ATLAS GLOBAL

Hidrógeno Verde



ANH AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

CECOPAT & A

Contrato 526 de 2024. Contratar el diseño, evaluación y la implementación a escala de laboratorio integral de la metodología avanzadas para la producción, cuantificación y almacenamiento químico de hidrógeno verde a partir de agua de mar en el distrito turístico y cultural de Cartagena de Indias, Colombia.

ENTREGABLE No 6. ATLAS DE PROYECTOS MUNDIALES DE HIDRÓGENO VERDE

Coordinador: Doctor Joaquín Hernández F.

Supervisor de la Unicartagena: Doctora Katherine Porto Martínez

Supervisor de la ANH: Doctora Carolina Diosa Rosa

Universidad de Cartagena

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales

26 de noviembre de 2024

Tabla de contenido

1. Introducción. Revolución verde: la producción sostenible de hidrógeno como solución energética 10

1.1. Avanzado hacia un futuro de energía más ecológico y sustentable 10

1.1.1. Tecnología de separación de agua: Innovación de la producción de hidrógeno verde 15

1.1.2. Revolución energética: Innovadoras tecnologías de electrólisis para hidrógeno verde. 19

1.2. Perspectiva Actual de los Marcos Tecnoeconómicos en la Producción de Hidrógeno Verde 22

1.3. Recursos renovables en América y Europa 25

1.4. Factores Críticos 28

1.4.1. Costo nivelado de producción de hidrógeno (LCOH): Evaluando la viabilidad económica del hidrógeno verde 28

2. Estrategias innovadoras para el almacenamiento y transporte eficiente del hidrógeno verde en la transición energética 31

2.1. Métodos modernos y sostenibles para maximizar el almacenamiento del hidrógeno verde a gran escala 33

2.1.1. Hidrógeno comprimido: energía contenida, lista para el futuro 33

2.1.2. Hidrógeno líquido: el combustible del mañana en estado criogénico 40

2.1.3. Mezclas de hidrógeno en gasoductos naturales: hacia una infraestructura energética más verde 41

2.1.4. Hidruros metálicos: El futuro del almacenamiento energético 42

2.3. Infraestructura y logística global 44

2.4. Demanda de pruebas 45

2.5. Mercados y economía del hidrógeno 47

2.5.1. Factores que influyen en los costos de hidrógeno verde y su evolución a largo plazo 47

2.6. Desafíos ambientales: estrategias innovadoras para un futuro sostenible 50

2.7. Superando barreras en el costo de producción 52

3. La revolución del hidrógeno en el mundo: proyectos globales que impulsa la cadena de valor sostenible 54

3.1. América del Norte 60

3.2. Suramérica 67

3.2.1. Colombia 67

3.3. Unión Europea 72

3.4. Asia 76

3.4.1. Japón 76

3.4.2. China 78

3.5. África 84

4. Explorando la demanda de hidrógeno: utilización y desafíos en el camino hacia la sostenibilidad 87

4.1. Demanda global de hidrógeno: impulsando en camino hacia la sostenibilidad 87

4.2. Utilización del Hidrógeno en el Sector Energético 87

4.2.1. Evaluación del hidrógeno empleado como reservorio de combustible 89

4.2.2. El hidrógeno empleado como combustible auxiliar 89
5. Cartagena. Un pilar estratégico en los proyectos globales de hidrógeno verde 91
6. Revisión completa del proyecto actual de hidrógeno verde en Cartagena.....93
6.1. Proyectos de H_2 verde en Colombia 93
6.2. Almacenamiento Químico H_2 verde 95
6.3. Innovación tecnológica integradas en catalizadores.....98
6.4. Metodologías para la medición y mitigación de impurezas.....99
6.5. Evaluación cuantitativa de catalizadores para la producción de hidrógeno verde ..106
Conclusiones.....110
Referencias 114
Anexos 158

Lista de tablas

Tabla 1. Características del hidrógeno en comparación con el gas natural y la gasolina. .. 14

Tabla 2. ***Detalles técnicos de varias tecnologías de electrolizadores, junto con una comparación del CAPEX en dólares actuales, además de proyecciones para 2030 y años venideros.*** 16

Tabla 3. Comparación de costos y características de rendimiento de los procesos de producción de hidrógeno. 18

Tabla 4. Análisis de la bibliografía acerca de los diferentes estudios llevados a cabo para progresar en la producción de hidrógeno verde..... 23

Tabla 5. Evaluaciones financieras de proyectos a gran escala de almacenamiento y transporte de hidrógeno verde 30

Tabla 6. Almacenamiento físico en recipientes de alta presión. 37

Tabla 7. Costo del hidrógeno en función de diversas tecnologías productivas. 53

Tabla 8. Proyectos de almacenamiento de hidrógeno verde a nivel global. 58

Tabla 9. ***Resumen de las políticas de hidrógeno verde en Estados Unidos.*** 64

Tabla 10. Demanda energética y proyecciones en Colombia (2020-2036). 67

Tabla 11. Resumen de las políticas de hidrógeno verde en la UE. 75

Tabla 12. ***Comparativa de cuatro rutas técnicas en el ámbito de la tecnología agua electrolítica.*** 81

Tabla 13. ***Comparación de tecnologías de electrólisis para la producción de Hidrógeno.*** 82

Tabla 14. Resumen de las políticas de hidrógeno verde en China...... 83

Tabla 15. Factores clave que hacen de Cartagena una ciudad ideal para la producción de hidrógeno verde...... 91

Tabla 16. ***Resultados de los cálculos computacionales empleados en este proyecto (CAM-B3LYP /6-311+G(d,p)).*** 97

Tabla 17. Resultados de parámetros fisicoquímicos para playas de Bocagrande. 100

Lista de figuras

Figura 1. *Distribución Global de proyectos de hidrógeno*. 10

Figura 2. *Evolución tecnológica y económica de las tecnologías empleadas en la producción global de hidrógeno verde.* 11

Figura 3. *Comparación de tecnologías de producción de hidrógeno (1950-2030).* 12

Figura 4. Mapa sobre los líderes en la producción de hidrógeno en el mundo. 13

Figura 5. Capacidad proyectada de electrólisis y producción de hidrógeno de bajas emisiones para 2030. 17

Figura 6. *Capacidad acumulada de electrolizadores y producción de hidrógeno verde por región (2022-2030).* 19

Figura 7. *Distintas tecnologías de electrólisis utilizadas en el mundo.* 20

Figura 8. *Comparación de los costos de capital (Capex) de diferentes tecnologías de electrólisis en el tiempo (USD/kWe).* 21

Figura 9. Mapa mundial del potencial fotovoltaico en kWh/m². 26

Figura 10. Potencia instalada de eólica marina por país a principios de 2021. 27

Figura 11. Desarrollo de proyectos de energía renovable en América Latina y el Caribe. 28

Figura 12. Técnicas para el almacenaje y traslado en masa de hidrógeno verde. 32

Figura 13. *Ciclo de desarrollo del hidrógeno: fases críticas.* 33

Figura 14. Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno. 34

Figura 15. Análisis económico de la producción y almacenamiento de hidrógeno líquido en comparación con otras fuentes de energía. 35

Figura 16. Representación de la tecnología de almacenamiento de hidrógeno comprimido. 36

Figura 17. *Tecnologías emergentes para el almacenamiento geológico de hidrógeno.* 38

Figura 18. *Desafíos asociados al almacenamiento comprimido de hidrógeno.* 39

Figura 19. *Técnica para almacenamiento de hidrógeno líquido*. 40

Figura 20. *Retos asociados con la inyección de hidrógeno en la red de gas natural.* 42

Figura 21. Avances en la tecnología de hidruros metálicos para el almacenamiento de hidrógeno. 43

Figura 22. Proyecciones de crecimiento para el mercado de electrolizadores y capacidad de producción. 45

Figura 23. *Comparación de costos nivelados de hidrógeno verde.* 48

Figura 24. *Comparación de costos de electrolizadores por país en USD/kg-H.* 49

Figura 25. Factores clave para el desarrollo del hidrógeno 50

Figura 26. Predicción dinámica de la aplicación del hidrógeno. 55

Figura 27. Potencial y consumo actual de hidrógeno verde por región y sector. 56

Figura 28. *Estadísticas de la estructura de la producción de hidrógeno en Estados Unidos.* 62

Figura 29. Potencial de los proyectos de hidrógeno verde en Estados Unidos. 63

Figura 30. La cadena del hidrógeno, desde las fuentes y procesos de producción hasta las aplicaciones finales. 68

Figura 31. Mapa de la irradiación Solar Global y restricciones para proyectos solares en Colombia. a) Irradiación Solar Global Diaria y Anual (kWh/m²) y b) Áreas con Restricciones para Proyectos Solares. 69

Figura 32. Fuentes de energía renovable en la transición energética de Colombia 71

Figura 33. Recursos eólicos en la parte norte de Colombia 71

Figura 34. *Estadísticas de la estructuración en la producción de hidrógeno en la UE* 73

Figura 35. La estructura de producción de energía de hidrógeno en China. 78

Figura 36. La producción actual y proyectada de electrolizadores en el sector manufacturero. 79

Figura 37. Porcentaje de las políticas de hidrógeno verde implementadas en cada región de China. 84

Figura 38. Proyección del costo de producción de hidrógeno con energía renovable en américa latina para 2050. 88

Figura 39. Proyectos en producción de H_2 verde en Colombia 93

Figura 40. Proyectos en producción de H_2 verde en Colombia. 94

Figura 41. Valores de los momentos dipolares de cada complejo..... 96

Figura 42. Relación entre el pH y la efectividad de los catalizadores usados..... 98

Figura 43. Relación entre el pH y la efectividad de los catalizadores usados..... 99

Abreviaciones

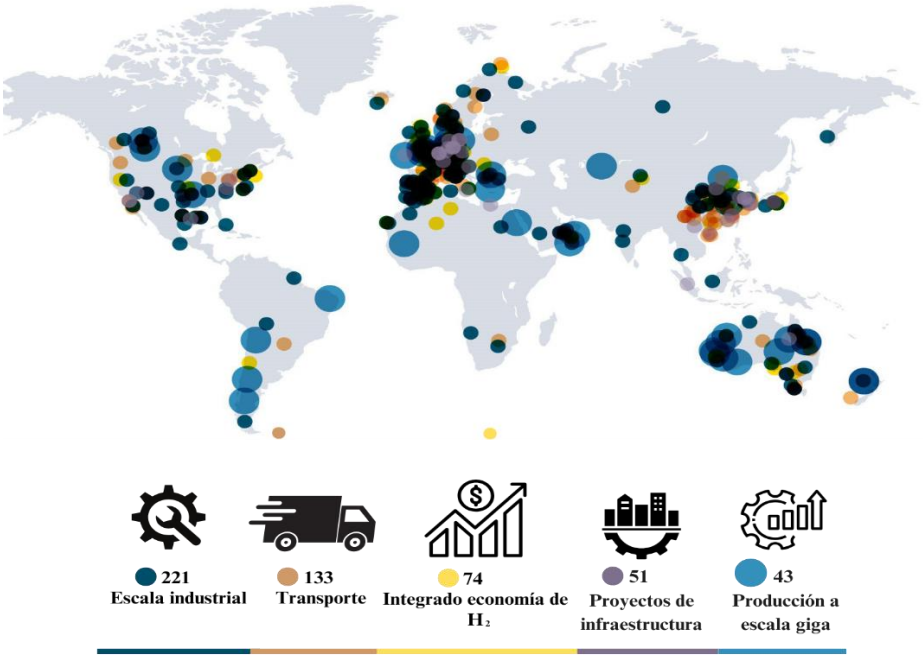
GW	Gigavatios
PEM	Membrana de Intercambio de Protones
LH_2	Hidrógeno Líquido
H_2	Hidrógeno
GEI	Gases de Efecto Invernadero
FER	Fuentes de Energía Renovable
CCUS	Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono
TES	Almacenamiento de Energía Térmica
PCM	Material de Cambio de Fase
PtG	Power to Gas
CAPEX	Costos de Capital
RyD	Investigación y Desarrollo
CHA	Clean Hydrogen Alliance
HRS	Estaciones de Servicio de Hidrógeno
EES	Índice de Almacenamiento de Energía
AST	Pruebas de Estrés Acelerado
SOEC	Celdas de Electrólisis de Óxido Sólido
LCOH	Costo Nivelado del Hidrógeno
ORC	Ciclo Rankine Orgánico
PV	Fotovoltaico
LING	Gas Natural Licuado
FCEV	Vehículo de Celdas de Combustible
CAP	Captura de Carbono
EPC	Ingeniería, Adquisición y Construcción
CHP	Calor y Energía Combinados
TWS	División Termoquímica del Agua
FB	Lecho Fluidizado
GHG	Gases de Efecto Invernadero (Greenhouse Gases)
DOE	Departamento de Energía (Department of Energy)
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional

1. Introducción. Revolución verde: la producción sostenible de hidrógeno como solución energética

1.1. Avanzado hacia un futuro de energía más ecológico y sustentable

Se han desarrollado tecnologías revolucionarias como la electrólisis, la gasificación de biomasa y la separación solar del agua han impulsado de manera significativa el avance en la generación de hidrógeno verde (Figura 1) (MIT Technology Review, 2024). Este tipo de hidrógeno juega un papel crucial debido a su extensa variedad de usos, que cubren áreas como la industria de manufactura, el transporte y la producción de energía, entre otras (El País, 2024).

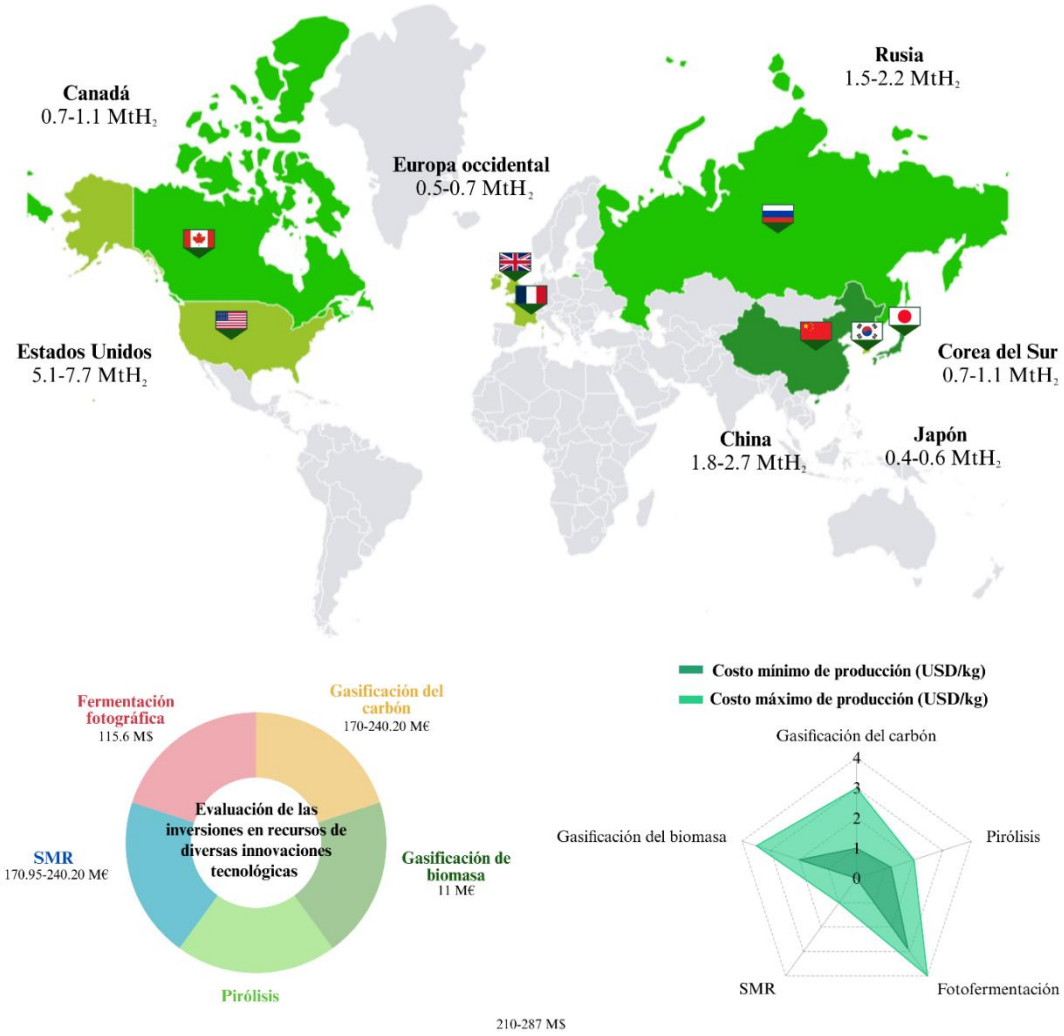
Figura 1. *Distribución Global de proyectos de hidrógeno*.



Fuente: elaboración propia con base en datos de Flores (2023).

La Figura 2 muestra un mapa mundial que ilustra la distribución y tipos de proyectos de hidrógeno verde. Evidenciado una concentración significativa en regiones como Europa, América del Norte y Asía, destacando la capacidad de Europa para liderar en infraestructura y América del Sur, el caso de chile, en producción masiva. Por otro lado, en África, no se observa un tendencias y área de oportunidades, evidenciando una brecha de menor actividad.

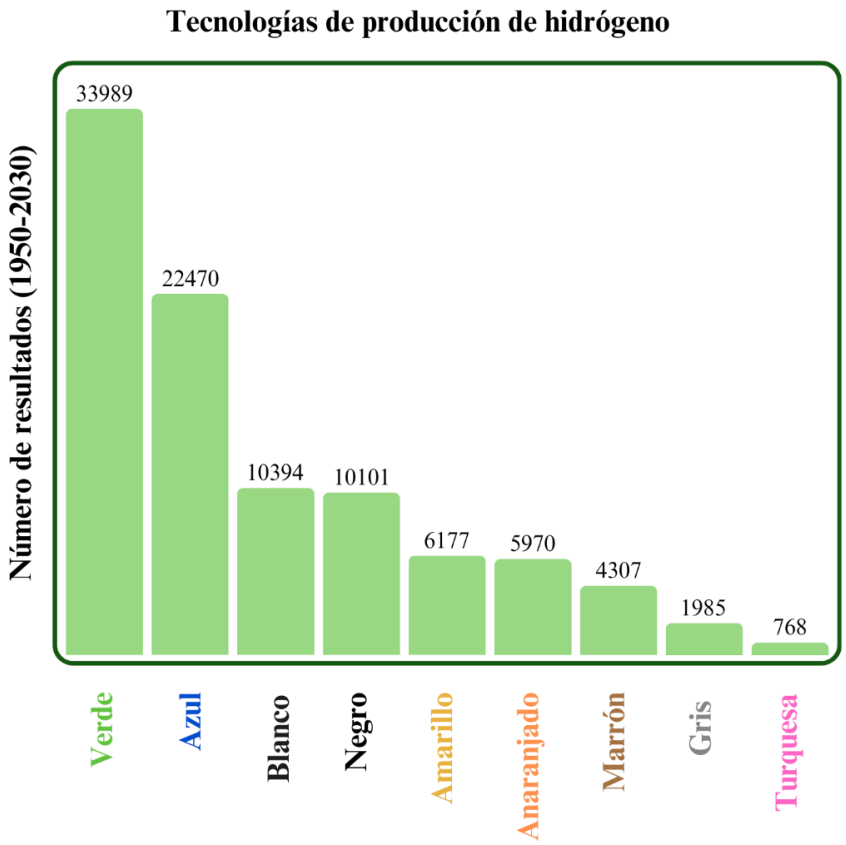
Figura 2. *Evolución tecnológica y económica de las tecnologías empleadas en la producción global de hidrógeno verde.*



Fuente: elaboración propia con base en datos de diversas fuentes (Bourne, 2012; Lepage et al., 2020; Shahabuddin et al., 2023).

Las tecnologías de producción de hidrógeno según el interés científico entre 1950 y 2023, destacan la demanda del hidrógeno verde con 33,980 publicaciones, seguido por el azul y el blanco, con 22,460 y 10,379 resultados (International Renewable Energy Agency, IRENA, 2024), evidenciando el desarrollo de hidrógeno verde como base energética sostenible frente a alternativas como el gris o marrón, que presentan mayores emisiones de carbono. Esté interés se alinea con los proyectos globales de hidrógeno verde, que priorizan tecnologías renovables para descarbonizar sectores clave y acelerar la transición energética (Figura 3) (Hydrogen Council, 2024).

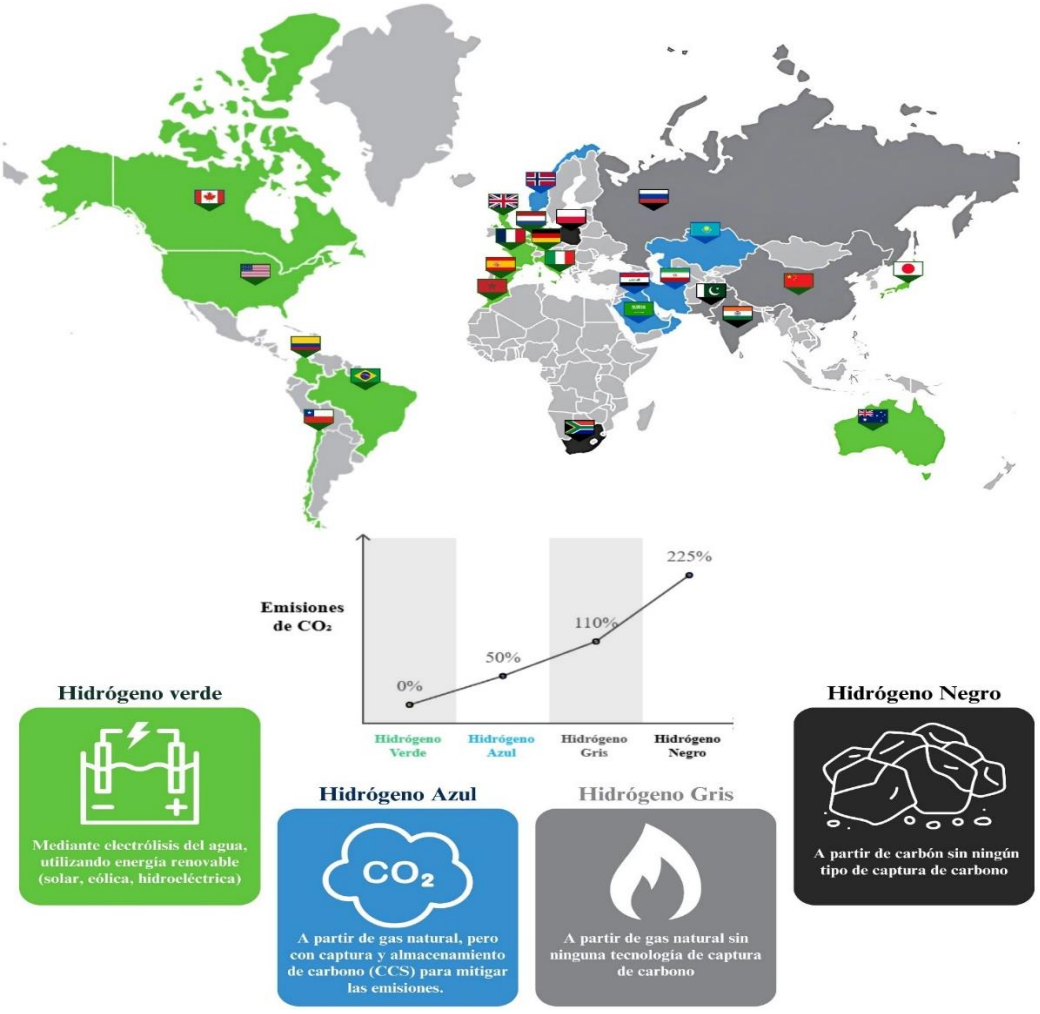
Figura 3. *Comparación de tecnologías de producción de hidrógeno (1950-2030).*



Fuente: elaboración propia con base en datos de *Bhandari et al.* (2013).

Los países desarrollados lideran la innovación en hidrógeno gracias a sus numerosos proyectos de obtención a partir de fuentes renovables (Ver **Figura 4**). Colombia, actualmente está avanzando en la producción sostenible, posicionándose como un actor emergente en esta tecnología clave. Así también ocurre con los mayores productores de hidrógeno verde en Latinoamérica, que son Chile y Brasil, con Argentina integrándose de manera significativa a este desarrollo (IRENA, 2024).

Figura 4. *Mapa sobre los líderes en la producción de hidrógeno en el mundo.*



Fuente: elaboración propia

El hidrógeno, el gas natural y la gasolina son fuentes energéticas distintas, que influyen tanto en su conservación como en su utilización (Balat, 2008) (Tabla 1). A continuación, se describen algunos de los atributos físicos y energéticos más significativos, contrastando el hidrógeno con el gas natural y la gasolina:

Tabla 1. *Características del hidrógeno en comparación con el gas natural y la gasolina.*

Parametros	**H_2**	**Comparativa**
Densidad en líquido, kg/m^3	70.79	1/6 del gas natural
Densidad en gas, kg/m^3	0.089	1/10 del gas natural
Energía por unidad de masa (LHV), MJ/kg	1201.1	3 veces >gasolina
Punto de ebullición, °C	-252.76	90 °C < LNG
La densidad energética (Condiciones ambientes, LHV), MJ/L	0.01	1/3 de Gas Natural
Velocidad de la llama, cm/s	346	8 veces metano
Energía específica (licuada, LHV), MJ/L	8.5	1/3 de LNG
Rango de ignición, %	4-77 en el aire en volumen	6 veces > que el metano
Energía de ignición, MJ	0.02	1/10 de metano
Temperatura de autoignición, °C	585	220 °C para gasolina.

Fuente: Athia et al. (2024).

1.1.1. Tecnología de separación de agua: Innovación de la producción de hidrógeno verde

La electrólisis solar, que emplea energía solar para descomponer el agua y generar hidrógeno, es una tecnología revolucionaria y rentable que también soluciona problemas fundamentales como el almacenamiento y la transferencia de hidrógeno, contribuyendo además a prevenir la creación de sustancias tóxicas y peligrosas (Preethi, 2022; K. Zeng y Zhang, 2010). Hay tres principales tecnologías de electrólisis: electrólisis alcalina, electrólisis por membrana de intercambio de protones (PEM) y celdas de electrólisis de óxido sólido (SOEC). Se anticipa que los ahorros en CAPEX de los electrolizadores disminuyan considerablemente los costos, proyectando una reducción de USD 1100/kW en 2020 a USD 200/kW en 2030. En la actualidad, los precios de los electrolizadores alcalinos, PEM y SOEC oscilan entre USD 500-1400/kW, USD 1100-1800/kW y USD 2800-5600/kW, respectivamente (Magazine, 2024). La pila de electrolizadores constituye el 50%-60% del costo de CAPEX de los electrolizadores PEM y alcalinos (Khan et al., 2021; Khan *et al.*, 2021).

La principal limitación del hidrógeno gris, generado de forma tradicional, son las emisiones de gases de efecto invernadero. No obstante, este inconveniente puede ser vencido a través de la electrólisis eólica o solar. En el proceso de electrólisis eólica, una turbina eólica se une a un electrolizador, produciendo energía limpia y disminuyendo las emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, la selección de la turbina influye de manera considerable en la generación de hidrógeno (Brauns y Turek, 2020). La Tabla 2 presenta diversas tecnologías de generación de hidrógeno, las demandas de investigación y desarrollo, ventajas y desventajas, además de los gastos de almacenaje y transporte que deben tenerse en cuenta en el estudio global de los costos de producción de hidrógeno a través de electrólisis.

Tabla 2. ***Detalles técnicos de varias tecnologías de electrolizadores, junto con una comparación del CAPEX en dólares actuales, además de proyecciones para 2030 y años venideros.***

	Electrolizador alcalino			**Electrolizador PEM**			**Electrolizador SOEC**		
	Hoy	2030	A largo plazo	Hoy	2030	A largo plazo	Hoy	2030	A largo plazo
Rendimiento eléctrico (%LHV)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
Presión de funcionamiento (bar)	1-30			30-80			1		
Temperatura de funcionamiento (°C)	60 - 80			50 - 80			650 - 1000		
Vida útil de la pila (horas de funcionamiento)	60,000 - 90,000	90,000 - 100,000	100,000 - 150,000	30,000-90,000	60,000 -90,000	100,000 - 150,000	10,000 - 30,000	40,000-60000	75,000-10000
Rango de carga (%, respecto a la carga nominal)	10 - 110			0 - 160			20 - 100		
Huella de la planta (m2/kW)	0.095			0.048					
CAPEX (USD/KW)	500 - 1400	400 - 850	200 - 700	1100-1800	650-1500	200-900	2800-5600	800-2800	500-1000

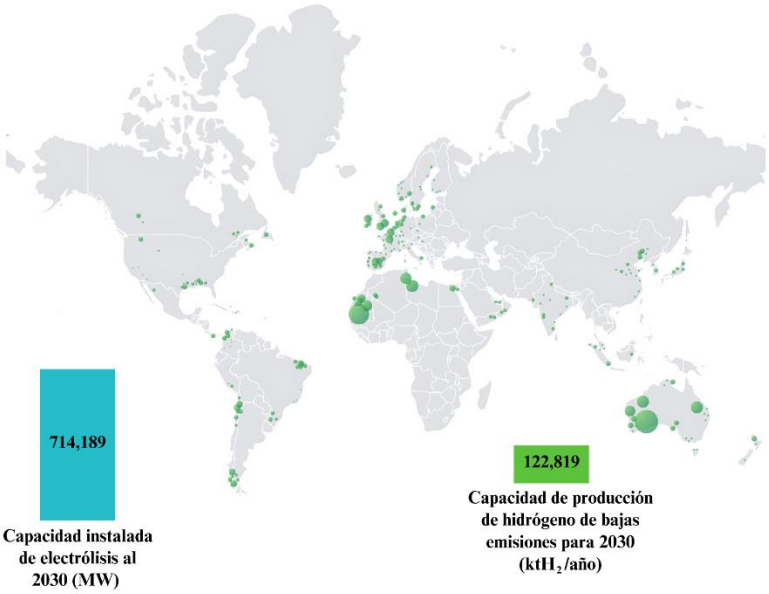
Fuente: Khan *et al.* (2021).

Las emisiones de gases de efecto invernadero representan el principal inconveniente del hidrógeno gris, lo que convierte su efecto en el medio ambiente en un asunto de importancia en su fabricación (Heid et al., 2022). Sin embargo, este obstáculo puede ser vencido a través de tecnologías como la electrólisis solar o eólica. Para la electrólisis eólica,

una turbina eólica se vincula a un electrolizador, lo que facilita la producción de energía limpia para descomponer el agua y generar hidrógeno. Este procedimiento aporta a la red eléctrica de forma más amigable con el entorno, mientras reduce las emisiones de gases de efecto invernadero.

No obstante, es crucial subrayar que la selección de la turbina influye de manera considerable en la producción de hidrógeno. Dentro de este marco, el **Anexo 1** y la Figura 5 muestra diversas tecnologías empleadas en la generación de hidrógeno, especificando las demandas de investigación y desarrollo (I+D), además de los beneficios e inconvenientes de cada método. Además de los gastos vinculados a la generación de hidrógeno, se toman en cuenta los costos vinculados al almacenamiento y transporte, los cuales deben ser considerados en el estudio global de los costos de producción de hidrógeno a través de electrólisis (Tabla 3).

Figura 5. *Capacidad proyectada de electrólisis y producción de hidrógeno de bajas emisiones para 2030.*



Fuente: elaboración propia con base en datos de Hydrogen Production Map (IEA, 2024).

Tabla 3. ***Comparación de costos y características de rendimiento de los procesos de producción de hidrógeno***.

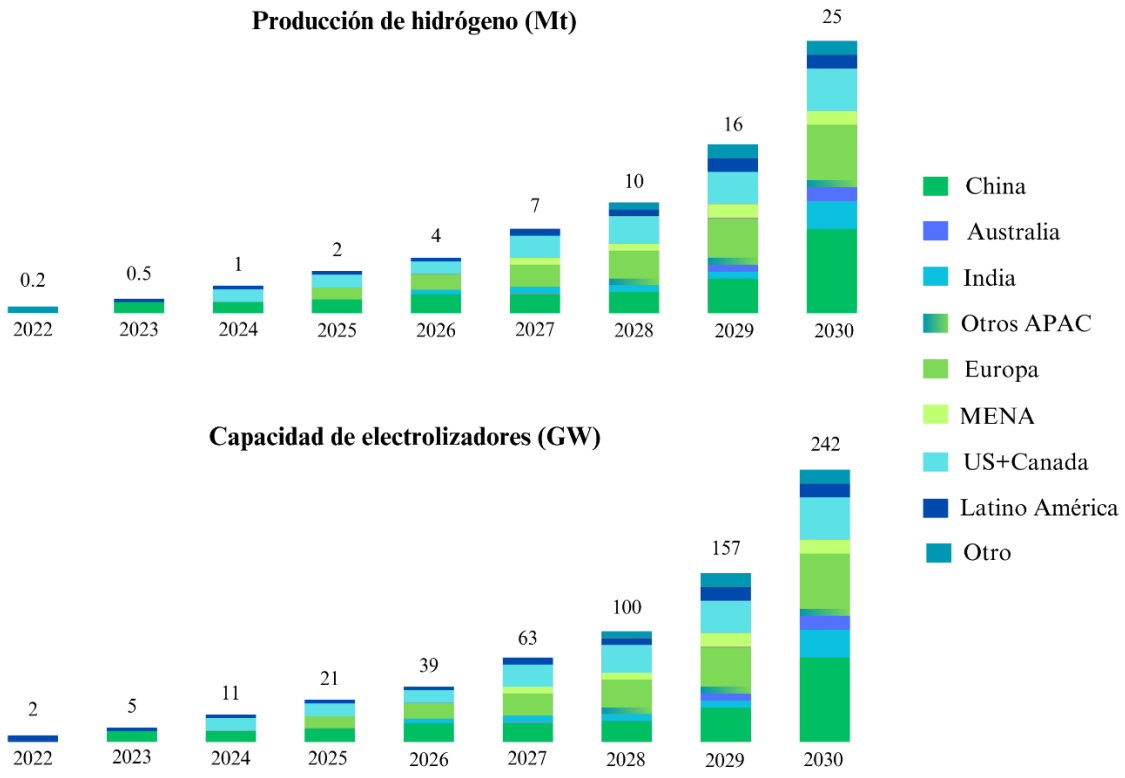
Proceso	Consumo de energía (kWh/m^3)		Estado de la tecnología	Eficiencia (%)	Costes relativos al SMR
	Ideal	Práctico			
Reformado de metano con vapor (SMR)	0.78	2-2.5	Desa	70-80	1
Pirólisis de metano/GN			RyD para madurar	72-54	0.9
Reformado de metano H_2S	1.5		RyD	50	<1
Descomposición fotocatalítica Del agua			RyD temprana		
Reformado en seco de gas de vertedero			RyD	47-58	~1
Oxidación parcial del petróleo pesado	0.94	4.9	madura	70	1.8
Reformado de nafta			madura		
Separación termoquímica del agua			RyD temprana	35-445	6
Gasificación del carbón (TEXACO)	1.01	8.6	madura	60	1.4-2.6
Proceso de planchado al vapor			RyD	46	1.9
Reformado al vapor de aceites usados			RyD	75	<1
Descomposición fotoelectroquímica del agua			RyD temprana		
Oxidación parcial del carbón			madura	55	
Electrólisis cloroalcalina			madura		by-product
Electrólisis de agua en red	3.54	4.9	RyD	27	10-Mar
Fotólisis del agua			RyD temprana	<10	
Alta temperatura Electrólisis del agua			RyD	48	2.2
Gasificación de biomasa			RyD	45-50	2.0-2.4
Electrólisis solar y fotovoltaica del agua			RyD para madurar	10	>3
Fotobiológico			RyD temprana	<1	

Fuente: Ishaq et al. (2021).

1.1.2. Revolución energética: Innovadoras tecnologías de electrólisis para hidrógeno verde.

En la Figura 6 se presentan dos gráficas que destacan el avance en la capacidad de electrolisis y la producción de hidrógeno verde a nivel regional hasta el año 2030. Países como China y Europa están a la vanguardia, con un crecimiento evidente en aumentar la capacidad de electrólisis, alcanzando los 242 GW y en la producción de hidrógeno verde, llegando a 25 millones de toneladas.

Figura 6. *Capacidad acumulada de electrolizadores y producción de hidrógeno verde por región (2022-2030).*



Fuente: elaboración propia con base en datos de Roca (2022).

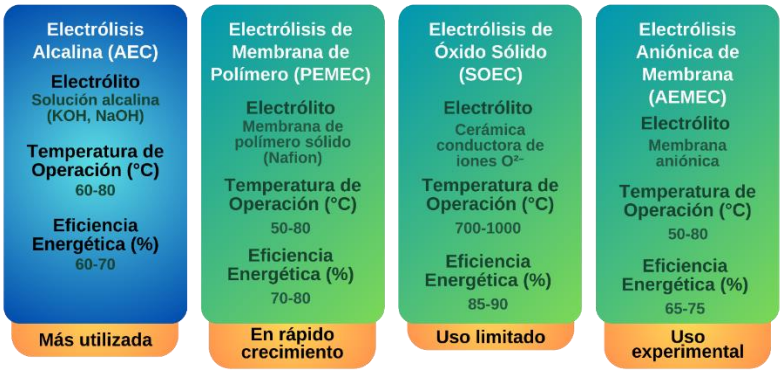
Específicamente, los avances más recientes en la electrólisis PEM han dado prioridad a mejoras en elementos como la eficiencia, la longevidad y la adaptabilidad a gran escala. La

inclusión de materiales de vanguardia, como membranas perfeccionadas y catalizadores de gran eficiencia, es crucial para incrementar su efectividad global (Midilli y Dincer, 2009). Debido a estos progresos, la electrólisis PEM se está estableciendo como una alternativa comercialmente atractiva, sobresaliendo entre las opciones para generar hidrógeno de forma económica y respetuosa con el medio ambiente (Tozlu, 2022).

Por otro lado, los electrolizadores alcalinos han conseguido avances significativos, centrando la investigación en solucionar problemas vinculados con la degradación de los electrodos y la eficacia de los catalizadores (Superchi et al., 2023). Estas tecnologías de electrólisis alcalina poseen un enorme potencial para su puesta en marcha a nivel mundial, aportando de manera significativa a la generación sostenible de hidrógeno verde.

El triunfo de estas tecnologías se basa, en gran parte, en su factibilidad financiera (Jolaoso et al., 2023). Las evaluaciones tecnoeconómicas han resultado fundamentales para maximizar los costos, lo que permite incorporar la electrólisis como un elemento clave en el progreso del sector del hidrógeno verde, puesto que en la Figura 7 se menciona sobre las distintas formas de electrolisis utilizadas en el mundo, destacando a la electrolisis alcalina como la más utilizada en el mundo.

Figura 7. *Distintas tecnologías de electrólisis utilizadas en el mundo.*

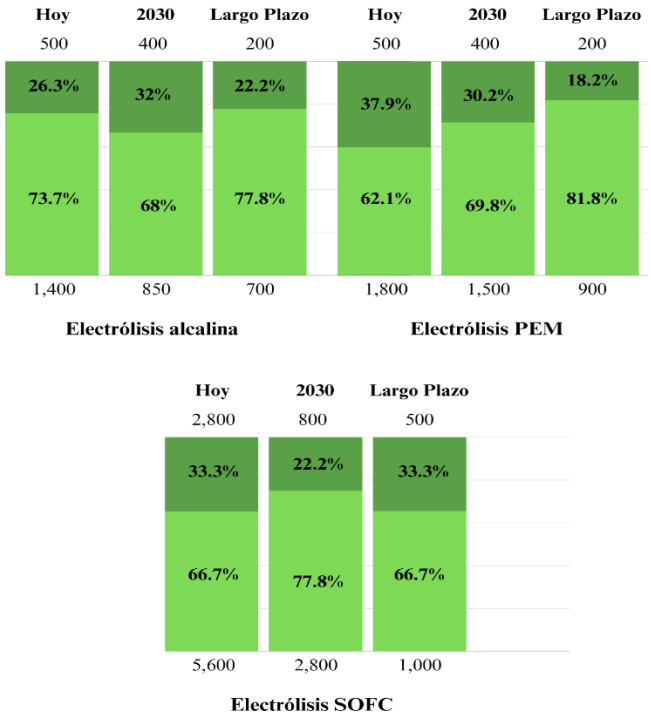


Fuente: elaboración propia.

Recientes investigaciones han destacado el crecimiento exponencial en la capacidad de producción de hidrógeno mediante la electrolisis, debido principalmente por mejoras tecnológicas y eficiencias operativas. Algunos países, como China, Japón y Alemania, han podido lograr optimizar el uso de estas tecnologías, gracias a sus recursos disponibles, ya sea el espacio o el terreno.

El costo de capital (Capex) de diferentes tipos de electrolizadores (USD/kWe), destacándose la electrolisis alcalina, PEM y SOFC, muestran una reducción significativa en las proyecciones hasta el 2030 hacia adelante (Figura 8). Por lo que, Regiones como China, Europa, e inclusive Latinoamérica, que disponen de recursos abundante y alta capacidad técnica, pueden optimizar la eficiencia operativa de estas tecnologías avanzadas en la producción de hidrógeno.

Figura 8. *Comparación de los costos de capital (Capex) de diferentes tecnologías de electrólisis en el tiempo (USD/kWe).*



Fuente: elaboración propia.

1.2. Perspectiva Actual de los Marcos Tecnoeconómicos en la Producción de Hidrógeno Verde

El cambio hacia una economía fundamentada en el hidrógeno verde se topa con varios retos técnicos y económicos, lo que ha motivado a la comunidad científica y tecnológica a llevar a cabo investigaciones exhaustivas sobre costos, eficiencia energética y factibilidad en diversas regiones y sectores (Moradi y Groth, 2019). En este contexto, varios escritores han investigado los factores clave que influyen en el costo de producción, el almacenamiento y el traslado del hidrógeno verde, además de su posible influencia en los mercados internacionales (Yan et al., 2024).

El **Anexo 2** muestra un resumen de estudios recientes que tratan temas fundamentales de la economía y la puesta en marcha del hidrógeno verde. Estas investigaciones ofrecen una perspectiva completa de los progresos tecnológicos, las estimaciones de gastos y las tácticas de aplicación en un entorno mundial.

Para determinar la factibilidad de los procesos de generación de hidrógeno verde, se han elaborado varios esquemas de análisis tecnoeconómicos (Wang y Zhang, 2023) (**Tabla 4**). La electrólisis es una de las alternativas más sobresalientes para generar hidrógeno amigable con el entorno natural. Específicamente, la tecnología de electrólisis utilizando membranas de intercambio de protones (PEM) ha experimentado una evolución considerable. De acuerdo con Kakavand et al. (2023), este método surge como una alternativa ecológica para la generación de hidrógeno. El hidrógeno verde se puede producir a través de recursos renovables, con costos que oscilan entre 2.94 y 3.32 USD/kgH_2. Adicionalmente, (Villarreal et al., 2023a) Evaluaron un sistema de electrólisis PEM de 10 MW que incluía

recuperación de calor sobrante y un ciclo Rankine orgánico (ORC), evidenciando la factibilidad económica y sostenible para el almacenamiento a gran escala de hidrógeno verde.

Tabla 4. *Análisis de la bibliografía acerca de los diferentes estudios llevados a cabo para progresar en la producción de hidrógeno verde*

Año	Tecnología	Rendimiento de H_2	Coste de producción de H_2	Coste de capital	Coste operativo	Autor(es)
2023	Electrólisis de membrana de intercambio protónico (PEM)		2.94 - 3.32 USD/kgH_2	600 USD/kW	1.5%	(Kakavand et al., 2023b)
2023	Sistema de energía fotovoltaica		3.79 - 4.11 USD/kgH_2	$1.29x10^6$ USD	7,166.76 USD/yr	(Abbas et al., 2023a)
2023	PEM con recuperación de calor residual y ORC			$79.29x10^6$£	133.92 - 283.80 £/MW	(María Villarreal Vives et al., 2023b)
2023	Gasificación de biomasa	94.9 - 99.1 kg/H_2 tonelada de biomasa	3.47 - 4.11 USD/kgH_2	$1.7 – 2.51x10^8$ USD	24.55 - 29.95 USD/kg H_2	(Cook y Hagen, 2024a)
2023	Separación termoquímica del agua	168.3 kg/h	3.92 USD/kgH_2	$48.3x10^6$ USD	$15.6x10^6$ USD/yr	(Onigbajumo et al., 2022a)
2022	Sistemas integrados de electricidad-hidrógeno-calor y Electricidad combinados		5.76 €/kg	700-1500 €/kW	3 €/MW	(Skordoulias et al., 2022a)

Fuente: Naqvi et al. (2024).

Abbas et al. (2023b) analizaron la aplicación de energía solar fotovoltaica para la generación de hidrógeno en Irak, determinando que este método podría favorecer una economía mundial libre de emisiones. La gasificación de biomasa también sobresale como una tecnología esencial para generar hidrógeno sostenible, en particular para descarbonizar áreas complicadas, como la calefacción industrial y doméstica. (Cook y Hagen, 2024b) estudiaron los posibles escenarios de la gasificación de biomasa en Estados Unidos, proporcionando información relevante acerca de la viabilidad económica y el efecto medioambiental de las cadenas de abastecimiento de biomasa, además de la posibilidad técnica de generar hidrógeno a través de la gasificación de esta. Además, (Castro et al., 2022) proporcionaron un estudio exhaustivo de las oportunidades y barreras presentes en este proceso, resaltando su capacidad para un desarrollo holístico.

Respecto a la generación masiva de hidrógeno, (Nouwe y Onwudili, 2022) estudiaron métodos como la gasificación en lecho fluidizado y el reformulado con biogás a partir de la digestión anaeróbica, indicando que la gasificación FB es la alternativa más asequible, con un costo de $3.40/kg. La fotocatálisis, un método en auge para transformar la luz en gas hidrógeno, también fue objeto de debate por (Arcos y Santos, 2023), quienes anticipan un incremento en su eficacia en el futuro, jugando un rol fundamental en la producción de hidrógeno verde. (Ghorbani et al., 2023) señalaron la división termoquímica del agua (TWS) como una táctica alentadora para la generación masiva de hidrógeno limpio, con oportunidades de mejora para disminuir gastos y minimizar efectos en el medio ambiente.

Onigbajumo et al. (2022) presentaron un innovador procedimiento de división termoquímica del agua a través de ceria (TCWS), lo que optimiza la producción de hidrógeno a través de la irradiación solar en un reactor de lecho fluidizado. (Mehrpooya et al., 2022) mostraron un sistema revolucionario fundamentado en energía solar térmica, que incorpora

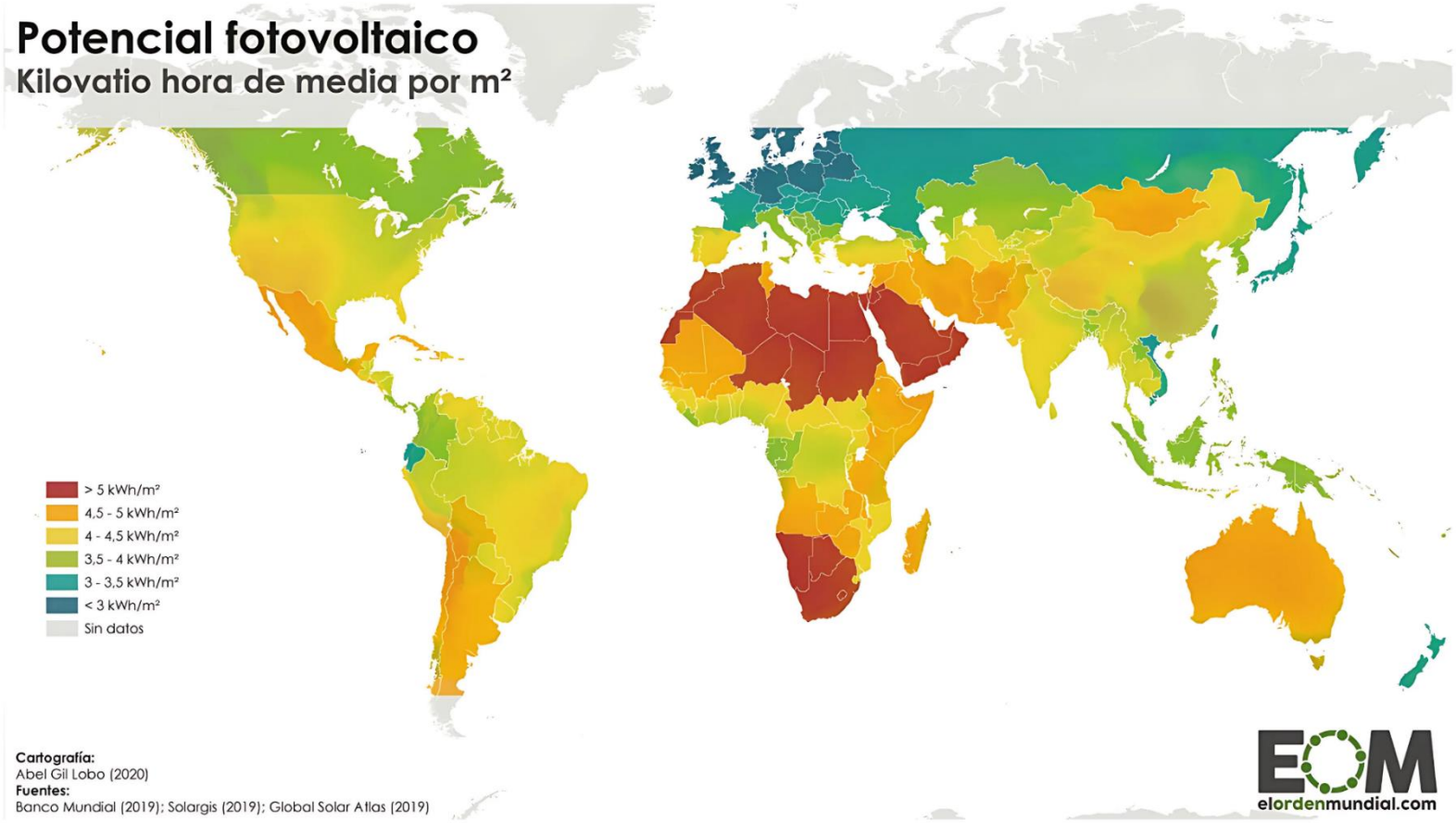
un ciclo orgánico de Rankine y un ciclo termoquímico Cu-Cl, con la capacidad de generar 21.75 kg/h de hidrógeno mediante un exhaustivo análisis termodinámico. Adicionalmente, (Skordoulias et al., 2022b) presentaron el sistema Power-to-Hydrogen-to-Combined Heat and Power (Pt H_2tCHP), que brinda beneficios como una reducción en la emisión directa, una optimización de costos y un progreso hacia un sistema energético sustentable.

Finalmente, es notable que los países con un precio riguroso del carbono podrían descubrir que la generación de hidrógeno renovable es tan asequible como la producción tradicional. Además, programas orientados al mercado podrían fomentar la utilización de hidrógeno renovable, a través de subsidios a electrolizadores por los servicios que ofrecen a la red eléctrica (Shi et al., 2023).

1.3. Recursos renovables en América y Europa

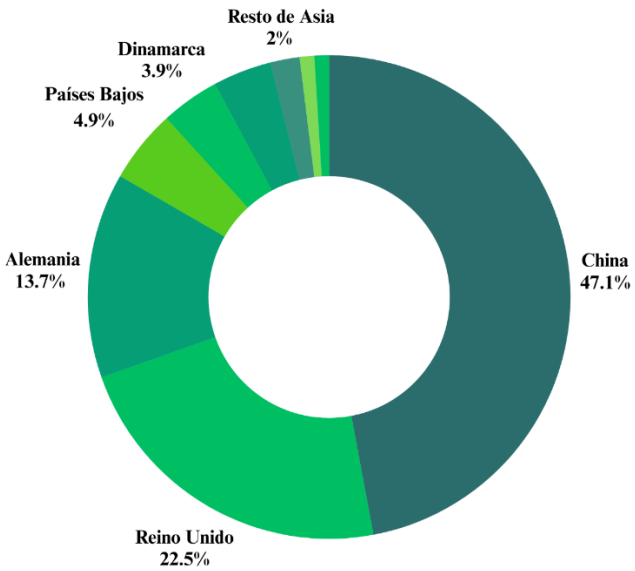
La evaluación del potencial fotovoltaico y la potencia instalada de la eólica marina pone de manifiesto áreas fundamentales para el avance de las energías renovables, las cuales son fundamentales para la generación de hidrógeno verde (Figuras 9 y10) (Khouya, 2020) . Cartagena, dada su considerable capacidad fotovoltaica y su proximidad a tecnologías eólicas, presenta un ambiente favorable para la generación de electricidad pura requerida para la electrólisis del agua, un proceso esencial en la generación de hidrógeno verde. El sol copioso y las corrientes de viento costeros pueden suministrar la energía continua y sostenible necesaria, lo que contribuye a la minimización del impacto ambiental y a la reducción de los costos operativos a largo plazo (Patiño et al., 2023).

Figura 9. *Mapa mundial del potencial fotovoltaico en kWh/m².*



Fuente: Gil (2021).

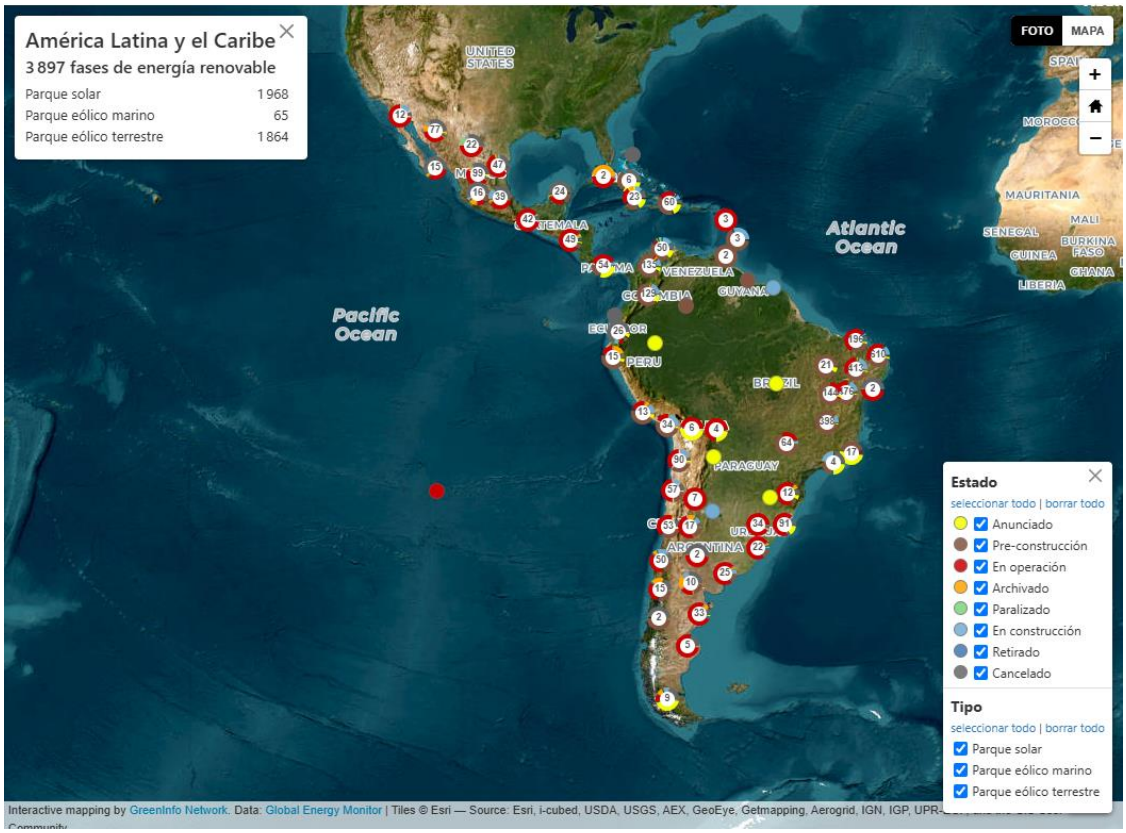
Figura 10. *Potencia instalada de eólica marina por país a principios de 2021.*



Fuente: Gil (2021).

La incorporación de estas fuentes renovables en la infraestructura energética de Cartagena no solo fomenta la generación de hidrógeno verde, sino que también establece a la ciudad como un núcleo estratégico en el mercado global de energía limpia (Franco et al., 2021). Los datos referentes a la instalación de eólica marina resaltan a China y Europa como líderes en este ámbito, lo que sugiere que Cartagena podría obtener beneficios de alianzas internacionales y transferencia de tecnología (**Figura 11**) (Musial et al., 2005). Esta perspectiva de colaboración facultaría a Cartagena no solo para atender su demanda interna de energía, sino también para exportar hidrógeno verde, aportando de manera significativa a la transición energética global y al logro de metas ambientales a nivel internacional (Dinh et al., 2020).

Figura 11. *Desarrollo de proyectos de energía renovable en América Latina y el Caribe.*



Fuente: Renewables Map | Latin America Energy Portal (2024).

1.4. Factores Críticos

1.4.1. Costo nivelado de producción de hidrógeno (LCOH): Evaluando la viabilidad económica del hidrógeno verde

Respecto a la generación de hidrógeno, el hidrógeno obtenido a partir de tecnologías de combustibles fósiles es el más económico. Su precio se basa principalmente en el precio del gas natural, que fluctúa entre los distintos países (Nikolaidis y Poullikkas, 2016). El precio proyectado del hidrógeno gris oscila entre 1.5 y 3 USD/Kg de H_2. No obstante, el hidrógeno gris produce un elevado volumen de dióxido de carbono, emitiendo 7.05 kg de CO_2 por cada kg de H_2 generado. Según los costos nacionales del gas y la eficacia del gas reformado con vapor, se establece el costo del hidrógeno gris. Comparado con el hidrógeno gris, actualmente los costos de hidrógeno (LCOH)

del hidrógeno verde son considerablemente más elevados (Reisch, 2020). Sin embargo, se anticipa que el hidrógeno verde s e volverá competitivo en términos de costos para el año 2030, y el aumento en los precios del gas potenciará aún más la competitividad del hidrógeno verde (Jürgens y Schäfers, 2024). El **Anexo 3** muestra una comparación de los costos asociados a las diferentes tecnologías de producción de hidrógeno y los parámetros que influyen en dichos costos.

El precio de fabricación, almacenaje y traslado del hidrógeno verde se ve afectado por varios elementos económicos, tecnológicos y geográficos (Yan et al., 2024). La puesta en marcha de proyectos estratégicos en diversas regiones del mundo ha facilitado la exploración y valoración de la factibilidad financiera de estos proyectos, teniendo en cuenta las particularidades de cada situación (Zhang y Li, 2024). La Tabla 5 resalta algunos proyectos fundamentales realizados en naciones líderes en la transición hacia una economía sustentable basada en hidrógeno verde, que abarcan desde estrategias nacionales hasta evaluaciones económicas de infraestructuras requeridas para su traslado y almacenaje.

Tabla 5. ***Evaluaciones financieras de proyectos a gran escala de almacenamiento y transporte de hidrógeno verde***

Proyecto	País	Año	Tema de trabajo
Estrategia Nacional del Hidrógeno	Alemania	2021	Establecer a Alemania como líder mundial en tecnologías, sostenibilidad y viabilidad económica del hidrógeno.
Red troncal del hidrógeno	Unión Europea	2022	Evaluación económica de la infraestructura del transporte de hidrógeno verde entre regiones.
NEOM	Arabia Saudita	2017	Evaluar la viabilidad de producir hidrógeno verde mediante energías renovables.
Hoja de ruta del hidrógeno	Japón	2017	Evaluación de la viabilidad económica para el desarrollo de cadenas de suministración de hidrógeno a gran escala.
Estrategia Nacional del Hidrógeno de Australia	Australia	2019	Evaluación económica del hidrógeno a gran escala
Programa H2@Scale	Estados Unidos	2016	Exploración de la viabilidad económica de la producción de hidrógeno a gran escala.

Fuente: Mneimneh et al. (2023).

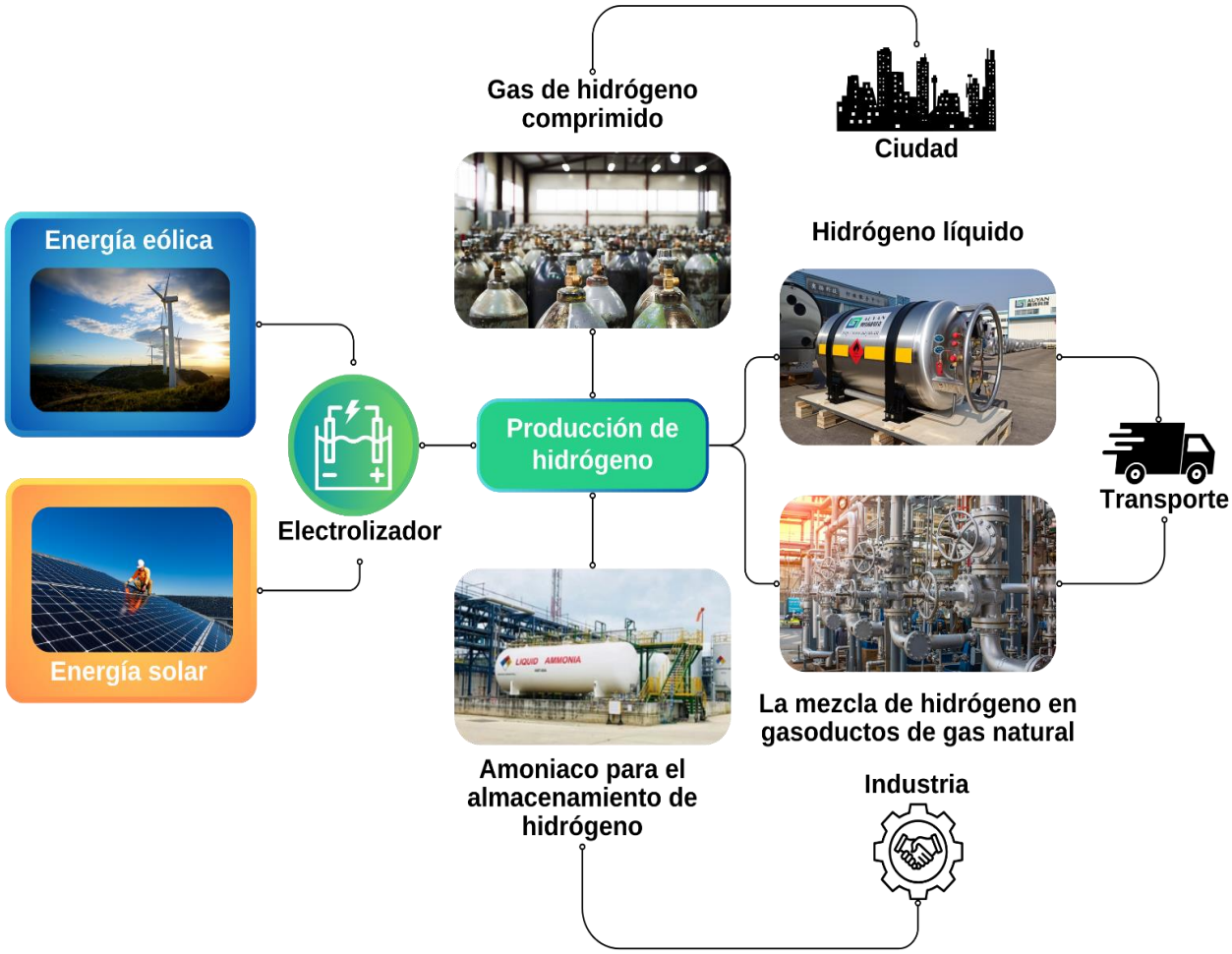
El precio de producción del hidrógeno verde se basa en diversas tecnologías empleadas para su generación. No obstante, el elemento más relevante que influye en el costo del hidrógeno verde es el coste de la energía verde utilizada en el proceso de electrólisis. En los últimos diez años, el costo de generación de energía eólica y solar ha experimentado una reducción significativa, lo que podría conllevar a una reducción aún más acelerada del costo del hidrógeno verde, tal como lo anticipan algunos especialistas (Salehmin et al., 2022). Hay grandes oportunidades de generar energía verde a gran escala para uso doméstico y exportación, lo que simplificará la generación de hidrógeno verde tanto para el mercado interno como para el mercado internacional (Pastore et al. 2022).

2. Estrategias innovadoras para el almacenamiento y transporte eficiente del hidrógeno verde en la transición energética

La acumulación y el traslado a gran escala de hidrógeno verde constituyen retos esenciales en la ruta hacia una economía energética sustentable. Dentro de los desafíos más relevantes se encuentran la relación entre el costo y el beneficio (Crotogino, 2022), la eficacia de los sistemas (Ishaq et al., 2022), el progreso tecnológico (Muthukumar et al., 2023) y la puesta en marcha de políticas de respaldo (Li et al., 2022). En este escenario, se hace alusión al almacenamiento de 500 toneladas de hidrógeno durante un mes para demostrar la factibilidad de estas soluciones (Abdin et al., 2021).

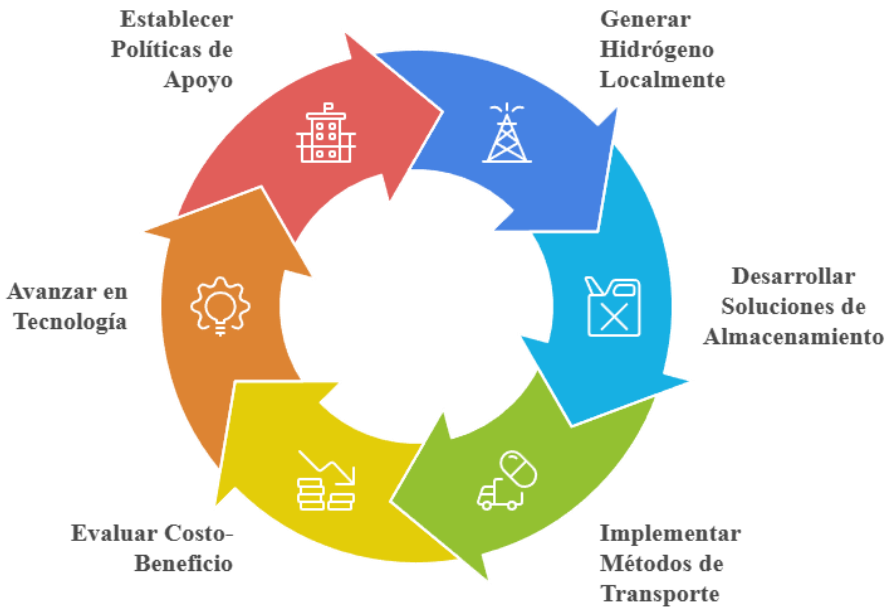
En la actualidad, el hidrógeno se genera y se utiliza principalmente a escala local. No obstante, con la expansión de su uso como fuente de energía limpia, será esencial desarrollar técnicas eficaces y lucrativas para el almacenamiento y traslado de grandes cantidades a distancias extensas (Makepeace et al., 2019). Dentro de las tecnologías existentes, ciertas han sido utilizadas en gran medida durante décadas, como el almacenamiento de gas de hidrógeno comprimido, hidrógeno líquido, la combinación de hidrógeno en tuberías de gas natural, y la utilización de amoníaco como medio de almacenamiento de hidrógeno (Munadi y Supramono, 2024). Estas alternativas, representadas en la Figura 12, brindan variadas soluciones, pero se topan con distintos grados de madurez tecnológica y retos vinculados a la seguridad y el costo (Figura 13).

Figura 12. *Técnicas para el almacenaje y traslado en masa de hidrógeno verde.*



Fuente: elaboración propia.

Figura 13. *Ciclo de desarrollo del hidrógeno: fases críticas.*



Fuente: elaboración propia.

2.1. Métodos modernos y sostenibles para maximizar el almacenamiento del hidrógeno verde a gran escala

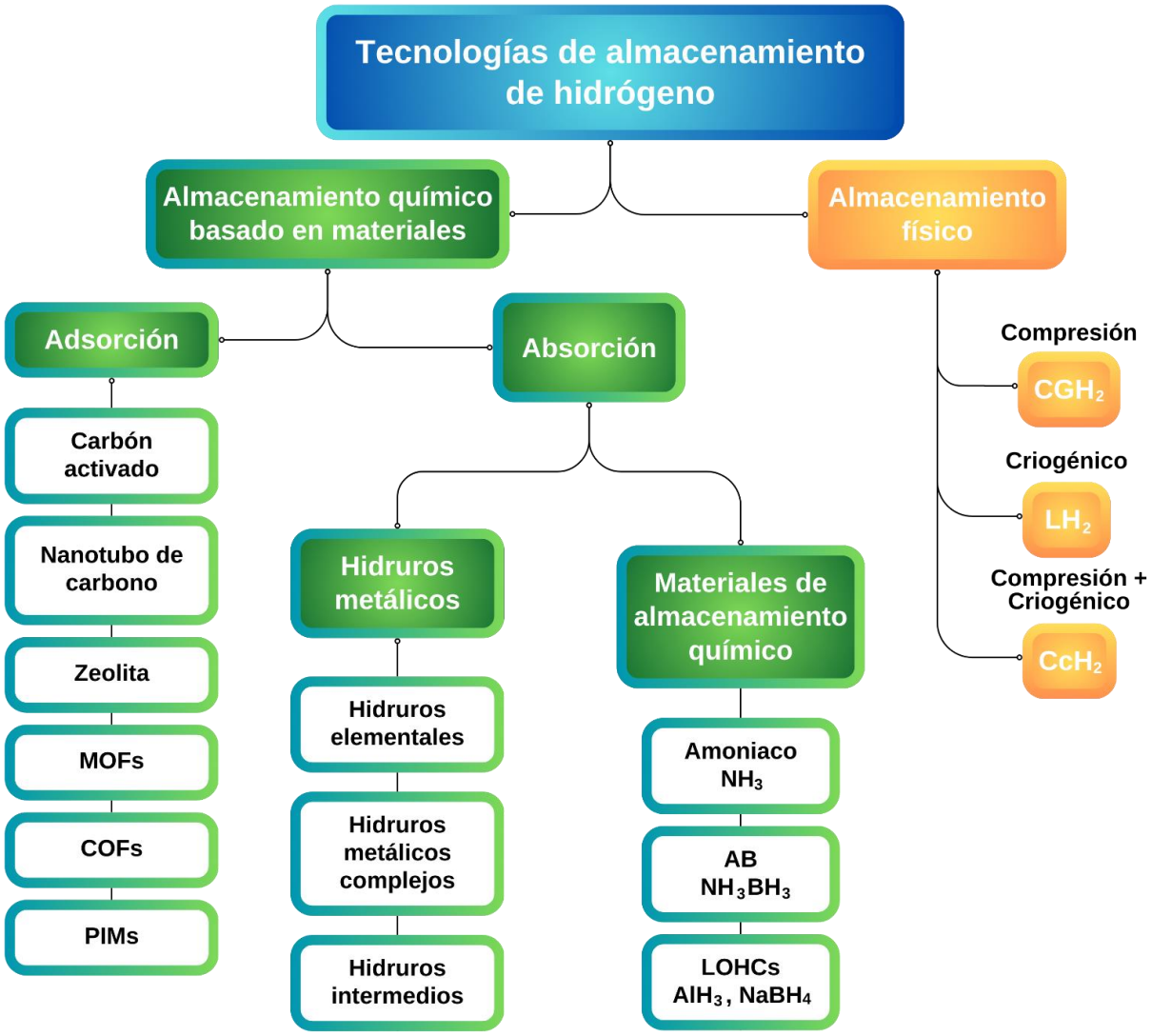
2.1.1. Hidrógeno comprimido: energía contenida, lista para el futuro

La conservación de hidrógeno comprimido implica conservar el gas bajo presiones elevadas, usualmente de 350 a 700 bar, lo que lo transforma en una tecnología eficaz y de fácil implementación (Hua et al., 2011). Este procedimiento es perfecto para administrar la energía sobrante producida en periodos de demanda reducida, facilitando su utilización en periodos de alta demanda, como las horas de máxima demanda (Franco y Giovannini, 2024).

Hay dos métodos primordiales para este tipo de almacenaje: el almacenamiento físico, que emplea contenedores especializados para almacenar el hidrógeno, y el almacenamiento geológico (Figura 14), que se sirve de formaciones naturales bajo la superficie de la Tierra, como cavidades

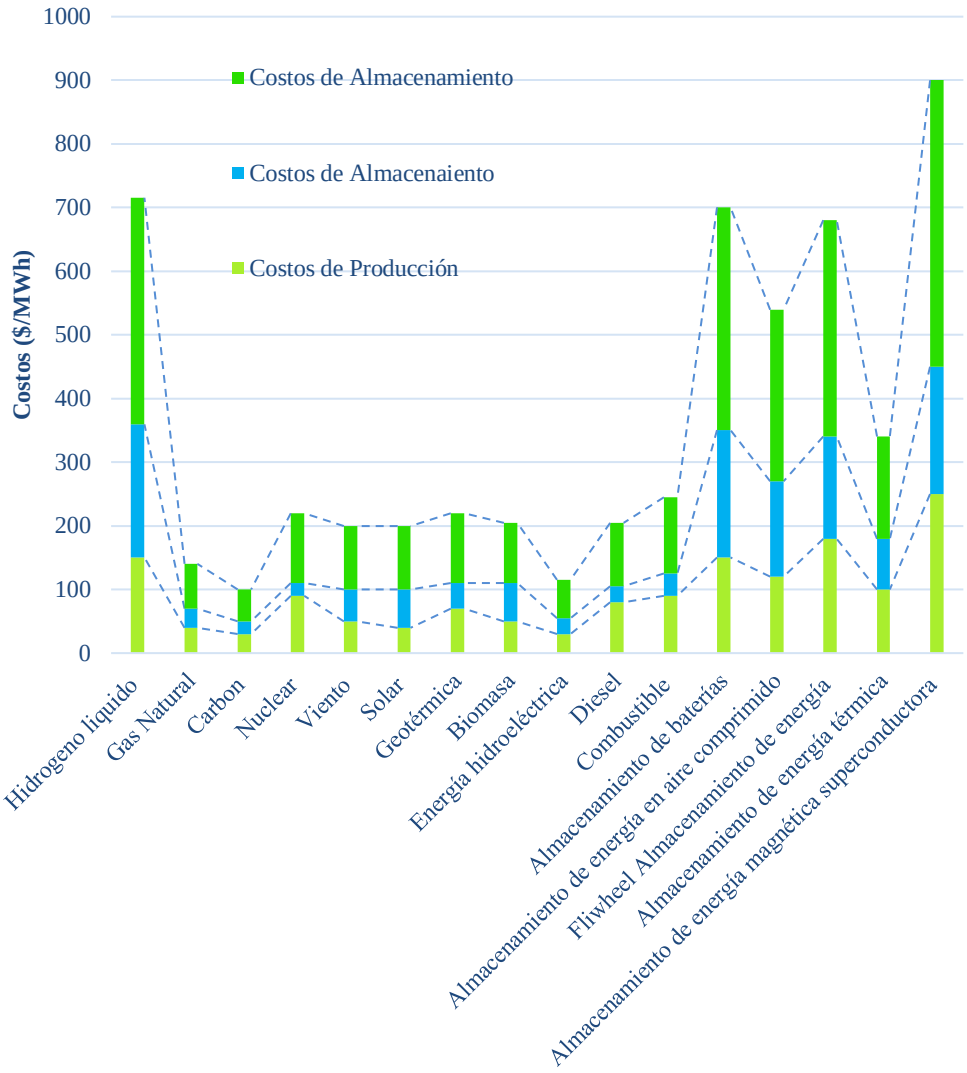
salinas o acuíferos, para su almacenamiento estable (Lankof y Tarkowski, 2020). Los dos procedimientos, ilustrados en la Figura 16, sobresalen por su habilidad para incorporar el hidrógeno en sistemas de energía versátiles y sostenibles (Figura 15) (Lord et al., 2014).

Figura 14. *Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno.*



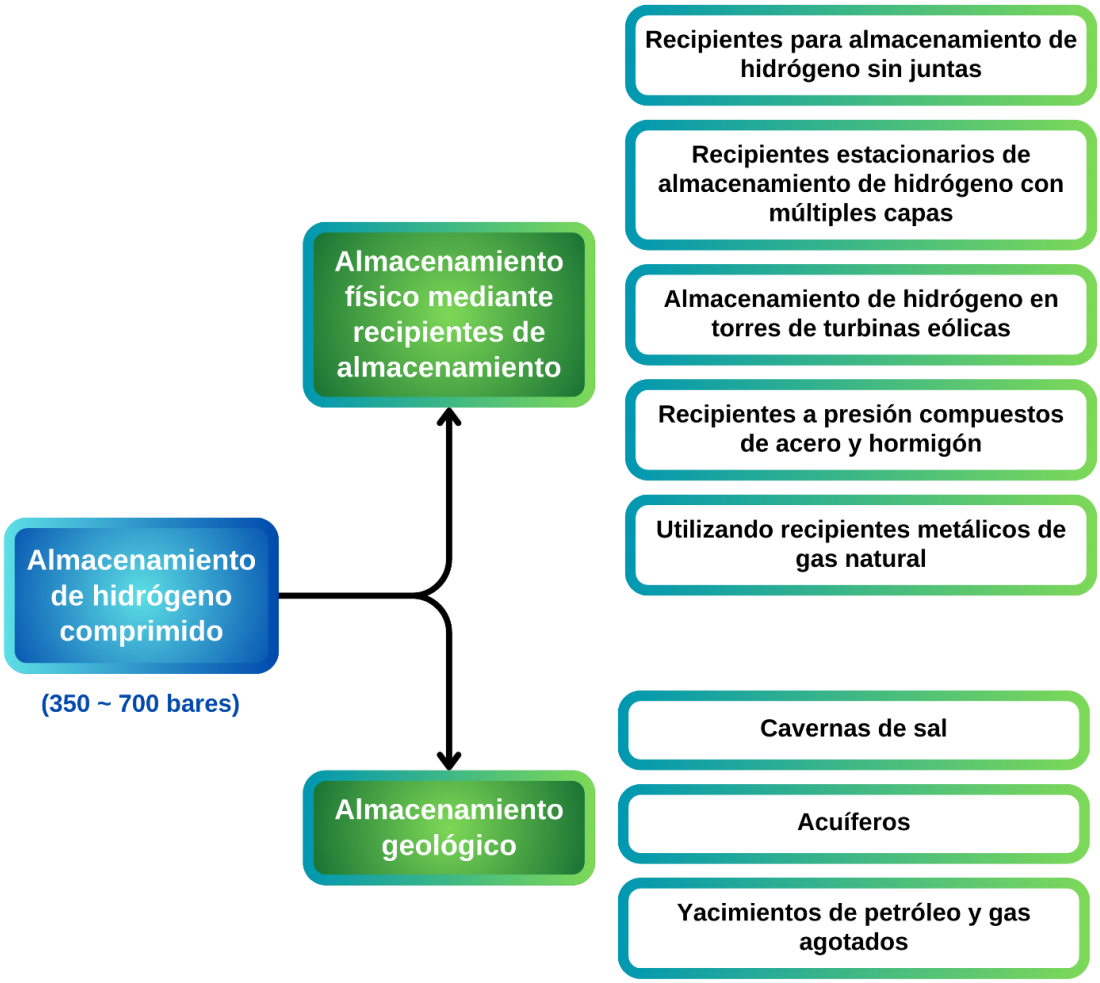
Fuente: elaboración propia con base en datos de Hassan et al. (2021).

Figura 15. *Análisis económico de la producción y almacenamiento de hidrógeno líquido en comparación con otras fuentes de energía.*



Fuente: elaboración propia con base en datos de Ikeuba *et al.* (2024).

Figura 16. *Representación de la tecnología de almacenamiento de hidrógeno comprimido.*



Fuente: elaboración propia con base en datos de Lord *et al.* (2014).

2.1.1.1. Almacenamiento Físico mediante Contenedores de Almacenamiento

La tecnología de almacenaje físico de hidrógeno a través de contenedores de alta presión es avanzada y frecuentemente empleada, que conlleva la compresión del gas hasta 700 bar para su almacenamiento en contenedores específicos (Zheng et al., 2011).

La elección del tipo de contenedor se basa en la aplicación particular, tal como se especifica en la **Tabla 9**. Los contenedores sin costura están diseñados para guardar hidrógeno a alta presión

y se producen como una unidad continua sin uniones soldadas, lo que incrementa su solidez y seguridad. Se emplean frecuentemente en vehículos de combustible debido a su elevada relación entre resistencia y peso, aunque su capacidad para almacenar es restringida debido a su tamaño reducido (Zheng et al., 2008), y su producción es cara (Ma et al., 2019).

Tabla 6. ***Almacenamiento físico en recipientes de alta presión*****.**

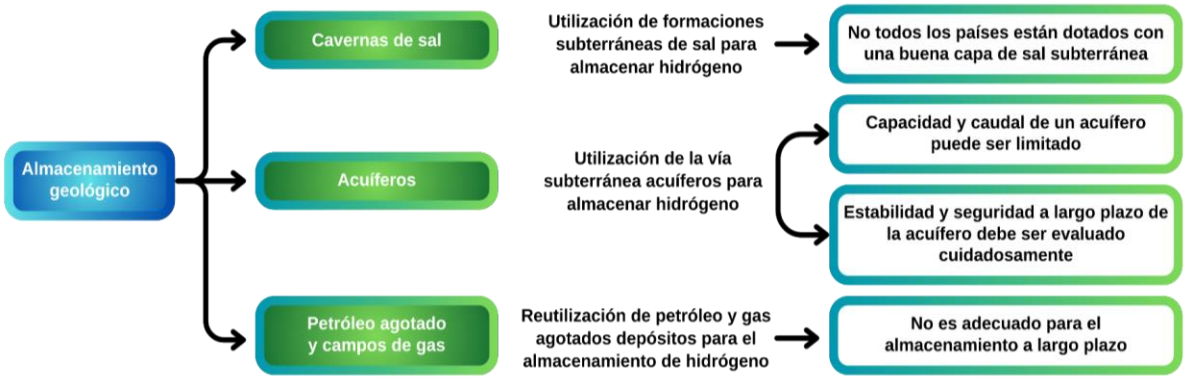
Almacenamiento físico mediante recipientes de almacenamiento	**Aplicación**	**Inconveniente**
Recipiente de almacenamiento de hidrógeno sin juntas	Estaciones de hidrógeno	Capacidad de almacenamiento limitada
Recipientes estacionarios multifuncionales de almacenamiento de hidrógeno por capas	Aplicaciones estacionarias	Capacidad de almacenamiento limitada
Almacenamiento de hidrógeno en torres de aerogeneradores	El hidrógeno generado puede almacenarse dentro de la torre del aerogenerador	La integridad estructural de las torres de aerogeneradores debe evaluarse cuidadosamente.
Recipientes a presión compuestos de acero y hormigón	Almacenamiento estacionario de hidrógeno	Los recipientes son más grandes y pesados que otros tipos
Utilización de recipientes metálicos de gas natural	Sector del transporte y entornos industriales	Evaluar la idoneidad de los recipientes metálicos para el almacenamiento de hidrógeno

Fuente: elaboración propia con base en datos de Yan et al. (2023).

2.1.1.2. Almacenamiento Subterráneo de Hidrógeno

Otra tecnología de almacenaje utiliza estructuras geológicas, tales como cuevas de sal, acuíferos y depósitos de petróleo y gas agotados, para guardar hidrógeno, tal como se muestra en la **Figura 17**. A continuación, se examinarán los usos e inconvenientes particulares de todas las tecnologías citadas.

Figura 17. *Tecnologías emergentes para el almacenamiento geológico de hidrógeno.*



Fuente: elaboración propia con base en datos de Lankof y Tarkowski (2020).

Se está considerando a las cavernas de sal como una posible alternativa de almacenamiento para grandes volúmenes de gas hidrógeno. Es importante destacar que la mayor parte de los grandes depósitos de sal están localizados en América del Norte y Europa. No obstante, actualmente sólo algunas escasas cavernas de sal subterráneas de gran envergadura se emplean para el almacenamiento de hidrógeno (Caglayan et al., 2020). Por ejemplo, en Europa, el propósito de la Estrategia del Hidrógeno de la UE es instalar al menos 40 GW de electrolizadores para 2030 y establecer una red de infraestructura de hidrógeno a nivel europeo, incluyendo la creación de instalaciones de almacenamiento subterráneo (Uliasz-Misiak et al., 2022).

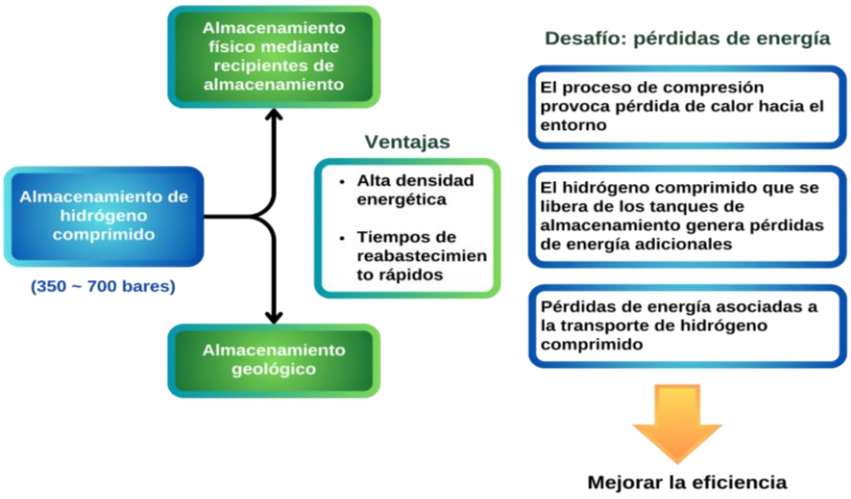
En Estados Unidos, el Departamento de Energía ha reconocido el almacenamiento de hidrógeno como una tecnología esencial para la adopción amplia de hidrógeno como combustible y está financiando estudios para la creación de nuevas tecnologías de almacenamiento, incluyendo el almacenamiento subterráneo. En Alemania, el propósito del proyecto AquaPort en Hamburgo es transformar un antiguo almacén de gas en una gruta de sal en un centro de almacenamiento de

hidrógeno de gran magnitud (Alms et al., 2023). La iniciativa forma parte de los intentos de Alemania de incorporar el hidrógeno en su estrategia de transición energética.

La Creación de caverna de sal para el almacenamiento de hidrógeno enfrenta desafíos significativos. La ubicación ideal requiere estratos de sal profundos y libres de impurezas, bajo contenido de agua y proximidad a la generación de hidrógeno para reducir costos de transporte (Djizanne et al., 2022). La presión de funcionamiento, generalmente entre 700 y 900 bar, y el tamaño de la caverna influyen en la estabilidad y seguridad del almacenamiento, afectando los costos energéticos (Zapf et al., 2024).

El costo de infraestructuras subterráneas es elevado, pero ofrecen mayor capacidad y seguridad. La compresión de hidrógeno presenta ventajas como alta densidad energética, aunque con pérdidas significativas de energía (Rolo et al., 2023) (Figura 18).

Figura 18. *Desafíos asociados al almacenamiento comprimido de hidrógeno.*



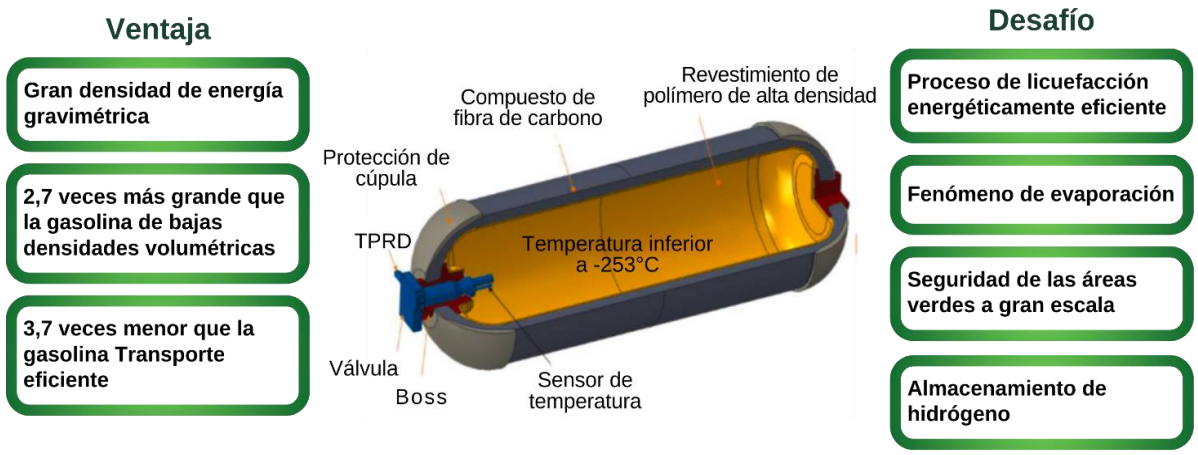
Fuente: elaboración propia.

2.1.2. Hidrógeno líquido: el combustible del mañana en estado criogénico

El hidrógeno líquido (LH_2) sobresale como una de las alternativas más alentadoras para el almacenamiento a gran escala de hidrógeno verde, debido a beneficios como su alta densidad de energía gravimétrica, que supera en 2.7 veces a la de la gasolina, pese a tener densidades volumétricas 3.7 veces inferiores (Schiaroli et al., 2024). Un caso menciona el uso es la fábrica de Air Liquide en Kawasaki, Japón, donde se encuentra la mayor infraestructura de almacenaje de LH_2 a nivel global, con una capacidad de 1250 toneladas (Zhang et al., 2023).

El procedimiento de licuefacción, imprescindible para transformar el hidrógeno en estado líquido, requiere enfriar a temperaturas criogénicas, usualmente inferiores a −253 °C, tal como se muestra en la Figura 19 (Nam et al., 2023). Después de ser licuado, el LH_2 se lleva en camiones a lugares de distribución donde se rehidrata a alta presión para su uso futuro. Esta perspectiva se utiliza en áreas como el sector aeroespacial, la industria de la automoción y la producción de energía (Walnum y Rasmussen, 2009).

Figura 19. *Técnica para almacenamiento de hidrógeno líquido*.



Fuente: elaboración propia con base en datos de Ghorbani et al. (2023).

2.1.3. Mezclas de hidrógeno en gasoductos naturales: hacia una infraestructura energética más verde

La incorporación de hidrógeno en el sistema de gasoductos brinda una ventaja esencial: el alto costo de edificar nuevas infraestructuras de gasoductos destinadas a hidrógeno, en comparación con las redes ya existentes de gasoductos de gas natural (Cerniauskas et al., 2019). De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía, al menos siete naciones cuentan con más del 50% de las viviendas vinculadas a las redes de gas, entre las que se incluyen Estados Unidos, Reino Unido, Italia y Australia. Esto convierte la administración de hidrógeno en las redes actuales de gas natural en una estrategia prometedora para emplear el hidrógeno como agente de transmisión de energía (Gondal, 2018).

El hidrógeno se genera a partir de energías renovables. Luego, el hidrógeno generado se suministra a la red de gasoductos, ya sea como una combinación parcial con gas natural o a través de su transformación total en hidrógeno (Figura 13) (Mahajan et al., 2022). Este procedimiento, denominado "energía de gas", ya está en marcha en diversas naciones, entre ellas el Reino Unido, Alemania y Francia (Winkler-Goldstein y Rastetter, 2013).

La aplicación de hidrógeno verde en la red de gas natural ofrece múltiples beneficios (Figura 20). Primero, posibilita un método eficaz y rentable de trasladar hidrógeno a grandes distancias, utilizando la infraestructura de gas natural ya existente, lo que reduce las pérdidas energéticas (Oney et al., 1994). Esta infraestructura se encuentra extensamente dispersa, lo que simplifica su utilización para el traslado de hidrógeno. En segundo lugar, al añadir hidrógeno verde a la red de gas natural, se puede ayudar a descarbonizar la cadena de suministro de gas natural, disminuyendo así las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por la producción y el uso de gas natural (Zemite et al., 2023).

Figura 20. *Retos asociados con la inyección de hidrógeno en la red de gas natural.*

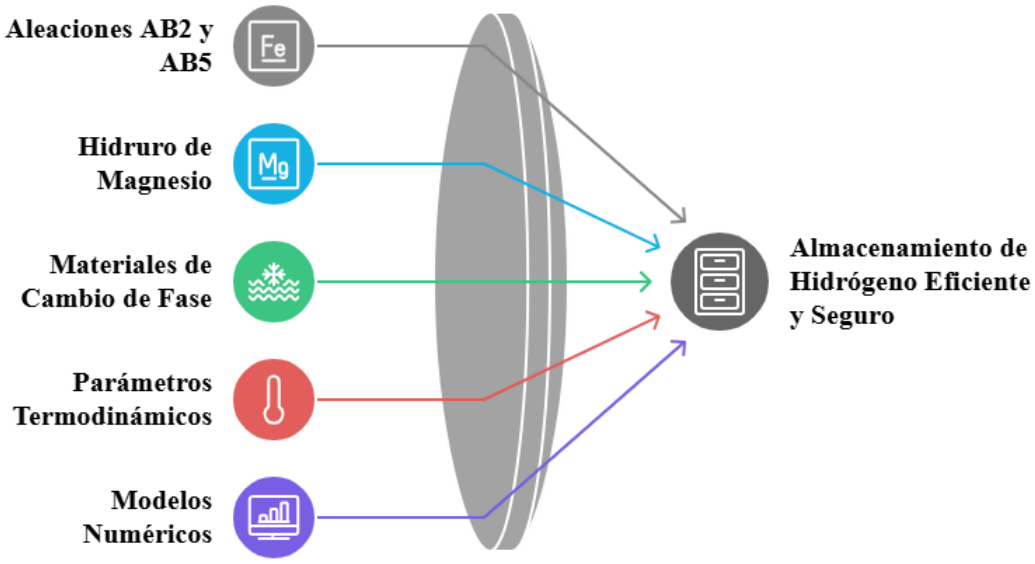


Fuente: elaboración propia con base en datos de Adam (2021).

2.1.4. Hidruros metálicos: El futuro del almacenamiento energético

Mundialmente, el almacenamiento de hidrógeno en tanques metálicos de hidruros constituye una tecnología eficaz y segura, utilizando metales o aleaciones, tales como AB_2 y AB_5 (Figura 21), debido a que posibilitan almacenar hidrógeno en forma de hidruros bajo condiciones de baja temperatura y presión (3-30 bar) (Ivey y Northwood, 1983). Este procedimiento sobresale en comparación con otras tecnologías de almacenamiento en forma de gas o líquido por su elevada seguridad, tamaño reducido y escaso uso de energía (Mellouli et al., 2016).

Figura 21. *Avances en la tecnología de hidruros metálicos para el almacenamiento de hidrógeno.*



Fuente: elaboración propia.

Frecuentemente se emplean materiales como el hidruro de magnesio (MgH_2), y las reacciones reversibles de carga y descarga, que son respectivamente exotérmicas y endotérmicas, permiten el uso del calor producido durante la carga para optimizar la eficiencia del sistema en la descarga (Lutz et al., 2020). Experimentalmente, compuestos como $La_{0.75}Ce_{0.25}Ni_5$ han evidenciado una capacidad teórica de conservación de energía de hasta 0.67 a 20 °C y 20 bar (Nyamsi et al., 2018). Adicionalmente, esta tecnología se utiliza en vehículos, donde simplifica el almacenamiento de hidrógeno, y en sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES), ya que permite retener el calor producido para su reutilización (Ye et al., 2021).

La incorporación de materiales de cambio de fase (PCM) en los tanques ha facilitado la disminución del tiempo de absorción de hidrógeno en un 60.2%. Modelos numéricos e investigaciones actuales han estudiado las características de las aleaciones AB_2 y AB_5, parámetros termodinámicos como la entalpía y la entropía, así como las dinámicas energéticas en tanques de

uso comercial a través de modelos de caja negra, corroborando la factibilidad térmica y energética de estos sistemas (Ye et al., 2020). En general, los depósitos de hidruros metálicos se destacan como una opción alentadora para el almacenamiento de hidrógeno, fusionando características térmicas y químicas que incrementan la eficiencia y seguridad en usos energéticos contemporáneos

2.3. Infraestructura y logística global

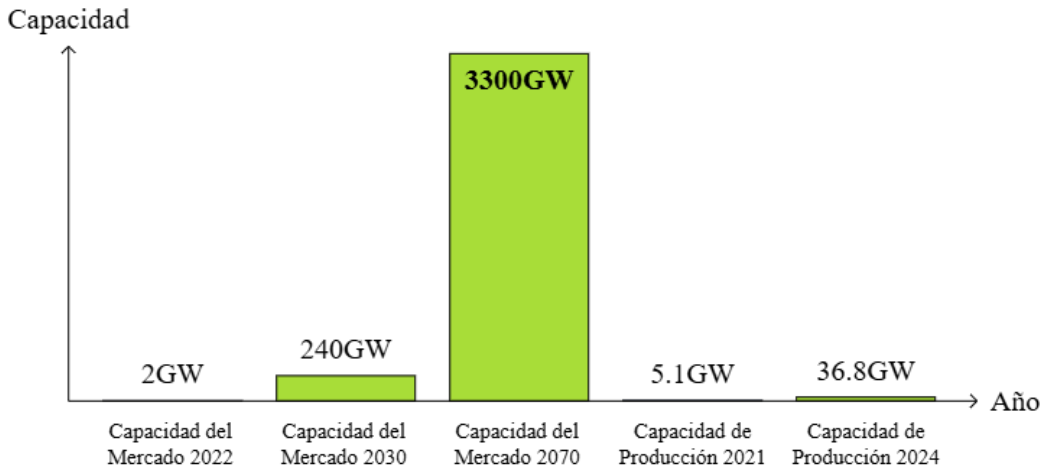
El incremento en la necesidad de fuentes de energía sustentables y materias primas que no dependen de recursos fósiles se debe a la urgencia de atenuar el cambio climático provocado por la humanidad y ajustarse a las modificaciones en las cadenas de abastecimiento mundiales provocadas por conflictos bélicos y pandemias (Bollmann et al., 2023). En este escenario, las tecnologías de hidrógeno verde se han presentado como alternativas con gran potencial, motivando esfuerzos a nivel mundial para su evolución de proyectos experimentales a nivel industrial (Fahy et al., 2023). Este progreso demanda mejoras en materiales y aparatos, además de infraestructuras de evaluación que puedan medir su desempeño y durabilidad en situaciones reales, elementos clave para garantizar su capacitación comercial y captar inversiones considerables (Bodard et al., 2024).

No obstante, las infraestructuras de prueba de gran envergadura son limitadas y requieren esfuerzos particulares de investigación y desarrollo para su construcción y adaptación. Conforme los electrolizadores se expanden, resulta esencial que las instalaciones de prueba se desarrollen simultáneamente para cumplir con estas nuevas demandas (O'Brien et al., 2020). En este contexto, la vivencia de los escritores en el desarrollo de una plataforma de pruebas en Alemania subraya los retos vinculados al diseño de infraestructura para tecnologías como la electrólisis, la fotocatálisis y la fotoelectroquímica, sugiriendo soluciones orientadas a mejorar su aplicación y asegurar su factibilidad en contextos industriales (Zhao y Yuan, 2023).

2.4. Demanda de pruebas

El mercado de electrolizadores tiene un crecimiento considerable, con un incremento de capacidad de 2 GW en 2022 a más de 240 GW para 2030 y 3300 GW para 2070, de acuerdo con informes recientes (Jansonius et al., 2022). Este progreso requiere de inversiones significativas de los productores, quienes proyectan un aumento en la capacidad productiva de 5.1 GW en 2021 a 36.8 GW para 2024 (Figura 22). Este escenario resalta la imperiosa necesidad de expandir y ajustar las instalaciones de prueba, no solo para valorar materiales y procesos en fases tempranas, sino también para asegurar la fiabilidad y el rendimiento de los electrolizadores en condiciones de operación reales antes de su venta (Lane et al., 2021).

Figura 22. *Proyecciones de crecimiento para el mercado de electrolizadores y capacidad de producción.*



Fuente: elaboración propia con base en datos de Lane et al. (2021).

Aunque normalmente se llevan a cabo pruebas preliminares en laboratorios y las valoraciones de calidad en las instalaciones productivas, se está incrementando la necesidad de infraestructuras externas especializadas que faciliten la evaluación de prototipos industriales en

diversos contextos operativos (Jones y Iuliano, 1997). Estas infraestructuras deben ser adaptables y tener la habilidad de adaptarse a diferentes tecnologías, parámetros operativos y contextos, desde elementos individuales hasta sistemas unificados (Chen et al., 2020).

En usos industriales, tales como la industria química, siderúrgica o de manufactura, los ensayos en estado estacionario resultan fundamentales para asegurar un rendimiento predictivo y estable de los electrolizadores a largo plazo, considerando factores esenciales como el uso de recursos, el desgaste, las horas de funcionamiento, la carga, el mantenimiento y la calidad del abastecimiento eléctrico (Papakonstantinou et al., 2020). Sin embargo, estas evaluaciones deben ser complementadas con evaluaciones dinámicas que representen las fluctuaciones habituales en la carga, aspectos de situaciones reales, como la generación de hidrógeno verde a partir de fuentes renovables variables. Este tipo de exámenes es vital para usos como el funcionamiento en modo isla en parques eólicos oceánicos o el uso de sobras de energía para estabilizar redes terrestres (Huang et al., 2022).

Contrayendo, los exámenes de estrés acelerado (AST) están adquiriendo importancia al posibilitar el análisis de la degradación de los electrolizadores en lapsos más breves bajo condiciones de funcionamiento estrictas, aportando datos cruciales acerca de su durabilidad y desempeño (Königshofer et al., 2021). No obstante, la ejecución de estas pruebas plantea desafíos técnicos importantes, tales como el manejo de variaciones rápidas de carga a niveles de megavatios, que pueden perturbar la estabilidad de las redes eléctricas locales. Para atenuar estos impactos, se han sugerido tácticas como la implementación de consumidores de carga variable para balancear las oscilaciones y la coordinación de bancos de prueba que cambien cargas compensatorias. Estas soluciones tienen como objetivo asegurar un ambiente de prueba estable y fiable, facilitando el progreso en la valoración y desarrollo de tecnologías de hidrógeno verde a gran escala y a bajo

costo, con el fin de su incorporación en sistemas industriales y redes energéticas contemporáneas (Villa et al., 2023).

2.5. Mercados y economía del hidrógeno

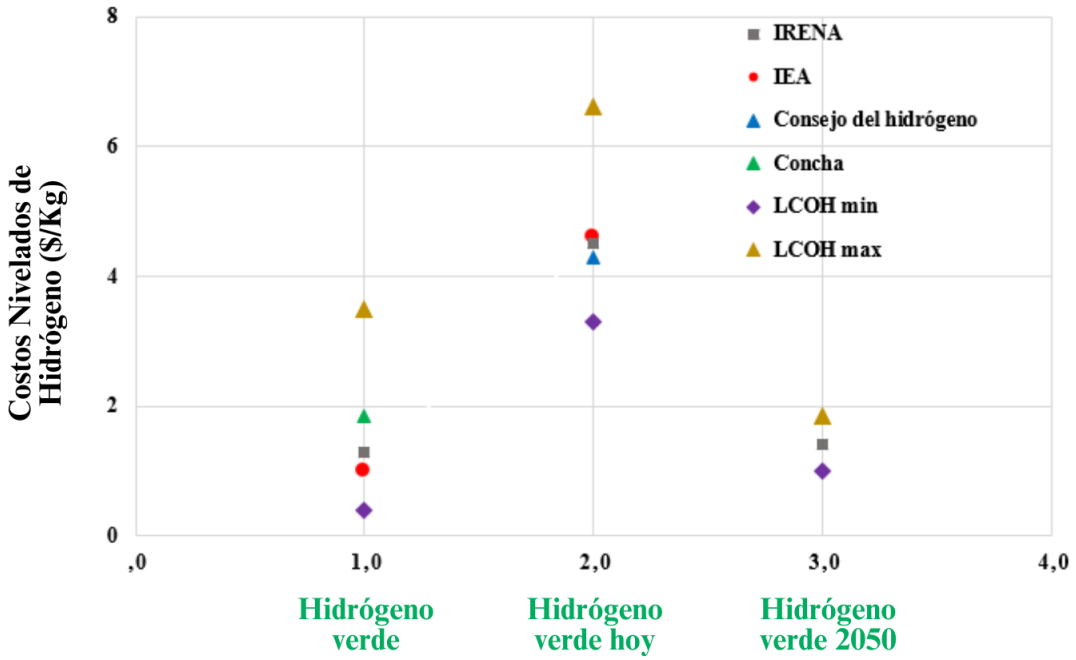
2.5.1. Factores que influyen en los costos de hidrógeno verde y su evolución a largo plazo

Los gastos del hidrógeno verde se determinan por el electrolizador, el transporte y la energía eléctrica. Se proyecta que en China, para el año 2060, el precio oscilará entre 18 y 25 CNY/kgH_2, con una producción del 35-70% a través de energía solar y eólica (Bai et al., 2023; Zhen et al., 2023). En Australia, los gastos en energía fotovoltaica y eólica se han reducido, estimando el hidrógeno verde a $2-3/kg con tasas de utilización de electrolizadores que superan el 90% (Longden et al., 2022). Japón genera el 63% de hidrógeno mediante electrólisis, con costos inferiores a $3/kg, comparables a los de Estados Unidos. (Khan y colaboradores, 2021). Alemania progresa en iniciativas PtG (superior a 55 MW en 2019) y tecnologías CCUS a causa de restricciones en los recursos fósiles. En términos globales, China, Estados Unidos, Japón y Alemania están en la cima, representando el 47.31% del consumo energético a nivel mundial y el 29.76% del Producto Interno Bruto global (Franzmann et al., 2023; Pingkuo y Xue, 2022).

Generalmente, el precio del hidrógeno hecho de gas natural oscila entre 1.5 y 3 dólares por kilogramo de H_2, en cambio, el hidrógeno producido a partir de energía renovable (solar fotovoltaica o eólica terrestre) suele oscilar entre 2.5 y 7 dólares por kilogramo de H_2 (Razi y Dincer, 2022). El costo del hidrógeno gris se determina basándose en los costos nacionales del gas y la eficacia del proceso de reformulación con vapor. En comparación con el hidrógeno gris, el costo nivelado del hidrógeno verde (LCOH) es significativamente superior hoy en día (Figura 23), a pesar de que se anticipa que el hidrógeno verde sea competitivo en cuanto a costos para 2030

(Dabar et al., 2022). El incremento en los costos del gas potenciará aún más la competitividad del hidrógeno verde, y se fomentará la edificación de instalaciones de hidrógeno verde hasta que sea lucrativo y ayude a alcanzar las metas nacionales y de la UE (Janssen et al., 2022).

Figura 23. *Comparación de costos nivelados de hidrógeno verde.*

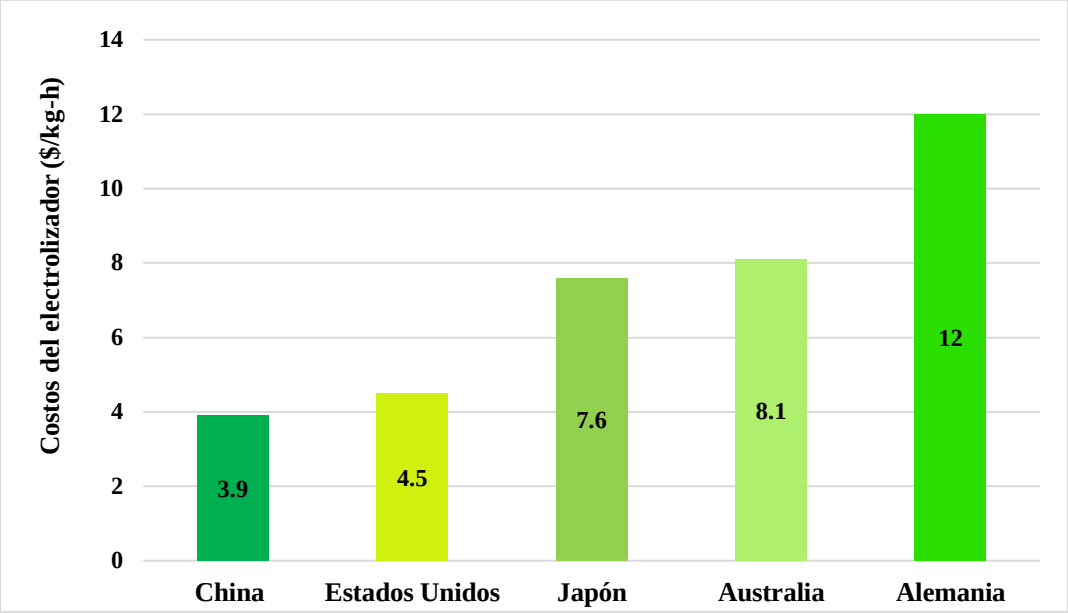


Fuente: IEA (2022).

A largo plazo, se anticipa que el costo del hidrógeno verde disminuya a $2 USD/kg en 2050, a causa del incremento en la adopción de fuentes de energía renovables y el crecimiento en el costo de los combustibles fósiles (van et al., 2021). Para la termólisis, los elementos de costo más significativos son el electrolizador, la energía, el catalizador y la alta temperatura. Además, se necesita inversión en el avance de tecnologías como los reactores nucleares y los concentradores solares (Patel et al., 2022; Singla et al., 2022).

El precio de la electrólisis, el electrolizador y las baterías de combustible son los factores cruciales que establecen el precio del hidrógeno verde. Se anticipa un aumento considerable en la capacidad mundial de electrólisis (como se evidencia en la Figura 24) en los años venideros, lo que disminuirá los gastos hasta un 70% (Odenweller et al., 2022; Zhuang et al., 2023).

Figura 24. *Comparación de costos de electrolizadores por país en USD/kg-H.*



Fuente: elaboración propia con base en datos de Zhuang et al. (2023).

2.6. Desafíos ambientales: estrategias innovadoras para un futuro sostenible

Aunque el hidrógeno verde brinda significativas ventajas para el medio ambiente, su generación, transporte y utilización implican retos considerables, lo que demanda una meticulosa planificación para asegurar su puesta en marcha de forma sustentable. Dentro de estos retos se incluyen la elevada necesidad de recursos, las emisiones en toda la cadena de abastecimiento y las repercusiones en la utilización de la tierra y los hábitats (Figura 25). La electrólisis, el procedimiento principal para generar hidrógeno verde, demanda una considerable cantidad de electricidad y agua, lo que resalta la importancia de perfeccionar la tecnología de electrólisis y crear electrolizadores más eficaces (Parkinson et al., 2018).

Figura 25. *Factores clave para el desarrollo del hidrógeno.*



Fuente: elaboración propia

Adicionalmente, las emisiones provenientes de la cadena de abastecimiento, incluyendo las producidas durante el traslado y almacenaje, requieren la implementación de prácticas ecológicas en la cadena de suministro y la mejora de los métodos de transporte para disminuir el efecto en el medio ambiente (Stöckl et al., 2021). Los proyectos de energía renovable de gran magnitud enfocados en la electrólisis también pueden afectar la utilización de la tierra y los hábitats, subrayando la relevancia de llevar a cabo evaluaciones de impacto ambiental e implementar prácticas de ubicación sustentables para reducir las alteraciones y conservar la biodiversidad (Bakken et al., 2014). Adicionalmente, es esencial la adecuada administración de los componentes al concluir su vida útil, como los electrolizadores, por lo que las tecnologías de reciclaje y las estrategias fundamentadas en la economía circular son esenciales para atenuar estos efectos (Yenesew et al., 2023). También son esenciales la concienciación y la aceptación pública, por lo que se necesitan programas de difusión y una comunicación nítida acerca de las ventajas medioambientales del hidrógeno verde (Schmidt y Donsbach, 2016).

La colaboración entre los encargados de las políticas, los involucrados en la industria y los expertos en investigación, sumada a la innovación constante y una correcta planificación estratégica, es fundamental para enfrentar estos retos y garantizar que el hidrógeno verde aporte de manera positiva en la transición hacia una energía sustentable.

Además, la Tercera Revisión Importante de la Directiva de Energías Renovables (RED III) de la Unión Europea (Parlamento Europeo Y Consejo De La UE, 2023) ha fijado de manera jurídica la Estrategia de la Unión Europea para el Hidrógeno, subrayando la importancia de utilizar los FUELs Renovables de Origen No Biológico (RFNBO) como un recurso esencial para alcanzar los objetivos de desarrollo de energía renovable de la Unió Europea. Los RFNBO, definidos como combustibles gaseosos o líquidos derivados de fuentes de energía renovable distintas a la biomasa, poseen como su componente principal al hidrógeno verde. Esta ley, en conjunto con sus apéndices,

define métodos para determinar la huella de gases de efecto invernadero (GEI) a lo largo de todo el ciclo de vida del hidrógeno verde y sus componentes (Huang et al., 2024). Este marco normativo subraya la importancia de incorporar estándares de vanguardia y técnicas para medir y minimizar con exactitud los efectos ambientales del hidrógeno verde, fortaleciendo su función en un futuro energético sustentable (Pajula et al., 2017).

2.7. Superando barreras en el costo de producción

En contraste con el hidrógeno gris y azul, el hidrógeno verde posee un costo más alto, principalmente debido a los elevados gastos vinculados a la energía renovable (Agaton et al., 2022). Adicionalmente, se anticipa que seguirá teniendo un mayor costo que la electricidad empleada en su fabricación, debido a los costos en electrolizadores y las pérdidas de conversión vinculadas (Cloete et al., 2020).

No obstante, se anticipa una reducción en el costo de producción del hidrógeno verde en el futuro conforme los costos de la energía renovable disminuyan, estimulados por los excedentes en las fuentes de energía renovable (FER) y el aumento del mercado del hidrógeno en los años venideros (Nicita et al., 2020). La Tabla 7 muestra un contraste entre los gastos de producción para diferentes tecnologías, evidenciando que los costos más elevados se vinculan con la energía renovable y los procesos de producción apoyados en electrolizadores.

Tabla 7. ***Costo del hidrógeno en función de diversas tecnologías productivas.***

Fuentes de energía	Costos	
	$/Kg$H_2$	**$/MWh**
GN sin captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS)	1 - 1.5	30-45
GN con CCUS	1.5 - 2.5	45-65
Carbón	1.2 - 2.2	36-66
Energía renovable con electrolizador	3 - 7.5	90-225

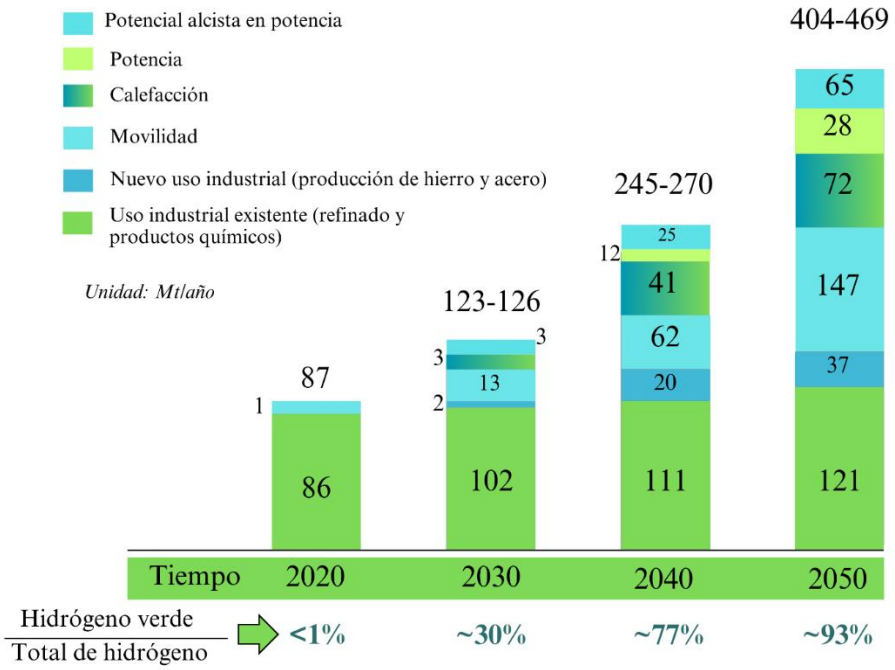
Fuente: elaboración propia con base en datos de Challenges for Green Hydrogen Development (2021).

3. La revolución del hidrógeno en el mundo: proyectos globales que impulsa la cadena de valor sostenible

La industria del hidrógeno verde se compone de tres etapas: producción, almacenamiento y distribución, y aplicación. El proceso de desarrollo de la industria del hidrógeno verde está determinado por la interacción sinérgica y la capacidad de adaptación de cada componente de la cadena industrial, según se menciona en el estudio (Pingkuo y Xue, 2022).

En el ámbito de la industria del hidrógeno verde, se vislumbran extensas posibilidades de utilización, especialmente en sectores como la industria, el transporte, la calefacción, la generación de energía eléctrica y otros ámbitos que demandan volúmenes significativos de energía (Marouani et al., 2023). En la actualidad, se emplea más del 99,9% del hidrógeno a nivel mundial en procesos de refinación y en la producción de productos químicos, los cuales no contribuyen significativamente a la mitigación del cambio climático (Simões y Santos, 2024). En contraste, el uso de hidrógeno es marginal en sectores vinculados a la reducción del impacto del cambio climático, tales como la energía, la calefacción, el transporte y la industria pesada (Edwards et al., 2008), presentados a nivel global y por región en el **Anexo 4**. No obstante, en el futuro serán los sectores vinculados a la reducción del cambio climático los principales impulsores del crecimiento del hidrógeno (Figura 26).

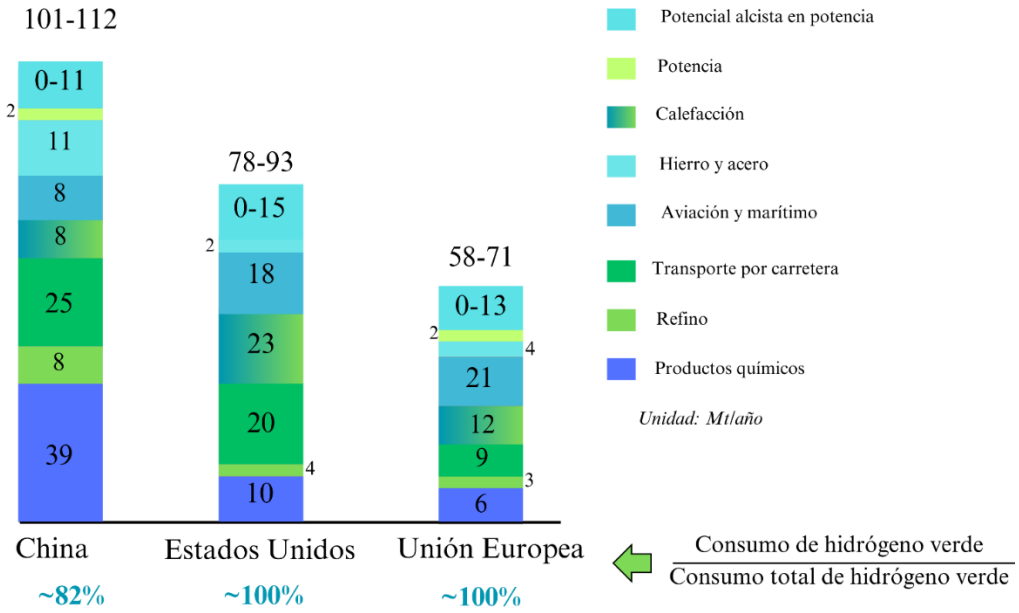
Figura 26. *Predicción dinámica de la aplicación del hidrógeno.*



Fuente: elaboración propia con base en datos de McDowall y Eames (2006).

Para el año 2050, se proyecta que China, Estados Unidos y la Unión Europea serán las principales economías consumidoras de hidrógeno a nivel global, abarcando alrededor del 68% del consumo total a nivel mundial (Xu y Xu, 2024). El consumo de hidrógeno en China se estima en un 82% de hidrógeno verde, el cual tendrá un impacto significativo en los sectores químico y de transporte (Kakoulaki et al., 2020). Se estima que la totalidad del consumo de hidrógeno en los Estados Unidos y la Unión Europea será de hidrógeno verde. Este tipo de hidrógeno tendrá un papel fundamental en sectores como el transporte, la calefacción, la aviación y el transporte marítimo (Global Energy Perspectives, 1998) (Figura 27).

Figura 27. *Potencial y consumo actual de hidrógeno verde por región y sector.*



Fuente: elaboración propia con base en datos de McDowall y Eames (2006).

El hidrógeno (H_2) se ha vuelto esencial para la transición energética, generando un interés e inversión nunca antes vistos en el contexto del cambio mundial hacia la descarbonización, avalado por reguladores, inversores y consumidores (Scita et al., 2020). Desde 2021, más de 30 países han implementado regulaciones sobre el hidrógeno, mientras que a nivel global, los gobiernos han destinado recursos públicos que superan los 70.000 millones de dólares. Además, el sector privado ha llevado a cabo más de 200 iniciativas vinculadas al hidrógeno, complementadas con planes de inversión audaces (Gandiglio y Marocco, 2024).

Esta actividad en aumento promueve la disminución de gastos en toda la cadena de valor del hidrógeno, desde su producción, traslado y distribución hasta su venta y usos finales. Es vital aumentar la eficacia de estas cadenas de valor para tecnologías como la electrólisis y la administración del carbono (Kim et al., 2021). No obstante, para reducir la disparidad en los costos,

se necesita un respaldo público adicional para promover fuentes de energía renovable más asequibles y aumentar la capacidad de transporte y almacenamiento de carbono (Choi et al., 2023).

India ha lanzado la Misión Nacional del Hidrógeno, un plan concebido para incrementar la utilización de energías renovables a la vez que se disminuyen las emisiones de carbono. Este empeño tiene como objetivo balancear los objetivos del país a través de la aplicación de tecnologías de vanguardia, políticas eficaces y normas de control a escala global (Dutta y Singh, 2024). De acuerdo con se anticipa que los participantes institucionales e industriales efectuarán inversiones que superen los 11.000 millones de rupias, utilizando este financiamiento público para proyectos de investigación y desarrollo, construcción de infraestructura y programas piloto (Kar et al. 2022).

A escala mundial, varios proyectos innovadores están configurando el porvenir del almacenamiento de hidrógeno verde (Tabla 8). Un caso específico es el proyecto Energiepark Mainz, que cuenta con el apoyo del Ministerio Federal de Asuntos Económicos y Energía de Alemania. Este proyecto tiene como objetivo evidenciar la generación a gran escala de hidrógeno renovable, empleando energía verde para diversas utilidades (Kopp et al., 2017). El hidrógeno generado se comprime mediante un compresor iónico, se guarda a nivel local y se traslada en vehículos, para ser inyectado en la red de gas natural. Además, se está evaluando su transformación en energía eléctrica y su uso en otras industrias como la movilidad, la calefacción e incluso como insumo industrial (Zou et al., 2020).

Tabla 8. Proyectos de almacenamiento de hidrógeno verde a nivel global.

Proyecto	**País**	**Año**	**Tema de trabajo**
Parque Energético de Maguncia	Alemania	2015	Exhibir la producción de hidrógeno a gran escala desde energía renovables para diversas funcionalidades.
ENERGIX	Unión Europea	2013	Utilización sostenible y consumo eficiente de los recursos energéticos renovables.
Power-to-Gas	América	2018	Construya el futuro del hidrógeno con su tecnología de electrolizadores.
Almacenamiento subterráneo de hidrógeno	América	2022	Creación de almacén de hidrógeno que se utilizará como mezcla de combustible para una turbina de gas.
Proyecto de almacenamiento de hidrógeno en Aldbrough	Reino Unido	2021	Creación de almacenamiento de hidrógeno con una capacidad prevista de al menos 320 (Gwh).
Almacenamiento piloto de hidrógeno	Francia	2021	Almacenamiento en cavernas de sal para conectar la inyección de hidrógeno mediante electrólisis.
Amoníaco a hidrógeno verde	Reino Unido	2019	Demostración de nueva tecnología de craqueo de amoníaco para producir hidrógeno puro.

Fuente: elaboración propia con base en datos de Zhang y Li (2024).

Otro proyecto sobresaliente es ENERGIX, que no solo apoya la política gubernamental de energía y clima a largo plazo, sino que también aporta a sectores esenciales como el transporte y el crecimiento empresarial. En su estudio comparativo de la eficiencia energética, la huella de CO_2 y los gastos de varios generadores de energía basados en hidrógeno, hallaron que la cadena de hidrógeno licuado (LH_2) es más eficaz y menos contaminante que la cadena de amoníaco (NH_3),

presentando una huella de CO_2 significativamente inferior en ambas situaciones (20 y 23 kg-CO_2/MWhth para Europa y Japón, respectivamente) (Ishimoto et al., 2020).

El proyecto Power-to-gas (2018), en América del Norte, se destaca como la primera instalación de transformación de energía a gas de múltiples megavatios, empleando hidrógeno renovable. Esta sustancia se suministrará a la red de gas natural (Ozarslan, 2012). Un avance más en esta área será el proyecto de almacenamiento subterráneo en Utah (EE.UU.), promovido por Mitsubishi Power Americas y Magnum Development, cuyo propósito es guardar 300 GWh de hidrógeno verde en grandes cavidades geológicas de sal (Michalski et al., 2017). Las cuevas de sal de Utah se emplearán como depósitos de hidrógeno subterráneo, con una capacidad de 150 GWh por cueva, lo que constituye una solución revolucionaria a largo plazo (Caglayan et al., 2019).

En cuanto al proyecto de almacenaje de hidrógeno en Aldbrough en Reino Unido, respaldado por SSE Thermal y Equinor, se está realizando un análisis de viabilidad acerca del diseño de cavernas para su almacenamiento y la infraestructura de gasoductos requeridos para su traslado (Mouli-Castillo et al., 2020). Adicionalmente, el gobierno francés está apoyando un proyecto piloto que busca aportar a la estrategia regional de hidrógeno, creando un centro local de hidrógeno con el objetivo de disminuir tanto la polución atmosférica como sonora (Robles et al., 2020).

Respecto al transporte de hidrógeno, el proyecto del amoniaco como vehículo portador de hidrógeno, respaldado por el Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial (BEIS) del Reino Unido, tiene como objetivo evidenciar cómo el amoniaco puede convertirse en un vehículo portador de hidrógeno más lucrativo y factible (Estevez et al., 2023). En contraste con otras tecnologías, en algunos de estos proyectos se almacena el hidrógeno a alta presión o en estado líquido, mientras que el gas natural y el amoniaco verde se muestran como alternativas menos

complicadas técnicamente y actualmente factibles en el ámbito comercial, desempeñando un rol prometedor en la transición energética hacia un sistema más sustentable (Rizi y Shin, 2022).

En contraposición, existen naciones que, debido a una demanda interna que supera su capacidad productiva, dependen de la importación de hidrógeno verde para satisfacer sus requerimientos energéticos (Hinkley, 2021). Este comercio mundial de hidrógeno verde evidencia la interrelación entre productores, exportadores e importadores, configurando un mercado global que se percibe como un elemento indispensable en la transición hacia un sistema energético más sostenible (Hinkley, 2021).

3.1.América del Norte

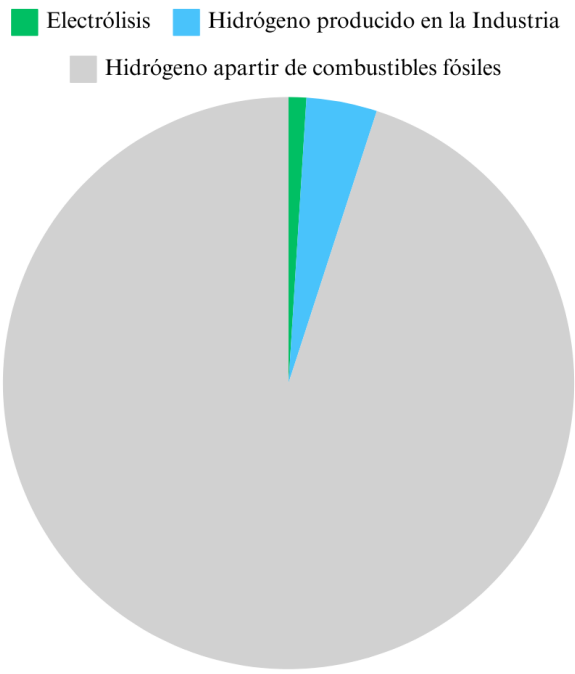
Norteamérica está implementando acciones importantes para incorporar el hidrógeno verde como un recurso esencial de energía renovable, con múltiples proyectos sobresalientes en Canadá y Estados Unidos. El Great Plains Hydrogen, en Saskatchewan, Canadá, bajo la dirección de Bakken Energy y Mitsubishi Power, cuenta con una capacidad prevista de 800 MW de hidrógeno verde y una producción anual de 40,000 toneladas a través de electrólisis alcalina (Ehlers et al., 2023). Su puesta en marcha prevista para 2026 representa un logro significativo en el progreso de infraestructuras eficientes y sostenibles en la región. Este proyecto se suma a otras iniciativas, como el Centro de Hidrógeno Verde de El Cairo en Egipto, que utiliza energía solar y electrólisis PEM para aportar de manera notable a la disminución de emisiones de carbono y a la diversificación de los recursos energéticos (BloombergNEF, 2021).

En Estados Unidos, Texas sobresale por diversos proyectos audaces, tales como el Hub de Hidrogen y el Green Hydrogen de la Valle del Rio Grande. El Hub de Hidrógeno, junto a Air Products y Nikola, posee una capacidad de 1 GW de hidrógeno verde, proyectando una producción anual de 200,000 toneladas a través de electrólisis PEM y alcalina, con su comienzo de

funcionamiento previsto para 2025 (Wikramanayake et al., 2021). En cuanto al proyecto Rio Grande Valley Green Hydrogen, desarrollado por Iberdrola y Enel Green Power, se proyecta con una capacidad de 100 MW y una producción anual de 10,000 toneladas de hidrógeno verde, empleando también electrólisis alcalina, y se anticipa el inicio de su funcionamiento en 2024 (World Energy, 2021). Estos proyectos evidencian la dedicación de América del Norte hacia la transición de energía hacia fuentes más ecológicas y sostenibles, promoviendo la utilización del hidrógeno verde para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y atenuar el cambio climático (PV Magazine, 2022). Estados Unidos

Estados Unidos ha surgido como líder global en el avance de la energía de hidrógeno, propulsado por políticas nacionales como la Estrategia Integral de Energía y el Plan de Desarrollo del Programa de Energía de Hidrógeno, las cuales fomentan la investigación y la implementación de tecnologías avanzadas como el hidrógeno de origen verde. Aunque en la actualidad más del 95% de la producción de hidrógeno en los Estados Unidos se realiza a través del reformado catalítico de metano, la electrólisis del agua aún constituye menos del 1% del total de la producción (Figura 28) (Anjos et al., 2023). La nación ha otorgado prioridad a la infraestructura hidráulica, mediante la inversión en centros regionales y proyectos como Energy Earth Shots, fortaleciendo la colaboración entre el gobierno, las entidades estatales y el sector privado. Con un volumen aproximado de producción anual de 12 millones de toneladas de hidrógeno, los Estados Unidos están progresando hacia un mercado de hidrógeno verde, con un 19,4% de proyectos en análisis de viabilidad y empresas pioneras como Air Products y AES (Miller, 2022).

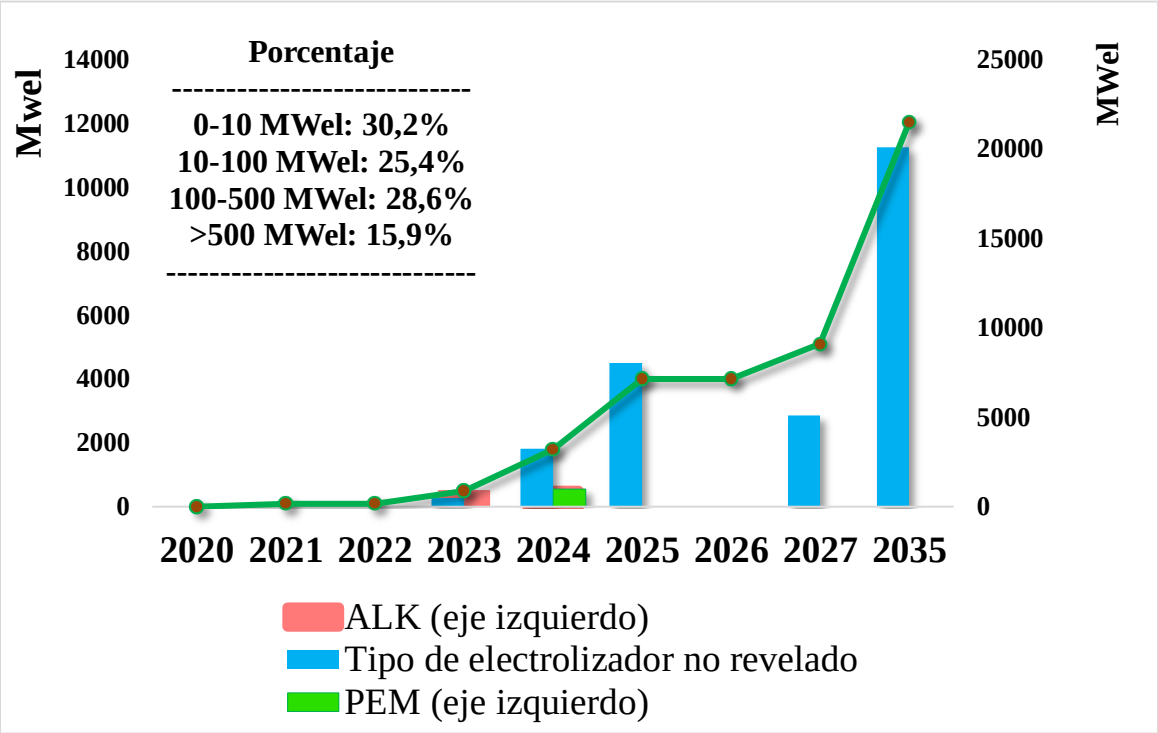
Figura 28. *Estadísticas de la estructura de la producción de hidrógeno en Estados Unidos.*



Fuente: elaboración propia con base en datos de Sun et al. (2019).

En el contexto de aceleración de la transición energética, se proyecta que Estados Unidos genere 10 millones de toneladas de hidrógeno verde al año para el año 2030, 20 millones de toneladas anualmente para el año 2040 y 50 millones de toneladas al año para el año 2050 (US Releases National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap, 2023). Para el año 2028 (Cheekatamarla, 2024), se estima que será necesario contar con una capacidad de 22 GW de electrolizadores para cumplir con la demanda de producción de hidrógeno verde, según el cálculo realizado por el Consejo del Hidrógeno. Según la capacidad de los proyectos de hidrógeno verde en Estados Unidos, actualmente se halla en una fase crítica de rápida implementación (Figura 29).

Figura 29. *Potencial de los proyectos de hidrógeno verde en Estados Unidos.*



Fuente: elaboración propia.

En Estados Unidos, la tecnología de electrólisis alcalina (ALK) se encuentra en un estado avanzado y accesible en el mercado, mientras que la tecnología de PEM está experimentando un crecimiento comercial significativo (Ehlers et al., 2023). Sin embargo, la capacidad productiva de estos equipos conlleva determinados riesgos. A pesar de su considerable potencial, el hidrógeno verde continúa siendo económicamente no competitivo en comparación con el hidrógeno gris o azul, con un costo de producción actual aproximado de 5 dólares por kilogramo. El objetivo de Estados Unidos es disminuir este costo a 1 dólar por kilogramo para el año 2030, a través del programa Hydrogen Shot (Tabla 9). Respecto a la capacidad de almacenamiento, la nación está progresando en la implementación de fibra de carbono para el almacenamiento de hidrógeno gaseoso y ha autorizado tres cavernas de sal para el almacenamiento geológico de hidrógeno.

Tabla 9. ***Resumen de las políticas de hidrógeno verde en Estados Unidos.***

Año	Documentos de Política	Contenido Principal
2020	"Plan del Programa de Hidrógeno del DOE"	Financia la RyD de tecnologías avanzadas de hidrógeno verde.
2021	"Disparo de hidrógeno"	Promueve la reducción del coste de producción del hidrógeno verde.
2021	"Ciencia fundamental para las tecnologías del hidrógeno neutras en carbono"	Identificó las prioridades en materia de hidrógeno neutro en carbono.
2021	"Ley de inversión en infraestructuras y empleo"	Facilita la construcción de centros de hidrógeno verde y promueve su aplicación.
2022	"Ley de Reducción de la Inflación"	Fomenta el despliegue de la tecnología verde del hidrógeno.
2023	"Estrategia Nacional de Hidrógeno Limpio de EE.UU. y Hoja de Ruta"	Se ha desarrollado un marco estratégico para la promoción del hidrógeno verde.

Fuente: elaboración propia con base en datos de Cheng y Lee (2022).

Adicionalmente, se utilizan portadores químicos tales como el amoníaco y el metanol; sin embargo, la liberación de hidrógeno a partir de estos compuestos implica pérdidas energéticas. Con respecto a la distribución, el hidrógeno líquido se emplea predominantemente en camiones cisterna y el hidrógeno gaseoso mediante tuberías, con un oleoducto de hidrógeno de 2575 km en la Costa del Golfo (Małachowska et al., 2022). No obstante, la distribución por camión continúa siendo más onerosa en comparación con la distribución por tubería. En el ámbito industrial, el hidrógeno se emplea primordialmente en la refinación de petróleo y la producción de amoníaco, con intenciones de extender su aplicación en sectores de alta dificultad para su electrificación, como la industria y el transporte pesado. El proyecto en Delta, Utah, que incorpora un electrolizador alcalino de 220

MW con almacenamiento en cavernas de sal con el objetivo de regular la conversión de energía en la red de electricidad. La descarbonización del sistema eléctrico de los Estados Unidos está prevista para 2035, con el hidrógeno verde desempeñando un papel fundamental en el almacenamiento y generación de energía durante periodos de limitada disponibilidad de fuentes de energía renovable (Enigbokan et al., 2021).

3.2.Suramérica

3.2.1. Colombia

El abastecimiento energético de Colombia destaca la necesidad de una transición hacia fuentes de energía con bajas emisiones de carbono. En 2020, según la UPME, la demanda de energía se basó principalmente en combustibles líquidos, gas natural y electricidad, como se detalla en la Tabla 10. Esta transición debe reducir las emisiones y satisfacer la creciente demanda energética mediante la electrificación y el uso de fuentes renovables. La geografía de Colombia favorece la generación de energía eólica, hidroeléctrica y solar, con un historial exitoso en energía hidroeléctrica, lo que ha posicionado al país con una de las redes eléctricas más ecológicas del mundo. Sin embargo, la alta dependencia de la energía hidroeléctrica presenta un riesgo, ya que esta fuente es vulnerable a condiciones climáticas, como se ha observado en el pasado (Henao et al., 2020).

Tabla 10. *Demanda energética y proyecciones en Colombia (2020-2036).*

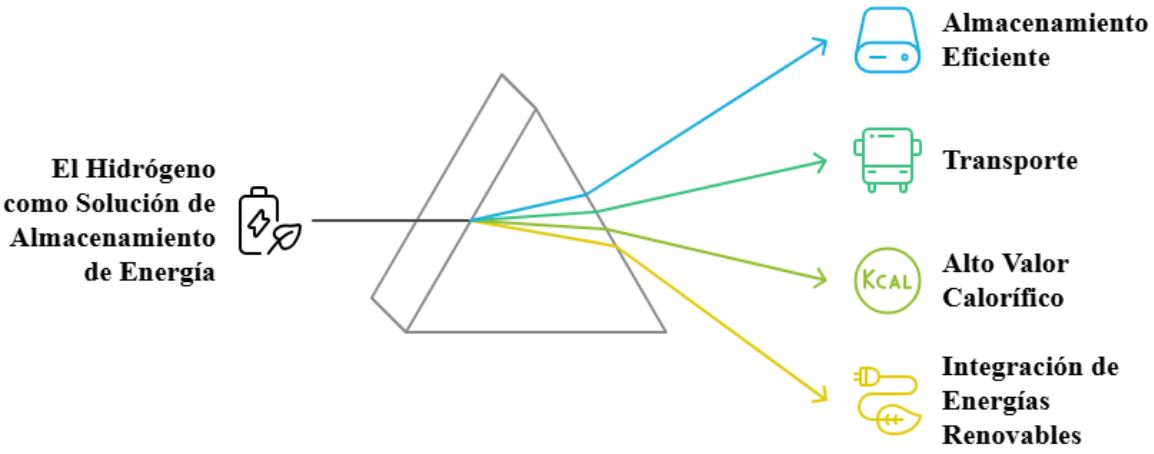
Fuentes	**Demanda en 2020**	**Tasa media de crecimiento anual durante 2022-2036 (%)**
Combustibles líquidos (GWh-eq)	165	1.3
Gas natural (GWh-eq)	93	0.5
Electricidad (GWh)	76	2.5

Fuente: elaboración propia con base en datos de Nieves et al. (2018).

La expansión de los recursos energéticos en este marco promueve la producción de electricidad y facilita la consecución de una cobertura energética nacional, aprovechando la diversidad de ecologías y contextos. No obstante, la diversificación resulta esencial, dado que la

generación ininterrumpida de energía renovable resulta inviable debido a la variabilidad climática, tales como la intensidad solar, la ausencia de precipitaciones y los vientos intermitentes. Para garantizar un abastecimiento constante, se requiere la implementación de estrategias de almacenamiento energético. A pesar de que las baterías son frecuentemente empleadas, presentan limitaciones tales como su peso, el prolongado tiempo de carga y una emisión incrementada de carbono durante su ciclo de vida. En contraposición, el hidrógeno proporciona beneficios tales como almacenamiento eficaz y transporte de energía para una variedad de aplicaciones e industrias, tal como se ilustra en la Figura 30. Adicionalmente, el hidrógeno posee un poder calorífico que supera al de otros combustibles utilizados en la industria.

Figura 30. *La cadena del hidrógeno, desde las fuentes y procesos de producción hasta las aplicaciones finales.*



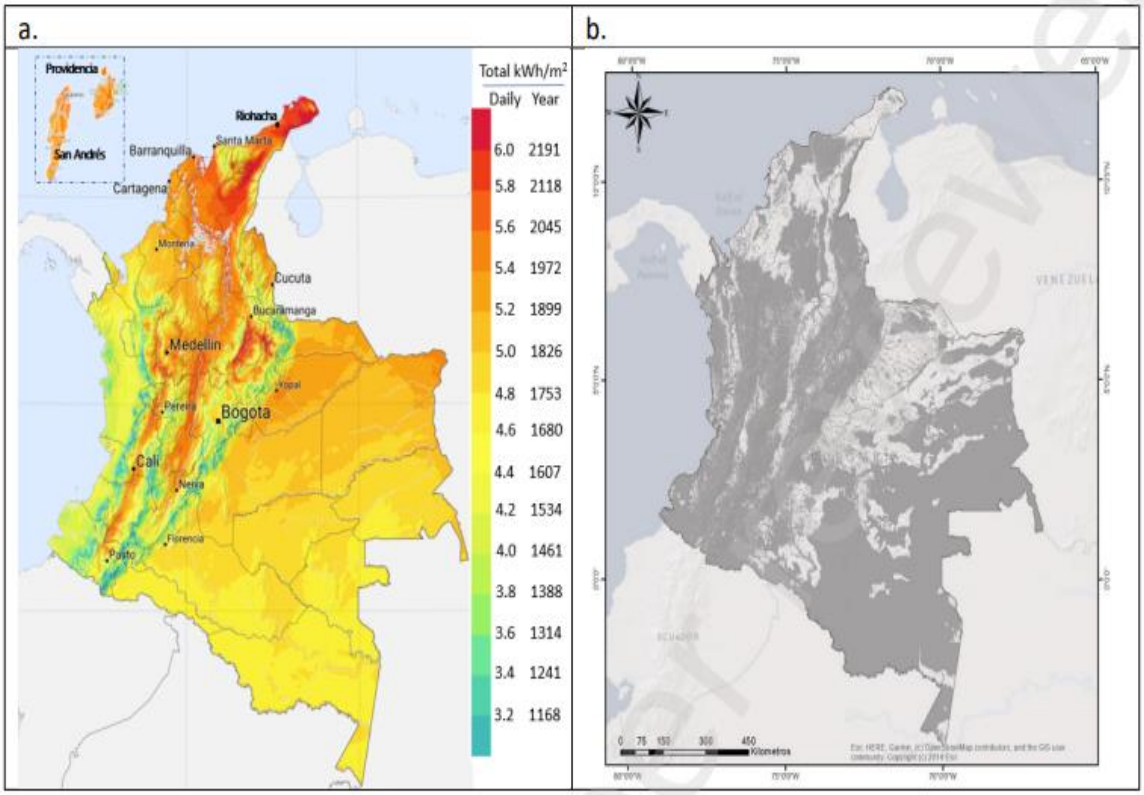
Fuente: elaboración propia.

3.2.1.1.Energía Solar para la Generación de H2 Verde

La energía solar es la fuente de energía renovable más ampliamente disponible. De acuerdo con cálculos realizados, la demanda de energía a nivel mundial podría ser cubierta mediante la instalación de paneles solares con una eficiencia del 1% en tan solo el 1% del área total de

exposición solar a nivel global. En este aspecto, la posición geográfica de Colombia en las proximidades de la región ecuatorial presenta beneficios significativos para la instalación de sistemas de energía solar (Zhang et al., 2020). Según se observa en la Figura 31, la cantidad media de radiación solar es de aproximadamente 4.5 kWh/m^2 al día, alcanzando valores cercanos a 6.0 kWh/m^2 diarios en la costa norte del país y en la región de Santander. El nivel de radiación solar en Colombia es relativamente constante a lo largo del año y supera el de la mayoría de las zonas en Estados Unidos, Canadá y naciones europeas. Esto posiciona al país como un lugar propicio para la implementación de proyectos de energía solar fotovoltaica (Wei et al., 2019).

Figura 31. *Mapa de la irradiación Solar Global y restricciones para proyectos solares en Colombia. a) Irradiación Solar Global Diaria y Anual (kWh/m²) y b) Áreas con Restricciones para Proyectos Solares.*



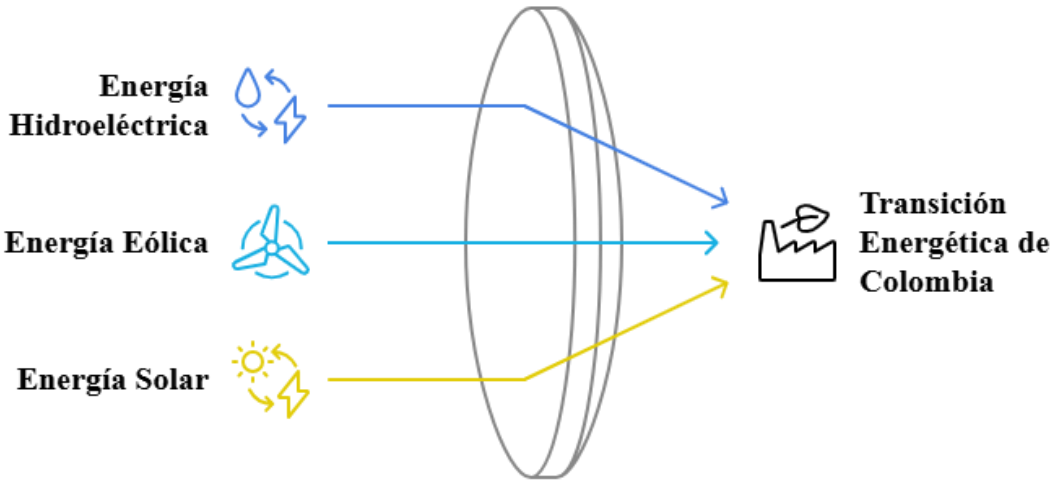
Fuente: Shahabuddin et al. (2019).

3.2.1.2.Revisión de la Producción de Hidrógeno Verde en Colombia

Como se ha mencionado previamente, Colombia se encuentra en una posición geográfica privilegiada y cuenta con una gran variedad de recursos naturales. Por ejemplo, las cadenas montañosas promueven la convivencia de diversos ecosistemas a altitudes específicas. El ecosistema de *Páramo*, del cual el 50% se ubica en Colombia, tiene la capacidad de capturar hasta el 85% del suministro de agua potable del país. Como resultado, la electricidad hidroeléctrica generada en Colombia representa más del 70% de toda la producción de energía, y actualmente no existen más oportunidades de crecimiento en este ámbito de producción. A finales de 2019, la capacidad total instalada entre las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas era de aproximadamente 17.4 GW (Perez y Perez, 2013).

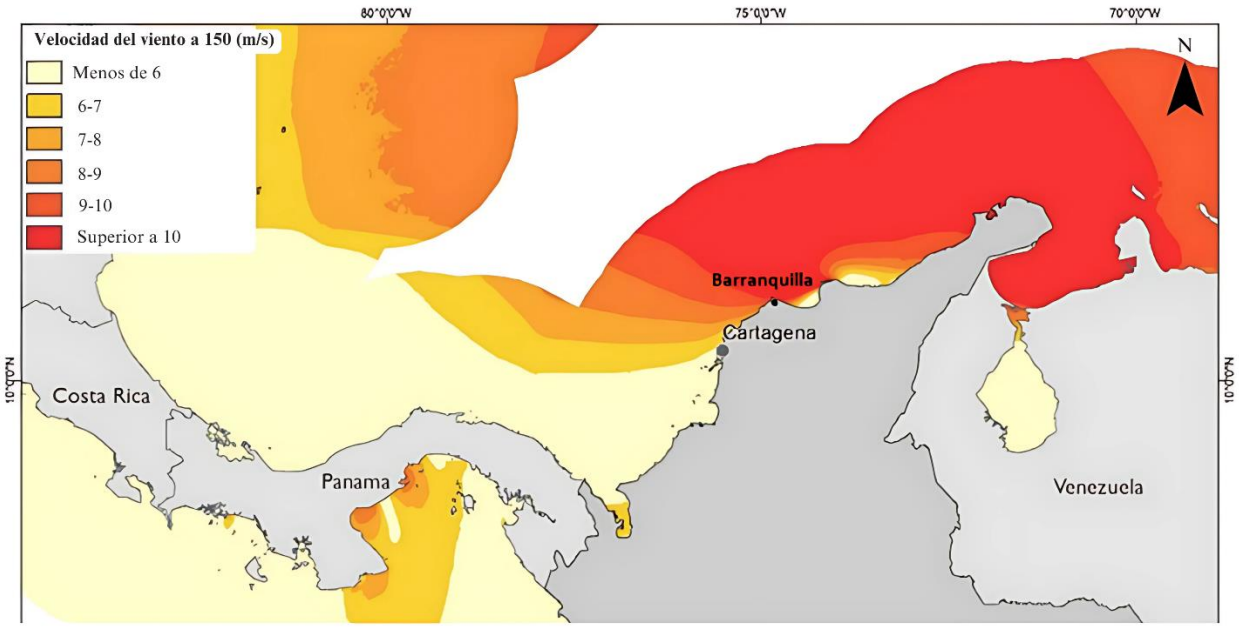
Al igual que el agua que discurre en los ríos, se ha empleado de manera eficiente para satisfacer las necesidades eléctricas de Colombia; se han explorado nuevos recursos sostenibles como la energía solar y eólica para respaldar el proceso de transición energética (Figura 32). Una vez más, la situación es favorable en este aspecto (Ospino-Castro et al., 2024). En el año 2004, se estableció el primer parque eólico en tierra en la región de La Guajira, donde las velocidades del viento oscilan entre 8 m/s y 10 m/s a una altura de 80 m, casi el doble del promedio mundial. Esta región septentrional del país podría contar con una capacidad instalada de 25 GW en tierra. En relación con la energía eólica marina, la Figura 33 exhibe la velocidad del viento en la costa caribeña de Colombia, donde las velocidades del viento superan los 10 m/s a una altitud de 150 m sobre el nivel del mar (Carvajal-Romo et al., 2019).

Figura 32. *Fuentes de energía renovable en la transición energética de Colombia*



Fuente: elaboración propia.

Figura 33. *Recursos eólicos en la parte norte de Colombia*



Fuente: elaboración propia.

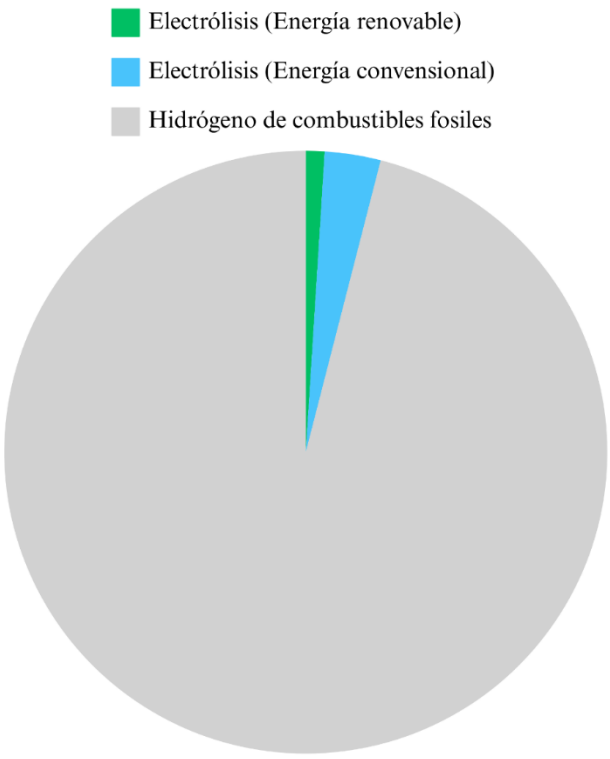
En Colombia, la capacidad eólica puede alcanzar hasta el 65-69%, con la costa occidental registrando vientos de hasta 6 m/s. En el centro del país, el factor de capacidad eólica llega al 60%. Las turbinas más grandes han mejorado este índice, alcanzando hasta el 38%.

Por lo tanto, el enfoque de *Actualizació*n no sería el adecuado para lograr los objetivos establecidos en la hoja de ruta del hidrógeno (Patiño et al., 2023).

3.3.Unión Europea

Según el tamaño del mercado, en la Unión Europea el volumen actual del mercado es de alrededor de 7.4 millones de toneladas por año. No obstante, en la Unión Europea, el 96% de la producción actual de hidrógeno se origina a partir de fuentes de energía fósil, mientras que solo el 4% proviene del proceso de electrólisis del agua (Kakoulaki et al., 2020). Además, únicamente el 1% corresponde a hidrógeno verde (Figura 34). Según la perspectiva de la madurez, el 24% de los proyectos de hidrógeno verde ha completado con éxito los análisis de viabilidad. En concreto, el 12.8% de los proyectos de hidrógeno verde se encuentran en estado de FID, mientras que el 11.2% están actualmente en funcionamiento. Según los participantes, las empresas de alto potencial seleccionadas por la Comisión Europea son consideradas los principales actores en la industria del hidrógeno verde (Green Hydrogen – The Missing Piece in the European Energy Mix, 2022).

Figura 34. *Estadísticas de la estructuración en la producción de hidrógeno en la UE*



Fuente: elaboración propia con base en datos de Kakoulaki et al. (2020).

Según los compromisos anunciados, se proyecta que la producción manufacturera de electrolizadores en la Unión Europea alcance los 18 GW para el año 2030, mientras que se estima que la demanda de electrolizadores rondará los 17 GW para dicho periodo.

En el contexto de la aceleración de la transformación, la Unión Europea ha estructurado el desarrollo de la producción de hidrógeno verde en tres etapas. Para el año 2024, se tiene previsto la instalación de al menos 6 GW de electrolizadores con el fin de producir anualmente 1 millón de toneladas de hidrógeno verde. En la fase 2, se prevé la instalación de 40 GW de electrolizadores en la región de la Unión Europea y regiones adyacentes como África del Norte y Ucrania. Se estima que se generará una producción de 10 millones de toneladas de hidrógeno verde, con una importación anual proyectada de 10 millones de toneladas (Nunez et al., 2024). Para el período

comprendido entre 2030 y 2050, se prevé que la tecnología del hidrógeno verde alcance su plena madurez y se expanda significativamente. Según la evaluación de la capacidad de los proyectos de hidrógeno verde, la Unión Europea cuenta con un potencial de capacidad considerable y se encuentra actualmente en una fase crítica de rápida implementación (Emodi et al., 2021).

La Unión Europea se destaca como líder en el desarrollo de la tecnología de electrólisis del agua, con tecnologías avanzadas como la electrólisis de óxido sólido (SOEC), junto con las tecnologías predominantes de álcalis (ALK) y PEM. Sin embargo, el hidrógeno verde aún no es económicamente viable, ya que su costo de producción es mucho mayor que el del hidrógeno gris, alcanzando los 4.32 dólares por kg (Małachowska et al., 2022). Para hacerlo rentable, se requiere reducir su costo a 2.16 dólares por kg. En cuanto al almacenamiento, se utiliza principalmente el almacenaje a alta presión y la licuefacción, aunque las tecnologías son costosas. En la actualidad, más del 90% de la energía de hidrógeno se utiliza en la refinación de petróleo y la producción de productos químicos. A futuro, la UE planea expandir su uso en sectores como la edificación, industria, transporte y redes eléctricas, aunque enfrenta desafíos como la falta de sincronización en la cadena de valor, costos elevados de producción y falta de inversión en infraestructura. La Clean Hydrogen Alliance (CHA) y diversas políticas regulatorias han consolidado el hidrógeno como parte esencial de la transición energética, con regulaciones como el descarbonización de hidrógeno y gas estableciendo un marco para el desarrollo de este mercado en expansión (Tabla 11) (Kakoulaki et al., 2020).

Tabla 11. ***Resumen de las políticas de hidrógeno verde en la UE.***

Año	Documentos de Política	Contenido Principal
2018	"Fondo de Modernización"	Fomenta la modernización de los sistemas energéticos de los países de renta baja de la UE.
2019	"Fondo de Innovación"	Proporciona financiación de RyD para la producción de hidrógeno ecológico.
2020	"Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra"	Inicializa los objetivos de capacidad para la industria del hidrógeno verde.
2021	"Horizonte Europa"	Promueve la RyD de tecnologías ecológicas de producción de hidrógeno.
2021	"InvestEU"	Financia la producción ecológica de hidrógeno y las infraestructuras sostenibles.
2021	"Mecanismo de Recuperación y Resiliencia"	Fomenta la transición energética en los Estados miembros de la UE.
2021	"Fondo de Transición Justa"	Reduce las diferencias entre los Estados miembros de la UE.
2021	"Fondo Europeo de Desarrollo Regional"	Proporciona ayuda financiera para el desarrollo de infraestructuras paneuropeas.
2021	"Fondo de Cohesión"	Proporciona ayuda financiera para el desarrollo de infraestructuras paneuropeas en países de renta baja.
2021	"Conectar Europa"	Fomenta el desarrollo de infraestructuras paneuropeas.
2022	"REPowerEU"	Acelera el despliegue del hidrógeno verde.
2022	"IPCEI Hy2Tech"	Promueve la RyD tecnológica para la cadena de valor del hidrógeno verde.
2022	"IPCEI Hy2Use"	Fomenta la producción y las infraestructuras ecológicas de hidrógeno.
2023	"Ley de Industria Neto Cero"	Fomenta la RyD de electrolizadores.
2023	"Banco Europeo del Hidrógeno"	Su objetivo es establecer un mercado inicial para el hidrógeno verde.
2024	"IPCEI Hy2Infra"	Fomenta la producción y las infraestructuras ecológicas de hidrógeno.

Fuente: Brusiło (2023).

3.4.Asia

3.4.1. Japón

En los últimos años, Japón se ha destacado como un referente mundial en el avance de la tecnología del hidrógeno, al ser el pionero en la adopción de una Estrategia Básica del Hidrógeno y situarse a la vanguardia en la investigación y desarrollo de tecnologías asociadas a este campo. Japón busca en el hidrógeno una solución estratégica para reestructurar su matriz energética, debido a las limitaciones geográficas y la dependencia de recursos energéticos limitados que lo caracterizan (Emelyanova, 2023). Este enfoque está impulsado por dichos factores. El país, debido a su ubicación rodeada de agua, ha dado prioridad a la implementación de la tecnología de electrólisis del agua con el fin de producir hidrógeno verde. Además, ha aprovechado su industria automotriz avanzada para incorporar esta fuente de energía en los vehículos de última generación, lo que ha generado beneficios recíprocos para ambas industrias (Behling et al., 2015).

Japón ha establecido metas ambiciosas dentro de su Estrategia de Crecimiento Verde, la cual tiene como objetivo lograr la neutralidad de carbono para el año 2050. Estas metas incluyen la expansión de la producción de hidrógeno a partir de fuentes de energía renovable y el desarrollo de tecnologías avanzadas de electrolizadores a gran escala. El plan propuesto contempla la disminución del precio de suministro de hidrógeno a 30 yenes/Nm^3 para el año 2030 y a menos de 20 yenes/Nm^3 para el año 2050. En el año 2021, la Organización de Desarrollo de Nuevas Tecnologías Energéticas de Japón estableció el **Fondo de Innovación Verde** con el propósito de promover sectores fundamentales en el proceso de transición hacia una sociedad con neutralidad de carbono. Este fondo cuenta con un presupuesto de dos billones de yenes. Este fondo tiene como objetivo fomentar la producción de hidrógeno renovable, el desarrollo de una cadena de suministro eficiente, la integración del hidrógeno con fuentes fósiles como el lignito y otras energías

renovables, así como el fortalecimiento de la economía del hidrógeno en su conjunto (Emelyanova, 2023).

El enfoque del Sexto Plan Básico de Energía de Japón se centra en promover las energías renovables y resalta la importancia de crear una cadena global de suministro de hidrógeno para respaldar el crecimiento sostenible en los ámbitos económico y social. De acuerdo con el plan establecido, Japón tiene como objetivo lograr una producción anual de tres millones de toneladas de hidrógeno para el año 2030, con la meta de aumentar esta cifra a 20 millones de toneladas para el año 2050 (Korneev, 2023).

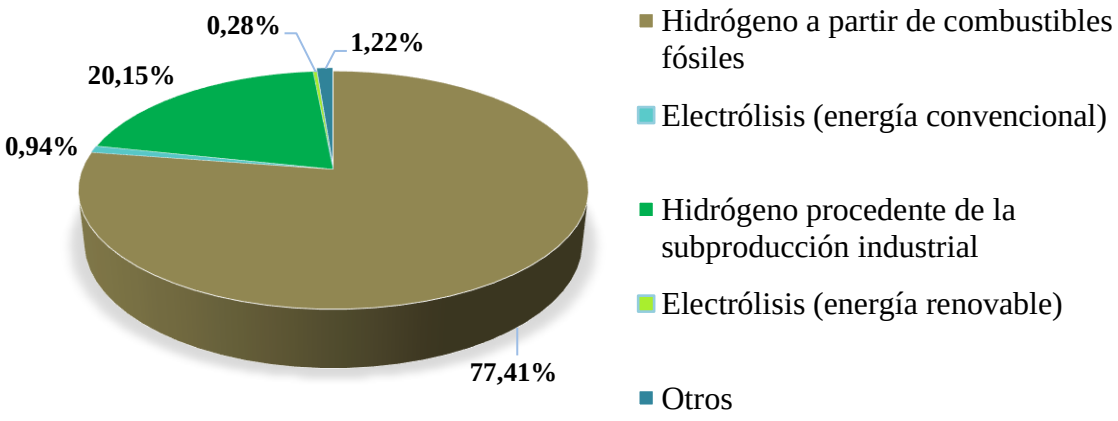
La adopción a gran escala del hidrógeno verde como fuente de energía prometedora sigue dependiendo de avances tecnológicos y del respaldo sólido de la industria. Japón, Estados Unidos y la Unión Europea han implementado modelos de desarrollo que se caracterizan por una estrecha colaboración entre el gobierno y el sector privado. Estos modelos incluyen políticas que abarcan todas las etapas de la cadena de valor del hidrógeno. En Japón, se implementan estrategias específicas para complementar este enfoque, tales como la integración del hidrógeno verde en sectores industriales rentables, como la industria automotriz, y la creación de fondos destinados al desarrollo industrial (Dzienis, 2022).

Con el fin de mantener su competitividad en los ámbitos de producción, almacenamiento, transporte y recarga de hidrógeno, Japón está reforzando su planificación estratégica y elaborando un marco integral de políticas fiscales de respaldo. Estas medidas se encuentran en consonancia con los objetivos de reducción de emisiones de carbono de China, lo que representa un ejemplo a nivel mundial para la transición hacia un futuro energético sostenible (Wang et al., 2021).

3.4.2. China

Según el tamaño del mercado, China se destaca como el principal productor y consumidor mundial de hidrógeno, con un mercado actual que alcanza aproximadamente 28 Mt por año. No obstante, el hidrógeno verde solo constituye el 0,28% de la producción global de hidrógeno (Figura 35). Según la perspectiva de la madurez, el 66,2% de los proyectos de hidrógeno verde ha superado los estudios de viabilidad. Según el estudio, el 41,2% de los proyectos de producción de hidrógeno verde se encuentran en estado de FID, mientras que el 25% de ellos ya están en funcionamiento. Según los participantes, las principales entidades en el sector del hidrógeno verde en China son las grandes empresas estatales, tales como la State Power Investment Corporation Limited y la China Petrochemical Corporation (Chai et al., 2021).

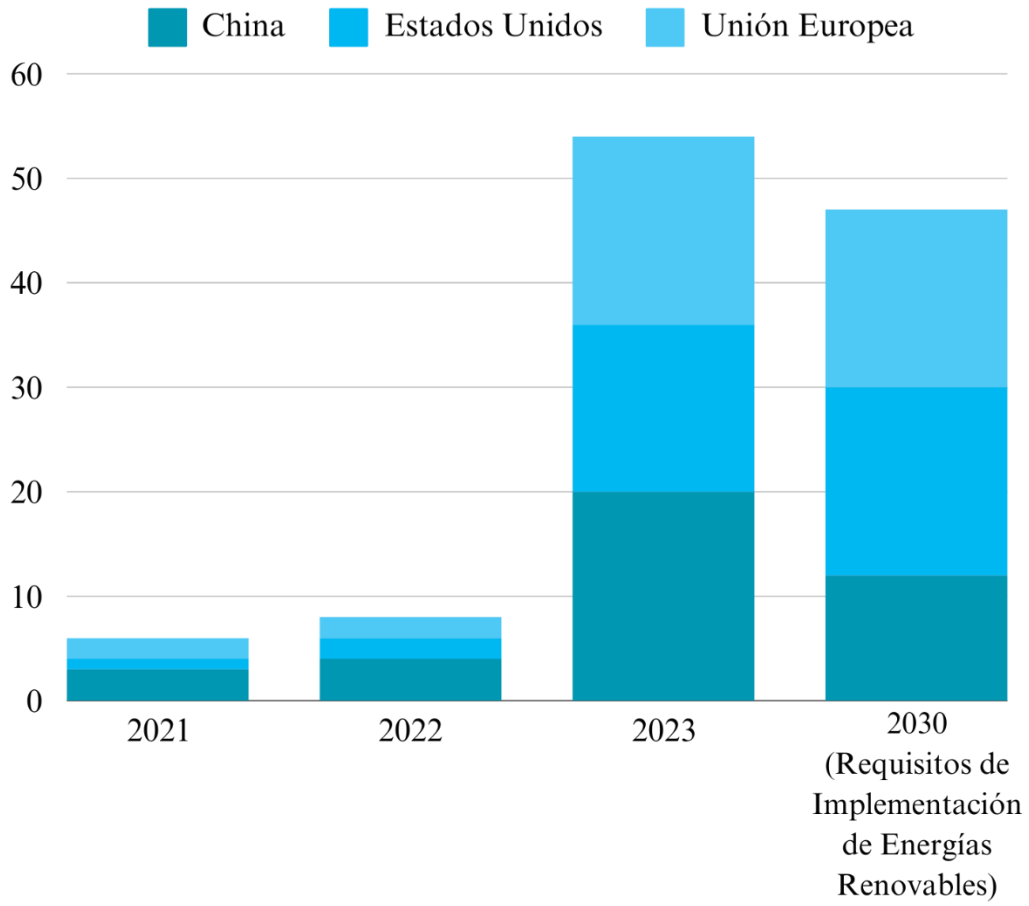
Figura 35. *La estructura de producción de energía de hidrógeno en China.*



Fuente: Chai et al. (2021).

Según las proyecciones, para el año 2030, se espera que la producción manufacturera de electrolizadores en China alcance los 20 GW, mientras que la demanda estimada para ese mismo año será de alrededor de 12 GW (Figura 36) (Ren et al., 2020).

Figura 36. *La producción actual y proyectada de electrolizadores en el sector manufacturero.*



Fuente: elaboración propia.

Se estima que, en el contexto de aceleración de la transformación, China genere aproximadamente 5 millones de toneladas de hidrógeno verde anualmente para el año 2030, con una capacidad instalada de electrolizadores de alrededor de 80 GW. Para el año 2060, se estima que se generarán aproximadamente 100 millones de toneladas de hidrógeno verde anualmente. La

capacidad de los electrolizadores instalados se prevé que alcance alrededor de 500 GW para ese mismo año, según (Fan et al., 2021). Según la capacidad de los proyectos de hidrógeno verde en China, actualmente se encuentra en una fase crítica de rápida implementación.

En China, la electrólisis alcalina (ALK) emerge como la tecnología predominante para la generación de hidrógeno verde. Sin embargo, su viabilidad económica persiste como un obstáculo debido al elevado costo de producción, que se sitúa entre 4.92 y 6.23 dólares por kilogramo, una cifra considerablemente superior en comparación con el hidrógeno derivado del carbón. Para su rentabilidad, es imperativo reducir este costo a 2.18 dólares por kilogramo, lo cual está condicionado por la disminución de los costos asociados con la electricidad renovable (Ren et al., 2020). China ha progresado en el almacenamiento de hidrógeno gaseoso a alta presión, mientras que los sistemas de almacenamiento líquido (criogénico y orgánico) y sólido continúan en etapas de desarrollo. Con respecto a la distribución, la nación se sustenta en remolques de alta presión para distancias cortas. Sin embargo, la infraestructura de tuberías de hidrógeno está experimentando una expansión acelerada, proyectándose una extensión de más de 3000 kilómetros para el año 2030.

China encabeza el mercado global de hidrógeno verde, constituyendo el 29% de la demanda global, predominantemente en el sector químico. Sin embargo, las aplicaciones en el sector del transporte están experimentando un crecimiento, con la presencia de 428 estaciones de recarga y más de 13,699 vehículos de celdas de combustible de hidrógeno para finales de 2023. Pese a los progresos, otras tecnologías de producción, tales como la biomasa, la energía nuclear y solar, aún se encuentran en etapas experimentales y no han logrado alcanzar la escala industrial. En contraste, las tecnologías de electrólisis continúan progresando con diversas variantes de membranas para optimizar la eficiencia (Ren et al., 2020).

Entre las técnicas empleadas, la electrólisis de agua alcalina se destaca como el método más empleado en China para la producción de hidrógeno a gran escala. Se realiza una evaluación de cada una de las tecnologías en aspectos fundamentales como la eficiencia en la producción de hidrógeno, los costos operativos, la complejidad técnica, el nivel de madurez tecnológica y el impacto ambiental. Las Tablas 12 y 13 presenta una comparación detallada de estas rutas tecnológicas.

Tabla 12. ***Comparativa de cuatro rutas técnicas en el ámbito de la tecnología agua electrolítica.***

Diafragma Electrolítico	**Película de amianto 30% KOH**	**Membrana de intercambio de protones**	**Membrana de intercambio aniónico**	**Óxido de estado sólido**
Pureza de la producción de hidrógeno	≥99.8%	≥99.99%	≥99.99%	---------
Dificultad de Funcionamiento	Necesidad de controlar la presión diferencial, necesidad de desalcalinizar	Arranque / parada rápidos, sólo vapor de agua	Arranque / parada rápidos, sólo vapor de agua	Sin cambios en arranque / parada, sólo vapor de agua
Mantenimiento	Fuerte corrosión alcalina	Medios no corrosivos	Medios no corrosivos	----------
Requisitos Medioambientales	Contaminación del aire por amianto	No contaminante	No contaminante	----------
Madurez tecnológica	Escalado industrial	Rápida comercialización	Demostración inicial	Fase de laboratorio
Eficiencia de producción de hidrógeno (kWh/kg de hidrógeno)	50-70%	50-83%		45-55%
Coste del sistema (USD/kW)	500-1000	700-1400		2000

Fuente: elaboración propia.

Tabla 13. ***Comparación de tecnologías de electrólisis para la producción de Hidrógeno.***

Diafragma electrolítico	Película de amianto 30% KOH	Membrana de intercambio de protones	Membrana de intercambio aniónico	Óxido de estado sólido
Dificultad de funcionamiento	Necesidad de controlar la presión diferencial, necesidad de desalinizar	Arranque y parada rápida, solo vapor de agua	Arranque y parada rápidos, solo vapor de agua	Sin cambios en el arranque/parada, solo vapor de agua
Mantenibilidad	Corrosivo alcalino fuerte	medios no corrosivos	medios no corrosivos	—
Requisitos medioambientales	Contaminación atmosférica por amianto	No contaminante	No contaminante	—
Madurez tecnológica	Ampliación industrial	Rápida comercialización	Demostración inicial	Fase de laboratorio
Eficacia de la producción de hidrógeno (kWh/kg de hidrógeno)	50-70%	50-83%	—	45-55%
Coste del sistema (USD/kW)	500-1000	700-1400	—	2000

Fuente: elaboración propia.

3.4.2.1.Políticas de hidrógeno verde en China: Impulsando el desarrollo sostenible

3.4.2.1.1. Directrices clave del gobierno para el desarrollo del hidrógeno verde

Para contextualizar los aspectos que se abordan en este apartado, en la Tabla 14 se detallan las políticas de hidrógeno verde en China.

Tabla 14. Resumen de las políticas de hidrógeno verde en China.

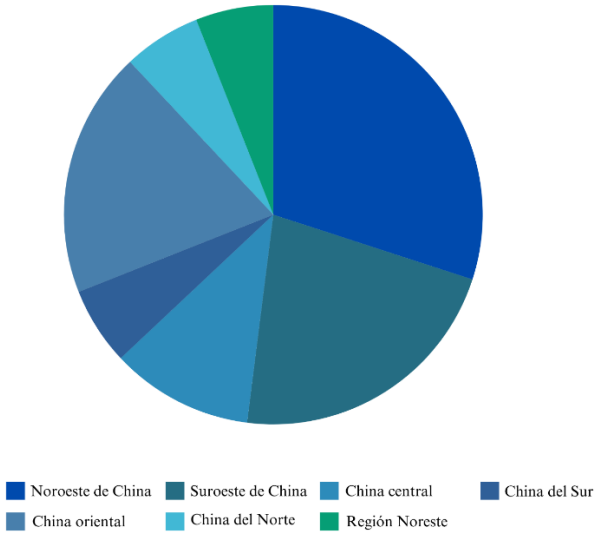
Año	**Documentos de política**	**Contenido Principal**
2020	"Aviso sobre la demostración y aplicación de vehículos de pila de combustible"	Ofrece incentivos a las tecnologías avanzadas para los vehículos híbridos.
2020	"Plan de desarrollo de la industria de vehículos de nueva energía (2021-2035)"	Promueve la colocación de infraestructuras como HRS y conducciones de hidrógeno.
2022	"Plan a Medio y Largo Plazo para el Desarrollo de la Industria de la Energía del Hidrógeno (2021-2035)"	Facilita la demostración de proyectos de producción ecológica de hidrógeno, el desarrollo de infraestructuras y transportes y la exploración de aplicaciones en otros campos.
2023	"Guía de construcción del sistema estándar de la industria de la energía del hidrógeno"	Su objetivo es promover el desarrollo y la aplicación de normas para la producción, almacenamiento, suministro y aplicación de hidrógeno ecológico.

Fuente: Pingkuo y Junqing (2024).

La estrategia de la industria del hidrógeno verde difundida por entidades no gubernamentales para agosto de 2022, alrededor de 30 provincias y urbes chinas, incluyendo Shanghái, Shenzhen, Sichuan, Xinjiang, Shandong, Guangdong y Qinghai, habían diseñado

estrategias o pautas de crecimiento centradas en la energía del hidrógeno. Las tierras del noroeste, como Xinjiang, Qinghai, Gansu y Ningxia, contribuían con el 30% del progreso, mientras que las regiones del suroeste, como Sichuan, representaban el 22% (Figura 37). A pesar de que la planificación de la cadena completa de la industria energética del hidrógeno difiere según la región, el centro de atención en todas ellas se centra en la creatividad y el progreso de tecnologías ecológicas vinculadas al hidrógeno (Man et al., 2024).

Figura 37. *Porcentaje de las políticas de hidrógeno verde implementadas en cada región de China.*



Fuente: elaboración propia.

3.5. África

El hidrógeno verde está surgiendo como una opción alentadora en África para abordar la demanda de energía ecológica y sustentable. En Sudáfrica, el Proyecto Oasis Green Hydrogen, con una capacidad de 5 GW, tiene como objetivo generar 400,000 toneladas de hidrógeno verde al año a través de la electrólisis PEM y la energía solar integrada, con una puesta en marcha prevista para 2027 (BloombergNEF, 2021). Zambia también está progresando con el Proyecto Zambezi Green

Hydrogen, que proyecta una potencia de 200 MW y una generación de 10,000 toneladas al año mediante el uso de electrólisis alcalina. Esta perspectiva no solo reduce las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también diversifica las fuentes energéticas de la nación (World Energy, 2021)

La fascinación por el hidrógeno verde se propaga a Egipto, donde se está construyendo el Centro de Hidrógeno Verde de El Cairo con una capacidad prevista de 1 GW, produciendo alrededor de 80,000 toneladas anuales de hidrógeno verde para 2025. Este proyecto hace uso de la electrólisis PEM y se favorece de la abundante radiación solar presente en el país (BloombergNEF, 2021). Estos proyectos, respaldados por alianzas internacionales y la aplicación de tecnologías de vanguardia, resaltan la capacidad de África para encabezar el cambio energético mundial hacia recursos renovables, disminuyendo su dependencia de los combustibles fósiles y fomentando un crecimiento económico sostenible (PV Magazine, 2022). Oceanía

El mapa de iniciativas prominentes de hidrógeno verde en Oceanía exhibe una serie de iniciativas de relevancia en Australia y Nueva Zelanda, cada una de las cuales ejerce un impacto significativo en la transición hacia fuentes energéticas más sostenibles. Estos proyectos se sitúan estratégicamente en regiones con abundante disponibilidad de recursos renovables, tales como el sol y el viento, factores cruciales para la generación de hidrógeno verde. Por ejemplo, el proyecto H_2Kwinana, situado en Kwinana, Australia, tiene como objetivo generar 5 GW de hidrógeno verde mediante el uso de electricidad PEM y gas, con una puesta en marcha proyectada para 2027. Este tipo de iniciativas no solo fomentan la producción de hidrógeno verde, sino que también evidencian el compromiso de estas naciones con la mitigación de emisiones y la adopción de tecnologías de carácter limpio.

La implementación de estos proyectos en Oceanía enfatiza la relevancia de las colaboraciones internacionales y la inversión en infraestructuras de vanguardia para optimizar la

utilización de los recursos naturales disponibles. En Cartagena, es viable implementar estrategias análogas, capitalizando su posición geográfica estratégica y sus abundantes recursos naturales para la ejecución de proyectos de hidrógeno verde que cubran la demanda local de energía limpia y que a la vez consoliden a la ciudad como un exportador esencial en el mercado global de hidrógeno verde. Esto genera una sinergia en la que la inversión en infraestructuras y tecnologías de vanguardia tiene el potencial de estimular la economía local, fomentar la creación de empleo y aportar de manera significativa a los objetivos globales de sostenibilidad y mitigación de las emisiones de carbono.

4. Explorando la demanda de hidrógeno: utilización y desafíos en el camino hacia la sostenibilidad

4.1. Demanda global de hidrógeno: impulsando en camino hacia la sostenibilidad

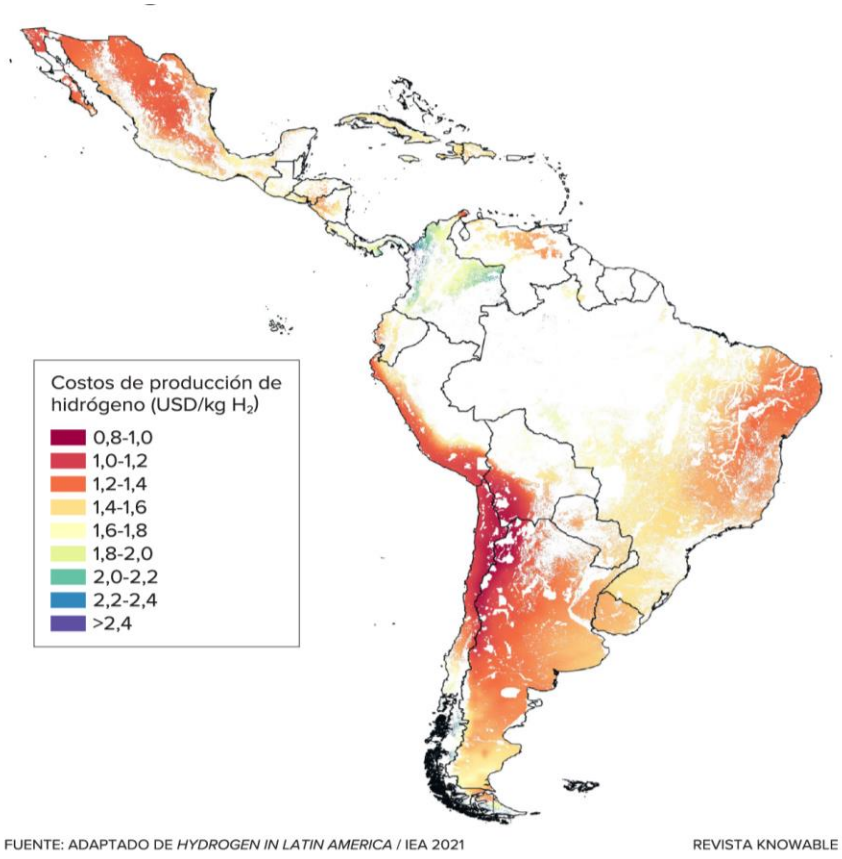
La necesidad de hidrógeno verde sufrirá un incremento considerable debido a la meta de alcanzar la neutralidad de carbono para el año 2050. Se proyecta que se requerirán aproximadamente 600 millones de toneladas anuales (MTPA), lo que implica un aumento de diez veces en la capacidad actual de producción de hidrógeno (ver **Figura 39**). Según la Agencia de las Naciones Unidas para el Hidrógeno en el Foro Económico Mundial, se destinarán al sector del transporte, 112 MTPA a la industria, y 140 MTPA a la producción de energía y otras aplicaciones industriales.

Para cubrir esta creciente necesidad de hidrógeno en el sector del transporte y otros, será esencial generar hidrógeno a gran escala empleando fuentes más ecológicas y sostenibles (Abdin et al., 2019; Sparkedadmin, 2022).

4.2. Utilización del Hidrógeno en el Sector Energético

El hidrógeno puede utilizarse para producir energía mediante diferentes métodos, tales como la combustión directa, la generación a través de pilas de combustible o en procesos industriales donde se emplea como sustancia química. En el sector del transporte, se puede emplear directamente el hidrógeno como combustible para vehículos de tamaño reducido, autobuses, camiones, trenes, e incluso, en el futuro, para aviones y carga. Además, se utiliza para balancear la red eléctrica y en procedimientos de co-combustión en instalaciones de generación de energía térmica. En el sector químico, sustancias como el amoníaco (usado en la producción de abonos), el metano y el metanol deben ser elaboradas empleando hidrógeno como recurso básico (Figura 38).

Figura 38. *Proyección del costo de producción de hidrógeno con energía renovable en américa latina para 2050.*



Fuente: Español (2023).

La creciente economía del hidrógeno verde brinda múltiples posibilidades para la investigación, el desarrollo y la fabricación de elementos esenciales, tales como los electrolizadores y las baterías de combustible, que resultan esenciales para el desarrollo y la escalabilidad industrial. Las baterías de combustible de PEM son las más empleadas, particularmente en usos de transporte, gracias a su escasa necesidad de temperatura para funcionar y su rapidez de arranque (Narayanan et al., 2023a).

4.2.1. Evaluación del hidrógeno empleado como reservorio de combustible

Matute et al. (2022) optimizaron el despacho horario de un sistema de electrólisis conectado a la red eléctrica en España, considerando estados operativos y factores como carga productiva e intercambios de energía. Yanfei y colaboradores (2022) analizaron la factibilidad económica de los vehículos de hidrógeno en China, calculando un costo promedio de 12.2 USD/kg en estaciones de suministro. Zhang y colaboradores (2020) evidenciaron que la electrólisis adaptable a la red disminuye los costos y emisiones en los vehículos, logrando los costos más bajos con un 80%-90% de capacidad anual y electrolizadores a 300 USD/kW.

Pomaska et al. (2022) evaluaron la factibilidad económica del hidrógeno líquido en embarcaciones, teniendo en cuenta el efecto de los impuestos al carbono a través del modelo de elección real. Cerniauskas y colaboradores (2019a) subrayaron la relevancia de las flotas cautivas y el transporte público para la introducción del hidrógeno, proyectando competitividad en términos de costos para 2025 con impuestos al carbono. Sens y colaboradores (2024a) evaluaron las cadenas de abastecimiento de hidrógeno en Alemania, Argentina y Túnez, determinando que el hidrógeno gaseoso comprimido será más accesible con costos estimados de 4-5 euros/kg para los años 2030-2050.

Finalmente, Chi et al. (2020) indicaron que la disminución del platino en las células de combustible fomenta su evolución, aunque aún existen retos para incorporar el hidrógeno renovable como solución energética integral.

4.2.2. El hidrógeno empleado como combustible auxiliar

En años recientes, el hidrógeno ha obtenido un notable reconocimiento como combustible alternativo. Se estima que, en su papel de alternativa ecológica, el hidrógeno podría ser de dos a

tres veces más eficaz que la gasolina, debido a su combustión limpia, su fabricación local y su habilidad para abastecer vehículos con baterías de combustible. Su elevada capacidad de energía lo volvió esencial para lanzar naves espaciales y cohetes de la NASA en los años 70. El contenido energético de 1 kg de hidrógeno equivale a 1 galón de gasolina, aunque con una densidad energética menor. Actualmente, el hidrógeno está transformándose en una fuente de energía o calor frecuente para la industria, el transporte y otras aplicaciones en sistemas de energía de bajo carbono, en una expansión constante a escala mundial (Boretti, 2021).

La eficacia del hidrógeno, siempre que no haya limitaciones para el abastecimiento de energía y se puedan evaluar las emisiones de CO_2, es primordialmente un asunto económico que necesita ser examinado a lo largo de toda su cadena productiva. Esto es vital ya que el hidrógeno puede ser empleado de forma más eficaz en algunas aplicaciones y puede ser generado sin producir gases de efecto invernadero. Por ejemplo, en los vehículos, las baterías de combustible de hidrógeno exhiben una eficiencia cercana al 60%, en comparación con el 20% de los motores de combustión interna de gasolina. Las plantas de energía de carbón actuales cuentan con una eficiencia cercana al 45%, en cambio, la pérdida de energía en las líneas eléctricas excede el 10% (Leach et al., 2020).

5. Cartagena. Un pilar estratégico en los proyectos globales de hidrógeno verde

Factores fundamentales que sitúan a Cartagena como una urbe idónea para la generación de hidrógeno de origen sostenible (Tabla 15). La posición geográfica estratégica en la costa septentrional de Colombia facilita el acceso a mercados internacionales, un factor crucial para la exportación eficaz del hidrógeno verde. Adicionalmente, la sofisticada infraestructura portuaria de Cartagena, un puerto de gran relevancia en Colombia y en la región del Caribe, asegura la gestión segura y eficaz del transporte y almacenamiento de hidrógeno (Port-centric Development: Strategic Logistics Investments, 2013).

Tabla 15. ***Factores clave que hacen de Cartagena una ciudad ideal para la producción de hidrógeno verde.***

Factor	Descripción
Ubicación Geográfica	Cartagena se ubica de manera estratégica en la costa septentrional de Colombia. Esta posición geográfica favorece el acceso a mercados globales, facilitando una exportación eficaz del hidrógeno verde. La cercanía a rutas marítimas significativas también representa un beneficio para la logística y distribución de esta fuente energética.
Infraestructura Portuaria	La infraestructura portuaria de Cartagena se caracteriza por su modernidad y desarrollo avanzado. El puerto urbano es uno de los más significativos tanto en Colombia como en la región del Caribe. Esta infraestructura resulta imprescindible para el traslado y almacenamiento del hidrógeno verde, garantizando su manejo seguro y eficaz.
Recursos Naturales	Cartagena se caracteriza por su abundancia de recursos naturales, particularmente el sol y el viento. Estos componentes son fundamentales para la generación de hidrógeno verde a través de tecnologías renovables, tales como la electrólisis y la conversión fotovoltaica. La provisión de dichos recursos disminuye los costos de producción y potencia la sostenibilidad del proceso.
Iniciativas Gubernamentales	El respaldo gubernamental, tanto a escala local como nacional, es fundamental para el avance de iniciativas de hidrógeno verde. En Colombia, se evidencia un compromiso significativo con las fuentes de energía renovable, y se han instaurado políticas y programas orientados a promover la inversión en este sector. Cartagena obtiene ventajas de estas iniciativas, atrayendo proyectos y financiación.
Colaboraciones Internacionales	Cartagena ha representado un núcleo central para iniciativas internacionales orientadas a fomentar y desarrollar la generación de hidrógeno de origen renovable. Estas colaboraciones conllevan tecnología de vanguardia, habilidades técnicas y prácticas óptimas que resultan fundamentales para el éxito de estos proyectos.
Potencial Económico	La generación de hidrógeno verde en Cartagena posee la capacidad de generar empleo y promover el desarrollo económico en la región. La industria del hidrógeno verde no solo fomenta la sostenibilidad medioambiental, sino que también proporciona oportunidades económicas para la comunidad residente.

Fuente: Hassan et al. (2023).

El recurso natural constituye otro elemento esencial, con un alto contenido de sol y viento en la región, elementos indispensables para la generación de hidrógeno verde mediante tecnologías renovables como la electrólisis y la conversión solar. La asistencia gubernamental a escala local y nacional en Colombia potencia el avance de proyectos de hidrógeno verde, mientras que las colaboraciones internacionales contribuyen con tecnología de vanguardia y competencias técnicas, elementos cruciales para el éxito de dichos proyectos. En última instancia, el potencial económico de la generación de hidrógeno verde en Cartagena no solo genera oportunidades laborales y promueve el desarrollo económico, sino que también sitúa a la ciudad como un actor esencial en el mercado global de energías limpias. Estos elementos en conjunto enfatizan la factibilidad y el potencial de Cartagena para transformarse en un eje estratégico en la transición hacia fuentes de energía más sostenibles (Pineda et al., 2020).

6. Revisión completa del proyecto actual de hidrógeno verde en Cartagena

6.1. Proyectos de H_2 verde en Colombia

Empresas Colombianas que trabajan en conjunto con Chile en el Green Hydrogen Summit Chile LAC 2023.

Nombre del proyecto: Primer bus Hidrógeno 100% ensamblado en Colombia.

Objetivos del proyecto: Elaboración y diseño de un busetón conforme a las especificaciones del negocio. Energizado por una celda completamente fabricada en Colombia de combustible H_2, destinada al mercado colombiano y latinoamericano. A través del respaldo de Fenoge.

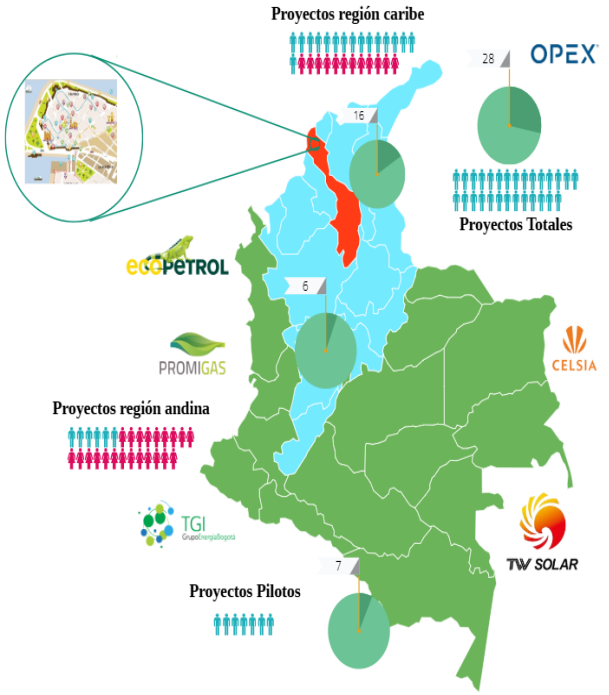


Figura 39. *Proyectos en producción de H_2 verde en Colombia*

Nombre del proyecto: Parque de Movilidad del Caribe

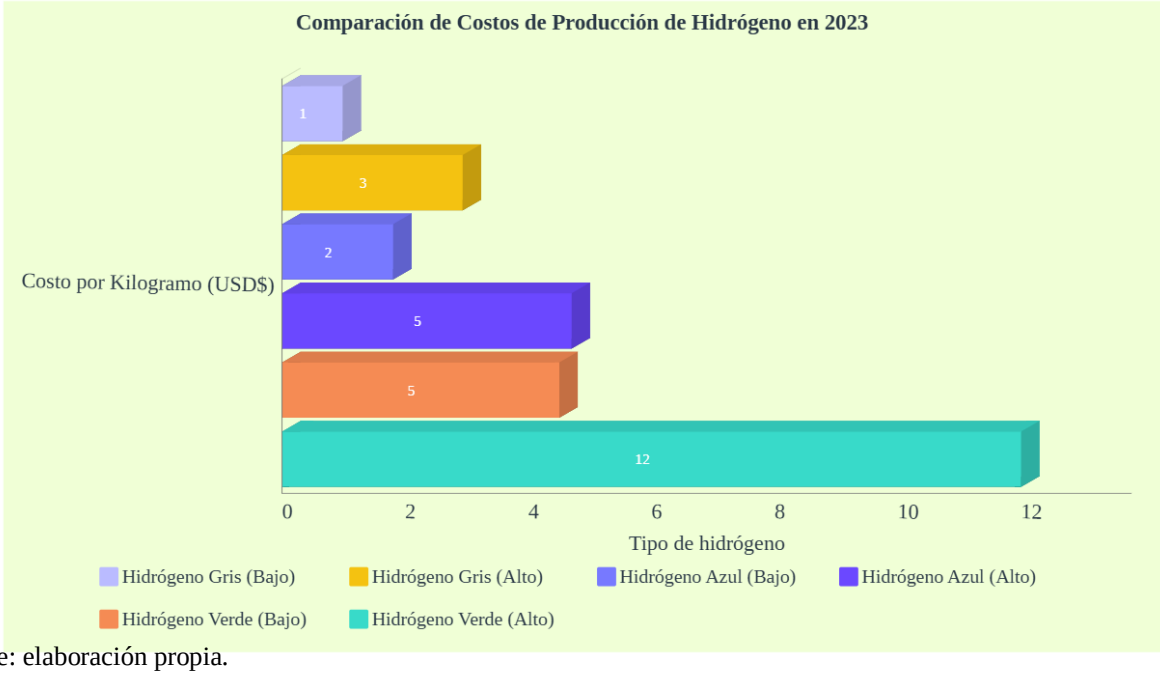
Objetivos del proyecto: La generación de hidrógeno verde mediante tecnología solar fotovoltaica para su distribución en aplicaciones de movilidad liviana y autobuses.

Capacidad de energía: 150 kW

Colombia es una opción viable para la producción de H_2 verde debido a su abundancia en recursos renovables, como la energía hidroeléctrica, solar y eólica, que garantizan un suministro constante y sostenible de electricidad para la electrólisis del agua, proceso clave para su producción.

Actualmente, los costos globales de producción del H_2 varían significativamente según su tipo: el hidrógeno gris, que utiliza combustibles fósiles, tiene un costo de entre US$0,98 y US$2,93 por kilogramo; el hidrógeno azul, que incluye captura de carbono, oscila entre US$1,8 y US$4,7 por kilogramo; y el hidrógeno verde, que depende exclusivamente de fuentes renovables, se sitúa entre US$4,5 y US$12 por kilogramo (Colorado, 2023) (Figura 40).

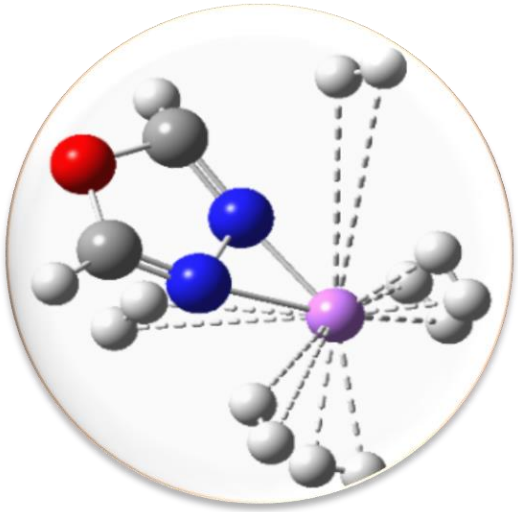
Figura 40. *Proyectos en producción de H_2 verde en Colombia.*



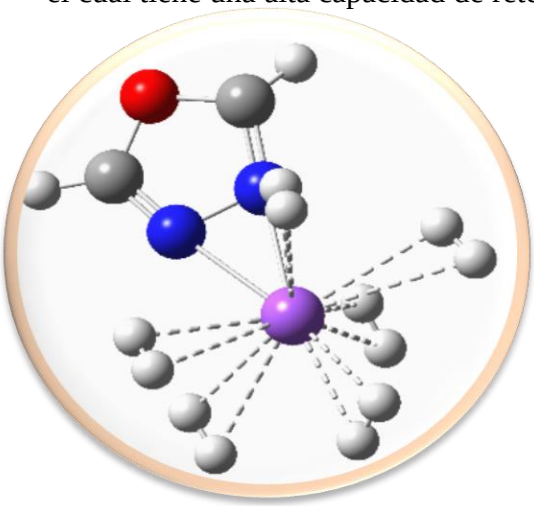
Fuente: elaboración propia.

6.2. Almacenamiento Químico H_2 verde

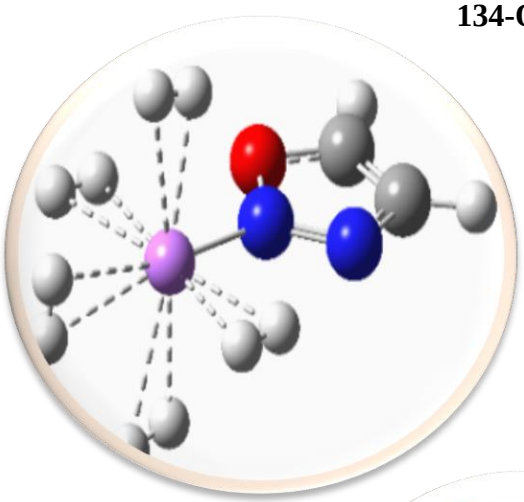
En este proyecto, seleccionamos de manera estratégica los isómeros de un compuesto heterocíclico de cinco miembros con dinitrógeno oxadiazol como molécula receptora y utilizamos Sodio (Na) y Potasio (K) como dopante, dado que se encuentran dentro del mismo grupo que el Litio (Li), el cual tiene una alta capacidad de retención.



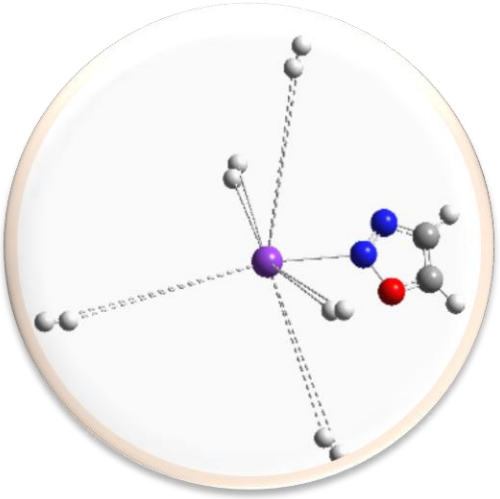
134-Oxadiazole-Li



134-Oxadiazole-Na

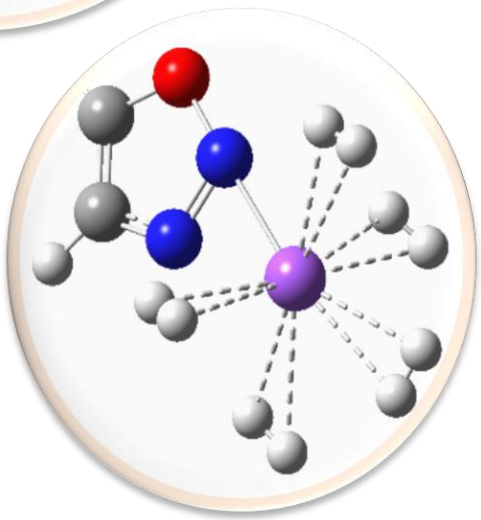


123-Oxadiazole-Li



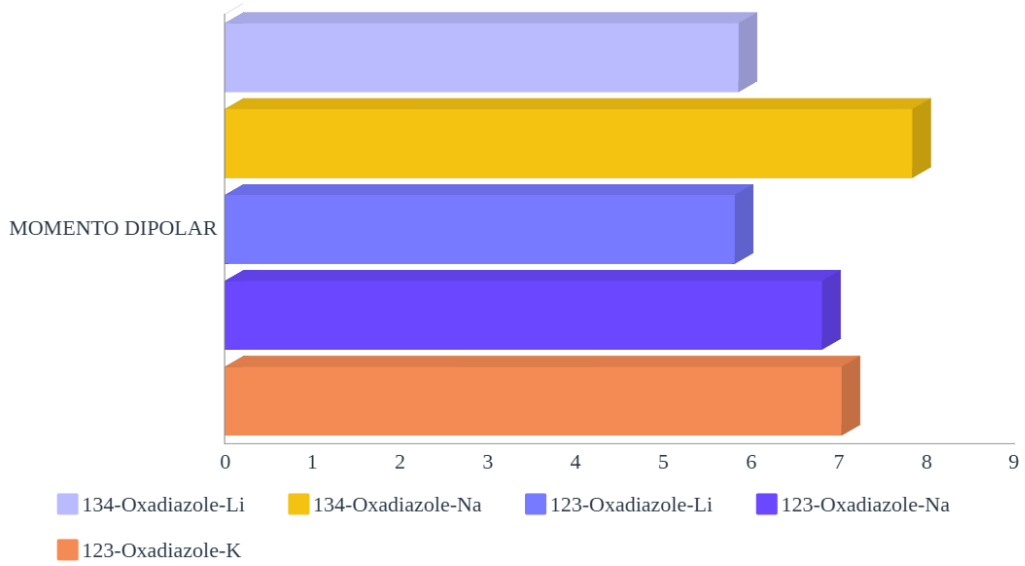
123-Oxadiazole-K

123-Oxadiazole-Na



El análisis de derivados de oxadiazoles con Li, Na y K en presencia de H_2 muestra que 123-Oxadiazole-K, con energía de -867.814 y momento dipolar de 7.027 D, destaca por su alta estabilidad y retención de hidrógeno. Por su parte, 134-Oxadiazole-Na (-431.352, 7.833 D) combina estabilidad con una polarización elevada, favoreciendo una liberación controlada. Los derivados de Li, con energías menos negativas y menor dipolaridad, presentan interacciones débiles, adecuadas para liberación rápida en aplicaciones como celdas de combustible. Esto evidencia que las propiedades ideales dependen del uso específico (figura 41)

Figura 41. *Valores de los momentos dipolares de cada complejo.*



Fuente: elaboración propia.

Tabla 16. ***Resultados de los cálculos computacionales empleados en este proyecto (CAM-B3LYP /6-311+G(d,p)).***

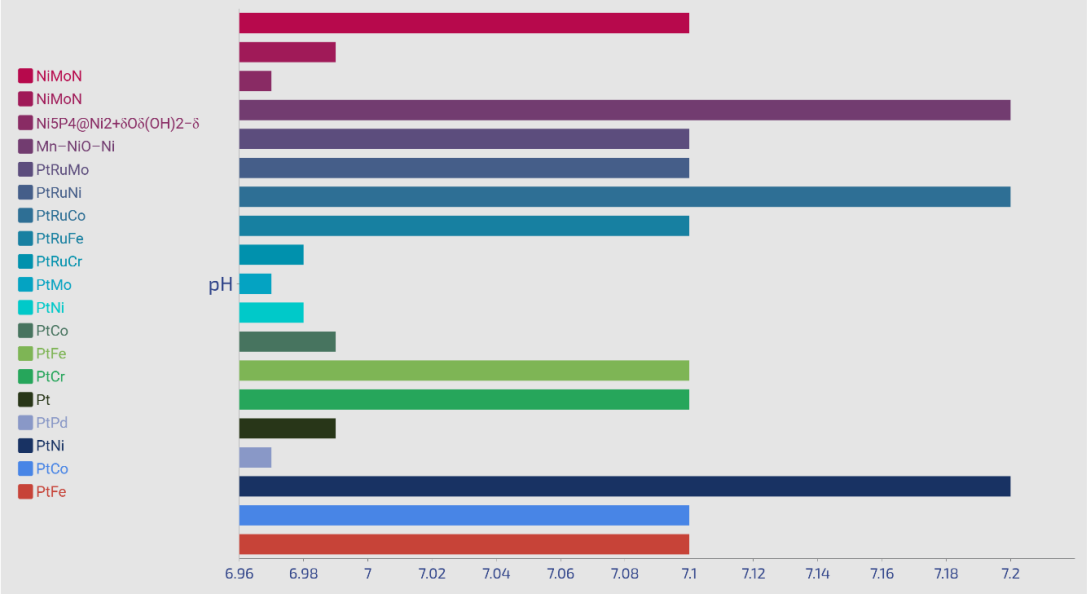
Nombre	HOMO	LUMO	Potencial químico (μ)	Potencial de ionización (I)	Electronegatividad (χ)	Afinidad electrónica (A)	Electrofilicidad (ω)	Dureza (η)
123-Oxadiazole	-0.36443	0.02523	-0.38966	0.36443	0.16960	-0.02523	0.01479	0.19483
123-Oxadiazole-Li	-0.12403	-0.07094	-0.05309	0.12403	0.09749	0.07094	0.00004	0.02655
123-Oxadiazole-Na	-0.12146	-0.05454	-0.06692	0.12146	0.08800	0.05454	0.00007	0.03346
123-Oxadiazole-K	-0.11013	-0.05278	-0.05735	0.11013	0.08146	0.05278	0.00005	0.02868
134-Oxadiazole	-0.36603	0.00082	-0.36685	0.36603	0.18261	-0.00082	0.01234	0.18343
134-Oxadiazole-Li	-0.15896	-0.02301	-0.13595	0.15896	0.09099	0.02301	0.00063	0.06798
134-Oxadiazole-Na	-0.13475	-0.02462	-0.11013	0.13475	0.07969	0.02462	0.00033	0.05507
134-Oxadiazole-K	-0.10316	-0.03005	-0.07311	0.10316	0.06661	0.03005	0.00010	0.03656

Fuente: elaboración propia.

6.3. Innovación tecnológica integradas en catalizadores

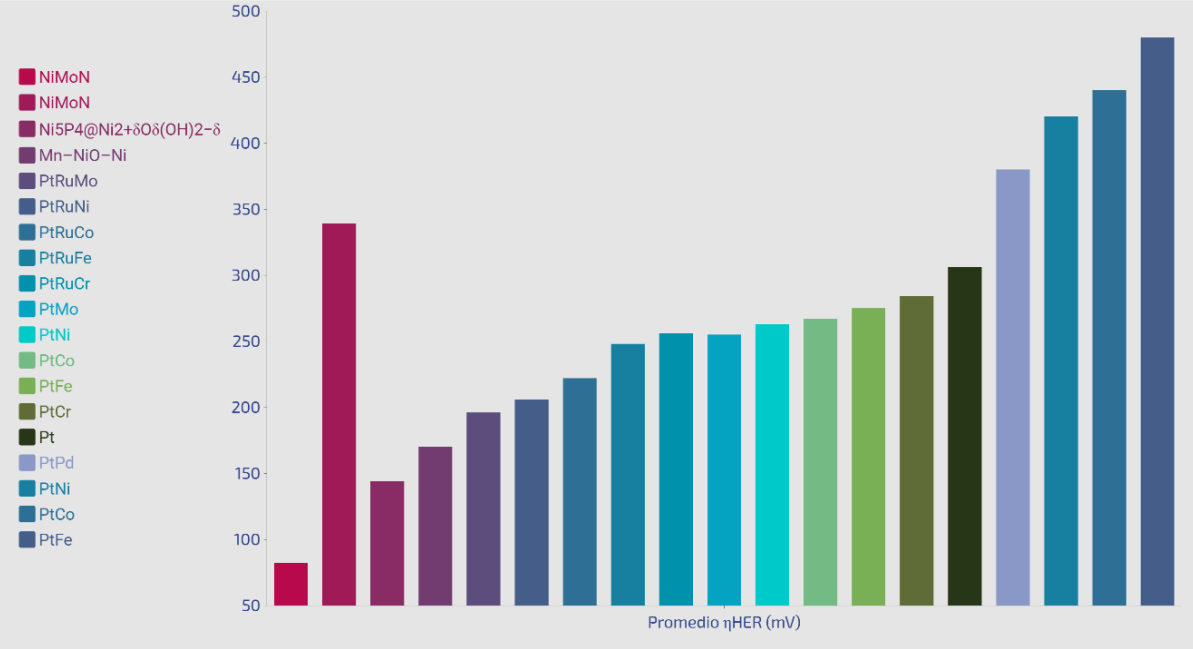
Los resultados obtenidos en este proyecto muestran que el desempeño de los catalizadores en la Reacción de Evolución de Hidrógeno (HER) está influenciado por el pH del medio y la composición del material catalítico. En condiciones cercanas a la neutralidad (pH entre 6.96 y 7.20), los catalizadores multimetálicos como PtRuNi y PtRuFe exhiben mayor eficiencia y estabilidad, gracias a la sinergia entre sus componentes, que optimiza tanto la cinética de la reacción como la tolerancia a impurezas comunes (Figura 42). Estos catalizadores destacan por reducir el sobrepotencial necesario para la HER, mejorando la eficiencia energética del proceso. En contraste, catalizadores más simples como NiMoN, aunque más económicos, presentan limitaciones en estabilidad y rendimiento. Los catalizadores bimetálicos PtFe y PtCo, operando en condiciones ligeramente alcalinas, muestran alta resistencia a la corrosión y una vida útil prolongada, siendo opciones viables para aplicaciones industriales sostenibles (Figura 43).

Figura 42. *Relación entre el pH y la efectividad de los catalizadores usados.*



Fuente: elaboración propia.

Figura 43. *Relación entre el pH y la efectividad de los catalizadores usados.*



Fuente: elaboración propia.

6.4. Metodologías para la medición y mitigación de impurezas

Los resultados obtenidos en el análisis de los parámetros fisicoquímicos de las playas de Bocagrande, Boquilla, Manzanillo, Castillogrande, Manga y Marbella presentan una evaluación detallada de variables como pH, temperatura, oxígeno disuelto, conductividad, salinidad, turbidez y sólidos suspendidos en función de las fechas de muestreo. Para cada playa se consideraron los grados de libertad (GL), suma de cuadrados (SC), media cuadrática (MC), valores de F y significancia (P), lo que permite interpretar la variabilidad y relevancia estadística de los datos recopilados. Este análisis busca identificar patrones y diferencias en la calidad del agua de estas playas, proporcionando información relevante para la gestión ambiental y el monitoreo de los recursos hídricos.

En las playas de Bocagrande (Tabla 17), los análisis fisicoquímicos muestran que los valores de pH no presentan variaciones significativas en función de la fecha, con un valor de F=0.256 y P=0.936. La temperatura, oxígeno disuelto, y conductividad reflejan resultados similares, con valores de P superiores a 0.9, indicando ausencia de cambios relevantes. La salinidad, turbidez, y sólidos suspendidos siguen este patrón, sin evidencias de diferencias marcadas entre las fechas analizadas.

Tabla 17. ***Resultados de parámetros fisicoquímicos para playas de Bocagrande.***

	pH					**Temperatura**			
Fuente	GL	SC	MC	F	P	SC	MC	F	P
Fecha	5	0.0089	0.0018	0.256	0.936	0.011	0.0022	0.128	0.986
Error	264	1.8432	0.007			4.5311	0.0172		
Total	269	1.8522				4.5421			
	Oxígeno disuelto					**Conductividad**			
Fuente	GL	SC	MC	F	P	SC	MC	F	P
Fecha	5	0.0146	0.0029	0.077	0.996	0.0221	0.0044	0.05	0.998
Error	264	10.0191	0.038			23.4529	0.0888		
Total	269	10.0337				23.475			
	Salinidad					**Turbidez**			
Fuente	GL	SC	MC	F	P	SC	MC	F	P
Fecha	5	0.182	0.0364	0.351	0.882	0.0957	0.0191	0.257	0.936
Error	264	27.3991	0.1038			19.648	0.0744		
Total	269	27.5811				19.7437			
			Solidos suspendidos						
		Fuente	GL	SC	MC	F	P		
		Fecha	5	0.0082	0.0016	0.178	0.971		
		Error	264	2.4329	0.0092				
		Total	269	2.4411					

Fuente: elaboración propia.

En las playas de Boquilla (Tabla 21), los parámetros evaluados, incluyendo pH, temperatura, y oxígeno disuelto, presentan valores F y P que corroboran la estabilidad de estos indicadores a lo largo del tiempo (P > 0.98). Esto se repite en los valores de conductividad,

salinidad, y turbidez, con P > 0.9, indicando homogeneidad en los datos obtenidos durante las mediciones.

Tabla 21. ***Resultados de parámetros fisicoquímicos para playas de Boquilla.***

	pH					**Temperatura**			
Fuente	GL	SC	MC	F	P	SC	MC	F	P
Fecha	5	0.0003	0.0001	0.145	0.981	0.006	0.0012	0.063	0.997
Error	264	0.1164	0.0004			4.9764	0.0189		
Total	269	0.1167				4.9824			
	Oxígeno disuelto					**Conductividad**			
Fuente	GL	SC	MC	F	P	SC	MC	F	P
Fecha	5	0.0117	0.0023	0.059	0.998	0.0017	0.0003	0.132	0.985
Error	264	10.4476	0.0396			0.668	0.0025		
Total	269	10.4593				0.6697			
	Salinidad					**Turbidez**			
Fuente	GL	SC	MC	F	P	SC	MC	F	P
Fecha	5	0.0634	0.0127	0.119	0.988	0.0957	0.0191	0.257	0.936
Error	264	28.1942	0.1068			19.648	0.0744		
Total	269	28.2576				19.7437			
			Solidos suspendidos						
		Fuente	GL	SC	MC	F	P		
		Fecha	5	0.0073	0.0015	0.103	0.991		
		Error	264	3.7404	0.0142				
		Total	269	3.7477					

Fuente: elaboración propia.

En las playas de Manzanillo (Tabla 22), los resultados de pH y temperatura confirman una falta de variabilidad temporal (P=0.999 y P=1, respectivamente). Los indicadores de oxígeno disuelto y conductividad también muestran estabilidad, con valores de F bajos y P elevados. Similarmente, la salinidad, turbidez, y sólidos suspendidos reflejan uniformidad en las mediciones realizadas.

Tabla 22. *Resultados de parámetros fisicoquímicos para playas de Manzanillo*

	pH					**Temperatura**			
Fuente	GL	SC	MC	F	P	SC	MC	F	P
Fecha	5	0.0011	0.0002	0.033	0.999	0.063	0.0126	0.022	1
Error	264	1.728	0.0065			149.1556	0.565		
Total	269	1.7291				149.2185			
	Oxígeno disuelto					**Conductividad**			
Fuente	GL	SC	MC	F	P	SC	MC	F	P
Fecha	5	0.0317	0.0063	0.131	0.985	0.1486	0.0297	0.079	0.995
Error	264	12.796	0.0485			99.9351	0.3785		
Total	269	12.8277				100.0837			
	Salinidad					**Turbidez**			
Fuente	GL	SC	MC	F	P	SC	MC	F	P
Fecha	5	0.0492	0.0098	0.039	0.999	0.0015	0.0003	0.05	0.998
Error	264	65.8347	0.2494			1.6178	0.0061		
Total	269	65.8839				1.6193			
			Solidos suspendidos						
		Fuente	GL	SC	MC	F	P		
		Fecha	5	0.0128	0.0026	0.096	0.993		
		Error	264	7.0409	0.0267				
		Total	269	7.0537					

Fuente: elaboración propia.

Para las playas de Castillo Grande (Tabla 23), los valores de pH y temperatura muestran consistencia temporal, con valores P=0.993 y P=0.991, respectivamente. Los resultados de oxígeno disuelto, conductividad, y salinidad no indican fluctuaciones significativas, mientras que la turbidez y los sólidos suspendidos presentan tendencias similares, confirmando la estabilidad de estos parámetros en diferentes fechas.

Tabla 23. ***Resultados de parámetros fisicoquímicos para playas de Castillo grande*****.**

	pH					**Temperatura**			
Fuente	GL	SC	MC	F	P	SC	MC	F	P
Fecha	5	0.0012	0.0002	0.095	0.993	0.3407	0.0681	0.107	0.991
Error	264	0.6879	0.0026			167.3778	0.634		
Total	269	0.6892				167.7185			
	Oxígeno disuelto					**Conductividad**			
Fuente	GL	SC	MC	F	P	SC	MC	F	P
Fecha	5	0.0006	0.0001	0.05	0.998	0.0012	0.0002	0.103	0.991
Error	264	0.6649	0.0025			0.6258	0.0024		
Total	269	0.6655				0.627			
	Salinidad					**Turbidez**			
Fuente	GL	SC	MC	F	P	SC	MC	F	P
Fecha	5	0.0037	0.0007	0.152	0.979	0.0015	0.0003	0.12	0.988
Error	264	1.2956	0.0049			0.6662	0.0025		
Total	269	1.2993				0.6677			
			Solidos suspendidos						
		Fuente	GL	SC	MC	F	P		
		Fecha	5	0.0017	0.0003	0.019	1		
		Error	264	4.552	0.0172				
		Total	269	4.5537					

Fuente: elaboración propia.

En las playas de Manga (Tabla 24), los análisis para pH, temperatura, y otros parámetros como oxígeno disuelto y conductividad revelan ausencia de variaciones temporales significativas, con valores P cercanos a 1. La salinidad y turbidez mantienen esta tendencia, mientras que los sólidos suspendidos reflejan cierta variación, aunque no significativa estadísticamente (P=0.525).

Tabla 24. ***Resultados de parámetros fisicoquímicos para playas de Manga***

	pH					Temperatura			
Fuente	GL	SC	MC	F	P	SC	MC	F	P
Fecha	5	0.0004	0.0001	0.081	0.995	0.163	0.0326	0.056	0.998
Error	264	0.2659	0.001			153.9111	0.583		
Total	269	0.2663				154.0741			
	Oxígeno disuelto					Conductividad			
Fuente	GL	SC	MC	F	P	SC	MC	F	P
Fecha	5	0.0006	0.0001	0.049	0.999	0.0016	0.0003	0.134	0.984
Error	264	0.6738	0.0026			0.6422	0.0024		
Total	269	0.6744				0.6439			
	Salinidad					Turbidez			
Fuente	GL	SC	MC	F	P	SC	MC	F	P
Fecha	5	0.0037	0.0007	0.152	0.979	0.0144	0.0029	0.045	0.999
Error	264	1.2956	0.0049			16.8889	0.064		
Total	269	1.2993				16.9033			
			Solidos suspendidos						
		Fuente	GL	SC	MC	F	P		
		Fecha	5	0.0762	0.0152	0.837	0.525		
		Error	264	4.8084	0.0182				
		Total	269	4.8846					

Fuente: elaboración propia.

Finalmente, en las playas de Marbella (Tabla 25), los valores de pH y temperatura indican una estabilidad total en función de la fecha (P=1 y P=0.999, respectivamente). Los indicadores de oxígeno disuelto, conductividad, y salinidad muestran resultados consistentes con los de las otras playas, con valores de P elevados. La turbidez y los sólidos suspendidos también reflejan una baja variabilidad, reafirmando la homogeneidad en los parámetros evaluados.

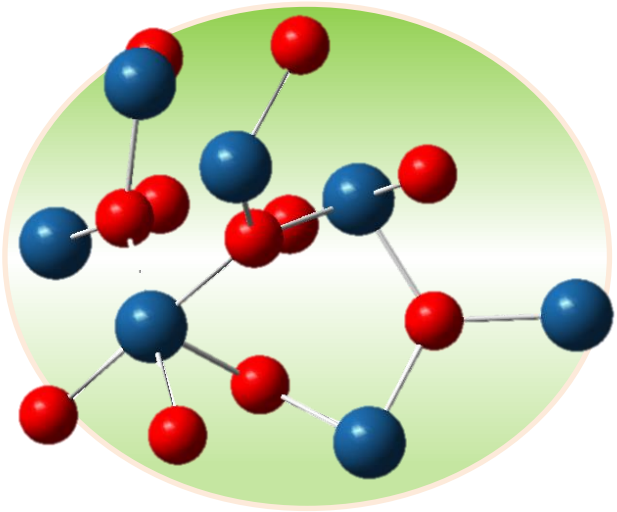
Tabla 25. ***Resultados de parámetros fisicoquímicos para playas de Marbella***

	pH					Temperatura			
Fuente	GL	SC	MC	F	P	SC	MC	F	P
Fecha	5	0	0	0.027	1	0.0033	0.0007	0.04	0.999
Error	264	0.0228	0.0001			4.3049	0.0163		
Total	269	0.0228				4.3082			
	Oxígeno disuelto					Conductividad			
Fuente	GL	SC	MC	F	P	SC	MC	F	P
Fecha	5	0.0006	0.0001	0.05	0.998	0.0289	0.0058	0.082	0.995
Error	264	0.6707	0.0025			18.6498	0.0706		
Total	269	0.6713				18.6787			
	Salinidad					Turbidez			
Fuente	GL	SC	MC	F	P	SC	MC	F	P
Fecha	5	0.18	0.036	0.204	0.961	0.0984	0.0197	0.25	0.94
Error	264	46.692	0.1769			20.7964	0.0788		
Total	269	46.872				20.8949			
			Solidos suspendidos						
		Fuente	GL	SC	MC	F	P		
		Fecha	5	0.0162	0.0032	0.418	0.836		
		Error	264	2.0453	0.0077				
		Total	269	2.0615					

Fuente: elaboración propia.

6.5. Evaluación cuantitativa de catalizadores para la producción de hidrógeno verde

Dióxido de iridio



Propiedades

ENTALPÍA
-1549.698007 (Hartree)

ENERGÍA LIBRE DE GIBBS

-1549.743106 (Hartree)

ENTROPÍA

94.918 (cal/mol-kelvin)

MOMENTO DIPOLAR

114.159731 (Debye)

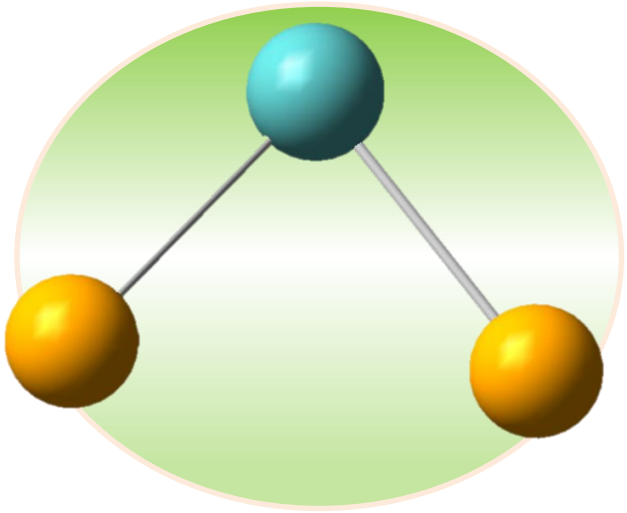
POLARIZABILIDAD

334.576788 (a.u.)

HIPERPOLARIZABILI

23175.751373 (a.u.)

Diseleniuro



$MoSe_2$

Propiedades

ENTALPÍA

-84.820342 (Hartree)

ENERGÍA LIBRE DE GIBBS

-84.856901 (Hartree)

HIPERPOLARIZABILIDAD

76.94 745 cal/mol-kelvin

MOMENTO DIPOLAR

5.467567 (Debye)

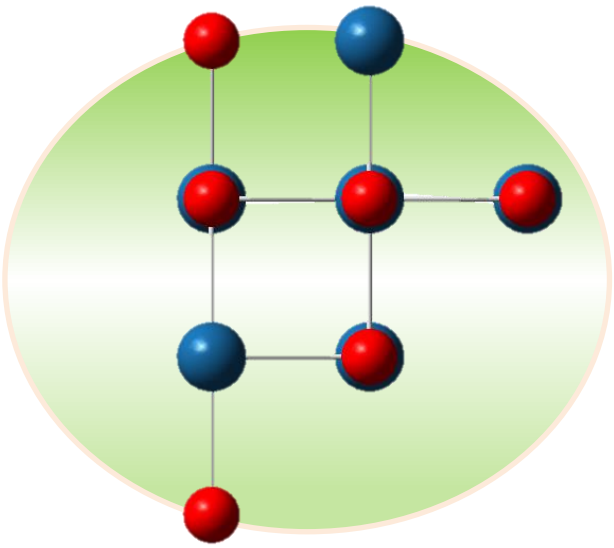
POLARIZABILIDAD

88.948602 (a.u.)

HIPERPOLARIZABILIDAD

1530.731405 (a.u.)

Óxido de níquel



Dimensiones de la red cristalina	
a	**4.19Å**
b	**4.19Å**
c	**4.19Å**
A	**90.00º**
B	**90.00º**
ɣ	**90.00º**
Volumen	**73.37Å³**

Propiedades

ENTALPÍA

-2355.835517 (Hartree)

MOMENTO DIPOLAR

9.407161 (Debye)

ENERGÍA LIBRE DE GIBBS

-2355.919579 (Hartree)

POLARIZABILIDAD

245.300531 (a.u.)

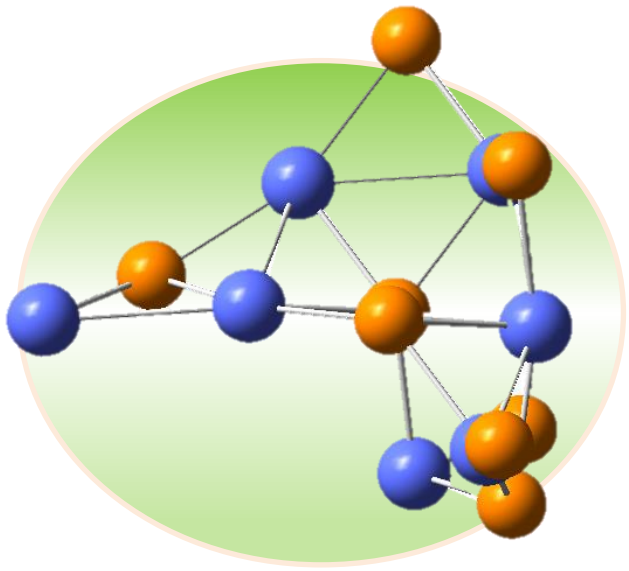
ENTROPÍA

176.923 cal/mol-kelvin

HIPERPOLARIZABILIDA

2934.499302 (a.u.)

Fosfuro de cobalto



Dimensiones de la red cristalina	
a	**3.25Å**
b	**5.03Å**
c	**5.03Å**
A	**90.00º**
B	**90.00º**
ɣ	**90.00º**
Volumen	**89.84Å³**

Propiedades

ENTALPÍA

-1058.894448 (Hartree)

MOMENTO DIPOLAR

11.749937 (Debye)

ENERGÍA LIBRE DE GIBBS

-1058.939900 (Hartree)

POLARIZABILIDAD

355.080646 (a.u.)

ENTROPÍA

95.662 (cal/mol-kelvin)

HIPERPOLARIZABILI

11350.453161 (a.u.)

Conclusiones

La iniciativa de investigación centrada en la generación y almacenamiento de hidrógeno verde en Cartagena, Colombia, representa un avance hacia la transición energética sostenible en la región. La electrólisis, como tecnología para la generación de hidrógeno a partir del agua, ha surgido como una alternativa prometedora al utilizar fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica. Cartagena, con su proximidad a recursos renovables y su potencial para convertirse en un centro de exportación hacia mercados internacionales, presenta condiciones óptimas para liderar esta transformación.

El proceso de electrólisis, al dividir las moléculas de agua utilizando energía eléctrica, permite la producción de hidrógeno limpio. Cuando se emplea energía de fuentes renovables, el hidrógeno resultante está libre de emisiones de carbono, contribuyendo de manera directa a la reducción de los gases de efecto invernadero. Este enfoque se alinea con los compromisos internacionales adoptados por Colombia en el marco del Acuerdo de París y con su política nacional de transición energética. Con el progreso técnico en la electrólisis, se proyecta una mayor eficiencia energética, junto con una reducción de los costos operativos, lo que aumentará la competitividad del hidrógeno verde frente a alternativas como el hidrógeno gris, producido mediante combustibles fósiles.

La ubicación geográfica de Cartagena proporciona ventajas importantes para la implementación de proyectos de hidrógeno verde. La región cuenta con una radiación solar constante y vientos favorables, que son fuentes óptimas para la generación de energía renovable. Estas condiciones permiten una integración eficiente de las tecnologías de energía renovable con el proceso de electrólisis, maximizando el potencial de producción de hidrógeno verde. Además, su acceso a infraestructura portuaria y su cercanía a mercados internacionales colocan a Cartagena en una posición competitiva para la exportación de este recurso.

Un aspecto central de este proyecto es el análisis de las condiciones locales para garantizar su viabilidad a largo plazo. Factores como la infraestructura energética existente, los costos iniciales de inversión y la disponibilidad de agua desempeñan un papel relevante. La infraestructura actual en Cartagena, incluyendo redes eléctricas y de transporte, requiere adaptaciones que permitan una integración efectiva de la producción y distribución del hidrógeno verde. Además, la inversión inicial en tecnologías avanzadas de electrólisis y almacenamiento demanda una planificación cuidadosa, así como incentivos que atraigan la participación del sector privado.

La disponibilidad de agua es otro factor que merece consideración detallada. Aunque la electrólisis utiliza una cantidad relativamente baja de agua en comparación con otros usos industriales, en regiones donde el acceso a recursos hídricos es limitado, es necesario desarrollar soluciones sostenibles, como el tratamiento de aguas residuales o el uso de agua de mar desalinizada. Estas estrategias permitirán mitigar posibles conflictos entre el uso industrial y el consumo humano de este recurso.

El almacenamiento y la distribución del hidrógeno verde también requieren un enfoque integral. Las tecnologías de almacenamiento en estado gaseoso y líquido presentan ventajas y desafíos técnicos y económicos que deben ser evaluados cuidadosamente. El almacenamiento en estado gaseoso, aunque más común, requiere contenedores especializados capaces de soportar altas presiones, mientras que el almacenamiento en estado líquido implica un enfriamiento a temperaturas extremadamente bajas, lo que aumenta los costos energéticos. La distribución efectiva del hidrógeno verde también depende de la implementación de redes de transporte adecuadas, que incluyan gasoductos especializados y sistemas logísticos adaptados.

A nivel nacional, la implementación de proyectos de hidrógeno verde en Cartagena puede generar beneficios múltiples. La diversificación de la matriz energética reduce la dependencia de los combustibles fósiles y mejora la seguridad energética. Además, la producción de hidrógeno

verde puede impulsar el desarrollo de una industria tecnológica local, creando empleo y fortaleciendo la economía regional. La cooperación entre sectores públicos y privados es crucial para superar los desafíos iniciales y garantizar el éxito de esta iniciativa.

En el ámbito global, Cartagena tiene la oportunidad de posicionarse como un actor relevante en el mercado internacional de hidrógeno verde. El aumento de la demanda de energías limpias, especialmente en regiones como Europa y Asia, crea un escenario propicio para la exportación de este recurso. Esto requiere el cumplimiento de estándares internacionales de calidad y sostenibilidad, así como la construcción de alianzas estratégicas con otros países y organizaciones internacionales.

La investigación también aborda aspectos regulatorios y políticos que afectan la implementación del hidrógeno verde en Colombia. Es necesario desarrollar un marco normativo claro que regule la producción, almacenamiento, distribución y exportación de hidrógeno verde, asegurando que estas actividades se realicen de manera sostenible y competitiva. Además, la creación de incentivos fiscales y financieros puede fomentar la participación del sector privado y acelerar el desarrollo de esta industria emergente.

En términos de investigación y desarrollo, el proyecto de hidrógeno verde en Cartagena promueve la colaboración entre universidades, centros de investigación y empresas. La transferencia de tecnología y el desarrollo de capacidades locales son aspectos prioritarios para garantizar el avance técnico y la sostenibilidad del proyecto. Esta colaboración también permite abordar retos específicos, como la optimización de los procesos de electrólisis y almacenamiento, así como la exploración de nuevas aplicaciones para el hidrógeno verde en sectores como el transporte y la industria.

La inclusión de comunidades locales en el desarrollo del proyecto es otro aspecto relevante. La generación de empleo y la capacitación de la fuerza laboral local contribuyen al desarrollo social

y económico de la región. Además, la participación activa de las comunidades asegura que los beneficios del proyecto se distribuyan de manera equitativa, promoviendo la aceptación social y el apoyo al desarrollo del hidrógeno verde.

A mediano y largo plazo, el proyecto podría servir como modelo para otras regiones de Colombia y de América Latina. La experiencia adquirida en Cartagena puede ser replicada en otras zonas con potencial para la generación de hidrógeno verde, fortaleciendo la posición de Colombia como líder en la transición hacia energías limpias en la región. Esto también podría fomentar la cooperación regional en temas energéticos, promoviendo la integración de mercados y el intercambio de tecnología y conocimiento.

Referencias

Abbas, M. K., Hassan, Q., Tabar, V. S., Tohidi, S., Jaszczur, M., Abdulrahman, I. S., y Salman, H. M. (2022). Techno-economic analysis for clean hydrogen production using solar energy under varied climate conditions. International Journal of Hydrogen Energy, 48(8), 2929–2948. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.073

Abdin, Z., Tang, C., Liu, Y., y Catchpole, K. (2021). Large-scale stationary hydrogen storage via liquid organic hydrogen carriers. iScience, 24(9), 102966. https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.102966

Adam, P. (2021). Opportunities and Challenges in Converting Existing Natural Gas Infrastructure for Hydrogen Operation. Day 4 Thu, November 18, 2021. https://doi.org/10.2118/208033-ms

Akinsooto, N. O., Ogundipe, N. o. B., y Ikemba, N. S. (2024). Strategic policy initiatives for optimizing hydrogen production and storage in sustainable energy systems. International Journal Of Frontline Research And Reviews, 2(2), 001-021. https://doi.org/10.56355/ijfrr.2024.2.2.0022

Alia, S. M., Reeves, K. S., Yu, H., Park, J., Kariuki, N., Kropf, A. J., Myers, D. J., y Cullen, D. A. (2022). Electrolyzer Performance Loss from Accelerated Stress Tests and Corresponding Changes to Catalyst Layers and Interfaces. Journal Of The Electrochemical Society, 169(5), 054517. https://doi.org/10.1149/1945-7111/ac697e

Alms, K., Ahrens, B., Graf, M., y Nehler, M. (2023). Underground hydrogen storage in Germany: Geological and infrastructural requirements. Symposium On Energy Geotechnics 2023. https://doi.org/10.59490/seg.2023.569

Amica, G., Larochette, P. A., y Gennari, F. (2020). Light metal hydride-based hydrogen storage system: Economic assessment in Argentina. International Journal Of Hydrogen Energy, 45(38), 18789-18801. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.036

Anjos, E. B. D., Reis, B. S. D., Da Silva Garcia, S., De Carvalho Farolfe, C. M., De Moraes, D. B., y Cotta, C. P. N. (2023). ELECTROCHEMICAL ANALYSIS OF A MEMBRANELESS ELECTROLYZER FOR GREEN HYDROGEN PRODUCTION. Proceedings Of The 26th International Congress Of Mechanical Engineering. https://doi.org/10.26678/abcm.cobem2023.cob2023-1787

Arcos, J. M. M., y Santos, D. M. F. (2023). The Hydrogen Color Spectrum: Techno-Economic Analysis of the Available Technologies for Hydrogen Production. Gases, 3(1), 25–46. https://doi.org/10.3390/gases3010002

Arumugam, G., Maldonado, R., Thapa, S., Mansfeld, A. C., Kamavaram, V., Nakatsuka, M. A., Nishimura, K., Hall, C., y Colburn, A. K. (2024). Repurposing Existing Natural Gas Pipelines for the Transmission of Hydrogen. https://www.semanticscholar.org/paper/Repurposing-Existing-Natural-Gas-Pipelines-for-the-Arumugam-Maldonado/e2cb7cfd1e12bee5194432484e6df3502c31ae12?utm_source=consensus

Asociación Empresarial Eólica. (2023, 10 agosto). La eólica en el mundo - Asociación Empresarial Eólica. https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-el-mundo/

Athia, N., Pandey, M., Sen, M., y Saxena, S. (2024). Factors affecting the production cost of green hydrogen and its challenge for sustainable development. Environment Development and Sustainability. https://doi.org/10.1007/s10668-024-04798-w

Aziz, M., Wijayanta, A. T., y Nandiyanto, A. B. D. (2020). Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization. Energies, 13(12), 3062. https://doi.org/10.3390/en13123062

Bai, F., Zhao, F., Liu, X., Mu, Z., Hao, H., y Liu, Z. (2023). A techno-economic analysis of cross-regional renewable hydrogen supply routes in China. International Journal of Hydrogen Energy, 48(95), 37031–37044. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.06.048

Bakken, T. H., Aase, A. G., Hagen, D., Sundt, H., Barton, D. N., y Lujala, P. (2014). Demonstrating a new framework for the comparison of environmental impacts from small- and large-scale hydropower and wind power projects. Journal Of Environmental Management, 140, 93-101. https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2014.01.050

Balat, M. (2008). Potential importance of hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems. International Journal Of Hydrogen Energy, 33(15), 4013-4029. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.05.047

Beck, L., Barthel, J., Quistorf, G., Schalk, K., y Denecke, N. (2022a). Investigation and standardisation of electrolysers for green hydrogen production using the test infrastructure in Bremerhaven, Germany. Journal Of Physics Conference Series, 2257(1), 012005. https://doi.org/10.1088/1742-6596/2257/1/012005

Beck, L., Barthel, J., Quistorf, G., Schalk, K., y Denecke, N. (2022b). Investigation and standardisation of electrolysers for green hydrogen production using the test infrastructure in Bremerhaven, Germany. Journal Of Physics Conference Series, 2257(1), 012005. https://doi.org/10.1088/1742-6596/2257/1/012005

Beck, L., Barthel, J., Quistorf, G., Schalk, K., y Denecke, N. (2022c). Investigation and standardisation of electrolysers for green hydrogen production using the test infrastructure

in Bremerhaven, Germany. Journal Of Physics Conference Series, 2257(1), 012005. https://doi.org/10.1088/1742-6596/2257/1/012005

Beck, L., Barthel, J., Quistorf, G., Schalk, K., y Denecke, N. (2022d). Investigation and standardisation of electrolysers for green hydrogen production using the test infrastructure in Bremerhaven, Germany. Journal Of Physics Conference Series, 2257(1), 012005. https://doi.org/10.1088/1742-6596/2257/1/012005

Behling, N., Williams, M. C., y Managi, S. (2015). Fuel cells and the hydrogen revolution: Analysis of a strategic plan in Japan. Economic Analysis And Policy, 48, 204-221. https://doi.org/10.1016/j.eap.2015.10.002

Betina, C. R., Fabián, L. B. N., Jimena, R. C. L., y Valeria, G. B. K. (2024). Hidrógeno verde como combustible para el transporte terrestre de carga pesada en Colombia: evaluación económica y financiera para un estudio de caso en el corredor Bogotá – Barranquilla. Repositorio Institucional Séneca. https://doi.org/10.57784/1992/74239

Bhandari, R., Trudewind, C. A., y Zapp, P. (2013). Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis – a review. Journal Of Cleaner Production, 85, 151-163. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.07.048

BloombergNEF. (2022a, November 14). A Breakneck Growth Pivot Nears for Green Hydrogen | BloombergNEF. BloombergNEF. https://about.bnef.com/blog/a-breakneck-growth-pivot-nears-for-green-hydrogen/

Bodard, A., Chen, Z., ELJarray, O., y Zhang, G. (2024). Green Hydrogen Production by Low-Temperature Membrane-Engineered Water Electrolyzers, and Regenerative Fuel Cells. Small Methods. https://doi.org/10.1002/smtd.202400574

Bollmann, J., Pitchaimuthu, S., y Kühnel, M. F. (2023). Challenges of Industrial-Scale Testing Infrastructure for Green Hydrogen Technologies. Energies, 16(8), 3604. https://doi.org/10.3390/en16083604

Bollmann, J., Pitchaimuthu, S., y Kühnel, M. F. (2023). Challenges of Industrial-Scale Testing Infrastructure for Green Hydrogen Technologies. Energies, 16(8), 3604. https://doi.org/10.3390/en16083604

Boretti, A. (2021). There are hydrogen production pathways with better than green hydrogen economic and environmental costs. International Journal Of Hydrogen Energy, 46(46), 23988-23995. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.04.182

Bouledroua, O., Hafsi, Z., Djukic, M. B., y Elaoud, S. (2020). The synergistic effects of hydrogen embrittlement and transient gas flow conditions on integrity assessment of a precracked steel pipeline. International Journal of Hydrogen Energy, 45(35), 18010–18020. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.262

Bourne, S. (2012). The future of fuel: The future of hydrogen. Fuel Cells Bulletin, 2012(1), 12–15. https://doi.org/10.1016/s1464-2859(12)70027-5

Brauns, J., y Turek, T. (2020). Alkaline Water Electrolysis Powered by Renewable Energy: A Review. Processes, 8(2), 248. https://doi.org/10.3390/pr8020248

Brusiło, P. (2023). The EU Green Industrial Policy for Hydrogen Economy Development. Ekonomia/Ekonomia XXI Wieku, 2023(26), 17-26. https://doi.org/10.15611/e21.2023.02

Büsch, L., Jakschik, M., Syniawa, D., Masuhr, C., Christ, L., Schachtsiek, J., Haalck, K., Nerlich, L., Frömsdorf, E., Schirmack, N., Ebert, B., Kirty, C., Adler, P., Schüppstuhl, T., y Kuhlenkötter, B. (2024). HyPLANT100: Industrialization from Assembly to the Construction Site for Gigawatt Electrolysis. Hydrogen, 5(2), 185-208. https://doi.org/10.3390/hydrogen5020012

Caglayan, D. G., Weber, N., Heinrichs, H. U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P. A., y Stolten, D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. International Journal Of Hydrogen Energy, 45(11), 6793-6805. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161

Caglayan, D., Weber, N., Heinrichs, H., Linssen, J., Robinius, M., Kukla, P., y Stolten, D. (2019a). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. https://www.semanticscholar.org/paper/Technical-potential-of-salt-caverns-for-hydrogen-in-Caglayan-Weber/0ed06571cd65d2c20919151d8b178876a8760236?utm_source=consensus

Caglayan, D., Weber, N., Heinrichs, H., Linssen, J., Robinius, M., Kukla, P., y Stolten, D. (2019b). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. https://www.semanticscholar.org/paper/Technical-potential-of-salt-caverns-for-hydrogen-in-Caglayan-Weber/0ed06571cd65d2c20919151d8b178876a8760236?utm_source=consensus

Caglayan, D., Weber, N., Heinrichs, H., Linssen, J., Robinius, M., Kukla, P., y Stolten, D. (2019c). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. https://www.semanticscholar.org/paper/Technical-potential-of-salt-caverns-for-hydrogen-in-Caglayan-Weber/0ed06571cd65d2c20919151d8b178876a8760236?utm_source=consensus

Caglayan, D., Weber, N., Heinrichs, H., Linssen, J., Robinius, M., Kukla, P., y Stolten, D. (2019d). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. https://www.semanticscholar.org/paper/Technical-potential-of-salt-caverns-for-hydrogen-in-Caglayan-Weber/0ed06571cd65d2c20919151d8b178876a8760236?utm_source=consensus

Cardella, U., Decker, L., y Klein, H. (2017). Roadmap to economically viable hydrogen liquefaction. International Journal of Hydrogen Energy, 42(19), 13329–13338. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.01.068

Carvajal-Romo, G., Valderrama-Mendoza, M., Rodríguez-Urrego, D., y Rodríguez-Urrego, L. (2019). Assessment of solar and wind energy potential in La Guajira, Colombia: Current status, and future prospects. Sustainable Energy Technologies And Assessments, 36, 100531. https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.100531

Castro, J., Leaver, J., y Pang, S. (2022). Simulation and Techno-Economic Assessment of Hydrogen Production from Biomass Gasification-Based Processes: A Review. Energies, 15(22), 8455. https://doi.org/10.3390/en15228455

Cerniauskas, S., Junco, A. J. C., Grube, T., Robinius, M., y Stolten, D. (2019a). Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study. https://www.semanticscholar.org/paper/Options-of-natural-gas-pipeline-reassignment-for-a-Cerniauskas-Junco/da3560d47836542125a3311fa830f70c50711757?utm_source=consensus

Cerniauskas, S., Junco, A. J. C., Grube, T., Robinius, M., y Stolten, D. (2019b). Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study. https://www.semanticscholar.org/paper/Options-of-natural-gas-pipeline-reassignment-for-a-Cerniauskas-Junco/da3560d47836542125a3311fa830f70c50711757?utm_source=consensus

Chai, S., Zhang, G., Li, G., y Zhang, Y. (2021). Industrial hydrogen production technology and development status in China: a review. Clean Technologies And Environmental Policy, 23(7), 1931-1946. https://doi.org/10.1007/s10098-021-02089-w

Challenges for green hydrogen development. (2021). IEEE Conference Publication | IEEE Xplore. https://ieeexplore.ieee.org/document/9627053

Chang, K. W., y Ross, T. S. A. (2024). Cyclic Loading-Unloading Impacts on Salt Cavern Stability: Implication for Underground Hydrogen Storage. 50th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. https://doi.org/10.56952/arma-2024-0084

Cheekatamarla, P. (2024). Hydrogen and the Global Energy Transition—Path to Sustainability and Adoption across All Economic Sectors. Energies, 17(4), 807. https://doi.org/10.3390/en17040807

Chen, H., Chai, Z., Jiang, B., y Huang, B. (2020). Data-Driven Fault Detection for Dynamic Systems With Performance Degradation: A Unified Transfer Learning Framework. IEEE Transactions On Instrumentation And Measurement, 70, 1-12. https://doi.org/10.1109/tim.2020.3033943

Cheng, W., y Lee, S. (2022). How Green Are the National Hydrogen Strategies? Sustainability, 14(3), 1930. https://doi.org/10.3390/su14031930

Choi, W., y Kang, S. (2023). Greenhouse gas reduction and economic cost of technologies using green hydrogen in the steel industry. Journal of Environmental Management, 335, 117569. https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2023.117569

Choi, W., y Kang, S. (2023). Greenhouse gas reduction and economic cost of technologies using green hydrogen in the steel industry. Journal Of Environmental Management, 335, 117569. https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2023.117569

Cloete, S., Ruhnau, O., y Hirth, L. (2020). On capital utilization in the hydrogen economy: The quest to minimize idle capacity in renewables-rich energy systems. International Journal Of Hydrogen Energy, 46(1), 169-188. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.09.197

Colour does matter: why green hydrogen is the only alternative. (s. f.). https://www.activesustainability.com/renewable-energy/hydrogen-grey-blue-green/

Cook, B., y Hagen, C. (2023). Techno-economic analysis of biomass gasification for hydrogen production in three US-based case studies. International Journal of Hydrogen Energy, 49, 202–218. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.07.219

Crotogino, F. (2022). Large-scale hydrogen storage. In Elsevier eBooks (pp. 613–632). https://doi.org/10.1016/b978-0-12-824510-1.00003-9

Dabar, O. A., Awaleh, M. O., Waberi, M. M., y Adan, A. I. (2022). Wind resource assessment and techno-economic analysis of wind energy and green hydrogen production in the Republic of Djibouti. Energy Reports, 8, 8996–9016. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.07.013

Digital Technologies for Sustainable Waste Management On-Board Ships: An Analysis of Best Practices From the Cruise Industry. (2022). IEEE Journals y Magazine | IEEE Xplore. https://ieeexplore.ieee.org/document/9863922

Dinh, V. N., Leahy, P., McKeogh, E., Murphy, J., y Cummins, V. (2020). Development of a viability assessment model for hydrogen production from dedicated offshore wind farms. International Journal Of Hydrogen Energy, 46(48), 24620-24631. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.232

Djizanne, H., Rueda, C. M., Brouard, B., Bérest, P., y Hévin, G. (2022). Blowout Prediction on a Salt Cavern Selected for a Hydrogen Storage Pilot. Energies, 15(20), 7755. https://doi.org/10.3390/en15207755

Du, Z., Dai, Z., Yang, Z., Zhan, C., Chen, W., Cao, M., Thanh, H. V., y Soltanian, M. R. (2024). Exploring hydrogen geologic storage in China for future energy: Opportunities and

challenges. Renewable And Sustainable Energy Reviews, 196, 114366. https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114366

Duan, G., Chen, Y., Tang, Y., Gasem, K. A., Wan, P., Ding, D., y Fan, M. (2020). Advances in electrocatalytic ammonia synthesis under mild conditions. Progress in Energy and Combustion Science, 81, 100860. https://doi.org/10.1016/j.pecs.2020.100860

Dubouis, N. (2023). Advancing Fundamental Understanding of Electrolyzers for Cost-Effective Green H2 Production. Meeting Abstracts/Meeting Abstracts (Electrochemical Society. CD-ROM), MA2023-02(42), 2118. https://doi.org/10.1149/ma2023-02422118mtgabs

Duigou, A. L., Bader, A., Lanoix, J., y Nadau, L. (2017). Relevance and costs of large scale underground hydrogen storage in France. International Journal Of Hydrogen Energy, 42(36), 22987-23003. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.06.239

Dutta, M., y Singh, S. N. (2024). India's Commitment to Hydrogen: Strategic Initiatives and Goals for Climate Change Mitigation. International Journal For Multidisciplinary Research, 6(4). https://doi.org/10.36948/ijfmr.2024.v06i04.25204

Dzienis, A. M. (2022). Japan–EU Cooperation in the Development of Hydrogen-Based Economy. Studia Sieci Uniwersytetów Pogranicza, 6, 33-44. https://doi.org/10.15290/sup.2022.06.03

Edou, D. J. N., y Onwudili, J. A. (2022). Comparative techno-economic modelling of large-scale thermochemical biohydrogen production technologies to fuel public buses: A case study of West Midlands region of England. Renewable Energy, 189, 704–716. https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.02.074

Edwards, P., Kuznetsov, V., David, W., y Brandon, N. (2008). Hydrogen and fuel cells: Towards a sustainable energy future. Energy Policy, 36(12), 4356-4362. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.036

Ehlers, J. C., Feidenhans'l, A. A., Therkildsen, K. T., y Larrazábal, G. O. (2023a). Affordable Green Hydrogen from Alkaline Water Electrolysis: Key Research Needs from an Industrial Perspective. ACS Energy Letters, 8(3), 1502-1509. https://doi.org/10.1021/acsenergylett.2c02897

Ehlers, J. C., Feidenhans'l, A. A., Therkildsen, K. T., y Larrazábal, G. O. (2023b). Affordable Green Hydrogen from Alkaline Water Electrolysis: Key Research Needs from an Industrial Perspective. ACS Energy Letters, 8(3), 1502-1509. https://doi.org/10.1021/acsenergylett.2c02897

Elaoud, S., Hafsi, Z., y Hadj-Taieb, L. (2017). Numerical modelling of hydrogen-natural gas mixtures flows in looped networks. Journal of Petroleum Science and Engineering, 159, 532–541. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.063

Emelyanova, O. (2023). The Japanese Model of Energy Transition (on the Example of the Introduction of Hydrogen Energy). High Hopes and Modest Prospects. Problemy Dalnego Vostoka, 6, 59. https://doi.org/10.31857/s013128120029382-1

Emodi, N. V., Lovell, H., Levitt, C., y Franklin, E. (2021). A systematic literature review of societal acceptance and stakeholders' perception of hydrogen technologies. International Journal Of Hydrogen Energy, 46(60), 30669-30697. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.06.212

Enigbokan, T., Heinemann, N., y Li, J. (2021). Application of CO2 Geologic Storage Experience to Underground Hydrogen Storage Reservoirs. SSRN Electronic Journal. https://doi.org/10.2139/ssrn.3821362

Español, K. E. (2023, 27 octubre). América Latina abre la puerta al hidrógeno verde. Ojo Al Clima. https://ojoalclima.com/articles/america-latina-abre-la-puerta-al-hidrogeno-verde

Estevez, R., López-Tenllado, F. J., Aguado-Deblas, L., Bautista, F. M., Romero, A. A., y Luna, D. (2023). Current Research on Green Ammonia (NH3) as a Potential Vector Energy for Power Storage and Engine Fuels: A Review. Energies, 16(14), 5451. https://doi.org/10.3390/en16145451

Fahy, K., Sinanan, A., y Joos, N. (2023). (Invited) Electrolyser Manufacturing Scale-up Versus Design Development for Meeting Green H2 Targets. Meeting Abstracts/Meeting Abstracts (Electrochemical Society. CD-ROM), MA2023-01(36), 2040. https://doi.org/10.1149/ma2023-01362040mtgabs

Fan, L., Tu, Z., y Chan, S. H. (2021). Recent development of hydrogen and fuel cell technologies: A review. Energy Reports, 7, 8421-8446. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.08.003

Flores, A. (2023, 29 septiembre). Países líderes en producción y uso de hidrógeno verde. Ecosistemas. https://ecosistemas.win/cuales-son-los-paises-lideres-en-la-produccion-y-uso-de-hidrogeno-verde/

Forde, T., Maehlen, J., Yartys, V., Lototsky, M., y Uchida, H. (2006). Influence of intrinsic hydrogenation/dehydrogenation kinetics on the dynamic behaviour of metal hydrides: A semi-empirical model and its verification. International Journal Of Hydrogen Energy, 32(8), 1041-1049. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.07.015

Foro de liderazgo de carbono. (2024a, August 6). Energy Technology Perspectives 2020. Foro De Liderazgo De Carbono. https://carbonleadershipforum.org/es/perspectivas-tecnologicas-energeticas-2020/

Franco, A., y Giovannini, C. (2024). Hydrogen Gas Compression for Efficient Storage: Balancing Energy and Increasing Density. Hydrogen, 5(2), 293-311. https://doi.org/10.3390/hydrogen5020017

Franco, B. A., Baptista, P., Neto, R. C., y Ganilha, S. (2021). Assessment of offloading pathways for wind-powered offshore hydrogen production: Energy and economic analysis. Applied Energy, 286, 116553. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116553

Franzmann, D., Heinrichs, H., Lippkau, F., Addanki, T., Winkler, C., Buchenberg, P., Hamacher, T., Blesl, M., Linßen, J., y Stolten, D. (2023). Green hydrogen cost-potentials for global trade. International Journal of Hydrogen Energy, 48(85), 33062–33076. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.012

Gandiglio, M., y Marocco, P. (2024). Mapping Hydrogen Initiatives in Italy: An Overview of Funding and Projects. https://www.semanticscholar.org/paper/Mapping-Hydrogen-Initiatives-in-Italy%3A-An-Overview-Gandiglio-Marocco/a1962348eaf05e91345178a4f8526a8d0a1060e3?utm_source=consensus

Ghafri, S. Z. S. A., Swanger, A., Jusko, V., Siahvashi, A., Perez, F., Johns, M. L., y May, E. F. (2022). Modelling of Liquid Hydrogen Boil-Off. Energies, 15(3), 1149. https://doi.org/10.3390/en15031149

Ghorbani, B., Zendehboudi, S., Saady, N. M. C., Duan, X., y Albayati, T. M. (2023). Strategies To Improve the Performance of Hydrogen Storage Systems by Liquefaction Methods: A Comprehensive Review. ACS Omega, 8(21), 18358-18399. https://doi.org/10.1021/acsomega.3c01072

Ghorbani, B., Zendehboudi, S., Zhang, Y., Zarrin, H., y Chatzis, I. (2023). Thermochemical water-splitting structures for hydrogen production: Thermodynamic, economic, and environmental impacts. Energy Conversion and Management, 297, 117599. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117599

Gil, A. (2021, 10 febrero). El mapa del potencial de la energía solar por país - Mapas de El Orden Mundial - EOM. El Orden Mundial - EOM. https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/potencial-energia-solar-pais/

Global Energy Perspectives. (1998). Google Books. https://books.google.com.co/books?hl=esylr=yid=5z3MaMa2r3UCyoi=fndypg=PR9yots=Pc0f1cCqR-ysig=qjCmeRgRZFRulqauFS9aV5HPs9syredir_esc=y#v=onepageyqyf=false

Global Hydrogen Review 2022 – Analysis - IEA. (2022, September 1). IEA. https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022

Gondal, I. A. (2018). Hydrogen integration in power-to-gas networks. International Journal Of Hydrogen Energy, 44(3), 1803-1815. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.11.164

Green Hydrogen – The Missing Piece in The European Energy Mix. (2022). Yearbook Of UNWE, 60(2), 87-93. https://doi.org/10.37075/yb.2022.2.07

Guo, Y., Zhou, Q., Chen, X., Fu, Y., Lan, S., Zhu, M., y Du, Y. (2022). Near-infrared response Pt-tipped Au nanorods/g-C3N4 realizes photolysis of water to produce hydrogen. Journal Of Material Science And Technology, 119, 53-60. https://doi.org/10.1016/j.jmst.2021.11.067

H2FUTURE: a flagship project for the generation of green hydrogen. (s. f.). https://www.h2future-project.eu/en

Hafsi, Z., Mishra, M., y Elaoud, S. (2018). Hydrogen embrittlement of steel pipelines during transients. Procedia Structural Integrity, 13, 210–217. https://doi.org/10.1016/j.prostr.2018.12.035

Hassan, I., Ramadan, H. S., Saleh, M. A., y Hissel, D. (2021). Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 149, 111311. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111311

Hassan, I., Ramadan, H. S., Saleh, M. A., y Hissel, D. (2021). Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives. Renewable And Sustainable Energy Reviews, 149, 111311. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111311

Hassan, Q., Algburi, S., Sameen, A. Z., y Salman, H. M. (2023). Assessment of industrial-scale green hydrogen production using renewable energy. Proceedings Of The Institution Of Mechanical Engineers Part A Journal Of Power And Energy, 238(3), 569-587. https://doi.org/10.1177/09576509231219339

Heid, B., Sator, A., Waardenburg, M., y Wilthaner, M. (2022, 25 octubre). Five charts on hydrogen's role in a net-zero future. McKinsey y Company. https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/five-charts-on-hydrogens-role-in-a-net-zero-future

Henao, F., Viteri, J. P., Rodríguez, Y., Gómez, J., y Dyner, I. (2020). Annual and interannual complementarities of renewable energy sources in Colombia. Renewable And Sustainable Energy Reviews, 134, 110318. https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110318

Hignett, T. P. (1985). Transportation and Storage of Ammonia. In Springer eBooks (pp. 73–82). https://doi.org/10.1007/978-94-017-1538-6_7

Hinkley, J. T. (2021). A New Zealand Perspective on Hydrogen as an Export Commodity: Timing of Market Development and an Energy Assessment of Hydrogen Carriers. Energies, 14(16), 4876. https://doi.org/10.3390/en14164876

Hodges, A., Hoang, A. L., Tsekouras, G., Wagner, K., Lee, C., Swiegers, G. F., y Wallace, G. G. (2022a). A high-performance capillary-fed electrolysis cell promises more cost-competitive renewable hydrogen. Nature Communications, 13(1). https://doi.org/10.1038/s41467-022-28953-x

Hodges, A., Hoang, A. L., Tsekouras, G., Wagner, K., Lee, C., Swiegers, G. F., y Wallace, G. G. (2022b). A high-performance capillary-fed electrolysis cell promises more cost-competitive renewable hydrogen. Nature Communications, 13(1). https://doi.org/10.1038/s41467-022-28953-x

Hritsyshyna, M., y Hutarevych, N. (2021). Legal Regulation of Hydrogen in Germany and Ukraine as a Precondition for Energy Partnership and Energy Transition. Energies, 14(24), 8331. https://doi.org/10.3390/en14248331

Hua, T., Ahluwalia, R., Peng, J., Kromer, M., Lasher, S., McKenney, K., Law, K., y Sinha, J. (2011). Technical assessment of compressed hydrogen storage tank systems for automotive applications. International Journal Of Hydrogen Energy, 36(4), 3037-3049. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.11.090

Huang, C., Zong, Y., You, S., y Traholt, C. (2022). Analytical Modeling and Control of Grid-Scale Alkaline Electrolyzer Plant for Frequency Support in Wind-Dominated Electricity-Hydrogen Systems. IEEE Transactions On Sustainable Energy, 14(1), 217-232. https://doi.org/10.1109/tste.2022.3208361

Huang, X., Xie, M., Li, X., y Jiang, L. (2024). [Comparative Life Cycle Assessment and Carbon Footprint of Typical Hydrogen Energy Products]. PubMed, 45(10), 5641-5649. https://doi.org/10.13227/j.hjkx.202311004

Hydrogen Council. (2024, 14 noviembre). Homepage | Hydrogen Council. https://hydrogencouncil.com/en/

Hydrogen Production Map - IEA. (2024, 13 noviembre). IEA. Recuperado 9 de diciembre de 2024, de https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/hydrogen-production-projects-interactive-map

IEA. (2022, 1 septiembre). IEA. https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022

Ikäheimo, J., Kiviluoma, J., Weiss, R., y Holttinen, H. (2018). Power-to-ammonia in future North European 100 % renewable power and heat system. International Journal of Hydrogen Energy, 43(36), 17295–17308. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.06.121

Ikeuba, A. I., Sonde, C. U., Charlie, D., Usibe, B. E., Raimi, M., Obike, A. I., y Magu, T. O. (2024). A review on exploring the potential of liquid hydrogen as a fuel for a sustainable future. Deleted Journal, 3, 100022. https://doi.org/10.1016/j.scowo.2024.100022

International Journal of Energy Research. (2022). International Journal of Energy Research. https://doi.org/10.1155/ijer

Iosub, V., Latroche, M., Joubert, J., y Percheronguegan, A. (2005). Optimisation of MmNi5-xSnxMmNi5-xSnx (Mm=LaMm=La, Ce, Nd and Pr, 0.27ylt;xylt;0.50.27ylt;xylt;0.5) compositions as hydrogen storage materials. International Journal Of Hydrogen Energy, 31(1), 101-108. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2005.02.004

Ishaq, H., Dincer, I., y Crawford, C. (2021). A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities. International Journal Of Hydrogen Energy, 47(62), 26238-26264. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.11.149

Ishaq, H., Dincer, I., y Crawford, C. (2021a). A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities. International Journal of Hydrogen Energy, 47(62), 26238–26264. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.11.149

Ishaq, H., Dincer, I., y Crawford, C. (2021b). A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities. International Journal of Hydrogen Energy, 47(62), 26238–26264. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.11.149

Ishimoto, Y., Voldsund, M., Nekså, P., Roussanaly, S., Berstad, D., y Gardarsdottir, S. O. (2020). Large-scale production and transport of hydrogen from Norway to Europe and Japan: Value chain analysis and comparison of liquid hydrogen and ammonia as energy carriers.

International Journal of Hydrogen Energy, 45(58), 32865–32883. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.09.017

Ishimoto, Y., Voldsund, M., Nekså, P., Roussanaly, S., Berstad, D., y Gardarsdottir, S. O. (2020). Large-scale production and transport of hydrogen from Norway to Europe and Japan: Value chain analysis and comparison of liquid hydrogen and ammonia as energy carriers. International Journal Of Hydrogen Energy, 45(58), 32865-32883. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.09.017

Itoh, N., Oshima, A., Suga, E., y Sato, T. (2014). Kinetic enhancement of ammonia decomposition as a chemical hydrogen carrier in palladium membrane reactor. Catalysis Today, 236, 70–76. https://doi.org/10.1016/j.cattod.2014.02.054

Ivey, D. G., y Northwood, D. O. (1983). Storing energy in metal hydrides: a review of the physical metallurgy. Journal Of Materials Science, 18(2), 321-347. https://doi.org/10.1007/bf00560621

Jansonius, R., Moreno, M., y Britton, B. (2022). High Performance AEM Water Electrolysis with Aemion® Membranes. Meeting Abstracts/Meeting Abstracts (Electrochemical Society. CD-ROM), MA2022-01(39), 1723. https://doi.org/10.1149/ma2022-01391723mtgabs

Janssen, J. L., Weeda, M., Detz, R. J., y Van Der Zwaan, B. (2021). Country-specific cost projections for renewable hydrogen production through off-grid electricity systems. Applied Energy, 309, 118398. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118398

Jeon, G., Park, J., Kim, J., Lee, Y., Kim, D., Kang, D., Lee, S., Lee, S., y Ryu, M. (2022). Experimental and numerical investigation of change in boil-off gas and thermodynamic characteristics according to filling ratio in a C-type cryogenic liquid fuel tank. Energy, 255, 124530. https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124530

Jolaoso, L. A., Asadi, J., Duan, C., y Kazempoor, P. (2022). A novel green hydrogen production using water-energy nexus framework. Energy Conversion and Management, 276, 116344. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116344

Jones, A., y Iuliano, M. (1997). A virtual manufacturing testbed. https://www.semanticscholar.org/paper/A-virtual-manufacturing-testbed-Jones-Iuliano/1ab2f2acda943d70a59e22232c2e20d74886147b?utm_source=consensus

Jürgens, L., y Schäfers, H. (2024). Green hydrogen in the chemical industry - Key factors and cost competitiveness. 2022 18th International Conference On The European Energy Market (EEM), 1-5. https://doi.org/10.1109/eem60825.2024.10608942

Kakavand, A., Sayadi, S., Tsatsaronis, G., y Behbahaninia, A. (2023). Techno-economic assessment of green hydrogen and ammonia production from wind and solar energy in Iran. International Journal of Hydrogen Energy, 48(38), 14170–14191. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.285

Kakavand, A., Sayadi, S., Tsatsaronis, G., y Behbahaninia, A. (2023). Techno-economic assessment of green hydrogen and ammonia production from wind and solar energy in Iran. International Journal Of Hydrogen Energy, 48(38), 14170-14191. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.285

Kakoulaki, G., Kougias, I., Taylor, N., Dolci, F., Moya, J., y Jäger-Waldau, A. (2020). Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables. Energy Conversion And Management, 228, 113649. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113649

Kannah, R. Y., Kavitha, S., Preethi, N., Karthikeyan, O. P., Kumar, G., Dai-Viet, N. V., y Banu, J. R. (2020). Techno-economic assessment of various hydrogen production methods – A

review. Bioresource Technology, 319, 124175. https://doi.org/10.1016/j.biortech.2020.124175

Kar, S. K., Sinha, A. S. K., Harichandan, S., Bansal, R., y Balathanigaimani, M. S. (2022). Hydrogen economy in India: A status review. Wiley Interdisciplinary Reviews Energy and Environment, 12(1). https://doi.org/10.1002/wene.459

Khan, M. A., Al-Shankiti, I., Ziani, A., y Idriss, H. (2021). Demonstration of green hydrogen production using solar energy at 28% efficiency and evaluation of its economic viability. Sustainable Energy y Fuels, 5(4), 1085–1094. https://doi.org/10.1039/d0se01761b

Khan, M. A., Al-Shankiti, I., Ziani, A., y Idriss, H. (2021). Demonstration of green hydrogen production using solar energy at 28% efficiency and evaluation of its economic viability. Sustainable Energy y Fuels, 5(4), 1085-1094. https://doi.org/10.1039/d0se01761b

Khan, U., Yamamoto, T., y Sato, H. (2021). An insight into potential early adopters of hydrogen fuel-cell vehicles in Japan. International Journal of Hydrogen Energy, 46(18), 10589–10607. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.173

Khan, U., Yamamoto, T., y Sato, H. (2021). An insight into potential early adopters of hydrogen fuel-cell vehicles in Japan. International Journal Of Hydrogen Energy, 46(18), 10589-10607. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.173

Khouya, A. (2020). Levelized costs of energy and hydrogen of wind farms and concentrated photovoltaic thermal systems. A case study in Morocco. International Journal Of Hydrogen Energy, 45(56), 31632-31650. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.240

Kim, A., Kim, H., Lee, H., Lee, B., y Lim, H. (2021). Comparative Economic Optimization for an Overseas Hydrogen Supply Chain Using Mixed-Integer Linear Programming. ACS Sustainable Chemistry y Engineering, 9(42), 14249–14262. https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.1c05446

Königshofer, B., Pongratz, G., Nusev, G., Boškoski, P., Höber, M., Juričić, Đ., Kusnezoff, M., Trofimenko, N., Schröttner, H., Hochenauer, C., y Subotić, V. (2021). Development of test protocols for solid oxide electrolysis cells operated under accelerated degradation conditions. Journal Of Power Sources, 497, 229875. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2021.229875

Kopp, M., Coleman, D., Stiller, C., Scheffer, K., Aichinger, J., y Scheppat, B. (2017). Energiepark Mainz: Technical and economic analysis of the worldwide largest Power-to-Gas plant with PEM electrolysis. International Journal Of Hydrogen Energy, 42(19), 13311-13320. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.12.145

Korneev, V. (2023). Japan's Energy Policy: Current Challenges and Problems. Problemy Dalnego Vostoka, 4, 73. https://doi.org/10.31857/s013128120026885-4

Krishnan, S., Kamyab, H., Nasrullah, M., Wahid, Z. A., Yadav, K. K., Reungsang, A., y Chaiprapat, S. (2023). Recent advances in process improvement of dark fermentative hydrogen production through metabolic engineering strategies. Fuel, 343, 127980. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.127980

Kumar, S. S., y Lim, H. (2022). An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. Energy Reports, 8, 13793-13813. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.10.127

Kwon, H., Ngan, T., DO, y Kim, J. (2022). Energy-efficient liquid hydrogen production using cold energy in liquefied natural gas: Process intensification and techno-economic analysis. Journal of Cleaner Production, 380, 135034. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.135034

Lane, B., Reed, J., Shaffer, B., y Samuelsen, S. (2021a). Forecasting renewable hydrogen production technology shares under cost uncertainty. International Journal Of Hydrogen Energy, 46(54), 27293-27306. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.06.012

Lane, B., Reed, J., Shaffer, B., y Samuelsen, S. (2021b). Forecasting renewable hydrogen production technology shares under cost uncertainty. International Journal Of Hydrogen Energy, 46(54), 27293-27306. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.06.012

Lane, B., Reed, J., Shaffer, B., y Samuelsen, S. (2021c). Forecasting renewable hydrogen production technology shares under cost uncertainty. International Journal Of Hydrogen Energy, 46(54), 27293-27306. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.06.012

Lankof, L., y Tarkowski, R. (2020). Assessment of the potential for underground hydrogen storage in bedded salt formation. International Journal Of Hydrogen Energy, 45(38), 19479-19492. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.024

Leach, F., Kalghatgi, G., Stone, R., y Miles, P. (2020). The scope for improving the efficiency and environmental impact of internal combustion engines. Transportation Engineering, 1, 100005. https://doi.org/10.1016/j.treng.2020.100005

Lepage, T., Kammoun, M., Schmetz, Q., y Richel, A. (2020). Biomass-to-hydrogen: A review of main routes production, processes evaluation and techno-economical assessment. Biomass and Bioenergy, 144, 105920. https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2020.105920

Li, H., Cao, X., Liu, Y., Shao, Y., Nan, Z., Teng, L., Peng, W., y Bian, J. (2022). Safety of hydrogen storage and transportation: An overview on mechanisms, techniques, and challenges. Energy Reports, 8, 6258–6269. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.04.067

Li, J., Dou, L., Liu, Y., Gao, Y., Hu, X., Yu, F., Li, J., Zhang, S., y Shao, T. (2023). One-step plasma reforming of CO2CH4 into hydrogen and liquid fuels: The roles of Cu and Fe

sites on products distribution. Fuel Processing Technology, 242, 107648. https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2022.107648

Li, Y., y Taghizadeh-Hesary, F. (2021). The economic feasibility of green hydrogen and fuel cell electric vehicles for road transport in China. Energy Policy, 160, 112703. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112703

Liu, W., Webb, C., y Gray, E. (2016). Review of hydrogen storage in AB 3 alloys targeting stationary fuel cell applications. International Journal Of Hydrogen Energy, 41(5), 3485-3507. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.12.054

Liu, Y., Wu, R., Yang, P., Wang, T., Liu, H., y Wang, L. (2016). Parameter study of the injection configuration in a zero boil-off hydrogen storage tank using orthogonal test design. Applied Thermal Engineering, 109, 283–294. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.08.051

Longden, T., Beck, F. J., Jotzo, F., Andrews, R., y Prasad, M. (2021). 'Clean' hydrogen? – Comparing the emissions and costs of fossil fuel versus renewable electricity based hydrogen. Applied Energy, 306, 118145. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118145

Lord, A. S., Kobos, P. H., y Borns, D. J. (2014). Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands. International Journal Of Hydrogen Energy, 39(28), 15570-15582. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.07.121

Lutz, M., Linder, M., y Bürger, I. (2020). High capacity, low pressure hydrogen storage based on magnesium hydride and thermochemical heat storage: Experimental proof of concept. Applied Energy, 271, 115226. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115226

Ma, K., Hua, Z., Gu, C., Zhang, Z., Ye, S., y Yao, Y. (2019). Effects of crack position on fatigue life of large seamless storage vessels made of 4130X for hydrogen refueling station.

International Journal of Hydrogen Energy, 44(40), 22559–22568. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.207

Mahajan, D., Tan, K., Venkatesh, T., Kileti, P., y Clayton, C. R. (2022). Hydrogen Blending in Gas Pipeline Networks—A Review. Energies, 15(10), 3582. https://doi.org/10.3390/en15103582

Makepeace, J. W., He, T., Weidenthaler, C., Jensen, T. R., Chang, F., Vegge, T., Ngene, P., Kojima, Y., De Jongh, P. E., Chen, P., y David, W. I. (2019). Reversible ammonia-based and liquid organic hydrogen carriers for high-density hydrogen storage: Recent progress. International Journal Of Hydrogen Energy, 44(15), 7746-7767. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.144

Makhloufi, C., y Kezibri, N. (2021). Large-scale decomposition of green ammonia for pure hydrogen production. International Journal of Hydrogen Energy, 46(70), 34777–34787. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.07.188

Małachowska, A., Łukasik, N., Mioduska, J., y Gębicki, J. (2022). Hydrogen Storage in Geological Formations—The Potential of Salt Caverns. Energies, 15(14), 5038. https://doi.org/10.3390/en15145038

Man, J., Ma, T., Yu, Y., y Ren, H. (2024). Levelized costs and potential production of green hydrogen with wind and solar power in different provinces of mainland China. Journal Of Renewable And Sustainable Energy, 16(2). https://doi.org/10.1063/5.0183511

Marouani, I., Guesmi, T., Alshammari, B. M., Alqunun, K., Alzamil, A., Alturki, M., y Abdallah, H. H. (2023). Integration of Renewable-Energy-Based Green Hydrogen into the Energy Future. Processes, 11(9), 2685. https://doi.org/10.3390/pr11092685

Matute, G., Yusta, J., Beyza, J., y Monteiro, C. (2022). Optimal dispatch model for PV-electrolysis plants in self-consumption regime to produce green hydrogen: A Spanish case

study. International Journal Of Hydrogen Energy, 47(60), 25202-25213. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.270

McDowall, W., y Eames, M. (2006). Forecasts, scenarios, visions, backcasts and roadmaps to the hydrogen economy: A review of the hydrogen futures literature. Energy Policy, 34(11), 1236-1250. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.12.006

MDPI - Publisher of Open Access Journals. (2024, November 19). https://www.mdpi.com/

Mehrpooya, M., Ghorbani, B., y Khodaverdi, M. (2022). Hydrogen production by thermochemical water splitting cycle using low-grade solar heat and phase change material energy storage system. International Journal of Energy Research, 46(6), 7590–7609. https://doi.org/10.1002/er.7662

Mellouli, S., Abhilash, E., Askri, F., y Nasrallah, S. B. (2016). Integration of thermal energy storage unit in a metal hydride hydrogen storage tank. Applied Thermal Engineering, 102, 1185-1196. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.03.116

Michalski, J., Bünger, U., Crotogino, F., Donadei, S., Schneider, G., Pregger, T., Cao, K., y Heide, D. (2017). Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition. International Journal Of Hydrogen Energy, 42(19), 13427-13443. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.02.102

Midilli, A., y Dincer, I. (2009). Development of some exergetic parameters for PEM fuel cells for measuring environmental impact and sustainability. International Journal of Hydrogen Energy, 34(9), 3858–3872. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.02.066

Miller, E. (2022). (Invited) The U.S. Department of Energy's Hydrogen Energy Earthshot: Addressing Important Challenges and Opportunities in the Research, Development, Demonstration, and Deployment of Clean Hydrogen Technologies. Meeting

Abstracts/Meeting Abstracts (Electrochemical Society. CD-ROM), MA2022-02(45), 1691. https://doi.org/10.1149/ma2022-02451691mtgabs

Mneimneh, F., Ghazzawi, H., Hejjeh, M. A., Manganelli, M., y Ramakrishna, S. (2023). Roadmap to Achieving Sustainable Development via Green Hydrogen. Energies, 16(3), 1368. https://doi.org/10.3390/en16031368

Montoya-Rojas, G. A., García, M. A., Bello-Escobar, S., y Singh, K. P. (2019). Analysis of the interrelations between biogeographic systems and the dynamics of the Port-Waterfront Cities: Cartagena de Indias, Colombia. Ocean y Coastal Management, 185, 105055. https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2019.105055

Moradi, R., y Groth, K. M. (2019). Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. International Journal Of Hydrogen Energy, 44(23), 12254-12269. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.041

Mouli-Castillo, J., Heinemann, N., y Edlmann, K. (2020). Mapping geological hydrogen storage capacity and regional heating demands: An applied UK case study. Applied Energy, 283, 116348. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116348

Mukundan, R. (2023). (Invited) Importance of Accelerated Stress Tests in Accelerated Discovery of Energy Materials. Meeting Abstracts/Meeting Abstracts (Electrochemical Society. CD-ROM), MA2023-02(48), 2411. https://doi.org/10.1149/ma2023-02482411mtgabs

Munadi, N. F., y Supramono, N. D. (2024). Techno-Economic Analysis Of Hydrogen Storage Technologies For Transport Applications. Jurnal Informasi Sains Dan Teknologi, 7(1), 01-10. https://doi.org/10.55606/isaintek.v7i01.184

Musial, W., Butterfield, S., y Lemming, J. (2005). International Collaboration on Offshore Wind Energy Under IEA Annex XXIII. https://doi.org/10.2172/861210

Muthukumar, P., Kumar, A., Afzal, M., Bhogilla, S., Sharma, P., Parida, A., Jana, S., Kumar, E. A., Pai, R. K., y Jain, I. (2023). Review on large-scale hydrogen storage systems for better sustainability. International Journal of Hydrogen Energy, 48(85), 33223–33259. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.304

Nam, G., Sung, H., Ha, D., No, H., Koo, T., Ko, R., y Park, M. (2023). Design and Analysis of Cryogenic Cooling System for Electric Propulsion System Using Liquid Hydrogen. Energies, 16(1), 527. https://doi.org/10.3390/en16010527

Naqvi, S. R., Kazmi, B., Taqvi, S. a. A., Chen, W., y Juchelková, D. (2024). Techno economic analysis for advanced methods of green hydrogen production. Current Opinion in Green and Sustainable Chemistry, 48, 100939. https://doi.org/10.1016/j.cogsc.2024.100939

Nasser, M., Megahed, T. F., Ookawara, S., y Hassan, H. (2022). Performance evaluation of PV panels/wind turbines hybrid system for green hydrogen generation and storage: Energy, exergy, economic, and enviroeconomic. Energy Conversion And Management, 267, 115870. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115870

Neacșa, A., Eparu, C., y Stoica, D. (2022). Hydrogen–Natural Gas Blending in Distribution Systems—An Energy, Economic, and Environmental Assessment. https://www.semanticscholar.org/paper/Hydrogen%E2%80%93Natural-Gas-Blending-in-Distribution-and-Neac%C8%99a-Eparu/33f0d22f22efc68b2e8c9944a602ad40d1c71c48?utm_source=consensus

Nicita, A., Maggio, G., Andaloro, A., y Squadrito, G. (2020). Green hydrogen as feedstock: Financial analysis of a photovoltaic-powered electrolysis plant. International Journal Of Hydrogen Energy, 45(20), 11395-11408. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.02.062

Nieves, J., Aristizábal, A., Dyner, I., Báez, O., y Ospina, D. (2018). Energy demand and greenhouse gas emissions analysis in Colombia: A LEAP model application. Energy, 169, 380-397. https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.051

Nikolaidis, P., y Poullikkas, A. (2016). A comparative overview of hydrogen production processes. Renewable And Sustainable Energy Reviews, 67, 597-611. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.044

Nunez, A., Caro, K., y Goldthau, A. C. (2024). A sustainability and governance index for assessing the EU's green hydrogen import options. Environmental Research Letters, 19(7), 074011. https://doi.org/10.1088/1748-9326/ad53e5

Nyamsi, S. N., Lototskyy, M., y Tolj, I. (2018). Selection of metal hydrides-based thermal energy storage: Energy storage efficiency and density targets. International Journal Of Hydrogen Energy, 43(50), 22568-22583. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.10.100

Nykyforchyn, H., Unigovskyi, L., Zvirko, O., Tsyrulnyk, O., y Krechkovska, H. (2021). Pipeline durability and integrity issues at hydrogen transport via natural gas distribution network. Procedia Structural Integrity, 33, 646–651. https://doi.org/10.1016/j.prostr.2021.10.071

O'Brien, J., Hartvigsen, J., Boardman, R., Hartvigsen, J., Larsen, D., y Elangovan, S. (2020). A 25 kW high temperature electrolysis facility for flexible hydrogen production and system integration studies. International Journal Of Hydrogen Energy, 45(32), 15796-15804. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.074

Odenweller, A., Ueckerdt, F., Nemet, G. F., Jensterle, M., y Luderer, G. (2022). Probabilistic feasibility space of scaling up green hydrogen supply. Nature Energy, 7(9), 854–865. https://doi.org/10.1038/s41560-022-01097-4

Odenweller, A., Ueckerdt, F., Odenweller, A., y Ueckerdt, F. (2022). Probabilistic feasibility space of scaling up green hydrogen supply. Consensus.

https://consensus.app/papers/probabilistic-feasibility-space-of-scaling-up-green-odenweller-ueckerdt/428c074a2c055f5fbf3ce488259018bc/?utm_source=chatgpt

Odenweller, A., Ueckerdt, F., Odenweller, A., y Ueckerdt, F. (s. f.). Probabilistic feasibility space of scaling up green hydrogen supply. Consensus. https://consensus.app/papers/probabilistic-feasibility-space-of-scaling-up-green-odenweller-ueckerdt/428c074a2c055f5fbf3ce488259018bc/?utm_source=chatgpt

Oney, F., Vezirolu, T., y Dulger, Z. (1994). Evaluation of pipeline transportation of hydrogen and natural gas mixtures. International Journal Of Hydrogen Energy, 19(10), 813-822. https://doi.org/10.1016/0360-3199(94)90198-8

Onigbajumo, A., Swarnkar, P., Will, G., Sundararajan, T., Taghipour, A., Couperthwaite, S., Steinberg, T., y Rainey, T. (2022). Techno-economic evaluation of solar-driven ceria thermochemical water-splitting for hydrogen production in a fluidized bed reactor. Journal of Cleaner Production, 371, 133303. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133303

Orozco, J., Van Caneghem, J., Hens, L., González, L., Lugo, R., Díaz, S., y Pedroso, I. (2019). Assessment of an ammonia incident in the industrial area of Matanzas. Journal of Cleaner Production, 222, 934–941. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.024

Ospino-Castro, A., Navas, S. R., y Robles-Algarín, C. (2024). Methodology for Generating a Reference Wind Year for Offshore Wind Energy: A Case Study in La Guajira, Colombia. International Journal Of Energy Economics And Policy, 14(5), 356-364. https://doi.org/10.32479/ijeep.16068

Ozarslan, A. (2012). Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns. International Journal Of Hydrogen Energy, 37(19), 14265-14277. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.07.111

Ozturk, M., y Dincer, I. (2020). Development of renewable energy system integrated with hydrogen and natural gas subsystems for cleaner combustion. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 83, 103583. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103583

Pajula, T., Behm, K., Vatanen, S., y Saarivuori, E. (2017). Managing the Life Cycle to Reduce Environmental Impacts. En Springer eBooks (pp. 93-113). https://doi.org/10.1007/978-3-319-45438-2_6

Papakonstantinou, G., Algara-Siller, G., Teschner, D., Vidaković-Koch, T., Schlögl, R., y Sundmacher, K. (2020a). Degradation study of a proton exchange membrane water electrolyzer under dynamic operation conditions. Applied Energy, 280, 115911. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115911

Papakonstantinou, G., Algara-Siller, G., Teschner, D., Vidaković-Koch, T., Schlögl, R., y Sundmacher, K. (2020b). Degradation study of a proton exchange membrane water electrolyzer under dynamic operation conditions. Applied Energy, 280, 115911. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115911

Park, C., Koo, M., Woo, J., Hong, B. I., y Shin, J. (2022). Economic valuation of green hydrogen charging compared to gray hydrogen charging: The case of South Korea. International Journal Of Hydrogen Energy, 47(32), 14393-14403. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.02.214

Parkinson, B., Balcombe, P., Speirs, J. F., Hawkes, A. D., y Hellgardt, K. (2018). Levelized cost of CO2mitigation from hydrogen production routes. Energy y Environmental Science, 12(1), 19-40. https://doi.org/10.1039/c8ee02079e

Parlamento Europeo y Consejo de la UE. (2023). https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/LSU/?uri=CELEX%3A32023R1805

Pastore, L. M., Lo Basso, G., Sforzini, M., y De Santoli, L. (2022). Technical, economic and environmental issues related to electrolysers capacity targets according to the Italian Hydrogen Strategy: A critical analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 166, 112685. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112685

Patel, A., Soni, A., Baredar, P., y Malviya, R. (2022). Analysis of temperature distribution over pipe surfaces of air-based cavity linear receiver for cross-linear concentration solar power system. Environmental Science and Pollution Research, 30(11), 28621–28639. https://doi.org/10.1007/s11356-022-24036-y

Patiño, J. J., Velásquez, C. A., Ramírez, E., Betancur, R., Montoya, J., Chica, E., Romero-Gómez, P., Kannan, A. M., Ramírez, D., Eusse, P., y Jaramillo, F. (2023a). Renewable Energy Sources for Green Hydrogen Generation in Colombia and Applicable Case of Studies. https://www.semanticscholar.org/paper/Renewable-Energy-Sources-for-Green-Hydrogen-in-and-Pati%C3%B1o-Vel%C3%A1squez/d2527783f693df9b1738ef5a206c5495b0bcaa13?utm_source=consensus

Patiño, J. J., Velásquez, C. A., Ramírez, E., Betancur, R., Montoya, J., Chica, E., Romero-Gómez, P., Kannan, A. M., Ramírez, D., Eusse, P., y Jaramillo, F. (2023b). Renewable Energy Sources for Green Hydrogen Generation in Colombia and Applicable Case of Studies. https://www.semanticscholar.org/paper/Renewable-Energy-Sources-for-Green-Hydrogen-in-and-Pati%C3%B1o-Vel%C3%A1squez/d2527783f693df9b1738ef5a206c5495b0bcaa13?utm_source=consensus

Perez, V., y Perez, V. (2013, 3 junio). Small hydro power stations, a way to secure electricity supply in Colombia. A policy evaluation using a system dynamics model. Consensus.

https://consensus.app/papers/small-hydro-power-stations-a-way-to-secure-electricity-perez/0d9425cd81fa50b5acc8747b15b23452/?utm_source=chatgpt

Pineda, A., Naranjo, T. A., Arenas, J. A. C., Pineda, A., Naranjo, T. A., y Arenas, J. A. C. (2020, 22 septiembre). Analysis of the main factors for the configuration of green ports in Colombia. Consensus. https://consensus.app/papers/analysis-of-the-main-factors-for-the-configuration-of-green-pineda-naranjo/ef1da1cd0e685ac4883113828574fe5d/?utm_source=chatgpt

Pingkuo, L., y Junqing, G. (2024). Comparative analysis on the development potential of green hydrogen industry in China, the United States and the European Union. International Journal Of Hydrogen Energy, 84, 700-717. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.08.298

Pingkuo, L., y Xue, H. (2022). Comparative analysis on similarities and differences of hydrogen energy development in the World's top 4 largest economies: A novel framework. International Journal of Hydrogen Energy, 47(16), 9485–9503. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.01.038

Pingkuo, L., y Xue, H. (2022). Comparative analysis on similarities and differences of hydrogen energy development in the World's top 4 largest economies: A novel framework. International Journal Of Hydrogen Energy, 47(16), 9485-9503. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.01.038

Pomaska, L., y Acciaro, M. (2022). Bridging the Maritime-Hydrogen Cost-Gap: Real options analysis of policy alternatives. Transportation Research Part D Transport And Environment, 107, 103283. https://doi.org/10.1016/j.trd.2022.103283

Port-centric Development: Strategic Logistics Investments. (2013). https://doi.org/10.18235/0009095

Potashnikov, V., Golub, A., Brody, M., y Lugovoy, O. (2022). Decarbonizing Russia: Leapfrogging from Fossil Fuel to Hydrogen. Energies, 15(3), 683. https://doi.org/10.3390/en15030683

Precios de los electrolizadores: qué esperar. (2024, 21 marzo). Pv Magazine Latin America. https://www.pv-magazine-latam.com/2024/03/21/precios-de-los-electrolizadores-que-esperar/

Preethi, V. (2022). Solar hydrogen production in India. Environment Development and Sustainability, 25(3), 2105–2135. https://doi.org/10.1007/s10668-022-02157-1

Qyyum, M. A., Riaz, A., Naquash, A., Haider, J., Qadeer, K., Nawaz, A., Lee, H., y Lee, M. (2021). 100% saturated liquid hydrogen production: Mixed-refrigerant cascaded process with two-stage ortho-to-para hydrogen conversion. Energy Conversion and Management, 246, 114659. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114659

Razi, F., y Dincer, I. (2022). Renewable energy development and hydrogen economy in MENA region: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 168, 112763. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112763

Redding, K. E., Appel, J., Boehm, M., Schuhmann, W., Nowaczyk, M. M., Yacoby, I., y Gutekunst, K. (2022). Advances and challenges in photosynthetic hydrogen production. Trends In Biotechnology, 40(11), 1393. https://doi.org/10.1016/j.tibtech.2022.06.009

Reglamento (UE) 2023/1805 del Parlamento Europeo y del Conse. . . (2023). https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/LSU/?uri=CELEX%3A32023R1805

Reisch, N. M. (2020). The coming challenge of green hydrogen. CyEN Global Enterprise, 98(2), 28. https://doi.org/10.1021/cen-09802-cover18

Ren, X., Dong, L., Xu, D., y Hu, B. (2020). Challenges towards hydrogen economy in China. International Journal Of Hydrogen Energy, 45(59), 34326-34345. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.01.163

Renewables Map | Latin America Energy Portal. (2024). Recuperado 9 de diciembre de 2024, de https://portalenergetico.org/es/renewables-map/

Riahi, Z., Mergheni, M. A., Sautet, J., y Nasrallah, S. B. (2016). Experimental study of natural gas flame enriched by hydrogen and oxygen in a coaxial burner. Applied Thermal Engineering, 108, 287–295. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.07.079

Rizi, H. Y., y Shin, D. (2022). Green Hydrogen Production Technologies from Ammonia Cracking. Energies, 15(21), 8246. https://doi.org/10.3390/en15218246

Robles, J. O., Azzaro-Pantel, C., Garcia, G. M., y Lasserre, A. A. (2020). Social cost-benefit assessment as a post-optimal analysis for hydrogen supply chain design and deployment: Application to Occitania (France). Sustainable Production And Consumption, 24, 105-120. https://doi.org/10.1016/j.spc.2020.06.010

Roca, J. A. (2020, December 18). El hidrógeno verde podría competir en costos con las alternativas fósiles en 2030. El Periódico De La Energía. https://elperiodicodelaenergia.com/el-hidrogeno-verde-podria-competir-en-costos-con-las-alternativas-fosiles-en-2030/#google_vignette

Roca, R. (2022, 28 octubre). Así será el nuevo «boom» del hidrógeno verde en los próximos años: se producirán 25 millones de toneladas para 2030. El Periódico de la Energía. https://elperiodicodelaenergia.com/asi-sera-el-nuevo-boom-del-hidrogeno-verde-en-los-proximos-anos-se-produciran-25-millones-de-toneladas-para-2030/

Rolo, I., Costa, V. A. F., y Brito, F. P. (2023). Hydrogen-Based Energy Systems: Current Technology Development Status, Opportunities and Challenges. Energies, 17(1), 180. https://doi.org/10.3390/en17010180

Romeo, L. M., Cavana, M., Bailera, M., Leone, P., Peña, B., y Lisbona, P. (2022). Non-stoichiometric methanation as strategy to overcome the limitations of green hydrogen injection into the natural gas grid. Applied Energy, 309, 118462. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118462

Salehmin, M. N. I., Husaini, T., Goh, J., y Sulong, A. B. (2022). High-pressure PEM water electrolyser: A review on challenges and mitigation strategies towards green and low-cost hydrogen production. Energy Conversion and Management, 268, 115985. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115985

Schiaroli, A., Campari, A., Paltrinieri, N., Cozzani, V., y Ustolin, F. (2024). Consequence Analysis of a Bunkering Facility for Liquid Hydrogen Loading and Unloading. https://www.semanticscholar.org/paper/Consequence-Analysis-of-a-Bunkering-Facility-for-Schiaroli-Campari/c7cbcdec92d3f836bb1a0b23310e77e9a9f46d80?utm_source=consensus

Schmidt, A., y Donsbach, W. (2016). Acceptance factors of hydrogen and their use by relevant stakeholders and the media. International Journal Of Hydrogen Energy, 41(8), 4509-4520. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.01.058

Scita, R., Raimondi, P. P., y Noussan, M. (2020). Green Hydrogen: The Holy Grail of Decarbonisation? An Analysis of the Technical and Geopolitical Implications of the Future Hydrogen Economy. SSRN Electronic Journal. https://doi.org/10.2139/ssrn.3709789

Scolaro, M., y Kittner, N. (2021). Optimizing hybrid offshore wind farms for cost-competitive hydrogen production in Germany. International Journal Of Hydrogen Energy, 47(10), 6478-6493. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.12.062

Sens, L., Neuling, U., Wilbrand, K., y Kaltschmitt, M. (2022). Conditioned hydrogen for a green hydrogen supply for heavy duty-vehicles in 2030 and 2050 – A techno-economic well-to-tank assessment of various supply chains. International Journal Of Hydrogen Energy, 52, 1185-1207. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.07.113

Shahabuddin, M., Krishna, B. B., Bhaskar, T., y Perkins, G. (2019). Advances in the thermo-chemical production of hydrogen from biomass and residual wastes: Summary of recent techno-economic analyses. Bioresource Technology, 299, 122557. https://doi.org/10.1016/j.biortech.2019.122557

Shahabuddin, M., Rhamdhani, M. A., y Brooks, G. A. (2023). Technoeconomic Analysis for Green Hydrogen in Terms of Production, Compression, Transportation and Storage Considering the Australian Perspective. Processes, 11(7), 2196. https://doi.org/10.3390/pr11072196

Shi, W., Zhang, R., Li, H., Wu, Y., Toan, S., Sun, Z., y Sun, Z. (2023). Modulating Mxene-Derived Ni-Mom-Mo2-mTiC2Tx Structure for Intensified Low-Temperature Ethanol Reforming. Advanced Energy Materials, 13(40). https://doi.org/10.1002/aenm.202301920

Simões, F. L. D., y Santos, D. M. F. (2024). A SWOT Analysis of the Green Hydrogen Market. Energies, 17(13), 3114. https://doi.org/10.3390/en17133114

Singla, S., Shetti, N. P., Basu, S., Mondal, K., y Aminabhavi, T. M. (2021). Hydrogen production technologies - Membrane based separation, storage and challenges. Journal of Environmental Management, 302, 113963. https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.113963

Skordoulias, N., Koytsoumpa, E. I., y Karellas, S. (2022a). Techno-economic evaluation of medium scale power to hydrogen to combined heat and power generation systems. International Journal of Hydrogen Energy, 47(63), 26871–26890. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.06.057

Sorgulu, F., y Dincer, I. (2022). Development and assessment of renewable hydrogen production and natural gas blending systems for use in different locations. Energy Science y Engineering, 10(5), 1739-1751. https://doi.org/10.1002/ese3.1114

Sparkedadmin. (2024, February 27). Hydrogen Insights 2022. Hydrogen Council. https://hydrogencouncil.com/es/hydrogen-insights-2022/

Stöckl, F., Schill, W., y Zerrahn, A. (2021). Optimal supply chains and power sector benefits of green hydrogen. Scientific Reports, 11(1). https://doi.org/10.1038/s41598-021-92511-6

Sun, P., Young, B., Elgowainy, A., Lu, Z., Wang, M., Morelli, B., y Hawkins, T. (2019). Criteria Air Pollutants and Greenhouse Gas Emissions from Hydrogen Production in U.S. Steam Methane Reforming Facilities. Environmental Science y Technology, 53(12), 7103-7113. https://doi.org/10.1021/acs.est.8b06197

Superchi, F., Papi, F., Mannelli, A., Balduzzi, F., Ferro, F. M., y Bianchini, A. (2023). Development of a reliable simulation framework for techno-economic analyses on green hydrogen production from wind farms using alkaline electrolyzers. Renewable Energy, 207, 731–742. https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.03.077

Tarasov, B., Arbuzov, A., Mozhzhukhin, S., Volodin, A., Fursikov, P., Davids, M. W., Adeniran, J., y Lototskyy, M. (2023a). Metal Hydride Hydrogen Storage (Compression) Units Operating at Near-Atmospheric Pressure of the Feed H2. Inorganics, 11(7), 290. https://doi.org/10.3390/inorganics11070290

Tarasov, B., Arbuzov, A., Mozhzhukhin, S., Volodin, A., Fursikov, P., Davids, M. W., Adeniran, J., y Lototskyy, M. (2023b). Metal Hydride Hydrogen Storage (Compression) Units Operating at Near-Atmospheric Pressure of the Feed H2. Inorganics, 11(7), 290. https://doi.org/10.3390/inorganics11070290

The Future of Hydrogen – Analysis - IEA. (2019, June 1). IEA. https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen

Touloupakis, E., y Torzillo, G. (2019). Photobiological hydrogen production. En Elsevier eBooks (pp. 511-525). https://doi.org/10.1016/b978-0-12-814853-2.00014-x

Tozlu, A. (2020). Techno-economic assessment of a synthetic fuel production facility by hydrogenation of CO2 captured from biogas. International Journal of Hydrogen Energy, 47(5), 3306–3315. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.066

Tsotridis: EU harmonised protocols for testing of. . . - Google Académico. (n.d.-a). https://scholar.google.com/scholar_lookup?title=EU+Harmonised+Protocols+for+Testing+of+Low+Temperature+Water+Electrolysersyauthor=Tsotridis,+G.yauthor=Pilenga,+A.ypublication_year=2021

Tsotridis: EU harmonised protocols for testing of. . . - Google Académico. (n.d.-b). https://scholar.google.com/scholar_lookup?title=EU+Harmonised+Protocols+for+Testing+of+Low+Temperature+Water+Electrolysersyauthor=Tsotridis,+G.yauthor=Pilenga,+A.ypublication_year=2021

Uliasz-Misiak, B., Lewandowska-Śmierzchalska, J., Matuła, R., y Tarkowski, R. (2022). Prospects for the Implementation of Underground Hydrogen Storage in the EU. Energies, 15(24), 9535. https://doi.org/10.3390/en15249535

US releases National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap. (2023). MRS Bulletin, 48(7), 707-708. https://doi.org/10.1557/s43577-023-00574-9

Van Der Zwaan, B., Lamboo, S., y Longa, F. D. (2021). Timmermans' dream: An electricity and hydrogen partnership between Europe and North Africa. Energy Policy, 159, 112613. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112613

Vartiainen, E., Breyer, C., Moser, D., Medina, E. R., Busto, C., Masson, G., Bosch, E., y Jäger-Waldau, A. (2021). True Cost of Solar Hydrogen. Solar RRL, 6(5). https://doi.org/10.1002/solr.202100487

Villa, E. D. G., Maletzko, A., Kintzel, B., Seselj, N., Pitscheider, S., Bertheussen, E., y Melke, J. (2023). Degradation of Sb-Doped SnO2 Supported IrRu-Based Electrocatalysts for PEM Water Electrolysis Via Accelerated Stress Protocols. Meeting Abstracts/Meeting Abstracts (Electrochemical Society. CD-ROM), MA2023-02(42), 2076. https://doi.org/10.1149/ma2023-02422076mtgabs

Vives, A. M. V., Wang, R., Roy, S., y Smallbone, A. (2023). Techno-economic analysis of large-scale green hydrogen production and storage. Applied Energy, 346, 121333. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121333

Vojvodic, A., Medford, A. J., Studt, F., Abild-Pedersen, F., Khan, T. S., Bligaard, T., y Nørskov, J. (2014). Exploring the limits: A low-pressure, low-temperature Haber–Bosch process. Chemical Physics Letters, 598, 108–112. https://doi.org/10.1016/j.cplett.2014.03.003

Walnum, H., Rasmussen, Ø., Walnum, H., y Rasmussen, Ø. (s. f.). Experimental and theoretical investigation of a hydrogen liquefaction process. Consensus. https://consensus.app/papers/experimental-and-theoretical-investigation-of-a-hydrogen-walnum-rasmussen/4a3111a532f55fb4a9aaf1ea262339fb/?utm_source=chatgpt

Walnum, H., y Rasmussen, Ø. (2009). Experimental and theoretical investigation of a hydrogen liquefaction process. https://www.semanticscholar.org/paper/Experimental-and-

theoretical-investigation-of-a-Walnum-Rasmussen/4cc72f176d5e8bd5149b85773bdb7c883b06c813?utm_source=consensus

Wang, R., y Zhang, R. (2023). Techno-economic analysis and optimization of hybrid energy systems based on hydrogen storage for sustainable energy utilization by a biological-inspired optimization algorithm. Journal of Energy Storage, 66, 107469. https://doi.org/10.1016/j.est.2023.107469

Wang, R., y Zhang, R. (2023). Techno-economic analysis and optimization of hybrid energy systems based on hydrogen storage for sustainable energy utilization by a biological-inspired optimization algorithm. Journal Of Energy Storage, 66, 107469. https://doi.org/10.1016/j.est.2023.107469

Wang, Y., Guo, C., Du, C., Chen, X., Jia, L., Guo, X., Chen, R., Zhang, M., Chen, Z., y Wang, H. (2021). Carbon peak and carbon neutrality in China: Goals, implementation path, and prospects. China Geology, 4(0), 1-27. https://doi.org/10.31035/cg2021083

Wei, M., McMillan, C. A., y De la Rue Du Can, S. (2019). Electrification of Industry: Potential, Challenges and Outlook. Current Sustainable/Renewable Energy Reports, 6(4), 140-148. https://doi.org/10.1007/s40518-019-00136-1

Wen, Y., Chai, X., Gu, Y., Wu, W., Ma, W., Zhang, J., y Zhang, T. (2024). Advances in hydrogen storage materials for physical H2 adsorption. International Journal Of Hydrogen Energy, 97, 1261-1274. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.11.459

Wijayanta, A. T., Oda, T., Purnomo, C. W., Kashiwagi, T., y Aziz, M. (2019). Liquid hydrogen, methylcyclohexane, and ammonia as potential hydrogen storage: Comparison review. International Journal of Hydrogen Energy, 44(29), 15026–15044. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.112

Wijayanta, A. T., Oda, T., Purnomo, C. W., Kashiwagi, T., y Aziz, M. (2019). Liquid hydrogen, methylcyclohexane, and ammonia as potential hydrogen storage: Comparison review. International Journal Of Hydrogen Energy, 44(29), 15026-15044. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.112

Wikramanayake, E., Acharya, P. V., Kapner, M., y Bahadur, V. (2021). Green hydrogen-based energy storage in Texas for decarbonization of the electric grid. https://www.semanticscholar.org/paper/Green-hydrogen-based-energy-storage-in-Texas-for-of-Wikramanayake-Acharya/ec3395da69e8cec5ca776000cd6a1615a15c99f2?utm_source=consensus

Winkler-Goldstein, R., y Rastetter, A. (2013). Power to Gas: The Final Breakthrough for the Hydrogen Economy? Green, 3(1). https://doi.org/10.1515/green-2013-0001

Xiang, H., Ch, P., Nawaz, M. A., Chupradit, S., Fatima, A., y Sadiq, M. (2021). Integration and economic viability of fueling the future with green hydrogen: An integration of its determinants from renewable economics. International Journal Of Hydrogen Energy, 46(77), 38145-38162. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.067

Xu, H., y Xu, H. (2024, 1 agosto). Hydrogen Development in China and the EU: A Recommended Tian Ji's Horse Racing Strategy. Consensus. https://consensus.app/papers/hydrogen-development-in-china-and-the-eu-a-recommended-tian-xu/394eaa38d01d5208a1978c2ee7b004f7/?utm_source=chatgpt

Yan, X., Zheng, W., Wei, Y., y Yan, Z. (2024). Current Status and Economic Analysis of Green Hydrogen Energy Industry Chain. Processes, 12(2), 315. https://doi.org/10.3390/pr12020315

Yan, Y., Zhang, J., Li, G., Zhou, W., y Ni, Z. (2023). Review on linerless type V cryo-compressed hydrogen storage vessels: Resin toughening and hydrogen-barrier properties

control. Renewable And Sustainable Energy Reviews, 189, 114009. https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114009

Yanxing, Z., Maoqiong, G., Yuan, Z., Xueqiang, D., y Jun, S. (2019). Thermodynamics analysis of hydrogen storage based on compressed gaseous hydrogen, liquid hydrogen and cryo-compressed hydrogen. International Journal Of Hydrogen Energy, 44(31), 16833-16840. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.207

Ye, Y., Ding, J., Wang, W., y Yan, J. (2021). The storage performance of metal hydride hydrogen storage tanks with reaction heat recovery by phase change materials. Applied Energy, 299, 117255. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117255

Ye, Y., Lu, J., Ding, J., Wang, W., y Yan, J. (2020). Numerical simulation on the storage performance of a phase change materials based metal hydride hydrogen storage tank. Applied Energy, 278, 115682. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115682

Yu, M., Wang, K., y Vredenburg, H. (2021). Insights into low-carbon hydrogen production methods: Green, blue and aqua hydrogen. International Journal Of Hydrogen Energy, 46(41), 21261-21273. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.04.016

Yuksel, Y. E., Ozturk, M., y Dincer, I. (2017). Analysis and assessment of a novel hydrogen liquefaction process. International Journal of Hydrogen Energy, 42(16), 11429–11438. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.03.064

Zapf, D., Körner, F., Leuger, B., y Baumgärtel, L. (2024). Modification of the Rock Mechanical Design of Salt Caverns on the Basis of Recent Research. 50th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. https://doi.org/10.56952/arma-2024-0145

Zemite, L., Jansons, L., Zeltins, N., Lappuke, S., y Bode, I. (2023). Blending Hydrogen With Natural Gas/Biomethane and Transportation in Existing Gas Networks. Latvian Journal Of Physics And Technical Sciences, 60(5), 43-55. https://doi.org/10.2478/lpts-2023-0030

Zeng, K., y Zhang, D. (2009). Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. Progress in Energy and Combustion Science, 36(3), 307–326. https://doi.org/10.1016/j.pecs.2009.11.002

Zhang, J., y Li, J. (2024). Revolution in Renewables: Integration of Green Hydrogen for a Sustainable Future. Energies, 17(16), 4148. https://doi.org/10.3390/en17164148

Zhang, S., Zhao, Y., Shi, R., Waterhouse, G. I., y Zhang, T. (2019). Photocatalytic ammonia synthesis: Recent progress and future. EnergyChem, 1(2), 100013. https://doi.org/10.1016/j.enchem.2019.100013

Zhang, T., Uratani, J., Huang, Y., Xu, L., Griffiths, S., y Ding, Y. (2023). Hydrogen liquefaction and storage: Recent progress and perspectives. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 176, 113204. https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113204

Zhang, Y., Hua, Q., Sun, L., y Liu, Q. (2020). Life Cycle Optimization of Renewable Energy Systems Configuration with Hybrid Battery/Hydrogen Storage: A Comparative Study. Journal Of Energy Storage, 30, 101470. https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101470

Zhang, Z., Saedi, I., Mhanna, S., Wu, K., y Mancarella, P. (2021). Modelling of gas network transient flows with multiple hydrogen injections and gas composition tracking. International Journal of Hydrogen Energy, 47(4), 2220–2233. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.165

Zhao, H., y Yuan, Z. (2023). Progress and Perspectives for Solar-Driven Water Electrolysis to Produce Green Hydrogen. https://www.semanticscholar.org/paper/Progress-and-Perspectives-for-Solar%E2%80%90Driven-Water-to-Zhao-Yuan/fad4afad397609ff637976e522c10bcc2ed572bb?utm_source=consensus

Zhen, Z., Wang, Y., Wang, Y., Wang, X., Ou, X., y Zhou, S. (2023). Hydrogen production paths in China based on learning curve and discrete choice model. Journal of Cleaner Production, 415, 137848. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137848

Zheng, J., Li, L., Chen, R., Xu, P., y Kai, F. (2008). High Pressure Steel Storage Vessels Used in Hydrogen Refueling Station. Journal Of Pressure Vessel Technology, 130(1). https://doi.org/10.1115/1.2826453

Zheng, J., Liu, X., Xu, P., Liu, P., Zhao, Y., y Yang, J. (2011). Development of high pressure gaseous hydrogen storage technologies. International Journal of Hydrogen Energy, 37(1), 1048–1057. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.02.125

Zhou, Y., Li, R., Lv, Z., Liu, J., Zhou, H., y Xu, C. (2022). Green hydrogen: A promising way to the carbon-free society. Chinese Journal Of Chemical Engineering, 43, 2-13. https://doi.org/10.1016/j.cjche.2022.02.001

Zhuang, W., Pan, G., Gu, W., Zhou, S., Hu, Q., Gu, Z., Wu, Z., Lu, S., y Qiu, H. (2023). Hydrogen economy driven by offshore wind in regional comprehensive economic partnership members. Energy y Environmental Science, 16(5), 2014–2029.

Zohuri, B. (2018). Cryogenics and Liquid Hydrogen Storage. En Springer eBooks (pp. 121-139). https://doi.org/10.1007/978-3-319-93461-7_4

Zou, J., Han, N., Yan, J., Feng, Q., Wang, Y., Zhao, Z., Fan, J., Zeng, L., Li, H., y Wang, H. (2020). Electrochemical Compression Technologies for High-Pressure Hydrogen: Current Status, Challenges and Perspective. Electrochemical Energy Reviews, 3(4), 690-729. https://doi.org/10.1007/s41918-020-00077-0

Anexos

Anexo 1. ***Diversas tecnologías de generación de hidrógeno, requerimientos de investigación y desarrollo, beneficios e inconvenientes*** **(Athia et al., 2024).**

Tecnología	**Necesidades de I+D**	**Tipo**	**Ventajas**	**Desventajas**	**Autor(es)**
Reformado de metano con vapor (SMR)	Pretratamiento, coste y eficiencia de la materia prima	Comercial	Tecnología desarrollada e infraestructura existente, Mejor relación H_2/CO	Alta producción de CO_2	(Choi y Kang, 2023)
Oxidación parcial	Captura y secuestro de carbono	Comercial	Menor necesidad de desulfuración	Baja relación H_2:CO, Alta temperatura de funcionamiento, Proceso de manipulación complejo	(Yu et al., 2021)
Autotérmico Reformado (ATR)	Captura de carbono, catalizador	A corto plazo	Se puede parar y arrancar rápidamente Menor temperatura de proceso que la oxidación parcial	Menor producción de CO_2, experiencia comercial limitada	(Sengodan et al., 2018)
Reformado por plasma	Catalizador de bajo coste, alta actividad y larga vida útil	A largo plazo	Cero emisiones de CO_2 y solo hidrógeno puro (El negro de carbón sólido permanece en el fondo del reactor)	La dependencia de la electricidad, la alta presión y la menor movilidad del arco provocan un aumento de la erosión del electrodo, lo que reduce su vida útil	(J. Li et al., 2023)
Fotólisis biológica	Catalizar para aumentar la reacción	A largo plazo	CO_2 consumido, capacidad de crear hidrógeno de forma económica a partir de	Elegir una cepa de algas es un reto, energía luminosa fácilmente	(Redding et al., 2022)

			agua en un medio acuoso a presión y temperatura estándar	disponible, bajo rendimiento de hidrógeno, baja eficiencia y gran superficie requerida	
Fermentación oscura	Rendimiento y productividad	A largo plazo	Puede utilizar una variedad de flujos de residuos, tecnología de reactor simple, mayor tasa de producción, bajo coste de capital, bajo coste de producción, El H_2 producido a partir de la fermentación oscura es económicamente más barato que la foto fermentación	Eliminación de ácidos grasos, bajo rendimiento de hidrógeno, baja eficiencia y demanda de un gran volumen de reactor	(Krishnan et al., 2023)
Foto-fermentación	Tasa de producción de hidrógeno, peso seco de las bacterias, pH, rendimiento de azúcares reductores y ácidos grasos volátiles (AGV)	A largo plazo	Implica la reutilización de diversos fluidos orgánicos residuales y es neutra en CO_2	Baja eficiencia, producción lenta de H_2, dependencia de la luz solar, necesidad de un reactor de gran volumen y sensibilidad al O_2	(Vartiainen et al., 2022)
Gasificación de biomasa	Materiales de bajo coste, optimización del sistema.	Comercial	Materia prima abundante y asequible, y CO_2 inalterado	Rendimiento de H_2 fluctuantes provocados por la formación de alquitrán la disponibilidad estacional y los contaminantes de la materia prima.	(Khan et al,. 2021)

Termólisis	Reducción de costes	A largo plazo	Limpio y sostenible, abundante materia prima, subproducto de O2 y sin emisiones de CO_2	Costes de capital elevados, materiales peligrosos y problemas de corrosión	(Yukesh Kannah et al., 2021)
Fotólisis	Materiales de bajo coste	A largo plazo	Amplia materia prima, sin emisiones y O2 como subproducto	Los materiales para fotocatálisis que son ineficientes e ineficaces necesitan luz solar	(Guo et al., 2022)
Electrólisis	Membrana resistente a la corrosión, materiales duraderos y baratos, catalizadores baratos	Comercial	El O_2 es un subproducto no hay emisiones y la infraestructura ya existe	Costoso	(Touloupakis y Torzillo, 2019)

Anexo 2. ***Estudios divulgados sobre la economía del hidrógeno futura, la generación de hidrógeno verde y el estudio tecno económico.***

Autores	Descripción	Resultados concluyentes
(Shiva Kumar y Lim, 2022)	Métodos de producción de hidrógeno por electrólisis del agua	Identificaron que el coste de producción de hidrógeno ecológico es de 3.6 a 5.8 dólares.
(Sens et al., 2024)	Analizado el coste y la eficacia energética de un suministro de hidrógeno verde desde un pozo a un depósito en relación con los años 2030 y 2050 para automóviles pesados de pila de combustible en Alemania.	Los costes de llenado de hidrógeno gaseoso comprimido a 700 bar son de 5 euros en 2030 y 4 euros en 2050, y de unos 7 euros por Kg de hidrógeno en 2030 y 6 euros por Kg de hidrógeno en 2050 para los gastos de llenado de hidrógeno líquido.
(Zhou et al., 2022)	Un marco para el intercambio de créditos de hidrógeno verde a escala mundial hacia un futuro neutro en carbono	El mercado de los CC ascenderá a unos 990,000 millones de dólares, cantidad suficiente para alcanzar el objetivo de neutralidad de carbono en 2050.
(Hodges et al., 2022a)	Un estudio tecnoeconómico para la generación de hidrógeno verde a partir de datos de radiación solar estacional de sistemas individuales e híbridos	Los resultados de la estimación de los costes desglosados fueron de 6.55 y 6.88 USD/Kg H_2
(Di Vaio et al., 2024)	Este documento pretende analizar el papel de la tecnología digital en la consecución de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas	Esta investigación se centra en la aplicación de la tecnología digital a las prácticas ecológicas para lograr la sostenibilidad medioambiental y social.

	(ONU).	
(Matute et al., 2022)	Se utilizó la pila de combustible para estimar el flujo de energía a la red	El resultado «muestra que los servicios de red contribuyen a la rentabilidad de la producción de hidrógeno para la demanda de transporte de las flotas de FCEV».
(Nasser et al., 2022)	Evaluación del rendimiento de un sistema híbrido de producción y almacenamiento de hidrógeno ecológico mediante paneles solares y turbinas eólicas.	Los resultados del análisis muestran que el LCOH varía entre 3.73 y 4.656 $/kg y el LCOE entre 0.137 y 0.219 $/kWh.
(Y. Li y Taghizadeh-Hesary, 2022)	El potencial económico de los vehículos ecológicos y de pila de combustible de hidrógeno para el transporte por carretera en China.	En China, el coste del hidrógeno es de unos 12.2 $/kg en las estaciones de repostaje de hidrógeno.
(Park et al., 2022)	El caso de Corea del Sur: evaluación económica de la carga de hidrógeno verde frente a la carga de hidrógeno gris.	El gasto medio mensual de un conductor es de 51.674 KRW (45.85 USD), es decir, 4302 KRW (won coreano) por kilogramo (3.82 USD).
(Hodges et al., 2022b)	Una eficiente célula de electrólisis alimentada por capilares promete un hidrógeno renovable más asequible.	Con una tensión de célula de 1.51 V a 0.5 A /cm^2 y 85 °C y un consumo energético de 40.4 kWh/kg de hidrógeno, tiene una eficiencia energética del 98.

(Scolaro y Kittner, 2022)	Optimización de parques eólicos marinos híbridos para producir hidrógeno a un precio competitivo: un estudio de caso en Alemania.	Se prevé que el precio del hidrógeno «verde» se sitúe entre 187 y 265 euros por tonelada equivalente de dióxido de carbono.
(Janssen et al., 2022)	Estimaciones de costes de producción de hidrógeno renovable mediante sistemas eléctricos no conectados a la red por naciones europeas.	Predicen que en 2050 varios países europeos tendrán costes de producción de hidrógeno inferiores a 2 euros por kilogramo.
(Xiang et al., 2021)	El uso de hidrógeno verde para alimentar el futuro es integrado y económicamente viable gracias a la inclusión de factores de la economía sostenible.	En Pakistán, el hidrógeno cuesta entre 5.30 y 5.80 dólares el kilogramo, lo que lo convierte en un combustible asequible para los vehículos eléctricos.
Khan et al., (2021a, 2021b)	Evaluación de la viabilidad económica de la generación de hidrógeno verde utilizando energía solar con una eficiencia del 28.	El coste nivelado del hidrógeno (LCOH) y el elevado coste de las células solares fotovoltaicas concentradas ascienden a 5.9$/kg, lo que es comparable al precio de las granjas solares c-Si (4.9 $/kg).
(Amica et al., 2020)	Evaluación económica de un dispositivo de almacenamiento de hidrógeno basado en hidruros de metales ligeros en Argentina.	El coste de producir H_2 mediante electrólisis utilizando energía eólica es de unos 5 dólares por kilogramo. Se espera que un tanque de diseño modular con una capacidad de 4 kg de H_2 cueste entre 5,300 y 6,700 dólares. Los sistemas de almacenamiento basados en amidas y sistemas de alta presión tienen una relación de costes superior a 2:1.

(Pomaska y Acciaro, 2022)	Este documento investiga los aspectos económicos de la utilización de hidrógeno líquido y pilas de combustible para propulsar un buque de nueva construcción con hidrógeno como combustible alternativo.	Los armadores aplazan las inversiones por la baja fiscalidad del carbono, lo que inhibe la adopción de la tecnología.

Anexo 3. ***Diversas tecnologías de producción de hidrógeno, evaluando aspectos como la eficiencia, los costos y las dependencias de cada método (Athia et al., 2024).***

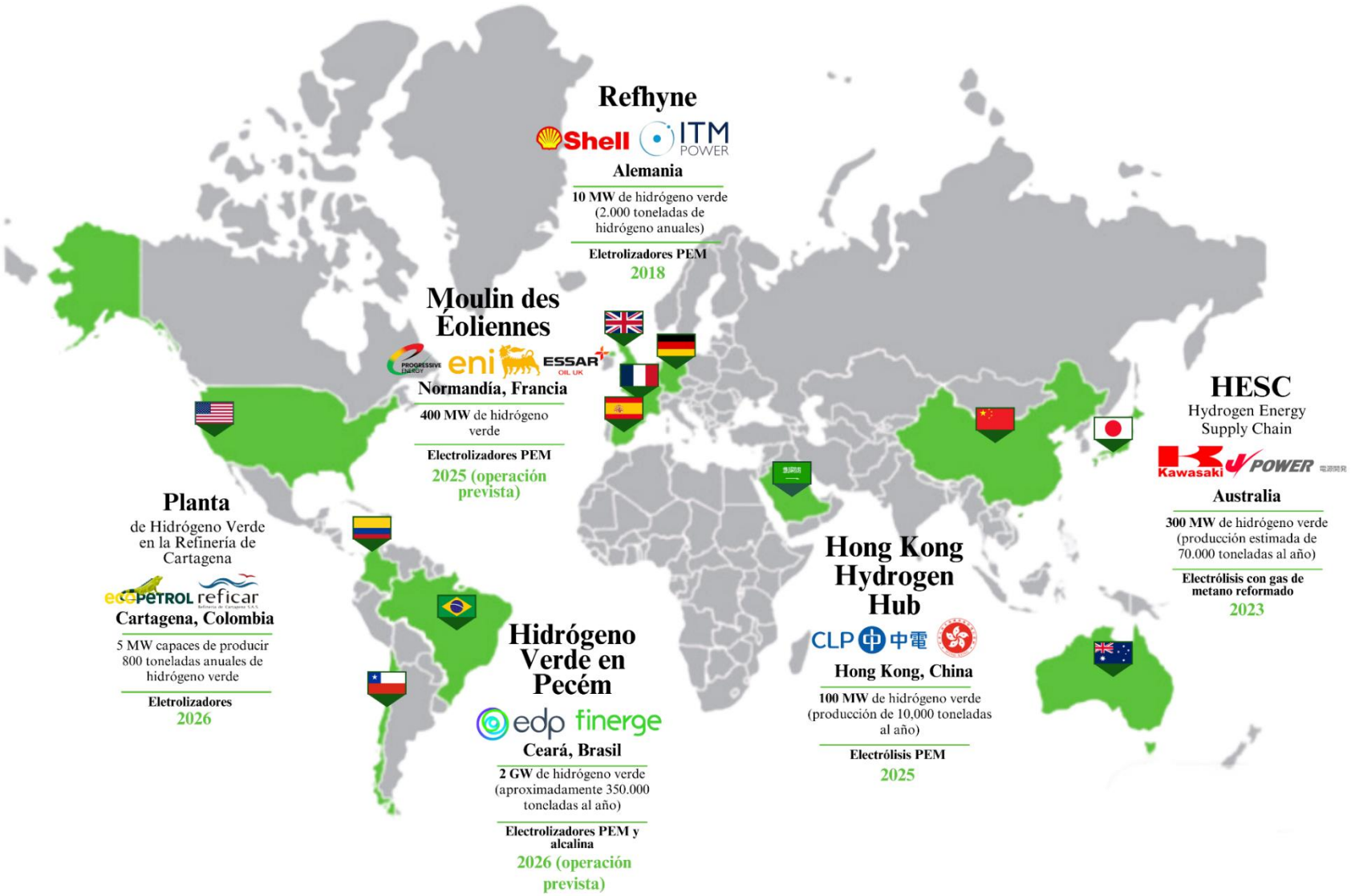
Tecnología	**Fuente de energía**	**Materia prima**	**Eficiencia**	**Coste ($/Kg)**	**Parámetros que afectan al coste**	**Principal dependencia de coste**
Reformado de metano por vapor (SMR)	Combustibles fósiles	Gas natural	74%-85%	2.08	Precio del gas y CAPEX	Los gastos de combustible representan entre el 45 y el 75% de los costes de fabricación, lo que los convierte en el mayor componente de coste en todas las regiones
SMR + CCUS				2.27		
Oxidación Parcial	Combustibles fósiles	Carbón	60%-75%	1.5-1.83	Combustible, CAPEX	El combustible añade entre un 15% y un 20% al coste de producción de H_2 a partir del carbón, y el CAPEX representa alrededor del 50% de ese coste.
Oxidación Parcial + CCUS						
Reformado térmico automático (ATR)	Combustibles fosiles	Gas Natural	60%-75%	1.48	Captura y almacenamiento de carbono	
Reformado por plasma	Combustibles fósiles	Gas Natural	9%-85%	*0.8 - 1.0	Temperatura de pirólisis, proceso de secuestro de	

					CO_2	
Fotólisis biológica (i) Directa	Solar + Microorganismo + Agua	Agua + alga	10%-11%	2.13	Agua y Algas	
(ii) Indirecta				1.42		
Fermentación oscura	Sin luz solar	Biomasa organica	60%-80%	2.57	CAPEX (Equipos y coste de instalación)	Los costes asociados a los equipos incluyen los de instalación, una unidad de producción de H_2, una unidad de almacenamiento, una unidad de purificación y una unidad de compresión. Si el H_2 creado se utiliza para generar directamente energía, el coste de la pila de combustible se añade al coste del equipo
Foto-fermentación	Solar	biomasa orgánicaa	0.1%	2.83		
Gasificación de biomasa	Biomasa leñosa	H_2O + calor	35%-50%	1.77-2.05	Materia prima, hardware, equipos	La materia prima representa entre el 20% y el 40% del coste de producción de H_2, el coste del equipo para la gasificación, el coste
					Tamaño del paralizador	

						de capital y el coste de producción anual.
Termólisis	Solar	H_2O + Electricidad	20%-50%	7.98 - 8.40	Electrolizador, Electricidad, catalizador, Alta temperatura	Para suministrar el calor necesario a bajas temperaturas, es necesario pagar concentradores solares, medios de transferencia de calor y desarrollo tecnológico de reactores nucleares
Fotólisis	Solar	H_2O + Electricidad	0.06%	8.0 - 10	Electricidad	
Electrólisis solar fotovoltaica	Solar	H_2O + Electricidad	60%-80%	3.5 - 5	Coste de la electricidad, energía verde, electrolizador, pila de combustible	Depende del coste de producir electricidad a partir de la red, la energía solar y la eólica. En términos de CAPEX, la pila electrolizadora representa entre el 50% y el 60%.

Anexo 4. ***Proyectos de hidrógeno globales y por región.***




Refhyne
Shell
ITM POWER
Alemania
10 MW de hidrógeno verde (2.000 toneladas de hidrógeno anuales)
Eletrolizadores PEM
2018
Moulin des Éoliennes
PROGRESSIVE ENERGY
eni
ESSAR
OIL UK
Normandía, Francia
400 MW de hidrógeno verde
Electrolizadores PEM
2025 (operación prevista)
HESC
Hydrogen Energy Supply Chain
Kawasaki
J POWER
Australia
300 MW de hidrógeno verde (producción estimada de 70.000 toneladas al año)
Electrólisis con gas de metano reformado
2023
Planta
de Hidrógeno Verde en la Refinería de Cartagena
ecopetrol
reficar
Cartagena, Colombia
5 MW capaces de producir 800 toneladas anuales de hidrógeno verde
Eletrolizadores
2026
Hidrógeno Verde en Pecém
edp finerge
Ceará, Brasil
2 GW de hidrógeno verde (aproximadamente 350.000 toneladas al año)
Electrolizadores PEM y alcalina
2026 (operación prevista)
Hong Kong Hydrogen Hub
CLP 中電
Hong Kong, China
100 MW de hidrógeno verde (producción de 10,000 toneladas al año)
Electrólisis PEM
2025

Mapa de Proyectos Destacados de Hidrógeno Verde en América del Norte



Great Plains Hydrogen Project

BAKKEN ENERGY
MITSUBISHI POWER

Saskatchewan, Canadá

800 MW de hidrógeno verde (producción de 40,000 toneladas al año)

Electrólisis alcalina

2026 (operación prevista)

Rio Grande Valley Green Hydrogen

Iberdrola
enel Green Power

Texas, EE. UU.

100 MW de hidrógeno verde (producción estimada de 10,000 toneladas de hidrógeno anuales)

Electrólisis alcalina

2024 (operación prevista)

Hydrogen Hub

AIR PRODUCTS
NIKOLA

Texas, EE. UU.

1 GW de hidrógeno verde (producción estimada de 200,000 toneladas al año)

Electrólisis PEM y alcalina

2025 (operación prevista)

H2H North America

HYDROGENICS
SHIFT POWER | ENERGIZE YOUR WORLD
Fortescue

Alberta, Canadá

2 GW de hidrógeno verde (producción de aproximadamente 1.5 millones de toneladas de hidrógeno anuales)

Electrólisis PEM

2027 (operación prevista)

Green Hydrogen Now

PLUG POWER
Brookfiel

Quebec, Canadá

1 GW de hidrógeno verde (producción de 100,000 toneladas al año)

Electrólisis PEM

2025

ARCHES

UNIVERSITY OF CALIFORNIA

California, EE. UU.

1 GW de hidrógeno verde (producción estimada de 90,000 toneladas de hidrógeno anuales)

Electrólisis PEM y gas reformado

2025 (operación prevista)

Mapa de Proyectos Destacados de Hidrógeno Verde en América del Sur

Hidrógeno Verde en la Región de Guajira

UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA

La Guajira, Colombia

1.1 GW de capacidad de hidrógeno verde (proyecto piloto con 10,000 toneladas de Hidrógeno anuales)

Electrólisis PEM y alcalina

2025 (operación prevista)

Haru Oni

HIF SIEMENS energy enel Green Power

Magallanes, Chile

10 MW de hidrógeno verde; **1,000 toneladas** de e-fuel anuales.

Eletrolizadores PEM

2022

HyEx

EIG Enaex STRONGER BONDS

Río Negro, Argentina

2.5 GW de hidrógeno verde (proyecto de exportación de hidrógeno líquido)

Electrolizadores PEM y gas reformado

2027 (operación prevista)



Enel Green Power

CEARÁ GOVERNO DO ESTADO enel Green Power

Pecém, Brasil

2.1 GW de energía renovable, que permitirá producir hasta 837 toneladas diarias de hidrógeno verde.

Eletrolizadores PEM

2027 (operación prevista)

Región de Salta

Proyectos de Hidrógeno Verde

YPF TotalEnergies saceem

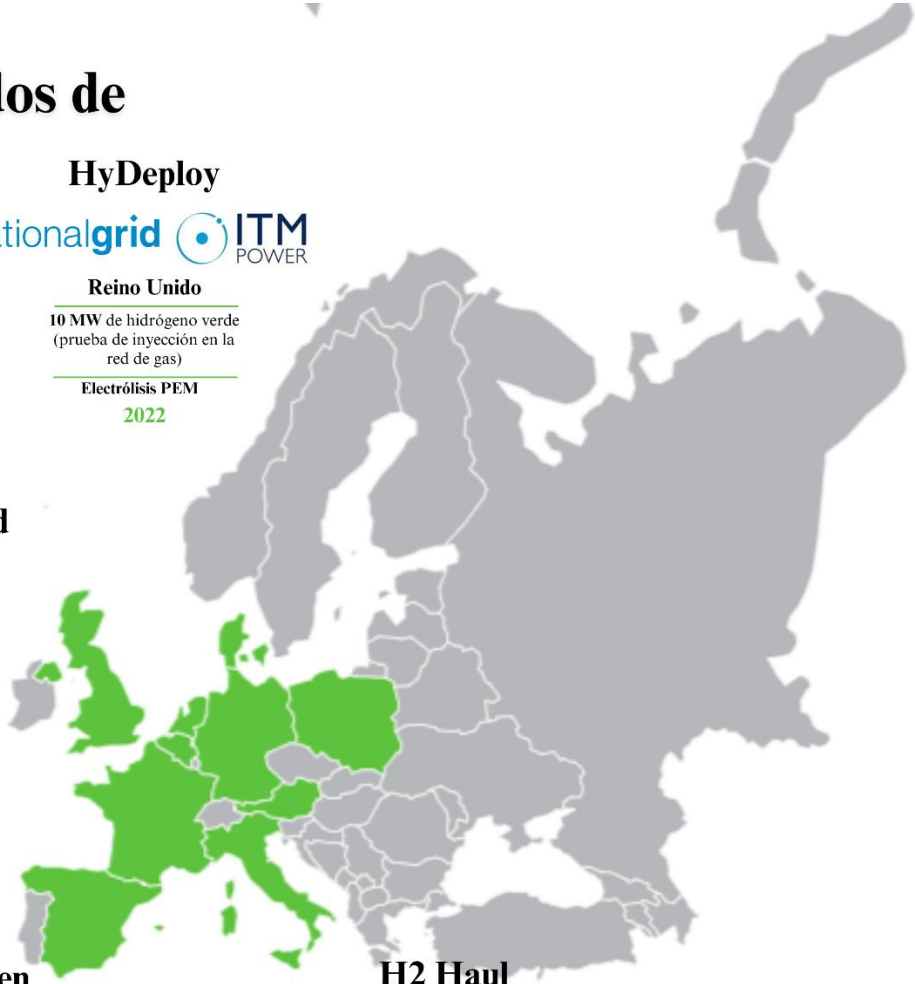
Salta, Argentina

100 MW de hidrógeno verde (producción estimada de 8,000 toneladas al año)

Eletrolizadores PEM

2026 (operación prevista)

Mapa de Proyectos Destacados de Hidrógeno Verde en Europa



HyDeploy

nationalgrid ITM POWER

Reino Unido

10 MW de hidrógeno verde (prueba de inyección en la red de gas)

Electrólisis PEM

2022

H2Future

Centro de Innovación del Hidrógeno de Singapur

voe SIEMENS

Austria

6 MW de hidrógeno verde (producción de hidrógeno para la industria del acero)

Electrólisis PEM

2020

North Sea Wind Power Hub

TENNANT

ENERGINET

Mar del Norte

10 GW de hidrógeno verde (producción estimada de 1.5 millones de toneladas al año)

Electrólisis PEM y gas reformado

2030 (operación prevista)

Hyland

Centro de Innovación del Hidrógeno de Singapur

enel Green Power SIEMENS

Italia

1 GW de hidrógeno verde (producción de 100,000 toneladas de hidrógeno anuales)

Electrólisis PEM

2027 (operación prevista

Rewind Hydrogen

Ørsted SIEMENS

Dinamarca

1 GW de hidrógeno verde (proyecto de producción industrial)

Electrólisis alcalina y PEM

2026 (operación prevista)

H2 Haul

Shell Linde

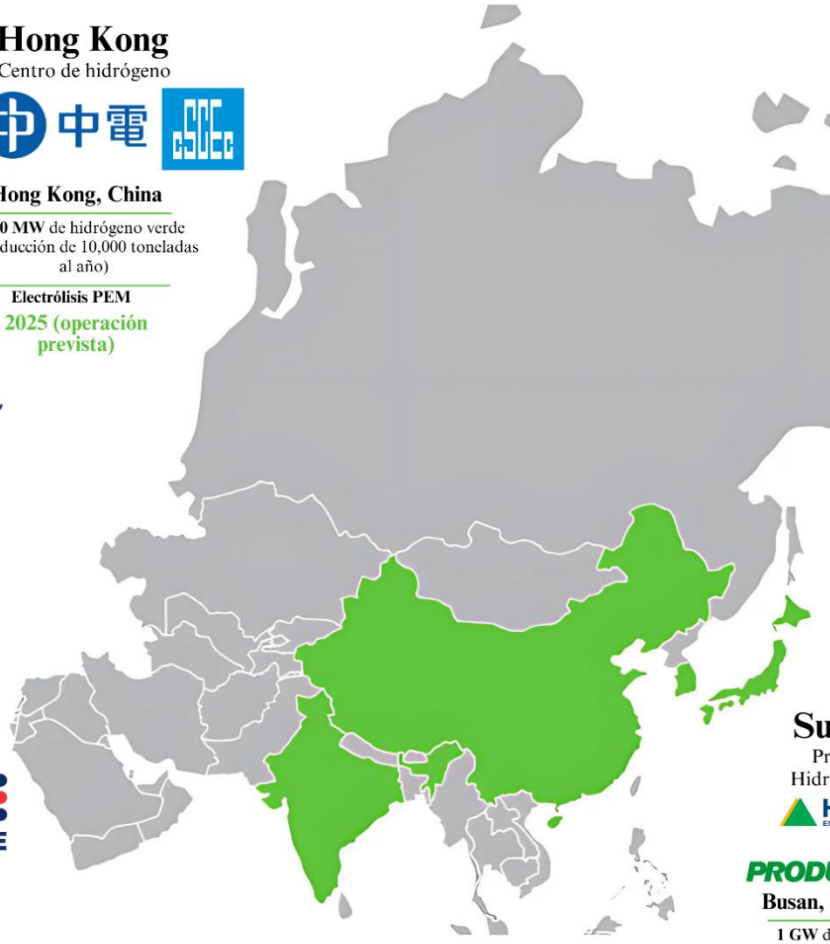
Alemania

Proyecto de movilidad, con flota de camiones de hidrógeno (capacidad estimada de 1,000 kg de H_2/día)

Celda de combustible de hidrógeno

2023 - 2025

Mapa de Proyectos Destacados de Hidrógeno Verde en Asia



Hong Kong
Centro de hidrógeno

CLP 中電 CNNC

Hong Kong, China

100 MW de hidrógeno verde (producción de 10,000 toneladas al año)

Electrólisis PEM

2025 (operación prevista)

Tata Power
Proyecto de hidrógeno

TATA Linde

Mumbai, India

500 MW de hidrógeno verde (producción estimada de 25,000 toneladas de hidrógeno al año)

Electrólisis PEM

2025 (operación prevista)

SHIC
Centro de Innovación del Hidrógeno de Singapur

Shell EDB SINGAPORE

Singapur

50 MW de hidrógeno verde (proyectos de investigación y producción de hidrógeno)

Electrólisis PEM y fotovoltaica integrada

2023

Suyeong
Proyectos de Hidrógeno Verde

HYUNDAI ENGINEERING & CONSTRUCTION

AIR PRODUCTS

Busan, Corea del Sur

1 GW de hidrógeno verde (producción de 80,000 toneladas al año)

Electrólisis PEM

2026 (operación prevista)

Fujisawa Hydrogen Park

TOSHIBA ENEOS

Fujisawa, Japón

10 MW de hidrógeno verde (producción estimada de 2,000 toneladas de hidrógeno anuales)

Electrólisis PEM

2023

Japangreen Hydrogen

J-POWER 電源開発

SUMITOMO ELECTRIC

Fukui, Japón

500 MW de hidrógeno verde (producción de 35,000 toneladas al año)

Electrólisis alcalina

2024

Mapa de Proyectos Destacados de Hidrógeno Verde en África



Oasis Green Hydrogen Project

Oasis Marine

University of Strathclyde Glasgow

Sudáfrica

5 GW de hidrógeno verde (producción estimada de 400,000 toneladas anuales)

Electrólisis PEM y fotovoltaica integrada

2027 (operación prevista)

Zambezi Green Hydrogen Project

Standard Bank

Zambia

200 MW de hidrógeno verde (producción de 10,000 toneladas anuales)

Electrólisis alcalina

2027 (operación prevista)

Egipto

Centro de hidrógeno verde

ORASCOM CONSTRUCTION INDUSTRIES SIEMENS

El Cairo, Egipto

1 GW de hidrógeno verde (producción estimada de 80,000 toneladas de hidrógeno al año)

Electrólisis PEM

2025

Mapa de Proyectos Destacados de Hidrógeno Verde en Occeania

