción de hidrógeno

El análisis del ciclo de vida (LCA, *Life Cycle Assessment*) de las tecnologías de producción de GH permite evaluar su impacto ambiental en términos de emisiones de carbono, uso de recursos naturales y generación de desechos a lo largo de toda la cadena de valor [2]. Tal como se ilustra en la Figura 2, la producción de hidrógeno está directamente relacionada con la potencia generada por sistemas de energías renovables, tema que será abordado en detalle en las siguientes secciones.

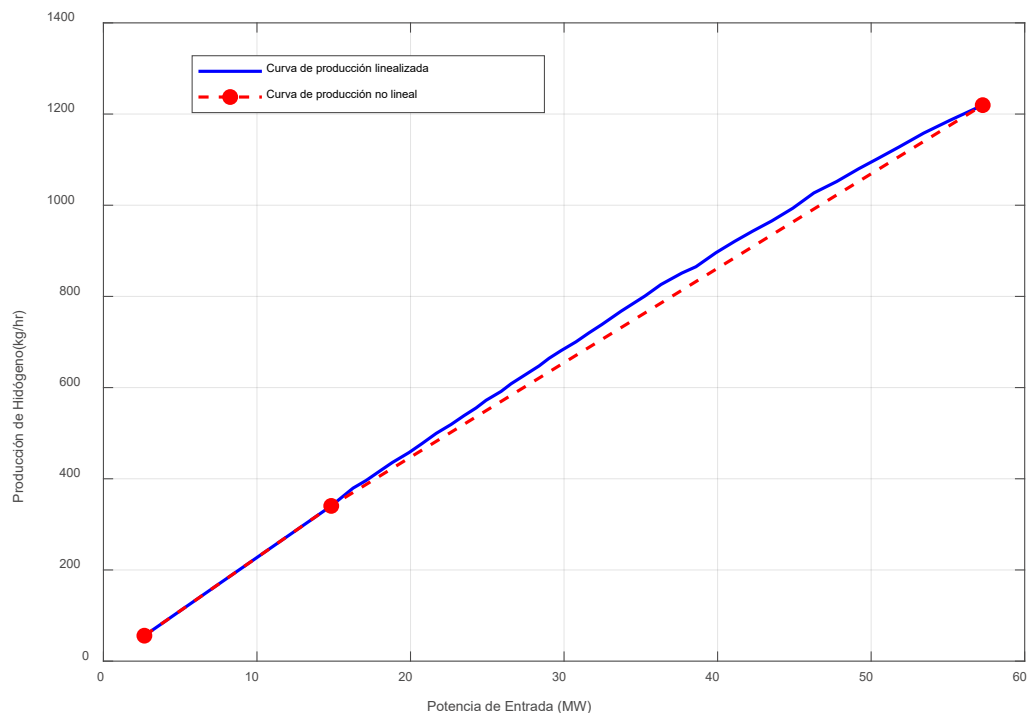


Figura 2. Curva de producción de hidrógeno [8].

La Figura 3 compara las características ambientales y de producción entre distintas formas de hidrógeno. El hidrógeno gris se obtiene a partir de combustibles fósiles como el gas natural, generando entre 9 y 12 kg de CO₂ por kg de H₂ producido, lo que lo convierte en una de las opciones con mayor impacto ambiental [2]. El hidrógeno azul representa una variante con captura y almacenamiento de carbono, lo que reduce las emisiones en un 50–70 %, aunque aún enfrenta desafíos técnicos y económicos [2]. Finalmente, el hidrógeno verde, producido a partir de fuentes renovables, presenta emisiones prácticamente nulas en su etapa de generación. No obstante, su impacto total depende del ciclo de vida de los sistemas renovables empleados. Este trabajo se enfoca específicamente en la producción basada en energía solar [2].

3.2 Tecnologías de producción de hidrógeno verde a partir de energía solar

Las tecnologías de producción de GH mediante energía solar incluyen principalmente la generación fotovoltaica, la fotocátalisis, la termólisis asistida y sistemas híbridos. Los PV aprovechan la irradiación solar para generar electricidad, destacando su eficiencia en zonas con alta radiación solar. Estudios como los de Nasser y Hassan [10] ,[11] reportan eficiencias promedio de conversión del 22 %, siendo superiores en comparación con regiones de baja radiación o con recursos eólicos variables.

Fotocatálisis solar

La Figura 4 presenta un esquema de un sistema híbrido off-grid que combina fuentes solares y térmicas. La fotocátalisis solar, en tanto, utiliza materiales semiconductores que permiten dividir el agua en hidrógeno y oxígeno sin electricidad externa. Se están explorando nuevos fotocatalizadores, como los basados en óxidos metálicos o perovskitas, para mejorar la eficiencia [1]. Por su parte, la termólisis asistida por energía solar emplea concentradores solares (CSP- *Concentrated Solar Power*) para alcanzar temperaturas elevadas y descomponer térmicamente el agua, con investigaciones enfocadas en materiales resistentes al calor [1]. La hibridación

tecnológica —combinando generación fotovoltaica, almacenamiento térmico y eólico— ha demostrado mejorar la estabilidad y eficiencia de producción de GH [1].

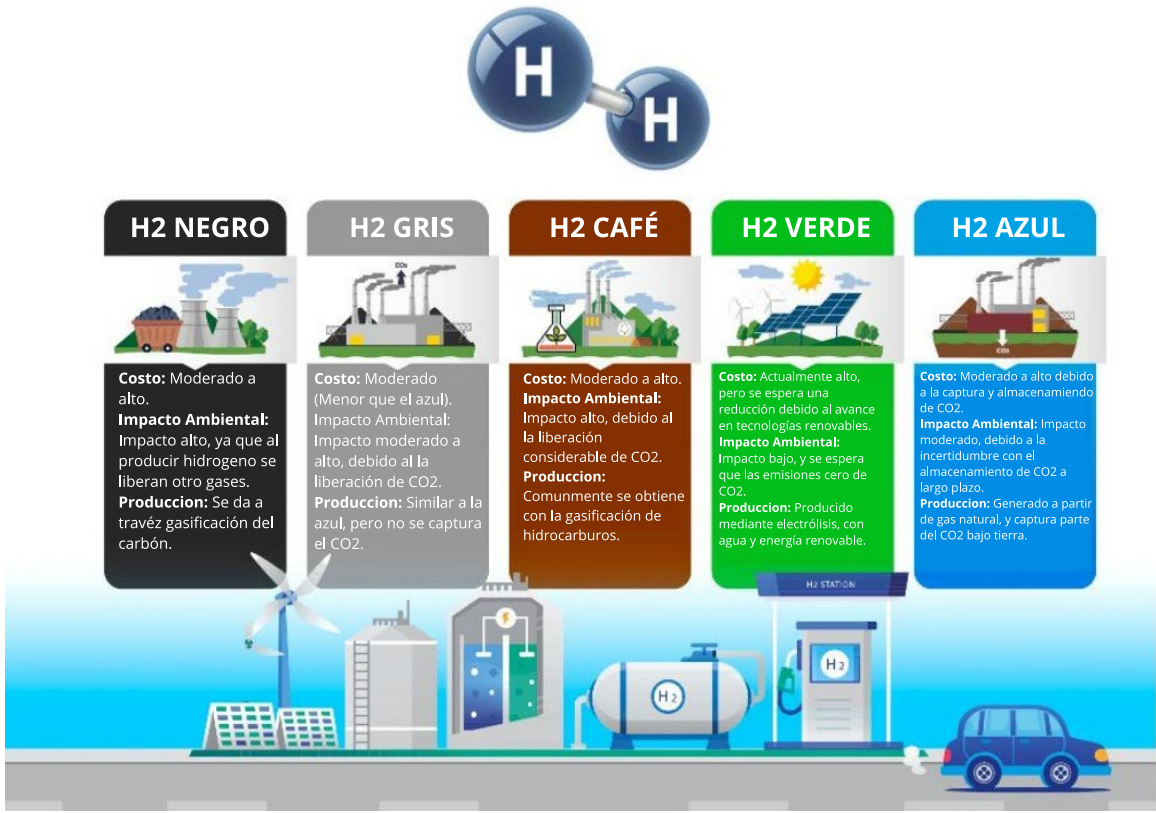


Figura 3. Comparación entre diferentes tipos de hidrógeno [9].

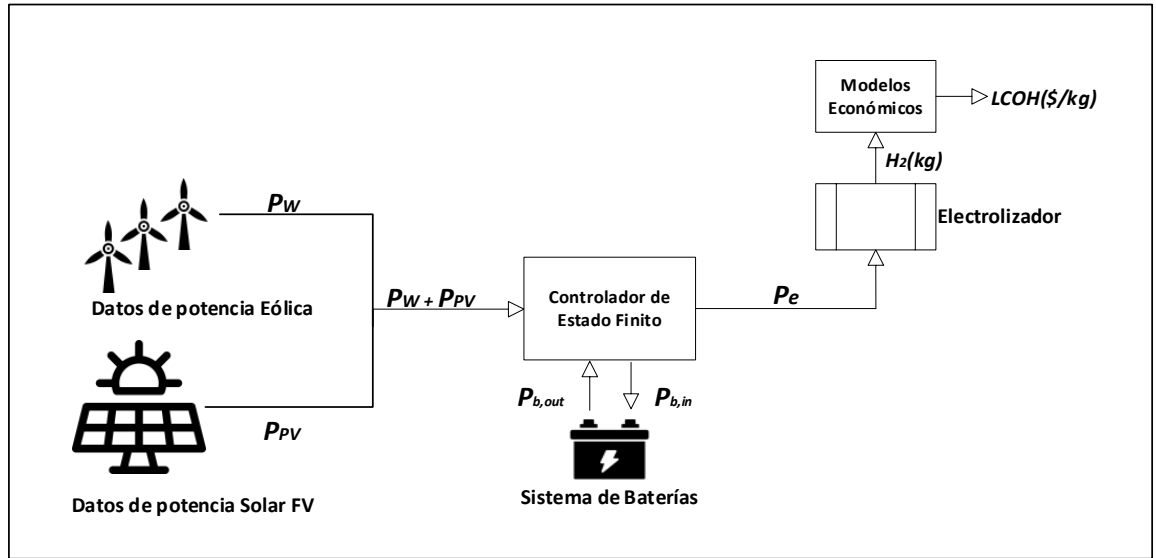


Figura 4. Esquema de un sistema de producción de hidrógeno con fuentes híbridas – sistema off grid [12].

Electrólisis del agua con energía solar

En la Figura 5 muestra la radiación solar promedio de un caso de estudio, lo cual influye directamente en la producción de GH mediante electrólisis del agua. Este proceso emplea

electricidad generada por paneles fotovoltaicos para descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno. Según lo señalado en [5], los sistemas fotovoltaicos pueden producir hasta 0,0334 kgH₂/kWh en condiciones óptimas, superando en rendimiento a los sistemas eólicos, que sufren de mayor intermitencia. Por su parte, en [13] se estima que, en un sistema de 60 kW, la producción anual promedio puede alcanzar hasta 2 toneladas de hidrógeno.

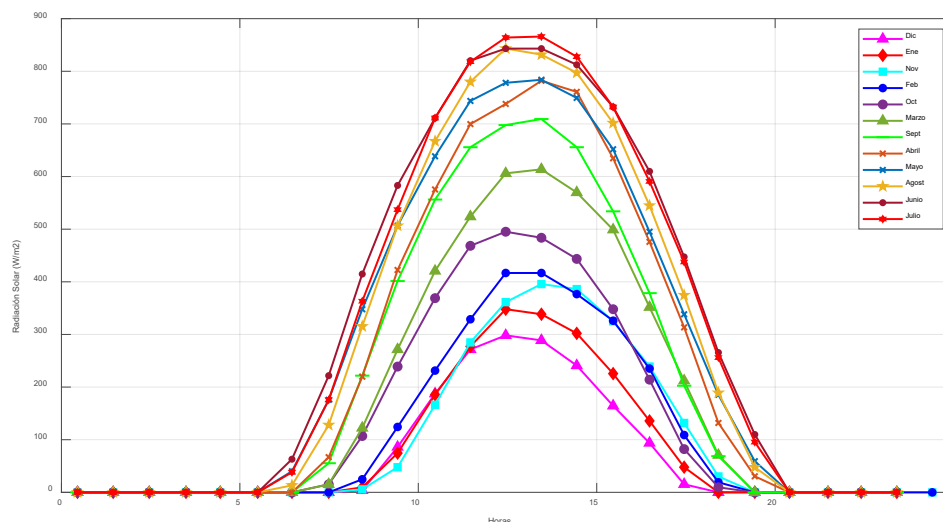


Figura 5. Radiación solar promedio en un lugar de estudio [14].

La eficiencia de estos sistemas depende en gran medida del tipo de electrolizador utilizado. En particular, los electrolizadores PEM se destacan por su rápida respuesta a variaciones de energía y buena eficiencia, lo que los hace atractivos para aplicaciones comerciales. No obstante, los electrolizadores SOEC operan a temperaturas más elevadas y aprovechan el calor residual, alcanzando hasta un 91 % de eficiencia frente al 66 % de los sistemas PEM [5], [10], [11]. Estos resultados evidencian la necesidad de seleccionar la tecnología de electrólisis adecuada según el contexto operativo.

En [5], la eficiencia del sistema global se calculó en función de la relación entre la energía eléctrica suministrada y la energía del hidrógeno producido, considerando su poder calorífico inferior (LHV). Se encontró que la eficiencia puede variar entre 11,6 % en sistemas solares y 22,91 % en sistemas que aprovechan calor residual. Asimismo, en [15] se señala que esta eficiencia depende de la coincidencia entre la potencia del sistema fotovoltaico y el punto de máxima potencia (MPP) del electrolizador, alcanzando eficiencias globales de hasta un 90 % en condiciones óptimas.

Además, se han reportado estrategias que permiten mitigar la intermitencia solar, como el uso de paneles bifaciales combinados con recubrimientos de alto albedo. Estas soluciones aumentan la captación de radiación reflejada y estabilizan el suministro energético [6].

La Figura 6 esquematiza el sistema completo de producción de GH mediante electrólisis del agua alimentado por energía solar, incluyendo sus componentes clave: módulos fotovoltaicos, inversores, electrolizadores, bombas, unidades de almacenamiento y sistemas auxiliares de solución.

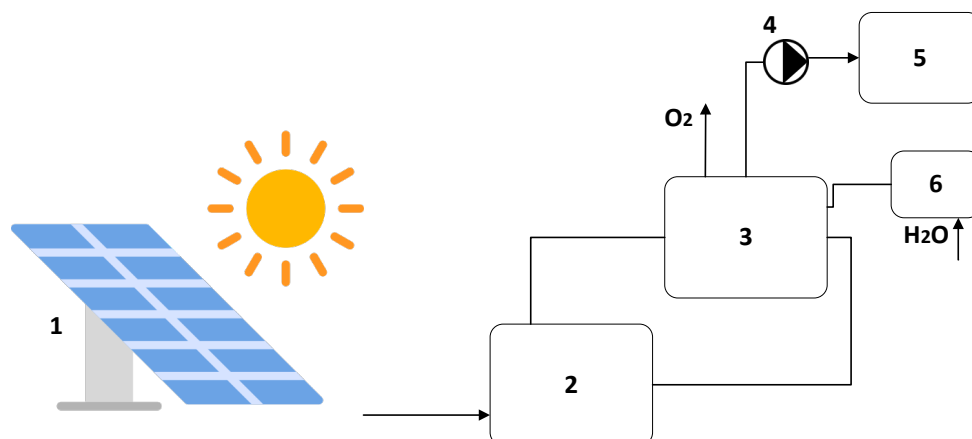


Figura 6. Esquema general de producción de hidrógeno por electrólisis del agua usando energía solar: 1-FV, 2-inversor, 3-electrolizador, 4-bomba, 5-almacenamiento de hidrógeno, 6-bloque de preparación de la solución [16].

Fundamentos de la electrólisis del agua para la generación de hidrógeno verde

La electrólisis del agua es un proceso electroquímico en el que el agua se descompone en hidrógeno y oxígeno utilizando electricidad. La Figura 7 complementa este análisis mostrando el espectro de evolución de productos de la electrólisis, donde intervienen múltiples factores como temperatura, presión y conductividad del electrolito, los cuales inciden sobre la eficiencia [3].

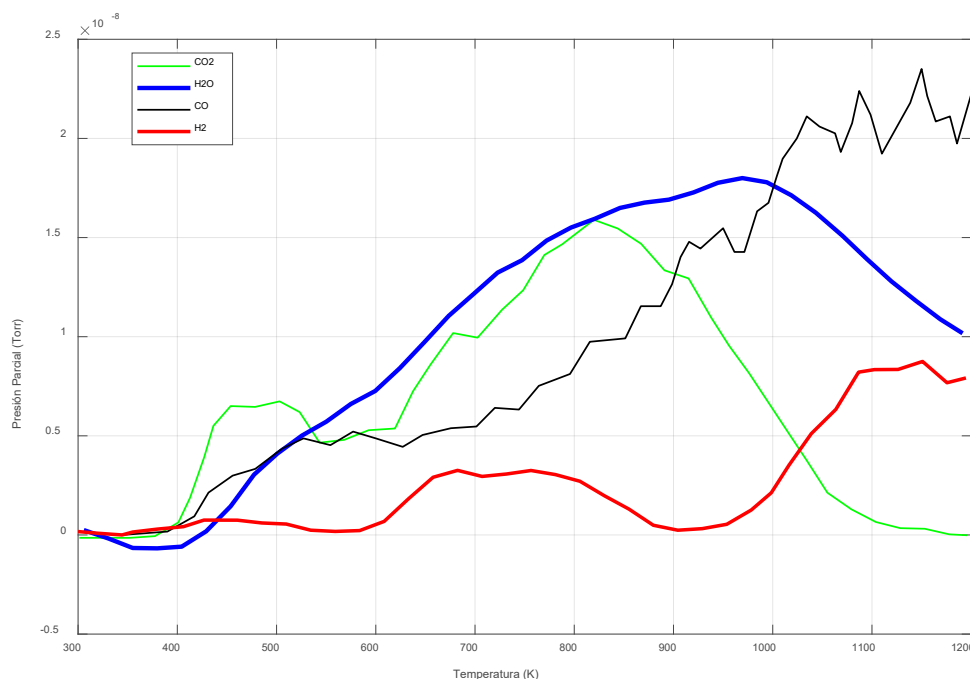


Figura 7. Espectro de evolución de los productos de la reacción química de la electrólisis del agua [17].

Tecnologías de electrólisis disponibles

Entre las tecnologías más empleadas para la producción de GH se encuentran la electrólisis AEL, la PEM y la SOEC. Cada una presenta ventajas y desafíos particulares que deben considerarse en función del entorno de implementación.

La AEL utiliza un electrolito líquido alcalino, como KOH o NaOH, y es una tecnología madura con costos relativamente bajos. Sin embargo, su eficiencia es menor y su capacidad de respuesta ante fluctuaciones de energía renovable es limitada [3]. Uno de los aspectos críticos en el diseño de sistemas AEL es la relación entre la corriente y la temperatura. La Figura 8 muestra datos reales de pruebas del fabricante, donde se observa que, si la temperatura del stack supera los 65 °C, la corriente recomendada se restringe a 2.000 A para evitar sobrecalentamientos y daños estructurales. A partir de estos datos, se empleó un ajuste polinómico de quinto grado para modelar los valores de corriente recomendados a distintas temperaturas.

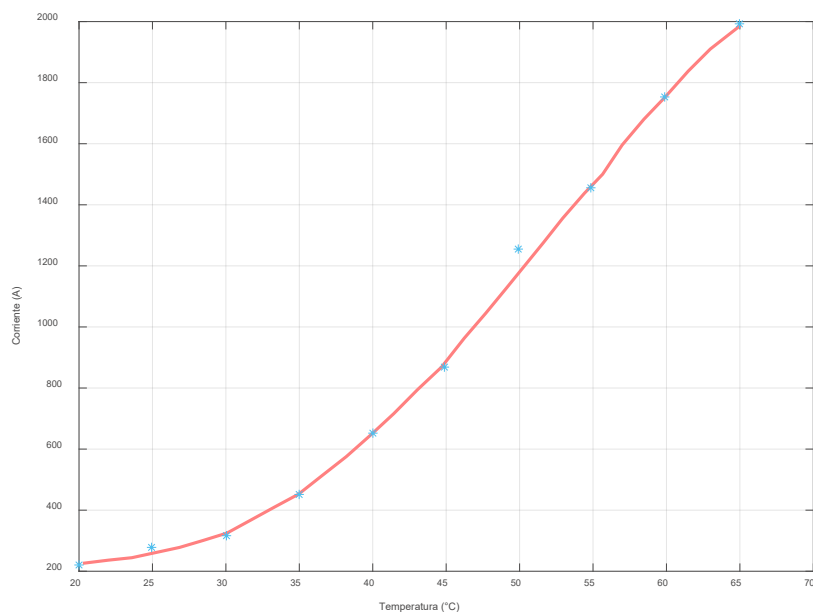
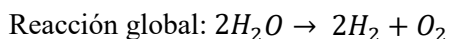
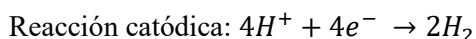
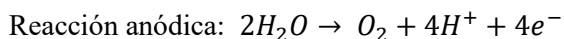


Figura 8. Relación entre los valores de corriente y temperatura recomendadas [18].

Adicionalmente, la resistencia del stack tiene una relación directa con la temperatura operativa. A medida que esta se aproxima al nivel óptimo, se reduce el voltaje de la celda, disminuyendo el consumo energético. La Figura 9 ilustra esta relación, basada también en datos de pruebas del fabricante, y permite calcular el límite de potencia operativa del sistema multiplicando los valores de voltaje y corriente a una temperatura dada [18].

En cuanto a los electrolizadores PEM, estos emplean una membrana polimérica para separar gases, ofreciendo alta eficiencia y rápida respuesta a variaciones de energía. No obstante, requieren materiales costosos como platino e iridio [3]. Su vida útil oscila entre 60.000 y 100.000 horas, con tasas de degradación de 4–8 mV/h, lo cual implica una pérdida de eficiencia del 3–5 % a lo largo del tiempo. La operación intermitente no afecta significativamente su desempeño, siempre que la densidad de corriente se mantenga por debajo de 1,0 A/cm² [15]. Las reacciones involucradas son:



La Figura 10 representa esquemáticamente un módulo PEM, mostrando sus componentes principales [19].

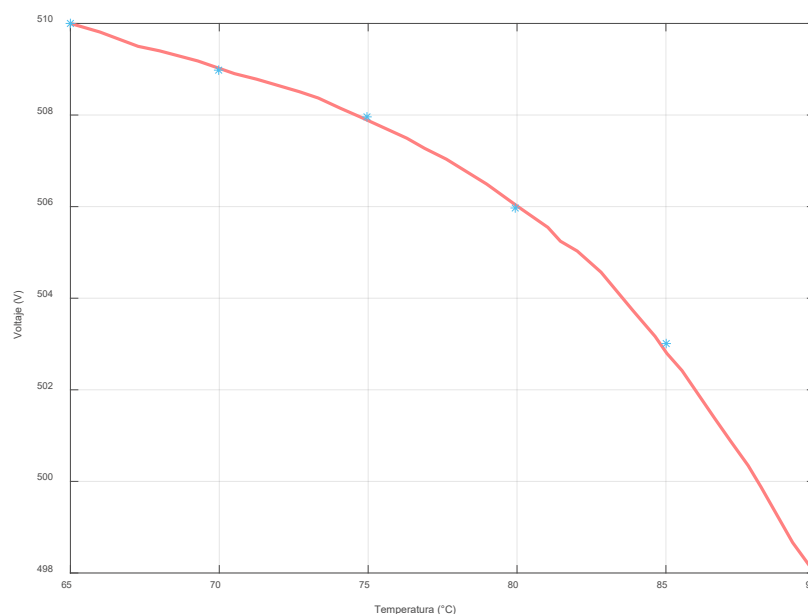


Figura 9. Relación entre los valores de voltaje y temperatura recomendadas [18].

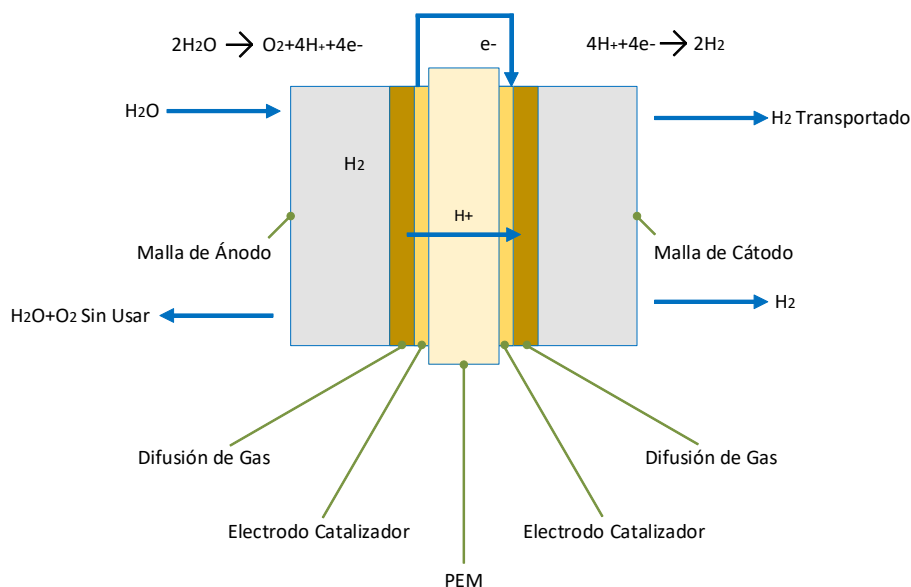


Figura 10. Esquema de un módulo PEM [19].

La tecnología SOEC, por su parte, opera entre 700 y 1.000 °C y emplea electrolitos cerámicos. Su principal ventaja es la alta eficiencia termodinámica, favorecida por la posibilidad de integración con fuentes de calor residual. Esto permite una mayor tasa de producción de GH, aunque requiere materiales resistentes a altas temperaturas, lo cual incrementa sus costos [3], [13].

Por último, tecnologías emergentes como los electrolizadores de membrana bipolar (BPM) y de membrana de intercambio catiónico (CEM) buscan superar las limitaciones de eficiencia y pérdida de CO_2 en sistemas de conversión electroquímica. Estos dispositivos han demostrado reducir la formación de carbonatos, aunque enfrentan desafíos como la reacción competitiva de evolución de hidrógeno (HER), que afecta la eficiencia faradaica [20].

La Tabla 2 resume las diferencias clave entre las tecnologías BPM/CEM, PEM, AEL y SOEC, considerando criterios como eficiencia, temperatura de operación, costos y aplicaciones típicas.

Tabla 2. Diferencias clave entre BPM/CEM, PEM, AEL, SOEC.

Característica	BPM/CEM	PEM	AEL	SOEC
Tipo de membrana	Bipolar (BPM) / Catiónica (CEM)	Polímero de intercambio de protones	Diafragma alcalino	Electrodo cerámico de óxidos sólidos
Transporte de iones	H ⁺ y OH ⁻ (según diseño)	H ⁺ (protones)	OH ⁻ (hidróxido)	O ²⁻ (oxígeno)
Condiciones de operación	Ácido-Alcalino	Ácido	Alcalino	Alta temperatura
Aplicaciones	Conversión de CO ₂ , H ₂ O a H ₂	Energía renovable, transporte	Industria química, energía renovable	Integración de calor residual
Eficiencia	Alta (con optimización)	Moderada a alta	Moderada	Muy alta (debido al uso de calor)

3.3 Tendencias actuales y diseño de la planta de producción de hidrógeno verde

Optimización de la eficiencia energética

Las investigaciones recientes se centran en mejorar la eficiencia de conversión de la energía solar a hidrógeno mediante el desarrollo de electrolizadores más eficientes y de menor costo [1]. Se han evaluado tecnologías como los electrolizadores PEM y los sistemas de electrólisis AEL, considerando también innovaciones en materiales, producción masiva de paneles solares y la reducción del uso de metales preciosos como el platino [6].

Asimismo, se estudia el dimensionamiento óptimo de paneles solares, empleando tecnologías con seguimiento de un solo eje o doble eje para maximizar la captación de radiación solar. En particular, los paneles solares bifaciales han demostrado captar luz desde ambas caras, aprovechando la luz reflejada desde superficies de alto albedo. Esto incrementa la generación energética con la misma área instalada y reduce el costo por unidad de hidrógeno producido [7].

Adicionalmente, los recubrimientos de alto albedo aplicados sobre superficies reflectantes pueden incrementar la eficiencia del sistema hasta en un 20 %, dependiendo de las condiciones locales. Por su parte, los microinversores permiten optimizar la conversión de corriente continua a alterna a nivel de cada panel, reduciendo pérdidas por sombreados parciales y aumentando el rendimiento general del sistema [7].

Reducción de costos de producción

El costo de producción del GH está influenciado principalmente por el precio de la electricidad renovable, la eficiencia del electrolizador y los costos de capital (CAPEX) y operativos (OPEX) [3]. Entre las estrategias para reducir estos costos destacan el desarrollo de materiales más económicos y el aumento de la escala de producción. Ahmad *et al.* proponen modelos de evaluación de costos totales, gastos operativos y cálculo del LCOH [6].

La integración de paneles bifaciales con recubrimientos de alto albedo y microinversores ha demostrado mejorar la eficiencia energética y reducir los costos operativos, aumentando la competitividad del GH [7]. Además, Nasser y Hassan identifican que un incremento en la tasa de interés reduce el LCOH debido a una mayor tasa de descuento aplicada a los costos futuros. Sin embargo, la inflación actúa en sentido contrario: un aumento del 1 % en la tasa de inflación puede elevar el LCOH en hasta un 4 %, afectando la rentabilidad a largo plazo [11].

Análisis técnico y económico

La viabilidad comercial del GH enfrenta desafíos económicos significativos, particularmente en cuanto a su competitividad frente a otras fuentes energéticas. Estudios recientes han evaluado distintas configuraciones fotovoltaicas —fijas, de seguimiento a un eje y doble eje— considerando parámetros como irradiación solar, eficiencia del sistema y capacidad operativa de los electrolizadores.

Uno de los indicadores clave es el LCOH, que representa el costo promedio de producción de GH a lo largo de la vida útil del sistema. Esta métrica considera la inversión inicial (CAPEX), los gastos operativos (OPEX), el consumo energético y la eficiencia del sistema [21].

Factores que afectan el LCOH:

- CAPEX: Incluye la inversión en paneles solares, turbinas eólicas, sistemas de electrólisis, almacenamiento y componentes del balance de planta (BOP). La selección de tecnologías como PEM impacta fuertemente este valor [18], [6].
- OPEX: Engloba los costos de operación, mantenimiento y reemplazo de componentes, así como la infraestructura de almacenamiento y transporte. La eficiencia puede optimizarse mediante sistemas de monitoreo y mantenimiento predictivo [18], [6].
- Costo de electricidad: Las regiones con mayor disponibilidad de energía renovable tienden a tener un LCOH más bajo [6].
- Eficiencia del sistema: Una electrólisis eficiente reduce el consumo energético y de agua, optimizando los costos operativos [6], [7].
- Incentivos y subsidios: Programas gubernamentales, subsidios fiscales y tarifas preferenciales pueden reducir significativamente el LCOH y mejorar la competitividad del GH frente a otras fuentes [18], [6].

La Ecuación 1, para el cálculo del LCOH, tal como se expone en [6], es:

$$LCOH = \frac{\sum(CAPEX + OPEX + \text{Costo de Energía})}{\sum(\text{Producción total de hidrógeno})} \quad (1)$$

Donde:

CAPEX = Costo de inversión inicial.

OPEX = Costos operativos anuales.

Costo de Energía = Costo de electricidad consumida.

Producción total de hidrógeno = Cantidad total de hidrógeno generado durante la vida útil de la planta.

Retorno de inversión (IRR) y flujo de caja: El análisis en [11] mostró que los sistemas de recuperación de calor residual ofrecen el mejor retorno de inversión, con un PBP de 2,1 años y una IRR de hasta 48,15%, mientras que los sistemas solares presentan un PBP mayor, oscilando entre 11,1 y 16,9 años, debido a los costos de capital más altos.

Desarrollo de infraestructuras de almacenamiento y distribución

El almacenamiento de hidrógeno es una de las principales barreras técnicas y económicas para su implementación a gran escala. Se evalúan múltiples opciones, entre ellas el almacenamiento en estado gaseoso, líquido, en forma de amoníaco, hidruros metálicos y soluciones subterráneas, cada una con diferentes niveles de madurez tecnológica y viabilidad económica [6], [1].

Entre los métodos existentes, el almacenamiento en estado gaseoso se realiza a alta presión (350–700 bar), lo que requiere infraestructura resistente y materiales avanzados para garantizar la seguridad. No obstante, el proceso de compresión consume energía adicional, reduciendo la eficiencia del sistema [22].

El almacenamiento en estado líquido implica enfriar el hidrógeno a temperaturas criogénicas ($-253\text{ }^{\circ}\text{C}$), lo que conlleva un alto consumo energético y pérdidas por evaporación. La Figura 11 muestra un esquema de un tanque de almacenamiento criogénico, tecnología que, si bien es efectiva, aún requiere mejoras para ser viable económicamente [23].

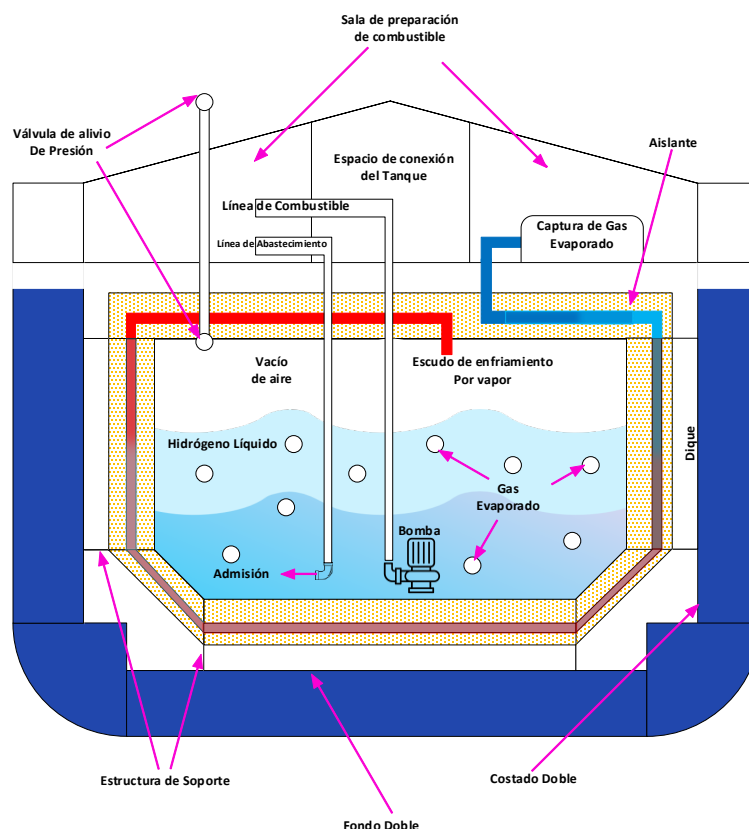


Figura 11. Esquema de un tanque de almacenamiento de hidrógeno líquido [23].

Otra opción en desarrollo es el almacenamiento en materiales sólidos, utilizando hidruros metálicos o materiales adsorbentes. Estos permiten una mayor densidad de almacenamiento y menor riesgo de fugas. Las perovskitas, por ejemplo, han demostrado alta capacidad de absorción, estabilidad estructural y seguridad, aunque aún presentan retos relacionados con la liberación controlada del hidrógeno [22], [24].

Finalmente, la conversión de redes de gas natural para el transporte de hidrógeno es una estrategia en evaluación, orientada a aprovechar infraestructuras existentes y reducir costos logísticos [22].

Integración y control del sistema

El desarrollo de sistemas de control integrados es esencial para garantizar la producción eficiente de GH y la estabilidad de la red eléctrica [6]. El dimensionamiento adecuado de los paneles solares y del sistema de almacenamiento en baterías es clave para lograr un suministro energético continuo [25].

Los microinversores optimizan la conversión de corriente a nivel de cada panel, mejorando la integración con la red eléctrica [7]. Además, los algoritmos de control inteligente permiten gestionar el flujo de energía entre los componentes del sistema —paneles, baterías, electrolizadores— para maximizar el rendimiento [25].

La implementación de sistemas de monitoreo en tiempo real permite la detección temprana de fallos y el mantenimiento predictivo, reduciendo costos de operación y aumentando la disponibilidad del sistema [7]. Asimismo, el almacenamiento energético permite operar los electrolizadores durante períodos de baja demanda, optimizando el uso de energía renovable.

En términos eléctricos, los rectificadores de tiristores generan ondulaciones de corriente que pueden afectar la eficiencia del electrolizador por calor adicional. Los rectificadores basados en IGBT, en cambio, presentan menores ondulaciones y mejor eficiencia global [26]. En cuanto a las pérdidas de potencia, los rectificadores de tiristores mantienen pérdidas constantes debido a una corriente estable, mientras que los IGBT presentan pérdidas crecientes con el voltaje por conmutaciones a alta frecuencia [26].

La Figura 12 muestra un sistema independiente de producción de GH con unidad de almacenamiento, que integra el control, los paneles solares, el electrolizador y el almacenamiento [27].

Políticas y normativas de apoyo

La adopción del GH está siendo respaldada por gobiernos e instituciones internacionales mediante marcos regulatorios, incentivos fiscales y estándares de certificación, orientados a acelerar su despliegue y asegurar su sostenibilidad [1].

Proyectos piloto y escalabilidad industrial

Se han implementado proyectos piloto en distintas regiones del mundo para demostrar la viabilidad técnica y económica de la producción de GH mediante energía solar [1]. La modularidad de los sistemas fotovoltaicos —especialmente los bifaciales— permite ampliar progresivamente la producción sin inversiones iniciales elevadas, facilitando una adopción por etapas [7].

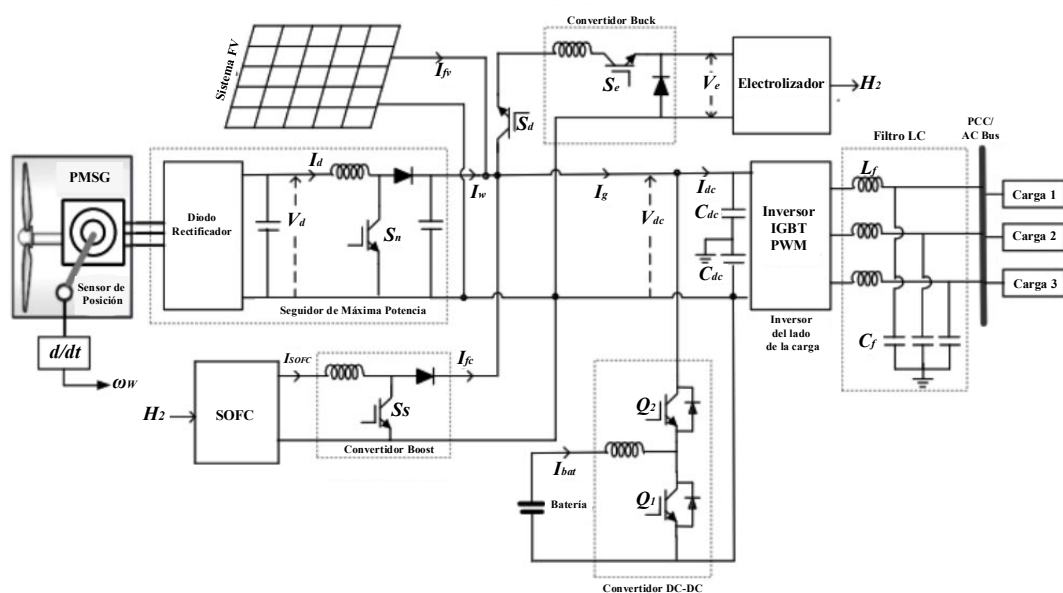


Figura 12. Sistema independiente con unidad de almacenamiento de hidrógeno [27].

La interconexión de estos sistemas con la red eléctrica permite aprovechar los excedentes y almacenarlos para uso posterior, contribuyendo a la flexibilidad y eficiencia del sistema. Esta estrategia reduce riesgos operativos y económicos, y permite validar el rendimiento a distintas escalas.

Desafíos de la escalabilidad:

- Infraestructura de almacenamiento y transporte: La falta de infraestructura adecuada para manejar hidrógeno de forma segura limita su expansión. Las tecnologías actuales como tanques de alta presión o criogénicos requieren grandes inversiones [18], [7]
- Intermitencia de fuentes renovables: La variabilidad solar afecta la producción continua de GH, lo que exige sistemas de almacenamiento energético eficientes [18].
- Altos costos iniciales: A pesar de la modularidad, los elevados costos de infraestructura y tecnologías avanzadas pueden ser una barrera en etapas iniciales [7].
- Requisitos regulatorios y de seguridad: La producción, almacenamiento y transporte de GH deben cumplir normativas estrictas, lo que implica tiempos prolongados de implementación y posibles barreras a la estandarización internacional [7], [18].

Factores que afectan la viabilidad del proyecto

La irradiación solar y la velocidad del viento son factores climáticos determinantes en la producción de energía renovable, así como en la viabilidad del GH [6]. Además, los costos de capital —especialmente por paneles y electrolizadores— representan las mayores inversiones iniciales, que pueden ser mitigadas mediante subsidios e incentivos gubernamentales.

Soluciones para mejorar la viabilidad a largo plazo:

- Políticas públicas favorables: establecer marcos regulatorios estables e incentivos fiscales que reduzcan las barreras de entrada y fomenten la inversión privada [18].
- Innovación tecnológica: promover la investigación en nuevos materiales para electrolizadores, estrategias de almacenamiento renovable y herramientas de simulación para optimizar el sistema antes de su implementación [18], [22].
- Colaboraciones público-privadas: establecer alianzas estratégicas entre gobiernos, universidades y empresas para desarrollar la infraestructura necesaria [18].
- Desarrollo de mercados de hidrógeno: crear redes logísticas eficientes para abastecer sectores clave como el transporte, la industria química y la generación eléctrica [18].

3.4 Aplicaciones del hidrógeno verde

Almacenamiento de energía renovable

El hidrógeno verde puede almacenarse y posteriormente convertirse nuevamente en electricidad mediante celdas de combustible [3]. Estas representan una tecnología fundamental para la transición hacia una economía limpia, ya que convierten el hidrógeno en electricidad con emisiones prácticamente nulas. Debido a su alta eficiencia y flexibilidad operativa, han sido adoptadas en sectores como el transporte, la generación estacionaria de energía y aplicaciones industriales [28].

Las celdas de combustible operan a través de una reacción electroquímica entre hidrógeno y oxígeno, produciendo electricidad, agua y calor como subproductos. La Figura 13 muestra la estructura general de una celda de combustible [29]. Existen diferentes tipos, cada uno adaptado a condiciones específicas de operación y aplicación [19]:

- PEMFC (membrana de intercambio de protones): usadas en vehículos eléctricos, dispositivos portátiles y sistemas de respaldo.
- SOFC (óxido sólido): para generación estacionaria e industrial.
- AFC (celda alcalina): en aplicaciones aeroespaciales y de respaldo.
- MCFC (carbonato fundido): en generación a gran escala.
- PAFC (ácido fosfórico): en sistemas comerciales e industriales distribuidos.

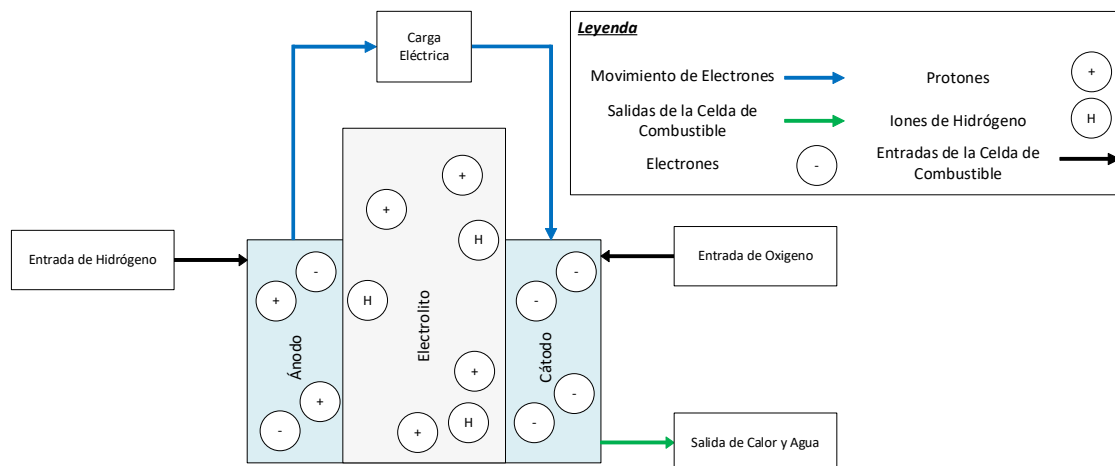


Figura 13. Estructura general de un Fuel Cell [29].

Además, el uso del hidrógeno verde se está extendiendo a procesos industriales. La Figura 14 presenta un diagrama de una planta siderúrgica que utiliza hidrógeno como sustituto del carbón en la producción de acero [30].

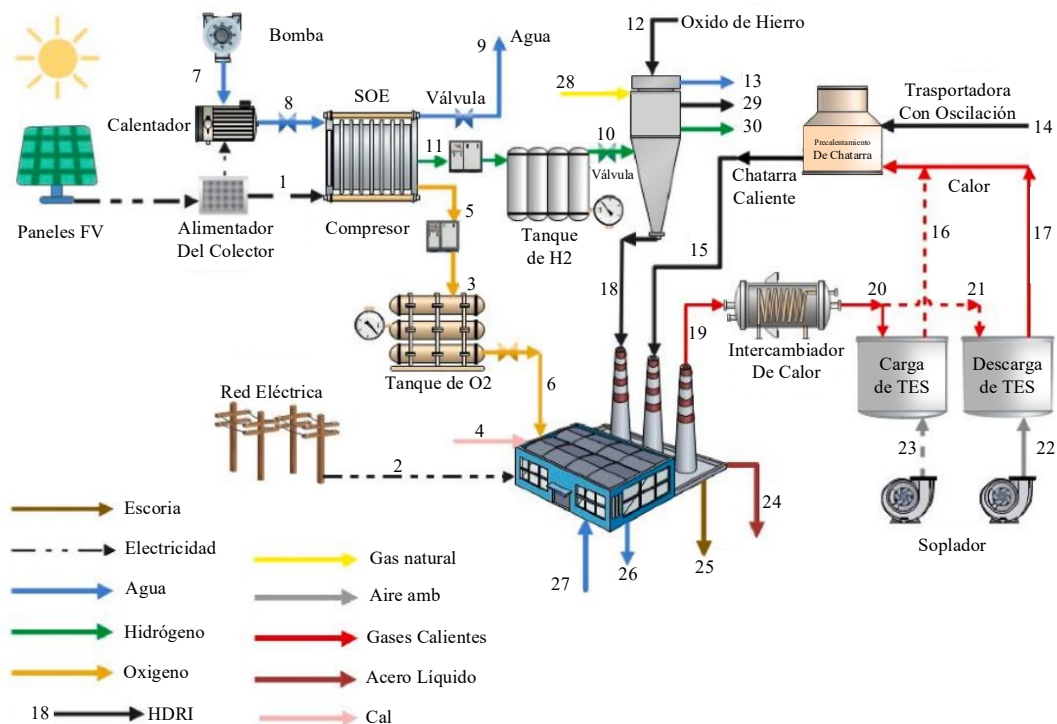


Figura 14. Diagrama de una planta de producción de acero usando hidrógeno verde [30].

4. DISCUSIÓN

Los resultados derivados de esta revisión bibliográfica permiten identificar avances, desafíos y oportunidades clave para el desarrollo sostenible del GH basado en energía solar. La eficiencia del proceso de producción depende en gran medida de la tecnología de electrólisis empleada y de la disponibilidad y calidad del recurso solar en el sitio de implementación.

Entre las tecnologías analizadas, los electrolizadores SOEC han demostrado rendimientos superiores, con una eficiencia de hasta el 91 %, lo que los posiciona como una alternativa prometedora para aplicaciones industriales a gran escala. No obstante, su implementación enfrenta obstáculos asociados a su elevado costo y a la necesidad de materiales capaces de operar en condiciones térmicas extremas. En contraste, los electrolizadores PEM alcanzan eficiencias de aproximadamente 66 % y presentan ventajas en cuanto a tiempos de respuesta y flexibilidad operativa, siendo preferidos para aplicaciones dinámicas o descentralizadas.

Desde una perspectiva económica, el LCOH varía significativamente dependiendo de la tecnología utilizada y la configuración del sistema. Los CAPEX se sitúan entre 1.500 y 2.200 USD/kW, mientras que los OPEX representan entre el 3 % y el 5 % del CAPEX. La inclusión de incentivos gubernamentales, mecanismos de financiamiento sostenibles y el aprovechamiento de economías de escala se perfilan como estrategias decisivas para reducir el LCOH, haciéndolo competitivo frente a fuentes fósiles. Además, se ha observado que factores macroeconómicos como la inflación y las tasas de interés influyen directamente en la viabilidad financiera de los proyectos.

En cuanto al almacenamiento, se identificaron tres métodos principales: almacenamiento en estado gaseoso, líquido y en materiales sólidos. El almacenamiento en estado gaseoso, aunque ampliamente utilizado, requiere altas presiones (hasta 700 bar) y materiales estructurales avanzados. El almacenamiento en estado líquido, si bien ofrece mayor densidad energética, conlleva altos costos energéticos asociados a procesos criogénicos. Por otro lado, el almacenamiento en materiales sólidos, como hidruros metálicos o perovskitas, representa una alternativa emergente con importantes beneficios en términos de seguridad y estabilidad estructural, aunque requiere superar desafíos técnicos relacionados con la cinética de absorción y liberación del hidrógeno.

Uno de los hallazgos más relevantes de esta revisión es que la eficiencia del sistema puede incrementarse hasta en un 33 % mediante la combinación de paneles solares bifaciales, recubrimientos de alto albedo y microinversores. Esta estrategia permite una mayor captación de radiación, optimización en la conversión energética a nivel de cada módulo y reducción de pérdidas por sombreados parciales, lo que contribuye significativamente a garantizar un suministro energético más estable y continuo para la electrólisis.

5. CONCLUSIONES

El GH producido a partir de energía solar se consolida como una solución clave en la transición hacia sistemas energéticos sostenibles y libres de carbono. Esta tecnología tiene el potencial de transformar sectores intensivos en emisiones, como la industria y el transporte, mediante una fuente limpia, versátil y almacenable. La revisión muestra que tecnologías como SOEC alcanzan eficiencias superiores al 90 %, mientras que los sistemas PEM destacan por su flexibilidad operativa; sin embargo, su aplicación a gran escala sigue condicionada por aspectos técnicos, económicos y logísticos.

Uno de los principales desafíos es la reducción del LCOH, el cual depende de múltiples factores como el precio de la electricidad renovable, la eficiencia de los electrolizadores y los costos asociados al almacenamiento y transporte. En este sentido, se identificó que estrategias como el uso de paneles solares bifaciales, recubrimientos de alto albedo y microinversores

permiten mejorar la eficiencia del sistema hasta en un 33 %, reduciendo así el LCOH y mejorando la estabilidad del suministro energético.

Además, el análisis reveló que la hibridación de tecnologías renovables, junto con sistemas inteligentes de control y almacenamiento —incluyendo soluciones basadas en hidruros metálicos o criogenia—, es esencial para mitigar la intermitencia de las fuentes solares y asegurar una producción continua y eficiente de GH. No obstante, estas tecnologías deben superar desafíos relacionados con su escalabilidad, seguridad y viabilidad técnica.

Los resultados también subrayan que una reducción sostenida del LCOH solo será posible si se combinan mejoras tecnológicas con medidas regulatorias y esquemas de inversión adecuados.

Finalmente, la colaboración estratégica entre gobiernos, industria y comunidad científica será crucial para superar las barreras identificadas. Este enfoque coordinado puede facilitar el desarrollo de infraestructura, reducir los costos de implementación y fomentar aplicaciones concretas en sectores de alta demanda energética.

AGRADECIMIENTOS: Los autores agradecen a la Universidad de Cuenca por facilitar el acceso al Laboratorio de Micro-Red, Facultad de Ingeniería, en cuyas instalaciones se realizó la presente investigación.

REFERENCIAS

- [1] M. S. Herdem *et al.*, “A brief overview of solar and wind-based green hydrogen production systems: Trends and standardization”, *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 51, pp. 340-353, Jan. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.172>
- [2] M. Awad *et al.*, “A review of water electrolysis for green hydrogen generation considering PV/wind/hybrid/hydropower/geothermal/tidal and wave/biogas energy systems, economic analysis, and its application”, *Alex. Eng. J.*, vol. 87, pp. 213-239, Jan. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.aej.2023.12.032>
- [3] M. M. Meshesha, D. Chanda, y B. L. Yang, “Efficient green hydrogen production through metal–organic framework-derived Ni and Co mediated iron selenide hexagonal nanorods and wireless coupled with photovoltaics for urea and alkaline water electrolysis”, *Appl. Catal. B Environ. Energy*, vol. 344, pp. 123635, May. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apcatb.2023.123635>
- [4] A. Abdurakhmanov *et al.*, “Hydrogen production using solar energy”, *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 937, no. 4, pp. 042042, Dec. 2021. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/937/4/042042>
- [5] K. Sayed *et al.*, “Feasibility Study and Economic Analysis of PV/Wind-Powered Hydrogen Production Plant”, *IEEE Access*, vol. 12, pp. 76304-76318, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3406895>
- [6] F. F. Ahmad, O. Rejeb, G. Boudekji, y C. Ghenai, “Green hydrogen production using bifacial solar photovoltaics integrated with high-albedo roof coating & micro-inverter”, *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 56, pp. 642-650, Feb. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.12.261>
- [7] F. Gutiérrez-Martín, L. Amodio, y M. Pagano, “Hydrogen production by water electrolysis and off-grid solar PV”, *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 46, no. 57, pp. 29038-29048, Aug. 2021. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.09.098>

- [8] D. Virah-Sawmy, F. J. Beck, y B. Sturmberg, “Ignore variability, overestimate hydrogen production – Quantifying the effects of electrolyzer efficiency curves on hydrogen production from renewable energy sources”, *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 72, pp. 49-59, Jun. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.05.360>
- [9] Z. Saadat, M. Farazmand, y M. Sameti, “Integration of underground green hydrogen storage in hybrid energy generation”, *Fuel*, vol. 371, pp. 131899, Sep. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.131899>
- [10] M. Nasser, y H. Hassan, “Techno-enviro-economic analysis of hydrogen production via low and high temperature electrolyzers powered by PV/Wind turbines/Waste heat”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 278, pp. 116693, Feb. 2023. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116693>
- [11] M. Nasser, y H. Hassan, “Thermo-economic performance maps of green hydrogen production via water electrolysis powered by ranges of solar and wind energies”, *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 60, pp. 103424, Dec. 2023. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103424>
- [12] A. Ibáñez-Rioja *et al.*, “Off-grid solar PV–wind power–battery–water electrolyzer plant: Simultaneous optimization of component capacities and system control”, *Appl. Energy*, vol. 345, pp. 121277, Sep. 2023. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121277>
- [13] M. Nasser, T. F. Megahed, S. Ookawara, y H. Hassan, “Performance evaluation of PV panels/wind turbines hybrid system for green hydrogen generation and storage: Energy, exergy, economic, and enviroeconomic”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 267, pp. 115870, Sep. 2022. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115870>
- [14] R. A. Younis, E. Touti, M. Aoudia, W. Zahrouni, A. I. Omar, y A. H. Elmetwaly, “Innovative hybrid energy storage systems with sustainable integration of green hydrogen and energy management solutions for standalone PV microgrids based on reduced fractional gradient descent algorithm”, *Results Eng.*, vol. 24, Dic. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.103229>
- [15] B. Hüner, “Mathematical modeling of an integrated photovoltaic-assisted PEM water electrolyzer system for hydrogen production”, *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 79, pp. 594-608, Aug. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.041>
- [16] S. G. Chalk, y J. F. Miller, “Key challenges and recent progress in batteries, fuel cells, and hydrogen storage for clean energy systems”, *J. Power Sources*, vol. 159, no. 1, pp. 73-80, Sep. 2006. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2006.04.058>
- [17] R. Ojha *et al.*, “Insights into the structure-property relationships of activated carbon derived from phenolic resin for electrochemical storage of green hydrogen using proton battery”, *J. Energy Storage*, vol. 107, Jan. 2025. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.114912>
- [18] M. Chen *et al.*, “Enhancing the Efficiency of Multi-Electrolyzer Clusters with Lye Mixer: Topology Design and Control Strategy”, *Energy Eng.*, vol. 121, no. 10, pp. 3055-3074, Sep. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.32604/ee.2024.051524>

- [19] A. Boretta, “Estimating the efficiency of a PEM electrolyzer fed by a PV plant in NEOM City”, *Sol. Energy Adv.*, vol. 4, Sep. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.seja.2024.100072>
- [20] H. Wu *et al.*, “Engineering the catalyst interface enables high carbon efficiency in both cation-exchange and bipolar membrane electrolyzers”, *Appl. Catal. B Environ. Energy*, vol. 361, Feb. 2025. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apcatb.2024.124691>
- [21] A. Okunlola, M. Davis, y A. Kumar, “The development of an assessment framework to determine the technical hydrogen production potential from wind and solar energy”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 166, Sep. 2022. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112610>
- [22] M. Tao, J. A. Azzolini, E. B. Stechel, K. E. Ayers, y T. I. Valdez, “Review—Engineering Challenges in Green Hydrogen Production Systems”, *J. Electrochem. Soc.*, vol. 169, no. 5, May 2022. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1149/1945-7111/ac6983>
- [23] S. Brouzas, M. Zadeh, y B. Lagemann, “Essentials of hydrogen storage and power systems for green shipping”, *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 100, pp. 1543-1560, Jan. 2025. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.12.253>
- [24] A. Eslami, S. A. Lachini, y M. Enhessari, “Green and sol–gel synthesis of perovskite type $\text{LaCo}_0.2\text{Mn}_0.8\text{O}_3$ nanoceramics as potential materials for electrochemical hydrogen storage: A comparative study”, *Fuel*, vol. 386, Apr. 2025. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.134231>
- [25] A. Ibáñez-Rioja *et al.*, “Simulation methodology for an off-grid solar–battery–water electrolyzer plant: Simultaneous optimization of component capacities and system control”, *Appl. Energy*, vol. 307, Feb. 2022. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118157>
- [26] G. Hysa *et al.*, “Effect of voltage elevation on cost and energy efficiency of power electronics in water electrolyzers”, *J. Power Sources*, vol. 574, Aug. 2023. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2023.233108>
- [27] A. Sony, K. Acharjya, K. Sharma, y N. Beemkumar, “Production of Green Hydrogen through Renewable Energy Sources based Microgrid”, en *E3S Web of Conferences*, 2024, pp. 1-13. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202454011001>
- [28] J. Li, T. Wu, C. Cheng, J. Li, y K. Zhou, “A Review of the Research Progress and Application of Key Components in the Hydrogen Fuel Cell System”, *Processes*, vol. 12, no. 2, Jan. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/pr12020249>
- [29] M. Wong, y H. N. Afrouzi, “Hydrogen Energy Storage System: Review on Recent Progress”, *Energy Eng.*, vol. 122, no. 1, pp. 1-39, Dec. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.32604/ee.2024.056707>
- [30] A. Taji Eshkaftaki, E. Baniasadi, A. M. Parvanyan, y A. Amiri, “In-house green hydrogen production for steelmaking decarbonization using steel slag as thermal energy storage material: A life cycle assessment”, *Energy*, vol. 313, Dic. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.133966>

- [31] L. Bornemann, J. Lange, y M. Kaltschmitt, “Optimizing temperature and pressure in PEM electrolyzers: A model-based approach to enhanced efficiency in integrated energy systems”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 325, Feb. 2025. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.119338>
- [32] A. Z. Arsad *et al.*, “Hydrogen energy storage integrated hybrid renewable energy systems: A review analysis for future research directions”, *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 47, no. 39, pp. 17285-17312, May 2022. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.03.208>
- [33] J. Kim, S. Abbas, H.-J. Shin, S. B. H. Rizvi, K. B. Lee, y H. Y. Ha, “Strategies for simultaneous improvement of reaction rate and caustic efficiency of brine electrolyzer”, *Chem. Eng. J.*, vol. 476, Nov. 2023. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.cej.2023.146706>
- [34] Y. Astriani, W. Tushar, y M. Nadarajah, “Optimal planning of renewable energy park for green hydrogen production using detailed cost and efficiency curves of PEM electrolyzer”, *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 79, pp. 1331-1346, Aug. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.107>
- [35] M. Moreno-González *et al.*, “One year operation of an anion exchange membrane water electrolyzer utilizing Aemion+® membrane: Minimal degradation, low H2 crossover and high efficiency”, *J. Power Sources Adv.*, vol. 19, Jan. 2023. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.powera.2023.100109>

