

DOCUMENTO DE TRABAJO

DEPARTAMENTO ECONOMÍA POLÍTICA

AUTOR

GONZALO MONTIEL



CENTRO CULTURAL DE LA COOPERACIÓN FLOREAL GORINI

HIDRÓGENO: ¿COMBUSTIBLE DE EMERGENCIA O VECTOR DE TRANSICIÓN?





Documentos de Trabajo

Departamento de Economía Política del Centro Cultural de la Cooperación

Otoño 2026

Coordinador: Martin Burgos

Asistente: Genaro Grasso

Responsables de área:

Marcelo Bruchanski (Finanzas)

Antonella Gervagi (Economía digital)

Ignacio Sabbatella (Ambiente y recursos naturales)

Verónica Grondona (Fiscal)

Anahí Rampinini (Sistema productivo)



Documentos ya publicados:

- 1- [Criptomonedas y sistema bancario: tensiones y desafíos regulatorios.](#)

Cecilia Allami, Juan Garriga, Martin Burgos

- 2- [Acuerdos de libre comercio y digitalización: desregulación, privatización y desigualdad en las plataformas digitales](#)

Sofia Scasserra

- 3- [Mercado de carbono en Argentina](#)

Ana Laura Jaruf

- 4- [Plataformas digitales y derechos laborales en América Latina: marcos regulatorios en construcción](#)

Pía Garavaglia

- 5- [Una reflexión sobre la Conferencia Internacional del Trabajo 2025 y su impacto en América Latina](#)

Pia Garavaglia

- 6- [Los desafíos de la fiscalidad internacional y sus interconexiones con otras problemáticas, como el lavado de activos y la fuga de capitales](#)

Verónica Grondona y Magdalena Rúa

- 7- [Hacia un Fondo Federal Climático en Argentina. Financiamiento Verde y Justicia Territorial en el Marco del Federalismo Fiscal](#)

Antonela Gervagi y Ana Laura Jaruf

- 8- [La IA más allá del chat: infraestructura, red de empresas e impactos ambientales](#)

Matías Zublena

- 9- [Una Política Industrial para el Desarrollo](#)



Lisandro Mondino y Anahi Rampinini

10- [El impacto de los Quantitative Easings estadounidenses sobre los flujos financieros internacionales hacia Argentina, Brasil y Chile](#)

Estanislao Malic

11- [Análisis del balance cambiario de Argentina 2025.](#)

Mara Pedrazzoli

12- [Algunas lecciones sobre política monetaria y el gobierno libertario de Javier Milei](#)

Estanislao Malic

13- [¿Es necesario cambiar la ley de glaciares?](#)

Roberto Adaro

14- [Un análisis de la fiscalidad internacional con perspectiva de género](#)

Magdalena Rua

15- [Incendios forestales y desprotección institucional de bosques](#)

Paola Gevaerd y Guadalupe Alcalá



Resumen

Este documento analiza la economía del hidrógeno como pilar estratégico de la descarbonización global y la transición energética. A diferencia de las olas de interés previas, en el contexto actual, marcado por compromisos climáticos y crisis de seguridad energética, el hidrógeno de bajas emisiones se ha posicionado como una alternativa concreta para los sectores de difícil abatimiento, tales como la industria pesada, el transporte marítimo y la aviación. Se analiza la transición hacia un "realismo industrial", donde la viabilidad de los proyectos depende críticamente del costo del capital y el desarrollo de infraestructura, más allá de la simple madurez tecnológica. Con proyecciones de cubrir el 14 % de la demanda energética final para 2050, el texto expone los desafíos y las ventajas competitivas de Argentina y la región como potenciales exportadores de clase mundial. Finalmente, se indaga en el potencial de este vector para consolidar una economía energética resiliente y soberana frente a la volatilidad histórica de los combustibles fósiles.

Palabras Clave

Hidrógeno, Transición Energética, Descarbonización, Seguridad Energética, Industria.

Autor

Gonzalo Montiel es ingeniero químico por la UTN Facultad Regional Buenos Aires y magíster en políticas públicas y desarrollo por FLACSO. Cuenta con más de 15 años de experiencia en tecnologías electroquímicas de almacenamiento y conversión de energía, baterías de litio, electrolizadores y celdas de combustible. Fue Director Nacional de Vectores Productivos Estratégicos en la Secretaría de Asuntos Estratégicos de la Presidencia de la Nación donde estuvo a cargo de la coordinación técnica de la Estrategia Nacional de Hidrógeno y la Evaluación Ambiental Estratégica (2023). Actualmente se encuentra a cargo de la gerencia del Instituto Fuegoino de la Transición Energética y el Hidrógeno de Tierra del Fuego.



Hidrógeno: ¿combustible de emergencia o vector de transición?

Gonzalo Montiel

Introducción

A partir de la Revolución Industrial, los combustibles fósiles han dominado la matriz energética global. A comienzos del siglo XX el carbón era la principal fuente de energía primaria, luego reemplazada por el petróleo, que alcanzó a cubrir el 50 % de la oferta de energía en 1973. Actualmente, gracias al incremento de la oferta de gas natural y de la competitividad de las tecnologías de extracción de yacimientos no convencionales, los combustibles fósiles representan más del 80 % de la matriz energética global. Sin embargo, en las últimas décadas, las energías renovables, principalmente eólica y solar, han incrementado considerablemente su participación en las matrices eléctricas de todo el mundo, lo que permite una mayor electrificación de la demanda. Actualmente, el mix de energías de bajas emisiones, renovables y nuclear, es responsable del 38 % de la generación eléctrica mundial (IRENA, 2024), se espera que alcance el 50 % en 2030 y que continúe su crecimiento sostenido para superar a los combustibles fósiles como principal fuente de energía para este sector (IEA, 2026).

Hasta el momento, el hidrógeno no ha tenido participación como carrier energético, las 100 millones de toneladas (Mt) que se producen anualmente en todo el mundo son utilizadas en la industria. No obstante, para alcanzar la neutralidad climática en 2050, IRENA proyecta que el hidrógeno de bajas emisiones se deberá consolidar como un vector energético hasta cubrir el 14 % de la demanda energética final a nivel global (IRENA, 2024). De acuerdo a estas estimaciones, el hidrógeno será demandado para usos energéticos directos así como para la producción de derivados, combustibles sintéticos, fundamentales para la reducir las emisiones en la industria pesada y el transporte de larga distancia. Más allá de no haber sido explotado como recurso energético, en los últimos cincuenta años, el hidrógeno ha tenido al menos tres irrupciones en la agenda energética y geopolítica global. El primero de estos tuvo lugar a partir de la crisis del petróleo (1973); el segundo, en el contexto de los primeros acuerdos climáticos globales como el Protocolo de Kioto (1997); y el tercero, se encuentra en curso.

Las instancias anteriores tuvieron sus momentos bien marcados, en cambio, el proceso actual muestra al menos tres hitos relevantes; i) la entrada en vigencia del Acuerdo de París (2015), ii) la pandemia del COVID-19 (2020) y iii) la guerra en Ucrania (2022) y la consecuente crisis energética en Europa. Así todo, el uso energético del hidrógeno sigue siendo insignificante en



las 100 millones de toneladas que anualmente se destinan a usos industriales¹ (IEA, 2025). Entonces, ¿por qué motivo se ha considerado al hidrógeno como una alternativa viable ante diferentes circunstancias como la escasez de petróleo o el calentamiento global? ¿Es una buena alternativa a los combustibles fósiles o solo es funcional a los objetivos climáticos?

Este documento tiene como objetivo responder a los principales interrogantes en torno a la economía del hidrógeno; ¿qué características lo hacen atractivo para proyectarse como una alternativa sustentable en relación a los combustibles fósiles?, ¿puede convertirse en una alternativa competitiva para la descarbonización industrial?, ¿por qué no ha logrado instalarse como un recurso energético hasta el momento?, ¿qué está ocurriendo actualmente y qué puede acontecer en las próximas décadas?

¿Qué es el hidrógeno?

Para empezar hay una diferencia muy importante entre el hidrógeno “H”, que es el elemento químico más abundante en el universo, y el hidrógeno “H₂”, la molécula gaseosa más pequeña y liviana que existe. Si bien pueden confundirse porque no hay diferencias en el nombre, químicamente son muy diferentes. Cuando se habla de la economía del hidrógeno, se hace referencia a la molécula “H₂”, que es un gas extremadamente liviano, por lo tanto, su disponibilidad natural en condiciones atmosféricas es casi nula². Para poder disponer de este compuesto es necesario producirlo a partir de moléculas más complejas, que contienen átomos de hidrógeno (H), y cuya modificación fisicoquímica permite separar moléculas de H₂.

Para sintetizar hidrógeno, existe una gran variedad de tecnologías y rutas de obtención, en todos los casos, la fuente de hidrógeno (H) y el origen de la energía son determinantes para las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas. Para simplificar la clasificación, se recurre a una clasificación de rutas de obtención por colores, las más contaminantes reciben el color marrón y gris, las de bajas emisiones, rosa, azul y verde (Tabla 1)

Tabla 1 - Rutas de obtención de H₂³

Energía	Fuente de H	Tecnología de Obtención	Color	Emisiones GEI (kg CO ₂ eq/Kg H ₂)
Fósil	Carbón	Gasificación	Marrón	20

¹ Global Hydrogen Review (IEA,2025).

² El hidrógeno gaseoso (H₂) solo se encuentra disponible en formaciones geológicas cerradas, bajo condiciones muy específicas, en general acompañando a otros hidrocarburos (líquidos y gaseosos).

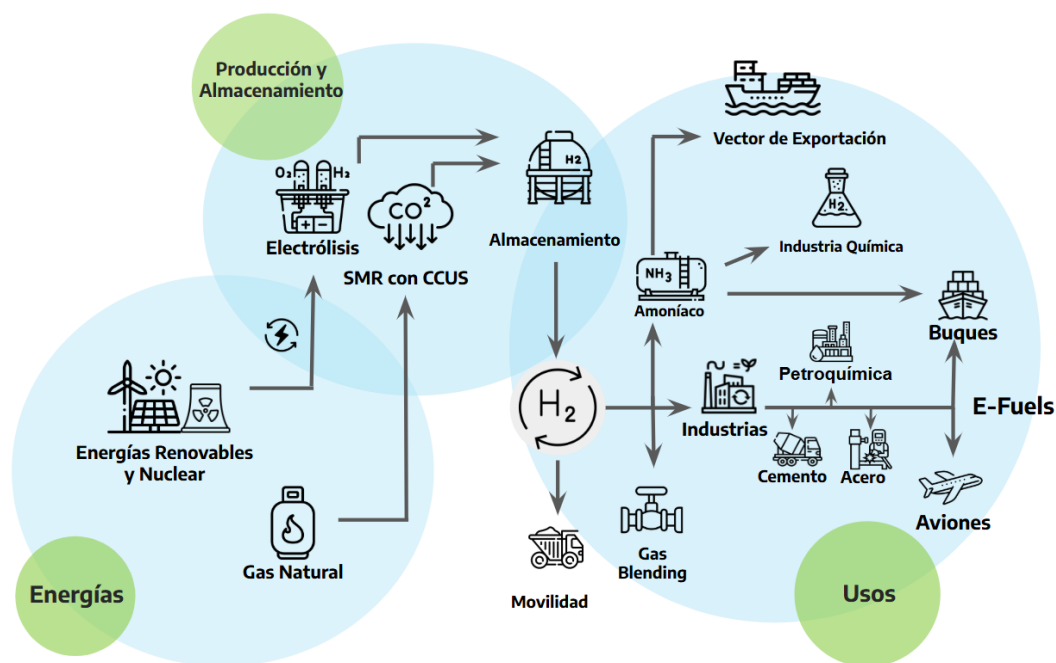
³ *SMR: steam methane reforming (reformado de metano con vapor de agua). **CCUS: carbon capture, utilization and storage (captura, utilización y almacenamiento de carbono). ***La energía nuclear se considera dentro del grupo de bajas emisiones pero no se categoriza como renovable.



	Gas Natural	SMR *	Gris	10
		SMR + CCUS**	Azul	2 a 4
Nuclear***	Agua	Electrólisis	Rosa	0
Renovable	Agua		Verde	0

La certificación del origen renovable del hidrógeno se debe realizar a nivel de proceso y no de producto, ya que todas las moléculas son iguales, indistintamente de la ruta de obtención, lo importante es el nivel de emisiones que genera su ciclo de vida. La cadena de valor del hidrógeno se puede simplificar en tres segmentos. El primero es la generación de la energía, el segundo involucra la producción, purificación y almacenamiento de las moléculas y el tercero comprende los usos finales, tradicionales y nuevos (Figura 1).

Figura 1 - Cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones⁴



Fuente: ENH (2023).

Las “olas” del hidrógeno

Como se ha mencionado anteriormente, el hidrógeno no es una novedad para la agenda energética, en las últimas cinco décadas ha tenido tres grandes olas en las cuales se ha discutido la factibilidad de incorporarse a la matriz energética. La que transcurre actualmente es la más prolongada y consistente de estas, aunque no por eso carente de grandes desafíos

⁴ solo se incluyen las tecnologías de bajas emisiones, rosa, azul y verde, que implican una reducción de las emisiones GEI respecto de las rutas convencionales, marrón y gris.



por delante. Antes de profundizar sobre la actualidad, veamos qué pasó en las primeras ocasiones.

En octubre de 1973, el mercado de hidrocarburos sufrió uno de los períodos de mayor inestabilidad de su historia, al menos hasta ahora. La denominada “crisis del petróleo” se inició cuando los países árabes que formaban parte de la OPEP establecieron un embargo a los países aliados de Israel⁵. En 1974, la oferta mundial de petróleo se redujo en un 7,5 % y tuvo un fuerte impacto en Estados Unidos, donde los precios de los combustibles se incrementaron un 50 % en ciudades y un 84 % en áreas rurales (Hamilton, 2011). Esta crisis dejó en evidencia el carácter estratégico del abastecimiento energético, dando paso a la discusión de alternativas para reducir la dependencia del petróleo. En este contexto, el hidrógeno emergió como una alternativa para la seguridad energética del futuro, aunque con una visión más bien de largo plazo, ya que en ese momento, lejos de estar probadas a escala comercial, las celdas de combustible⁶ comenzaban a ser probadas para generar energía eléctrica a partir de hidrógeno. A medida que el mercado de hidrocarburos volvió a la normalidad, las alternativas se fueron archivando, ningún energético.

Descartada la posibilidad de que el hidrógeno se transforme en una alternativa competitiva para desplazar a los combustibles fósiles y contribuir a la seguridad energética global, la segunda ola del hidrógeno es un periodo iniciado a finales de la década de 1990 y extendido hasta 2010, aproximadamente. A diferencia de la primera ola, que estaba centrada en la seguridad energética, esta etapa estuvo impulsada por la emergencia de la agenda climática global y la ratificación del Protocolo de Kyoto⁷ en 1997 y su posterior entrada en vigencia en 2005, introdujo los primeros mecanismos de mercado para fomentar las inversiones de los países industrializados en las economías en vías de desarrollo, a cambio de créditos de carbono y en coherencia con el principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas⁸.

El nuevo marco de gobernanza climática global y los mecanismos para favorecer las inversiones en tecnologías limpias coincidieron con la madurez tecnológica de las celdas de combustibles PEM (siglas en inglés de Membrana de Intercambio de Protones)⁹. A partir de esto, el hidrógeno¹⁰ retomó un lugar importante en la agenda energética global, en este caso, la discusión estuvo centrada en brindar alternativas de bajas emisiones para el transporte vehicular, sector con gran impacto en las emisiones de GEI y en el cual los combustibles fósiles

⁵ Siria y Egipto estaban en guerra contra Israel.

⁶ La celda de combustible es un dispositivo que permite convertir la energía almacenada en las moléculas de hidrógeno en energía eléctrica.

⁷ El protocolo de Kyoto entró en vigencia en 2005, en el mismo se establecieron compromisos cuantificables de limitación y reducción de las emisiones para los países industrializados y se incorporaron tres mecanismos de mercado para viabilizar proyectos; Comercio Internacional de Emisiones, Mecanismo de Desarrollo Limpio y Aplicación Conjunta.

⁸ El principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas fue adoptado en la Cumbre de la Tierra en Río de Janeiro en 1992 y se incorporó en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), estableciendo que todos los estados deben abordar el cambio climático, pero con obligaciones diferenciadas según su responsabilidad histórica y capacidad.

⁹ La tecnología PEM alcanzó la madurez tecnológica a comienzos de la década de 1990.

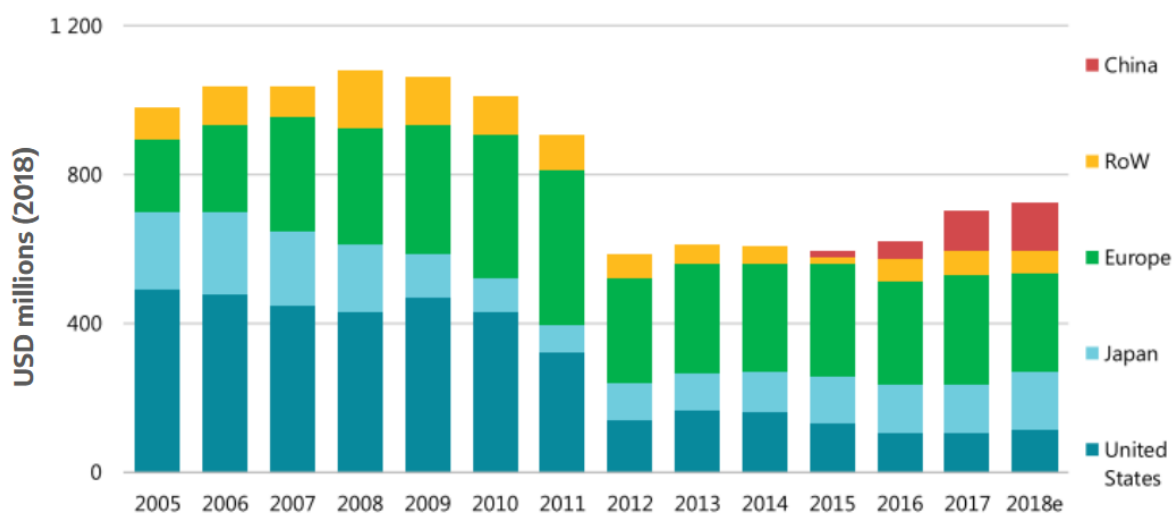
¹⁰ La discusión por el origen de la energía utilizada para producir el hidrógeno quedó en un segundo plano con respecto a la carrera tecnológica.



han dominado totalmente el mercado. Algunas de las principales economías del G7¹¹, sobre todo Alemania y Japón, apostaron fuertemente por el hidrógeno. Las automotrices de estos dos líderes de la industria desarrollaron los primeros vehículos impulsados por hidrógeno y celdas de combustible PEM, mientras que una de las empresas ferroviarias más importantes de Europa y el mundo, con casa matriz en Francia, comenzó a desarrollar los primeros trenes. Probadas las tecnologías de uso, el desafío se centró en la infraestructura para el despliegue masivo. Si bien se hicieron intentos por desplegar redes de repostaje, las medidas de seguridad y sus costos asociados se convirtieron en una barrera de implementación y en una gran desventaja frente a tecnologías como las baterías de litio, que bajaron sus costos de manera sostenida y acelerada.

Además de los desafíos propios para el despliegue de la cadena de valor, el carácter no vinculante del Protocolo de Kyoto, la falta de mecanismos de sanción por el incremento de las emisiones GEI y los beneficios insuficientes de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL)¹² para tecnologías innovadoras, en comparación con los incentivos a las energías renovables para la electrificación directa, eólica y solar, hicieron que la agenda del hidrógeno de bajas emisiones no logre avanzar. Sin embargo, al poco tiempo, el hidrógeno volvió a despertar interés como combustible alternativo para la reducción de emisiones de GEI (Figura 2).

Figura 2 - Inversiones en I+D+i, transición entre la segunda y la tercera ola.



Fuente: "The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities" (IEA, 2019).

El hidrógeno vuelve a la agenda energética

Los dos procesos en los que el hidrógeno fue parte de la discusión energética compartieron una base común pese a sus particularidades. En ambos casos, la discusión giró en torno a su capacidad para complementar o reemplazar a los combustibles fósiles en dos temas

¹¹ Foro político y económico, de carácter informal, compuesto por siete de las economías más industrializadas del mundo: Estados Unidos, Japón, Alemania, Francia, Reino Unido, Italia y Canadá.

¹² Definidos en el artículo 12 del Protocolo de Kyoto, los MDL eran un instrumento internacional que permitía a países desarrollados financiar proyectos de reducción de emisiones de GEI en países en desarrollo.



estratégicos: la seguridad energética y la mitigación de emisiones de GEI, especialmente en nichos específicos del transporte.

A partir del Acuerdo de París (2015), se produjo un cambio de paradigma fundamental. El hidrógeno dejó de ser percibido únicamente como un combustible alternativo para vehículos livianos y comenzó a proyectarse como una solución clave para la descarbonización de los sectores de difícil abatimiento (hard-to-abate sectors)¹³, tales como la siderurgia, el transporte marítimo y la industria química pesada.

Si bien persisten barreras para su despliegue masivo, el inicio de esta década estuvo marcado por un marcado optimismo y, en ocasiones, por una sobreestimación del potencial inmediato de este vector. Un hito de este periodo fue la COP 26 en Glasgow (2021), donde el hidrógeno de bajas emisiones se consolidó como un recurso estratégico para canalizar el excedente de electricidad renovable y alcanzar metas globales de política climática.

Este aumento en las expectativas sobre la versatilidad del hidrógeno para descarbonizar diversas industrias (Figura 3) impulsó proyecciones de mercado cada vez más ambiciosas. En este contexto, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2020) estimaba que las economías de escala permitirían una reducción de entre el 40 % y el 80 % en los costos de los electrolizadores¹⁴, posicionando al hidrógeno de bajas emisiones como una alternativa competitiva en el corto plazo.

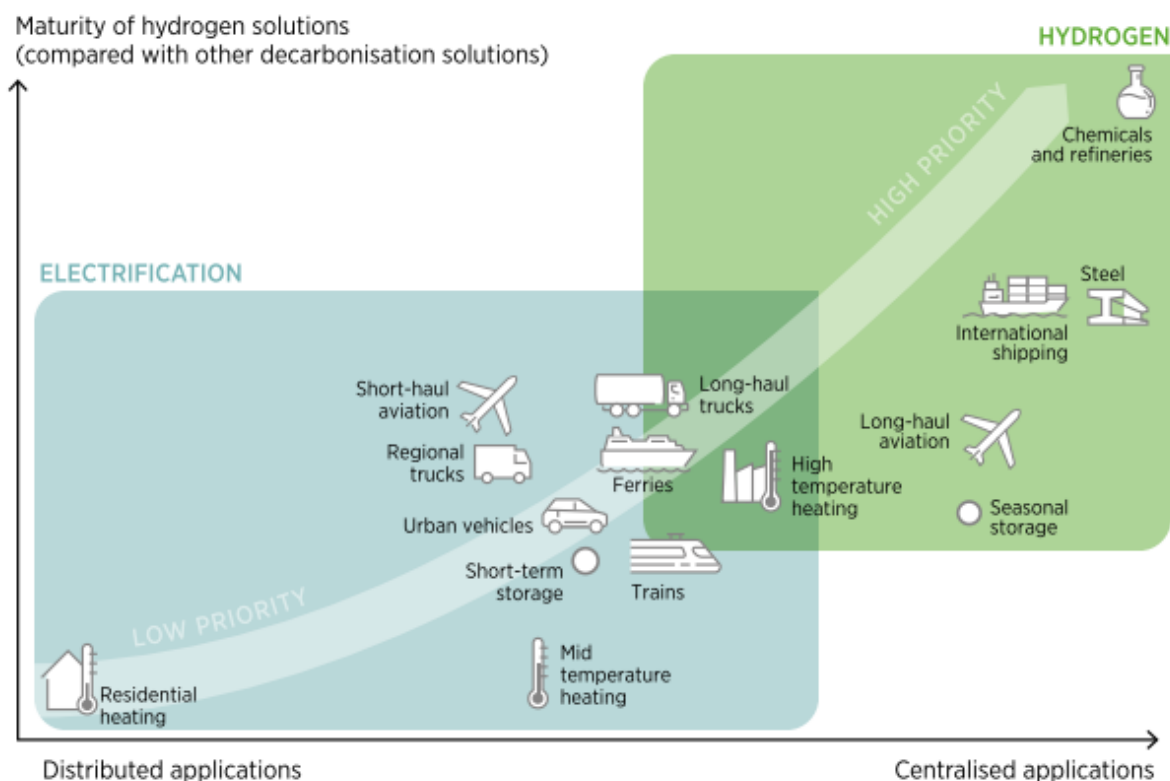
COP 26 - Glasgow (2021): se promulgó la agenda Breakthrough donde se incluyó el compromiso específico de lograr que el hidrógeno de bajas emisiones sea asequible y esté disponible globalmente para 2030. Además se estableció una hoja de ruta para la descarbonización marítima donde se lo incluía junto con el amoníaco como combustibles de bajas emisiones. A partir de esto, y otras iniciativas que se acordaron en la misma COP 26, el número de países con estrategias nacionales de hidrógeno se disparó, pasando de apenas una decena a más de 40 en menos de dos años.

¹³ Sectores de alto consumo energético que no pueden ser electrificados.

¹⁴ El electrolizador es una tecnología crítica para la producción de hidrógeno a partir de agua y EERR.



Figura 3 - Competitividad del hidrógeno en comparación con la electrificación directa



Fuente: IRENA (2022).

El conflicto en Ucrania y la reconfiguración del escenario energético global

Hacia 2020, la demanda global de hidrógeno para usos tradicionales alcanzaba las 90 millones de toneladas (Mt), con una participación marginal de las tecnologías de bajas emisiones. No obstante, las proyecciones de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2021) para un escenario de Emisiones Netas Cero estimaban que la demanda escalaría a las 200 Mt para 2030, con un 70 % de la oferta cubierto por electrólisis y tecnologías de captura de carbono (CCUS).

En este contexto, la Unión Europea (UE) consolidó su liderazgo normativo mediante el Pacto Verde (2019), la Estrategia del Hidrógeno (2020) y la Ley del Clima (2021). Simultáneamente, Alemania, principal economía industrial del bloque, ejecutaba la fase final de su "apagón nuclear", iniciado tras el accidente de Fukushima en 2011 y concluido en abril de 2023. Mientras tanto, la integración energética con Rusia alcanzaba un hito en junio de 2021 con la finalización del gasoducto Nord Stream II, diseñado para conectar los yacimientos rusos directamente con Europa a través del Mar Báltico, evitando el tránsito por Ucrania.

Sin embargo, el estallido del conflicto en Ucrania en febrero de 2022 alteró drásticamente la narrativa de la transición. La discusión se desplazó de la sostenibilidad hacia la seguridad y confiabilidad del suministro. Según la IEA (2022), el abastecimiento energético ya no solo debe ser bajo en emisiones, sino que debe provenir de aliados estratégicos confiables. Por su parte, IRENA subrayó que esta crisis acelerará la transición hacia el hidrógeno renovable, dado que el encarecimiento del gas natural volvería al hidrógeno verde competitivo frente al



hidrógeno gris en diversas regiones de Europa, reconfigurando las proyecciones de adopción (IRENA, 2022).

Además, la crisis marcó el fin de la era del gas barato para Europa y Asia, disparando los precios del GNL a niveles récord de hasta 70 USD/MBtu en los mercados europeos. Este incremento impactó en los costos del hidrógeno a partir de gas natural (hidrógeno gris), alcanzando picos de entre 4.8 y 7.8 USD/kg, lo que permitió que el hidrógeno renovable fuera, por primera vez y de manera coyuntural, la opción más económica en diversas regiones.

Las tensiones geopolíticas actuales, en el Golfo Pérsico, han reintroducido la preocupación por asegurar los suministros de gas natural y GNL, dado que cualquier interrupción en rutas críticas como el Estrecho de Ormuz pone en riesgo el suministro global. Esta recurrencia de la crisis refuerza la idea de que la transición al hidrógeno de bajas emisiones no es solo una meta climática, sino una cuestión de seguridad nacional para Europa y Asia, principalmente. El problema no se detiene en el GNL, también afecta a otras cadenas de valor como la de los fertilizantes, cuyo precio ha llegado a quintuplicarse en los últimos años y que impacta directamente en los precios de los alimentos.

Tecnologías limpias: del ambientalismo a la competencia geopolítica

El conflicto bélico en Ucrania forzó una respuesta de emergencia que transformó las políticas industriales voluntaristas en una competencia agresiva por el liderazgo tecnológico. En mayo de 2022, la UE lanzó el plan REPowerEU, elevando drásticamente las metas de producción e importación de hidrógeno limpio para eliminar la dependencia del gas ruso. Apenas tres meses después, Estados Unidos redefinió el tablero global con la Ley de Reducción de la Inflación (IRA), que introdujo créditos fiscales directos de hasta 3 USD por kilogramo de hidrógeno producido. Este movimiento desplazó el eje del debate, de los objetivos ambientales se pasó a una carrera por la rentabilidad y la relocalización de las cadenas de suministro.

A partir de 2023, la industria comenzó a transitar una fase de "realismo industrial", donde la viabilidad de los proyectos quedó fuertemente condicionada por el incremento del costo del capital (WACC)¹⁵. Para el hidrógeno de bajas emisiones, y sus derivados, el financiamiento representa casi la mitad del costo total de producción. Esta dependencia financiera impacta negativamente de manera asimétrica en las economías emergentes y en desarrollo. Mientras que en las economías avanzadas el WACC para proyectos de esta naturaleza se sitúa entre el 5% y el 7%, en regiones como América Latina puede alcanzar niveles de entre el 10% y el 15% (IEA, 2025; World Bank, 2026). Esta brecha tiene un impacto masivo en el costo nivelado del hidrógeno (LCOH), que se incrementa 1 USD/kg cada 6 % del WACC, afectando negativamente la ventaja competitiva de contar con recursos naturales de clase mundial, convirtiéndose en uno de los principales desafíos para la región.

Actualmente, el optimismo inicial sobre la competitividad del hidrógeno se ha visto matizado por los efectos de las tensiones geopolíticas y las nuevas políticas industriales. Las diferentes estrategias nacionales y los reportes sectoriales, publicados a lo largo de los últimos cinco años, dan cuenta de este cambio en las proyecciones del mercado del hidrógeno de bajas emisiones. La Tabla 2 ilustra cómo ha evolucionado la proyección del costo nivelado del

¹⁵ WACC: Weighted Average Cost of Capital (Costo Medio Ponderado del Capital)



hidrógeno (LCOH) entre 2019 y 2025, evidenciando una transición desde el optimismo inicial hacia un "realismo industrial" forzado por el alza de costos post-2022. A pesar de este ajuste global, China sostiene los costos de producción más bajos del mercado gracias a su dominio en el CAPEX¹⁶ de equipos, mientras que Argentina presenta una posición competitiva (Tabla 2).

Tabla 2 - Proyecciones y metas de costo de hidrógeno verde y azul, publicadas entre 2019 y 2025 por agencias especializadas y estrategias nacionales

Fuente	Año	Región	H2 Verde (USD/Kg H ₂)	H2 Azul (USD/Kg H ₂)	Observaciones
IEA	2019	Global	3.0 a 7.5	1.5 a 2.5	El H ₂ verde es una novedad muy reciente.
Estrategia Nacional de Chile	2020	Latam	1.0 a 1.5	N/A	Proyección como el exportador más competitivo del mundo.
Estrategia Nacional de Alemania	2020	Europa	3.0 a 4.0	N/A	Proyección como importador (+50%).
IRENA	2020	Global	2.3 a 5.0	N/A	Apalancado en la reducción del costo de los electrolizadores.
IEA	2021	Latam	1.5 a 2.5	1.2 a 2.1	Identifica a Latam como región exportadora clave.
Cluster H ₂ Marruecos	2021	África	1.5 a 2.0	N/A	Proyección como exportador a Alemania.
IEA	2022	Global	3.0 a 8.0	1.5 a 3.0	Afectado por el conflicto en Ucrania.
Estrategia Nacional de Namibia	2022	África	1.2 a 2.0	N/A	Proyección como exportador altamente competitivo
IEA	2023	Global	1.5 a 4.5	1.2 a 2.5	La alta inflación eleva la tasa de interés.
Hoja de Ruta de EE.UU.	2023	Norteamérica	1.0 (meta)	1.0 (meta)	Meta 1 kg a 1 dólar en 1 década
Estrategia	2023	Latam	1.4 a 2.8	1.1 a 1.4	Posicionamiento

¹⁶ CAPEX: Capital expenditures (gastos de capital)



Nacional de Argentina					exportador con hidrógeno multicolor.
Estrategia Nacional de Alemania (Actualización)	2023	Europa	4.0 a 6.0	2.1 a 3.0	Acepta el H ₂ azul como transición; eleva meta de electrólisis a 10 GW.
IEA	2024	Global	2.0 a 5.0	1.5 a 2.8	El costo del azul sube por la inflación en infraestructura CCUS.
Banco Europeo del Hidrógeno	2024	Europa	4.0 a 6.0	N/A	Precios reales ofertados en subastas.
IEA	2025	Global	1.8 a 4.5	1.3 a 2.6	Los costos bajos se dan en proyectos con demanda confirmada.
IEA	2025	China	1.2 a 2.2	0.9 a 1.4	Liderazgo global en CAPEX de electrolizadores y tecnologías CCUS.

La maduración del mercado de hidrógeno de bajas emisiones

Entre 2020 y 2022, la economía del hidrógeno atravesó una fase de expansión como respuesta a la crisis en materia de seguridad energética, que generó la pandemia y la guerra en Ucrania. Los anuncios de inversión fueron escalando año tras año pasando de USD 160 mil millones acumulados en 2021 a cerca de USD 240 mil millones para finales de 2022 (Hydrogen Council & McKinsey, 2021; Hydrogen Council & McKinsey, 2022). En este periodo, el hidrógeno verde dominó la narrativa con planes que proyectaban el despliegue de más de 500 GW de energías renovables dedicadas (eólica y solar) y 250 GW de electrolizadores, con Chile, Australia y los países del Golfo liderando las proyecciones de producción para la exportación, mientras que Europa, Corea del Sur y Japón se posicionaron como los tres mercados de importación más importantes. En ese mismo período, se anunciaron inversiones en hidrógeno azul por unos USD 35 mil millones, en este caso concentrado en regiones con bajos costos y excedentes en la producción de gas natural, principalmente en Estados Unidos y en el Mar del Norte, donde se comenzaron a construir los primeros proyectos de gestión de CO₂ (captura y almacenamiento).

Sin embargo, a pesar de este volumen sin precedentes de anuncios de inversión, el porcentaje de proyectos que alcanzaron la decisión final de inversión (FID por sus siglas en inglés) y/o comenzaron a construirse fue muy bajo, sin superar el 10% para el verde y el 15% para el azul, evidenciando una brecha significativa entre la ambición política y la viabilidad financiera y confirmando la falta de madurez del mercado adoptante.

A partir de 2023, la industria del hidrógeno fue mostrando su faceta más realista, marcada por la inflación global y el aumento de las tasas de interés, factores que fueron retrasando la decisión final de inversión y la construcción de los proyectos, cuyos anuncios siguieron creciendo hasta alcanzar los USD 570 mil millones (Hydrogen Council & McKinsey, 2023). A partir de ese máximo comenzó a observarse una desaceleración, ajustándose las



proyecciones de capacidad de electrólisis en torno a los 170 GW. En este contexto más restringido, el programa REPowerEU permitió a Europa consolidarse como epicentro de los proyectos de hidrógeno verde, mientras que las inversiones en hidrógeno azul se fueron consolidando en Estados Unidos gracias a los incentivos fiscales de la Ley de Reducción de la Inflación (IRA). Mientras tanto, China se consolidó como líder en el mercado de las energías renovables, instalando capacidades por casi 300 GW solo en 2023 y superando los 370 GW en 2024, una cifra que duplica la capacidad instalada por el resto del mundo combinado en tecnologías clave como la solar y la eólica (IRENA, 2024).

En la actualidad, el porcentaje de proyectos que han alcanzado la decisión final de inversión (FID) está cercano al 12% en hidrógeno verde y 20 % en hidrógeno azul, que muestra una mayor tasa de concreción debido a su infraestructura más consolidada (IEA 2025), mientras que el 80% de los anuncios globales aún se encuentran en etapas tempranas de planificación. Esto subraya que la consolidación definitiva de la economía del hidrógeno depende de cerrar la brecha de costos y asegurar contratos de compra (off-take) a largo plazo, que brinden certidumbre a los inversores (IEA, 2025).

Mercado de Electrolizadores: La capacidad anual mundial de fabricación de electrolizadores asciende a 61 GW, con 16 GW adicionales en construcción. De la capacidad de fabricación existente, 43 GW (70 %) corresponden a la tecnología alcalina (AWE), mientras que 13 GW (21 %) a la tecnologías de membrana de intercambio de protones (PEM). El resto (9 %) se destina a otras tecnologías. El panorama manufacturero es eminentemente regional, China domina la fabricación de AWE (86 %), mientras que Europa lidera la producción de PEM (54 %). Sin embargo, China también se está expandiendo rápidamente hacia tecnologías en proceso de maduración. El desequilibrio entre la oferta y la demanda ha provocado un importante exceso de capacidad de fabricación, y muchas plantas operan por debajo de sus niveles de utilización. Este desequilibrio ha contribuido a la consolidación sectorial, reflejada en recientes quiebras, iniciativas de reestructuración y fusiones entre fabricantes de electrolizadores. Si bien la capacidad de fabricación es abundante, persisten cuellos de botella en los componentes del balance de planta (BoP), como las unidades de conversión de energía y tratamiento de gases.



El hidrógeno de bajas emisiones de cara a los objetivos climáticos

Desde el comienzo de esta nueva ola, a finales de la década pasada, la industria del hidrógeno de bajas emisiones ha atravesado un proceso sinuoso, pasando de un optimismo excesivo post-pandemia a un enfoque centrado en la viabilidad técnica y financiera. Si bien en 2022, las estrategias nacionales y las agencias energéticas proyectaban una producción de 49 millones de toneladas anuales (Mta) de hidrógeno de bajas emisiones para 2030, la estimación actual se ha ajustado a 37 Mta, debido a la postergación y cancelación de proyectos, producto de la elevación de costos, la incertidumbre regulatoria y los cuellos de botella en la infraestructura habilitante.

Para alcanzar las metas “Net-Zero” (cero neto) hacia 2050, el hidrógeno de bajas emisiones deberá cubrir hasta el 14% del consumo energético final global, un desafío que dista mucho de la realidad actual de la industria y requiere que se incremente la tasa de proyectos en fases avanzadas. Si bien en los últimos años el mercado ha comenzado a depurar sus carteras, el 80% de los anuncios globales todavía reside en etapas de planificación temprana. En términos concretos, el sector se encuentra en una etapa incipiente, la capacidad instalada de electrólisis ronda los 3,3 GW, la mayoría concentrada en China y en Europa¹⁷, donde se destacan los proyectos de baja escala.

En conclusión, mientras el mercado ha entrado en una fase de espera, se observa un incremento en la proporción de proyectos que comienzan a construirse gracias al respaldo estatal, o bien a partir de contratos de compra a largo plazo. Si bien el hidrógeno no ha cubierto las expectativas en muchos sectores, se ha consolidado como un recurso de descarbonización para la industria pesada y el transporte de larga distancia, donde la electrificación directa no es viable, dejando atrás los usos más ambiciosos.

Las recurrentes crisis del sector energético tradicional, producto de los conflictos bélicos, Ucrania 2022 e Irán 2026, han demostrado que el encarecimiento de los combustibles fósiles y sus productos derivados no es condición suficiente para que el hidrógeno de bajas emisiones se desarrolle. Sin embargo, y gracias a su naturaleza fluida, este vector sigue siendo una de las mejores alternativas para alcanzar los objetivos de descarbonización. América Latina conserva las mejores condiciones para aportar competitividad a esta industria, los desafíos siguen pendientes son muchos y muy complejos, su análisis pormenorizado requiere un abordaje específico para cada país.

Bibliografía

Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). (2026). Electrolyzers for Hydrogen Production: Technical and Economic Characteristics. Washington, DC: World Bank. <https://www.worldbank.org/en/topic/energy/publication/electrolyzers-for-hydrogen-production>

Hydrogen Council y McKinsey & Company. (2024). Hydrogen Insights 2024. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2024/>

¹⁷ Esta capacidad de electrólisis está directamente asociada a una potencia de EERR 2 a 3 veces superior. Para el despliegue de 1 GW de electrólisis y la correspondiente capacidad de EERR se requiere un CAPEX aproximado de USD 3 mil millones.



International Energy Agency (IEA). (2025). Global Hydrogen Review 2025. París: IEA. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>

International Energy Agency (IEA). (2026). Electricity 2026. París: IEA. <https://www.iea.org/reports/electricity-2026>

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. Abu Dhabi: IRENA. <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2022). Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor. Abu Dhabi: IRENA. <https://www.irena.org/publications/2022/Jan/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation-The-Hydrogen-Factor>

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2024a). Renewable energy statistics 2024. Abu Dhabi: IRENA. <https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Renewable-energy-statistics-2024>

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2024b). World Energy Transitions Outlook 2024: 1.5°C Pathway. Abu Dhabi: IRENA. <https://www.irena.org/publications/2024/Oct/World-Energy-Transitions-Outlook-2024>