

Marco Regulatorio y de Mercado del Hidrógeno Verde

Análisis Bibliográfico – Junio 2026

Mario Vignolo, Victoria Arduino, Ana Laura Rodriguez D´Espada, Verónica Díaz

España y la Unión Europea

Producción y almacenamiento de hidrógeno renovable

España ha reconocido al hidrógeno verde como un vector energético clave para la descarbonización y el almacenamiento de energía a largo plazo. La **Hoja de Ruta del Hidrógeno (2020)** y la Ley 7/2021 de cambio climático establecieron bases para fomentar gases renovables, incluyendo objetivos de consumo e inyección a redes, sistemas de certificación y apoyos para usos industriales y movilidad (BOE, 2021)(MITECO, s.f.-a). En 2022 se instauró un **Sistema de Garantías de Origen (GdO)** para gases renovables (Real Decreto 376/2022 y Orden TED/1026/2022), que emite certificados de 1 MWh por producción renovable y registra instalaciones y transferencias, asegurando al consumidor el origen verde del hidrógeno o biometano consumido (BOE, 2022a). Paralelamente, la Estrategia de Almacenamiento Energético (2021) identificó al hidrógeno como tecnología de almacenamiento innovadora para integrar renovables, dado que puede almacenarse en grandes cantidades (incluso estacionalmente) y reconvertirse en electricidad cuando se requiera.

Regulatoriamente, España ha adaptado su marco jurídico para facilitar proyectos de producción y almacenamiento de H₂. Se modificó la Ley de Hidrocarburos 34/1998 para definir explícitamente los “gases renovables” (incluyendo hidrógeno) y habilitar nuevas formas de transporte más allá de los gasoductos convencionales (BOE, 1998). Destaca la figura de “**canalizaciones aisladas**” creada por el Real Decreto-ley 6/2022: tuberías dedicadas que conectan directamente un productor con un consumidor de hidrógeno, sin conectarse a la red de gas natural (BOE, 2022b). Esto permite transportar hidrógeno puro punto a punto, evitando el límite técnico (~5% de mezcla) del hidrógeno inyectado en gasoductos existentes-porcentaje fijado para los gases no convencionales por el Protocolo de Detalle PD-01 (Medición, calidad y odorización de gas) de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista, aprobado por Resolución de 13 de marzo de 2006, si bien el Gestor Técnico del Sistema (Enagas) ha aplicado un tope inicial más conservador del 2% en volumen para la inyección por *blending* (BOE, 2022c)(BOE, 2006). Asimismo, el hidrógeno renovable ha pasado a considerarse de **utilidad pública** en ciertos aspectos, y desde 2023 las plantas de electrólisis están sujetas a evaluación ambiental simplificada, agilizando su puesta en marcha (MITECO, s.f.-b). En suma, España está construyendo un entorno jurídico que brinda seguridad a la producción descentralizada de hidrógeno verde, facilitando su almacenamiento e integrándolo en la planificación energética al nivel de otras infraestructuras estratégica.

A nivel de la **Unión Europea (UE)**, el hidrógeno verde es pieza central del Pacto Verde Europeo y la Estrategia Europea del Hidrógeno (2020) trazó tres etapas para escalar su producción ([Comisión Europea, 2023a](#)). La UE fijó metas ambiciosas: el plan **REPowerEU (2022)** busca 10 millones de toneladas anuales de hidrógeno renovable producido en Europa para 2030, más otros 10 Mt importados, cuadruplicando el consumo actual ([Comisión Europea, 2023a](#)). Para impulsar la oferta, la UE ha movilizado fondos públicos y privados (e.g. IPCEI-Proyectos Importantes de Interés Común Europeo, cuyos dos primeros dedicados al hidrógeno-Hy2Tech, aprobada el 15 de julio de 2022, y Hy2Use, aprobada el 21 de setiembre de 2022, autorizaron respectivamente hasta 5.400 y 5.200 millones de euros de ayuda pública, con el objetivo de movilizar unos 8.800 millones de euros adicionales de inversión privada solo en el caso de HyTech y el **Banco Europeo de Hidrógeno**). Este último, creado en 2023, financiará la brecha de coste del hidrógeno verde: en su primera subasta competitiva ya adjudicó más de €800 millones en primas por kg de H₂ producido ([Comisión Europea, 2023a](#)).

En el plano normativo, la UE ha desarrollado una regulación específica para garantizar que el hidrógeno producido sea verdaderamente renovable y sostenible. Un hito fue la adopción en febrero de 2023 de los **Actos Delegados de la Directiva de Energías Renovables (RED II/III)** sobre hidrógeno. El Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 establece criterios de **adicionalidad y correlación temporal** para los combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO, categoría que incluye el hidrógeno verde) ([Comisión Europea, 2023b](#)). En esencia, desde 2028 la electricidad usada por electrolizadores debe ser renovable adicional (proveniente de nuevas plantas) y, a partir de 2030, coincidir horariamente con la generación renovable para que el H₂ sea certificado como RFNBO. Esto obliga a los proyectos a sincronizar su consumo con la producción renovable (Reglamento Delegado UE 2023/1184, arts.4-6), fomentando que los electrolizadores operen en horas valle o de excedentes. El segundo Acto Delegado, Reglamento (UE) 2023/1185, exige además un mínimo de **ahorro de emisiones de GEI del 70%** frente al hidrógeno fósil para calificar como hidrógeno renovable ([Comisión Europea, 2023c](#)). Complementariamente, en 2023 se revisó la Directiva de Energías Renovables (**RED III**): por primera vez se introdujeron cuotas vinculantes de uso de hidrógeno verde. Para 2030, al menos **42% del hidrógeno consumido en la industria deberá ser renovable** (60% para 2035), y en transporte se fijó un subobjetivo de **1% de RFNBOs** en el consumo energético para 2030 (1,2% en marítimo) ([MITECO, s.f.-a](#)). Estas cuotas obligatorias generan una demanda regulatoriamente incentivada para el hidrógeno verde (REDIII, arts. 22a y 23), estimulando su producción y almacenamiento a gran escala. Asimismo, otras normas europeas se actualizaron: el Reglamento **TEN-E** revisado (2022) incluyó las infraestructuras de hidrógeno (electrolizadores, gasoductos dedicados, almacenes) dentro de los Proyectos de Interés Común, facilitando su financiación y permisos acelerados (TEN-E, 2022). Adicionalmente, los reglamentos sectoriales **Refuel Aviation** y **Refuel Maritime** (2023) obligan a usar combustibles sostenibles – incluyendo hidrógeno y derivados como e-fuels o amoníaco– en aviación y navegación,

lo que impulsa la demanda y la logística asociada (ReFuelEU Aviation, 2023)(ReFuelEU Maritime, 2023).

En definitiva, el marco europeo ha experimentado cambios normativos desde 2022-la Directiva RED III, los Reglamentos Delegados 2023/1184 y 2023/1185 y el Reglamento TEN-E, para integrar al hidrógeno en todos los sectores, con criterios de sostenibilidad estrictos y objetivos cuantitativos que obligan a los Estados miembro a desarrollar oferta doméstica y cadenas de suministro.

Participación de los electrolizadores en el mercado eléctrico

Los proyectos de hidrógeno verde interactúan con el sistema eléctrico a través de sus **electrolizadores**, que consumen grandes cantidades de energía renovable para producir H₂. En España, los electrolizadores conectados a la red se tratan como consumidores industriales, pero se han eliminado barreras para facilitar que utilicen electricidad verde de forma directa y eficiente (MITECO, s.f.-b). Una medida clave fue la reforma del régimen de autoconsumo y líneas directas: el Real Decreto-ley 18/2022 permitió, por primera vez, líneas eléctricas privadas entre una planta de generación renovable y un consumidor industrial aunque pertenezcan a empresas distintas (antes debían ser del mismo grupo)(Osborne Clarke, 2022). Esto habilita, por ejemplo, que un parque solar o eólico suministre electricidad directamente a un electrolizador a través de una línea dedicada, evitando peajes de la red pública y garantizando el origen renovable de la energía consumida(Osborne Clarke, 2022). También se ampliaron las distancias de autoconsumo hasta 1000 metros en ciertos casos, flexibilizando la ubicación de electrolizadores cerca de fuentes renovables.

En Alemania, de acuerdo a la interpretación de (Bundesnetzagentur, 2026), sobre el Art. 118 del Energy Industry Act (EnWG, 2005), los electrolizadores puestos en servicio antes del 4/8/2029 están exonerados de cargos de peaje hasta por 20 años; no estando aún definida una posición reglamentaria para fechas de puesta en marcha posteriores.

En cuanto a la operación, un electrolizador puede ofrecer **flexibilidad** modulando su consumo según los precios eléctricos o la disponibilidad de renovables. En horas de excedente renovable y precio bajo, aumentaría la producción de H₂, mientras que reduciría consumo en picos de precio alto, actuando como gestor de demanda inteligente. Actualmente no existe en España una categoría regulatoria específica de “consumidor electrointensivo flexible”: el Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, que regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos (BOE-A-2020-16350) (BOE, 2020), define la categoría general de consumidor electrointensivo — sobre la base de un consumo eléctrico elevado, intensivo en horas valle y de curva estable— pero no contempla una subcategoría “flexible” aplicable de forma específica a los electrolizadores, pero estos proyectos pueden celebrar contratos bilaterales (PPAs) con generadores renovables e incluso participar indirectamente en servicios de ajuste, apagando su carga ante señales del operador del. No existe todavía en España un **régimen retributivo específico** para centrales eléctricas de hidrógeno; sólo podrían acreditar su producción como renovable (si el H₂ lo es) para

eventualmente recibir garantías de origen u otros apoyos futuros(MITECO, s.f.-b). En las fuentes oficiales consultadas, no consta un informe o consulta pública específica del Operador del Sistema (REE) y el regulador (CNMC) sobre la participación de grandes electrolizadores en servicios auxiliares de la red, tema en el que el desarrollo regulatorio concreto se encuentra aún pendiente.

En resumen, se están sentando las bases para que el hidrógeno actúe como **carga gestionable** que aproveche energía barata en horas valle y pueda desconectarse en puntas de demanda, contribuyendo en el futuro a la estabilidad del sistema eléctrico español.

Desde la perspectiva europea, se reconoce igualmente el rol de los electrolizadores como elemento de flexibilidad. ENTSO-E (la asociación de operadores de transporte eléctricos europeos) publicó en 2022 un estudio destacando la capacidad de los electrolizadores **Power-to-Hydrogen (P2H2)** para proveer servicios al sistema eléctrico (regulación de frecuencia, reserva, etc.) y contribuir al almacenamiento de largo plazo (ENTSO-E, 2022). El objetivo es sensibilizar a los gestores de red sobre cómo las plantas de hidrógeno pueden participar en servicios de ajuste y qué esquemas de mercado serían necesarios para retribuir esa flexibilidad. De hecho, se espera un importante despliegue de electrolizadores conectados a red en Europa en las próximas décadas, y su interacción con la red eléctrica (y con la red de gas) es objeto de estudios y desarrollos normativos específicos.

Integración sectorial e infraestructuras de hidrógeno

Un aspecto estratégico es la integración del hidrógeno en múltiples sectores e infraestructuras. En España ya se conciben “**valles de hidrógeno**” o polos industriales donde un mismo proyecto integra generación renovable, producción de hidrógeno, almacenamiento y diversos usos finales (industria, movilidad e incluso reconversión a electricidad)(MITECO, s.f.-a). Estos proyectos híbridos deben cumplir tanto la normativa gasista como la eléctrica, pero los recientes cambios legales los facilitan. Por ejemplo, es posible co-ubicar un parque fotovoltaico y un electrolizador, usando la electricidad in situ para producir H₂, y si hay excedentes, inyectar ese hidrógeno en la red de gas o almacenarlo localmente. En España las redes privadas de hidrógeno (las *canalizaciones aisladas* mencionadas) y las conexiones de inyección a la red gasista son viables con procedimientos simplificados: las empresas transportistas/distribuidoras de gas están obligadas a atender las solicitudes de conexión de productores de H₂ conforme a los plazos establecidos en la normativa de acceso a las redes de gas (Circular 2/2025 de la CNMC y Resolución de la CNMC del 13 de junio de 2025 (CNMC, 2025a) (CNMC, 2025b) en el marco de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos y del Real Decreto 949/2001), que fijan los plazos y condiciones para ofrecer el punto de enganche y las condiciones técnicas. El coste de conexión corre a cargo del productor, pero una vez conectado, el hidrógeno inyectado se integra en la red existente (ya sea mezclado con gas natural o, si va por tubería

dedicada, como hidrógeno puro)(MITECO, s.f.-b). Así, un proyecto integrado puede producir H₂ y **volcarlo al sistema gasista** para su transporte/almacenamiento o usarlo localmente en generación eléctrica de respaldo, aportando flexibilidad inter-sectorial.

Cabe señalar que el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)** de España ya prevé objetivos de capacidad de electrolización instalada para 2030, reconociendo al hidrógeno como herramienta de flexibilidad y respaldo futuro del sistema(MITECO, s.f.-a). En la planificación energética, el hidrógeno renovable se considera una forma de **almacenamiento de energía**: permite convertir excedentes de electricidad renovable en un gas almacenable y luego reconvertirlo en electricidad u otros usos cuando se necesite, ayudando a gestionar la intermitencia de la eólica y solar(MITECO, s.f.-b). Aunque por ahora no existe un pago específico por este servicio de almacenamiento, la estrategia nacional (Componente 9 del PRTR) apuesta por integrar sectorialmente el hidrógeno en el sistema energético español. De hecho, se espera que a medida que madure la tecnología, se armonicen normas (por ejemplo, evitar **doble imposición** en la cadena electricidad→hidrógeno→electricidad) y surjan incentivos por la aportación del H₂ a la estabilidad eléctrica.

A nivel europeo, la **planificación de infraestructuras** ya incorpora al hidrógeno como vector. La revisión del Reglamento TEN-E, antes mencionada, promueve la creación de una red troncal de hidrógeno a escala de la UE (la iniciativa *European Hydrogen Backbone*) y corredores transfronterizos para transportar hidrógeno desde zonas con excedentes renovables a los centros de demanda (TEN-E, 2022). Los operadores de sistemas de transporte de gas y electricidad están coordinando esta integración. En Alemania, por ejemplo, los cuatro gestores de la red eléctrica de alta tensión publicaron un documento técnico con los requisitos que deben cumplir las grandes plantas de electrólisis para conectarse de forma segura al sistema eléctrico de alta y extra alta tensión(DWV, 2025). Dichas especificaciones –desarrolladas con participación de la industria del hidrógeno– complementan los códigos de red existentes (VDE-AR-N 4120/4130) e incluyen aspectos como control de tensión y frecuencia en el punto de conexión, calidad de potencia, gestión de potencia reactiva, modelos de simulación y protocolos de prueba de desempeño(DWV, 2025). Esto refleja la necesidad de adaptar las normas técnicas para integrar grandes **electrolizadores** sin comprometer la estabilidad de la red. En paralelo, iniciativas europeas de planificación conjuntas (ENTSO-E para electricidad y ENTSO-G para gas) trabajan en escenarios coordinados de despliegue de infraestructuras eléctricas, gasistas e hídricas, asegurando que la expansión del hidrógeno sea ordenada y eficiente a nivel continental(MITECO, s.f.-a). La visión final es un sistema energético plenamente acoplado, donde el hidrógeno verde producido con renovables fluya a través de una red dedicada (o mezclado en la de gas) y actúe como nexo entre la electricidad, el calor y la industria, contribuyendo a la resiliencia y autosuficiencia energética de Europa.

Garantías de origen y certificación del hidrógeno (RFNBO)

Para garantizar al usuario final el carácter renovable y sostenible del hidrógeno, tanto España como la UE han desarrollado **esquemas de garantía de origen y certificación**. Como se indicó, España cuenta ya con un sistema nacional de garantías de origen para gases renovables operado por el MITECO, que certifica la producción de hidrógeno verde y biometano en unidades de 1 MWh, permitiendo transferir esos certificados incluso a nivel internacional (BOE, 2022a). Esta certificación voluntaria asegura que el hidrógeno consumido en, por ejemplo, una industria o vehículo realmente proviene de fuentes renovables, aportando **trazabilidad** y facilitando el comercio de hidrógeno verde.

A nivel comunitario, el concepto de **RFNBO** (Renewable Fuel of Non-Biological Origin) define al hidrógeno (y combustibles derivados) producido a partir de electricidad renovable, y se han establecido criterios uniformes para su certificación en toda la UE. Los recientes Reglamentos Delegados 2023/1184 y 2023/1185, mencionados arriba, fijan dichas condiciones: adicionalidad de las fuentes renovables usadas, correlación temporal y geográfica entre la electricidad renovable y la producción de H₂, y umbrales de reducción de emisiones de GEI (Comisión Europea, 2023b) (Comisión Europea, 2023c). Esto implica que, para etiquetar hidrógeno como “verde” u obtener garantías de origen válidas ante objetivos legales, el productor deberá demostrar, entre otras cosas, que la energía proviene de parques eólicos/solares nuevos y que el electrolizador opera en horas coincidentes con la generación verde (salvo que haya almacenamiento intermedio permitido según ciertas condiciones). Estas reglas, emanadas de la Directiva de Energías Renovables revisada, buscan asegurar que el hidrógeno contribuya efectivamente a la descarbonización y evitar el “greenwashing”.

La **Directiva RED III** también refuerza la necesidad de esquemas de garantía de origen interoperables en Europa para hidrógeno y gases renovables, complementando los ya existentes para la electricidad verde. La plataforma certificadora permitirá a los Estados y operadores intercambiar certificados de hidrógeno renovable, algo clave para la creación de un verdadero **mercado interior del hidrógeno**. En España, la entidad designada para expedir garantías de origen es la CNMC, y se espera que converja con el sistema europeo en desarrollo (MITECO, s.f.-a). Además, la normativa europea prevé mecanismos de **verificación de sostenibilidad** similares a los de biocombustibles (auditorías de cadena de suministro, verificadores independientes acreditados, etc.) aplicados al hidrógeno.

En resumen, el marco regulatorio ibérico y europeo establece que solo el hidrógeno que cumpla estrictos criterios podrá ser contabilizado para metas climáticas o beneficiarse de incentivos. Esto brinda seguridad jurídica a los inversores sobre qué constituye **hidrógeno verde certificado**, armoniza estándares entre países, y facilita el comercio: por ejemplo, un importador en Alemania podrá reconocer el certificado de origen expedido a un productor en España o Mauritania. Con estos pilares regulatorios (objetivos vinculantes, certificación robusta, financiación pública inicial),

Europa y España proveen incentivos para acelerar la economía del hidrógeno verde garantizando su **adicionalidad, sostenibilidad y trazabilidad** en el mercado energético.

[El Reglamento Delegado \(UE\) 2023/1184: criterios RFNBO en detalle](#)

El Reglamento Delegado (UE) 2023/1184, adoptado el 10 de febrero de 2023 en desarrollo de la Directiva RED II/III, constituye el pilar técnico-normativo central para la certificación del hidrógeno como Combustible Renovable de Origen No Biológico (RFNBO). [\(Comisión Europea, 2023b\)](#) El reglamento establece tres criterios acumulativos que todo productor de hidrógeno debe cumplir para que su producto sea reconocido como RFNBO:

Adicionalidad: el productor debe garantizar que la electricidad utilizada proviene de capacidad renovable nueva, instrumentada mediante PPAs con instalaciones cuya puesta en marcha no supere los tres años anteriores a la del electrolizador y que no hayan recibido apoyo público. Este criterio es obligatorio desde el 1 de enero de 2028, con un período transitorio que permite a los proyectos que entraron en operación antes de esa fecha utilizar energía renovable preexistente hasta el 1 de enero de 2038. [\(Comisión Europea, 2023b\)](#)

Correlación geográfica: la planta renovable debe estar situada en la misma zona de oferta que el electrolizador, en una zona adyacente con precio de electricidad superior, o en una zona offshore. Esto garantiza que exista un flujo físico o económicamente plausible de energía renovable hacia el equipo de electrólisis, evitando que el H₂ produzca contabilizar electricidad renovable generada en una región remota sin conexión efectiva. [\(Comisión Europea, 2023b\)](#)

Correlación temporal: la electricidad consumida por el electrolizador debe coincidir temporalmente con la generación renovable. Hasta el 31 de diciembre de 2029, basta con una correlación mensual; a partir de 2030, la correlación es horaria, salvo cuando el precio de mercado en la zona de oferta sea inferior a 20 €/MWh o al precio del derecho de emisión de CO₂ (lo que permite cierta flexibilidad operativa). Existe además una exención completa de todos los criterios en zonas de oferta con intensidad de emisiones del sistema eléctrico inferior a 18 gCO₂e/MJ. [\(Comisión Europea, 2023b\)](#)

El reglamento establece asimismo las reglas para el cómputo de emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo del ciclo de vida del hidrógeno producido. Este aspecto es complementado por el Reglamento Delegado (UE) 2023/1185, que fija el umbral mínimo de ahorro de emisiones en el **70%** respecto al hidrógeno fósil de referencia para que el H₂ sea reconocido como RFNBO. Conjuntamente, ambos reglamentos configuran el estándar de sostenibilidad que cualquier productor —sea europeo o exportador de terceros países como Mauritania o Argentina— deberá acreditar para acceder al mercado europeo. [\(Comisión Europea, 2023c\)](#)

Impacto económico de los criterios RFNBO: evidencia reciente

La adopción de los criterios RFNBO ha generado un debate técnico y económico. El Instituto de Economía Energética de la Universidad de Colonia (EWI) publicó en octubre de 2025 el estudio *“Green Hydrogen Production under RFNBO criteria”*, que constituye una evaluación cuantitativa completa sobre el impacto de estos requisitos en los costes de producción del hidrógeno verde. (EWI, 2025)

Desde una perspectiva de sistema europeo, el estudio concluye que el impacto de los criterios en el coste medio del hidrógeno verde es de aproximadamente **10 EUR/MWh adicionales** cuando se aplica el conjunto de criterios, incluyendo la correlación horaria. Sin embargo, este efecto agregado oculta una distribución muy asimétrica de costos: los criterios trasladan la mayor parte de la carga adicional a los operadores de electrolizadores individualmente considerados, mientras que los beneficios —en forma de reducción del costo de la electricidad de en torno a 5 EUR/MWh derivada de la mayor oferta de excedentes renovables volcados al mercado— son difusos y se distribuyen entre todos los consumidores de electricidad. (EWI, 2025)

Desde la perspectiva del caso de negocio individual, el impacto es considerablemente más severo. La correlación horaria —el elemento más restrictivo del régimen post-2030— se asocia a un incremento del costo nivelado de producción de hidrógeno (LCOH) de cerca de **30 EUR/MWh**. La transición desde la correlación mensual a la horaria implica por sí sola un encarecimiento de aproximadamente 22 EUR/MWh. En proyectos alemanes específicos, los costes de producción de hidrógeno verde pueden resultar hasta un **20% superiores** bajo los criterios RFNBO en comparación con un escenario de participación libre en el mercado mayorista de electricidad. (EWI, 2025)

El estudio identifica los mecanismos causales: la correlación horaria reduce las horas de plena carga del electrolizador, aumenta los requisitos de almacenamiento intermedio o batería, eleva los costes de contratación y comercialización de la electricidad renovable, y amplifica la exposición a la variabilidad meteorológica y de precios. Todo ello encarece y complica la fase de puesta en marcha del mercado, que es precisamente cuando la escala es reducida y los costes fijos pesan más. (EWI, 2025) Estas conclusiones tienen implicaciones directas para los mercados emergentes de hidrógeno: si Europa —con su red eléctrica madura y alta penetración renovable— soporta incrementos de costo de estas magnitudes, los países exportadores como Mauritania o Argentina que aspiran a certificar su hidrógeno como RFNBO ante el mercado europeo deberán internalizar también estos requisitos en su diseño de proyectos.

ENTSO-E: flexibilidad de fuentes renovables (noviembre 2025)

En noviembre de 2025, ENTSO-E publicó su **Position Paper sobre flexibilidad de las fuentes de energía renovable (FER)**, que actualiza y amplía el análisis previo de 2022 sobre electrolizadores Power-to-Hydrogen. (ENTSO-E, 2025) El documento identifica la flexibilidad de las FER como elemento esencial para la operación segura, eficiente y

resiliente del sistema eléctrico europeo, especialmente en contextos de alta generación y baja demanda.

ENTSO-E constata que muchas instalaciones renovables actualmente no tienen capacidad ni incentivos para reducir su generación incluso cuando los precios spot son negativos, lo que puede ocasionar excedentes que afectan la frecuencia del sistema y comprometen la operación fiable. Los congestionamientos también pueden surgir cuando sistemas no controlables alimentan clústeres locales, derivando en cancelaciones de paradas programadas que elevan costos y retrasan el refuerzo de la red. Los **electrolizadores** figuran explícitamente en el documento —junto a baterías, vehículos eléctricos y bombas de calor— como nuevas opciones de flexibilidad cuyo despliegue debe crecer sustancialmente para absorber esos excedentes. (ENTSO-E, 2025)

El Position Paper formula recomendaciones concretas en dos ámbitos. En cuanto a **observabilidad y controlabilidad**: (i) despliegue de sistemas de medición inteligentes y granulares conforme al artículo 7d de la Revisión del Diseño del Mercado Eléctrico (EMDR); (ii) mejora de los requisitos de intercambio de datos entre operadores de planta, Partes con Responsabilidad de Balance (BRP) y operadores de sistema; (iii) estandarización de las interfaces de control; y (iv) implementación de infraestructura de control dedicada con refuerzo de ciberseguridad. En cuanto a **incentivos de mercado**: (i) establecer esquemas de apoyo alineados con la propuesta de Contratos por Diferencia (CfD) sostenibles; (ii) eliminar la medición neta donde aún se aplique; (iii) facilitar tarifas dinámicas de alimentación a la red; (iv) automatizar los procesos de control y liquidación; y (v) fomentar la participación de las FER en servicios de balance mediante agregación para activos de pequeña escala. (ENTSO-E, 2025)

Este documento adquiere relevancia especial en relación con el debate sobre los criterios RFNBO: la correlación horaria exigida a partir de 2030 podría limitar la capacidad de los electrolizadores de responder dinámicamente a señales de red, a menos que esa respuesta coincida con períodos de generación renovable. ENTSO-E subraya que el diseño regulatorio debe alinear los incentivos de flexibilidad de mercado con los requisitos de certificación del hidrógeno para evitar conflictos entre ambos marcos. (ENTSO-E, 2025)

ACER: seguimiento del mercado del hidrógeno europeo

La Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER), en cumplimiento del mandato conferido por el paquete legislativo de Hidrógeno y Descarbonización del Gas (2024), publica periódicamente su **Market Monitoring Report (MMR)** sobre el mercado europeo del hidrógeno, cuya edición más reciente recoge datos actualizados a 2024. (ACER, 2024/2025)

Las principales conclusiones revelan una **brecha significativa** entre las ambiciones de política y la realidad de despliegue. El costo de producción del hidrógeno renovable se mantuvo en torno a **8 EUR/kg** en 2024, cuatro veces superior al del hidrógeno

convencional producido a partir de gas natural. (ACER, 2024/2025) Pese a un incremento del 51% en la capacidad instalada de electrolizadores —que alcanzó los **308 MW** en 2024—, el nivel está muy por detrás del objetivo de 6 GW para ese año y resulta absolutamente insuficiente para alcanzar los 40 GW proyectados para 2030. El consumo total de hidrógeno en Europa ronda los 7,2 Mt anuales, de las cuales el 99,7% sigue produciéndose a partir de combustibles fósiles. (ACER, 2024/2025)

ACER advierte que la UE **probablemente no alcanzará el objetivo estratégico de 20 Mt** de consumo de hidrógeno renovable para 2030. (ACER, 2024/2025) Los factores estructurales que explican este rezago son: la elevada brecha de costo respecto al hidrógeno fósil, la incertidumbre sobre la demanda futura que desincentiva el offtake temprano, la transposición incompleta del marco jurídico europeo en legislación nacional, y los riesgos de infraestructura: de los 42.000 km de gasoductos de hidrógeno planificados para 2030, menos del 1% ha alcanzado la decisión final de inversión. (ACER, 2024/2025)

Desde el punto de vista del costo, ACER identifica que la electricidad (excluidas las tarifas de red) puede representar hasta el **50% del costo de producción** del hidrógeno renovable. Adicionalmente, los costes de red eléctrica podrían aumentar entre un 50 y un 100% hacia 2050, lo que implicaría un riesgo sustancial para la competitividad del hidrógeno verde. La planificación integrada de redes de gas, electricidad e hidrógeno emerge como una prioridad regulatoria urgente. (ACER, 2024/2025) Las recomendaciones del informe incluyen: transponer sin demora el paquete legislativo de 2024; agilizar la concesión de permisos de conexión a red para electrolizadores y proyectos renovables; acelerar la descarbonización del sector eléctrico para reducir costes; repensar las tarifas de red y los incentivos de ubicación de electrolizadores; y priorizar la financiación hacia sectores de difícil abatimiento (hard-to-abate) preparados para la transición. (ACER, 2024/2025)

Mauritania: Marco para el Hidrógeno Verde

Marco jurídico e institucional

Mauritania se ha posicionado para el desarrollo del hidrógeno verde, a partir de un **marco legal específico**. En octubre de 2024 aprobó la **Ley de Hidrógeno Verde** (Ley Nº 2024-037, conocida como *Green Hydrogen Code*), la cual establece las reglas para el desarrollo, inversión y exportación de hidrógeno renovable en el país. Esta ley define los términos clave y crea nuevas instituciones para la gobernanza del sector. Por ejemplo, se crea la **Agencia Mauritana del Hidrógeno Verde (AMHV)**, concebida como una autoridad administrativa independiente responsable de regular y controlar las actividades de desarrollo y explotación del hidrógeno verde (República Islámica de Mauritania, 2024). La AMHV tiene competencias como regulador especializado, análogo al regulador eléctrico existente (ARE), velando por el cumplimiento de la ley y la supervisión técnica/económica de los proyectos.

Asimismo, la ley establece un **Catastro de Hidrógeno Verde**, un registro público de los terrenos o perímetros disponibles para proyectos de hidrógeno ([República Islámica de Mauritania, 2024](#)). Este catastro busca dar transparencia y orden a la asignación de espacios para desarrollar plantas renovables (solar/eólica) y electrolizadores. Mauritania posee vastas extensiones de desierto con alta irradiación solar y fuertes vientos costeros; mediante el catastro, se identifican las áreas óptimas y se listan para su concesión. La ley introduce la figura del “**Perímetro de Hidrógeno**” y los **Acuerdos de Desarrollo**: el Estado puede firmar convenios con un inversor (Operador) otorgándole el derecho exclusivo para llevar a cabo estudios de pre-factibilidad y factibilidad de un proyecto de hidrógeno en un área determinada ([República Islámica de Mauritania, 2024](#)). Dichos acuerdos establecen las condiciones y obligaciones para el operador, asegurando que en ese perímetro solo él desarrolle el proyecto durante la fase concesionada. Tras los estudios, si el proyecto es viable, se procedería a contratos de concesión/explotación a largo plazo bajo supervisión estatal. Este esquema refleja una aproximación de **asociación público-privada (PPP)**: la iniciativa privada realiza la inversión y operación, pero el Estado Mauritano, a través de la AMHV y los ministerios competentes, mantiene control estratégico sobre los recursos (suelo, viento, sol) y las condiciones de exportación del energético.

La ley del Hidrógeno Verde armoniza con otras normativas nacionales: por ejemplo, remite al Código de Electricidad (Ley 2022-027) para todo lo relativo a generación renovable, y al Código de Inversiones vigente para ciertos incentivos, integrando el nuevo sector H₂ en el ordenamiento jurídico existente ([República Islámica de Mauritania, 2024](#)). También prevé la coordinación con el regulador eléctrico (ARE) en caso de proyectos híbridos que se conecten a la red eléctrica o impliquen cogeneración.

En síntesis, Mauritania ha construido un **marco jurídico integral** que abarca definiciones, creación institucional (Agencia H₂), planificación territorial (catastro) y mecanismos contractuales para proyectos, buscando brindar certeza a las inversiones en el sector.

Incentivos e instrumentos de fomento

La Ley de Hidrógeno Verde en Mauritania establece un **régimen de incentivos** y garantías de estabilidad. Los proyectos de hidrógeno verde se benefician de un **régimen fiscal y aduanero especial**: se establecen exenciones amplias de impuestos y derechos de aduana, así como tipos reducidos en ciertos tributos. En particular, la ley **exonera del pago de derechos e impuestos a la exportación** a las operaciones y productos de hidrógeno que se exporten ([República Islámica de Mauritania, 2024](#)). Esto significa que, por ejemplo, la venta de amoníaco verde o hidrógeno líquido al exterior no está gravada con aranceles ni IVA de exportación, lo que mejora la competitividad del producto mauritano en el mercado internacional. En cuanto a las importaciones de bienes de capital, equipos y materiales destinados a proyectos H₂, su tratamiento aduanero y fiscal queda determinado por la Ley N° 2024-037 (Green

Hydrogen Code), su reglamentación y el convenio de proyecto aplicable a cada caso, marco que regula las exenciones y reducciones impositivas previstas para el sector.

Nota: No fue posible verificar en las fuentes públicas consultadas la numeración específica de los artículos de la Loi N° 2024-037, que regulan cada uno de estos incentivos, dado que el texto íntegro publicado en el Journal Officiel (J.O. 1568) y en el portal del Ministerio de Energía no resultó accesible para su consulta directa; la caracterización aquí descrita se apoya, por lo tanto, en la presentación oficial del Ministerio y en el análisis jurídico del Código del Hidrógeno Verde elaborado por el despacho Pinsent Masons.

La ley contempla además reducciones en impuestos internos para los operadores de hidrógeno. Por ejemplo, se reduce la tasa de la **retención fiscal sobre pagos al exterior** al 2% durante los primeros diez años del proyecto ([República Islámica de Mauritania, 2024](#)), por debajo de la tasa general, facilitando la contratación de servicios o financiamiento internacional. En materia de imposición societaria, el análisis del Código del Hidrógeno Verde realizado por Pinset Masons precisa que los subcontratistas exclusivos debidamente autorizados tributan un 4% sobre su facturación anual en sustitución del impuesto sobre sociedades, y que la importación de equipos y materiales por el operador o sus subcontratistas está exenta de IVA ([República Islámica de Mauritania, 2024](#)). Adicionalmente, los operadores y sus afiliados disponen de libertad para **repatriar capitales y dividendos**, beneficiándose de exenciones a los controles cambiarios que pudieran existir, lo cual provee **estabilidad y protección al inversor**: la ley prevé que los términos fiscales acordados en el convenio de proyecto se mantendrán sin cambios adversos (cláusula de estabilidad) durante la vida del proyecto o un largo período, brindando seguridad jurídica frente a eventuales cambios legislativos.

Otro incentivo que se observa en la reglamentación de Mauritania, es el relacionado con el reconocimiento de la necesidad de infraestructura auxiliar y el apoyo a su desarrollo. Por ejemplo, los proyectos de hidrógeno podrían incluir plantas desalinizadoras de agua de mar y líneas eléctricas dedicadas; la ley facilita los permisos para tales infraestructuras, otorgando derechos de servidumbre y uso de tierras estatales si fuera necesario. Asimismo, los grandes proyectos pueden beneficiarse de la **garantía de compra de terrenos**: el Estado puede reservar franjas de terreno (vía el Catastro H₂) y proveer derechos de uso a largo plazo para parques eólicos/solares y plantas de hidrógeno, reduciendo incertidumbres sobre el acceso a la tierra, un factor que debe considerarse en el desarrollo de estos proyectos.

En resumen, Mauritania provee **exenciones tributarias y aduaneras, tipos reducidos, estabilidad normativa y apoyo estatal**. Esto se enmarca en su estrategia de competir globalmente por mega-inversiones de hidrógeno verde. En comparación con otros países, Mauritania busca diferenciarse gracias a un costo nivelado de producción (LCOH) estimado entre los más bajos del mundo según el Mauritania Green Hydrogen Roadmap (PNUD/AFD, 2022). Un análisis publicado en Nature Energy

sitúa a Mauritania como el país africano con el LCOH más bajo, del orden de 3,2 Euros/kg en el escenario más favorable y 3,8 Euros/kg con tipos de interés altos y de-risking, frente a 4,2-4,9 Euros/kg sin apoyo de política - por delante de otros emplazamientos africanos competitivos como Argelia, Marruecos o Namibia -, si bien estas cifras dependen fuertemente de los supuestos de costo de capital y de las medidas de mitigación de riesgo (de-risking), derivado de su muy buen recurso solar y eólico, y altos retornos netos gracias a la mínima carga impositiva. A cambio, los inversores asumen compromisos de desarrollo local (por ejemplo, estudios de impacto, programas de formación para mano de obra local y posiblemente participación del Estado en algún porcentaje o mediante ingresos de regalías). La gobernanza público-privada se materializa en que el **Estado actúa como facilitador**, proporcionando un entorno libre de trabas fiscales y acompañando con una agencia especializada, mientras que las empresas aportan el capital y la tecnología.

Gobernanza y alianzas público-privadas

Los proyectos de hidrógeno verde planeados en Mauritania (que pueden abarcar decenas de miles de hectáreas y miles de millones de dólares de inversión) requiere una sólida estructura de gobernanza con cooperación público-privada. En línea con la hoja de ruta nacional de hidrógeno (el *Roadmap* elaborado en 2022), el país está implementando una **estructura institucional específica** para el sector. Además de la Agencia H₂ (AMHV) ya mencionada, el Roadmap recomendó crear una empresa pública de hidrógeno (*Hydrogen Company*) afiliada al Ministerio de Petróleo, Minas y Energía, encargada de participar en los proyectos estratégicos y velar por los intereses del Estado ([República Islámica de Mauritania et al., 2022](#)). Esta podría ser una suerte de socio estatal minoritario o entidad de coordinación de inversiones (similar a las empresas nacionales en el sector de hidrocarburos). También se sugiere la creación de una Dirección del Hidrógeno dentro del ministerio, para formular políticas y coordinar con otros ministerios (energía, industria, medio ambiente) ([República Islámica de Mauritania et al., 2022](#)). De esta forma, Mauritania tendría **4 entes dedicados**: el Ministerio (política), la Dirección H₂ (planificación y proyectos), la Agencia H₂ (regulación) y la Empresa H₂ (participación societaria y comercial) ([República Islámica de Mauritania et al., 2022](#)). Este ecosistema institucional garantizaría que el desarrollo del hidrógeno esté alineado con los objetivos nacionales y que exista capacidad técnica local para supervisar los proyectos.

La **gobernanza público-privada** se refleja en los acuerdos de desarrollo exclusivos mencionados, donde por un lado el gobierno aporta el marco legal, los terrenos y la estabilidad, y por otro lado las compañías internacionales (frecuentemente consorcios) aportan financiamiento y know-how. Mauritania ya ha firmado Memorandos de Entendimiento con varios consorcios globales para proyectos de hidrógeno verde. Estos incluyen empresas de Europa, Estados Unidos, Australia y Oriente Medio, a menudo en alianzas mixtas. La presencia del sector privado extranjero se equilibra con condiciones impuestas por Mauritania: por ejemplo, el requerimiento de contenido local (uso de mano de obra y proveedores mauritanos en

la mayor medida posible) y transferencia de conocimientos, así como respeto a estándares ambientales internacionales. Para coordinar estos intereses, la ley prevé **Comités Conjuntos** u órganos de seguimiento entre el Estado y cada operador, que monitorean el progreso de los proyectos, resuelven disputas y aseguran el cumplimiento de hitos (p.ej. fechas para completar estudios, invertir X monto, etc.).

Asimismo, las políticas para la promoción del Hidrógeno Verde en Mauritania, tienen en cuenta el **impacto socioeconómico** de la economía del hidrógeno: su hoja de ruta enfatiza capacitación de mano de obra local, integración de las comunidades (especialmente en zonas desérticas poco desarrolladas) y uso de parte del hidrógeno producido para atender demandas domésticas de electricidad, fertilizantes (amoníaco para agricultura) y otros insumos ([República Islámica de Mauritania et al., 2022](#)). Si bien el enfoque principal es exportador, las autoridades destacan que el hidrógeno también puede impulsar la descarbonización interna y el desarrollo industrial local (por ejemplo, producción de acero verde aprovechando el mineral de hierro mauritano, como se vislumbra en los planes de un proyecto integrado de “acero verde” en el norte del país). Para lograr estos fines, se establece la **colaboración público-privada** durante las décadas de operación de los proyectos: Mauritania planea permanecer como facilitador activo, actualizando la hoja de ruta, midiendo indicadores de desempeño y ajustando políticas de contenido local o de reinversión de ingresos en la economía nacional ([República Islámica de Mauritania et al., 2022](#)).

En resumen, Mauritania está construyendo un modelo en el que el Estado proporciona un marco habilitante y se involucra a nivel estratégico, mientras que las empresas desarrolladoras asumen la ejecución técnica y financiera. Esta gobernanza compartida permite beneficiar tanto a los inversores (con estabilidad y retornos) como al país (con ingresos, desarrollo y transición energética).

Enfoque exportador y cooperación internacional

Mauritania concibe su naciente industria de hidrógeno verde con un marcado **enfoque exportador**. Dada la limitada demanda interna de energía y la gran escala de recursos renovables disponibles, la estrategia nacional apunta a producir hidrógeno (y derivados como amoníaco, metanol o combustibles sintéticos) principalmente para abastecer mercados extranjeros, en particular Europa. De hecho, la **Unión Europea** identificó a Mauritania como un potencial proveedor de hidrógeno renovable en su estrategia de hidrógeno de 2020, en la cual planteó instalar 40 GW de electrolizadores en países vecinos para importar hidrógeno hacia 2030 (además de 40 GW dentro de la UE) ([República Islámica de Mauritania et al., 2022](#)). Estas metas de importación europeas representan una oportunidad real para Mauritania, que se ha posicionado rápidamente para aprovecharla. Estudios indican que Mauritania está muy bien situada para surtir a Europa y Norteamérica de hidrógeno bajo en carbono, mercados que juntos podrían representar 29% de la demanda global en 2050 ([República Islámica de Mauritania et al., 2022](#)). El costo de producir hidrógeno verde en Mauritania sería de los más bajos del mundo, gracias a la abundancia y calidad de sus recursos eólicos y

solares ([República Islámica de Mauritania et al., 2022](#)) y las políticas de promoción identificadas. Incluso considerando el transporte marítimo del hidrógeno (principalmente convertido en amoníaco para exportarlo en buques), el costo entregado al consumidor europeo sería comparable al costo local de producción en Europa ([República Islámica de Mauritania et al., 2022](#)).

No obstante, la demanda europea proyectada es tan grande (se requieren decenas de millones de toneladas de H₂ para descarbonizar industrias y transporte) que **las importaciones serán obligatorias** para Europa cumplir sus metas climáticas ([República Islámica de Mauritania et al., 2022](#)). La UE ha fijado objetivos de importación de hidrógeno renovable (10 Mt adicionales para 2030, según REPowerUE), y anticipa que no podrá cubrir internamente toda la demanda proyectada. En este contexto, Mauritania ha firmado acuerdos memorandos relevantes: en 2022 suscribió un acuerdo de cooperación con Alemania en el marco de la iniciativa PtX (Power-to-X), y también memorandos con la UE para integración en futuros corredores de hidrógeno hacia Europa. Además, Mauritania participa en foros internacionales (como la Coalición Africana de Hidrógeno Verde) buscando socios tecnológicos y financieros. Países como Alemania, Países Bajos y Bélgica, han expresado interés en importar hidrógeno mauritano y podrían proveer garantías de compra a largo plazo. Esto complementa las alianzas ya forjadas con empresas: por ejemplo, un consorcio planifica el proyecto “AMAN” de 30 GW de renovables para exportar amoníaco verde, y otro el proyecto “Noor”, enfocado también en amoníaco para Europa. Según el análisis jurídico de Pinsent Masons sobre el Código del Hidrógeno Verde, el proyecto AMAN, de unos 30 GW, es desarrollado por la firma de energías renovables CWP, mientras que el proyecto Nour (Noor) corresponde a la compañía británica Chariot; a ellos se suma una instalación de hidrógeno verde de unos 34.000 millones de dólares desarrollada conjuntamente por la alemana Conjuncta y la emiratí Masdar.

La logística de exportación se perfila mayormente vía marítima. Mauritania construiría puertos especializados (por ejemplo, en Nouadhibou o en la costa norte) con tanques refrigerados para amoníaco o hidrógeno líquido, desde donde **buques tanque** transportarían el producto hacia puertos europeos en el Atlántico o Mediterráneo. Según el roadmap, la exportación inicial sería en forma de amoníaco (NH₃), dada su mayor densidad y experiencia en manejo, pero a largo plazo no se descarta exportar hidrógeno líquido o portadores líquidos orgánicos. Incluso se contempla, a futuro, una posible conexión por **gasoducto** desde Mauritania/Marruecos hacia Europa, lo que abriría una segunda ruta de exportación complementaria a la marítima ([República Islámica de Mauritania et al., 2022](#)). Por ahora, el énfasis está en aprovechar la infraestructura portuaria: Mauritania ya exporta gas natural licuado (GNL) y podría adaptar esa experiencia al amoníaco.

La **cooperación internacional** es central en esta visión exportadora. Mauritania ha alineado su estrategia con los Objetivos de Desarrollo Sostenible y el Acuerdo de París, presentándose como un proveedor de energía limpia al mundo desarrollado a cambio de inversión y transferencia tecnológica. Ha entablado diálogos con instituciones

financieras internacionales (Banco Mundial, IFC, etc.) y con fondos climáticos para cofinanciar infraestructuras habilitantes (p.ej., ampliación de puertos, red eléctrica interna para evacuar renovables). Asimismo, dado que el hidrógeno verde es nuevo, Mauritania trabaja con la **UE y la ONU** en marcos de certificación: el hidrógeno exportado deberá certificar su origen renovable y adicionalidad para ser contabilizado en Europa, por lo que las **plataformas de certificación** europeas probablemente incluyan a Mauritania en el futuro. De hecho, en 2023 la UE lanzó la Iniciativa de Importación de Hidrógeno desde África, en la cual Mauritania figura como país piloto para desarrollar certificados de origen compatibles con la norma europea.

En conclusión, Mauritania ha adoptado una estrategia clara de convertirse en **exportador de hidrógeno verde**, apoyada por un fuerte marco legal doméstico y por alianzas internacionales. Su ventaja competitiva radica en un costo de producción estimado entre los más bajos del mundo y extensiones disponibles, frente a una UE que ha fijado objetivos vinculantes de importación de hidrógeno renovable (REPowerEU, 2022). En escenarios de despliegue exitoso contemplados en la hoja de Ruta, Mauritania podría estar exportando del orden de **millones de toneladas de hidrógeno hacia 2040-2050**, conforme al Mauritania Green Hydrogen Roadmap (PNUD/AFD, 2022), convirtiéndose en uno de los hubs globales de energía limpia ([República Islámica de Mauritania et al., 2022](#)). Esto transformaría su economía y aportaría una contribución significativa a la descarbonización mundial, ejemplificando cómo un país en desarrollo puede integrarse en las cadenas de valor de la transición energética global.

Asia: El caso de Japón y su impulso al hidrógeno

Estrategia nacional y objetivos de Japón

Japón fue el primer país del mundo en adoptar una **Estrategia Básica del Hidrógeno** (en 2017), y sigue siendo pionero en la promoción gubernamental de esta tecnología. En 2023, el Gobierno japonés anunció una importante revisión y relanzamiento de su estrategia, elevando significativamente las metas de despliegue de hidrógeno de aquí a 2040 ([METI, 2023](#)). El objetivo nacional actualizado es aumentar el suministro anual de hidrógeno a **12 millones de toneladas para 2040**, desde aproximadamente 2 millones de toneladas actuales. Como meta intermedia, se aspira a alcanzar unos 3 millones de toneladas en 2030 (frente a 2 Mt previstas originalmente para ese año) ([METI, 2023](#)). Este objetivo representa un aumento de seis veces respecto a planes previos y refleja la determinación de Japón de acelerar la adopción del hidrógeno en su matriz energética.

Una de las metas asociadas es fortalecer la industria japonesa de equipos de hidrógeno: Japón busca que sus fabricantes de electrolizadores conquisten un **10% de la cuota del mercado global para 2030** ([METI, 2023](#)). Esto indica un enfoque de política industrial, donde el gobierno apoya a empresas nacionales para que compitan

internacionalmente (actualmente, compañías japonesas como Toshiba, Asahi Kasei o Kawasaki Heavy Industries producen electrolizadores, pero predominan firmas europeas y americanas en el mercado).

En la estrategia revisada, Japón mantiene su visión de una “**Sociedad del Hidrógeno**” a largo plazo, en la cual el hidrógeno sería un pilar del sistema energético en múltiples usos: transporte (vehículos de celda de combustible, camiones, buses, trenes e incluso aviación), generación eléctrica (turbinas a gas hidrógeno y celdas de combustible estacionarias), industria (siderurgia verde reemplazando carbón por hidrógeno) y servicios energéticos domiciliarios (pilas de combustible residenciales, donde Japón ya tiene decenas de miles de unidades *Ene-Farm* instaladas). Sin embargo, conscientes de la necesidad de costos competitivos, las autoridades enfatizan que el **éxito dependerá de reducir los costos del hidrógeno**, diversificar sus usos para crear una demanda amplia y estable, y asegurar fuentes de suministro suficientes –tanto domésticas como importadas– para cubrir dicha demanda (ICEX, 2025).

Políticas de apoyo e incentivos financieros

El gobierno japonés ha desplegado múltiples **iniciativas de apoyo financiero** para materializar su visión. Una de las más notorias es el **Fondo de Innovación Verde** (*Green Innovation Fund*), dotado con 2 billones de yenes, administrado a través de NEDO (Organismo de Desarrollo de Energía y Tecnología Industrial). Este fondo financia proyectos demostrativos a gran escala en hidrógeno y amoníaco, incluyendo generación de energía con hidrógeno, desarrollo de buques transportadores, producción de hidrógeno verde en el extranjero, etc. Adicionalmente, Japón ha anunciado la posible creación de un esquema tipo “**banco del hidrógeno**” o subsidio al consumo, para compensar la diferencia de costo entre hidrógeno verde y combustibles fósiles en centrales eléctricas, incentivando así la demanda inicial.

En el sector transporte, Japón lleva más de una década subsidiando la introducción de **vehículos de celda de combustible (FCEV)** (IEA, 2024) y la instalación de hidrogeneras (estaciones de servicio de hidrógeno). Actualmente hay unas 160 estaciones de hidrógeno operativas en el país, y el gobierno cofinancia gran parte de su coste de capital. También ofrece subsidios directos a la compra de coches FCEV (como el Toyota Mirai o Honda Clarity), reduciendo su precio para los consumidores. Según datos del Hydrogen Council e IEA (Global Hydrogen Review, 2023) (IEA, 2024), estas medidas han posicionado a Japón entre los países líderes en flotas FCEV a nivel mundial, aunque la cifra absoluta continúa siendo modesta.

Un ámbito donde Japón destaca es el apoyo a **proyectos internacionales de suministro de hidrógeno**. Dado que no puede producir internamente todo el hidrógeno que necesitará (por limitaciones de recursos renovables y territorio), el gobierno cofinancia consorcios que desarrollan cadenas de suministro desde otros

países hacia Japón. Un ejemplo es el **Proyecto Hydrogen Energy Supply Chain (HESC)**, para transportar hidrógeno producido en Australia hasta Japón. En este proyecto, empresas japonesas como Kawasaki Heavy Industries e Iwatani Corp, junto con socios australianos, han hecho la primera demostración mundial de toda la cadena: gasificación de carbón con captura de CO₂ en Australia para producir hidrógeno, licuefacción a -253°C, transporte marítimo en el primer buque de hidrógeno líquido (“Suiso Frontier”), y regasificación en Japón (terminal de Kobe). Según datos oficiales del proyecto, el Green Innovation Fund del Gobierno japonés (gestionado por NEDO), ha asignado a la fase de demostración comercial una subvención de aproximadamente 2.100 millones de dólares australianos, comprometidos en marzo de 2023 y canalizados a través de Japan Suiso Energy (Kawasaki, Heavy Industries e Iwatani) para apoyar el escalamiento comercial del suministro y facilitar futuras exportaciones de hidrógeno desde Australia (METI, 2023) (HESC, 2024). Esta subvención ilustra la magnitud del apoyo estatal, destinado en parte a la construcción de infraestructura y compensaciones económicas, ya que producir hidrógeno limpio y trasladarlo es aún costoso.

Japón también explora alianzas en Oriente Medio: por ejemplo, la petrolera ENEOS se unió a Iwatani y otras en un proyecto para reducir costes de suministro de hidrógeno, estudiando la viabilidad de una cadena de hidrógeno limpio entre Emiratos Árabes Unidos y Japón, en conjunto con la compañía ADNOC y Mitsui & Co. (ENEOS, 2022). Esta cooperación busca aprovechar el capital y demanda japonesa con el bajo costo de producción solar en el Golfo.

En resumen, la política japonesa combina **subsidios internos** (para crear demanda y bajar costes vía volumen) con **inversiones externas** (para garantizar suministro futuro). Parte de la inversión pública se destinará a mejorar la tecnología (buscando romper barreras de eficiencia en electrólisis, transporte de hidrógeno líquido, etc.), y otra parte a desplegar infraestructura a gran escala.

Importación de hidrógeno y cooperación internacional

Dado que Japón es pobre en recursos energéticos domésticos, la **importación de hidrógeno** juega un rol esencial en su plan. El país prevé cubrir buena parte de sus 12 Mt anuales de 2040 mediante compras al exterior (ICEX, 2025). En la actualidad, prácticamente todo el hidrógeno que utiliza Japón se importa en forma de **combustibles fósiles** (gas natural, petróleo) que luego son reformados a hidrógeno en territorio japonés. La visión a futuro es importar directamente hidrógeno o portadores de hidrógeno producidos de manera limpia en otros países. Para ello, Japón está desarrollando la infraestructura necesaria: inauguró en Kobe la **primera terminal de hidrógeno licuado del mundo**, con un tanque criogénico de 2.500 m³ y facilidades de carga/descarga de buques (ICEX, 2025). También proyecta un hub de importación en el puerto de **Muroran (Hokkaidō)**, pensando en posible recepción de hidrógeno verde proveniente de Europa vía la Ruta Ártica para 2030 (ICEX, 2025). Otro puerto, **Onahama**

(**Fukushima**), está adaptándose para manejar hidrógeno y amoníaco con tanques de gran escala (50.000 m³) y estaciones de bombeo, como parte del plan de recuperación de Fukushima innovando en energía (ICEX, 2025). A mediano plazo, varios de los principales puertos industriales de Japón (Yokohama, Kawasaki, Nagoya, Osaka, etc.), se están preparando para recibir combustibles bajos en carbono, lo que implica construir almacenes, tuberías internas y sistemas de distribución local de hidrógeno/amoníaco (ICEX, 2025).

En cuanto a la distribución interna, Japón prevé usar camiones cisterna de hidrógeno comprimido o líquido para el suministro terrestre en el corto plazo. Existen proyectos piloto de tuberías de hidrógeno en zonas urbanas, pero la penetración de una “red de hidrógeno” dedicada será gradual (ICEX, 2025).

Asimismo, se observa una expansión de estaciones de servicio de hidrógeno para vehículos con un objetivo de unas 1.000 estaciones para 2030 (METI,2023) (ICEX, 2025), abarcando las autopistas y grandes ciudades, para soportar hasta 800.000 vehículos FCEV (meta que, no obstante, se ha revisado a la baja recientemente a ~200.000 vehículos dada la adopción más lenta que la prevista).

La **cooperación internacional** aparece como parte de la estrategia japonesa. Según METI y el portal oficial del Hydrogen Energy Ministerial Meeting ([meti.go.jp](https://www.meti.go.jp)), Japón lidera desde 2018, el **Hydrogen Energy Ministerial Meeting**, una cumbre ministerial anual donde reúne a decenas de países (incluyendo de Europa, América y Asia), para intercambiar políticas e impulsar colaboraciones. Ha firmado memorandos bilaterales con países como **Australia, Arabia Saudita, Chile, Indonesia, Estados Unidos** y la **Unión Europea**, todos enfocados en investigación conjunta, estandarización y potencial comercio de hidrógeno. Un ejemplo concreto es la sociedad Japón-Australia en HESC ya mencionada; otro es la participación japonesa en proyectos de **Latinoamérica**: empresas japonesas co-invierten en iniciativas de hidrógeno verde en Chile, Argentina y Brasil, a menudo en asociación con empresas europeas, aprovechando que Japón puede luego ser *offtake* parte de esa producción (ICEX, 2025). Igualmente, Japón está presente en consorcios de **Oriente Medio y África**, donde aporta financiamiento para desarrollar exportaciones que eventualmente alimenten su demanda interna(ICEX, 2025). También en Europa, Japón ha informado su apoyo e interés en el corredor **H2Med** (el plan de ducto de hidrógeno que conectaría la Península Ibérica con Francia)(ICEX, 2025), visto que podría facilitar en un futuro la llegada de hidrógeno norteafricano (de Marruecos o Mauritania) a puertos mediterráneos desde donde embarcar a Asia. Con estas evidencias, la estrategia de Japón parecería ser un **gran importador coordinado**, más que un competidor en la producción de hidrógeno, participando en aquellas iniciativas que aseguren que habrá suficiente oferta mundial de hidrógeno limpio.

También en foros de estandarización Japón juega un rol activo: a través de la **International Organization for Standardization (ISO)** lideró el desarrollo de estándares de calidad y seguridad para el hidrógeno como combustible, y mediante la

International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy (IPHE)

colabora en armonizar métodos de cálculo de emisiones (lo que facilita que, por ejemplo, Japón reconozca hidrógeno “verde” producido bajo estándares europeos, y viceversa). De hecho, Japón ha insistido en la categoría de “**hidrógeno de bajas emisiones**” (low-carbon hydrogen) además del “renovable”, para incluir hidrógeno proveniente de fuentes fósiles con captura de carbono (lo que se alinea con su estrategia de usar hidrógeno de gas con CCS de Australia en la fase inicial).

En resumen, Japón se proyecta como uno de los principales **demandantes e importadores de hidrógeno** en las próximas décadas y sus políticas estarían sentando las bases para ello: objetivos claros, apoyo financiero sustancial, desarrollo de tecnología propia, y tratados de cooperación que le permitan asegurar suministro a escala. Su enfoque integral –que abarca desde la producción hasta el consumo pasando por el transporte– y su constancia en políticas (manteniendo el hidrógeno como prioridad más allá de los cambios de gobierno), lo convierten en un referente global. No obstante, persisten desafíos: grupos de expertos locales, como el Renewable Energy Institute japonés, señalan que Japón deberá enfocarse en usos donde el hidrógeno realmente sea competitivo y no una solución menos eficiente que la electrificación convencional (REI, 2023). El gobierno parece estar teniendo en cuenta estas consideraciones a partir de las acciones observadas hacia la industria pesada y transporte marítimo/aviación, reduciendo el énfasis en usos residenciales o movilidad ligera donde la electricidad directa es más eficiente.

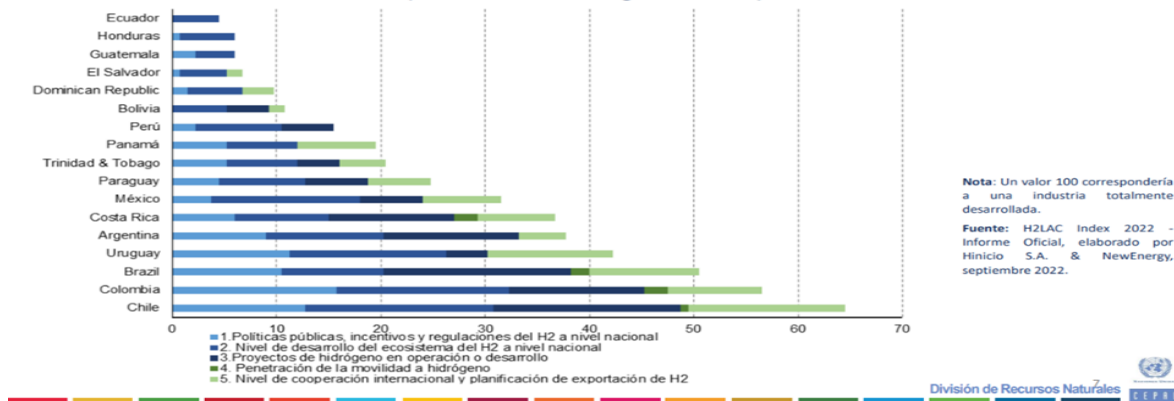
América Latina: Hacia la descarbonización con hidrógeno verde

En América Latina existe un inmenso potencial para la generación de hidrógeno verde. La región alberga casi un tercio de las reservas mundiales de agua potable, al tiempo que se beneficia de bajos costos en mano de obra y de una capacidad instalada para la producción de energía renovable. En función de esto, el impulso del hidrógeno renovable es cada vez mayor y varios países latinoamericanos están optimizando sus estrategias de hidrógeno a largo plazo e iniciando proyectos de producción, generalmente en conjunto con empresas europeas, con expectativas de exportar el hidrógeno a Europa (IEA, 2021).

Varios países latinoamericanos (Chile, Brasil, Colombia, Argentina, Uruguay, entre otros) han aprobado estrategias nacionales o planes de acción para el hidrógeno o hidrógeno verde, enmarcados explícitamente en sus compromisos de descarbonización y contribuciones nacionales determinadas del Acuerdo de París (IEA, 2021).

Sin embargo, aún se evidencia cierta disparidad en el avance hacia la economía del hidrógeno en LATAM. A la fecha del informe consultado, la mayoría de los proyectos regionales se encontraban en fase piloto, demostrativa o precomercial. (IEA, 2021)

América Latina y el Caribe (17 países): índice de desarrollo de la industria del hidrógeno verde, 2022 (En valores en un rango de 1 a 100)



Fuente: HXLAC Index 2022: Informe oficial elaborado por Hinicio S.A. & New Energy (Setiembre 2022).

Según el H2LAC Index 2025 (Hinicio & New Energy, 2025), que evalúa cinco dimensiones: i) políticas públicas e incentivos, ii) desarrollo del ecosistema nacional, iii) proyectos en operación o desarrollo, iv) penetración de la movilidad y v) cooperación internacional, Brasil, Chile, Colombia, Uruguay, Costa Rica y Argentina obtienen los valores más altos del índice regional.

A continuación, se presentan los avances regulatorios de estos 6 países.

Brasil:

Brasil cuenta con un elevado potencial para desarrollar la industria del hidrógeno verde en su territorio nacional. Según el Balance Energético Nacional correspondiente al año 2024 la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica brasilera fue del 88,2% (EPE, 2025).

Durante el año 2021 el Consejo Nacional de Política Energética decidió priorizar al hidrógeno en la directriz sobre investigación, desarrollo e innovación, con el objetivo de alinear las obligaciones de inversión y desarrollo de las empresas energéticas. Entre otras acciones, estableció las directrices para un Programa Nacional de Hidrógeno, que permitiría junto al Ministerio de Minas y Energía consolidar una política energética enfocada en la industria del hidrógeno, definiendo una gobernanza especializada (Ribeiro Filho, Fontinele Tahim, & Vasconcelos Veras, 2023).

En el año 2022, Brasil estableció su **Programa Nacional de Hidrógeno** con un enfoque en la producción de hidrógeno de bajo carbono y un **Plan de Trabajo 2023-2025** que buscaba diseminar pilotos de hidrógeno bajo en carbono y establecer centros de hidrógeno (Ministerio, 2023).

El desarrollo del vector energético en Brasil está impulsado por proyectos a escala industrial en hubs estratégicos; como el Puerto de Pecém en Ceará, el Puerto de Suape en Pernambuco y el Puerto del Açú en Río de Janeiro, los cuales se encuentran formalmente en fase de estudios de viabilidad técnica y económica, complementados por diversas iniciativas de escala piloto bajo programas de Investigación y Desarrollo (EPE, 2021). Dentro de estos avances, la planta de White Martins en Pernambuco se consolidó como un hito al convertirse en la primera instalación de América Latina en obtener una certificación internacional de origen renovable para la producción de hidrógeno verde, otorgada bajo los estándares de auditoría de la certificadora alemana TÜV Rheinland y validada por los registros de comercialización de energía limpia (CCEE, 2023). Esta planta opera con una capacidad certificada de 156 toneladas anuales de hidrógeno verde destinadas a mitigar las emisiones en el sector industrial local (White Martins, 2023).

A continuación, se presenta una síntesis de la principal evolución normativa en este país.

La **Ley 14.948/2024 (Año 2024)** instituye el marco legal del hidrógeno de baja emisión de carbono y crea la **Política Nacional del Hidrógeno de Baja Emisión de Carbono**, definiendo sus principios, objetivos, conceptos básicos, esquema de gobernanza e instrumentos e incorporando dicha Política a la Política Energética Nacional establecida por la ley 9478 del 6 de agosto de 1997 (*Párrafo único, Artículo 3, Ley 14.948*).

En su artículo 4, incisos XII, XIII y XIV, la norma proporciona tres definiciones de hidrógeno que clarifican el ámbito de aplicación de la ley al estar referida específicamente al hidrógeno de baja emisión de carbono (Ley n.º 14.948/2024, art. 4, incs. XII, XIII y XIV). En ese sentido, define:

XII - Hidrógeno bajo en carbono: *combustible o insumo industrial de hidrógeno recolectado u obtenido de diversas fuentes del proceso productivo y que presenta emisiones de GEI, según análisis de ciclo de vida, con un valor inicial menor o igual a 7 kgCO₂eq/kgH₂ (siete kilogramos de dióxido de carbono equivalente por kilogramo de hidrógeno producido);*

XIII - Hidrógeno renovable: *hidrógeno bajo en carbono, combustible o insumo industrial recogido como hidrógeno natural u obtenido a partir de fuentes renovables, incluido el hidrógeno producido a partir de biomasa, etanol y otros biocarburantes, así como el hidrógeno electrolítico, producido por electrólisis del agua, utilizando energías renovables como la solar, la eólica, la hidroeléctrica, la biomasa, el etanol, el biogás, el biometano, los gases de vertedero, la geotermia y otras que definan las autoridades públicas;*

XIV - Hidrógeno verde: el hidrógeno producido por electrólisis del agua, utilizando fuentes de energía renovables, tales como las previstas en el inciso XIII de este artículo, sin perjuicio de otras que puedan reconocerse como renovables;

Esta ley 14.948/2024 tiene la virtualidad de:

- a) Establecer el marco legal del hidrógeno bajo en carbono;
- b) Aprobar la Política Nacional de Hidrógeno Bajo en Carbono;
- c) Establecer incentivos para la industria del hidrógeno bajo en carbono;
- d) Establecer el régimen especial de incentivo a la producción de hidrógeno bajo en carbono (Rehidro);
- e) Crear el Programa de Desarrollo del Hidrógeno Bajo en Carbono (PHBC); y
- f) Modificar las Leyes n.º 9.427, de 26 de diciembre de 1996, y n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997 (del sector eléctrico).

Según el artículo 2 de la referida ley, la Política Nacional de Hidrógeno Bajo en Carbono se regirá por los siguientes **principios**:

I - Respeto a la neutralidad tecnológica en la definición de incentivos para la producción y uso de hidrógeno bajo en carbono;

II - Integración competitiva del hidrógeno de bajo carbono a la matriz energética brasileña para su descarbonización;

III - Previsibilidad en la formulación de regulaciones y en la concesión de incentivos a la expansión del mercado;

IV - Utilización racional de la infraestructura existente dedicada al suministro de energía; y

V. Promover la investigación y el desarrollo en el uso de hidrógeno bajo en carbono.

Y según el Artículo 3 tendrá los siguientes **objetivos**:

I - preservar el interés nacional;

II - Incentivar diversas rutas para la producción de hidrógeno de bajo carbono y sus derivados, con el fin de potenciar las múltiples vocaciones económicas nacionales;

III - Promover el desarrollo sostenible y ampliar el mercado de trabajo para las cadenas de producción de hidrógeno bajo en carbono y sus derivados;

IV - Promover las aplicaciones energéticas del hidrógeno de bajo carbono y sus derivados y valorar su papel como motor de la transición energética en diversos sectores de la economía nacional;

V - Promover la utilización de hidrógeno de bajo carbono y sus derivados para el abastecimiento del mercado interno y para fines de exportación;

VI - Proteger los intereses de los consumidores en cuanto a precio, calidad y suministro estable y continuo de hidrógeno de bajo carbono y sus derivados;

VII - Proteger el medio ambiente, promover la conservación de energía y mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y contaminantes provenientes del consumo energético e industrial;

VIII - Incentivar el suministro de hidrógeno de bajo carbono y sus derivados en todo el territorio nacional;

IX - Promover la libre competencia;

X - Atraer y fomentar la inversión nacional y extranjera en la producción de hidrógeno bajo en carbono y sus derivados;

XI - Aumentar la competitividad del país en el mercado internacional;

XII - Promover, en términos económicos, sociales y ambientales, la participación del hidrógeno de bajo carbono y sus derivados en la matriz energética nacional;

XIII - Promover iniciativas para la producción de hidrógeno de bajo carbono y sus derivados para exportación o utilización en diversas cadenas productivas con vistas a agregar valor a los productos nacionales;

XIV - Atraer inversiones en infraestructura para el transporte y almacenamiento de hidrógeno bajo en carbono y sus derivados;

XV - Promover la investigación y el desarrollo relacionados con los usos del hidrógeno de bajo carbono y sus derivados para fines energéticos e industriales;

XVI - Promover la transición energética con miras al logro de los objetivos del Acuerdo de París en el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y otros tratados internacionales similares;

XVII - Promover la cooperación nacional e internacional para la implementación de acciones encaminadas al cumplimiento de los compromisos y metas de mitigación del cambio climático global;

XVIII - Promover la cadena nacional de suministro de insumos y equipos para la fabricación de hidrógeno de bajo carbono;

XIX - Fomentar el establecimiento de asociaciones público-privadas para el desarrollo de proyectos de hidrógeno bajo en carbono; y

XX - Promover el desarrollo de la producción nacional de fertilizantes nitrogenados derivados del hidrógeno de bajo contenido de carbono, con el objetivo de reducir la dependencia externa y garantizar la seguridad alimentaria.

De acuerdo al artículo 5 de la referida ley, **los instrumentos de la Política Nacional de Hidrógeno Bajo en Carbono** que resultan de aplicación para todos los Estados de

Brasil, reservando únicamente la implementación de la política a las competencias de cada Estado, son:

- **El Programa Nacional del Hidrógeno (PNH2):** Es el encargado de ejecutar la Política Nacional de Hidrógeno de Baja Emisión de Carbono, conforme a las atribuciones y directrices que fije el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE).

El Comité de Gestión del PNH2 (Coges PNH2) debe: fijar las directrices para implementar dicha política, respetando lo definido por el CNPE y la ley; coordinar y articular políticas públicas y acciones de fomento para el desarrollo de la industria del hidrógeno de bajas emisiones; emitir orientaciones de alto nivel sobre producción, usos y aplicaciones del hidrógeno y sus derivados. El Coges PNH2 se compone de hasta quince representantes de órganos del Poder Ejecutivo federal, más un representante de los estados y el Distrito Federal, uno de la comunidad científica y tres del sector productivo; la forma de selección de estos miembros no pertenecientes al Ejecutivo se definirá reglamentariamente.

- **El Programa de Desarrollo de Hidrógeno con Bajo Contenido de Carbono (PHBC),** que no se encuentra descrito en esta ley y que es objeto de descripción en la **ley 14990** del 27 de setiembre de 2024. Dicha ley establece los objetivos del programa y un régimen de crédito fiscal correspondiente a un porcentaje de hasta el 100% (cien por ciento) de la diferencia entre el precio estimado del hidrógeno de bajo carbono y el precio estimado de los bienes sustitutos, de acuerdo con la reglamentación, estableciéndose también que el porcentaje de crédito fiscal concedido podrá ser inversamente proporcional a la intensidad de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del hidrógeno producido (Artículo 3.2) El otorgamiento de este crédito fiscal resultará de un procedimiento competitivo, siendo elegibles los proyectos que cumplan al menos uno de los siguientes requisitos: a) contribución al desarrollo regional; b) contribución a las medidas de mitigación y adaptación al cambio climático; c) promover el desarrollo y la difusión tecnológica; d) contribución a la diversificación del parque industrial brasileño. Luego, se establecen límites a estos créditos fiscales (entre 2030 y 2034) en importe total por cada año y en orden creciente (artículo 4), cuyos montos fueron actualizados por la **ley 15269** del 24 de noviembre de 2025.

- La certificación de hidrógeno bajo en carbono, creándose el **Sistema Brasileño de Certificación del Hidrógeno (SBCH2)** destinado a promover el uso sostenible del hidrógeno mediante certificados emitidos por entidades certificadoras que indiquen la intensidad de emisiones asociada a la cadena de producción del hidrógeno y sus derivados. El sistema es voluntario para los productores nacionales y puede usarse con fines de información y divulgación, pero las reglas de gobernanza del SBCH2 son obligatorias para cualquier agente de la cadena que quiera emitir certificaciones en Brasil. Además, se prevé que, en caso de utilizar hidrógeno importado, una futura reglamentación determine cómo se reconocerán las certificaciones otorgadas en el

país de origen. Para el funcionamiento de este sistema se crea una estructura y gobernanza de la que dan cuenta los artículos 16 a 20 de la ley.

- **El Régimen Especial de Incentivo a la Producción de Hidrógeno de Bajo Carbono (Rehidro)**, que está pendiente de reglamentación por el Poder Ejecutivo.

Según el artículo 26, su finalidad es promover el desarrollo tecnológico e industrial, la competitividad y la agregación de valor en las cadenas productivas nacionales.

La ley establece que el Poder Ejecutivo establecerá algunos requisitos mínimos para calificar en este régimen y que son: a) porcentaje mínimo de utilización de bienes y servicios de origen nacional en el proceso productivo, no exigiéndose el requisito cuando no exista equivalente nacional o cuando la cantidad producida sea insuficiente para atender la demanda interna; b) inversión mínima en investigación, desarrollo e innovación, previéndose que los incentivos fiscales tendrán una duración de 5 años a partir del 1.1.2025. Es decir, de acuerdo al artículo 27 la persona jurídica que, en un plazo de hasta 5 (cinco) años, a partir del 1 de enero de 2025, esté habilitada de acuerdo con la reglamentación a realizar alguna de las siguientes actividades gozará de este régimen REDHIDRO:

I - Actividades relacionadas con el envasado, almacenamiento, transporte, distribución o comercialización de hidrógeno bajo en carbono.

II - Dedicarse a la generación de electricidad renovable para la producción de hidrógeno de bajo carbono y cumplir los criterios establecidos en la Ley; o

III - Dedicarse a la producción de biocombustibles (etanol, biogás o biometano) para la producción de hidrógeno bajo en carbono.

Por ley posterior, número **14990**, se incluyó un nuevo párrafo que dispuso que el órgano federal responsable de la política energética debe proponer al Consejo Nacional de Políticas Energéticas:

-Los parámetros técnicos y económicos que servirán de base para la Política Nacional de Hidrógeno de Baja Emisión de Carbono.

-Un plan de trabajo para implementar, monitorear y evaluar los instrumentos de la Política Nacional aprobada.

Sobre las modificaciones a las leyes del sector eléctrico: Ley n.º 9.427, de 26 de diciembre de 1996, y Ley n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997

Las leyes del sector eléctrico en Brasil fueron modificadas, primero, por la **ley 14948 (año 2024)** y luego más recientemente por la **ley 15269 (año 2025)**, que moderniza el marco regulatorio del sector eléctrico.

Los cambios introducidos por la ley 14948 en la ley 9.427/1996 (que organiza el sector eléctrico y la actuación de la ANEEL) se realizaron para integrar el hidrógeno de baja

emisión de carbono en la política y **planificación de la matriz energética**, vinculado a la transición energética y a la diversificación de fuentes.

Entre las principales modificaciones al régimen anterior se destacan:

- a) Declarar la utilidad pública, a efectos de expropiación y constitución de servidumbres administrativas, las áreas necesarias para la construcción de infraestructura necesaria para la producción de hidrógeno;
- b) La atribución a la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) de la competencia para regular, autorizar y fiscalizar todas las actividades vinculadas al hidrógeno de baja emisión de carbono.

Se incorpora expresamente que la ANP debe regular y autorizar la producción, procesamiento, importación, exportación, almacenamiento, transporte, distribución, comercialización y certificación de la calidad del hidrógeno, así como fiscalizar estas actividades y aplicar sanciones cuando corresponda.

Y también dispone que: *Las áreas necesarias para la instalación de instalaciones de transmisión y distribución de energía eléctrica de interés restringido a un agente autorizado que no estén destinadas al acceso al sistema de transmisión o distribución podrán recibir declaración de utilidad pública de la ANELL en los términos del artículo 10 de la Ley n.º 9.074, de 7 de julio de 1995, siempre que se dediquen exclusivamente a abastecer proyectos de producción de hidrógeno de bajo contenido de carbono (artículo 38 de la ley).*

Cabe resaltar que el artículo 12 de la ley 14948 **incorpora la técnica regulatoria del SANDBOX regulatorio para hidrógeno**, reenviando al inciso II del encabezamiento del artículo 2 de la Ley Complementaria N.º 182, de 1 de junio de 2021, habilitando con ello el uso del sandbox para la elaboración de regulaciones relacionadas con las actividades previstas en la ley. Habilitación dirigida, en definitiva, a los organismos reguladores con competencia en la materia, siendo la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) y otros organismos con competencia regulatoria los destinatarios de este artículo.

En definitiva, la política nacional de hidrógeno se articula con la política energética ya regida por esa ley, reforzando objetivos como seguridad de suministro, mitigación de emisiones y protección de los consumidores frente a precio, calidad y oferta estable de hidrógeno y sus derivados.

Con esta modificación, lo que sucede en la práctica es que el hidrógeno de baja emisión de carbono se inserta dentro del marco jurídico del sector energético brasileño, estableciendo:

- a) un marco de certificación (Sistema Brasileño de Certificación del Hidrógeno, SBCH₂) con criterios de intensidad de emisiones;

- b) un regulador sectorial claro (ANP) responsable de dictar normas técnicas y de operación para toda la cadena de valor;
- c) y la posibilidad de desarrollar incentivos económicos y tributarios específicos (como Rehidro y el PHBC) articulados con la política energética general.

A la fecha no se han aprobado los decretos que reglamentarán estas leyes, a pesar de que en noviembre de 2025 se había anunciado su firma inminente (Energy, 2025).

Según la fuente referida, la elaboración del decreto estuvo coordinada por el Ministerio de Minas y Energía a través del Comité de Gestión del Programa Nacional de Hidrógeno (Coges-PNH2) en colaboración con el Ministerio de Desarrollo, Industria, Comercio y Servicios (MDIC) y el Ministerio de Hacienda, además de incluir aportes de especialistas, representantes del sector productivo, investigadores y organismos gubernamentales.

A nivel subnacional, encontramos que los Estados federados han dictado normas específicas, a saber:

Estado de Ceará: Ley 18.459 (Año 2023) que aprueba la Política estatal de hidrógeno verde, sustentabilidad y derivados con foco en desarrollo y Resolución COEMA 3/022 que aprueba procedimiento de autorización ambiental para plantas de H2 verde.

Estado de Piauí Ley 8.459 (Año 2024) que aprueba la Política Pública estatal de hidrógeno verde

Estado Minas Gerais: Ley 24.94 (Año 2024) que aprueba también la Política estatal de hidrógeno bajo en carbono e hidrógeno verde.

Estado de Paraná: ley 21.454/2023 (Año 2023) que otorga incentivos al uso del hidrógeno renovable.

Estado de Alagoas: Ley 9.360/2024 (Año 2024) que aprueba la Política estatal de hidrógeno verde de Alagoas.

Estado de Santa Catarina: Ley 19.062 (Año 2024) aprueba la Política estatal de hidrógeno verde de Santa Catarina

Estado Goiás: Ley 21.767/2023 (Año 2023) aprueba la Política estatal de hidrógeno verde de Goiás

Estado Río Grande del Sur: Ley 12336/025 (Año 2025) aprueba el marco legal del hidrógeno verde.

Nota metodológica del presente estudio: El análisis detallado del impacto operativo derivado de las modificaciones legales referidas ut supra, así como la extensión del relevamiento normativo a la totalidad de los estados de Brasil, son líneas de estudio posibles en el marco de este proyecto que requieren, en forma previa, definir el foco del análisis regulatorio comparado.

Chile:

En 2020, Chile aprobó su Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, que estableció las primeras directrices y objetivos para impulsar esta industria (Ministerio de Energía, noviembre, 2020).

A partir de allí, ha realizado avances en materia de regulación, incluido el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030 (Chile G. d., abril, 2024), que define una hoja de ruta para el desarrollo sostenible de la industria del hidrógeno y sus derivados.

El Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030 incluye 81 acciones, de las cuales 19 implican reformas legales y regulatorias (ONG, marzo, 2025).

El 12 de setiembre de 2024, el gobierno chileno presentó el Plan de Trabajo de Regulaciones Habilitantes para el Desarrollo de la Industria de Hidrógeno en Chile 2024-2030 (Gobierno de Chile-Ministerio de Energía de Chile, 2024). Esta iniciativa, liderada por diversos ministerios, tiene como objetivo la aprobación de marcos normativos que regulen la cadena de valor del hidrógeno en el país.

El referido Plan de Trabajo de Regulaciones Habilitantes se fundamenta en la transferencia de competencias sobre hidrógeno al Ministerio de Energía, conforme a la modificación del Decreto de Ley 2.224 de 1978 (modificada por medio de la Ley 21.305, relacionada con la eficiencia energética). Este considera **la creación de nuevos reglamentos y la actualización de los existentes**, habilitando los nuevos usos que se le dará al hidrógeno en la cadena productiva y facilitando la inversión en proyectos, tanto para consumo interno como para exportación. (Inicio, 2024)

Entre las principales acciones previstas en el Plan de Trabajo (Gobierno de Chile-Ministerio de Energía de Chile, 2024), se destacan:

A) Un plan de trabajo interministerial coordinado por el Ministerio de Energía y Economía, con la participación de otros ministerios para diseñar y actualizar la regulación aplicable al hidrógeno y sus derivados, sobre la base de fichas regulatorias, consulta pública e informes de impacto regulatorio, con revisión y actualización del plan cada tres años.

B) Aprobación de regulaciones concretas a cargo del Ministerio de Energía, entre ellas:

- Elaboración de normas técnicas de calidad del hidrógeno según su uso final;

- Modificaciones a los reglamentos de: **a)** seguridad de instalaciones de hidrógeno **b)** instalaciones de gas para incorporar hidrógeno líquido **c)** transporte y distribución de gas de red para permitir mezclas gas natural-hidrógeno y, posteriormente, transporte de hidrógeno puro **d)** instalaciones interiores y medidores de gas para admitir, primero mezclas y luego hidrógeno puro.
- Adecuación de las normas técnicas, de calidad y de procedimiento de control aplicables al petróleo crudo, a los combustibles derivados de éste y a cualquier otra clase de combustibles con la finalidad de regular la comercialización del hidrógeno como energético; regulación de estaciones de dispensado de hidrógeno y estaciones multi combustible; **revisión de la Ley General de Servicios Eléctricos para el tratamiento de sistemas medianos y proyectos de hidrógeno; y cambios al Reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional sobre coordinación y operación del sistema eléctrico nacional para integrar adecuadamente proyectos de generación-consumos asociados al hidrógeno.**
- Acciones regulatorias específicas de otros ministerios sectoriales.
 - El Ministerio de Salud se compromete a revisar el Reglamento de Almacenamiento de Sustancias Peligrosas y el Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básicas en los Lugares de Trabajo evaluando la necesidad de ajustes para las nuevas actividades de almacenamiento y manejo de hidrógeno, amoníaco y combustibles sintéticos, y a emitir lineamientos específicos para la evaluación de proyectos de hidrógeno en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental y en permisos sectoriales.
 - El Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones se compromete a analizar y, en su caso, modificar el Reglamento que establece las condiciones, normas y procedimientos aplicables al transporte de carga, por calles y caminos, de sustancias o productos peligrosos para incorporar el transporte de hidrógeno (gaseoso y líquido) y sus derivados, así como a desarrollar la regulación necesaria para la homologación de vehículos a hidrógeno, aprovechando la experiencia previa con modelos ya homologados.
 - el Ministerio de Minería se compromete a revisar el Reglamento de Seguridad Minera para incorporar de manera expresa el uso de hidrógeno y combustibles sintéticos en faenas mineras, coordinando esta actualización con otras regulaciones de seguridad aplicables, y a integrar el hidrógeno en instrumentos de política sectorial como la Estrategia Tecnológica para la Minería y el Plan Sectorial de Cambio Climático.

Todo el paquete de medidas antes referido se organiza en cronogramas detallados por ministerio y a nivel interministerial, con metas temporales específicas entre 2024 y

2030 para el inicio del trabajo normativo y el primer envío de los textos a la Contraloría General de la República.

Por su parte, en materia de incentivos tributarios, el Ministerio de Energía de Chile presentó un nuevo proyecto de ley para fomentar la demanda de hidrógeno verde (H2V) con el objetivo de acelerar el desarrollo de esta industria en el país y viabilizar decisiones de inversión, tanto de productores como de consumidores industriales. El mecanismo central del proyecto será la creación de una bolsa de créditos tributarios asignados al Impuesto de Primera Categoría (IDPC), dirigida a empresas domiciliadas en Chile que utilicen hidrógeno verde y sus derivados. (Medinilla, 2025)

En ese sentido, el beneficio tributario transitorio totaliza 2.800 millones de dólares para la aceleración del desarrollo de la industria de H2V en el país.

El beneficio tributario se materializa por el lado de la demanda. Es decir, todas aquellas empresas que compren H2V o algún derivado a algún proyecto con beneficio tributario tendrán un crédito en contra del Impuesto de Primera Categoría (IDPC) por el equivalente al valor del beneficio adjudicado multiplicado por los kilos de H2V que compra. Por ejemplo, si una empresa compra 1 millón de kilos de H2V a un proyecto que se adjudicó un beneficio por 2 USD/Kg, entonces recibe un crédito de 2 millones de dólares en crédito de IDPC (Chile C. d., 2025)

El proyecto de ley también contempla la creación de un régimen tributario especial y uniforme para fomentar la instalación de productores en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, aprovechando sus ventajas naturales para la generación de H2V. El proyecto ya fue aprobado por la Cámara de Diputados de Chile a fines de 2025 y pasó a consideración del Senado (Noticias, 2025).

En relación a la parte eléctrica: *“Existe la incertidumbre de la bajada reglamentaria general, pero centrada en el reglamento de los sistemas de generación-consumo, que se definen en la Ley 21.505 de Almacenamiento y Electromovilidad como infraestructura destinada a fines productivos, como la producción de hidrógeno verde, que cuente con una instalación renovable, se conecte al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión, y pueda retirar o inyectar energía de la red. Lo que se acerca con bastante precisión a la infraestructura asociada a proyectos de hidrógeno verde, pero al no existir un reglamento específico para este tipo de sistemas, resulta complicado entender la forma de coordinación y operación de esta infraestructura”* (Alonso Cereceda, 2024, pág. 67).

Nota metodológica del presente estudio: Se contempla la integración de legislación específica de Chile al estudio y comentarios a los proyectos de ley en curso en función de la conveniencia y el foco del análisis que se defina para las etapas posteriores. De validarse su relevancia estratégica, este análisis permitirá navegar la complejidad del escenario regulatorio chileno que transita por diversas modificaciones a normas preexistentes y que a priori resulta confuso.

Colombia:

En el caso colombiano, el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones —con énfasis en el hidrógeno verde— se estructuró inicialmente en torno a la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia de 2021 (Colombia, 2021), que fija metas de despliegue al 2030 y 2050, identifica sectores prioritarios (como transporte pesado, refinación, fertilizantes y exportación) y reconoce la necesidad de crear un marco regulatorio específico para producción, transporte e integración del hidrógeno en los sistemas energéticos existentes.

En el marco de la construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (2024), el Ministerio de Minas y Energía evaluó los cuatro ejes habilitadores (jurídicos y regulatorios; instrumentos de desarrollo de mercado; apoyo al despliegue de infraestructura; e impulso al desarrollo tecnológico e industrial) y sus 28 acciones, evidenciando avances y desafíos pendientes. Adicionalmente, revisaron los proyectos piloto y productivos en curso en el país (Energía, 2024).

Actualmente, se registran 49 proyectos de hidrógeno de bajas emisiones, con 13 pilotos que han impulsado los sectores industrial y transporte, permitiendo el escalamiento a 36 proyectos productivos. La capacidad proyectada alcanza 21 GWe, con una inversión estimada de US\$ 45 mil millones (Departamento Nacional de Planeación, Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Ministerio de Transporte, Ministerio del Interior, Ministerio de Comercio, 2025, p. 24). En transporte destacan el bus del SITP con celda de combustible en Bogotá (Transmilenio, 2023), el proyecto de movilidad entre Ecopetrol y Toyota (Ecopetrol S.A., 2022a) y el proyecto de movilidad en Medellín entre Opex y Hyundai (H2LAC, 2022), además de acciones en conversión/operación dual de vehículos con hidrógeno. En industria, Ecopetrol lidera con una planta de 5 MW de electrólisis en Cartagena (Ecopetrol S.A., 2022b); se reportan proyectos para plásticos (ANDI, 2023), fertilizantes verdes en prefactibilidad por Monómeros (2022) y amoniaco de bajas emisiones por Hevolución con capacidad de electrólisis de 2,3 MW (FENOGE, 2023), así como la producción de hidrógeno de bajas emisiones en la PTAR Aguas Claras por EPM (EPM, 2024).

Actualmente, Colombia avanza hacia la formulación de una Política Nacional de Hidrógeno de Bajas Emisiones. El pasado 7 de noviembre de 2025 el Consejo Nacional de Política Económica y Social – Departamento Nacional de Planeación de Colombia elaboró un documento borrador de Política nacional de hidrógeno de bajas emisiones que estuvo hasta el 15 de diciembre de 2025 disponible para consulta pública y recepción de aportes (SISCONPES, 2025). Dicho documento se orienta a articular la Hoja de Ruta del Hidrógeno con acciones interinstitucionales en certificación de origen, regulación de redes, ordenamiento territorial y apoyo a la demanda, al tiempo que se proyectan reformas adicionales para regular la inyección de hidrógeno en redes de gas, habilitar esquemas de subastas y contratos para proyectos de hidrógeno y adaptar la normativa de transporte, almacenamiento y seguridad para su uso en

movilidad y otras aplicaciones, con el objetivo de superar vacíos regulatorios y posicionar al país en mercados internacionales exigentes.

Por su parte, el marco regulatorio colombiano actualmente se apoya en dos leyes centrales: la Ley 1715 (2014), de fomento de energías renovables, y la Ley 2099 (2021), que reconoce el hidrógeno de bajas emisiones como fuente de energía no convencional y le extiende los incentivos tributarios y arancelarios previstos para las energías renovables, habilitando beneficios como deducciones especiales en renta, depreciación acelerada, exclusión de IVA y exención de aranceles a bienes de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones.

Sin embargo, la normativa es aún más amplia. A continuación, se presenta una síntesis de los antecedentes normativos existentes a noviembre de 2025 vinculados al hidrógeno de bajas emisiones en Colombia, tomando como referencia general el documento borrador “Política Nacional del Hidrógeno”, pero citando directamente cada norma:

Ley 939 (2004) introduce la noción de biohidrógeno —hidrógeno obtenido a partir de biomasa o residuos—, que se clasifica como biocombustible y se equipara al bioetanol y al biodiésel como posible sustituto total o parcial del ACPM en motores diésel, siempre que cumpla las definiciones y estándares de calidad fijados por la autoridad competente.

Ley 1715 (2014) define la estructura general de apoyo a las fuentes no convencionales de energía (FNCE), en especial las renovables (FNCER), al declararlas de utilidad pública e interés social y prever cuatro beneficios tributarios: posibilidad de descontar en el impuesto de renta el 50% de la inversión, exclusión del IVA, exención de aranceles para la importación de bienes que no se produzcan en el país y opción de aplicar depreciación acelerada de hasta el 33,33% anual; además, crea el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) como mecanismo de apoyo financiero, dando prioridad a las FNCER.

Ley 1964 (2019) introduce la categoría jurídica de vehículo eléctrico, definido como aquel impulsado exclusivamente por motores eléctricos que pueden alimentarse, entre otras tecnologías, mediante celdas de combustible de hidrógeno, y le asocia incentivos: tope del 1% del valor comercial en el impuesto vehicular, exclusión de ciertas restricciones ambientales de circulación y cuotas mínimas de flota eléctrica para operadores de transporte público, con lo cual se genera una demanda potencial para tecnologías basadas en hidrógeno en el transporte.

Ley 2099 (2021) incorpora las definiciones de hidrógeno verde proveniente de fuentes de energía renovables no convencionales, reconocido como FNCER, e hidrógeno azul producido en base a combustibles fósiles, principalmente metano, considerado

FNCE. De esta manera, el hidrógeno verde y el hidrógeno azul acceden a los beneficios y disposiciones de la Ley 1715, lo que facilita su promoción y financiamiento.

Ley 2169 (2021) declara de utilidad pública e interés social las actividades de producción y almacenamiento de hidrógeno verde, habilitando a los desarrolladores de proyectos la solicitud de constitución de servidumbres sobre predios necesarios para infraestructura.

Ley 2294 (2023), que aprueba el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022-2026, actualiza la definición de hidrógeno: se considera dentro de la definición el hidrógeno producido tanto con energía autogenerada de FNCER como con energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN), siempre que la energía autogenerada sea igual o superior a la tomada del SIN, y define el hidrógeno blanco como el que se produce de forma natural por procesos geológicos en la corteza terrestre, clasificándolo como FNCER.

Existió un proyecto de Ley número 275 (2022) que buscaba cerrar vacíos regulatorios y promover el hidrógeno de bajas emisiones. Uno de los aspectos que destacaba era la propuesta de mezclar hidrógeno con gas natural en las redes de distribución existentes, estableciendo como objetivo para 2023 mezclar al menos un 5% del volumen total de gas natural comercializado o distribuido con hidrógeno de cero o bajas emisiones. Si bien el proyecto logró la aprobación de la Cámara de Representantes, fue luego archivado, por lo que requeriría reiniciar el proceso legislativo (LATAM, 2024).

Con el paraguas legal vigente, Colombia ha avanzado en la reglamentación como sigue:

Decreto 895 de 2022, reglamentario de las Leyes 1715 y 2099, extiende explícitamente los incentivos fiscales a los proyectos de hidrógeno, sujetando su evaluación y certificación a la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

Decreto 1476 de 2022 regula aspectos puntuales de la Ley 2099, entre ellos: permite la producción de hidrógeno verde conectada al Sistema Interconectado Nacional a través de esquemas de certificación de energía renovable y suprime la exigencia de desconexión física de la red para demostrar el uso de FNCER; deja atrás una clasificación puramente cromática y pasa a utilizar criterios de intensidad de carbono al incorporar la categoría de hidrógeno de bajas emisiones; confiere a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) el deber de dictar reglas sobre el uso del hidrógeno en los servicios de energía y gas, así como sobre las condiciones para su inyección en redes de distribución de gas y en poliductos; otorga al Ministerio de Transporte la facultad para reglamentar el transporte de hidrógeno por carretera y su uso en el sector; y otorga al Ministerio de Minas y Energía la facultad de reglamentar el suministro en estaciones de servicio (Decreto 1476 de 2022, arts. correspondientes).

Decreto 1537 de 2022 reglamenta el procedimiento para la declaratoria de utilidad pública de los predios afectados a infraestructura de hidrógeno verde. Por su parte, la Resolución 40303 de 2022 habilita la coexistencia de proyectos de hidrógeno en áreas concedidas mediante título minero o petrolero. En materia medioambiental, Colombia no innovó específicamente para el hidrógeno y permanece vigente la norma general aplicable en la materia, el Decreto 1076 de 2015.

Decreto 2235 de 2023 incorpora el hidrógeno blanco en el Decreto Único Reglamentario del Sector de Minas y Energía y establece, entre otros aspectos, condiciones de exclusividad, requisitos ambientales, reglas de coproducción de otros gases, coexistencia de proyectos, mecanismos de otorgamiento de derechos para la ejecución de proyectos, entrega de información técnica, participación social, así como el fomento e incentivos para este energético (Decreto 2235 de 2023, arts. correspondientes; véase también Planeación-Colombia, 2025, p. 17 para la sistematización general).

Decreto 1597 de 2024 dispone que todo hidrógeno producido o extraído con una intensidad de emisiones menor a la definida por el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible será considerado de bajas emisiones, define los productos derivados del hidrógeno, crea el Sistema Único de Información para proyectos de hidrógeno (ECO_{H2}) con el fin de registrar y gestionar proyectos y establece lineamientos para la certificación del hidrógeno (Decreto 1597 de 2024, arts. correspondientes).

La Resolución UPME 135 de 2025 establece los requisitos, procedimientos y tarifas para que la UPME evalúe y emita los certificados necesarios para acceder a los incentivos de la Ley 1715 de 2014 (Resolución UPME 135 de 2025, arts. correspondientes).

Nota metodológica del presente estudio: En una segunda fase, y una vez aprobada la Política de Hidrógeno en Colombia, se analizará la conveniencia de profundizar en su análisis.

Uruguay

El eje central de la política nacional sobre hidrógeno verde en Uruguay fue la “Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde”, elaborada con apoyo de la consultora McKinsey y de un estudio del BID (MIEM, 2024).

Con el cambio de gobierno en 2025, se ha explicitado una voluntad de revisar la política energética nacional 2008-2030, incluyendo allí la estrategia de hidrógeno y a horizonte 2050 (MIEM, 2025).

En lo que respecta al hidrógeno verde, se identifican seis líneas estratégicas actualmente en evaluación: (1) la evaluación ambiental, que incluye estudios sobre agua superficial (Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental (IMFIA)) y

una evaluación ambiental estratégica; (2) el fortalecimiento del diálogo ciudadano, con participación de territorios y actores locales; (3) la revisión del marco normativo; (4) la evaluación de impactos, tanto en empleo como en valor agregado país; (5) la planificación de infraestructura portuaria y de distribución nacional; y (6) la generación de capacidades técnicas, académicas e institucionales (Rodríguez D' Espada & Teliz, 2025).

En el marco regulatorio actualmente vigente en Uruguay para el hidrógeno verde y derivados, destacan las siguientes normas jurídicas:

Ley 19.924 (Año 2020) que dispone lo siguiente:

- A)** Se remite íntegramente al régimen de la **Ley 18.195 sobre agrocombustibles**, para las actividades de producción, comercialización interna y exportación de combustibles líquidos renovables producidos a partir de materias agropecuarias o residuos industriales, agroindustriales o urbanos, incluyendo que las plantas de combustibles líquidos renovables no tienen límites de capacidad o volumen, salvo restricciones por seguridad o interés general, aunque esa remisión aún no fue reglamentada.

Cabe destacar que la ley sobre agrocombustibles prevé beneficios fiscales: exoneración de IMESI al biodiesel nacional por 10 años, exoneración del Impuesto al Patrimonio para ciertos activos fijos y exoneración del 100% del IRAE por 10 años para empresas registradas, acumulables con la Ley 16.906.

- B)** Modifica la Ley Orgánica de ANCAP para que el Directorio fije precios de productos no monopolísticos, con facultad del Poder Ejecutivo de revisarlos en 30 días.
- C)** Autoriza a ANCAP a arrendar infraestructura o prestar servicios a terceros (salvo la refinación de crudo), positivando una práctica previa y otorgando mayor seguridad jurídica a privados;
- D)** Limita el monopolio de ANCAP en puertos y aeropuertos internacionales únicamente respecto del aprovisionamiento de buques y aeronaves con destino al exterior y de combustibles en tránsito, desmonopolización que ya fue reglamentada por decretos específicos. (Decreto 198/023 y el artículo 321 por el Decreto 225/023).

Ley 19.996 (Año 2021) que agregó una nueva competencia a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) modificando el artículo 1.º de la Ley N.º 17.598 y sus modificativas. A partir de esta ley, la URSEA también es competente en los siguientes sectores y actividades: la generación, distribución, transporte, almacenamiento, comercialización y exportación de hidrógeno en tanto fuente de energía secundaria.

El Artículo 172 de la misma ley dio nueva redacción al artículo 15 de la Ley N.º 17.598, de 13 de diciembre de 2002, que regula los cometidos y poderes jurídicos de URSEA, a la que se le agrega:

F) En materia de hidrógeno exclusivamente como fuente de energía secundaria:

- 1) Velar por el cumplimiento de las normas sectoriales específicas.
- 2) Formular regulaciones en materia de calidad y seguridad de los productos y de los servicios, así como de los materiales, instalaciones y dispositivos a utilizar".

Ley 20.075 (Año 2022) que:

- a) Otorga a ANCAP nueva competencia mediante modificación a su Ley Orgánica para autorizarla a producir, distribuir, comercializar, importar y exportar hidrógeno verde y sus derivados en régimen de libre competencia con el sector privado.
- b) Habilita la servidumbre administrativa para infraestructura de transporte de vectores energéticos, insumos y productos vinculados a proyectos de hidrógeno verde y derivados a un régimen de servidumbres (ocupación definitiva, restricciones de uso, paso y ocupación temporaria) haciendo responsable al promotor del proyecto del pago de indemnizaciones, que en caso de desacuerdo podrán ser fijadas provisoriamente por el Poder Ejecutivo con apoyo técnico de organismos especializados.

A nivel reglamentario:

Resolución 349/024 (Año 2024) de URSEA que aprueba el **Reglamento de Seguridad de Proyectos de Hidrógeno como Fuente de Energía Secundaria** y dispuso que entrará en vigencia a los 10 días de su publicación en el Diario Oficial (Publicado el 25.06.2024).

Decreto 22/023 (Año 2023) que establece una bonificación del 50% en los cargos por uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional para los proyectos piloto de hidrógeno verde y sus derivados que resulten adjudicatarios en la convocatoria 2022 desarrollada por la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII) en el marco del Fondo Sectorial de Hidrógeno Verde.

Decreto 351/024 (Año 2024) que reglamenta el artículo 5 de la ley 17.033 y autoriza a ANCAP a definir áreas o bloques offshore a ofrecer para el otorgamiento de contratos a riesgo de terceros para la evaluación de la factibilidad y potencial productivo de hidrógeno y/o sus derivados a través de energías renovables generadas in situ bajo los lineamientos aprobados por el Poder Ejecutivo. Asimismo, el decreto crea un Grupo de Trabajo integrado por representantes de diversos ministerios para la coordinación del seguimiento, monitoreo y control de las actividades costa afuera referidas, y a los

efectos de velar por la generación y puesta a disposición de la información necesaria, cometiéndose al MIEM, a través de la DNE, a liderar el Grupo de Trabajo y reglamentar lo relativo a sus cometidos y funcionamiento.

Asimismo, a partir del 3/2/2022, el hidrógeno verde pasó a integrar la matriz de indicadores para proyectos COMAP en el sectorial MIEM “Nivel Tecnológico del Producto Elaborado”. Las inversiones obtendrán el máximo puntaje para dicho indicador, calificando como “Manufactura de tecnología alta” (MIEM, 2023).

A modo de síntesis, el siguiente cuadro presenta las principales ventajas y desafíos regulatorios para proyectos de hidrógeno verde en Uruguay según su modalidad de conexión:

Tabla: Ventajas y desafíos regulatorios en Uruguay

Modalidad	Ventajas regulatorias	Desafíos regulatorios
ON-GRID	Bonificación del 50% en cargos de red para proyectos piloto adjudicados en convocatoria ANII 2022 (Decreto 22/023). Conexión al SIN habilitada bajo Ley 20.075. URSEA competente en seguridad y calidad (Resolución 349/024). Puntaje máximo COMAP para H2V como manufactura de alta tecnología.	Reglamento específico para sistemas generación-consumo conectados al SIN aún pendiente. Incertidumbre sobre tarifa de red a largo plazo. Sin mecanismo de off-take o contrato por diferencia para proyectos on-grid.
OFF-GRID	Decreto 351/024 habilita áreas offshore para evaluación de factibilidad a través de ANCAP, con contratos a riesgo de terceros. ANCAP habilitada para operar en libre competencia (Ley 20.075). Servidumbres administrativas reconocidas para infraestructura de transporte (Ley 20.075).	Decreto 351/024 solo habilita fase de evaluación; desarrollo y explotación a escala industrial aún sin reglamentación. Sin régimen de concesión o licencia específico para producción offshore. La revisión de política energética 2025 puede modificar prioridades.

Fuente: Elaboración propia sobre la base de las normas citadas en esta sección.

Nota metodológica del presente estudio: En una segunda etapa se espera incorporar los ajustes regulatorios correspondientes al año 2026, asegurando que el análisis cuente con la mayor actualidad posible.

Costa Rica

En 2023, el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) de Costa Rica publicó su Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (NGHS) con un horizonte 2050, metas de demanda (transporte e industria) y un plan de acción con 77 medidas en 16 líneas de acción (MINAE, 2022).

La referida Estrategia es un documento programático que se articula con el Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050 y con el VII Plan Nacional de Energía, que reconocen al hidrógeno como vector para descarbonizar transporte pesado e industrias difíciles de electrificar, sobre la base de una matriz eléctrica casi 100% renovable (MINAE, 2022).

En agosto de 2024 se anunció que Costa Rica obtuvo un financiamiento de 25 millones de euros de la Mitigation Action Facility para ejecutar el proyecto “*Hidrógeno Verde para una Economía Descarbonizada en Costa Rica*” orientado a desarrollar el hidrógeno verde como complemento a la descarbonización. El proyecto combina apoyo financiero para inversiones iniciales y apoyo técnico para fortalecer capacidades, ajustar el marco legal y diseñar estrategias de impacto social y empleo. La propuesta, presentada por GIZ en 2021, fue seleccionada en la COP26 como la única de América Latina y la primera de su tipo, y el proyecto será implementado por la cooperación alemana en el marco de un fondo multilateral dedicado a financiar acciones de descarbonización transformadoras (H2LAC, 2024).

En su Contribución Nacional Determinada 2025-2035 comunicada en el marco de los compromisos asumidos en el Acuerdo de París, Costa Rica se comprometió en los siguientes términos en materia de hidrógeno (Costa Rica, 2025, pág. 42).

Año 2027 • Proyecto piloto para uso de biometano en transporte de carga pesada

- *Política pública para el uso de biometano en transporte de carga*

Año 2030

- *Sustitución del 2% de la flota de transporte de carga pesada a tecnologías impulsadas por biometano.*
- *3 encadenamientos productivos para el suministro de biometano entre operadores logísticos y productores de residuos orgánicos, expresado en acuerdos operativos firmados.*
- *El 100% del biometano utilizado en el sector transporte procede de fuentes que no afectan cultivos alimentarios ni implican cambio de uso de suelo, expresado como porcentaje del volumen total consumido.*
- *El 10% (aproximadamente 35000 unidades) de los vehículos de carga (livianos y pesados) operan con gas natural, reduciendo emisiones, incluyendo el carbono negro.*
- *Las medidas de sustitución tecnológica y de eficiencia energética en el sector de transporte de carga reducirán las emisiones de carbono negro un 20% con respecto a las emisiones del 2021.*

Año 2035

- *El 5% de la flota de vehículos de carga pesada está electrificada, mientras que el 15% de la flota de vehículos de carga ligera está electrificada.*

A continuación, se presenta una síntesis de los antecedentes normativos existentes vinculados al hidrógeno de bajas emisiones en Costa Rica:

A nivel legal:

Ley N.º 9518 (Año 2018) de incentivos y promoción para el transporte eléctrico, actualizada mediante **Ley 10209 (Año 2022)** “Ley de incentivos al transporte verde”, que fomenta la adquisición y uso de vehículos eléctricos, incluyendo los vehículos a hidrógeno, ya que define los vehículos eléctricos como: *“todo bien mueble impulsado con energía cien por ciento eléctrica o con tecnología de cero emisiones y que no contenga motor de combustión”*.

Si bien Costa Rica impulsó (año 2023) un proyecto de ley (Expediente 22392) para la promoción e implementación de una economía del hidrógeno verde, la Sala Constitucional de la Suprema Corte de Justicia de Costa Rica declaró por Resolución del 10 de enero de 2023 que la iniciativa legislativa contenía artículos que tenían vicios de inconstitucionalidad por afectar derechos fundamentales vinculados al medio ambiente y derecho a la propiedad privada, por lo cual resultó archivada. (Sala Constitucional de la Corte Suprema, 2023). Al margen del análisis de juridicidad que finalizó con la propuesta archivada, la misma tampoco tenía respaldo político que indicara que prosperaría (Friedrich-Ebert-Stiftung Costa Rica, 2022).

A nivel reglamentario:

Directriz 002-MINAE (2018) instruye a las instituciones que comprenden el sector de ambiente y energía para que, dentro del marco de sus competencias, desarrollen un plan de acción a fin de propiciar la investigación, la producción y la comercialización del hidrógeno como combustible. (Artículo 1)

Decreto Ejecutivo n.º 43095-MINAE (Año 2021) reforma la lista oficial de bienes exonerados conforme al artículo 38 de la Ley de Regulación del Uso Racional de la Energía, Ley N.º 7447 y modificativas, incorporando los equipos para la producción de hidrógeno verde.

Decreto Ejecutivo n.º 43366-MINAE (año 2021) publicado en La Gaceta n.º 2 del 6 de enero de 2022, emitido conjuntamente por el Presidente de la República de Costa Rica y la Ministra de Ambiente y Energía, en su calidad de autoridades del Poder Ejecutivo. Su objetivo, conforme al artículo 1, es promover e incentivar una economía de hidrógeno verde en Costa Rica mediante la oficialización de la “Política para el aprovechamiento de los recursos excedentes en el Sistema Eléctrico Nacional”, orientando a la ARESEP en el desarrollo de un marco regulatorio que permita a las distribuidoras aprovechar los excedentes del SEN para abastecer la demanda incremental de operaciones electrointensivas vinculadas a la producción de hidrógeno verde.

Decreto del Ejecutivo 44318-MINAE (Año 2023) que por su artículo 1 declara de interés público: “*las inversiones en hidrógeno verde para infraestructura, negocios y alianzas que se realicen por parte de las distribuidoras de electricidad **para el aprovechamiento de los recursos energéticos excedentes en el Sistema Eléctrico Nacional**; así como las construcciones de plantas de generación de electricidad para autoconsumo con hidrógeno verde*”.

Argentina

En el año 2023, mediante la **Resolución 3/2023** de la Secretaría de Asuntos Estratégicos, dictada en el ámbito del Consejo Económico y Social, se constituyó la Mesa Intersectorial del Hidrógeno con el propósito de contribuir al diseño de una estrategia nacional integral para impulsar la economía del hidrógeno de bajas emisiones y promover nuevas cadenas de valor en este sector, en el marco del desarrollo sostenible y de los procesos de transición energética y descarbonización (RESOL-2023-3-APN-SAE, Boletín Oficial de la República Argentina del 6 de febrero de 2023).

En ese mismo año, Argentina publicó su **Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno**, concebida como una hoja de ruta hacia 2050 con énfasis en el hidrógeno verde, aprovechando las ventajas naturales del país y orientada al diseño de políticas que aseguren sostenibilidad ambiental, inclusión social y competitividad internacional (Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno, Secretaría de Asuntos Estratégicos, 2023).

Por **Resolución 517/2023** de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía se aprobó el “Plan Nacional de Transición Energética al 2030”, publicado en el Boletín Oficial el 7 de julio de 2023 (Argentina. Ministerio de Economía, Secretaría de Energía. (2023). Resolución 517/2023. Plan Nacional de Transición Energética al 2030. Boletín Oficial de la República Argentina, 7 de julio de 2023. <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/289826/20230707>) que reconoce la necesidad de adoptar medidas legislativas que estructuren un marco específico para la cadena de valor del hidrógeno. En dicho Plan se destaca la conveniencia de sancionar una ley de promoción del hidrógeno de bajas emisiones de carbono y otros gases de efecto invernadero, que incluya expresamente las variantes verde, rosa y azul y sus vectores energéticos, así como un conjunto de incentivos fiscales, mecanismos de certificación de origen y herramientas de fomento de la cadena de valor que promuevan empleo de calidad en un marco de sostenibilidad social y ambiental.

La producción de hidrógeno no es una actividad nueva en Argentina; sin embargo, la producción de hidrógeno verde continúa limitada a una planta piloto de pequeña escala en la provincia del Chubut (Cancillería Argentina, 2025; Hychico, 2024).

En el ámbito provincial se observan diversas iniciativas orientadas a fomentar la producción y el uso del hidrógeno verde.

En la provincia del Chubut se creó una mesa de hidrógeno verde con participación de actores gubernamentales, legislativos y académicos. ((Redacción Chubut. (2024, 9 de septiembre). Chubut conformará una Mesa Provincial Hidrógeno. El Chubut. de <https://www.elchubut.com.ar/puerto-madryn/2024-9-10-20-14-0-chubut-conformara-una-mesa-provincial-hidrogeno>)

En la provincia de Santa Cruz, la Ley 3873 crea la Mesa de Hidrógeno Santa Cruz como organismo especializado, plural e interdisciplinario encargado de analizar las condiciones y oportunidades para el desarrollo de la economía del hidrógeno en la provincia con énfasis científico y productivo, con el objetivo de definir políticas públicas para su aprovechamiento integral (Ley 3873, Boletín Oficial de la Provincia de Santa Cruz, 11 de septiembre de 2024, art. 1).

Otras provincias, como Neuquén y Tierra del Fuego, han impulsado la creación de institutos especializados en hidrógeno y transformación energética (Realidad SM, 2024; Río Negro, 2024; Ámbito, 2024; Gobierno de Tierra del Fuego, 2024).

Para el caso de Neuquén, se ha informado la presentación del proyecto de ley provincial 16445 para la creación de un instituto vinculado a hidrógeno y transición energética, según fuentes periodísticas (Realidad SM, 2024; Río Negro, 2024; Ámbito, 2024).

En el caso de Tierra del Fuego, el Poder Ejecutivo provincial ha anunciado la creación de un instituto especializado en transformación energética e hidrógeno, cuya institucionalización se vincula a decisiones y actos administrativos provinciales, aunque el detalle de la normativa específica excede el alcance de este extracto (Gobierno de Tierra del Fuego, 2024; InfoFueguina, 2024)

A continuación, se presenta una síntesis de los antecedentes normativos existentes vinculados al hidrógeno en Argentina.

A nivel legal:

La **Ley 26.123** de 2006 (Argentina. Poder Legislativo Nacional, 2006) estableció el “**Régimen para el Desarrollo de la Tecnología, Producción, Uso y Aplicaciones del Hidrógeno como Combustible y Vector de Energía**”, con una vigencia prevista de quince años a contar desde el ejercicio siguiente a su promulgación, la creación de un Fondo Nacional de Fomento del Hidrógeno (**FONHIDRO**) y un régimen de incentivos económicos para quienes produjeran y utilizaran hidrógeno como combustible y vector energético, invitando a provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir adoptando criterios y beneficios fiscales similares (arts. 13, 14, 19, 21 y 22). Esta ley caducó el 31 de diciembre de 2021 al no haber sido reglamentada, y, aun

durante su vigencia formal, no llegó a establecer una autoridad de aplicación regulatoria específica en materia de hidrógeno ni para la producción de biometano.

La **Ley 27.430** de 2017 (Argentina. Poder Legislativo Nacional, 2017), introdujo el Impuesto al Dióxido de Carbono (IDC), destinado a gravar emisiones de combustibles fósiles e incentivar la mezcla con biocombustibles, aunque excluyó al gas natural, GNL, GLP y aerokerosene de su ámbito de aplicación.

La **Ley 27.742** de 2024 (Argentina. Poder Legislativo Nacional, 2024), que crea el Régimen de Incentivos a las Grandes Inversiones (**RIGI**), establece un conjunto amplio de beneficios cambiarios, impositivos, tributarios y regulatorios para proyectos de inversión, beneficios a los que pueden acogerse proyectos de hidrógeno elegibles para exportación estratégica de largo plazo, con un plazo de adhesión vigente hasta el 8 de julio de 2026, prorrogable por un año más mediante decisión del Poder Ejecutivo. Este régimen se encuentra vigente y configura un marco general de promoción a la inversión en el que podrían insertarse proyectos de hidrógeno.

Al margen de la normativa reseñada, se han registrado diversas iniciativas parlamentarias que aún no han culminado en ley. En marzo de 2024 se presentó un proyecto de ley nacional de regulación y fomento del hidrógeno, con respaldo político de distintas provincias productoras, que se encontraba en trámite parlamentario al momento de su identificación (Honorable Cámara de Diputados de la Nación, Proyecto de Ley de Regulación y Fomento del Hidrógeno, 2024). En agosto de 2024, la Plataforma H2 Argentina difundió una propuesta de marco regulatorio para impulsar la industria del hidrógeno renovable y de bajas emisiones, de carácter programático y no vinculante (PlataformaH2 Argentina, 2024). En septiembre de 2024, ingresó al Senado un proyecto de “Ley de Marco Regulatorio para la industria del hidrógeno de origen renovable y de bajas emisiones”, que conserva carácter de proyecto (Honorable Senado de la Nación, Expte. 1714/24, 2024).

Actualmente existe un nuevo proyecto de ley en discusión parlamentaria, identificado como 3503-D-2025 en la Honorable Cámara de Diputados de la Nación, que propone establecer un marco normativo y un régimen especial de promoción de inversiones para la industria del hidrógeno de origen renovable y de bajas emisiones y sus derivados, articulado con el Régimen de Incentivos a las Grandes Inversiones (RIGI); al no haber sido aún sancionado, mantiene el estatus de proyecto de ley (H. Cámara de Diputados de la Nación, Expte. 3503-D-2025, 2025). Este proyecto configura un régimen nacional de promoción en estado de iniciativa parlamentaria (proyecto), complementario de la Ley 27.742, y proyecta, entre otros aspectos, lo siguiente: establece un régimen de promoción de inversiones para el desarrollo de la industria del hidrógeno renovable y de bajas emisiones y sus derivados alineado con el RIGI; permite la adhesión plena de los proyectos a la Ley 27.742, con aplicación de sus incentivos tributarios, aduaneros, cambiarios y garantías, salvo modificaciones específicas introducidas por el régimen especial; extiende el plazo de adhesión al RIGI a cinco años para proyectos de hidrógeno, prorrogable por un año adicional, y concede

tres años desde la adhesión para cumplir con la inversión mínima exigida, de acuerdo con el texto del proyecto (H. Cámara de Diputados de la Nación, Expte. 3503-D-2025, 2025).

El proyecto declara de interés nacional las inversiones en tecnología, producción, transporte, almacenamiento, exportación y uso del hidrógeno renovable y de bajas emisiones y sus derivados, tanto como combustible y vector energético como insumo industrial, distinguiendo entre hidrógeno de origen renovable (producido con energías renovables) e hidrógeno de bajas emisiones, definido según límites máximos de emisiones de gases de efecto invernadero que fijará la autoridad de aplicación. Asimismo, prevé estabilidad tributaria por treinta años para los proyectos de la cadena de valor del hidrógeno, impidiendo la creación de nuevos tributos o el incremento de los existentes en perjuicio de los contribuyentes respecto de la situación vigente a la fecha de sanción de la ley, y asigna a la autoridad de aplicación la definición de la política de desarrollo del hidrógeno, su participación en la Estrategia Nacional de Hidrógeno, el diseño del sistema de certificación, la fijación de normas de seguridad y la autorización de las actividades de producción, transporte y almacenamiento, además de la articulación con otros organismos y jurisdicciones. El proyecto le atribuye también la evaluación de proyectos para su admisión al RIGI, garantizando que eventuales modificaciones o derogaciones del régimen general no afectarán los derechos adquiridos bajo esta ley especial durante un plazo de treinta años desde su aprobación, y reconoce a proyectos que impliquen infraestructura de transporte, transformación o distribución de energía eléctrica, hidrógeno y derivados los derechos de servidumbre de electroducto y de paso de gasoducto previstos en la legislación de energía eléctrica y gas natural.

A nivel provincial, en materia de producción legislativa se destacan las siguientes normas:

En **Jujuy**, la Ley 6303 “Impulso y fomento a la generación de hidrógeno verde y derivados”, sancionada en 2022 y publicada en el Boletín Oficial provincial, declara de interés estratégico la producción de hidrógeno verde en el marco de la estrategia “Jujuy Verde – Carbono Neutral 2050” y establece normas y principios para el impulso y fomento de la industria de generación de hidrógeno verde en el territorio provincial (Ley 6303, Boletín Oficial de Jujuy, 4 de noviembre de 2022).

En **Misiones**, la Ley XVI-97 (antes Ley 4439) establece el “Marco regulatorio y promoción para la investigación, desarrollo y uso sustentable de fuentes de energías renovables no convencionales, biocombustibles e hidrógeno”, y su Decreto reglamentario 1476/12 reglamenta dicha ley, declarando de interés provincial la investigación, desarrollo, generación y uso de energías alternativas renovables y disponiendo un régimen de promoción para proyectos de energías renovables, biocombustibles y tecnología del hidrógeno como combustible y vector energético, así como la creación del Fondo Fiduciario para la Promoción de Energías Renovables,

Biocombustibles e Hidrógeno (FFONERBIO) (Ley XVI-97 y Decreto 1476/12, Digesto Jurídico de Misiones).

En **Río Negro**, la Ley 5560/2022 de la Legislatura provincial otorgó 625.000 hectáreas de tierras fiscales por un plazo de cincuenta años, prorrogables por otros veinticinco, para el estudio y emplazamiento de un parque eólico e infraestructuras asociadas a la producción de hidrógeno verde, mientras que la Ley 5559 de 2022 creó el Ente de Promoción y Control del Complejo Productivo y Exportador de la Zona Franca de Río Negro, denominado “Corporación Punta Colorada”, en el marco del régimen federal de zonas francas (Ley 5560, Boletín Oficial de la Provincia de Río Negro, 2 de mayo de 2022; Ley 5559, Boletín Oficial de la Provincia de Río Negro, 2 de mayo de 2022).

Nota metodológica del presente estudio: En una segunda etapa, y conforme al enfoque del análisis regulatorio, resulta posible profundizar en el estudio de los decretos reglamentarios y resoluciones operativas locales vinculados a estas leyes, así como ampliar el relevamiento a la totalidad de los estados federados, de forma de capturar de manera más precisa la evolución normativa en curso a nivel provincial mientras se consolida el marco legal nacional.

Síntesis comparativa de los marcos regulatorios analizados

A modo de cierre del análisis, el siguiente cuadro consolida los principales elementos del marco regulatorio del hidrógeno verde en las jurisdicciones estudiadas a lo largo del presente informe: España y la Unión Europea, Mauritania, Argentina y Japón. La comparación se estructura en torno a seis dimensiones —instrumento normativo principal, estado jurídico, autoridad competente, incentivos, certificación y proyectos—, replicando el formato adoptado en el estudio comparado de América Latina a fin de facilitar la lectura conjunta de ambos relevamientos.

El contraste evidencia enfoques regulatorios heterogéneos: una arquitectura multinivel que combina regulación supranacional y nacional con un sistema de certificación ya operativo (España y la Unión Europea); una ley sectorial específica de orientación exportadora, apoyada en incentivos fiscales y estabilidad contractual (Mauritania); un régimen horizontal de promoción de grandes inversiones en vigor, complementado por un proyecto de ley sectorial aún en trámite parlamentario (Argentina); y una estrategia nacional sin rango de ley, pero respaldada por un volumen significativo de financiamiento público orientado a la importación y al desarrollo tecnológico (Japón). El cuadro refleja la información relevada a la fecha de elaboración de este informe, por lo que el estado jurídico de los instrumentos en trámite deberá verificarse ante eventuales avances normativos.

País	Instrumento principal	Estado jurídico	Autoridad competente	Incentivos	Certificación	Proyectos
------	-----------------------	-----------------	----------------------	------------	---------------	-----------

<p>España y Unión Europea</p>	<p>España: Hoja de Ruta del Hidrógeno (2020) + Ley 7/2021 de cambio climático. UE: Estrategia Europea del Hidrógeno (2020), REPowerEU (2022), Directiva RED III (Directiva (UE) 2023/2413) y Reglamentos Delegados (UE) 2023/1184 y 2023/1185</p>	<p>Marco legal vigente; RED III en transposición nacional; Ley 34/1998 adaptada mediante RD-ley 6/2022, RD-ley 14/2022 y RD-ley 18/2022 (vigentes)</p>	<p>España: MITECO (política y GdO), CNMC (acceso a redes y expedición de GdO), Enagás (Gestor Técnico del Sistema). UE: Comisión Europea, ACER, ENTSO-E</p>	<p>IPCEI Hy2Tech (hasta 5.400 M€) e Hy2Use (hasta 5.200 M€); Banco Europeo del Hidrógeno (>800 M€ adjudicados en 1ª subasta); PRTR Componente 9; evaluación ambiental simplificada para electrolizadores; líneas directas y autoconsumo ampliado (RD-ley 18/2022); infraestructuras H2 como Proyectos de Interés Común (TEN-E)</p>	<p>Sistema nacional de GdO de gases renovables (RD 376/2022 y Orden TED/1026/2022); certificados de 1 MWh); criterios RFNBO de la UE: adicionalidad, correlación temporal y geográfica, y ahorro de GEI ≥70%</p>	<p>Valles de hidrógeno en desarrollo; demanda regulada por cuotas RED III (42% del H2 industrial renovable en 2030); despliegue UE rezagado: 308 MW de electrolizadores en 2024 frente al objetivo de 6 GW (ACER); red troncal European Hydrogen Backbone y corredores transfronterizos en planificación</p>
<p>Mauritania</p>	<p>Ley N° 2024-037 – Code de l'Hydrogène Vert (octubre 2024) + Green Hydrogen Roadmap (PNUD/AFD, 2022)</p>	<p>Ley vigente (promulgada y publicada en el Journal Officiel n° 1568); reglamentación y convenios de proyecto en desarrollo</p>	<p>Ministère de l'Énergie et du Pétrole; Agencia Mauritana del Hidrógeno Verde (AMHV, regulador independiente); previstas una Dirección del Hidrógeno y una empresa estatal de hidrógeno</p>	<p>Exoneración de derechos e impuestos a la exportación; retención sobre pagos al exterior reducida al 2% (primeros 10 años); subcontratistas exclusivos autorizados: 4% sobre facturación anual en sustitución del impuesto sobre sociedades; exención de IVA a la importación de equipos; libre repatriación de capitales y dividendos;</p>	<p>Sin sistema nacional propio; orientación a acreditar los criterios RFNBO de la UE para habilitar la exportación al mercado europeo</p>	<p>Megaproyectos en fase de MoU/estudio: AMAN (~30 GW, CWP), Nour/Noor (Chariot) e instalación de ~34.000 MUSD (Conjuncta/Masdar); LCOH estimado en 3,2–3,8 €/kg según escenario (el más bajo de África, Nature Energy 2025)</p>

				cláusulas de estabilidad en convenios de proyecto; acceso a tierras vía Catastro de Hidrógeno Verde		
Japón	Estrategia Básica del Hidrógeno (2017; revisión de junio de 2023, METI)	Estrategia nacional vigente (revisada en 2023); no constituye una ley de promoción específica	METI / Agencia de Recursos Naturales y Energía; NEDO (gestión del Green Innovation Fund); apoyo financiero de JBIC y NEXI a proyectos en el exterior	¥15 billones de inversión público-privada prevista en 15 años; Green Innovation Fund (¥2 billones, vía NEDO); subsidios a vehículos FCEV e hidrogeneras (~160 estaciones operativas); esquema tipo "banco del hidrógeno" (subsidio a la brecha de coste) en estudio; cofinanciación de cadenas de suministros internacionales	Sin sistema nacional formal de certificación descrito en el informe; liderazgo en estandarización internacional (ISO) de calidad y seguridad del hidrógeno	HESC Australia–Japón (buque Suizo Frontier, terminal de H2 licuado de Kobe; subvención de ~¥220.000 M ≈ AUD 2.100 M); estudio de cadena EAU–Japón (ENEOS/Mitsui/ADNOC); metas de suministro de 3 Mt/año (2030), 12 Mt (2040) y 20 Mt (2050); objetivo de 1.000 hidrogeneras en 2030
Brasil	Ley 14.948/2024 (Ley del H2V)	Ley federal vigente	MME / ANEEL / ANP	SBCH2 (créditos tributarios); incentivos para ZPE	SBCH2 en implementación	Proyectos activos (pilotos y productivos)
Chile	Estrategia Nacional H2V (2020) + Plan de Acción 2023–2030	Estrategia + plan de acción vigentes; ley de incentivos aprobada en Cámara, pendiente en Senado	Ministerio de Energía (coordinador interministerial)	Crédito tributario IDPC (USD 2.800M); régimen especial Magallane	Sin sistema formal aún; en desarrollo.	Proyectos en etapa regulatoria y de prefactibilidad

Colombia	Leyes 1715/2014 y 2099/2021 + Decretos 895, 1476, 1597	Marco legal vigente; política nacional en consulta pública (nov. 2025)	MinMinas / UPME / CREG	Deducción renta 50%, IVA excluido, arancel 0%, depreciación acelerada	ECO2 (sistema de registro y certificación, Decreto 1597/2024)	49 proyectos (13 pilotos, 36 productivos)
Uruguay	Hoja de Ruta H2V (MIEM, 2024) + Ley 20.075/2022	Leyes vigentes; política energética en revisión (2025)	MIEM / URSEA / ANCAP	Bonificación 50% cargos red (Decreto 22/023); puntaje máximo COMAP	Sin sistema formal; URSEA competente en calidad (Ley 19.996)	Proyectos piloto ANII 2022; evaluación offshore habilitada (Decreto 351/024)
Costa Rica	Estrategia Nacional H2V 2050 (MINAE, 2022)	Estrategia vigente; sin ley específica (proyecto archivado en 2023)	MINAE / ARESEP	Exoneración aranceles equipos H2V (Decreto 43095/2021); declaración interés público (Decreto 44318/2023)	Sin sistema formal	Proyecto GIZ/MAF (25M€, en ejecución)
Argentina	Estrategia Nacional H2 (2023) + Plan de Transición Energética 2030	Estrategia vigente; sin ley de promoción aprobada	Secretaría de Asuntos Estratégicos / Secretaría de Energía	Sin régimen formal aprobado	Sin sistema formal	Planta piloto Chubut (pequeña escala); mesas provinciales en formación

BIBLIOGRAFÍA

1. Normativa

Brasil

- Brasil. Congresso Nacional. (1996). Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Recuperada de https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm

- Brasil. Congresso Nacional. (1997). Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional. Recuperada de https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm
- Brasil. Congresso Nacional. (2021). Lei Complementar nº 182, de 1º de junho de 2021. Institui o marco legal das startups e do empreendedorismo inovador (Sandbox regulatório). Recuperada de https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp182.htm
- Brasil. Congresso Nacional. (2024). Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024. Institui o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono e cria a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono. Diário Oficial da União. Recuperada de https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2023-2026/2024/lei/l14948.htm
- Brasil. Congresso Nacional. (2024). Lei nº 14.990, de 27 de setembro de 2024. Institui o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixo Carbono (PHBC) e estabelece regime de crédito fiscal. Diário Oficial da União. Recuperada de <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2024/lei-14990-27-setembro-2024-796410-publicacaooriginal-173227-pl.html>
- Brasil. Congresso Nacional. (2025). Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. Moderniza o marco regulatório do setor elétrico e atualiza os limites de crédito fiscal do PHBC. Diário Oficial da União. Recuperada de https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2023-2026/2025/lei/l15269.htm
- Brasil. Estado do Ceará. Assembleia Legislativa. (2023). Lei nº 18.459, de 2023. Aprova a Política Estadual de Hidrogênio Verde. Recuperada de <https://www.al.ce.gov.br>
- Brasil. Estado do Piauí. Assembleia Legislativa. (2024). Lei nº 8.459, de 2024. Aprova a Política Pública Estadual de Hidrogênio Verde. Recuperada de <https://www.al.pi.leg.br>
- Brasil. Estado de Minas Gerais. Assembleia Legislativa. (2024). Lei nº 24.094, de 2024. Aprova a Política Estadual de Hidrogênio de Baixo Carbono e Hidrogênio Verde. Recuperada de <https://www.almg.gov.br>
- Brasil. Estado do Paraná. Assembleia Legislativa. (2023). Lei nº 21.454, de 2023. Dispõe sobre incentivos ao uso do hidrogênio renovável. Recuperada de <https://www.alep.pr.gov.br>
- Brasil. Estado de Alagoas. Assembleia Legislativa. (2024). Lei nº 9.360, de 2024. Aprova a Política Estadual de Hidrogênio Verde de Alagoas. Recuperada de <https://www.al.al.leg.br>
- Brasil. Estado de Santa Catarina. Assembleia Legislativa. (2024). Lei nº 19.062, de 2024. Aprova a Política Estadual de Hidrogênio Verde de Santa Catarina. Recuperada de <https://www.alesc.sc.gov.br>

- Brasil. Estado de Goiás. Assembleia Legislativa. (2023). Lei nº 21.767, de 2023. Aprova a Política Estadual de Hidrogênio Verde de Goiás. Recuperada de <https://www.assembleia.go.leg.br>
- Brasil. Estado do Rio Grande do Sul. Assembleia Legislativa. (2025). Lei nº 12.336, de 2025. Aprova o Marco Legal do Hidrogênio Verde do Rio Grande do Sul. Recuperada de <https://www.al.rs.gov.br>

Chile

- Chile. Congreso Nacional. (2021). Ley nº 21.305. Sobre eficiencia energética. Modifica el Decreto Ley nº 2.224 de 1978 transfiriendo competencias sobre hidrógeno al Ministerio de Energía. Recuperada de <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1155317>
- Chile. Congreso Nacional. (2022). Ley nº 21.505. Sobre almacenamiento de energía y electromovilidad. Recuperada de <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1177286>
- Chile. Cámara de Diputados. (septiembre de 2025). Boletín nº 17.777-05. Proyecto de ley de fomento a la industria del hidrógeno verde y créditos tributarios IDPC. Aprobado por la Cámara de Diputados; en trámite en el Senado al cierre de este análisis. Recuperado de https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=366418&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION

Colombia

- Colombia. Congreso de la República. (2014). Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Recuperada de <https://www.suin-juriscol.gov.co>
- Colombia. Congreso de la República. (2021). Ley 2099 de 2021. Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética. Recuperada de <https://www.suin-juriscol.gov.co>
- Colombia. Presidencia de la República. (2022). Decreto 895 de 2022. Por el cual se reglamentan parcialmente las Leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021 en materia de hidrógeno. Recuperado de <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo>
- Colombia. Presidencia de la República. (2022). Decreto 1476 de 2022. Por el cual se reglamenta parcialmente la Ley 2099 de 2021 en relación con el hidrógeno. Recuperado de <https://minenergia.gov.co/documents/11973/norm-decreto-1476-2022.pdf>
- Colombia. Presidencia de la República. (2024). Decreto 1597 de 2024. Por el cual se establece el marco general para el hidrógeno de bajas emisiones

y se define el Sistema Único de Información ECOH2. Recuperado de <https://www.suin-juriscal.gov.co/clp/contenidos.dll/Decretos/30054307>

Uruguay

- Uruguay. Poder Legislativo. (2007). Ley N.º 18.195, de 14 de noviembre de 2007. Agrocombustibles. Recuperada de <https://www.impo.com.uy/bases/leyes/18195-2007>
- Uruguay. Poder Legislativo. (2020). Ley N.º 19.924, de 18 de diciembre de 2020. Rendición de Cuentas y Balance de Ejecución Presupuestal. Ejercicio 2019. Recuperada de <https://www.impo.com.uy/bases/leyes/19924-2020>
- Uruguay. Poder Legislativo. (2021). Ley N.º 19.996, de 3 de noviembre de 2021. Presupuesto Nacional 2020–2024 (Artículo 172: competencias de URSEA en materia de hidrógeno). Recuperada de <https://www.impo.com.uy/bases/leyes/19996-2021>
- Uruguay. Poder Legislativo. (2022). Ley N.º 20.075, de 15 de octubre de 2022. Hidrógeno verde y derivados. Recuperada de <https://www.impo.com.uy/bases/leyes/20075-2022>
- Uruguay. Poder Ejecutivo. (2023). Decreto N.º 22/023. Bonificación del 50% en cargos por uso de redes del Sistema Interconectado Nacional para proyectos piloto de hidrógeno verde. Recuperado de <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/22-2023>
- Uruguay. Poder Ejecutivo. (2023). Decreto N.º 198/023. Reglamentación de la desmonopolización de ANCAP en puertos y aeropuertos internacionales. Recuperado de <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/198-2023>
- Uruguay. Poder Ejecutivo. (2023). Decreto N.º 225/023. Reglamentación complementaria sobre monopolio de ANCAP (artículo 321). Recuperado de <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/225-2023>
- Uruguay. Poder Ejecutivo. (2024). Decreto N.º 351/024. Autorización a ANCAP para definir áreas offshore para evaluación de factibilidad de proyectos de hidrógeno verde y derivados. Recuperado de <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/351-2024>
- Uruguay. URSEA. (2024). Resolución N.º 349/024, de 25 de junio de 2024. Reglamento de Seguridad de Proyectos de Hidrógeno como Fuente de Energía Secundaria. Recuperada del Diario Oficial de la República Oriental del Uruguay.

Costa Rica

- Costa Rica. Asamblea Legislativa. (2018). Ley N.º 9.518, de 2018. Incentivos y promoción para el transporte eléctrico. Recuperada de <https://www.pgrweb.go.cr/scij>

- Costa Rica. Asamblea Legislativa. (2022). Ley N.° 10.209, de 2022. Ley de incentivos al transporte verde. Recuperada de <https://www.pgrweb.go.cr/scij>
- Costa Rica. Poder Ejecutivo – MINAE. (2018). Directriz N.° 002-MINAE. Plan de acción para la investigación, producción y comercialización del hidrógeno como combustible. Recuperada de <https://www.pgrweb.go.cr/scij>
- Costa Rica. Poder Ejecutivo – MINAE. (2021). Decreto Ejecutivo N.° 43.095-MINAE. Reforma la lista de bienes exonerados incorporando equipos para la producción de hidrógeno verde. Recuperado de <https://www.pgrweb.go.cr/scij>
- Costa Rica. Poder Ejecutivo – MINAE. (2021). Decreto Ejecutivo N.° 43.366-MINAE, publicado en La Gaceta N.° 2 del 6 de enero de 2022. Oficializa la Política para el aprovechamiento de los recursos excedentes en el Sistema Eléctrico Nacional. Recuperado de <https://www.pgrweb.go.cr/scij>
- Costa Rica. Poder Ejecutivo – MINAE. (2023). Decreto Ejecutivo N.° 44.318-MINAE. Declara de interés público las inversiones en hidrógeno verde para infraestructura y plantas de generación para autoconsumo. Recuperado de <https://www.pgrweb.go.cr/scij>
- Costa Rica. Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia. (10 de enero de 2023). Resolución N.° 2022025307. Declaratoria de inconstitucionalidad parcial del Expediente N.° 22.392 (Proyecto de Ley de economía del hidrógeno verde).

Argentina

- Argentina. Congreso de la Nación. (2006). Ley 26.123. Régimen para el Desarrollo de la Tecnología, Producción, Uso y Aplicaciones del Hidrógeno como Combustible y Vector de Energía. Boletín Oficial, 24 de agosto de 2006. Recuperada de <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-26123-119162/texto>
- Argentina. Congreso de la Nación. (2024). Ley 27.742. Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos. Régimen de Incentivos a las Grandes Inversiones (RIGI). Boletín Oficial, 8 de julio de 2024. Recuperada de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/310189/20240708>
- Argentina. Secretaría de Asuntos Estratégicos. (2023). Resolución 3/2023. Creación de la Mesa Intersectorial del Hidrógeno. Boletín Oficial, 6 de febrero de 2023. Recuperada de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/280754/20230206>
- Argentina. Ministerio de Economía, Secretaría de Energía. (2023). Resolución 517/2023. Plan Nacional de Transición Energética al 2030.

- Boletín Oficial, 7 de julio de 2023. Recuperada de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/289826/20230707>
- Argentina. Honorable Cámara de Diputados de la Nación. (2024). Proyecto de Ley. Expediente 5855-D-2024. Regulación y Fomento del Hidrógeno. Recuperado de <https://www4.hcdn.gob.ar/dependencias/dsecretaria/Periodo2024/PDF2024/TP2024/5855-D-2024.pdf>
 - Argentina. Honorable Senado de la Nación. (2024). Proyecto de Ley. Marco Regulatorio para la industria del hidrógeno de origen renovable y de bajas emisiones. Expediente 1714/24-S-PL. Recuperado de <https://www.senado.gob.ar/parlamentario/comisiones/verExp/1714.24/S/PL>
 - Argentina. Honorable Cámara de Diputados de la Nación. (2025). Proyecto de Ley 3503-D-2025. Régimen especial de promoción para la industria del hidrógeno de origen renovable y de bajas emisiones. Recuperado de <https://www.hcdn.gob.ar>
 - Argentina. Provincia de Jujuy. Poder Legislativo. (2022). Ley 6.303. Impulso y fomento a la generación de hidrógeno verde y derivados. Boletín Oficial de la Provincia de Jujuy, 4 de noviembre de 2022. Recuperada de <https://boletinoficial.jujuy.gob.ar/wp-content/uploads/2016/Boletines/2022/124-2022.pdf>
 - Argentina. Provincia de Santa Cruz. Poder Legislativo. (2024). Ley 3.873. Mesa de Hidrógeno Santa Cruz. Boletín Oficial de la Provincia de Santa Cruz, 11 de septiembre de 2024. Recuperada de <https://boletinoficial.santacruz.gob.ar/legislacion/leyes/38500>
 - Argentina. Provincia de Misiones. Poder Legislativo. (s.f.). Ley XVI-97 (antes Ley 4.439). Marco Regulatorio y Promoción para la Investigación, Desarrollo y Uso Sustentable de Fuentes de Energías Renovables No Convencionales, Biocombustibles e Hidrógeno. Recuperada de <https://digestomisiones.gob.ar>
 - Argentina. Provincia de Río Negro. Legislatura. (2022). Ley 5.559. Ente de Promoción y Fiscalización del Complejo Productivo de la Zona Franca de Río Negro. Boletín Oficial, 2 de mayo de 2022. Recuperada de <https://web.legisrn.gov.ar/digesto/normas/ver?id=2022050001>
 - Argentina. Provincia de Río Negro. Legislatura. (2022). Ley 5.560. Afectación de tierras fiscales para proyectos eólicos y de hidrógeno verde. Boletín Oficial, 2 de mayo de 2022. Recuperada de <https://web.legisrn.gov.ar/legislativa/legislacion/ver?id=10561>

España

- (BOE, 1998) Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado (octubre 1998). "Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos". BOE-A-1998-23284. Madrid: BOE. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1998-23284>
- (BOE, 2020) Boletín Oficial del Estado (España). Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos. BOE-A-2020-16350. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-16350>
- (BOE, 2021) Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado (mayo 2021). "Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética". BOE-A-2021-8447. Madrid: BOE. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-8447>
- (BOE, 2022a) Boletín Oficial del Estado (España). Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y el sistema de garantías de origen de los gases renovables, incluido el hidrógeno renovable. BOE-A-2022-8121. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-8121
- (BOE, 2022b) Jefatura del Estado (España). Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania. Disposición final cuarta: Disposición adicional trigésima octava de la Ley 34/1998 (canalizaciones aisladas de gases renovables). BOE núm. 76, BOE-A-2022-4972. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-4972>
- (BOE, 2022c) Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado (agosto 2022). "Real Decreto-ley 14/2022, de 1 de agosto, de medidas de sostenibilidad económica en el ámbito del transporte y de ahorro y eficiencia energética". BOE-A-2022-12925. Madrid: BOE. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-12925>
- (BOE, 2006) Boletín Oficial del Estado (España). Protocolo de Detalle PD-01 (Medición, calidad y odorización de gas) de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista, aprobado por Resolución de 13 de marzo de 2006 de la Dirección General de Política Energética y Minas. Fija en un 5 % en volumen el contenido máximo de hidrógeno admisible para gases de fuentes no convencionales inyectados en la red. Especificaciones recogidas por Enagás (Gestor Técnico del Sistema). <https://www.enagas.es/es/gestion-tecnica-sistema/procesos-sistema-gasista/calidad-gas/>
- (CNMC, 2025a) Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Circular 2/2025, de 9 de abril, por la que se establece la

metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural. BOE-A-2025-7661. Aplicable a la conexión de plantas de producción de hidrógeno y otros gases renovables.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2025-7661>

- (CNMC, 2025b) Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Resolución de 13 de junio de 2025, por la que se establece el procedimiento de gestión de las solicitudes y la contratación de la conexión de plantas de producción de otros gases con la red de transporte o distribución de gas natural. BOE-A-2025-12803. En vigor desde el 1 de julio de 2025. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2025-12803>

Unión Europea

- (Comisión Europea, 2023b) Comisión Europea (10 de febrero de 2023). Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 por el que se complementa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, estableciendo una metodología de la Unión con normas detalladas para la producción de combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO). Diario Oficial de la Unión Europea, L 157, pp. 11–25. ISSN 1977-0685 (edición electrónica). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32023R1184>
- (Comisión Europea, 2023c) Comisión Europea (10 de febrero de 2023). Reglamento Delegado (UE) 2023/1185 por el que se complementa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, estableciendo un umbral mínimo para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero aplicable a los combustibles de carbono reciclado y especificando una metodología para evaluar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada de los carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico y de los combustibles de carbono reciclado. Diario Oficial de la Unión Europea, L 157, pp. 20–33. ISSN 1977-0685 (edición electrónica). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/es/ALL/?uri=CELEX:32023R1185>
- (TEN-E, 2022) Regulation (EU) 2022/869 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2022 on guidelines for trans-European energy infrastructure, amending Regulations (EC) No 715/2009, (EU) 2019/942 and (EU) 2019/943 and Directives 2009/73/EC and (EU) 2019/944, and repealing Regulation (EU) No 347/2013. PE/2/2022/REV/1. OJ L 152, 3.6.2022, pp. 45–102. ISSN 1977-0677 (edición electrónica). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32022R0869>
- (ReFuelEU Aviation, 2023) Regulation (EU) 2023/2405 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 on ensuring a level

playing field for sustainable air transport (ReFuelEU Aviation) (Text with EEA relevance). PE/29/2023/REV/1. OJ L, 2023/2405, 31.10.2023. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R2405>

- (ReFuelEU Maritime, 2023) Regulation (EU) 2023/1805 of the European Parliament and of the Council of 13 September 2023 on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport, and amending Directive 2009/16/EC (Text with EEA relevance). PE/26/2023/INIT. OJ L 234, 22.9.2023, pp. 48–100. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1805>

Alemania

- (EnWG, 2005) Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung – Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), § 118 Übergangsregelungen [Ley de la industria energética, § 118 Reglamento transitorio]. Versión consolidada vigente. https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_118.html
- (Bundesnetzagentur, 2026) Bundesnetzagentur (2026). "Informationsveranstaltung zum Thema Stromnetzentgelte für Elektrolyseure" (Informationstermin Elektrolyseure). Presentación de la Beschlusskammer GBK, 28 de abril de 2026. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termin/Downloads/2026/04_2026/28_04/Informationstermin_Elektrolyseure.pdf

Mauritania

- (República Islámica de Mauritania, 2024) República Islámica de Mauritania. Ministère du Pétrole, des Mines et de l'Énergie (octubre 2024). "Loi N° 2024-037 portant Code de l'Hydrogène Vert" [Ley N° 2024-037 — Código del Hidrógeno Verde / Green Hydrogen Code]. Texto oficial promulgado y publicado en el Journal Officiel de la République Islamique de Mauritanie (J.O. n° 1568). Sin ISBN/ISSN. Nota: el texto íntegro no se encuentra disponible en acceso digital público; la caracterización de sus disposiciones se apoya en la presentación oficial del Ministerio y en el análisis de Pinsent Masons (2024).

2. Documentos oficiales e institucionales

Organismos internacionales

- International Energy Agency (IEA). (2021). Hydrogen in Latin America: From near-term opportunities to large-scale deployment. Paris: IEA. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/hydrogen-in-latin-america>

- Hinicio & New Energy. (2022). H2LAC Index 2022: Índice de Hidrógeno para América Latina y el Caribe. H2LAC/CEPAL. Recuperado de <https://h2lacindex.com>
- Hinicio & New Energy. (2025). H2LAC Index 2025: Índice de Hidrógeno para América Latina y el Caribe. H2LAC. Recuperado de <https://h2lacindex.com/es/#about>
- H2LAC. (s.f.). Planes de Acción: Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno de Bajas Emisiones en Argentina. Recuperado de <https://h2lac.org/archivos/planes-de-accion-estrategia-nacional-para-el-desarrollo-de-la-economia-del-hidrogeno-de-bajas-emisiones-en-argentina/>
- ENTSO-E. (junio de 2022). Potential of P2H2 Technologies to Provide System Services — Flexibility from Power-to-Hydrogen. Bruselas: ENTSO-E. Recuperado de <https://www.entsoe.eu/2022/06/28/entso-e-publishes-a-study-on-flexibility-from-power-to-hydrogen-p2h2/>
- ENTSO-E. (noviembre de 2025). Position Paper on Flexibility from Renewable Energy Sources (RES). Bruselas: ENTSO-E AISBL. Recuperado de <https://www.entsoe.eu/2025/11/18/entso-e-position-paper-on-flexibility-from-renewable-energy-sources-res/>
- ACER — Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía de la UE. (2024/2025). European Hydrogen Markets, en: Market Monitoring Report (MMR). Luxemburgo: Oficina de Publicaciones de la UE. ISSN 2599-8099. Recuperado de <https://www.acer.europa.eu/monitoring/MMR>
- Comisión Europea — Dirección General de Energía. (2023). European Hydrogen Bank. Portal oficial. Bruselas: Comisión Europea. Recuperado de https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/european-hydrogen-bank_en
- República Islámica de Mauritania / PNUD / AFD. (2022). Mauritania Green Hydrogen Roadmap. Documento estratégico nacional.

Brasil

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). (2025). Brazilian Energy Balance 2025: Summary Report, Reference Year 2024. Recuperado de <https://www.epe.gov.br/en/publications/publications/brazilian-energy-balance-2025>

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). (2021). Nota Técnica DEA 15/21: Perspectivas para o Hidrogênio no Brasil. Rio de Janeiro: EPE / Ministério de Minas e Energia. Recuperado de <https://www.epe.gov.br>

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). (2023). *Certificação de energia renovável para produção de hidrogênio verde* —

Planta White Martins, Pernambuco. São Paulo: CCEE. Recuperado de <https://www.ccee.org.br> [verificar URL específica]

Ministério de Minas e Energia de Brasil (MME). (2023). *Programa Nacional do Hidrogênio: Plano de Trabalho 2023-2025.* Brasília: MME. Recuperado de <https://www.gov.br/mme>

Chile

- Ministerio de Energía de Chile. (noviembre de 2020). Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. Santiago de Chile: Ministerio de Energía. Recuperado de https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- Gobierno de Chile – Ministerio de Energía. (abril de 2024). Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023–2030. Santiago de Chile. Recuperado de https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/plan_de_accion_h2v_2023-2030.pdf
- Gobierno de Chile – Ministerio de Energía. (2024). Plan de Trabajo de Regulaciones Habilitantes para el Desarrollo de la Industria de Hidrógeno en Chile 2024–2030. Santiago de Chile. Recuperado de https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/plan_regulaciones_habilitantes_h2_2024-2030.pdf

Colombia

- Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2021). Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia. Bogotá: MinMinas. Recuperado de <https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/enlace-ruta-hidrogeno/>
- Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2024). Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa. Bogotá: MinMinas.
- Departamento Nacional de Planeación et al. (julio de 2025). Borrador CONPES: Política Nacional del Hidrógeno. Bogotá: DNP. Recuperado de https://sisconpes.dnp.gov.co/SisCONPESWeb/new_ctmp/DocumentosConpes/Borradores/2025-11-28_borrador_conpes_politica_nacional_del_hidrogeno.pdf

Uruguay

1. Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). (2023). Aspectos de interés: Instrumentos de promoción. Montevideo: MIEM. Recuperado de <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/politicas-y-gestion/aspectos-interes-instrumentos-promocion>
2. Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). (2024). Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde y Derivados en Uruguay. Montevideo: MIEM. Recuperado de <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/noticias/hoja-ruta-hidrogeno-verde-uruguay-0>
3. Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). (30 de julio de 2025). Directora Nacional de Energía destacó importancia de que Uruguay cuente con nueva política energética. Recuperado de <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/noticias/directora-nacional-energia-destaco-importancia-uruguay-cuenta-nueva-politica>

Costa Rica

- Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica (MINAE). (2022). Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de Costa Rica. San José: MINAE. Recuperado de <https://minae.go.cr/energia/Estrategia-Nacional-de-H2-Verde-Costa-Rica.pdf>
- Gobierno de Costa Rica. (2025). Contribución Nacional Determinada 2025–2035. San José: Gobierno de Costa Rica.

Argentina

- Argentina. Secretaría de Asuntos Estratégicos. (2023). Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno (ENH). Buenos Aires. Recuperada de <https://chamb.cancilleria.gob.ar/es/el-mundo-del-producto-hidrogeno>
- Argentina. Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto. (2025). El mundo del producto – Hidrógeno. Recuperado de <https://chamb.cancilleria.gob.ar/es/el-mundo-del-producto-hidrogeno>
- PlataformaH2 Argentina. (2024). Propuesta de marco regulatorio para impulsar la industria del hidrógeno renovable y de bajas emisiones. Recuperada de <https://www.plataformah2.org>
- Hychico S.A. (2024). Planta de hidrógeno – Hychico. Recuperado de <https://hychico.com.ar>

España

- (MITECO, s.f.-a) Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). "Políticas y legislación del hidrógeno". Portal oficial de hidrógeno del Gobierno de España. Madrid: MITECO. Acceso 2024-2025. Sin ISBN/ISSN (publicación institucional en línea).
<https://www.miteco.gob.es/es/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/hidrogeno/politicas-legislacion.html>
- (MITECO, s.f.-b) Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). "Tramitación de proyectos de hidrógeno". Portal oficial de hidrógeno del Gobierno de España. Madrid: MITECO. Acceso 2024-2025. Sin ISBN/ISSN (publicación institucional en línea).
<https://www.miteco.gob.es/es/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/hidrogeno/tramitacion.html>

Unión Europea y organismos europeos

- (Comisión Europea, 2023a) Comisión Europea — Dirección General de Energía (2023). "European Hydrogen Bank". Portal oficial de la Comisión Europea sobre integración de sistemas energéticos e hidrógeno. Sin ISBN/ISSN (publicación institucional en línea). Bruselas: Comisión Europea.
https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/european-hydrogen-bank_en
- (ENTSO-E, 2022) ENTSO-E — European Network of Transmission System Operators for Electricity (junio 2022). "Potential of P2H2 Technologies to Provide System Services — Flexibility from Power-to-Hydrogen (P2H2)". Elaborado por los Comités RDIC, MC y SDC de ENTSO-E. Sin ISBN/ISSN. URL: <https://www.entsoe.eu/2022/06/28/entso-e-publishes-a-study-on-flexibility-from-power-to-hydrogen-p2h2/> PDF completo: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/ENTSO-E_Study_on_Flexibility_from_Power-to-Hydrogen__P2H2_.pdf
- (ENTSO-E, 2025) ENTSO-E — European Network of Transmission System Operators for Electricity (noviembre 2025). "Position Paper on Flexibility from Renewable Energy Sources (RES)". Documento de posición institucional. Bruselas: ENTSO-E AISBL. Sin ISBN/ISSN.
<https://www.entsoe.eu/2025/11/18/entso-e-position-paper-on-flexibility-from-renewable-energy-sources-res/>
- (ACER, 2024/2025) ACER — Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía de la UE (2024/2025). "European Hydrogen Markets", en: Market Monitoring Report (MMR) — Informe de Seguimiento del Mercado. Publicación institucional anual. ISSN 2599-8099 (serie MMR).

Luxemburgo: Oficina de Publicaciones de la UE.
<https://www.acer.europa.eu/monitoring/MMR>

Mauritania

- (República Islámica de Mauritania et al., 2022) República Islámica de Mauritania / Ministère du Pétrole, des Mines et de l'Énergie, con apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD) (2022). "Mauritania Green Hydrogen Roadmap" [Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde de Mauritania]. Documento estratégico nacional. Sin ISBN/ISSN. Sin URL pública disponible al cierre de este análisis.

Japón

- (METI, 2023) Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) / Agency for Natural Resources and Energy (Japón), 6 de junio de 2023. "Basic Hydrogen Strategy". Documento oficial de política energética del gobierno de Japón. Tokio: METI.
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene/shinene/suiso_seisaku/pdf/20230606_4.pdf
- (ICEX, 2025) ICEX España Exportaciones e Inversiones / Oficina Económica y Comercial de España en Tokio (2025). "Estudio de Mercado: El hidrógeno en Japón 2025" (Resumen ejecutivo). ICEX — Ministerio de Industria y Turismo de España. Sin ISBN/ISSN formal (publicación institucional ICEX).
<https://www.icex.es/content/dam/icex/centros/japon/documentos/2025/estudio-mercado-hidrogeno-japon-2025-resumen.pdf>
- (IEA, 2024) International Energy Agency (IEA). (2024). Global Hydrogen Review. Informe anual de seguimiento del despliegue del hidrógeno a escala mundial. París: IEA. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
- (HESC, 2024) Hydrogen Energy Supply Chain (HESC) Project / Japan Suiso Energy (JSE) — Kawasaki Heavy Industries e Iwatani Corporation (2024). "Japan commits approx. JPY 220 billion (AU\$ 2.1 billion) from the Green Innovation Fund to establish a liquefied hydrogen supply chain". Documento oficial del proyecto, financiado por el Green Innovation Fund del Gobierno de Japón a través de NEDO. Nota: La cadena aud2-35-billion que se ve frecuentemente en los enlaces URL del proyecto refleja históricamente estimaciones de capital de prefactibilidad iniciales o conversiones de moneda calculadas en el momento en que se estructuró el

dominio del comunicado de prensa."https://www.hydrogenenergysupplychain.com/japan-commits-aud2-35-billion-to-establish-liquefied-hydrogen-supply-chain/

- (ENEOS, 2022) Mitsui & Co., Ltd. / ENEOS Corporation / Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), 7 de junio de 2022. "Joint Study Agreement formed to evaluate development of clean hydrogen supply chain between UAE and Japan". Comunicado corporativo oficial. Proyecto enmarcado en el Green Innovation Fund Project de NEDO (demostración a gran escala de cadena basada en MCH).
https://www.mitsui.com/jp/en/topics/2022/1243577_13410.html

3. Literatura secundaria, prensa especializada y análisis profesional

Artículos académicos y capítulos de libros

- Alonso Cereceda, G. (2024). Plan de desarrollo regulatorio para el fomento de la industria del hidrógeno verde en Chile. Repositorio académico Universidad de Chile. Recuperado de <https://repositorio.uchile.cl>
- Bibiloni, H. M., Piovano, G., & Guerra, D. (2023). Cuadro situacional sobre los aspectos normativos e institucionales del hidrógeno. La Plata: Repositorio de la Universidad Nacional de La Plata.
- EWI – Instituto de Economía Energética de la Universidad de Colonia. (octubre de 2025). Green Hydrogen Production under RFNBO Criteria: Analyzing the System and Business Case Perspective. EWI Working Paper N° 25/01. Colonia: EWI. ISSN 1862-3808. Recuperado de <https://www.ewi.uni-koeln.de/en/aktuelles/gruener-wasserstoff-bis-zu-20-prozent-teurer-durch-eu-kriterien/>
- Foy, H. J. (2024). Hydrogen Regulation in Latin America: From Promise to Production. En *The Cambridge Handbook of Hydrogen and the Law*. Cambridge Law Handbooks. Cambridge University Press, pp. 46–64.
- Guzowski, K. (2024). La economía del hidrógeno verde en la transición energética argentina. IAE Indicadores de Actualidad Económica.
- Malte Dorn, F. (2024). ¿Descarbonización o despojo? La economía política del litio e hidrógeno verde en Argentina. *Revista de Ciencias Sociales, DS-FCS*, vol. 37, n.º 55, julio-diciembre 2024, e211, pp. 1–25.
- Ribeiro Filho, J. d., Fontinele Tahim, E., & Vasconcelos Veras, V. M. (2023). Perspectivas para o Hidrogênio Verde: uma análise à luz do modelo da. *Brazilian Journal of Development*, pp. 1531–1553.
- Roel Aspeé, N. (2024). Reflexiones sobre las estrategias de política pública sobre hidrógeno en Chile y Uruguay: tres dimensiones para un análisis teórico. *Debates en Sociología*, N.º 59, pp. 212–233.

- Tapia Rattaro, L. (mayo de 2025). Perspectivas de Política Pública sobre la Estrategia Nacional para el desarrollo de la Economía del Hidrógeno en Argentina. Revista de Estudios Interdisciplinarios sobre Sostenible, N.º 2, pp. 36–54.
- (EWI, 2025) EWI — Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (Instituto de Economía Energética de la Universidad de Colonia) (octubre 2025). "Green Hydrogen Production under RFNBO Criteria: Analyzing the System and Business Case Perspective". EWI Working Paper N° 25/01. Colonia: EWI, Universidad de Colonia. ISSN 1862-3808 (serie EWI Working Papers). <https://www.ewi.uni-koeln.de/en/aktuelles/gruener-wasserstoff-bis-zu-20-prozent-teurer-durch-eu-kriterien/>
- (REI, 2023) Renewable Energy Institute (REI) (julio 2023). "Revised Basic Hydrogen Strategy Offers No Clear Path to Carbon Neutrality" (Position Paper); y "Re-examining Japan's Hydrogen Strategy: Moving Beyond the Hydrogen Society Fantasy" (2022). Think-tank independiente. Tokio: REI. <https://www.renewable-ei.org/en/activities/reports/20230720.php>

Análisis jurídico y profesional

- Deutscher Wasserstoff Verband (DWV). (2025). Technische Anforderungen für den Anschluss von Elektrolyseanlagen. Recuperado de https://dwv-info.de/wp-content/uploads/2025/04/250221_tech_nische_anforderungen_fuer_den_anschluss_von_elektrolyseanlagen.pdf
- Hinicio. (septiembre de 2024). Chile presentó plan regulatorio para impulsar desarrollo de la industria del hidrógeno. Recuperado de <https://hinicio.com/es/chile-presento-plan-regulatorio-para-impulsar-desarrollo-industria-hidrogeno/>
- Osborne Clarke. (octubre de 2022). Análisis del Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre. Recuperado de <https://www.osborneclarke.com/es/insights/real-decreto-ley-182022-de-18-de-octubre-por-el-que-se-aprueban-medidas-de-refuerzo-de-la-proteccion-de-los-consumidores-de-energia>
- Rodríguez D'Espada, A. L., & Teliz, E. (2025). Regulación actual del hidrógeno verde en Uruguay. Borrador de trabajo. Montevideo. [Fuente doctrinaria.]
- TÜV Rheinland. (2023). Standard H2.21: Certification of Green Hydrogen and Hydrogen Derivatives. TÜV Rheinland Group.

- White Martins. (2023). Relatório de sustentabilidade e transição energética: Planta de hidrogênio verde de Pernambuco. White Martins Gases Industriais.
- (Pinsent Masons, 2024) Pinsent Masons (4 de octubre de 2024). "Mauritania regulates green hydrogen development with tax incentives". Análisis jurídico del Code de l'Hydrogène Vert (autor: Olivier Bustin). Out-Law / Pinsent Masons LLP. <https://www.pinsentmasons.com/out-law/news/mauritania-regulates-green-hydrogen-development-tax-incentives>
- (Osborne Clarke, 2022) Osborne Clarke (octubre 2022). "Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía". Análisis jurídico especializado. Sin ISBN/ISSN. <https://www.osborneclarke.com/es/insights/real-decreto-ley-182022-de-18-de-octubre-por-el-que-se-aprueban-medidas-de-refuerzo-de-la-proteccion-de-los-consumidores-de-energia>
- (DWV, 2025) Deutscher Wasserstoff Verband (DWV) (2025). Technische Anforderungen für den Anschluss von Elektrolyseanlagen. [En línea]. Berlín: DWV. https://dwv-info.de/wp-content/uploads/2025/04/250221_technische_anforderungen_fuer_den_anschluss_von_elektrolyseanlagen.pdf

Prensa y divulgación especializada

- Ámbito Financiero. (19 de febrero de 2024). Proponen crear por ley el Instituto Neuquino del Hidrógeno (INEH). Recuperado de <https://www.ambito.com/energia/proponen-crear-ley-el-instituto-neuquino-del-hidrogeno-ineh-n5949405>
- El Periódico de la Energía. (2022). El hidrógeno verde se hace camino: la regulación de las canalizaciones aisladas. Recuperado de <https://elperiodicodelaenergia.com/el-hidrogeno-verde-se-hace-camino-la-regulacion-de-las-canalizaciones-aisladas>
- Friedrich-Ebert-Stiftung Costa Rica. (14 de julio 2022). La oportunidad del hidrógeno verde (H2V) en Costa Rica. Recuperado de <https://americacentral.fes.de/noticias/la-oportunidad-del-hidrogeno-verde-h2v-en-costa-rica.html>
- GNL Global. (2023). Japón apunta a aumentar el suministro de hidrógeno a 12 millones de toneladas para 2040. Recuperado de <https://gnlglobal.com/japon-apunta-a-aumentar-el-suministro-de-hidrogeno-a-12-millones-de-toneladas-para-2040/>

- Gobierno de la Provincia de Tierra del Fuego. (11 de diciembre de 2024). Gobierno presentó oficialmente el Instituto Fueguino de Transformación Energética y el Hidrógeno. Recuperado de <https://www.tierradelfuego.gob.ar/blog/2024/12/12/gobierno-presento-oficialmente-el-instituto-fueguino-de-transformacion-energetica-el-hidrogeno/>
- InfoFueguina. (10 de diciembre de 2024). Se lanzó en Tierra del Fuego el Instituto Fueguino de Transición Energética y el Hidrógeno. Recuperado de <https://www.infofueguina.com/tu-ciudad/2024/12/11/se-lanzo-en-tierra-del-fuego-el-instituto-fueguino-de-transicion-energetica-el-hidrogeno->
- Inспенet. (2023). Japón planea desarrollar la aviación con hidrógeno. Recuperado de <https://inspenet.com/noticias/japon-desarrollar-la-aviacion-con-hidrogeno/>
- Jujuy al Día. (13 de agosto de 2021). Ley Provincial N.º 6230. Jujuy institucionaliza la lucha contra el cambio climático. Recuperado de <https://www.jujuyaldia.com.ar/2021/08/13/ley-provincial-n-6230-jujuy-institucionaliza-la-lucha-contra-el-cambio-climatico/>
- La Tecla Patagonia. (6 de diciembre de 2024). El ejecutivo consigue la aprobación en la legislatura para la mesa de hidrógeno verde. Recuperado de <https://www.lateclapatagonia.com.ar/88885-el-ejecutivo-consigue-la-aprobacion-en-la-legislatura-para-la-mesa-de-hidrogeno-verde>
- Medinilla, M. (21 de julio de 2025). Gobierno de Chile propone nueva ley de hidrógeno verde y créditos tributarios por USD 2.800 millones para impulsar la demanda. Energía Estratégica. Recuperado de <https://www.energiaestrategica.com/gobierno-de-chile-propone-nueva-ley-de-hidrogeno-verde-y-creditos-tributarios-por-usd-2-800-millones-para-impulsar-la-demanda/>
- MobilityPlaza. (2023). Japón relanza su estrategia de hidrógeno. Recuperado de <https://www.mobilityplaza.org/news/32496>
- ONG FIMA. (marzo de 2025). Hidrógeno verde "a la chilena": Análisis crítico de la (des)regulación del hidrógeno en Chile. Recuperado de <https://www.fima.cl/que-hacemos/>
- Portal Minero. (4 de diciembre de 2025). Cámara de Diputados aprueba proyecto de ley de fomento a la industria del hidrógeno verde. Recuperado de <https://www.portalminero.com/wp/camara-de-diputados-aprueba-proyecto-de-ley-de-fomento-a-la-industria-del-hidrogeno-verde/>
- Realidad SM. (29 de febrero de 2024). Presentan proyecto de ley para crear el Instituto Neuquino del Hidrógeno. Recuperado de <https://realidadsm.com/2024/02/29/presentan-proyecto-de-ley-para-crear-el-instituto-neuquino-del-hidrogeno/>

- Redacción Chubut. (9 de septiembre de 2024). Chubut conformará una Mesa Provincial Hidrógeno. El Chubut. Recuperado de <https://www.elchubut.com.ar/puerto-madryn/2024-9-10-20-14-0-chubut-conformara-una-mesa-provincial-hidrogeno>
- Review Energy. (17 de noviembre de 2025). Brasil fija las reglas del juego para el hidrógeno bajo en carbono. Recuperado de <https://www.review-energy.com/hidrogeno/brasil-fija-las-reglas-del-juego-para-el-hidrogeno-bajo-en-carbono>
- Río Negro. (19 de febrero de 2024). Proponen crear el Instituto Neuquino de Hidrógeno. Diario Río Negro. Recuperado de <https://www.rionegro.com.ar/energia/proponen-crear-el-instituto-neuquino-de-hidrogeno-3425705/>
- Surtidores LATAM. (14 de junio de 2024). Hidrógeno Verde: ¿De qué trata el proyecto que fue archivado en el Senado? Surtidores LATAM Colombia. Recuperado de <https://surtidoreslatam.com/hidrogeno-verde-de-que-trata-el-proyecto-que-fue-archivado-en-el-senado/>
- H2LAC. (28 de agosto de 2024). Costa Rica da el siguiente salto hacia la descarbonización con hidrógeno verde. Recuperado de <https://h2lac.org/noticias/costa-rica-da-el-siguiente-salto-hacia-la-descarbonizacion-con-hidrogeno-verde/>
- EconoJournal. (2025). Presentaron diputados proyecto de ley RIGI específico para hidrógeno renovable. Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2025/07/presentaron-diputados-proyecto-ley-rigi-especifico-hidrogeno-renovable/>