

Hidrógeno verde en América Latina

Posibilidades, barreras
y oportunidades

Heloisa
Schneider

Septiembre, 2021

Hidrógeno verde en América Latina: posibilidades, barreras y oportunidades

Heloisa Schneider

ÍNDICE

4	Prólogo
7	Introducción
12	El hidrógeno como alternativa energética
16	¿Qué significan los colores del hidrógeno?
18	Usos del hidrógeno: actual y perspectivas futuras en América Latina
24	La demanda y la oferta de hidrógeno
27	•El costo
33	•Los riegos
44	El entorno productivo y perspectivas en algunos países de Latinoamérica
50	Argentina
59	Brasil
71	Chile
80	Costa Rica
87	México
97	Oportunidades y desafíos para implementar una economía del H₂ verde
114	Propuestas para posicionarse en el mercado del hidrógeno verde
120	Referencias bibliográficas

Prólogo

Han pasado 27 años desde el intento por parte del entonces titular del Fondo para el Medio Ambiente Mundial, Mohammed T El Ashry, para ayudar a implantar el uso del hidrógeno en sistemas de transporte público sumando la demanda de varias ciudades para lograr una escala suficiente. El esfuerzo no logró implantar la tecnología. En el tiempo transcurrido, una generación, se ha agravado la emergencia climática. La concentración y el continuado flujo de emisiones de gases de efecto invernadero han dejado un presupuesto global de carbono para una década de comportamiento inercial.

En el mismo lapso los costos de generación eléctrica con fuentes renovables han venido bajando considerablemente y se espera que lo sigan haciendo, junto con los precios de las baterías. También van a la baja el precio de los electrolizadores de agua para la producción de hidrógeno, a la vez que aumenta su capacidad de generación. De este modo, como se señala en el texto, con el hidrógeno verde se produce una convergencia entre la capacidad técnica, la viabilidad económica y la articulación entre sectores, que en el paradigma petrolero han sido sectores estancos. Esto, además en un contexto de marcada volatilidad en los precios de los combustibles fósiles que abonan la inestabilidad en las economías.

Con estos cambios y su dirección, el hidrógeno verde se está convirtiendo en una alternativa tecnológica y económicamente viable, con un potencial creciente como depósito de la energía renovable. Esto le permite no sólo estabilizar y desconcentrar las redes de suministro eléctrico; también permite que sea aplicado a usos donde las opciones de electrificación tradicional no son eficaces: el transporte pesado, aéreo, marítimo, “off road” o maquinaria y el ferroviario. El hidrógeno verde se está convirtiendo, así, en una opción clave para la acción climática capaz de ayudar en la descarbonización de sectores de difícil abordaje hasta ahora.

La adopción generalizada del hidrógeno y del hidrógeno verde en particular, modificará la geopolítica energética global. En un futuro más o menos lejano, ya no será la concentrada y desigual localización planetaria de los hidrocarburos fósiles, la disputa por el acceso a ellos, su control y su transporte un eje crítico de las relaciones internacionales. Asimismo, la masificación del hidrógeno verde podrá cambiar la riqueza o pobreza energética relativa de los países en vías de desarrollo, puesto que, salvo contadas excepciones, en su mayor parte, están generosamente dotados de fuentes de energías renovables. Los países anteriormente pobres en hidrocarburos fósiles, sujetos a la volatilidad de sus precios en el mercado internacional y al peso de sus respectivas facturas petroleras, con el hidrógeno verde pueden ser autosuficientes energéticamente ahora o incluso con potencial de exportación. Los países de América Latina y el Caribe tienen, en el hidrógeno verde, un enorme potencial de aunar un más robusto desarrollo al mismo tiempo que fortalece su acción climática en la medida en que se lance de lleno a la expansión de sus capacidades de producción, almacenamiento y uso. Es una nueva potencial fuente de divisas y de empleos, con menor huella ambiental, justo las características de los sectores para un desarrollo más sostenible y dentro de la capacidad de nuestro planeta para soportarlo.

Este libro responde al creciente interés de la CEPAL, de la Fundación Konrad Adenauer y de varios países en la región en esta temática, considerada crucial para el desarrollo. Por ello resulta muy oportuna esta publicación, en español y con datos de la región, minuciosamente investigado por Heloisa Schneider. Para el público en general y los técnicos hispanoparlantes el contenido de este texto documenta opciones de desarrollo que se pueden materializar en sus economías con el triple dividendo de lograr dinamismo económico con mayor independencia energética, más inclusión social, con nuevos empleos, y logrando al mismo tiempo la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, aspectos que, si son logrados al mismo tiempo, permiten acercarse al cumplimiento de la Agenda 2030.

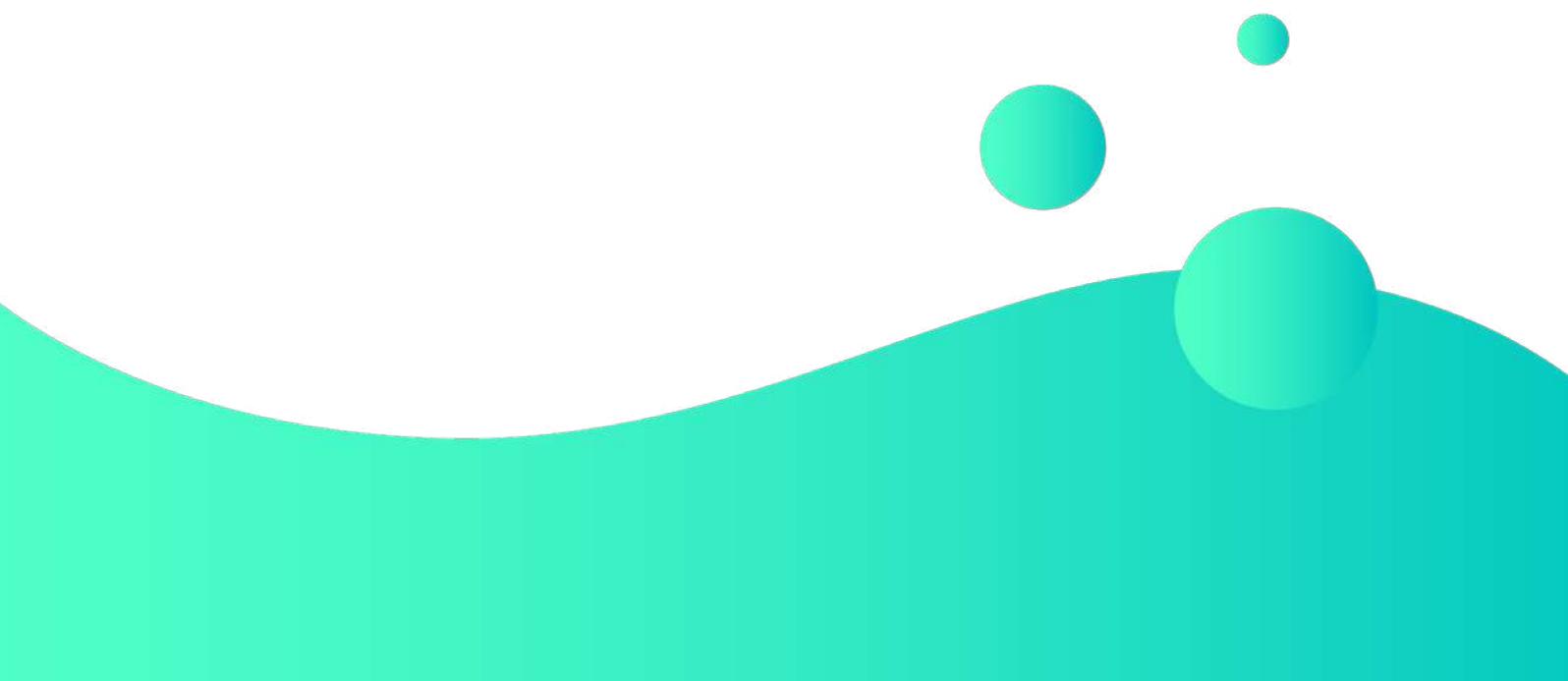
El texto permite conocer los avances y políticas para el desarrollo de la economía del hidrógeno en cinco países de América Latina y el Caribe y tener una noción actual, pertinente y útil para la región. El reto, como otros, es que esta transformación en el paradigma energético vaya acompañada por una visión de cuidado planetario y de las personas que lo habitan, en un espíritu de mayor fraternidad.

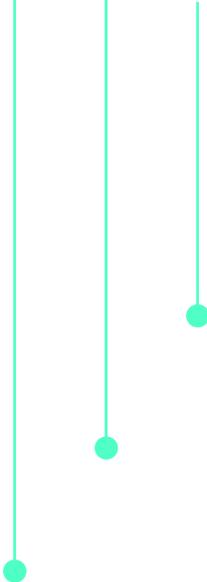
José Luis Samaniego

Director de la División de Desarrollo Sostenible
y Asentamientos Humanos

Comisión Económica para América Latina y el Caribe, CEPAL

01 | **Introducción**





El hidrógeno (H₂) verde tiene el potencial, junto a otras medidas, de aportar significativamente a los procesos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, además, para crear una industria nueva, que, agrega valor a las economías de los países. Es un recurso energético alternativo que puede utilizarse en lugar del carbón, del gas natural o del petróleo. Su uso puede ayudar a los países a cumplir sus metas de reducción de emisiones y su fabricación, además de generar empleos, puede aportar al PIB. Esto, en especial, en países que no producen y/o dependen de combustibles fósiles y a su vez, disponen de fuentes de energía limpia para su fabricación y de agua. Pero, pese a lo anterior, este tema solo muy recientemente ha empezado a formar parte de los debates sobre energías alternativas, y todavía no se cuenta con mucha información sobre las posibilidades de su masificación como fuente de recurso energético e de ingresos en la región. Además, hay algunos elementos que deben ser tomados en cuenta para viabilizar este gas como un energético, que, si afrontados temprana y adecuadamente, pueden hacer con que esta nueva ola de interés sea permanente con las consecuencias positivas que esto implica.



Fotografía de Karsten Würth, fuente: www.unsplash.com

Si por un lado el bajo impacto ambiental de la energía generada por hidrógeno es su mayor aliado, su costo de obtención y la infraestructura, incluyendo la para su transporte, almacenamiento y distribución son sus mayores enemigos. Para que el hidrógeno sea una realidad, un kilogramo debe costar la mitad del valor del de un galón de gasolina, cantidad todavía lejos de ser alcanzada. Para el H₂ verde, la energía renovable que permitiría producirlo debe costar menos que 30 dólares/MWh. Este hidrógeno todavía es de 2 a 3 veces más caro que el azul y, para que gane espacio, sus costos deben sufrir reducciones importantes, que deben incluir además la correspondiente infraestructura (IRENA, 2020), para de esta forma desbancar al gas natural (GN), la principal fuente energética para su producción y a la vez, una de las fuentes de energía más utilizada para la producción de electricidad en diversos países. Una vez resuelto el tema del alto costo de producción del gas, el foco se moverá a las celdas de combustible y a otras tecnologías que apoyen esta nueva industria.

Pero no sólo el costo es una barrera para su masificación. De hecho, podría ser el menos complejo. Si no que hay temas todavía más difíciles que deben ser solucionados a la brevedad, y que están asociados con los riesgos relacionados con las características de este gas, tanto en el medio ambiente como con relación al cambio climático, con la salud y la seguridad, institucionales y regulatorios. La masificación de su uso requiere que no haya competencia entre los sectores para el uso de la electricidad por fuentes de energías renovables, tampoco por el agua, el principal elemento para la producción de H₂ verde.

Ya, hoy, el hidrógeno es relevante en términos económicos. El mercado mundial en 2019 correspondió a entre 118 y 136 mil millones de dólares. Además, se espera un crecimiento significativo de este mercado en los próximos años, que podría alcanzar entre 160 a 200 mil millones de dólares. La fuerza impulsora detrás de este crecimiento y esta nueva ola responde a que los gobiernos y las empresas, entienden el rol del hidrógeno como agente descarbonizador de la economía mundial y para el logro de los objetivos del Acuerdo de París en el horizonte de 2050.

En la última década, la demanda mundial de hidrógeno creció un 28%, poco en comparación con otras tecnologías energéticas nuevas. La producción de amoníaco para fertilizantes y refinación de petróleo representó el 96% de la demanda pura, mientras que de la demanda en mezclas con otros gases la producción de metanol representó el 29%, la reducción directa en la industria siderúrgica, un 7%, y el resto fue utilizado en otros ámbitos (IEA, 2019). En la movilidad, la participación es muy reducida. Casi nula.

Así, además de los ya tradicionales mercados de fertilizantes, refinación y otros usos (gases industriales y hospitalarios), se pueden desarrollar nuevos mercados de hidrógeno en los segmentos de transporte, generación de electricidad, almacenamiento de energía y procesos industriales, entre otros. El hidrógeno puede utilizarse directamente como una fuente de energía de bajo o cero carbono (dependiendo de su proceso de producción) en sectores difíciles de electrificar y como vector para el almacenamiento de energía, permitiendo un mayor aporte de fuentes renovables variables como la eólica, solar, etc.. En este sentido, el hidrógeno es visto como un recurso con la capacidad de promover el acoplamiento de los mercados de combustible, eléctricos, industriales y otros.

Entendiendo que estos temas también son materiales en los países de América Latina, la Fundación Konrad Adenauer (KAS), ha decidido publicar el presente estudio, cuyo objetivo es describir y analizar las posibilidades de la masificación del hidrógeno como fuente de recurso energético en algunos países de la región.

El estudio analizó las barreras y oportunidades, a partir del estado actual y los avances de este tema en Argentina, Brasil, Chile, Costa Rica y México, países que, en la actualidad, tienen grandes posibilidades de desarrollar una industria del hidrógeno verde competitiva, de aprovechar y replicar las oportunidades y capacidades ya desarrolladas en otras regiones, y a la vez, ser dinamizadores de este recurso en los demás países de la región.

En estos cinco países, el hidrógeno verde en mayor o menor medida empezó a ser considerado como una alternativa de negocio y una forma más de reducir gases de efecto invernadero. En algunos, es considerado un elemento importante para cumplir los compromisos de carbononeutralidad. Sus ventajas para incursionar en este mercado se centran, sobre todo, en sus matrices eléctricas, que, o ya son limpias o están en vías de descarbonizarse. Estas ventajas, son en sí mismo oportunidades, que dan pie a otras. Pero para provecharlas, deben solventarse de forma rápida y efectiva algunos escollos que podrían llegar a ser una barrera que dificulta el despegue de esta industria y/o su continuidad: formalizar al H₂ en el marco político, institucional y legal, incluirlo en las

agendas públicas y dar espacio y apoyar al sector privado, construir una agenda regional y aprovechar sinergias para aumentar la competitividad.

El actual momento es muy propicio para que los países definan nuevos modelos de negocios, para crear nuevos mercados, se asocien y cooperen con países como Alemania, Japón o los Estados Unidos, donde la economía del hidrógeno está más adelantada. A través de estas relaciones, podrán acelerar sus procesos internos y aprovechar más precozmente las ventajas de este combustible. Relacionarse con estos países, permite no sólo reducir y aminorar costos, sino, disponer de tecnología de punta, fuentes de financiamiento, mano de obra capacitada y operar en mercados más competitivos, por mencionar algunas ventajas.

Como se constatará a lo largo del texto, ya hay iniciativas de este tipo en curso, y queda de manifiesto el potencial de la región para seguir avanzando y tornarse un jugador de clase mundial en este tema. Así, este documento busca ser un aporte al debate sobre la introducción del H₂ verde en la región y un punto de encuentro, por lo que, se espera que los lectores lo usen como referencia y como insumo.

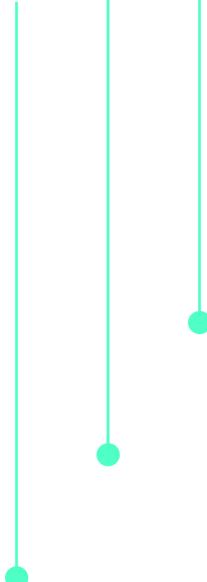
Buena lectura.

Heloisa Schneider y el Programa Regional EKLA

02

**El hidrógeno
como alternativa
energética**





Como fuente de energía y combustible, el H₂ ofrece formas de descarbonizar una amplia gama de sectores, incluyendo el transporte, de productos químicos, de hierro y acero, y otros sectores en los cuales ha sido difícil reducir significativamente las emisiones. También puede ayudar a mejorar la calidad del aire y fortalecer la seguridad energética. Puede transformarse en electricidad y metano para ser usado como energético doméstico y alimentar a la industria, y en combustibles para automóviles, camiones, barcos y aviones, por ejemplo. Así, los sectores en los cuales se prevé su uso dependen en gran medida de las posibilidades de mitigar, no solo sus costos, sino, otros, propios de cada sector que deberán adaptarse a este nuevo energético.

Bajo condiciones normales de presión y temperatura, el hidrógeno existe como gas diatómico (H₂), incoloro, inodoro e insípido y no tóxico. Se estima que se encuentra en el 75% de la materia visible del universo y que es abundante en el planeta, donde, si bien no existe en estado libre, forma parte de las moléculas más importantes para la vida. Al ser un elemento muy liviano, puede escaparse de la atmósfera terrestre por lo que no se encuentra en estado natural. Su poder calorífico, que varía desde 120 MJ/kg a 141 MJ/kg, es el más alto entre los combustibles comúnmente utilizados. (Estrada y otros, 2020).

Contiene más energía por unidad de masa que el gas natural o la gasolina, lo que lo hace atractivo como combustible para el transporte. Sin embargo, al ser el elemento más ligero tiene una densidad de energía baja por unidad de volumen. Esto significa que deben moverse mayores volúmenes para satisfacer demandas de energía similares en comparación con otros combustibles, y para lograrlo, se necesitan ductos más grandes o de flujo más rápido y mayores tanques de almacenamiento. El hidrógeno se puede comprimir, licuar o transformar en combustibles a base de hidrógeno que tienen una mayor densidad energética, pero esto (y cualquier reconversión posterior) consume energía, una limitación importante para su fabricación.

Al igual que otros energéticos, el hidrógeno presenta riesgos para la salud y la seguridad cuando es utilizado a gran escala y estos riesgos pueden ralentizar, o incluso limitar su despliegue como tecnología energética. La seguridad en su utilización en forma gaseosa o líquida, y en especial, en su transporte, almacenamiento y distribución es probablemente el mayor reto por enfrentar para intensificar su uso. Pero, si se considera que los impactos en la salud y la seguridad de los energéticos establecidos (gasolina, diésel, gas natural, electricidad, carbón) son familiares para los consumidores y que rara vez estos se cuestionan, esto demuestra que los riesgos del hidrógeno, incluida la inflamabilidad, la presunta carcinogenicidad y la toxicidad, pueden manejarse perfectamente y que serán interiorizados sin problemas en la medida que empiece a masificarse (IEA, 2019).

Aunque hay una larga experiencia en el uso industrial del hidrógeno, incluso en grandes tuberías de distribución dedicadas, que existen protocolos para el manejo seguro en estos sitios y para la infraestructura de reabastecimiento, masificar su uso sigue siendo una tarea compleja que exigirá avanzar en ámbitos todavía desconocidos en comparación con los de otros portadores de energía. El uso generalizado en el sistema energético traerá nuevos desafíos y parte importante de este proceso, será comunicar adecuadamente las limitaciones y bondades de este nuevo recurso energético.

El uso generalizado en el sistema energético traerá nuevos desafíos y parte importante de este proceso, será comunicar adecuadamente las limitaciones y bondades de este nuevo recurso energético.

Como método de producción de H₂ verde, aun cuando hoy no se emplea a nivel industrial de manera masiva, la electrólisis del agua es una de las tecnologías utilizada para descomponer el H₂O en oxígeno (O₂) e hidrógeno (H₂). Sin embargo, según advierten Académicos de la Academia Nacional de Ciencias de Costa Rica¹ algunos aspectos de este proceso que muchas veces no son mencionados, deben ser considerados a la hora de decidir sobre su uso para la fabricación de H₂: es intensivo en el uso de electricidad ya que el agua es una sustancia muy estable, y que, además, por lo general, solo se considera que el producto final del uso del hidrógeno en una celda de combustible es vapor de agua y no los otros gases atmosféricos que contribuyen al efecto invernadero y al calentamiento global (CO₂, metano y otros). Si el proceso de electrólisis del agua ocurriera a 25 °C y una atmósfera de presión, el consumo de energía sería equivalente a 39,7 kWh por cada kilogramo de H₂ producido. Este costo energético sería equivalente al consumo de energía eléctrica de casi cinco días, de una familia que usa 250 kWh mensuales. Esta cifra no toma en cuenta los grados de (in)eficiencia que implica el proceso electroquímico real y el equipo utilizado, básicamente por disipación de energía eléctrica como calor y sobrepotenciales eléctricos. La cifra tampoco toma en cuenta el alto costo de compresión del hidrógeno para su almacenamiento o fugas, ni los relativos al transporte. Tampoco los costos de las sustancias para el acondicionamiento químico previo del agua requeridas por la electrólisis industrial, así como el de otras sustancias empleadas en este proceso electroquímico y el desgaste de electrodos y membranas. Y, por lo general, no se mencionan las necesidades de agua, su principal insumo. Producir un kilo de hidrógeno requiere un promedio de entre 10 a 12 litros de agua. La mitad de esta agua de entrada es devuelta, aunque con un mayor grado de conductividad², lo que limita su reuso.

1 Electrólisis del agua. Planteamiento en torno a la producción y uso de hidrógeno como ente motriz en el sector transporte en Costa Rica. En <https://www.anc.cr/vernoticias/118-electrolisis-del-agua-planteamiento-en-torno-a-la-produccion-y-uso-de-hidrogeno-como-ente-motriz-en-el-sector-transporte-en-costa-rica>

2 Indicación aproximada del grado de mineralización del agua.

2.1 ¿Qué significan los colores del hidrógeno?

La referencia a los colores, nomenclatura cada vez más utilizada para categorizar al hidrógeno, deriva de las fuentes utilizadas para su producción. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA, por su sigla en inglés), la mención a “negro”, “gris” o “marrón” se refiere a la producción de hidrógeno a partir de carbón, gas natural y lignito, respectivamente. El “azul” se utiliza comúnmente para identificar al hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles con emisiones de CO₂ mitigadas y reducidas por el uso de métodos de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CAC³). El “verde” se aplica al hidrógeno producido a partir de electricidad generada con fuentes limpias o renovables. En general, no existen colores establecidos para el hidrógeno de biomasa, nuclear o diferentes variedades de red eléctrica. Cabe mencionar que la IEA evita utilizar estas etiquetas ya que estima que el impacto medioambiental de la producción puede variar mucho dentro de una misma categoría de color (IEA, 2019).

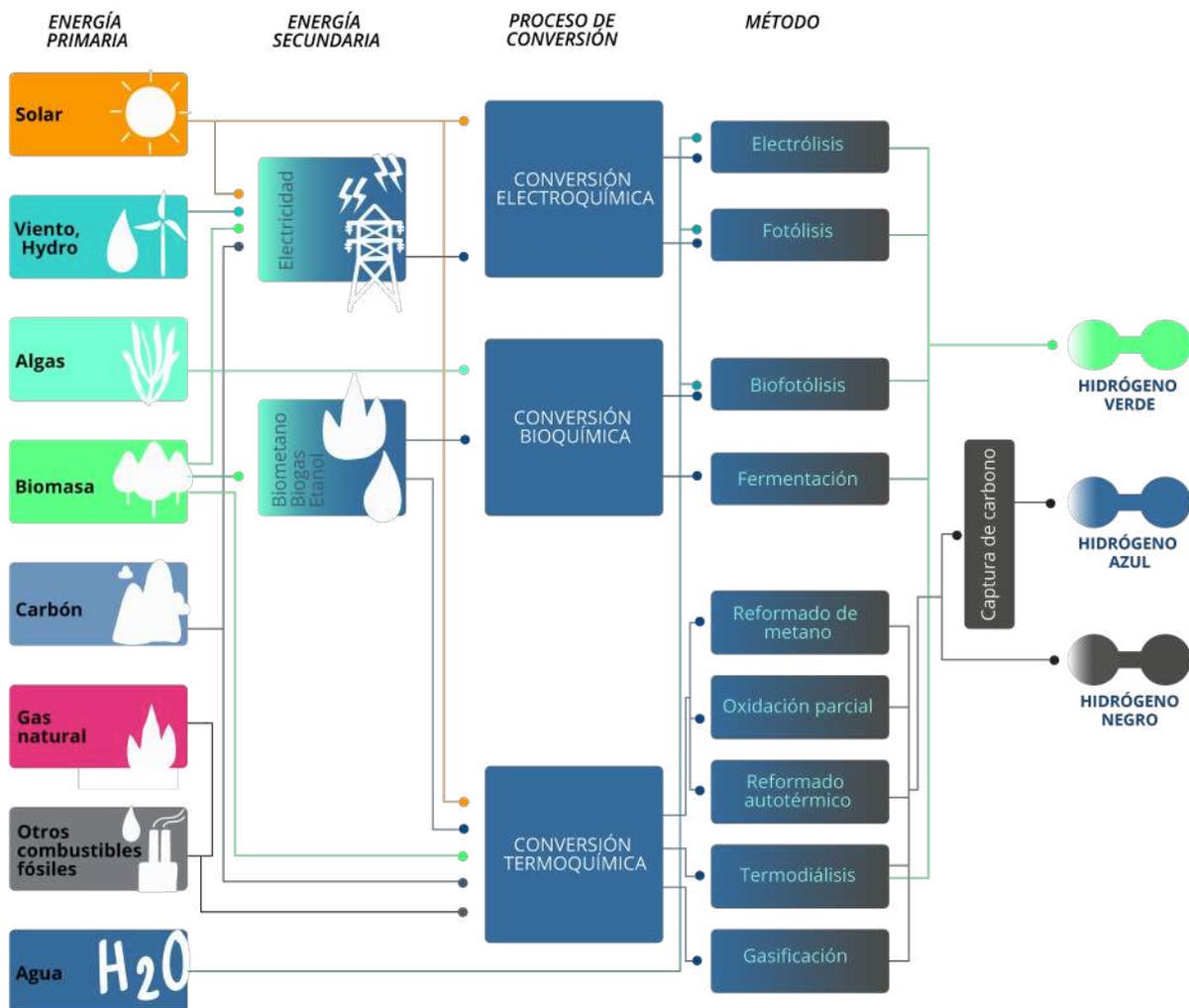
Entre el hidrógeno con bajas emisiones de carbono, es decir, el verde y el azul, se incluyen el producido con electricidad nuclear y renovable, de biomasa y combustibles fósiles con CAC, siempre que las emisiones aguas arriba sean lo suficientemente bajas, que la captura de CO₂ se aplique a todo el CO₂ asociado y que se evite que este llegue a la atmósfera. El mismo principio se aplica a los combustibles y materias primas a base de hidrógeno con bajo contenido de carbono y fabricados con hidrógeno bajo en carbono.

Actualmente, menos del 0,7% de la producción de hidrógeno proviene de suministros verdes o azules producidos en plantas con captura de carbono y bajas emisiones de carbono. Para todo lo demás, se utiliza el gas natural y el carbón: 76% y 23% respectivamente, este último principalmente en China, y solo 2% a partir de la electrólisis (IEA, 2019). Según datos de la Agencia Internacional de Energía (2019), el 6% de la producción mundial de gas natural y el 2% de la de carbón se destina a la producción de hidrógeno.

³ Captura, utilización y almacenamiento de carbono, CAC = CCUS: capture, utilization, and storage:

Cada uno de estos hidrógenos, tiene una eficiencia energética diferente, que varía de acuerdo con el combustible utilizado y con la tecnología para su producción. Dado que esta tecnología requiere mucha electricidad, aún con una eficiencia más baja, cambiar a fuentes energéticas limpias como el sol o el viento, fácilmente la transformarían en verde, y podrían ocupar espacios en lugares donde el gas natural es, por ejemplo, escaso, depende de importación o es muy caro o, en economías donde las estrategias de reducción de emisiones no contemplan a este gas como una energía de transición, sino como un combustible fósil cuyo uso debe ser limitado o eliminado de su matriz energética. El diagrama 1 da cuenta de los diferentes procesos de producción de los hidrógenos verde, azul y negro.

Diagrama 1. Esquema simplificado de los procesos de producción de los hidrógenos verde, azul y negro.



Fuente: <https://www.h2chile.cl/produccion-del-h2?lightbox=datatem-jrjm6ve>.

2.2 Usos del hidrógeno: actual y perspectivas futuras en América Latina

En América Latina, la producción y uso de hidrógeno se limita a algunos países, y así como en la mayor parte del mundo, se utiliza principalmente como materia prima para refinerías y la industria química.

En Chile, el hidrógeno producido se utiliza principalmente para procesos en refinería, y en otras aplicaciones, en la alimentación y otros procesos especiales, pero en menor volumen. El mayor uso en refinerías es para el hidrotratamiento, *hidrocracking*⁴ y desulfuración de combustibles. La producción comercial chilena, se basa en la tecnología de reformación de gas metano con vapor. Utilizan como insumo principal el gas natural de red y como insumos secundarios nafta y gas licuado de petróleo. (GIZ, 2018).

En México⁵ la base productiva es el gas natural y en menor escala, el propano. En su mayoría, el H₂ se genera vía reformación catalítica de hidrocarburos y, en menor escala, a través de hidrólisis. El uso principal es el sector industrial.

En Brasil, su uso es mayoritariamente industrial y una parte importante es utilizada para la fabricación de amoníaco, componente básico de los fertilizantes agrícolas. Esta también es la realidad de Argentina.

Se estima que la demanda de productos derivados del hidrógeno, en particular, de los combustibles refinados para el transporte, fertilizantes para la producción de alimentos y materiales de construcción siga creciendo, por lo que el aporte del hidrógeno como reductor de emisiones de estos procesos productivos es cada vez más visible. Pero aparte de sus costos que todavía son elevados, aunque las brechas con relación a

4 Descomposición de una sustancia en compuestos más simples en presencia de hidrógeno.

5 En <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/4711/tesis.pdf?sequence=1>

otros energéticos han ido reduciéndose, un tema clave para ampliar su uso, y desbloquear su competitividad en otras aplicaciones es la disponibilidad de sistemas de suministro y distribución a gran escala.

El Consejo del Hidrógeno (Hydrogen Council, 2020), analizó la competitividad en materia de costos, de 35 aplicaciones, de 40 tecnologías del hidrógeno en cuatro sectores; transporte, edificaciones, calor industrial y materias primas industriales. El estudio incluyó aplicaciones nuevas y existentes que actualmente son responsables por el 60% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero relacionadas con la energía y los procesos.

Entre las aplicaciones analizadas, en 22 el hidrógeno puede convertirse en una solución baja en carbono y competitiva en costos antes de 2030 en las condiciones adecuadas. En total, estas aplicaciones representan el 15% del consumo mundial de energía (17.500 TWh). Esto no implica que este gas vaya a satisfacer toda esta demanda de energía para 2030, pero sí demuestra que se espera que desempeñe un papel importante como vector de energía limpia en la combinación energética futura.

Ejemplos de las aplicaciones cuyo costo total de propiedad, o TCO⁶, por su sigla en inglés, que de acuerdo con el Hydrogen Council (2020) alcanzarán la paridad con otras alternativas bajas en carbono para 2030:

- Los vehículos comerciales, los trenes regionales y el transporte de largo alcance competirán con las alternativas bajas en carbono debido a los menores costos de equipamiento y reabastecimiento de combustible.
- Las calderas de hidrógeno serán una alternativa competitiva para la calefacción de edificios con bajas emisiones de carbono, especialmente para los existentes servidos por gas natural.

⁶ TCO= total cost of ownership. Costo total de propiedad: refleja no sólo el costo de la compra sino aspectos del uso y mantenimiento.

Entre las aplicaciones analizadas, en 22 el hidrógeno puede convertirse en una solución baja en carbono y competitiva en costos antes de 2030 en las condiciones adecuadas.

- Para el calor industrial, en algunos casos, el hidrógeno será la única opción viable para su descarbonización.
- El hidrógeno desempeñará un papel cada vez más sistémico en el equilibrio de los sistemas de energía a medida que disminuyan sus costos de producción y aumente la demanda.
- A medida que bajen los costos y aumenten los precios del carbono, el hidrógeno renovable y con bajo contenido de carbono será competitivo frente al hidrógeno gris que actualmente se utiliza como materia prima de la industria.

Como lo demuestra el estudio del Consejo del Hidrógeno en el sector de transporte, el hidrógeno ya compite con otras energías fósiles y los vehículos eléctricos de celda de combustible o “Fuel Cell Electric Vehicle” (FCEV) de a poco han ido ocupando espacio entre los modelos de bajas emisiones que están disponibles en el mercado. Las ventas este tipo de vehículos se ha intensificado en los últimos años, y, gracias al impulso de algunas políticas en favor del hidrógeno como combustible, los volúmenes de ventas en 2019 fueron muy significativos. Sin embargo, la cantidad de FCEV circulando es todavía insignificante con relación a la de los BEV⁷ o PHEV⁸: por cada automóvil eléctrico de celda de combustible, hay alrededor de 120 PHEV y casi 250 BEV. Esto refleja diversos factores como la introducción posterior de los FCEV, la menor disponibilidad de modelos en el mercado comercial y mayores requisitos de inversión por estación de servicio y la falta de infraestructura de recarga (IEA, 2020).

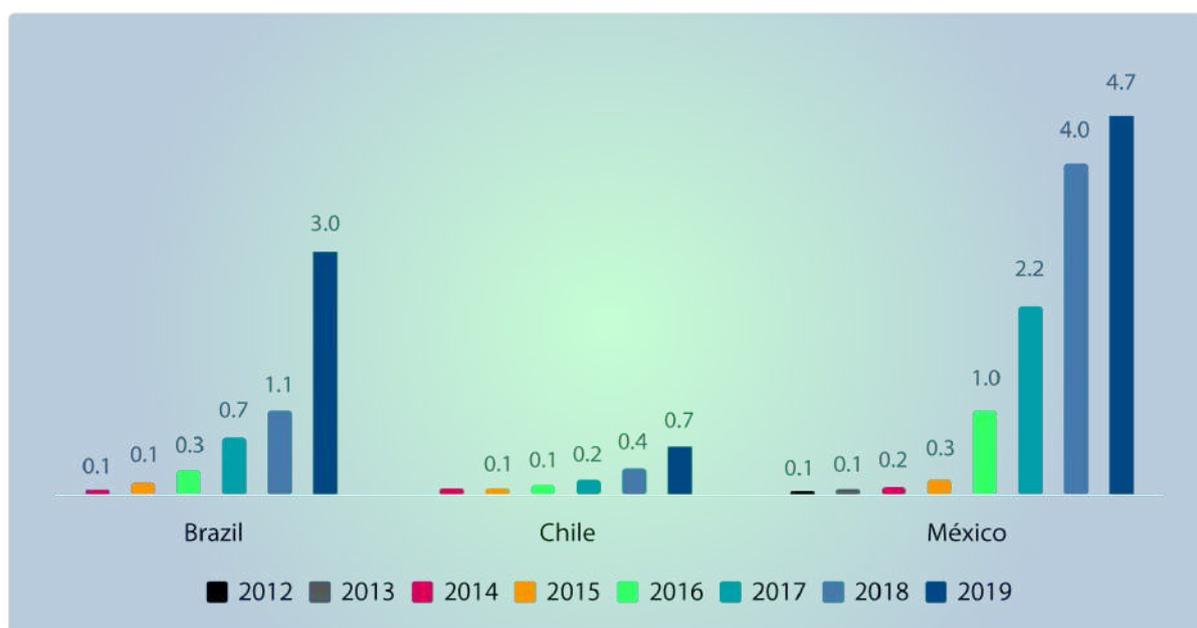
En 2019, se comercializaron 12.350 FCEV, lo que eleva el stock mundial a 25.212 unidades, incluidos automóviles de pasajeros, autobuses y camiones. Esto más que duplica las cifras de 2018, cuando las ventas globales fueron de 5.800 unidades y el stock total era de 12.952 FCEV (AFC-TCP, 2020).

⁷ BEV: Battery Electric Vehicles (vehículos eléctricos a batería)

⁸ PHEV: Plug-in Hybrid Electric Vehicle (vehículos eléctricos híbridos enchufables)

En América Latina los FCEV aún no se incorporan al mercado de los vehículos “limpios”. La flota de eléctricos sólo contempla BEV y PHEV. Brasil, Chile y México, los tres países con la mayor flota de este tipo de vehículos en la región, en conjunto, suman un acumulado de un poco más de 19 mil, entre los años 2012 y 2019, o el 0,3% del stock mundial, que alcanza 7,2 millones. En el gráfico 1, se aprecia la cantidad de vehículos eléctricos incorporados anualmente en las respectivas mallas vehiculares de estos tres países.

Gráfico 1. Cantidad de vehículos eléctricos incorporados anualmente en la malla vehicular de Brasil, Chile y México, entre 2012 y 2019 (en miles)



Fuente: IEA, 2020.

El director ejecutivo de Porsche, productor alemán de autos deportivos, de acuerdo con lo publicado Fundación Terram (2020), manifestó que “en Porsche creen que los Combustibles amistosos con el medio ambiente tienen el potencial de ser un elemento importante de la movilidad carbono neutral. Y que, “para nuestros clientes, los combustibles verdes son una oportunidad para conducir de forma sostenible un Porsche con motor de combustión” Afirmó, además, que el 70% de los autos Porsche construidos todavía están en las calles, por lo que, “durante muchos años habrá vehículos con motores de combustión convencionales”. Es probable que, así como Porsche, muchas otras empresas automotrices busquen incursionar en la producción de este energético, para así garantizar el suministro hasta que su modelo de negocio migre hacia tecnologías de movilidad más avanzadas de cero emisiones.

Para Volkswagen, según una nota publicada en el sitio Drive Volkswagen Group Forum⁹, es muy posible que las celdas de combustible o los combustibles sintéticos adquieran mayor importancia a medio o largo plazo. Pero ninguno estará disponible a escala industrial a mediados de la década de 2020, y ciertamente no a precios razonables. La conducción de larga distancia y el reabastecimiento rápido de combustible hacen que los sistemas de celdas de combustible sean viables para la movilidad eléctrica de larga distancia, pero sólo si el hidrógeno es verde y producido por electrólisis a partir de fuentes de energía solar y eólica. En la nota la empresa advierte sobre la importancia de tomar en cuenta las pérdidas de eficiencia del proceso de conversión porque, a diferencia de la batería, la energía no puede ser consumida directamente. Otro factor que ralentiza la adopción del hidrógeno como combustible automotor, es la ausencia de infraestructura de carga. Aunque se planean 400 estaciones en Alemania para 2023, se necesitarían unas 3.000 para cubrir el país. Los fabricantes de automóviles asiáticos lideran actualmente el mercado de sistemas de propulsión de hidrógeno.

9 Drive Volkswagen Group Forum. Battery technical. Why doesn't Volkswagen use fuel cells and hydrogen drive systems? <https://drive-volkswagen-group.com/en/question/why-doesnt-volkswagen-use-fuel-cells-and-hydrogen-drive-systems/>

EL HIDRÓGENO VERDE COMO ALTERNATIVA ENERGÉTICA

Como fuente de energía y combustible, el hidrógeno verde o H_2 ofrece muchas formas de descarbonizar una amplia gama de sectores, incluyendo el transporte, de productos químicos, de hierro y acero, entre otros.



El H_2 contiene más energía por unidad de masa que el gas natural o la gasolina, lo que lo hace atractivo como combustible para el transporte. Sin embargo, al ser el elemento más ligero tiene una densidad de energía baja por unidad de volumen.

¿Sabías qué?



Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), el hidrógeno "negro", "gris" o marrón hacen referencia al que es producido a partir de carbón, gas natural y lignito, respectivamente.

El hidrógeno "azul" se produce de combustibles fósiles con emisiones de CO_2 mitigadas y reducidas. Mientras que el "verde" se hace a partir de electricidad generada con fuentes limpias o renovables.

Si bien unos pocos países constituyen la mayor parte de la demanda mundial, 85 países requieren hidrógeno.



El H_2 ya compite con otras energías fósiles y los vehículos eléctricos de celda de combustible van ganando terreno en el mercado.



El hidrógeno verde aún es 2-3 veces más caro que el azul y, para que gane espacio, sus costos deben disminuir, priorizando su infraestructura.



En Latinoamérica el hidrógeno producido se utiliza principalmente para el sector industrial o para procesos de refinación. Otra aplicación es la fabricación de amoníaco, componente de fertilizantes agrícolas.



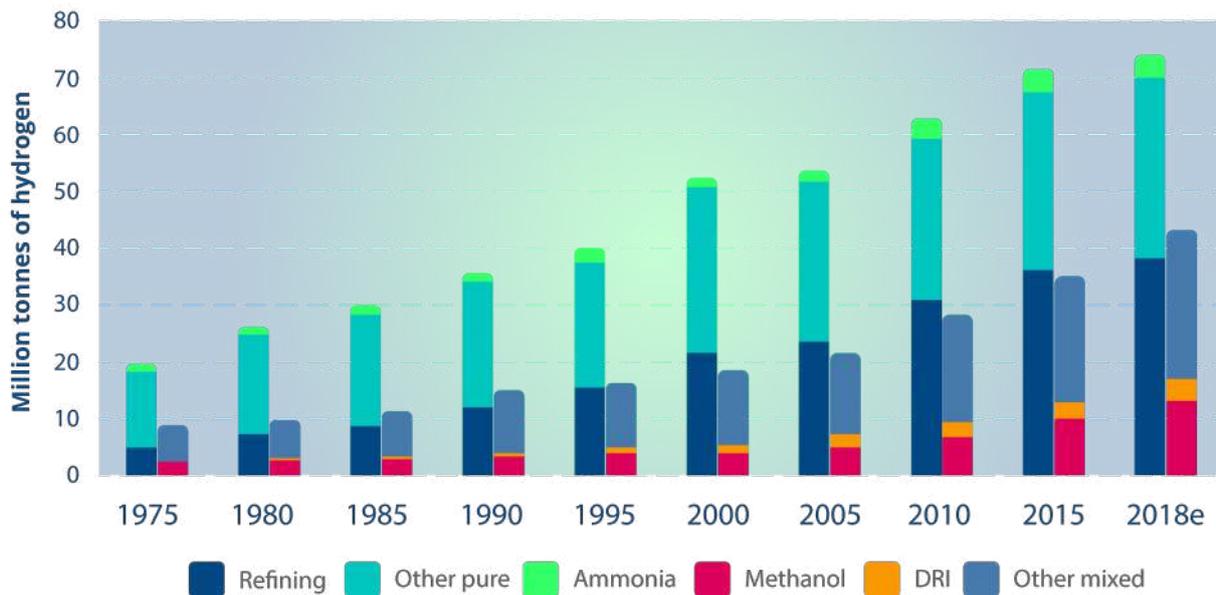
Según el Consejo del Hidrógeno, en 2030, el hidrógeno podría satisfacer un 15% de las necesidades energéticas mundiales de manera competitiva y la masificación de su uso es el mayor impulsor para reducir sus costos, apuntados como la principal barrera para su masificación.

2.3 La demanda y la oferta de hidrógeno

Según el Consejo del Hidrógeno (Hydrogen Council, 2020), en 2030, el hidrógeno podría satisfacer un 15% de las necesidades energéticas mundiales de manera competitiva y la masificación de su uso es el mayor impulsor para reducir sus costos, apuntados como la principal barrera para su masificación. Sin embargo, lograr una economía verdaderamente basada en el hidrógeno, en la que este se utilice en lugar del gas, para calefaccionar y equilibrar la red eléctrica, por ejemplo, de acuerdo con S&P Global Ratings (2020) parece estar fuera de alcance, al menos antes de 2030, si no se definen políticas de cero emisiones de carbono y energías renovables que comprendan al menos 70%-80% de estas fuentes en la combinación energética.

El suministro a usuarios industriales se ha ido transformando de a poco, en un negocio importante a nivel mundial. La demanda, que se ha triplicado desde 1975, sigue aumentando. En su forma pura, es cercana a 70 millones de toneladas por año (MtH_2 / año) (Figura 1). Este hidrógeno, dado que se obtiene casi en su totalidad a partir de combustibles fósiles (76% gas natural y 23% de carbón), es responsable por la emisión de alrededor de 830 millones de toneladas de dióxido de carbono por año (MtCO_2 / año), equivalente a las emisiones de Indonesia y del Reino Unido juntos. En términos de energía, la demanda total anual de hidrógeno en todo el mundo es de alrededor de 330 millones de toneladas de iones de petróleo equivalente (Mtep), mayor que el suministro de energía primaria de Alemania (IEA, 2019).

Figura 1. Demanda de hidrógeno (1975-2018)



Fuente: IEA, 2019.

Según Wood y Mackenzie (2020):

- Durante la última década¹⁰, la demanda mundial de hidrógeno creció un 28%, alcanzando un máximo en 2020 con 111,7 millones de toneladas métricas o 320 Mtep¹¹. Aunque parezca mucho, no es significativo si comparado con otras tecnologías energéticas nuevas.
- Los 10 países principales demandan el 70% de la producción mundial de hidrógeno. China y los Estados Unidos representan el 21% y el 19%, respectivamente. El refinado y el amoníaco dominan dos tercios de todos los usos de la demanda. En la movilidad, la participación es muy reducida.
- Si bien unos pocos países y sectores constituyeron la mayor parte de la demanda mundial de 2020, 85 países requieren hidrógeno. Sin embargo, individualmente, 61 países representan menos del 1% de la demanda mundial. Esto evidencia el potencial de incursionar en mercados donde el hidrógeno todavía es poco utilizado.
- Actualmente el hidrógeno es producido, casi exclusivamente, por hidrocarburos. El hidrógeno gris, marrón y negro combinados constituye un 99,6% de la producción mundial. Entonces, aunque hay mucho ruido con respecto al hidrógeno verde, hay pocos registros de su uso.

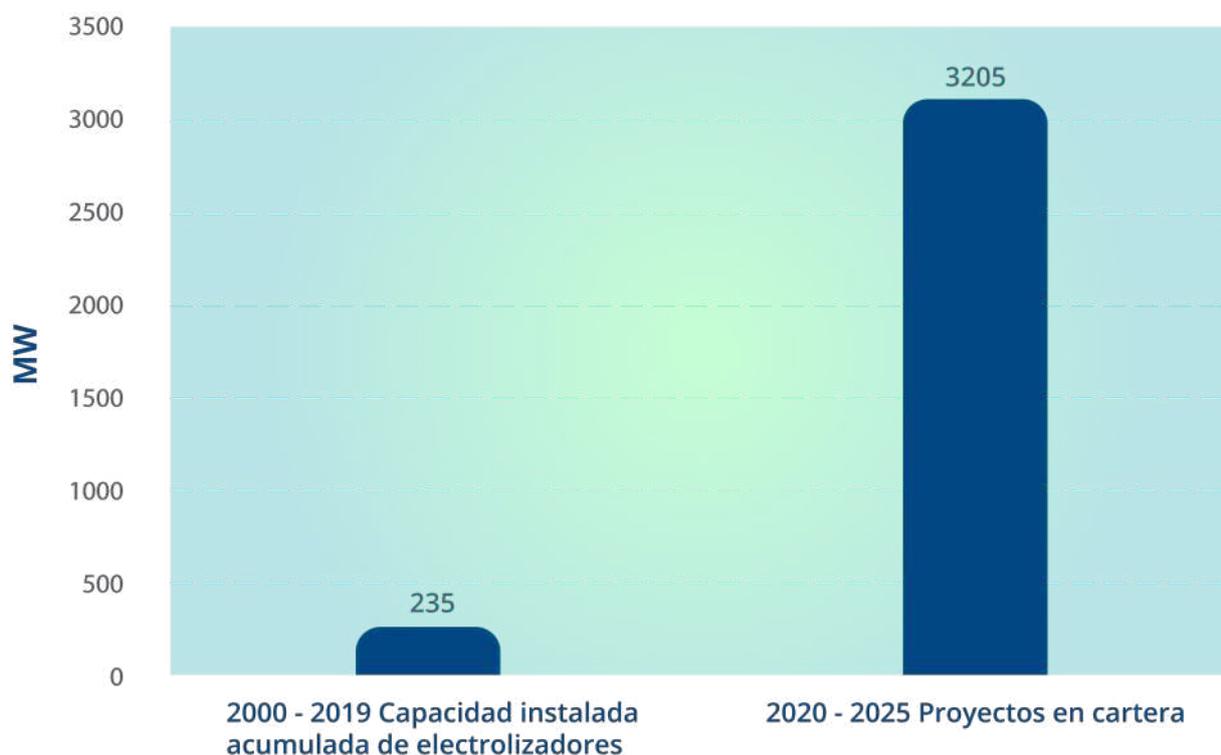
¹⁰ En <https://www.woodmac.com/nslp/hydrogen-guide/>

¹¹ Mtep = millón de toneladas equivalentes de petróleo

El estudio de Wood Mackenzie, indica, asimismo, que desde 2000 hasta finales de 2019, se habrían producido 252 megavatios (MW) de hidrógeno verde en todo el mundo y que entre los años 2020 y 2025, la capacidad instalada de electrolizadores dedicados a su producción sumará 3.205 MW, lo que significa un aumento de doce veces en comparación con el periodo anterior (gráfico 2). El estudio sostiene que esto se deberá, en parte, a que es un mercado naciente. Pero los objetivos agresivos en el este de Asia y el mayor interés de los principales actores internacionales impulsarán el despliegue a corto plazo (Roca, 2019).

Se estima que la calidad de verde que podría tener el hidrógeno, si se masifica su producción a partir de la hidrólisis con energías limpias, permitiría apoyar la descarbonización de sectores críticos como la industria del acero y de cemento, cuyas posibilidades de reducción de emisiones a través de fuentes más limpias de energías, en los escenarios actuales, es bastante limitado. Sin embargo, en 2020, su uso, en todo el mundo, solo representó el 0,1% del hidrógeno producido (Wood Mackenzie, 2020).

Gráfico 2. Capacidad instalada de electrolizadores para producir hidrógeno verde y proyección futura (cantidad de electrolizadores y MW)



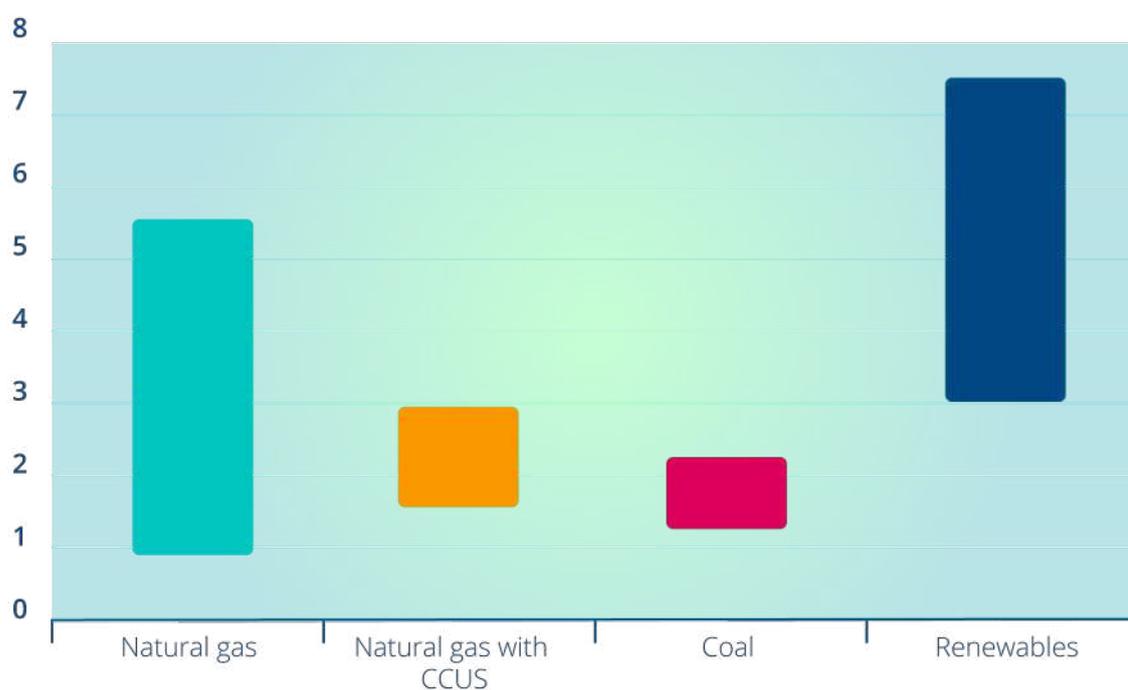
Fuente: Wood Mackenzie, 2020.

2.3.1 El costo

El costo es particularmente importante en el caso del hidrógeno verde. Este, aunque siga reduciéndose debido a los constantes bajas en los precios de las energías generadas a partir del sol y del viento, sigue sin ser competitivo con las energías fósiles en general, y con el gas natural (GN) en particular, que, en muchos países, además, es considerado un recurso “de transición” dentro de sus respectivas estrategias climáticas. El hidrógeno verde aún es 2-3 veces más caro que el azul y, para que gane espacio, sus costos deben sufrir reducciones importantes, que deben incluir además su infraestructura (electrolizadoras, de almacenamiento, de transporte y de distribución) (IRENA, 2020), para de esta forma desbancar al gas natural (GN), la principal fuente energética para la producción de este gas y a la vez, una de las fuentes de energía más utilizada para la producción de electricidad en diversos países. La figura 2, da cuenta del valor comparado de producir H₂ negro, gris, azul y verde, a partir de diferentes fuentes energéticas.

En 2018, la contribución del gas natural a la generación de electricidad en el mundo alcanzó 23%. En la Unión Europea, la proporción fue de un 19%, la misma que en América del Sur el 2019. En esta región, dependiendo del país, el uso del GN es intensivo y probablemente lo seguirá siendo en un futuro inmediato. Los mayores usuarios, según datos de la Agencia Internacional de Energía¹², en 2019, son Argentina, donde su uso alcanzó 65%, seguido por Bolivia, con 62%, 38% en Perú y 25% en Venezuela. Mientras que, en Brasil, la proporción fue menor a un 10% y en Uruguay este combustible prácticamente no se utiliza para generar electricidad.

Figura 2. Costo de producción de H₂ a partir de diferentes fuentes energéticas (datos de 2018) (dólares/kg)



Fuente: IEA, 2020a.

A favor del GN, sin duda está el precio. De acuerdo con un estudio realizado por OLADE, con el apoyo del BID, donde se calculó el precio final de la energía más comúnmente utilizada en algunos países de América Latina y del Caribe, donde el GN es parte de su matriz energética, este es significativamente más barato que la electricidad (ver cuadro 1). El estudio define al precio como el valor unitario promedio efectivamente pagado por un tipo de consumidor durante el periodo establecido. Es decir, que los precios finales de la energía corresponden a la relación entre la cantidad total de dinero gastada en la compra de la electricidad o combustibles, y el volumen total de ventas de esta energía durante el trimestre o año (OLADE, 2020).

12 Véase <https://www.iea.org/regions/central-south-america>

Cuadro 1. Precio de algunos combustibles en Argentina, Bolivia y Chile.

País	Energético	IVA %	Impuestos especiales	Precio
Argentina	Electricidad residencial	21	no	102,5 dólares/MWh
	Electricidad industrial	no	no	79,51 dólares/MWh
	GN residencial	21	sí	7,28 dólares/Mbtu
	GN transporte	21	sí	11,27 dólares/Mbtu
	GN generación	no	no	2,73 dólares/Mbtu
	GLP (residencial)	21	sí	0,243 dólares/kg
	Gasolina	no	no	1,12 dólares/kg
	Diésel	21	sí	0,90 dólares/l
Bolivia	Electricidad residencial	13	no	12,01 dólares/MWh
	Electricidad industrial	13	no	9,71 dólares/MWh
	GN residencial	14,94	no	5,33 dólares/Mbtu
	GN transporte	14,94	no	6,5 dólares/Mbtu
	GN generación	14,94	no	1,35 dólares/Mbtu
	GLP (residencial)	14,94	no	0,32 dólares/Mbtu
	Gasolina	14,94	sí	0,54-0,69 dólares/l
	Diésel	14,94	sí	0,53 dólares/l
	Diésel generación	14,94	no	0,16 dólares/l
Chile	Electricidad residencial	19	no	129,56 dólares/MWh
	Electricidad industrial	19	no	88,84 dólares/MWh
	GN residencial	19	no	87,83 dólares/Mbtu
	GLP (residencial)	19	no	0,95 dólares/kg
	Gasolina	19	sí	1,28-1,36 dólares/l
	Diésel	19	sí	1,0 dólares/l

Fuente: OLADE, 2020.

Según datos del EPE (2021), basados en los publicados por la IEA (2020a), las fuentes fósiles como base tecnológica para la producción del H₂, tienen un costo menor que la electrólisis con generación de electricidad renovable. De manera específica, los menores costos de producción son los a través del método de la reforma del vapor del metano (gas natural) y la gasificación del carbón, rutas tecnológicas basadas en fuentes de energía fósiles. La electrólisis del agua utilizando fuentes renovables (eólica y solar) es, en general, la más cara entre las ya disponibles en el mercado. La figura 3 da cuenta de los rangos de costos de producción de las

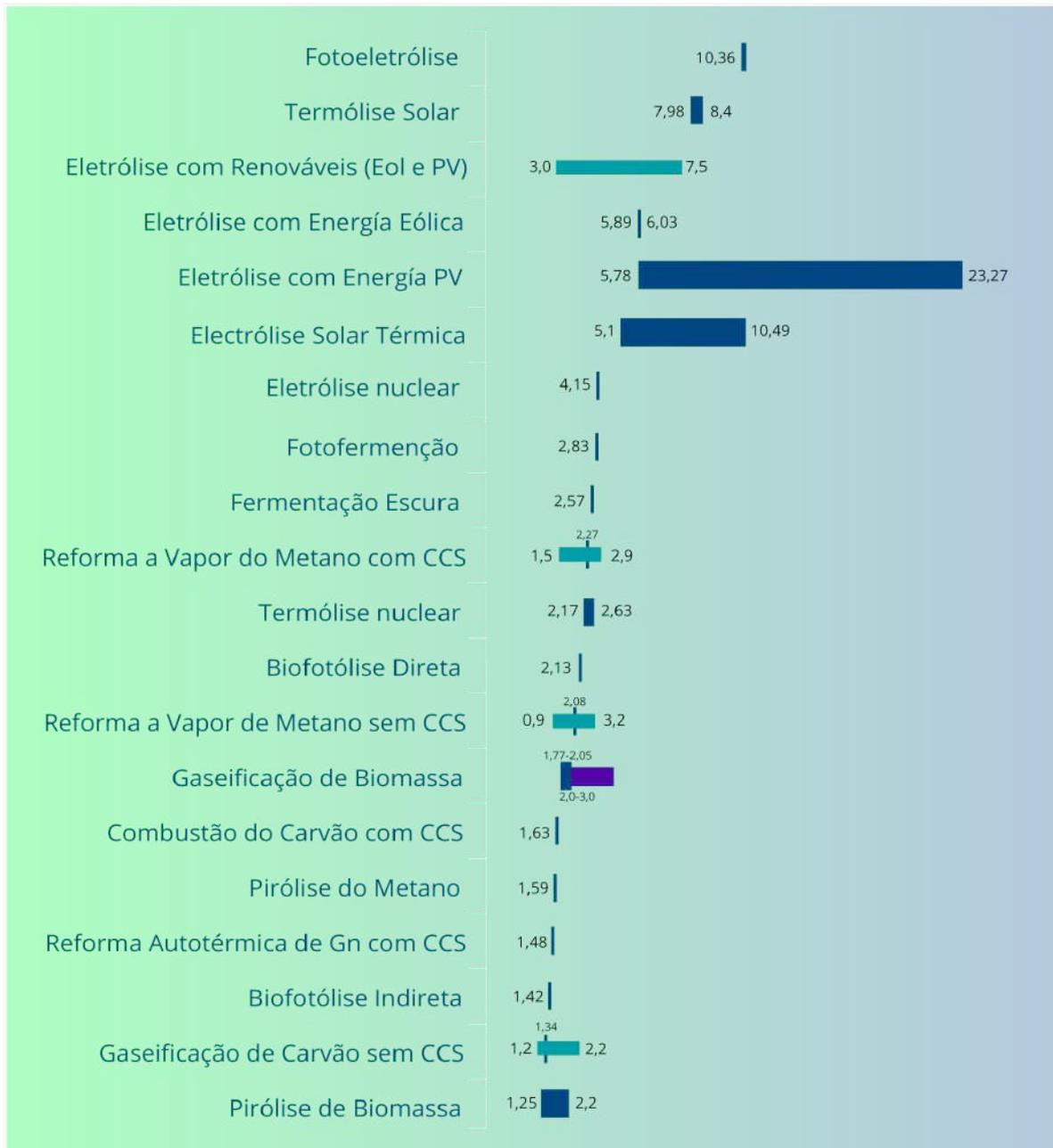
diferentes tecnologías actualmente disponibles, considerando la gasificación de biomasa, que aún no es una tecnología madura.

Una planta electrolizadora basada en agua, en 2017 y 2018 requería una inversión de alrededor de 20 a 30 millones de dólares anuales, y las inversiones asociadas: tanques de almacenamiento, infraestructura de reabastecimiento de combustible, tuberías y otros equipos, aumentan aún más la inversión total del proyecto. La apuesta entonces es la masificación.

De acuerdo con un estudio de Wood Mackenzie, citado por Roca (2019a), la producción de hidrógeno verde podrá competir con el hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles en 2030 en Australia, Alemania y Japón, pero solo si los precios de la energía renovable alcanzan, a lo menos, 30 dólares por megavatio hora (MWh). Hoy, los precios de los acuerdos de compra de energía eólica y solar varían entre 53-153 dólares/MWh en esos mercados. Según el IRENA (2020), un costo de energía de 20 dólares/MWh, se traduce en un costo final de hidrógeno de 31 dólares/MWh, casi 1,5 dólares por kg de H₂, por lo que los 30 dólares supuestos por Wood Mackenzie son todavía muy altos e insuficientes para impulsar la competitividad del H₂ verde.

[...] La producción de hidrógeno verde podrá competir con el hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles en 2030 en Australia, Alemania y Japón, pero solo si los precios de la energía renovable alcanzan, a lo menos, 30 dólares por megavatio hora (MWh).

Figura 3. Rango de costos de producción del H₂ según tecnología y fuente de energía



Fuente: EPE,2021.

Pero, dependiendo de la localización, estos costos ya son equiparables a los de producir hidrógeno azul. Esto pasa, por ejemplo, la Patagonia chilena, en la Región de Magallanes, donde la energía eólica tiene una capacidad de planta de casi 50%, con un costo de electricidad de 25-30 dólares/MWh, que se espera se reduzca a 10-20 dólares/MWh hasta la mitad del siglo. El costo actual ya sería suficiente para lograr un costo de producción de hidrógeno verde de aproximadamente 2,5 dólares/kg, valor cercano al rango del hidrógeno azul. Pero la estrategia del país

en materia de hidrógeno verde contempla, que para el 2030, se logren 25 GW por electrólisis, con un costo de producción menor a 1,5 dólares/MWh, y al 2050, 1,2 dólares/MWh monto que sería lejos el menor a escala mundial (IRENA, 2020 y Ministerio de Energía de Chile, 2020). Eso implica adelantar la reducción prevista para mediados del siglo, hacia el 2030. A la fecha, una planta piloto de hidrógeno verde ya está tramitando ante la autoridad de aquella sureña región de Chile, los permisos para su construcción. Estos valores podrían replicarse en Argentina.

Como se ha mencionado, los costos del hidrógeno varían ampliamente, y son fuertemente influenciados por el del gas natural, hoy su principal fuente de energía, y de las energías renovables, lo que incide directamente en su precio final. Según las evaluaciones del precio del hidrógeno de Platts¹³, los del hidrógeno gris en octubre de 2020 promediaron alrededor de 1,25 dólares/kg en la Costa del Golfo frente a 2 dólares/kg en California; utilizando los precios spot de la energía como entrada, el precio del hidrógeno basado en la electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM) serían, respectivamente, 2,8 dólares/kg y más de 4 dólares/kg. En los Países Bajos, los precios comparables para el hidrógeno gris fueron de alrededor de 1,7 dólares/kg (alrededor de 0,2 dólares/kg más altos para el hidrógeno azul, que incluye CAC). Los precios del hidrógeno producidos por electrólisis PEM equivalen a 4,3 dólares/kg, utilizando los precios spot vigentes de energía. En Japón, los precios del hidrógeno gris promediaron 2,7 dólares/kg, mientras que el precio del hidrógeno por electrólisis PEM promedió 5,3 dólares/kg sobre la base de los precios spot de energía. (S&P Global Ratings, 2020).

¹³ Platts daily price assessments incluye 10 series de precios regionales de los EE.UU., una serie de Canadá y precios de los Países Bajos y de Japón. Las evaluaciones diarias de precios demuestran el costo de producir hidrógeno a través de los métodos de vapor de metano reformado (Steam Methane Reforming, SMR), incluyendo en algunas regiones la captura y almacenamiento de carbono (CAC) y los precios de producción por electrólisis de membrana de intercambio de protones (Proton Exchange Membrane (PEM) Electrolysis) y electrólisis alcalina (Alkaline Electrolysis), en cada uno de los centros de producción clave. Los precios calculados reflejan tanto el costo de producción de los productos básicos como el gasto de capital asociado con la construcción de una instalación de hidrógeno. Ver: <https://www.spglobal.com/platts/en/our-methodology/price-assessments/natural-gas/hydrogen-price-assessments>

2.3.2 Los riesgos

Además del costo y de los impactos ambientales, especialmente debidos a su producción y uso, probablemente las principales barreras que actualmente afectan la demanda de hidrógeno, otro freno a la masificación de su producción y aprovechamiento en actividades como el transporte, por ejemplo, son algunos riesgos todavía latentes y que deben ser solucionados para incrementar la seguridad de su uso y mejorar la percepción de los usuarios respecto a este energético.

El uso del hidrógeno conlleva riesgos de seguridad, altos costos iniciales de infraestructura y riesgos asociados con algunas dinámicas industriales del suministro y distribución de combustibles fósiles, especialmente cuando se combina con CAC, no quedando claro cómo reaccionarán los ciudadanos a estos aspectos. O cómo los sopesarán cuando comparen la conveniencia y los beneficios ambientales de algunas de sus aplicaciones, así como la importancia potencial del hidrógeno para la sostenibilidad a largo plazo (Backer y MacKenzie, 2020). Otro riesgo que varios científicos llaman a tomar en cuenta se relaciona con el impacto del hidrógeno en la atmósfera y, por consiguiente, en la dinámica climática del planeta, aunque sea un gas de efecto invernadero secundario. Esto ha sido, hasta la fecha, escasamente descrito debido al todavía poco conocimiento sobre su ciclo.

Asimismo, los participantes del proceso de ampliación del uso del hidrógeno deberán tener en cuenta otros riesgos como los financieros, institucionales y legales, especialmente en la etapa actual, donde la “economía del hidrógeno” recién se está construyendo y necesita garantías para solidificarse. Estos, aún que perfectamente mitigables, dependen de la madurez de la temática de cada país y de sus respectivas estrategias y expectativas, en caso de que existan.



Fotografía de Tommy Kwak, fuente: www.unsplash.com

Riesgos a la salud y seguridad

Al igual que otras fuentes de energía, el hidrógeno presenta algunos riesgos para la salud y la seguridad cuando usado a gran escala, por lo que se estima que las consideraciones de seguridad y los incidentes, para no ralentizar, o impedir el despliegue de esta nueva tecnología energética deben ser bien conocidos y ser adecuada y oportunamente normados, gestionados y comunicados.

Como gas ligero de moléculas pequeñas, el hidrógeno requiere equipos y procedimientos especiales para su manipulación. Aunque es un gas no tóxico, su alta velocidad de llama y el amplio rango y baja energía de ignición lo hacen altamente inflamable. Esto se mitiga en parte por su alta flotabilidad y difusividad, lo

que hace que se disipe rápidamente. Tiene una llama que no es visible a simple vista puesto que es incolora e inodoro, lo que dificulta detectar incendios y fugas de forma manual (IEA, 2020).

Se considera al hidrógeno tan seguro como la gasolina o cualquier otro combustible de uso común, pero hay que comprender las diferencias entre estos combustibles y cómo trabajar de forma segura con este gas. A favor de su uso están las muchas décadas de experiencia en el área industrial y en grandes tuberías de distribución dedicadas. Ya existen protocolos para el manejo seguro en estos sitios, y también para la infraestructura de reabastecimiento de hidrógeno en sitios específicos.

Sin embargo, sigue siendo un tema complejo y desconocido en comparación con otros portadores de energía. El uso generalizado en el sistema energético traería nuevos desafíos. Necesitarían un mayor desarrollo y cualquier preocupación pública debería buscar minimizarse.

Las consideraciones de salud y seguridad de la mayoría de los combustibles y materias primas a base de hidrógeno son familiares para el sector energético. Las excepciones son el amoníaco y los portadores de hidrógeno orgánico líquido (liquid organic hydrogen carriers, LOHC), cuyo uso potencial en el sistema energético solo recientemente pasó a ser considerado. Por lo general, el amoníaco plantea más consideraciones de salud y seguridad que el hidrógeno, y su uso probablemente debería seguir restringido a operadores específicos y capacitados. Es altamente tóxico, inflamable, corrosivo y se escapa de en forma gaseosa. Sin embargo, a diferencia del hidrógeno, tiene un olor acre, lo que facilita la detección de fugas. También es un precursor de la contaminación del aire.

Al igual que el hidrógeno, existe una larga experiencia en el uso industrial del amoníaco. Este se utiliza como refrigerante desde principios del siglo XIX y también en la producción de fertilizantes a gran escala desde más de un siglo. El amoníaco se almacena y transporta de forma rutinaria, incluso en embarcaciones tanque oceánicas, y a veces se inyecta directamente en el suelo en la agricultura.

Para H2 Tools¹⁴, los riesgos físicos del hidrógeno -de fuga, llamas y explosión-, pueden ser fácilmente contornados con acciones que no difieren mucho de las ya realizadas cuando se manejan otros tipos de combustibles.

¹⁴ Hydrogen Tools Portal fue desarrollado por The Pacific Northwest National Laboratory, con el apoyo de la Oficina de Energía de Eficiencia Energética y Energías Renovables, del Departamento de Energía de los EE.UU. (U.S. Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, EERE)

Riesgos financieros

Considerando las proyecciones de crecimiento de los mercados del hidrógeno a mediano y largo plazo, las primeras empresas que inviertan podrán captar este crecimiento, convertirse en líderes tecnológicos y dar forma al negocio. Incluso para algunas, como las con una amplia cartera de gas natural, invertir en energía del hidrógeno tiene la ventaja adicional de un futuro a largo plazo para sus activos.

Sin embargo, todavía existen múltiples barreras para el desarrollo generalizado del hidrógeno descarbonizado y cada inversión enfrentará retos con respecto a las políticas y regulaciones, además los económicos y financieros. Los primeros en moverse en este campo deberán disponer de apoyo gubernamental para reducir los riesgos de la inversión con respecto a su costo, una de las principales barreras para su masificación.

La velocidad de despliegue del hidrógeno variará entre sectores y países y estas variaciones se deben, en parte a los diferentes niveles de madurez o adopción de la tecnología necesaria para el desarrollo de su variante verde, ya sea a nivel mundial o en regiones específicas. Los detalles de la estrategia definida por los distintos gobiernos afectarán las oportunidades que puedan efectivamente aprovecharse, por lo que es crucial dominarlas, así como la normativa y las fuentes de financiamiento.

Algunos de los obstáculos identificados por los participantes de una encuesta realizada por Backer y MacKenzie (2020), para avanzar más rápidamente y con menor riesgo en el despegue de este energético, siguen estando presentes hoy en día:

- Inexisten sistemas de “garantías de origen” que permitan distinguir entre los diferentes tipos de hidrógeno en función de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a su producción, por lo tanto, no hay claridad de cómo aprovechar las ventajas de producirlo de forma limpia, sobre todo considerando sus todavía altos costos de producción;
- El estatus legal poco claro de las plantas o sistemas de almacenamiento “power-to-hydrogen” puede impedir que dichas plantas sean recompensadas de acuerdo con el servicio efectivamente prestado al sistema energético;
- Reglamentos de emisiones industriales o de seguridad poco claros, incompletos, obsoletos o contraproducentes;

- Normas de financiamiento incoherentes o desfavorables;
- Reglas obsoletas en los mercados del gas y electricidad;
- Discriminación gubernamental de tecnologías y procesos específicos basada en prejuicios.

En algunos de los países comprometidos con el desarrollo del hidrógeno, muchas de estas barreras normativas ya están en proceso de dismantelamiento y reforma, y se espera que la Unión Europea dé un gran impulso en todos estos ámbitos en los próximos años. El que seguramente será seguido por los países que buscan ingresar en aquel mercado. Muchos gobiernos ya están apoyando el crecimiento del hidrógeno mediante fondos de innovación, objetivos obligatorios y asociaciones público-privadas.

No obstante, para garantizar la rentabilidad de su inversión -esto se aplica sobre todo a los pioneros- deben evaluarse (i) el efecto de las barreras normativas existentes sobre cualquier nueva inversión o proyecto, (ii) la probabilidad de que dichas barreras desaparezcan para un mercado concreto y en un plazo determinado y, (iii) la disponibilidad de ayudas públicas para eliminar los riesgos de inversión cuando sea necesario (Backer y MacKenzie, 2020).

Además de una cuidadosa evaluación y seguimiento de las estrategias gubernamentales y de las políticas existentes, los pioneros deberían contar con el apoyo directo del gobierno para reducir los riesgos de inversión durante los primeros años de este mercado emergente. Para ello, es importante actuar en las áreas y los mercados donde es el apoyo gubernamental es abundante. Para aprovechar al máximo este apoyo, las empresas deben saber (i) qué países ofrecen la mayor cantidad y el mejor enfoque de financiamiento o apoyo a la inversión y (ii) qué tipos de proyectos son prioritarios y apoyados por los respectivos gobiernos. (Backer y MacKenzie, 2020)

Las empresas que contemplan una inversión específica en su propia región y campo de experiencia deben realizar un análisis exhaustivo de las oportunidades de financiamiento y de los fondos disponibles. Para cada posible cadena de valor del hidrógeno, las inversiones y políticas deben estar sincronizadas en escala y tiempo para su producción y entrega a los usuarios finales. Crear confianza en toda su longitud, para que las inversiones se coordinen tarde y puede requerir relaciones contractuales nuevas. En algunos casos, los gobiernos y las empresas tendrán que pensar y buscar formas novedosas que involucren otros sectores para aprovechar al máximo la flexibilidad del hidrógeno.

Las infraestructuras como las redes de tuberías y de suministro, son especialmente importantes para un nuevo vector energético como el hidrógeno, pero estas, a su vez, requieren altas sumas de recursos para ser implementadas. En muchos países, donde la capacidad de los gobiernos para comprometerse con estas inversiones es limitada, los modelos de inversión público-privada pasaron otra vez al primer plano. Como ejemplos en la región, Chile y Uruguay, donde este modelo de negocios ha sido utilizado exitosamente en las últimas décadas. En algunos casos, estas inversiones pueden requerir, además, coordinación transfronteriza, lo que requiere una colaboración internacional a un nivel que aún no se ha visto en el caso del hidrógeno (IEA, 2019).

Pero probablemente el mayor riesgo que deben enfrentar los pioneros con relación al H₂ verde, se relaciona con que, pese a que la ambición del cambio climático sigue siendo el motor más importante para su uso generalizado, la velocidad con la que los gobiernos impulsarán la transición hacia fuentes de energía bajas en carbono sigue siendo una gran incertidumbre (IEA, 2019). Aunque el hidrógeno bajo en carbono puede ser atractivo a corto plazo en determinadas aplicaciones, su punto fuerte es su capacidad para ayudar a reducir emisiones y a aportar estabilidad a la matriz eléctrica al poder gestionar niveles muy altos de electricidad renovable variable. En la medida que inexisten compromisos claros, e idealmente vinculantes, con sistemas energéticos sostenibles y resilientes a largo plazo, comprometerse financiera-

mente con las tecnologías e infraestructuras del hidrógeno es mucho menos atractivo y más arriesgado.

La mayoría de las aplicaciones del hidrógeno con bajas emisiones de carbono no son competitivas desde el punto de vista de los costos sin el apoyo directo de los gobiernos. Tampoco están claros los costos relativos de producir hidrógeno a partir de diferentes fuentes en diferentes regiones y cómo competirán en el futuro. Esto dificulta la comparación de precios futuros del hidrógeno con los de otras alternativas, como las baterías de estado sólido, la energía hidroeléctrica de bombeo, los vehículos eléctricos, los biocombustibles y la electrificación del calor de alta temperatura, muchas de las cuales llevan ventaja y que podrían incluso beneficiarse. En el caso de las celdas de combustible, la velocidad de reducción de costos es un factor clave, sin embargo, los expertos aún no llegan a un sobre la relación entre la escala de la demanda, el costo y las mejoras de rendimiento.

La incertidumbre tecnológica también es evidente en los debates sobre las formas en que el hidrógeno podría transportarse a largas distancias y los formatos en los que podría entregarse a los usuarios finales.

Riesgos normativos e institucionales

Una institucionalidad que dé seguridad y una regulación acorde con el momento creado por el hidrógeno aparece como algo no sólo fundamental, si no que urgente. Si, por un lado, esa es una forma de mitigar riesgos financieros que implican, sobre todo, la implementación de innovaciones, por el otro, aumenta las posibilidades de inversiones y la apertura de mercados, sobre todo a nivel internacional.

A su vez, la estabilidad económica y política de un país permite reducir los riesgos de inversiones, lo que ayuda a disminuir los costos, por ejemplo, de instalación y operación, y así bajar el valor del capital, con créditos de largo plazo y bajas tasas de intereses. Esto abre el apetito por invertir en estas economías.

En todo el mundo, el estado actual de las normativas y estándares existentes aun limita la aceptación del hidrógeno como energético. Algunas regulaciones no son claras o no consideran los nuevos usos que pudiese tener y no permiten la explotación de todos los beneficios que este puede brindar. Las que ya abordan cuestiones técnicas, como cómo y dónde se puede utilizar el hidrógeno presurizado o licuado, quién puede manipularlo, dónde pueden ir los vehículos de hidrógeno, los regímenes fiscales para la conversión entre vectores de energía, si se puede almacenar CO₂ y cómo, cuánto hidrógeno puede estar presente en las tuberías de gas natural, deben actualizarse para que tenga la oportunidad de desarrollar su potencial (IEA, 2019).

En Sudamérica la regulación del hidrógeno como fuente de energía es inexistente o bien, insuficiente, genérica y está desactualizada, porque este se regula como una sustancia peligrosa, sin reconocer toda su cadena de valor o sin considerar las especificidades para sus potenciales usos o posibilidades de aplicación en la industria¹⁵ y en otros ámbitos. Al no ser considerado un combustible, sino solamente un elemento químico, su uso, producción, almacenamiento y comercialización quedan limitados.

La única ley que lo regula como combustible en la región es la de Argentina (Ley 26.123 de agosto de 2006). Pero esta, en el Art. 2º, sólo se refiere en términos generales, a que “promueve la investigación, el desarrollo, la producción y el uso del hidrógeno como combustible y vector energético, generado mediante el uso de energía primaria y regula el aprovechamiento de su utilización en la matriz ener-

¹⁵ Desafíos regulatorios para el desarrollo del hidrógeno verde en Sudamérica. Derecho Minero, Energía y Recursos Naturales. Publicado el 19 de octubre de 2020 en <https://www.ppulegal.com/insights/prensa/desafios-regulatorios-desarrollo-hidrogeno-verde/>

gética”, no haciendo referencia al hidrógeno verde. De hecho, cuando fue promulgada, no se distinguían todavía los colores del hidrógeno. En la práctica esta ley es inaplicable, porque no se han elaborado todavía los reglamentos para su ejecución y si esto no se materializa hasta fines del 2021, la ley caducará. Por esto, existe un gran interés por actualizar o reemplazarla, lo que probablemente explique el desinterés por reglamentarla, ya que habría conciencia sobre su insuficiencia para estimular la producción y desarrollo del hidrógeno verde en el mercado nacional e internacional.

El hidrógeno verde todavía debe ser regulado como energético, y, aunque como un combustible limpio, las nuevas normativas no pueden desconocer los riesgos ambientales asociados a su producción, usos, almacenaje y transporte [...]

En Chile, desde febrero de 2021, este gas está considerado entre los energéticos de competencia del Ministerio de Energía. Eso, a partir de la modificación, del Art 3° del Decreto Ley 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía¹⁶. Pero la normatividad aún debe ser adaptada o creada para que el país pueda dar cumplimiento a la Estrategia Nacional relacionada con este gas, publicada a fines del año 2020.

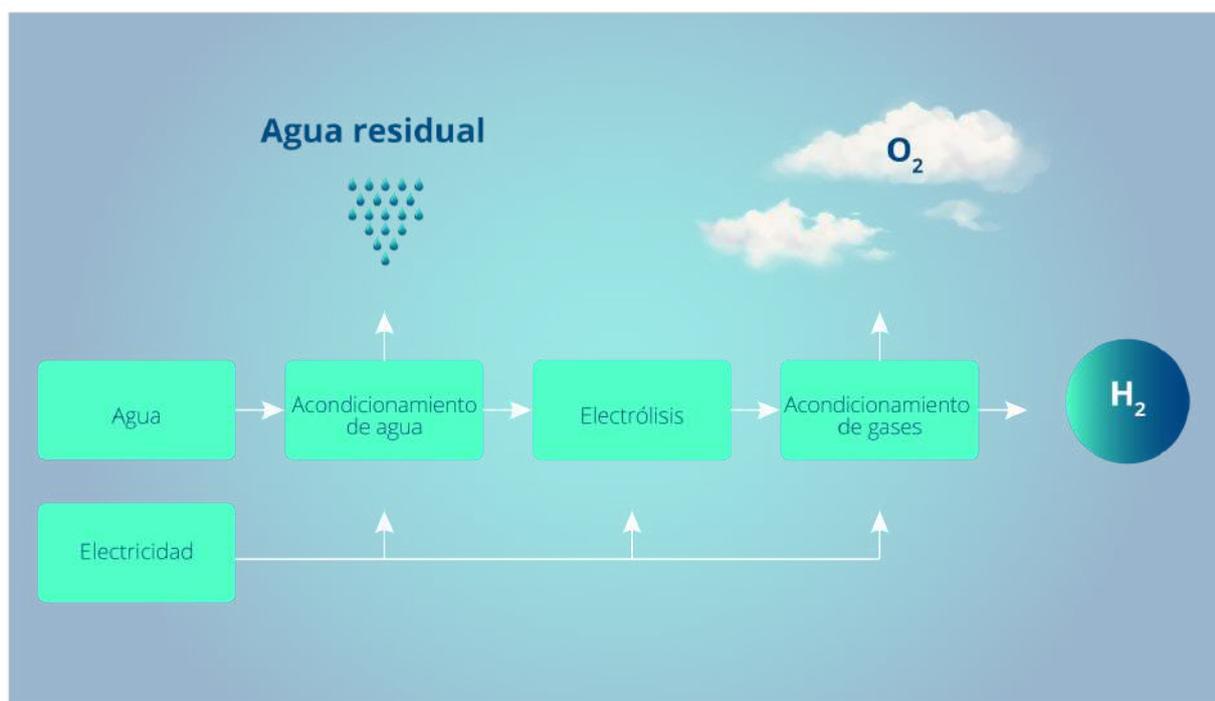
El hidrógeno verde todavía debe ser regulado como energético, y, aunque como un combustible limpio, las nuevas normativas no pueden desconocer los riesgos ambientales asociados a su producción, usos, almacenaje y transporte, por lo que desarrollar su marco regulatorio exigirá un amplio y profundo conocimiento técnico, además de legal y tributario, que, en conjunto, fomente y genere un ambiente propicio para su producción, uso y comercialización. Es probable que no muchos países de la región tengan esta capacidad instalada en sus cuerpos legislativos o que concentren su atención en este ámbito en el corto plazo.

¹⁶ En https://www.cne.cl/archivos_bajar/DL_2224.pdf y <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=6857&idParte=8628649&idVersion=>

Riesgos ambientales

Para que el hidrógeno sea verde, este debe ser producido mediante la electrólisis del agua y utilizar como base energética, la electricidad generada a partir de fuentes limpias. Como todo proceso productivo, este tampoco está exento de impactos ambientales que requieren atención y avances normativos que los prevengan y minimicen. De un modo general, la etapa de operación de las plantas de hidrógeno verde es la que presenta la mayor proporción de impactos y riesgos para el medio ambiente. Pero, a diferencia de otros procesos productivos, estas plantas sólo liberan Oxígeno y no generan NOx, CO₂, partículas o Carbono Orgánico Total por lo que no serían necesarias medidas preventivas en este sentido. El diagrama 2 ilustra de manera simplificada el proceso de producción del hidrógeno verde.

Diagrama 2. Insumos, productos y residuos del proceso de producción de hidrógeno verde



Fuente: Inodú, 2020.

Los riesgos ambientales para tomar en cuenta:

- **Vertidos y consumo de agua.** Las plantas de hidrólisis generan un agua de rechazo, que se espera aumenten considerablemente su conductividad, por lo que las medidas preventivas deben encaminarse a controlar este factor. Se

estima un consumo del 50%, es decir, la mitad del agua de entrada es devuelta. Se requiere un promedio de entre 10 a 12 litros de agua para producir un kilo de hidrógeno. Frente a esto, en situaciones de escasez hídrica, los análisis de factibilidad técnica deben ser muy cuidadosos, así como las soluciones para el desagüe de las aguas utilizadas en el proceso.

- **Generación de residuos.** Los principales residuos generados son los relacionados con el tratamiento de las aguas del equipo de electrolisis: principalmente membranas de ósmosis inversa, cartuchos de pretratamiento de agua, resinas de intercambio iónico, etc.
- **Afecciones sobre la fauna y la flora.** Por lo general sólo se consideran los inherentes a la instalación de energía renovable (eólica o solar) asociada a la planta. Pero ambos ecosistemas pueden verse afectados también por los reservorios de agua limpia y residual, si fuese el caso, o la escasez hídrica.
- **Producción de ruidos y vibraciones.** El proceso de electrolisis es silencioso, al tratarse de una reacción electroquímica, pero, los compresores producen ruidos y vibraciones.

Con relación al uso del hidrógeno como combustible, diferentes estudios sugieren que este podría empeorar el calentamiento global debido a eventuales emisiones no controladas, que pueden afectar a las reacciones químicas de la atmósfera, problema escasamente abordado por la literatura y todavía más escasamente por los tomadores de decisiones. De hecho, la bibliografía más abundante sobre este tema es de la década del 2000, no habiendo, por lo menos públicamente muchas fuentes más recientes. Además, sobre este tema, sigue habiendo importantes incertidumbres que la ciencia todavía no ha podido solucionar.

Una excepción es un documento encargado por el Department for Business, Energy and Industrial Strategy del Reino Unido, a científicos, publicado en 2018. Su objetivo era, a través, de una revisión bibliográfica, advertir los potenciales impactos del aumento de las emisiones de hidrógeno en la atmósfera, debidas a las fugas en un sistema basado en este gas para calefacción. La revisión concluyó que había dos desventajas atmosféricas globales de una futura economía del hidrógeno: su aumento en la atmósfera produciría el agotamiento del ozono estratosférico a través del aumento de la humedad de la estratosfera, y la contribución al cambio climático a través del aumento de las tasas de crecimiento del metano y del ozono troposférico (BEIS, 2018).

De acuerdo con un estudio de Tromp y otros (2003), el uso generalizado de las celdas de combustible de hidrógeno podría tener impactos ambientales hasta ahora desconocidos debido a las emisiones no intencionadas de hidrógeno molecular,

incluyendo un aumento del vapor de agua en la estratosfera. Esto provocaría su enfriamiento, un aumento de la química que destruye el ozono, el aumento de las nubes noctilucentes¹⁷ (aparentemente, por el aumento del metano) y cambios en la química de la troposfera y en las interacciones atmósfera-biosfera. Estimaron que, si el hidrógeno reemplazara todo el combustible fósil, 60 a 120 billones de gramos de hidrógeno serían liberados anualmente a la atmósfera, asumiendo una pérdida por fugas de un 10 a 20%. Esto sería de cuatro a ocho veces más que el hidrógeno emitido por las actividades humanas actualmente.

De acuerdo con Derwent y otros (2006), si una economía global del hidrógeno sustituyera al actual sistema energético basado en los combustibles fósiles y su tasa de fuga fuese de 1%, esta produciría un impacto climático del 0,6%. Si el índice de fugas fuera del 10%, el impacto climático sería del 6% del sistema actual. Según lo que hasta ahora se sabe, el hidrógeno puede aumentar el calentamiento global en un 20-30% respecto al metano si se filtra a la atmósfera, por lo que es imprescindible reducir al mínimo las fugas de hidrógeno en la síntesis, almacenamiento y utilización de este gas si se quiere lograr todos los beneficios climáticos en comparación con los sistemas energéticos basados en los combustibles fósiles.

17 Son formaciones de hielo de agua que aparecen en la parte más alta de la atmósfera, con altitudes en torno a los 85 km. Trazan las condiciones que imperan a esa altitud y constituyen la única fuente de información sobre esas capas de la atmósfera, porque esta zona resulta demasiado elevada para alcanzarla con globos, pero es demasiado baja para que los satélites artificiales puedan colocarse allí en órbitas estables.

03

**El entorno productivo
y perspectivas en
algunos países de
Latinoamérica**



Si bien en la región, podría decirse que sólo dos países -Chile y Costa Rica- han avanzado de manera consistente y rápida en definir formalmente al hidrógeno como una alternativa energética limpia que los ayudará a cumplir sus compromisos de emisiones y la carbononeutralidad de sus economías, otro grupo de países está empezando a concretar iniciativas en esta misma dirección. Aún con diferentes grados de avance, ese grupo de países ha desarrollado actividades tanto en términos normativos, como estratégicos. Están desarrollando estudios e implementando pilotos y otras pruebas. Han establecido alianzas público-privadas e internacionales, y han fundado diferentes asociaciones especializadas en la materia. Argentina abrió, hace más de 10 años, la primera planta de hidrógeno verde en el mundo, y, a la vez, dictó la primera ley que regula este energético en la región. México y Brasil, países con gran potencial y, sobre todo, grandes mercados internos y posibilidades de acceso a mercados internacionales, consideran el uso y/o utilización del H₂ como energético en sus respectivas políticas energéticas. Pero eso, en el caso de México, solo en el mediano plazo. En el de Brasil, sin embargo, la Política Energética Nacional 2050, considera la posibilidad de mezclar hidrógeno en redes de gasoductos de gas natural como una manera de fomentar su uso. El tema también fue propuesto en el Plan Nacional del Hidrógeno de Argentina, sin embargo, no queda claro si este ha sido implementado, de ahí lo novedoso de lo considerado en la Política brasilera.

En un tercer grupo de países, aunque no tan avanzados como los ya mencionados, el hidrógeno verde también empieza a hacer parte de sus agendas públicas y se están desarrollando diferentes actividades en este sentido. A saber:

Uruguay, de acuerdo con el Ministerio de Industria, Energía y Minería¹⁸, tiene muchos atributos para ser un productor de hidrógeno verde para ser exportado, con-

¹⁸ Hidrógeno verde, eslabón clave para completar la transición energética. Última actualización: 05/04/2021, publicado en <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/noticias/hidrogeno-verde-eslabon-clave-para-completar-transicion-energetica>

sumido localmente en forma directa y en industrias relacionadas a la producción de materias primas y química verde, las cuales a su vez podrán ser consumidas localmente o exportadas. Asimismo, el H₂ verde, constituye uno de los ejes de la segunda etapa de la transición energética que comienza a materializarse en el país. En este contexto, actualmente, está trabajando en el marco de una cooperación técnica con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para elaborar su estrategia de desarrollo del hidrógeno verde. El país, además, va a empezar a desarrollar un primer piloto de H₂ verde, a partir de la articulación de esfuerzos públicos y privados. El piloto podrá ser en transporte pesado o algún otro proyecto relacionado al hidrógeno verde (producción de fertilizantes verdes, producción de amoníaco verde como combustible de barcos u otro proyecto relacionado a la producción de hidrógeno verde). Uruguay, además, adjudicó recursos no reembolsables por 10 millones de dólares del Fondo Conjunto de las Naciones Unidas para los Objetivos de Desarrollo Sostenibles (ODS). La propuesta presentada por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) fue una de las cuatro seleccionadas entre 155 iniciativas, de más de 100 países. El proyecto consiste en realizar acciones que permitan al país iniciar su segunda fase de transición energética. Con el 98% de la matriz eléctrica proveniente de fuentes renovables, con este fondo, el país buscará lograr la transición de los sectores de transporte e industria a la energía verde. El desarrollo del hidrógeno está específicamente incluido en este proyecto.

El potencial de energías renovables de Colombia¹⁹ es de más de 50 GW, lo que crea una gran capacidad de producción de hidrógeno para consumo interno y exportación. Tomando como base ese potencial, el país podría producir 5.500 toneladas de hidrógeno verde diarias, y, asumiendo un precio de 4 dólares/kg, podría obtener ingresos por más de 8.000 millones de dólares anuales²⁰. En el transcurso del año 2021, Colombia tiene programado presentar la hoja de ruta estructurada en conjunto por el Ministerio de Minas y Energía con el BID para la producción y uso de hidrógeno verde considerando las variables institucionales, legales, comerciales y financieras del país²¹.

Perú, también está apuntando en la misma dirección. El país recientemente fundó la Asociación Peruana de Hidrógeno (H₂ Perú) como “un espacio colaborativo que impulsa la descarbonización de la economía a través del uso del hidrógeno verde, para un crecimiento resiliente y sostenible del Perú”. La Asociación busca fomentar el desarrollo de una nueva industria con este recurso energético, donde la cooperación con los países de la región es un aspecto relevante (Véase: <https://h2.pe/>).

19 El hidrógeno verde es una apuesta para garantizar el bienestar energético. Rodrigo Osorio, titular de la Agencia Estatal de Energía de Puebla. miércoles 05 agosto 2020. En <https://expansion.mx/opinion/2020/08/04/el-hidrogeno-verde-es-una-apuesta-para-garantizar-el-bienestar-energetico>

20 El hidrógeno verde impulsa a industrias como la minera a ser más sustentables. Publicado el 29 de enero de 2021, en <https://www.semana.com/empresas/articulo/que-es-el-hidrogeno-verde-y-como-se-produce/301036/>

21 Colombia debe apostarle al hidrógeno verde. Publicado el 12 de enero de 2021, en <https://www.eltiempo.com/vida/medio-ambiente/colombia-debe-apostarle-al-hidrogeno-verde-560082>

En Paraguay, el proyecto de la “Ruta del Hidrógeno (H₂) Verde”²², tiene por objetivo la promoción del uso del H₂ en el país y promover la economía del hidrógeno verde en el país. Consta de tres fases: - Adquisición de conocimientos; - Expansión del Proyecto para aumentar la capacidad de generación de H₂ y - Consolidación del uso del H₂ en Paraguay. Esta iniciativa responde a las directrices de la Política Energética Nacional. Es coordinado por el Viceministerio de Minas y Energía del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones. Además, está en etapa de diseño dos plantas piloto²³ de producción de hidrógeno. Con estas plantas, se plantea atender una demanda compuesta por un sistema de transporte de tres buses con 300 km de autonomía cada uno, y vehículos livianos tipo sedán y utilitarios.

Paraguay, junto con Uruguay y Alemania, está desarrollando el proyecto TRES: Proyecto Cooperación Triangular Energía Asequible y Sustentable para Paraguay: Implementando la Política Energética Nacional– Triangulando Energía Asequible. TRES, tiene por objetivo mayor desarrollo, en ambos países, dos áreas muy importantes: energías alternativas y eficiencia energética. Para materializar la línea de acción 1, de energías renovables, se contemplan dos consultorías técnicas: para el “Análisis de aspectos técnicos y económicos para el desarrollo de una economía de hidrógeno en Uruguay y Paraguay” y el “Análisis de aspectos de seguridad requeridos para la instalación de una planta de producción de hidrógeno, almacenamiento, uso en unidades vehiculares y también para puntos de abastecimiento para vehículos”, donde se espera la participación de las empresas europeas líderes en estas áreas²⁴.

Se resaltan, asimismo, otros consorcios y cooperación: entre Alemania y Chile, Alemania y Brasil, Brasil-Chile y México-Chile, y la iniciativa regional, del Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CYTED) que busca que “la comunidad científica iberoamericana conozca los nuevos desarrollos científicos tecnológicos relacionados con el H₂”.

El CYTED, creado por los gobiernos para “promover la cooperación en temas de ciencia, tecnología e innovación para el desarrollo armónico de Iberoamérica”, considera que, dado el aumento del interés en el hidrógeno, son necesarios marcos

22 Proyecto “La Ruta del Hidrógeno (H₂) en Paraguay”. Publicado el 23 de julio de 2020 en https://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com_content&view=article&id=2020:proyecto-qla-ruta-del-hidrogeno-h2-en-paraguay&catid=96:sample-news&Itemid=552

23 Presentan al Viceministerio de Minas y Energía los lineamientos preliminares para el Proyecto “La Ruta de Hidrógeno Verde en Paraguay”. Publicado el 31 de julio de 2020. En https://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com_content&view=article&id=2023:presentan-al-viceministro-los-lineamientos-preliminares-para-el-proyecto-laruta-de-hidrogeno-verde-en-paraguay&catid=96:sample-news&Itemid=552

24 Proyecto TRES de Cooperación Triangular entre Paraguay, Uruguay y Alemania. Publicado el 10 de julio de 2020. En https://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com_content&view=article&id=2017:proyecto-tres-de-cooperacion-triangular-entre-paraguay-uruguay-y-alemania&catid=96:sample-news&Itemid=552

emergentes y estructuras para desarrollos científicos tecnológicos propios en el ámbito de un proyecto de cooperación tipo Red²⁵ para la Región Iberoamericana. De ahí que, a principios de 2021, aprobó el proyecto “Red hidrogeno: producción y usos en el transporte y el sector eléctrico (H2TRANSEL²⁶)” presentado por un consorcio de universidades, empresas y organismos de gobierno, liderado por Argentina.

El consorcio está conformado por más de 40 grupos de 13 países iberoamericanos: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Cuba, Ecuador, España, México, Panamá, Paraguay, Portugal, Uruguay y Venezuela.

En 2007, el CYTED había aprobado el proyecto sobre “hidrogeno: producción y purificación; almacenamiento y transporte (h2ppat²⁷)”, también liderado por Argentina.

A continuación, se describen y analizan la situación de los países con mayor avance y/o, con la mejor perspectiva de desarrollo, en el corto plazo, de la industria del hidrógeno verde, su utilización y comercialización: Argentina, Brasil, Chile, Costa Rica y México.

[..] Son necesarios marcos emergentes y estructuras para desarrollos científicos tecnológicos propios en el ámbito de un proyecto de cooperación tipo Red para la Región Iberoamericana.

25 Véase: <https://ithes-uba.conicet.gov.ar/cyted-aprobo-el-proyecto-de-red-hidrogeno-produccion-y-usos-en-el-transporte-y-el-sector-electrico-h2transel-presentado-por-un-consorcio-de-universidades-empresas-y-organismos-de-gobierno-lidera/>

26 Véase: http://www.cyted.org/?q=es/detalle_proyecto&un=1025

27 Véase: http://www.cyted.org/?q=es/detalle_proyecto&un=357

EL H₂ VERDE EN PAÍSES DE AMÉRICA LATINA: INICIATIVAS Y PROYECTOS

Los países, aún con distintos grados de avance, van concretando iniciativas para definir al H₂ como alternativa para cumplir sus compromisos de emisiones y la carbono neutralidad de sus economías.



- Para que las iniciativas sigan avanzando:
- El H₂ verde tiene que ser regulado como fuente de energía.
- La normatividad tiene que explicitar los riesgos ambientales asociados a su uso producción, almacenaje y transporte.

3.1 Argentina

Argentina ha sido pionera en el desarrollo de los temas relacionados con el hidrógeno, en la región. Ha dictado una ley que lo consideraba como un combustible y hace más de diez años, empezó la producción de H₂ verde en la Patagonia. Pero pese a estos avances, la temática no fue, de forma sistemática, parte de la agenda de los siguientes gobiernos luego de la aprobación de la mencionada ley para la promoción del hidrógeno de 2006, y, recién ha vuelto a ser considerado en la actual administración. Otro aspecto que resaltar es la falta de información oficial y la escasez de estudios sobre el tema en el país. La mayor parte de la información disponible son notas de prensa y constituyen la base de lo descrito a continuación.

Pero pese a que el país ha implementado algunas iniciativas para desarrollar la industria del hidrógeno, hasta el momento no se han llevado adelante políticas públicas consistentes que impulsen el desarrollo del H₂ verde. El proyecto más importante, y único en la región, implementado en la Patagonia argentina, tiene como objetivo convertirse en exportador, entre otros motivos, debido a la lejanía del potencial mercado interno y las dificultades para acceder a este debido a la escasez de infraestructura para transportarlo. A favor de esta localización, está el hecho de que, según la Agencia Internacional de Energía, tanto Chile como Argentina podrían generar H₂ verde a un costo de 1,8 dólares por kilo y reducirse, por lo menos en el caso de Chile, a 1,2 dólares/kg, el menor valor a nivel mundial (IEA, 2019 y Ministerio de Energía de Chile, 2020). Dada la cercanía geográfica entre las zonas productoras de los dos países, probablemente esos precios podrían replicarse en Argentina, pero para que pueda aprovechar esta condición de precios, es necesario disponer de la infraestructura necesaria para su transporte incluyendo las vías marítimas, adecuar los puertos existentes, construir la correspondiente normativa y crear un ambiente favorable para el inversor e institucionalmente confiable como proveedor.

Un aspecto relevante y que puede retrasar el ingreso de Argentina en el mercado del H₂ verde, son sus reservas probadas de gas (Vaca Muerta), cuyo uso, es mucho menos costoso que el de las energías renovables. Esto faculta al país a migrar del H₂ negro al H₂ gris, y eventualmente al azul, si se consideraran recursos financieros para disponer de sistemas de captura, utilización y almacenamiento de carbono, CAC. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (EIA, 2019), el H₂ azul, con gas natural y CAC, podría producirse, en Argentina, a 1,9 dólares por kilo, un valor muy similar a los que podría llegar a alcanzar el H₂ verde.

De acuerdo con las estimaciones de la empresa Hychico, propietaria de la planta patagónica, en Argentina haría falta invertir 12 mil millones de dólares entre parques eólicos, plantas de producción de hidrógeno y plantas de licuefacción para producir 430 mil toneladas anuales de hidrógeno, que es lo que se estima que demandarán los países más desarrollados en los próximos 10 años. Así, considerando que el precio del hidrógeno es de 5 dólares por kilo, al país le ingresarían 1,5 mil millones por el concepto de exportaciones²⁸. Pero según expertos, el éxito del país en el ámbito del hidrógeno dependerá de los costos de generación y de producción y logística de almacenamiento y transporte, que a su vez se relacionan casi por completo con la estabilidad económica y la confianza que genere como proveedor.

Argentina todavía no ha presentado una propuesta para la descarbonización del país, pero, de acuerdo con su ministro de ambiente, Juan Cabandié²⁹, en una entrevista a efeverde en diciembre de 2020, “el objetivo de alcanzar la carbono neutralidad de cara a 2050 es “realista”. El país se comprometió a presentar su estrategia de largo plazo en 2021. Asimismo, el ministro aseveró, que “es realista, necesita de decisión, necesita de actitudes enérgicas por parte de los que tenemos responsabilidades públicas, necesita también del conjunto de la población, de un cambio de paradigma”.

El informe “Elementos para una estrategia a largo plazo baja en carbono” (FARN, 2020), plantea la posibilidad de que Argentina alcance la carbononeutralidad al 2050, pero resalta que, para lograrlo, deberá enfrentar barreras para su implementación: económicas y financieras, pero también impuestas por las infraestructuras existentes y por el desarrollo y acceso a tecnologías, y, además, barreras culturales, que considera siempre difíciles de abordar y superar. El estudio incluye dentro del rango de combinaciones para obtener la neutralidad, impulsar el hidrógeno, la electrificación y los biocombustibles.

En 2004, se publicó el proyecto de ley³⁰ que crea el Programa Nacional del Hidrógeno. Dos años más tarde, en 2006, se publicó la que sería la única ley que regula al hidrógeno como combustible en la región (Ley 26.123³¹). Con esta ley, se buscaba

28 El proyecto de Chile que amenaza con postergar a la Argentina en la carrera por el hidrógeno verde. Publicado el 22 de octubre de 2020, <https://econojournal.com.ar/2020/10/el-proyecto-de-chile-que-amenaza-con-postergar-a-la-argentina-en-la-carrera-por-el-hidrogeno-verde/>

29 Argentina ve “realista” el compromiso de alcanzar la neutralidad en carbono en 2050. Publicado el 15 de diciembre de 2020, en <https://www.efeverde.com/noticias/argentina-ve-realista-el-compromiso-de-alcanzar-carbono-neutralidad-en-2050/>

30 Establece en el Art. 1.- Declárase de interés nacional la investigación y el desarrollo de la tecnología y producción del hidrógeno en todas sus fases: obtención, almacenaje y transporte, así como su consumo, como combustible y fuente de energía no contaminante. En el Art. 4.- establece: A los efectos de asegurar el financiamiento del Programa Nacional del Hidrógeno, créase el Fondo Nacional de Fomento del Hidrógeno. Serán sus recursos: 1”) La partida del Presupuesto de la Administración Nacional, destinada específicamente al Fondo Nacional de Fomento del Hidrógeno. 2”) Los generados con su actividad. 3”) Legados y donaciones 49 Préstamos de instituciones y organismos nacionales y lo internacionales (sic). Véase:<https://www4.hcdn.gob.ar/dependencias/dsecretaria/Periodo2004/PDF2004/TP2004/04junio2004/tp069/3338-D-04.pdf>

31 Promoción del Hidrógeno. Declárase de interés nacional. Fecha de sanción 02-08-2006. Publicada en el Boletín Nacional

“promover la investigación, el desarrollo, la producción y el uso del hidrógeno como combustible y vector energético, generado mediante el uso de energía primaria y regula el aprovechamiento de su utilización en la matriz energética”. No hace referencia al hidrógeno verde. En la práctica, dado que sus reglamentos nunca fueron elaborados, esta ley es inaplicable, y si esto no pasara hasta fines del 2021, esta caducará: el Art.- 21 establece la caducidad del régimen a los 15 años de su promulgación.

Esta Ley establecía, así como el proyecto de 2004, la creación del Fondo Nacional de Fomento del Hidrógeno (Fonhidro), financiado por el Estado, a través de una partida del presupuesto de la administración nacional, fijada anualmente por el Congreso, a través de préstamos, aportes, legados y donaciones de personas físicas y jurídicas organismos e instituciones nacionales o internacionales públicas o privadas, entre otros. A su vez, establece un régimen fiscal “promocional” por lo que los proyectos contarían con beneficios en el pago del IVA y por la adquisición de bienes de capital o la realización de obras vinculadas a su desarrollo. Y el hidrógeno para vehículos no sería alcanzado por los gravámenes aplicados a los combustibles líquidos, gas natural, diésel y a la infraestructura hídrica. A la fecha, no hay antecedentes que confirmen la creación del Fonhidro³².

Para evitar que la Ley caduque, y pierda estado parlamentario lo que obliga a que sea presentada nuevamente en el Congreso, en abril de 2019 fue presentado un proyecto para postergar su fecha de vencimiento por 20 años y actualizar su texto para poner el foco en la producción de hidrógeno verde. Pero a la fecha, todavía no hay un dictamen sobre esta iniciativa. De acuerdo con el autor del mencionado proyecto de ley, “el objetivo es generar un incentivo de orden tributario para compensar el mayor costo que requiere esta infraestructura, como las exenciones a los aranceles de importación, su inclusión en los regímenes fiscales para la adquisición de bienes de capital para que esta actividad despegue como ocurrió con las energías renovables”.

En 2014, se presentó el Plan Nacional del Hidrógeno³³. Con un presupuesto de 42 millones de dólares y un plazo de ejecución de 16 años -el final de su implementación está previsto para 2030-, contemplaba la creación del Centro Nacional del Hidrógeno bajo la órbita de la Secretaria de Energía, como un centro de información que permitiera coordinar los esfuerzos de las universidades, los institutos tecnológicos, y el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI).

del 25-Ago-2006. Disponible en <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-26123-119162>

32 ¿Puede Argentina crear una industria del hidrógeno verde? Bnamericas. Publicado: miércoles, 04 noviembre, 2020 <https://www.bnamericas.com/es/reportajes/puede-argentina-crear-una-industria-del-hidrogeno-verde>

33 Véase: https://www.unl.edu.ar/noticias/news/view/presentaron_en_la_unl_el_plan_nacional_de_hidr%c3%b3geno#.YGNmt-69KiUm

Según detalla el portal de la Universidad Nacional del Litoral (UNL), el plan cuenta con 24 grandes proyectos a implementar en el corto, mediano y largo plazo. Así, “se establecen siete proyectos para corto plazo (incluido la creación del Centro Nacional de Hidrógeno³⁴), ocho de mediano plazo (posible inyección de hidrógeno en las redes de gasoductos), siete de largo plazo (vehículos de transporte, colectivos, formación de recursos humanos, producción de hidrógeno a partir de la biomasa) y dos transversales. Estos últimos son los que comienzan en 2014 y finalizan en 2030. Uno de ellos es de cooperación internacional entre países limítrofes, y el otro es el estudio y desarrollo de los aspectos sociales, culturales, y ambientales del hidrógeno. No se ha podido encontrar información relacionada con la operativización del Plan. Pero pareciera que no entró en vigor.

En 2019, el gobierno firmó un memorándum de cooperación con Japón, uno de los grandes impulsores de del H₂ como combustible, y que estaba en búsqueda de proveedores para reducir la huella de carbono en su matriz energética. La iniciativa fue patrocinada por la automotora Toyota. Sin embargo, con el cambio de gobierno la propuesta no prosperó, en especial debido a la recesión económica y el derrumbe del sector automotriz a partir de las medidas sanitarias impuestas para combatir la pandemia del Covid-19³⁵.

De acuerdo con lo publicado por bnamericas³⁶, el potencial de exportación del hidrógeno verde de Argentina podría superar 100 mil millones de dólares, según cálculos de la generadora eléctrica francesa Engie. Asimismo, se estima que podrían desarrollarse negocios por cerca de 10 mil millones de dólares, para atender el mercado interno, en especial, en sectores como la minería, siderurgia, movilidad y petroquímica. El potencial de producción de H₂ verde del país puede superar el billón métrico al año³⁷.

Según Miguel Ángel Laborde miembro del directorio del CONICET, y la directora del Instituto de Tecnologías del Hidrógeno y Energías Sostenibles (ITHES³⁸), Norma Elvira Amadeo, actualmente, se están llevando a cabo reuniones para redactar un nuevo Plan Nacional del Hidrógeno y preparando una renovación de la ley de 2006³⁹.

34 En <https://www.cnh2.es/>

35 El Gobierno busca impulsar el hidrógeno “verde” como nuevo combustible en la Argentina. A través de una de las filiales de YPF, se creó un consorcio de empresas para convertir al país en productor a gran escala de hidrógeno renovable. Publicado el 27 de noviembre de 2020, en <https://ithes-uba.conicet.gov.ar/el-gobierno-busca-impulsar-el-hidrogeno-verde-como-nuevo-combustible-en-la-argentina-%EF%BB%BF-a-traves-de-una-de-las-filiales-de-ypf-se-creo-un-consorcio-de-empresas-para-convertir/>

36 ¿Puede Argentina crear una industria del hidrógeno verde? Publicado el 04 de noviembre de 2020, en <https://www.bnamericas.com/es/reportajes/puede-argentina-crear-una-industria-del-hidrogeno-verde>

37 En <https://h2lac.org/argentina/>

38 Universidad de Buenos Aires-CONICET

39 Argentina impulsa un Plan Nacional de Hidrógeno Verde. Publicado el 22 de febrero de 2021, en <https://portalmovilidad.com/argentina-impulsa-un-plan-nacional-de-hidrogeno-verde/>

Así como Chile, Argentina podría alcanzar rangos muy bajos de precios potenciales del hidrógeno. Dada su capacidad de generación eléctrica limpia a través del viento en la Patagonia y del sol en el centro y noroeste del país. Los factores de las plantas eólicas pueden llegar a más de 60% en la Patagonia, y el de las solares, a más de 40% en el verano, en el centro y el oeste del país (CAMMESA, 2020).

La actual capacidad de generación eléctrica limpia de Argentina debería alcanzar el 20% de la matriz total para 2025 con el fin de cumplir con la Ley 27.191, de renovables y esta proporción se considera como suficiente para impulsar la industria local del hidrógeno en una primera etapa, focalizada en el transporte público. Entre los años 2002 y enero de 2021, la potencia instalada total nacional, casi se duplicó, creciendo desde cerca de 24 mil MW a los actuales 42 mil MW. De estos, según fuente, 25,3 mil son térmicas, 10,8 mil hídricas, 4,1 mil, renovables (2,7 mil eólicos, 759, solares, 510 hídricos, 57 biogás y 54 biomasa) y 1,7 mil son nucleares. La potencia instalada de fuentes renovables representaba el 10% del total (CAMMESA, 2021).

Entre 2016, cuando se implementan las primeras plantas de energías renovables en el país, se generaron 2,6 mil GWh. En 2020, la cantidad fue de casi 13 mil GWh (CAMMESA, 2021).

Entre 2016 y 2019, el gobierno adjudicó tarifas en licitaciones para 6,5 gigavatios de capacidad de energía renovable y contribuyó a hacer de la energía eólica y solar las fuentes no subvencionadas más económicas del país. Cuando estos proyectos estén en pleno funcionamiento, la energía renovable proporcionará el 18% del suministro eléctrico total de Argentina⁴⁰.

Pero el país tiene dos ventajas adicionales: una amplia experiencia de la industria que, desde hace 60 años, produce amoníaco para fabricar fertilizantes y una alta experiencia en el manejo de gases comprimidos a alta presión.

Asimismo, Argentina dispone de dos sistemas de transporte de gas: los troncales de transporte operados por Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas del Sur, que suman un total de 15.923 km de gasoductos y 1,164 millones de HP de potencia instalada. La capacidad total de transporte considerando la actual más las obras de expansión en curso es de 155,8 millones de m³/d. Estos dos troncales cuentan con ocho interconexiones con países limítrofes: dos con Uruguay, una con Brasil, cuatro con Chile y una con Bolivia. Esta infraestructura, aunque antigua -más

40 Véase <https://www.abo-wind.com/es/compania/internacional/argentina.html>

del 40% de las cañerías y más del 15% de la potencia instalada tienen más de 40 años- podría ser utilizada para mover el hidrógeno dentro del país, a los países vecinos y a los puertos de cara a los consumidores de Europa y de Asia. (IAPG, 2015⁴¹).

Con relación al hidrógeno, actualmente, con una demanda algo más de 300 mil toneladas anuales, su uso es principalmente industrial. Los sectores de mayor uso son el petroquímico, para procesos en refinerías, y la industria química, para producción de amoníaco y fertilizantes para la agricultura. La empresa YPF, produce hidrógeno «gris» y «azul» (a gas natural y mediante procedimientos no renovables pero bajos en carbono, respectivamente), los consume in situ como parte de sus operaciones de hidrocarburos y constituyen el 36% de la producción total de Argentina⁴².

Para el gerente de desarrollo de negocios de la unidad argentina de Air Liquide, hoy están dadas las condiciones para generar hidrógeno en el país a un costo igual o menor que el diésel, lo que haría viable su implementación en el transporte⁴³.

Sin embargo, se estima que sería necesario mejorar la infraestructura de transporte del H₂ para poder distribuirlo en todo el país, para lo cual debería analizarse la posibilidad de utilizar los actuales gasoductos o construir otros nuevos, para lo cual, es necesario acceder a financiamiento externo. Pero esto todavía no está pasando. Según la publicación de bnamericas, hasta el momento Argentina no ha solicitado ninguna de las líneas de crédito disponibilizada por el BID para proyectos vinculados con el hidrógeno, señaló la asesora del jefe de la división de energía de la entidad⁴⁴.

Dado el nuevo interés del país respecto al hidrógeno, el gobierno encargó a Y-TEC⁴⁵ que lidere el desarrollo de una plataforma (Plataforma H2Argentina) que impulse el trabajo colaborativo entre empresas que permita innovar y promover un sector con proyección futura clave. Así, Y-TEC, una empresa de investigaciones tecnológicas controlada por la petrolera estatal YPF (51%) y el consejo nacional de investigaciones Conicet (49%)- lanzaron el Consorcio H2ar, que tra-

41 Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), 2015. De Vaca Muerta al hogar de los argentinos. El desafío del downstream del gas en la Argentina. Disponible en <https://www.iapg.org.ar/download/Downstream.pdf>

42 Véase <https://h2lac.org/argentina/>

43 ¿Puede Argentina crear una industria del hidrógeno verde? Publicado el 04 de noviembre de 2020, en <https://www.bnamericas.com/es/reportajes/puede-argentina-crear-una-industria-del-hidrogeno-verde>

44 ¿Puede Argentina crear una industria del hidrógeno verde? Publicado el 04 de noviembre de 2020, en <https://www.bnamericas.com/es/reportajes/puede-argentina-crear-una-industria-del-hidrogeno-verde>

45 A través de una de las filiales de YPF, se creó un consorcio de empresas para convertir al país en productor a gran escala de hidrógeno renovable. Por Andrés Sanguinetti, publicada el 09 de julio de 2020, en <https://ithes-uba.conicet.gov.ar/el-gobierno-busca-impulsar-el-hidrogeno-verde-como-nuevo-combustible-en-la-argentina-%EF%BB%BF-a-traves-de-una-de-las-filiales-de-ypf-se-creo-un-consorcio-de-empresas-para-convertir/>

bajará en los próximos dos años en el estudio de escenarios para la producción, transporte y exportación de hidrógeno renovable, así como la evaluación de oportunidades de aplicación específicas en campos de la movilidad, la industria, la red de gas natural y la energía eléctrica.

El Consorcio⁴⁶ se define como un espacio de trabajo colaborativo entre empresas que actúen o estén interesadas en participar en la cadena de valor del hidrógeno, desde la producción hasta la aplicación. El primer punto en el que piensa trabajar es el uso del hidrógeno para el transporte público tanto para la propulsión del vehículo como para la producción eléctrica para servicios secundarios como climatización y sistemas de comunicación y electromecánicos.

⁴⁶ Véase <https://y-tec.com.ar/consorcios-id/>

Situación actual: iniciativas vigentes y en desarrollo

Los avances de Argentina en el tema de hidrógeno datan del comienzo de la década del 90, con la primera planta experimental construida en Pico Truncado, localizada en la Provincia de Santa Cruz y, con el trabajo de un grupo de profesionales que impulsaron esta agenda, mayormente nucleados en la Asociación Argentina del Hidrógeno (AAH). La Asociación, fue creada por iniciativa de la Universidad Nacional de la Plata y, con la presencia de participantes del Seminario de hidrógeno llevado a cabo en la ciudad de Buenos Aires, en 1996. En el mismo año se fundó la Asociación Argentina de Energía Eólica (AAEE) con algunos referentes comunes. La Asociación, aunque no explicita al H₂ verde, contempla, entre sus objetivos: contribuir a la recuperación y preservación del medio ambiente; especialmente en las grandes ciudades, para las cuales es imperiosa la necesidad del desarrollo de sistemas de energía sostenibles y libres de polución, e, impulsar acciones que tiendan a la difusión del uso de las energías limpias (Véase: <https://www.aah2.org/>).

Busca, asimismo, promover la vinculación y la coordinación entre sectores del gobierno, industrias, instituciones de investigación y desarrollo y universidades, para el establecimiento a nivel nacional de la industria del hidrógeno y su crecimiento ulterior.

Actualmente el municipio de Pico Truncado, y el Instituto de Energía de Santa Cruz, buscan retomar y poner en marcha las instalaciones, que están cerradas hace muchos años. Fue inaugurada en 2005. Se estima que, una vez completada una etapa experimental, el proyecto avanzará a su fase semiindustrial⁴⁷. Es propiedad del municipio y para su reactivación, se requieren 20 millones de pesos y su financiamiento podría surgir del ingreso por renovación de áreas petroleras con YPF, si el proyecto correspondiera, o mediante el canon proveniente de la cementera que opera en la ciudad⁴⁸.

Hychico⁴⁹, es la empresa más avanzada en la producción de hidrógeno verde en Argentina, con una planta ubicada en las inmediaciones de su área petrolera y su parque eólico Diadema⁵⁰ en la provincia de Chubut en la Patagonia. El proyecto implementado en 2008 es la única planta de hidrógeno verde en operación en América Latina. Es controlada por la sociedad petrolera nacional Compañías Aso-

47 Quieren reactivar la planta de hidrógeno de Pico Truncado. Publicado el 30 de octubre de 2020, en <https://www.revista-petroquimica.com/quieren-reactivar-la-planta-de-hidrogeno-de-pico-truncado/>

48 Pico Truncado busca 20 millones para terminar su planta experimental de hidrógeno. Publicado en El Caletense el 23 de febrero de 2021. En <https://www.elcaletense.net/detalle/4985/Pico-Truncado-busca-20-millones-para-terminar-su-planta-experimental-de-hidr%C3%B3geno>

49 Véase <http://www.hychico.com.ar/esp/index.html>

50 Parques eólicos Diadema (6,3 MW) y Diadema II (27,6 MW).

ciadas Petroleras S.A., constituida en 2006 para operar y mantener parques eólicos y plantas de producción de hidrógeno a partir de electrólisis de agua en Argentina. Cuenta con dos electrolizadores con una capacidad total de 120 Nm³/h de hidrógeno y 60 Nm³/h de oxígeno. Está realizando ensayos a nivel local e internacional sobre transporte de hidrógeno. Para tal, ha construido un ducto de 2,3km desde su planta a un pozo, donde se desarrolla otro proyecto, de almacenamiento subterránea del hidrógeno en reservorios depletados de petróleo y gas.

Más recientemente⁵¹, Buquebus y la empresa TCI Geogroup firmaron un acuerdo con el objetivo de iniciar estudios de factibilidad tecnológica y económica para introducir la tecnología del hidrógeno en su flota de navíos, ya sea a través del “blending” con el gas natural en motores existentes, como en la propulsión por celdas de combustible o de hidrógeno en embarcaciones futuras o para modernizar las existentes. Lo mismo en sus operaciones auxiliares en tierra y logística portuaria. Los directivos de TCI Geocomp señalaron que esperan desarrollar la primera etapa a partir del próximo año y tener en marcha las primeras aplicaciones en base al hidrógeno antes de 2025.

ABO WIND⁵², empresa de capitales alemanes, está analizando el desarrollo de proyectos de hidrógeno en Argentina. En la actualidad, cuenta con un porfolio de 20 proyectos que se dividen casi por igual en desarrollos eólicos y solares, y a ampliar su oferta con hidrógeno.

51 Energías renovables: la empresa Buquebus inicia estudios para introducir el hidrogeno en su flota. Publicado el 24 de noviembre de 2020, en <https://biodiesel.com.ar/14934/energias-renovables-la-empresa-buquebus-inicia-estudios-para-introducir-el-hidrogeno-en-su-flota>

52 ABO WIND analiza incorporar proyectos de hidrógeno verde en su portfolio para Argentina. Publicado el 12 de noviembre 2020. Por Nanda Singh, en <https://www.energiaestrategica.com/abo-wind-analiza-incorporar-proyectos-de-hidrogeno-verde-en-su-portfolio-para-argentina/>

3.2 Brasil

Se estima que Brasil se transforme en un actor importante en la industria mundial del hidrógeno verde gracias a su alta competitividad en la generación de energía eólica y solar (cuando esta se masifique) y por el fácil acceso a través del Atlántico, a importantes mercados consumidores, especialmente alentados por los planes de recuperación verde de la Unión Europea. El país es capaz de producir hidrógeno en diferentes regiones ya sea para la generación de electricidad o para suministrar cargas térmicas (calefacción) para atender la actividad industrial, como la fabricación de cemento y fertilizantes.

Brasil forma parte de la Asociación Internacional para la Economía del Hidrógeno (Iphe), y ha definido algunas políticas dirigidas a la investigación y desarrollo de celdas de combustible e hidrógeno, como el Programa de Ciencia, Tecnología e Innovación para la Economía del Hidrógeno (ProH2), del Ministerio de Ciencia y Tecnología y la Hoja de Ruta Brasileña para la Estructuración de la Economía del Hidrógeno, del Ministerio de Minas y Energía (Andrade y Lorenzi, 2015). Aunque no como política pública, en 2017, se fundó la Associação Brasileira de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação do Hidrogênio (Asociación Brasileña del Hidrógeno, ABH2) destinada a la investigación del hidrógeno en Brasil.

Además, el hidrógeno pasó a ser parte de la estrategia energética brasileña, definida en el Plan Nacional de Energía 2050 (Ministerio de Minas y Energía, 2020), que lo considera como un elemento de interés en el contexto de la descarbonización de la matriz energética. Brasil asumió compromisos en el marco de la COP 21, como el de que su matriz energética, se conforme en un 45% de energías renovables para 2030, aumentar al 18% la cuota de bioenergía sostenible para el mismo año, además de ampliar el uso de fuentes renovables no hídricas en la matriz energética y eléctrica y continuar como la mejora de la eficiencia del sector eléctrico. Prometió reducir las emisiones un 37% para 2025, en comparación con los niveles de 2005. También estableció el objetivo de reducir a cero la deforestación ilegal a 2030, reforestar 12 millones de hectáreas de la Amazonía.

La versión, actualizada de la NDC⁵³ presentada en 2016, aumenta la meta de reducción de emisiones a 43% y extendiendo el plazo de para su cumplimiento, de 2025 a 2030 y establece el objetivo indicativo de lograr la neutralidad climática – es decir, cero emisiones netas – en 2060. Este objetivo, sin embargo, podría ser revisado en el futuro, dependiendo del funcionamiento de los mecanismos de mercado del Acuerdo de París, y no se descarta la posibilidad de una estrategia a largo plazo aún más ambiciosa. Su cumplimiento está condicionado a si el país puede recaudar, a partir del año 2021, 10 mil millones de dólares al año de otros países.

Un aspecto clave que permitiría a Brasil avanzar más rápidamente: de acuerdo con los resultados del mapeo de stakeholders con organizaciones internacionales, realizado por la Cámara de Comercio Brasil-Alemania, el 80% de las empresas alemanas involucradas en el fornecimiento o consumo de H₂ tienen representaciones en Brasil y el 95% de las compañías del Global Hydrogen Council tiene subsidiarias en el país. Con esto, es dable suponer que Brasil puede alcanzar, muy rápidamente, un estado tecnológico de punta, puesto que lo que se está haciendo con relación al H₂ en el mundo, podría ser fácilmente replicado en el país por las empresas ya existentes.

Sin embargo, de los países aquí analizados, Brasil es quien tiene las menores chances de aprovechar el momentum

que el H₂ verde está creando y que países como Chile, han podido aprovechar en toda su plenitud. Aún cuando, así como Argentina, Brasil haya incursionado de manera precoz en la temática del hidrógeno como energético, se estima que la lentitud actual con que está entrando en el debate sobre hidrógeno verde está ligada a su matriz energética, y en gran medida, por el uso de biocombustibles en el sector de transporte (biodiesel y etanol). La matriz energética, aunque esencialmente renovable, es considerada como uno de los entres más importante para la adopción del hidrógeno verde en Brasil debido a la gran diversidad de fuentes limpias que el país ya posee, incluyendo en este listado, los estudios para celdas de combustible de etanol, un fuerte competidor para la entrada comercial del hidrógeno en el país. Además, el volumen de normas y patrones nacionales relacionados con la utilización energética del hidrógeno es insuficiente, lo que obliga al país a avanzar también rápidamente en el sentido de corregir estas falencias.

53 Brazil's Nationally Determined Contribution (NDC). Disponible en [https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Brazil%20First/Brazil%20First%20NDC%20\(Updated%20submission\).pdf](https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Brazil%20First/Brazil%20First%20NDC%20(Updated%20submission).pdf)

Algunos aspectos que considerar sobre la realidad brasilera y su potencial como productor y consumidor de H₂ verde

El mercado nacional de hidrógeno energético fuera del ámbito industrial no es grande, e incluso a largo plazo no se esperan cambios. En el sector transporte, el H₂ tendrá que “luchar” con los vehículos movidos con biocombustibles, resultantes de una larga política de cambio de combustibles impulsada por el estado desde hace cinco décadas, con los híbridos y luego los eléctricos, la nueva tendencia de la industria automotriz. No se puede olvidar la importancia de Brasil como productor de autos, buses y camiones. Pero como se verá más adelante, el país ya cuenta con recursos humanos y laboratorios capaces de dominar nichos estratégicos y, por lo tanto, poder participar en la producción de componentes e insumos para equipos de generación pura de hidrógeno o de energía, sean celdas de combustible, procesos químicos o biológicos.

Otra ventaja de Brasil es que, así como Argentina, también tiene una larga experiencia en la fabricación de fertilizantes, aunque el 75% de la oferta sea importada (ANDA, 2019⁵⁴) y, por lo tanto, el hidrógeno es un elemento ampliamente conocido por la industria local.

Para cada escenario, gris, azul o verde, el país presenta fortalezas y oportunidades:

Para el hidrógeno gris, la clave es el gas natural. Brasil tiene grandes reservas probadas poco exploradas, ya que no han sido una prioridad, pero que ahora reciben una atención especial por parte del gobierno. Por lo tanto, con inversiones que pueden ser en su mayoría privadas, a medio y largo plazo producir hidrógeno gris en grandes cantidades no es un desafío (Lameiras, 2019).

La disponibilidad de gasoductos es una de las ventajas del país para producir, consumir y exportar H₂. Su malla de gasoductos permite transportar gas a lo largo de la costa atlántica, interconectar sus principales centros consumidores y acceder a sus más importantes puertos marítimos. Como se comenta más adelante, la Política Energética Nacional 2050, considera la posibilidad de mezclar hidrógeno en redes de gasoductos de gas natural y así fomentar su uso. Sin embargo, en un futuro cada vez más próximo, los mercados más importantes ya no se interesarán por el hidrógeno gris. Las miradas están puestas en el verde.

54 Principais Indicadores do Setor de Fertilizantes. Disponible en https://anda.org.br/wp-content/uploads/2019/11/Principais_Indicadores_2019.pdf

Para la producción de hidrógeno azul, se presentan dos líneas. La primera está en el proceso de captura de carbono. Esta línea es incierta porque requiere una gran capacidad de inversión y el almacenamiento o uso del dióxido de carbono emitido, sin embargo, si es factible producir cerca del lugar donde se extrae petróleo o en áreas con acuíferos, estos problemas pueden ser resueltos. La segunda línea para la producción de hidrógeno azul es el uso de materias primas renovables, biomasa o biogás, por ejemplo, utilizando fuentes de energía que no emiten gases de efecto invernadero. Para esta línea, Brasil tiene un gran potencial, porque tiene amplios recursos de biomasa, así como opciones de generación de energía limpia. (Lameiras, 2019)

Para el hidrógeno verde, el país también tiene grandes ventajas y fortalezas, pero para aprovecharlas es necesario disponer de energía barata y abundante, que a corto y mediano plazo todavía está lejos de lograrse .

Para el hidrógeno verde, el país también tiene grandes ventajas y fortalezas, pero para aprovecharlas es necesario disponer de energía barata y abundante, que a corto y mediano plazo todavía está lejos de lograrse, porque se necesitarían inversiones en generación de energías limpias a niveles muy altos que, aunque se logren, generarían, sobre todo en una etapa temprana, un producto con costos comercialmente no competitivos.

Otro tema relevante que puede retrasar el ingreso de Brasil en el mercado de H₂ verde, se relaciona con la disponibilidad de electricidad y a la vez, el despliegue de otras fuentes limpias en la matriz eléctrica. Pese a que, en el país, la electricidad producida y consumida es mayoritariamente hídrica (58,8% de la capacidad instalada total en 2020) y la eólica ya es la segunda fuente más importante (10,3%), diversos estudios advierten que, para que el país recupere las pérdidas de crecimiento de los últimos años, y acentuadas por el COVID 19, el sistema hidrológico no comportará esta demanda y las energías eólicas y solar, además de las limitaciones debidas a su intermitencia, todavía son muy caras, lo que ha afectado, en particular, el despegue de esta última.

A la luz de estos escenarios, es muy probable que el país tenga que apelar a las centrales térmicas y grupos de generadores. Si Brasil creciera más de 3,5% al año, por tres o cuatro años consecutivos, se estima que habrá un “reset” en el sistema debido a la deficiencia de la infraestructura, principalmente logística y para suplir energía eléctrica (M8, 2020), que se acentuaría todavía más, frente a situaciones climáticas como reducción de las lluvias y períodos “anormales” de sequía, que impactarían la generación. La demanda saltaría de los actuales 474TWh (EPE, 2020) a 680TWh (M8, 2020). Y la oferta total, que, en 2019, alcanzó 626,4TWh, para acompañar tales tasas de crecimiento, debería alcanzar 942TWh (M8, 2020).

La capacidad instalada, actual, asciende a 170 TW y creció un 40% entre 2012 y 2019, y, se preveía un crecimiento de 13% en los próximos años. Pero según expertos, estas inversiones, no sólo no permiten alcanzar la oferta necesaria para solventar la recuperación de la economía nacional, sino que, si estas se adelantaran, el país no dispondría de los recursos para su concreción. Los estudios de planificación nacional completados en agosto de 2020 (EPE, 2020) recomendaron originalmente una inversión total de 109 mil millones de reales para la transmisión, en el horizonte de 2030. De este total, 49,5 mil millones de reales se refieren a proyectos que aún no se han concedido. A partir de 2023, en un escenario optimista se considera que hasta el 2030 se inviertan todos estos recursos. Pero en un escenario pesimista, las inversiones se reducirían casi a la mitad (59,2 mil millones de reales). La diferencia entre ambos escenarios es justamente las instalaciones aún no otorgadas, es decir, no hay claridad respecto a si estos proyectos efectivamente se llevarán a cabo. Se consideraron, además, las incertidumbres asociadas al contexto de la pandemia de COVID (EPE, 2020a).

Otro aspecto que considerar es la falta de una política clara con relación a la ampliación de la oferta de energías renovables en el país. Como una forma de atenuar los impactos de la crisis de electricidad del año 2001 y fomentar la expansión y la competitividad del sistema, Brasil creó el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas (Proinfa), que ofrecía créditos complementarios por medio de la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) para generación de energía. Para participar en la concesión de la generación de electricidad, los agentes debían seguir el modelo de “modestia” tarifaria. El criterio era, la tarifa más baja para la comercialización de la electricidad producida.

Así, fueron implementados 131 proyectos: 52 parques eólicos, 60 PCH⁵⁵ y 19 proyectos de energía térmica a biomasa, que en conjunto generan 11,2 millones de MWh y suman 2.975 MW de potencia instalada.

55 Pequeñas Centrales Hídricas

Este programa impulsó la incorporación de las energías eólicas, principalmente, y, aunque fue la base del programa de incentivo a las energías renovables no convencionales, algunos años más tarde, habiendo cumplido las metas definidas en su primera etapa, el programa fue desactivado, y hoy, las iniciativas relacionadas con el tema se suscriben a los procesos tradicionales utilizados por el estado brasilero para estos fines.

Aún con estas limitaciones, actualmente la energía eólica se ha convertido en la segunda fuente de electricidad más importante de Brasil, detrás de la hidroeléctrica. La capacidad instalada de energía eólica ahora supera los 16GW con 637 parques y 7.738 aerogeneradores, según datos publicados por la asociación industrial Abeeólica. En 2019, el factor de planta en promedio, en el país, alcanzó, 43%, muy por encima del promedio global de 34%. La mayor parte de la capacidad se encuentra en la zona nordeste, donde esta fuente es responsable del 89% del suministro de electricidad. Se pronostica que la capacidad crecerá a 24,2GW para 2024 considerando solo los proyectos ya contratados a través de las subastas de energía del gobierno y los contratos del mercado eléctrico no regulado. El viento se ha extendido como energético en el país durante la última década, ya que en 2010 solo aportaba 928MW (bnamericas, 2020⁵⁶ y Abeeólica, 2019).

Con relación al hidrógeno, Brasil ha dado sus primeros pasos en el sentido de incluirlo en la malla energética del país, en los años 70, a partir de la crisis del petróleo, cuando fueron creados programas gubernamentales para la sustitución de este combustible. Así, en 1975, se fundó el Laboratorio del Hidrogeno (LH2). Una institución de investigación independiente, ligada al Instituto de Física de la Universidad Estadual de Campinas (UNICAMP), que centró esfuerzos en investigar la producción del H₂ para uso en motores a combustión (Lameiras, 2019).

Pero, aunque siguió habiendo iniciativas relacionadas con el hidrógeno, tan pronto como terminó la crisis y el precio del petróleo volvió a caer, casi todos los proyectos fueron discontinuados, sus recursos recortados y la mayoría de los laboratorios fueron cerrados. Sin embargo, LH2 continuó, aunque sin recursos, pero a través de la infraestructura instalada en el período anterior, continuó subsistiendo a través de la venta de hidrógeno a la industria química (Lameiras, 2019).

En 2001, como resultado de la primera Conferencia Brasileira sobre el Hidrogeno, nace el Centro Nacional de Referencia en Energía del Hidrogeno (CENEH), cuyo objetivo era reunir y divulgar información relacionada con las investigaciones y el desarrollo de tecnologías relacionadas al uso energético del hidrógeno (Andrade y Lorenzi, 2015).

⁵⁶ Brasil alcanza 16GW en capacidad de energía eólica. Publicado el 16 de junio de 2020, en <https://www.bnamericas.com/es/noticias/brasil-alcanza-16gw-en-capacidad-de-energia-eolica>

Los proyectos desarrollados con el CENEH se refieren a investigaciones relacionadas con el uso energético del hidrógeno, como: producción de hidrógeno, a través de diversas fuentes (hidroeléctrica, etanol, biomasa, sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos); desarrollo de sistemas de celdas de combustible; sistemas automotrices; baterías; redes de energía; eficiencia energética, etc.

En 2002, fue lanzado el Programa Brasileño de Sistemas de Celdas de Combustible (PROCaC), un programa del Ministerio de Ciencia y Tecnología (MCT) centrado en la investigación de celdas de combustible, con el objetivo de organizar una red de investigación y promover acciones integradas y cooperativas que permitan el desarrollo nacional de tecnología de sistemas de pilas de combustible (Lameiras, 2019).

En 2004, el Ministerio de Minas y Energía (MME), empezó a elaborar el Roteiro para a estruturação da economia do hidrogênio no Brasil. El estudio fue lanzado oficialmente en 2005 y tenía como objetivo principal la introducción de la economía del hidrógeno en Brasil para 2025.

En 2005, el PROCaC, pasa a llamarse Programa de Ciencia, Tecnología e Innovación para la Economía del Hidrógeno (ProH2). El ProH2, entre sus objetivos contempla: “promover el establecimiento de normas y patrones para la certificación de productos, procesos y servicios relacionados con las tecnologías de hidrógeno y celdas de combustible”.

Este mismo año, el Ministerio de Minas y Energía coordinó la llamada “Hoja de ruta para la estructuración de la economía del hidrógeno en Brasil”. El documento establecía un cronograma de 20 años para alcanzar las metas relativas a cada tema propuesto y previa el lanzamiento de un Programa Gubernamental de Producción y Uso del Hidrógeno en Brasil post 2007, que, en el marco de los descubrimientos, al mismo tiempo, de los yacimientos de petróleo y gas del Pre-Sal, no fue materializado (EPE, 2021).

En mayo de 2009, el Centro de Gestión y Estudios Estratégicos (CGEE) publicó un estudio completo sobre la economía del hidrógeno en Brasil.

Pero pese a haber desarrollado estas iniciativas y que el país contaba con la hoja de ruta para estructurar la economía del hidrógeno en Brasil lanzada en 2005, hubo una nueva una desaceleración en la investigación relacionada con el hidrógeno, de esta vez, debida, principalmente al desánimo global con las dificultades y el lento progreso de la tecnología (Lameiras, 2019).

Aún frente esta notoria ralentización del interés sobre el hidrógeno, varios proyectos tecnológicos siguieron desarrollándose en asociaciones entre universidades y/o institutos de investigación y empresas, que lograron desenvolver aplicaciones para la generación de hidrógeno. Así, de 2013 a 2018 se identificaron 91 proyectos relacionados con el hidrógeno y celdas de combustible que accedieron a recursos equivalentes a 7 millones de dólares del año 2021 (EPE, 2021). Hasta 2007, antes de del descubrimiento de los yacimientos petrolíferos del Pré-Sal, las inversiones habían alcanzado cerca de 25 millones de dólares (de 2021) (Andrade y Lorenzi, 2014).

Como resultado del impulso de la I+D+D, el país se destacó, cuando en 2010 puso en circulación el primer autobús de hidrógeno con tecnología nacional desarrollado por la Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Las iniciativas de los años 2000 siguieron dando algunos frutos, y más recientemente, el Laboratorio de Genómica y BioEnergía de la UNICAMP y Nissan firmaron un contrato para avanzar en el desarrollo de celdas que generan hidrógeno a partir del gas obtenido de la reforma del bioetanol, conocidas como celdas de combustible de óxido sólido (SOFC, por su sigla en inglés) (Lameira, 2019). A su vez, en 2020⁵⁷, el proyecto desarrollado por la UFRJ presentó la cuarta versión del modelo, presentado en 2010, ahora, en etapa pre-comercial. Un estudio de la institución demostró que si toda la flota del BRT de Rio de Janeiro (Transporte Rápido por Ônibus) fuese convertida al hidrógeno, el costo del nuevo combustible alcanzaría la paridad con el diésel, ya en el 2025.

Todavía en el ámbito de la I+D, dentro del Ministerio de Minas y Energía, las líneas de investigación del Centro de Investigación de Energía Eléctrica (CEPEL) sobre sistemas de generación de energía de celdas de combustible, produjeron resultados teóricos y experimentales (Lameiras, 2019).

Pese a estos avances, de acuerdo con el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEE) de Brasil, para que el hidrógeno verde efectivamente se desarrolle, el país deberá enfrentar el gran reto de implementar cadenas de producción, almacenamiento y transporte, y, si bien tiene las condiciones técnicas para desarrollar tecnologías a nivel nacional, será necesario asociarse con otros países y multinacionales para avanzar en este tema. Necesita socios internacionales para contratar técnicos y capacitar a sus profesionales. Por ahora, el país ya cuenta con la cooperación de Alemania y Chile⁵⁸.

57 Campo & negócios. Brasil tem potencial no hidrogênio verde. Publicado en septiembre de 2020, e <https://campoenegocios.com.br/brasil-tem-potencial-no-hidrogenio-verde/>

58 "Industria del hidrógeno verde cobra fuerza en Brasil". Publicado el 19 de marzo de 2021, en <https://www.bnamericas.com/es/reportajes/industria-del-hidrogeno-verde-cobra-fuerza-en-brasil>

Con Alemania (EPE, 2021):

- En el marco de la Parceria Energética Brasil-Alemanha, se está desarrollando el Estudo de Mapeamento Setorial do Hidrogênio Verde no Brasil, que busca identificar los principales agentes involucrados, hoy, en la cadena de valor del hidrogeno en Brasil y ofrecer una visión general sobre las principales tecnologías para producción de hidrogeno verde y “Power-to-X” en desarrollo en el país;
- En el ámbito del Projeto de Cooperação em Tecnologias para Armazenamento de Energia, está siendo desarrollado un estudio para el levantamiento del potencial de producción de hidrogeno verde en Brasil, a fin de subsidiar el desarrollo de una nueva ruta para la economía do hidrogeno en este país.

Con Chile: composición del Grupo de Trabajo Brasil-Chile para realización de un trabajo técnico exploratorio sobre el potencial de cooperación bilateral en hidrogeno, destacándose el interés de Chile, en la producción local de “hidrogeno verde”, con intenciones de inversiones en ese campo, del orden de 200 mil millones de dólares en los próximos 20 años (EPE, 2021).

En febrero de 2021, la Empresa de Pesquisa Energética, EPE⁵⁹, publicó una Nota Técnica⁶⁰ donde aborda aspectos conceptuales y fundamentales para la construcción de una estrategia brasileña de hidrógeno. El documento busca conceptualizar el panorama del mercado del hidrógeno, las rutas tecnológicas y sus procesos de generación. Además, analiza algunos factores que determinan o gatillan la competitividad y los principales desafíos para el desarrollo del mercado del uso de energía de hidrógeno en el país. (EPE, 2021)

Anteriormente, el EPE ya había incluido al hidrógeno verde como una fuente clave para ayudar a satisfacer la demanda energética del país en el futuro.

En febrero de 2021, además, el Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) apuntó al hidrogeno como uno de los temas prioritarios para investigación y desarrollo en el país, con miras a la aplicación de recursos públicos orientados para estos fines (EPE, 2021).

59 Su finalidad es prestar servicios al Ministerio de Minas y Energía (MME) en el ámbito de los estudios e investigaciones destinados a apoyar la planificación del sector energético, abarcando la electricidad, el petróleo y el gas natural y sus derivados y biocombustibles. Es una empresa pública federal, dependiente del Presupuesto General de la Unión, creada mediante una medida cautelar convertida en ley por el Congreso Nacional - Ley 10.847, de 15 de marzo de 2004. Fue implementada en agosto de 2004.

60 <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-lanca-nota-tecnica-bases-para-a-consolidacao-da-estrategia-brasileira-do-hidrogenio->

El hidrógeno ahora es parte de la estrategia energética brasileña, definida en el Plan Nacional de Energía 2050 (Ministerio de Minas y Energía, 2020), aprobado en diciembre de 2020 por el Ministerio de Minas y Energía. De hecho, el hidrógeno es señalado como una tecnología disruptiva y considerado como un elemento de interés de la estrategia en el contexto de la descarbonización de la matriz energética, la inserción de recursos energéticos distribuidos, la búsqueda de la expansión de las formas de almacenamiento y gestión de la flexibilidad, las perspectivas de aplicación de la energía nuclear y el gas natural. En el caso del sector del transporte y de la implementación de la electromovilidad, el Plan señala como perspectiva tecnológica la aplicación de celdas de combustible para la producción de hidrógeno a partir de biocombustibles y gas (gas natural y biometano).

El hidrógeno es señalado como una tecnología disruptiva y considerado como un elemento de interés de la estrategia en el contexto de la descarbonización de la matriz energética, la inserción de recursos energéticos distribuidos, la búsqueda de la expansión de las formas de almacenamiento y gestión de la flexibilidad, las perspectivas de aplicación de la energía nuclear y el gas natural.

Otro punto considerado en el PNE 2050 es la perspectiva de mezclar hidrógeno en redes de gasoductos de gas natural en porcentajes y con presiones limitadas para el transporte y almacenamiento, como una mejor manera de utilizar estos gasoductos, y a la vez, utilizar volúmenes importantes de hidrógeno con fines energéticos. En el contexto del proceso de descarbonización y las perspectivas de inserción disruptiva de hidrógeno, el PNE 2050 destaca como una recomendación para la política energética:

- Estimular las posibilidades del uso del hidrógeno para la descarbonización de sectores como: transporte, industria química, residencial, así como generación de materia prima “limpia” para la industria, como la industria siderúrgica, entre otros.
- Diseñar mejoras regulatorias relacionadas con la calidad, la seguridad, la infraestructura de transporte, el almacenamiento, el suministro, el incentivo y el uso de las nuevas tecnologías.
- Articular con otras instituciones internacionales que tienen iniciativas en el área del hidrógeno.

Situación actual: iniciativas vigentes y en desarrollo

El mercado del hidrógeno verde está tomando forma en Brasil, en momentos en que se produce un auge de proyectos locales de generación de energía renovable.

Se destaca entre las iniciativas que se están llevando a cabo, la de la Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), quien está discutiendo la estandarización de las tecnologías del hidrógeno, desde la producción hasta el uso final, en el marco de la Comisión Especial de Estudio sobre Tecnologías del Hidrógeno - ABNT/CeE-067 (EPE, 2021).

Fortescue Future Industries (FFI⁶¹), una subsidiaria de la minera australiana Fortescue Metals, firmó un memorando de entendimiento con Porto do Açu, un importante puerto marítimo y centro industrial brasileño localizado en el estado de Rio de Janeiro, para estudiar la viabilidad de instalar una planta de hidrógeno verde de 300 megavatios, con el potencial de producir 250 mil toneladas de amoníaco verde por año -un componente básico de los fertilizantes agrícolas-. El acuerdo preliminar fue firmado a finales de febrero de 2021. El acuerdo también establece las bases para el desarrollo de proyectos locales solares y eólicos frente a las costas de los estados de Río de Janeiro y Espírito Santo.

Fortescue, productor de mineral de hierro, anunció, además, que planea volverse carbono neutral para 2030, y que, como parte de ese objetivo, la compañía apunta a producir hidrógeno verde a escala comercial para 2023.

La planta por construir en Brasil sería impulsada por energía solar y eólica. Entre los posibles socios del proyecto, se encuentra Equinor ASA de Noruega, que firmó un memorando de entendimiento por separado, también en el mes de febrero para evaluar la construcción de una planta solar en Açu. El puerto de Açu, es propiedad de Prumo Logística SA, controlada por la empresa estadounidense de capital privado EIG Global Energy Partners.

También recientemente, Enegix Energy⁶² ha anunciado la construcción de la que podría llegar a ser la mayor planta de hidrógeno verde del mundo en el estado de Ceará, en el norte de Brasil, luego de firmar un memorando de entendimiento con

61 Publicado el 17 de marzo de 2021, en <https://www.mineria-pa.com/noticias/fortescue-construira-una-planta-de-hidrogeno-verde-en-brasil/>

62 Publicado el 4 de marzo de 2021, en <https://elperiodicodelaenergia.com/enegix-energy-construira-la-planta-de-hidrogeno-verde-mas-grande-del-mundo-en-brasil/>

el gobierno estadual. El proyecto Base One producirá más de 600 mil toneladas de H₂ verde al año a partir de 3,4 GW de energía renovable de carga base ya contratada a través de una asociación con Enerwind. La iniciativa supone una inversión de 5,4 mil millones de dólares.

La empresa escogió esta localización, por su posición estratégica para acceder a los principales mercados internacionales, a través de océano Atlántico, y por la disponibilidad de fuentes de energía limpia que caracterizan este estado del norte de Brasil. El proyecto se instalará en el Puerto de Pecém, que dispone de la infraestructura adecuada para manejar este tipo de combustibles y acceso al agua, para el proceso de electrólisis.

En el marco de esta iniciativa, el gobierno del estado de Ceará, la Federação das Indústrias do Estado Ceará (FIEC), la Universidade Federal de Ceará (UFC) y el Complejo del Pecém (CIPP S/A), firmaron, también en febrero de 2021, un Decreto para constituir un Grupo de Trabajo cuya finalidad es desarrollar políticas públicas de energías renovables para o desarrollo sustentable y para la conformación de un HUB de Hidrógeno Verde en el Estado de Ceará⁶³. El HUB, estará localizado en el puerto de Pecém, en la región metropolitana de Fortaleza, la capital del estado. Pecém es el puerto suramericano de gran porte más próximo de Europa, lo que abarata la logística en comparación con otras terminales marítimas de Brasil y aumenta la competitividad del país con otros países de la región. Es administrado por el puerto holandés de Rotterdam, la principal puerta de entrada de los productos sudamericanos en el mercado europeo.

⁶³ <https://www.pv-magazine.com/2021/03/03/brazil-may-host-5-4bn-green-hydrogen-plant/>

3.3 Chile

Chile es probablemente el país de América Latina que está más avanzado en la temática del H₂ verde en materia de políticas públicas. Y su potencial, que lo ha ido posicionando como un productor a escala mundial se centra en algunos aspectos clave: seguridad institucional, estabilidad económica y política, y, tal vez la más importante, el país podría producir este gas de forma muy barata y competitiva, incluso considerando los costos de transporte hacia otros continentes.

Hasta hace muy poco, el hidrógeno no era considerado un combustible, sino solamente un elemento químico, lo que limitaba su uso, producción, almacenamiento y comercialización. Sin embargo, en febrero de 2021, el país dio un salto con relación a este tema. A partir de esta fecha, este gas está considerado entre los energéticos de competencia del Ministerio de Energía. Eso, a partir de la modificación, del Art 3° del Decreto Ley 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía ⁶⁴.

Esta modificación se enmarca en el ámbito de la dictación de la Ley 21.305, sobre eficiencia energética, promulgada el 8 de febrero de 2021. Materializa uno de los ejes de la Ruta Energética 2018-2022, publicada por el Ministerio de Energía en 2018, referido a la modernización de los mercados energéticos, que, en uno de sus siete ejes, considera al hidrógeno dentro de la “propuesta de ordenamiento de la normativa de hidrocarburos, que incorporará el análisis de combustibles alternativos para ser comercializados en el mercado chileno”. Y operativiza la reciente Estrategia del Hidrógeno, que, en su primera etapa, contempla la dictación de medidas regulatorias en toda su cadena de valor, para incentivar la producción y fomentar la demanda y explicita la necesidad de modificación del Decreto con Fuerza de Ley 1 de 1979⁶⁵ y del Decreto Ley 2.224 para incluir al hidrógeno como energético y así dar potestad reglamentaria al Ministerio de Energía sobre este combustible.

La regulación del hidrógeno en Chile tiene 80 años, y en algunos casos, fue sorprendentemente temprana, como la referencia a los vehículos de hidrógeno en el Reglamento que fija requisitos dimensionales y funcionales a vehículos que presten

64 En https://www.cne.cl/archivos_bajar/DL_2224.pdf y <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=6857&idParte=8628649&idVersion=>

65 En https://www.cne.cl/archivos_bajar/df1_1978.pdf

servicios de locomoción colectiva urbana de 1991. Según el abogado especialista Augusto Quintana⁶⁶ (profesor de la Facultad de Derecho del Universidad de Chile), que en Chile haya una “baja densidad” normativa sobre esta materia, no implica que existan “lagunas” que impidan el desarrollo de proyectos de hidrógeno o, en su caso, de proyectos piloto. En efecto, ante la ausencia de normas específicas, resultan aplicables al hidrógeno las normas generales relativas a combustibles, gases, fuentes energéticas, etc.; e, incluso, una amplia pluralidad de normas técnicas internacionales. Aun así, es necesario una actualización que vaya de la mano con la tecnología actual y que cierre algunas lagunas para que el ciclo de vida del H₂ esté totalmente cubierto.

En países como Chile, Australia y Arabia Saudita, las fuentes renovables tanto eólicas como solares, tienen un costo nivelado de energía (levelised costs of energy, LCOE) bajo, lo que permite altos factores de carga para la producción de hidrógeno a través de la electrólisis. Por lo tanto, ofrecen un potencial óptimo para producir hidrógeno renovable a costos mínimos. En estas condiciones, la producción podría estar disponible por alrededor de 2,5 dólares por kilo a principios de la década de 2020, disminuyendo a 1,9 dólares por kilo en 2025 y quizás 1,2 dólares por kilo en 2030. Si así fuese, estos valores estarían muy por debajo del promedio de los del hidrógeno gris, e incluso cerca de la paridad con los costos óptimos del hidrógeno gris en 2030 aun considerando los del CO₂ (IRENA, 2019).

Chile, según la Agencia Internacional de Energía (2019) podría llegar a producir 160 millones de toneladas anuales de hidrógeno verde, con un costo de menos de dos dólares por kilogramo, con lo cual no solo podría abastecerse internamente sino convertirse en un gran exportador de este recurso energético. Estima, además, que, en la región de Magallanes, en la Patagonia chilena, se pueden producir casi 10 millones de toneladas de hidrógeno verde al año. Ya en el norte, el IRENA estima que, con la utilización de una pequeña cantidad del potencial solar fotovoltaico del desierto de Atacama podrían producirse más de 450 mil toneladas de hidrógeno por año.

Las mayores ventajas de Chile para producir H₂ verde, están muy relacionadas con la disponibilidad de los recursos energéticos a lo largo de su geografía, una variable que incide directamente en sus costos de producción (Ministerio de Energía, 2020):

1. El norte, concentra la radiación solar más alta del planeta, con factores de planta que pueden llegar hasta 35% en plantas fotovoltaicas monofásicas de segmento de un eje.

⁶⁶ Regulación del hidrógeno: 80 años de historia normativa en Chile. Publicado el 27 de octubre del 2020 en <https://www.revistaei.cl/columnas/regulacion-del-hidrogeno-80-anos-de-historia-normativa-en-chile/>

2. La generación eléctrica solar en la zona central es más competitiva que la con energías fósiles. Allí se concentra el mayor consumo urbano e industrial del país y consecuentemente, la mayor disponibilidad de redes de distribución, centros logísticos y cercanía a puertos y gran oferta vial.
3. Los vientos del extremo sur permiten factores de planta en tierra, equivalentes a los en el mar, de otros países. Turbinas eólicas de 120 metros, en tierra, pueden alcanzar factores de planta de 60%.

Esta combinación de factores podría, ya en 2025, reducir el costo nivelado de energía a valores entre 18 y 25 dólares/MWh, monto que se supone la producción de H₂ verde compite con el gas natural.

No considerando los costos de compresión, transporte y distribución, el H₂ verde producido en el desierto de Atacama y en la Región de Magallanes, podría llegar a tener un costo nivelado de entre 1,3 y 1,4 dólares/kg en 2030, y entre de alrededor de un dólar por kilo, en 2050, el menor valor a nivel mundial, incluso menor que el de Australia, que podría llegar a ser su competidor más directo (Ministerio de Energía de Chile, 2020).

Un estudio encargado por el Consejo del Hidrógeno a la consultora McKinsey (2020), analizó los costos asociados a la producción y transporte/distribución del H₂ y su comportamiento futuro. Estos tres, son los más importantes en el costo del gas, y, por lo tanto, definen la competitividad de los países en este tema.

Los costos de los electrolizadores han, desde 2010, bajado un 60%, desde entre 10 y 15 dólares/kg de H₂ a los actuales 4 a 6 dólares/kg de H₂. En el caso del transporte de larga distancia, el principal medio es el marítimo, y el costo de este, actualmente es muy alto. Sin embargo, se estima que, dependiendo de la demanda, al 2030, podría ser de alrededor de 1,7 dólares/kg de H₂ y, por ejemplo, incluyendo la ruta, de Chile a los EE.UU., producir y transportar el H₂ hasta el puerto de destino, costaría 2,7 dólares/kg. Entre Australia y Japón, el valor del H₂ alcanzaría 3,3 dólares/kg. De igual forma, los costos de la distribución local impactan de manera importante el costo final del hidrógeno, y disminuirlos, también dependerá de la demanda. Pero, así como el valor del transporte de largo alcance, se estima que estos se reducirían un 60% si esta se realiza por camiones y un 63% si es por medio de tuberías. Los costos de la demanda local inciden en la decisión de producción en cada economía. (Hydrogen Council, 2020).

Las consideraciones con relación al hidrógeno empiezan a tomar fuerza en Chile, al alero de la Ruta Energética 2018-2022, publicada por el Ministerio de Energía en 2018. En el marco de la modernización de los mercados energéticos, uno de sus siete ejes,

el hidrógeno se contempla dentro de la “propuesta de ordenamiento de la normativa de hidrocarburos, que incorporará el análisis de combustibles alternativos para ser comercializados en el mercado chileno” y se plantea que este se “estudiará como alternativa a combustibles convencionales en el transporte público” como forma de reducir el consumo de diésel y otros combustibles.

El eje 4 establece como objetivo la construcción gradual, pero definitiva, de una matriz energética limpia, que permita un crecimiento verde y bajo en carbono. Aunque no impulsa el uso del hidrógeno como fuente de electricidad de forma explícita, al comprometer al país a iniciar el proceso de descarbonización de la matriz energética a través de un cronograma de retiro o conversión de centrales a carbón, lo obliga a avanzar todavía más rápidamente en la implementación de energías limpias que compensen la salida de este combustible fósil del sistema eléctrico nacional. Esto posiciona a Chile como un actor importante para la producción de H₂ verde, cuya base es precisamente la energía generada a partir de fuentes limpias.

Así, en enero de 2018, fue anunciado un acuerdo entre el gobierno y las empresas socias de la Asociación de Generadoras de Chile que disponen unidades que utilizan carbón, que contempló tres puntos: i) las empresas se comprometen a no iniciar nuevos proyectos a carbón si estos no cuentan con CAC u otras tecnología equivalente; ii) creación de un grupo de trabajo que analice, en el contexto de la Política Energética de Chile, Energía 2050, los elementos tecnológicos, ambientales, sociales, económicos, de seguridad y suficiencia de cada planta y del sistema eléctrico en su conjunto, para establecer un cronograma y las condiciones para el cese programado y gradual de las centrales que no dispongan de CAC u otra tecnología equivalente, y iii) el Ministerio de Energía coordinará el grupo (Ministerio de Energía de Chile, 2020a). El plan establece el retiro programado de las 28 centrales termoeléctricas a carbón en funcionamiento en Chile, al 2040, con una primera fase al 2024, en la

En países como Chile, Australia y Arabia Saudita, las fuentes renovables tanto eólicas como solares, tienen un costo nivelado de energía (levelised costs of energy, LCOE) bajo, lo que permite altos factores de carga para la producción de hidrógeno a través de la electrólisis.

cual salen del sistema once unidades, equivalentes al 31% de la capacidad instalada. El Plan, aunque ha percibido algunas modificaciones, ha seguido su curso y las centrales han ido saliendo del sistema de acuerdo con lo planificado.

A mediados de 2019, fue anunciado públicamente el plan de descarbonización “Energía Zero Carbón”, y se fijó al 2050 como meta nacional de carbononeutralidad, lo que implicará una reducción de 65 millones de tCO₂e hasta aquella fecha, según declaraciones del ministro de Energía⁶⁷.

En 2020, el 15% de la capacidad instalada de generación de electricidad a nivel nacional usaba como fuente de energía el carbón y casi 40% energías renovables, especialmente solar, eólica e hídrica de pasada. Cerca del 33% de la electricidad generada, utilizó el carbón y el 31%, fuentes renovables (eólica, solar y centrales hídricas de pasada) (Comisión Nacional de Energía⁶⁸).

En 2019, la actualización de la Planificación Energética de Largo Plazo 2018-2022 (PELP), consideró entre los nuevos desafíos a abordar en los próximos PELP, “modelar las nuevas alternativas de almacenamiento de energía (hidrógeno, baterías de corta duración, almacenamiento de larga duración para efectos de arbitraje), así como las tecnologías de generación que aún son incipientes, como la mareomotriz o el hidrógeno, y también la reconversión de las actuales unidades generadoras a carbón en alternativas con bajas emisiones” (Ministerio de Energía de Chile, 2019).

En 2020, el gobierno, entendiendo que el proceso de descarbonización de la matriz eléctrica nacional es una realidad y que ha ido avanzando según lo previsto, que el país tiene un gran potencial de energías renovables que equivale a 70 veces la demanda nacional, y que los costos de la generación a través de fuentes limpias y el de los electrolizadores han ido bajando de manera significativa, el hidrógeno verde no sólo pasó a ser competitivo, sino que abre oportunidades de negocio para el país. Así, a fines del año 2020, el Ministerio de Energía de Chile (2020), publicó la Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde, que contempla tres “oleadas” o etapas para el desarrollo de esta nueva industria, que se estima, entre el 2025 y el 2050, podría alcanzar el tamaño de la minería, uno de los sectores económicos más importantes del país. La meta es que el país se transforme, a partir del 2030, en el productor global líder de hidrógeno verde por electrólisis.

67 Plan “Energía Zero Carbón”: Sigue el avance para alcanzar la descarbonización al 2040. Nota publicada el 19 de marzo de 2020, en <http://www.infraestructurapublica.cl/plan-energia-zero-carbon-sigue-avance-alcantar-la-descarbonizacion-al-2040/>

68 <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>

En la primera etapa (2020-2025), la Estrategia contempla centrarse en el consumo doméstico a gran escala. Considera reemplazar el amoníaco importado por producción local y el reemplazo del hidrógeno gris utilizado en las refinerías del país. Luego, el H₂ verde pasará a utilizarse en el transporte de pasajeros y de carga pesada de larga distancia. Esta etapa contempla la dictación de medidas regulatorias en toda su cadena de valor, para incentivar la producción y fomentar la demanda. Un tema clave, con relación a la regulación, contemplado en la estrategia es la modificación del Decreto con Fuerza de Ley 1 de 1979 y el Decreto Ley 2.224 para incluir al hidrógeno como energético y así dar potestad reglamentaria al Ministerio de Energía sobre este combustible. Esto se realizó a principios del año 2021.

En la segunda mitad de la década, la Estrategia se enfoca en la ampliación del uso del H₂ verde en el transporte local y en el inicio de su exportación. Se espera que una producción más competitiva desplace a los combustibles líquidos en el transporte terrestre en nuevas aplicaciones, como la minería, y a combustibles gaseosos en redes de distribución, por ejemplo. En paralelo, se abrirían oportunidades de exportación de hidrógeno verde y de sus derivados a mercados internacionales. Uno de los motores de esta etapa será la atracción y promoción de consorcios y los acuerdos para acelerar la exportación.

En la tercera oleada, a partir del 2030, se abrirán nuevos mercados de exporta-

ción para escalar la producción. Los sectores del transporte marítimo y aéreo podrán ser descarbonizados mediante combustibles derivados del hidrógeno, tanto en rutas locales como internacionales. La apuesta es que, en la medida que otros países se descarbonicen, los mercados de exportación crecen.

Para fomentar el mercado interno y la exportación, el gobierno pretende lanzar una ronda de financiamiento por 50 millones de dólares para apalancar proyectos tempranos y competitivos de producción y uso de hidrógeno verde cuya implementación permita reducir los costos en el país.

El Consejo Nacional del Hidrógeno Verde, creado en 2018, en conjunto con el Ministerio de Energía tendrá la responsabilidad de realizar el seguimiento de la Estrategia, coordinar la ejecución del plan de acción y ejecutar la actualización de este proceso a cada 3 años.

Situación actual: iniciativas en desarrollo

Actualmente, hay a lo menos cuatro proyectos en diferentes etapas de implementación, y han sido suscritos acuerdos con diferentes actores internacionales, enfocados en producir H₂ verde y su exportación. A saber.

El proyecto más avanzado a la fecha es una planta piloto que está tramitando ante la autoridad de la sureña Región de Magallanes, los permisos para su construcción. HIF (Highly Innovative Fuels) una filial de la empresa generadora de energía chilena Andes Mining & Energy (AME), promotora de la iniciativa, presentó, en noviembre de 2020, ante el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, una Declaración de Impacto Ambiental (DIA)⁶⁹ del “Proyecto Piloto de Descarbonización y Producción de Combustibles Carbono Neutral”. El proyecto presentado (Pérez y Alvares Ingeniería y Proyectos, 2020), contempla la construcción de una planta química que producirá metanol (CH₃OH) y gasolina a partir de dióxido de carbono (CO₂) e hidrógeno (H₂). Adicionalmente, considera la construcción y operación de un aerogenerador de una potencia máxima de 3,4 MW, a un costado de la planta que proporcionará la energía eléctrica a todas sus instalaciones. Considera también la conexión al Sistema Eléctrico de Magallanes mediante la implementación de una línea de transmisión eléctrica de media tensión (13 kV) de 8,8 km hasta la planta, como una conexión de respaldo. La instalación tendrá una capacidad de producción estimada de 3,9 toneladas al día de metanol crudo, que serán destilados para producir aproximadamente 2,5 t/día de metanol, de los cuales hasta 2,1 t/día tendrán como fin la producción de 0,7 t/día de gasolina. La DIA además explica que el proceso de producción del metanol crudo contemplado por el proyecto se divide en tres fases: obtención de dióxido de carbono desde el aire, obtención de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua (desde un pozo y tratada a través de un proceso de desmineralización) y síntesis del metanol a partir del dióxido de carbono y el hidrógeno obtenido previamente.

Para la planta piloto a ser implementada, la electricidad se generará a través del viento, y gran parte de esta se utilizará en el electrolizador que separa el hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂). Mediante un proceso de filtrado, se obtiene dióxido de carbono (CO₂) capturado directamente del aire, que, por medio de un proceso de síntesis lo combina con el H₂ y se produce E-metanol (CH₃OH). En un segundo proceso, el metanol podrá ser utilizado para crear E-gasolina o bien ser almacenado como producto. De esta manera, los productos finales de la Planta Piloto serán los llamados combustibles sintéticos, el E-metanol y E-gasolina (Pérez y Alvares Ingeniería y Proyectos, 2020).

⁶⁹ La DIA completa está disponible en: https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2149071179 y el proyecto, en https://seia.sea.gob.cl/archivos/2020/11/18/0e6_Cap_1_Descripcion_de_Proyecto.pdf.

El proyecto⁷⁰ contempla una inversión inicial de 38 millones de dólares. Recibirá una contribución de ocho millones de euros del Ministerio Federal de Economía y Energía de Alemania a través de Siemens Energy⁷¹. El Grupo Enel contribuirá centrándose en la energía eólica y en la instalación de un electrolizador. Se espera que entre en operación en 2022, lo que la convierte, según AME, en la planta más grande de su tipo para producir hidrógeno verde en América Latina. En etapas comerciales posteriores, previstas para 2024 y 2026, la capacidad se incrementará a unos 55 millones de litros por año y 550 millones de litros de eCombustibles (gasolina) por año, respectivamente (Fundación Terram, 2020).

Porsche, comprará todos los eCombustibles producidos por HIF (Fundación Terram, 2020).

Otras iniciativas en desarrollo:

- 1.** Proyecto Selkman para producir hidrógeno en Tierra del Fuego mediante energía eólica, que posteriormente se transformará en amoníaco para ser exportado por barco a Corea, los Estados Unidos y Alemania.
- 2.** Iniciativa HyEx de Engie Chile y la empresa Enaex: alianza estratégica para investigar la viabilidad de la producción de amoníaco verde a partir de hidrógeno renovable en la región de Antofagasta, norte de Chile. Tiene como objetivo una granja solar de 2.000MW que alimentaría una planta de electrólisis de hidrógeno de 1.600MW para producir 124.000 toneladas de hidrógeno verde por año.
- 3.** La empresa noruega Aker Clean Hydrogen y la irlandesa Mainstream Renewable Power firmaron una alianza para explorar el desarrollo de la producción de hidrógeno verde y amoníaco de bajo costo en Chile, utilizando la energía renovable generada por el portafolio de proyectos eólicos y solares de Mainstream en implementación en el país⁷².

El Consejo Nacional del Hidrógeno Verde, creado en 2018, tiene como misión apoyar al Ministerio de Energía para elaborar una visión estratégica, integral y ambiciosa para la producción, uso, exportación de hidrógeno verde, con una visión del Estado para proyectarlo a largo plazo.

70 Emisiones, agua y difusión: las dudas para el piloto de hidrógeno verde en Magallanes. Publicado el 13/01/2022, en <http://generadoras.cl/prensa/emisiones-agua-y-difusion-las-dudas-para-el-piloto-de-hidrogeno-verde-en-magallanes>

71 El proyecto de hidrógeno en Chile Hif recibe apoyo financiero del gobierno alemán. Publicado el 3 de diciembre de 2020, por Pilar Sánchez M., en <https://www.pv-magazine-latam.com/2020/12/03/el-proyecto-de-hidrogeno-en-chile-hif-recibe-apoyo-financiero-del-gobierno-aleman/>

72 El hidrógeno verde está de moda: Aker Clean Hydrogen y Mainstream Renewable Power firman alianza para la producción en Chile. Diario La Tercera, publicado el 19 de febrero de 2021, en <https://www.latercera.com/pulso/noticia/el-hidrogeno-verde-esta-de-moda-aker-clean-hydrogen-y-mainstream-renewable-power-firman-alianza-para-la-produccion-en-chile/HDJEK-56YBFJVPVEHMG57LYTO4/>

En 2018 además, se creó la Asociación Chilena del Hidrógeno, H₂ Chile, como una asociación gremial. Fue fundada por 28 personas naturales representando al sector privado, público y académico. Su objetivo es fomentar el desarrollo del Hidrógeno como vector energético sustentable, promoviendo su investigación, desarrollo y utilización en aplicaciones industriales, comerciales, residenciales y de movilidad. Actualmente tiene 23 socios, mayoritariamente, del sector de energía⁷³.

De acuerdo con H₂ Chile⁷⁴, Chile junto a otros países, se adjudicó un fondo de 10 millones de euros de la Comisión Europea del “Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking” (FCH JU) para el desarrollo e impulso de diversos proyectos y estudios de hidrógeno verde. La particularidad de esta adjudicación es que se ha destinado al proyecto Green Hysland que reúne a varias naciones para desplegar iniciativas de H₂ verde, exclusivamente en territorios isleños. El proyecto se desarrollará entre 2021 y 2025, y los estudios de prefactibilidad podrían contemplar a Chiloé u otro territorio insular de similares características, donde se podría utilizar el hidrógeno verde y sus múltiples derivados para faenas acuícolas y agrícolas intensivas. Chile debe todavía realizar gestiones para acceder a estos recursos y una vez que estén disponibles, se decidirá cómo se desarrollarán estos estudios de prefactibilidad.

Entre los acuerdos suscritos por el país a la fecha, se destacan:

- 1.** Alianza europea-chilena Arichile: ARICHILE H₂⁷⁵, bajo el programa europeo INNOWWIDE para producir hidrógeno verde en Magallanes, con un prototipo de 1 MW, por medio de un novedoso sistema de electrolisis, que puede abastecerse con agua del mar.
- 2.** Alianza Energética entre Chile y Alemania⁷⁶. Iniciada en 2019, sus socios son el Ministerio de Economía y Energía de Alemania (BMWi) y el Ministerio de Energía de Chile. Es una plataforma que apoya el diálogo intergubernamental de alto nivel en materia energética. Promueve el intercambio de mejores prácticas, vincula a los sectores público y privado, e impulsa la comunicación de la transición energética.

73 En <https://www.h2chile.cl/>

74 Véase: <https://www.h2chile.cl/post/h2-chile-figura-entre-las-entidades-que-se-adjudican-fondo-europeo-de-10-millones-de-euros-de-fchju>

75 Hidrógeno Verde: Oportunidad para liderar la descarbonización de Costa Rica. Publicado el 15 de marzo de 2021 en <https://www.ariema.com/project/comienza-el-proyecto-arichile-h2-bajo-el-marco-del-programa-europeo-innowwide>

76 Véase: <https://www.energypartnership.cl/es/home/>

3.4 Costa Rica

Costa Rica, así como Chile, es uno de los países que más ha avanzado en la región en la temática del hidrógeno verde. La estrategia de Costa Rica con relación a la introducción del H₂ en su matriz energética se centra más bien en su uso como un elemento clave para descarbonizar su economía. Según el BID⁷⁷, el hidrógeno verde representa una oportunidad de innovación para Costa Rica, de desarrollo de infraestructura, de nuevas aplicaciones y desarrollo de capital humano y puede posicionar al país como un pionero de este vector energético a nivel mundial, permitiéndole desarrollar nuevos mercados, empleos verdes e ingresos para el país.

El país dio sus primeros pasos en este tema, en 2011, cuando la empresa Ad Astra Rocket y la estatal Refinadora Costarricense de Petróleo crearon un centro experimental de hidrógeno.

Actualmente, para definir con mayor claridad las posibilidades del país en este tema⁷⁸, el gobierno anunció un acuerdo de colaboración para un estudio sobre el mercado nacional y global del hidrógeno verde, con el fin de explorar la eventual participación de Costa Rica en ese negocio. El estudio busca conocer la situación actual del hidrógeno verde a nivel global (actores, proyecciones de demanda y costos), analizar la competitividad económica del hidrógeno verde costarricense frente a otros mercados de exportación, estimar el potencial de producción y su demanda futura en el mercado nacional en diferentes segmentos (transporte, industria, aditivo en combustible convencional, insumo para combustibles sintéticos y almacenamiento de energía), así como estimar el impacto macroeconómico del desarrollo de una eventual industria de este tipo en el país.

Para su realización, el Banco Interamericano de Desarrollo, su laboratorio de innovación y División de Energía, colaborarán con la Fundación CRUSA a petición del Ministerio de Ambiente y Energía (Minae). Adicionalmente⁷⁹, el Gobierno de Costa Rica, a través del Ministerio de Energía y Ambiente está trabajando con el BID para elaborar la Estrategia Nacional del Hidrógeno y Hoja de Ruta, como herramienta

⁷⁷ Véase <https://blogs.iadb.org/energia/es/hidrogeno-verde-oportunidad-para-liderar-la-descarbonizacion-de-costa-rica/>

⁷⁸ Costa Rica estudiará potencial para producir hidrógeno verde. Publicado el 5 de febrero de 2021, en <https://delfino.cr/2021/02/costa-rica-estudiara-potencial-para-producir-hidrogeno-verde>

⁷⁹ Hidrógeno Verde: Oportunidad para liderar la descarbonización de Costa Rica. Publicado el 15 de marzo de 2021. En <https://blogs.iadb.org/energia/es/hidrogeno-verde-oportunidad-para-liderar-la-descarbonizacion-de-costa-rica/>

de coordinación entre las partes interesadas tanto del sector público como privado, nacional e internacional, y así llegar a un acuerdo en los objetivos, responsabilidades, barreras e incentivos a ser implementados.

La mayor ventaja de Costa Rica en este ámbito es su férrea convicción con la carbono neutralidad, tema que ha trascendido gobiernos y se ha transformado en una de sus principales características. En el 2007, se comprometió con la meta voluntaria y aspiracional de lograrla en el año 2021. Cinco años después, en 2012, el país oficializó la primera versión de su Programa País Carbono Neutralidad. Con la firma del Acuerdo de París en 2015, reafirmó sus compromisos y propuso trayectorias para alcanzar sus objetivos al 2021, 2030, 2050 y 2100. En ese marco, buscó alinear el instrumento Programa País Carbono Neutralidad con las políticas climáticas y publicó, en mayo de 2018, el Decreto Ejecutivo N° 41122-MINAE, que oficializó la creación del Programa País de Carbono Neutralidad 2.0 (PPCN 2.0), que se enmarca actualmente en el Plan Nacional de Descarbonización de Costa Rica (Programa Euroclima, Ministerio de Ambiente y Energía, 2019)⁸⁰.

El PCN 2.0, constituye un instrumento público que busca involucrar el sector privado en las políticas climáticas ya que permite por un lado generar un registro de emisiones y reducciones de gases de efecto invernadero, y por otro, genera un mecanismo de incentivos hacia las empresas que busquen asociar sus actividades con una certificación ambiental.

También juega a su favor, su matriz eléctrica que está conformada casi totalmente por recursos renovables: agua, viento, geotermia, biomasa y sol. Esta combinación ha permitido que Costa Rica sobrepase el 98% de generación renovable en su Sistema Eléctrico

La mayor ventaja de Costa Rica en este ámbito es su férrea convicción con la carbono neutralidad, tema que ha trascendido gobiernos y se ha transformado en una de sus principales características.

⁸⁰ Programa Euroclima, Ministerio de Ambiente y Energía, 2019. Costa Rica: Programa País de Carbono Neutralidad 2.0 - Categoría Organizacional Estudio de caso. Disponible en https://ledslac.org/wp-content/uploads/2020/05/EdC-Carbono-Neutralidad-Costa-Rica-ene20_mod.pdf

Nacional (SEN)⁸¹. De acuerdo con el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica, PEG 2018-2034, a partir de finales de 2017 y hasta 2034, el SEN adicionará a su capacidad instalada 653 megavatios, de los cuales, 280 corresponderán a plantas eólicas, 165 a geotérmicas, 161 a solares y 47 a hidroeléctricas. No se ampliará la capacidad de respaldo térmico (ICE, 2019). En 2020, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Costa Rica sumó el sexto año consecutivo con más del 98% de generación renovable. La energía hidroeléctrica continúa siendo la principal fuente dentro de la matriz eléctrica, con una participación de casi 72%. La segunda es la geotermia, con 15%, seguida de la eólica, con 12,4%. Por su parte, la biomasa y el sol aportan el 0,6%⁸².

El potencial eólico de Costa Rica, con un factor de planta superior al 30%, alcanza los 2.400 MW de capacidad instalable, con una producción de energía anual del orden de 6.700 GWh (ICE, 2019).

La incorporación de nuevas tecnologías, el cambio en los patrones de consumo, la generación distribuida, las políticas de eficiencia energética, la migración de la industria de procesos de manufactura a servicios y la contracción económica, han reducido el crecimiento de la demanda eléctrica en el país. Esta condición permitirá, en los próximos dos años y sin afectar la confiabilidad del sistema, la salida de operación de dos plantas térmicas -Barranca y San Antonio-, que operan desde hace más de 40 años.

En 2018, fue publicado el Plan de Acción Interinstitucional para Propiciar el Uso del Hidrógeno en el Sector Transporte. Elaborado por la Comisión de Hidrógeno, como una respuesta a la directriz presidencial N° 002-MINAE⁸³ (de mayo de 2018). En el marco de esta directriz, en el mismo año, fue creada la Comisión del Hidrógeno, con la responsabilidad de elaborar un plan de acción para el hidrógeno, considerando la experiencia y el campo de acción de cada institución que conforma la Comisión, dentro de este contexto (Comisión del Hidrógeno, 2018).

La formulación del Plan de Acción es un paso más para la materialización del compromiso del país de avanzar hacia la descarbonización de su economía, según lo establecido en la Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENCC) y en la Contribución Nacionalmente Determinada de Costa Rica. A su vez, es parte del VII Plan Nacional de Energía (MINAE, 2015), en los ejes “hacia una flota vehicular más amigable con el ambiente” y “en la ruta hacia combustibles más limpios”.

81 Presidencia de la República, 2018. Costa Rica garantiza futuro de su matriz eléctrica renovable. En <https://www.presidencia.go.cr/comunicados/2018/11/costa-rica-garantiza-futuro-de-su-matriz-electrica-renovable/>

82 Costa Rica suma su sexto año consecutivo con más de 98% de generación eléctrica renovable. Publicado el 21 de enero de 2021 en <https://elperiodicodelaenergia.com/costa-rica-suma-su-sexto-ano-consecutivo-con-mas-de-98-de-generacion-electrica-renovable/>

83 Ministerio de Ambiente y Energía.

Se enmarca, asimismo, a lo planteado en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2015-2018 que busca impulsar acciones de reducción de emisiones en sectores clave como transporte, energía, agricultura y residuos sólidos, para catalizar el proceso de transformación hacia un desarrollo bajo en emisiones y la meta de carbononeutralidad del país (MIDEPLAN, 2019). En este sentido al evaluar la introducción de alternativas energéticas como el hidrógeno en este sector, se responde a lo establecido en el PND que plantea, además, el desarrollo de estrategias para continuar diversificando la matriz energética nacional, con energías sostenibles, alternativas y amigables con el ambiente.

De manera específica, dentro de las políticas públicas costarricenses, el hidrógeno es considerado por el Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050 (Gobierno de Costa Rica, 2018), como una alternativa para la descarbonización de la economía. En este, entre las acciones de cambio de corto, mediano y largo plazo, se estableció el diseño y oficialización de una hoja de ruta para la consolidación de Clúster de Hidrógeno.

Las acciones propuestas por el Plan de Acción Interinstitucional para Propiciar el Uso del Hidrógeno en el Sector Transporte, apoyan así mismo, a materializar lo planteado en el Plan Nacional de Desarrollo y de Inversión Pública del Bicentenario 2019-2022 (MIDEPLAN, 2018), que para lograr la descarbonización de la economía del país en el año 2050, definió que, entre las “áreas estratégicas de articulación presidencial” en el ámbito del sector de infraestructura, movilidad y ordenamiento territorial, “se promoverá el uso de combustibles alternativos, el cambio en el modelo energético y la mejora en patrones de consumo, para propiciar la transición hacia una movilidad menos contaminante”. Como meta, al año 2022, los combustibles fósiles deberían incluir un 8% de componentes renovables. El PND contempla avances anuales, a partir de 2019, con la inclusión de 2,5%, en 2020 y 21, de 5% y, para en 2022 alcanzar los 8% acordados.

Para descarbonizar el sector de transportes, el PND 2019-2022 plantea “construir una infraestructura nacional de centros de recarga eléctrica, aumentando la flota de vehículos eléctricos y fomentando los estudios en combustibles de bajas emisiones”.

Desde el punto de vista normativo, existe un vacío legal con relación a la regulación de la comercialización del hidrógeno como “producto” o combustible, a efecto de que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) desarrolle sus competencias de regulación, fiscalización, y fijación tarifaria, y otro relacionado con la regulación del almacenaje y transporte de este tipo de combustible. Sin embargo, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) no requiere de ningún tipo

de concesión o autorización adicional, para investigar, producir y comercializar hidrógeno. Eso, en razón que el artículo 5 de la Ley No. 7593⁸⁴, que no distingue la fuente para la generación de energía para considerar a este servicio de naturaleza pública, por lo que la generación de energía a partir del hidrógeno no solo está contemplado en dicha norma legal como un servicio público, sino que la ARESEP no requiere de otra habilitación legal para regular y fiscalizar dicho servicio de “generación”, salvo aquella normativa infralegal para regular aspectos técnicos, tarifarios, de calidad, seguridad, etc. Así el ICE queda habilitado como “operador legal delegado” para la comercialización del hidrógeno:

- Como “producto” para ser utilizado como combustible, para el subsector transportes, para lo cual está habilitado para realizar alianzas con entes públicos o privados, nacionales o extranjeros, por ejemplo, RECOPE.
- Como electricidad generada a partir del hidrógeno como insumo.

Por medio del Instituto de Normas Técnicas de Costa Rica (INTECO), se creó el Comité Técnico Nacional de Hidrógeno, para la adecuación de las normas y estándares internacionales técnicos utilizados para el diseño de plantas de generación, almacenamiento, transporte, y distribución de hidrógeno verde.

84 Disponible en http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRT-C&nValor1=1&nValor2=26314&nValor3=27845&strTipM=TC

Situación actual: iniciativas vigentes y en desarrollo

En octubre de 2019, se firmó el Convenio de Cooperación Técnica No Reembolsable “Camino a la Descarbonización: Promoviendo la Economía de Hidrógeno en Costa Rica”⁸⁵, que sentó las bases para la formalización de la Alianza de Hidrógeno para desarrollar el ecosistema para el transporte costarricense. El documento fue firmado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID Lab) y la Fundación Costa Rica-Estados Unidos para la Cooperación (CRUSA), y cuenta como socio técnico con Ad Astra Rocket Company (Costa Rica)⁸⁶.

La Alianza, que cuenta con 20 socios, tiene como principal objetivo convertirse en un mecanismo de coordinación del ecosistema y posicionarse como agente facilitador de la transición energética, así como promover esquemas de apoyo al sector y promover la adopción de políticas públicas. Como organismo, buscará asesoría técnica de alto nivel para cuantificar los impactos y beneficios del hidrógeno en el país, así como para elaborar propuestas de marcos regulatorios que permitan el desarrollo del mercado hidrógeno.

Busca que el hidrógeno como energía, sea:

- Completamente renovable 100%
- Accesible para todos 100%
- Amigable con el planeta 100%

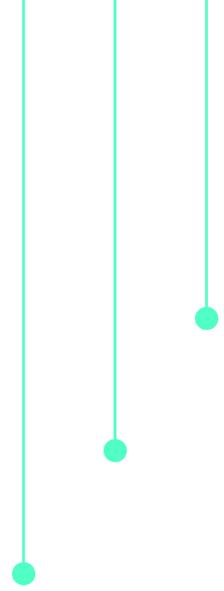
Costa Rica⁸⁷ fue elegido el primer país Latinoamericano para realizar pruebas ambientales con el Toyota Mirai. Para este proceso, Toyota Motor Corporation entregará a Grupo Purdy Motor tres Toyota Mirai, a la empresa Ad Astra Rocket, para que se pruebe el hidrógeno que ha desarrollado un científico nacional (el Dr. Franklin Chang), su propietario. Ad Astra Rocket es una empresa nacional, pionera en el desarrollo de las tecnologías de hidrógeno verde para transporte eléctrico y aplicaciones energéticas, ubicada en Liberia en la Provincia de Guanacaste.

⁸⁵ Dentro del marco del proyecto del BID Lab, ATN/ME-16972

⁸⁶ Alianza por el Hidrógeno promoverá alternativas tecnológicas para la descarbonización de la economía costarricense. Publicado en agosto e 2019, en <https://crusa.cr/alianza-por-el-hidrogeno-promovera-alternativas-tecnologicas-para-la-descarbonizacion-de-la-economia-costarricense/>

⁸⁷ Costa Rica fue elegido el primer país Latinoamericano para realizar pruebas ambientales con el Toyota Mirai. En <https://www.toyotacr.com/blog/toyota-mirai-en-costa-rica>

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) inició la etapa de investigación para producir y aprovechar hidrógeno como vector energético, generado con electricidad renovable. En una primera etapa, el ICE participará en la identificación de casos de negocio que impliquen la manufactura del H₂. Como parte de la operación, el Instituto suscribió convenios de colaboración con Siemens y con la empresa nacional Ad Astra Rocket (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 2020).



3.5 México

Pese a que México tiene, al igual que otros países de América Latina, un gran potencial para la producción, y, además, debido al tamaño de su mercado, para el consumo de H₂ verde, el tema todavía no permea las políticas públicas habiendo sólo unas pocas iniciativas tendientes a desarrollar esta nueva fuente de energía, y que están vinculadas con el sector privado. El país se comprometió a lograr la carbononeutralidad en 2050, sin embargo, no ha presentado públicamente un plan para alcanzar esta meta, y, en el marco de sus políticas de energía, considera al gas como un combustible de transición.

Para el sector eléctrico, de manera específica, la NDC mexicana estableció como meta, alcanzar un 35% de energía limpias al 2024, y un 43% al 2030. Y la sustitución de los combustibles por gas natural (INECC, 2018).

Así como en Brasil y Argentina, México también dispone de un importante mercado interno, está muy cerca de uno de los grandes consumidores mundiales, los EE.UU., y dispone de una significativa malla de gasoductos, lo que es considerado una ventaja para producir, consumir y exportar H₂. Esta malla permite transportar gas a lo largo del país, interconectar sus principales centros consumidores y acceder a sus más importantes puertos marítimos, en ambos océanos (Atlántico y Pacífico).

En el país actualmente no existe un marco institucional o legal diseñado para normar el uso o aprovechamiento del hidrógeno como combustible, toda vez que, a diferencia de los carburos de hidrógeno, este gas no se encuentra contemplado dentro de la descripción de recursos naturales o de bienes de la nación señalados en el artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Estrada y otros, 2020).

Sin detrimento de lo anterior, el tercer párrafo de dicho precepto constitucional señala la posibilidad de que la nación podrá establecer condiciones y limitaciones de apropiación de cualquier recurso natural. Es decir, que [L]a nación tendrá en todo tiempo el derecho de imponer a la propiedad privada las modalidades que dicte el interés público, así como el de regular, en beneficio social, el aprovechamiento de los elementos naturales susceptibles de apropiación, con objeto de hacer una distribución equitativa de la riqueza pública, cuidar de su conservación, lograr el desarrollo equilibrado del país y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población rural y urbana.

Según expertos, eso abre la posibilidad de diseñar un marco jurídico y una política pública que supere y deje atrás los debates en los que se encuentran inmersos el uso y destino de los recursos naturales renovables y no renovables. Se espera que estas condiciones permitan al estado mexicano avanzar más rápidamente en la reglamentación del H₂ como combustible y disponer de un marco legal y regulatorio que reconozca su potencial y permita establecer un camino flexible para su aprovechamiento. Desde el punto de vista regulatorio, además, será necesario crear normatividad en materia de seguridad industrial ad hoc, para las actividades de transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno y, eventualmente, la creación de estándares y una normatividad homogénea para su explotación (Estrada y otros, 2020).

Así como en Brasil y Argentina, México también dispone de un importante mercado interno, está muy cerca de uno de los grandes consumidores mundiales, los EE.UU., y dispone de una significativa malla de gasoductos, lo que es considerado una ventaja para producir, consumir y exportar H₂.

En el marco regulatorio energético vigente se menciona al hidrógeno verde en la Estrategia de Transición para Promover el uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios⁸⁸, en el Programa Sectorial de Energía⁸⁹ y en el recién lanzado Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2020-2034. La información publicada en estos documentos sobre el H₂ es muy puntual y limitada, y requiere el desarrollo de más instrumentos para su implementación.

La Estrategia de Transición para Promover el uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios únicamente menciona a la gasificación para producción de hidrógeno como una tecnología eficiente en el aprovechamiento de bioenergía. Mientras que el Programa Sectorial de Energía 2020-2024 resalta la opción de explorar su aprovechamiento, no habiendo más menciones al tema en el transcurso del documento.

88 Disponibles en https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5585823&fecha=07/02/2020 y https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5596374&fecha=08/07/2020

89 En <https://h2lac.org/mexico/>

El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2020-2034, publicado en febrero de 2021, no contempla impulsar nuevos proyectos de energía renovable (público o privado) por el resto de la administración. Esto solo se haría, a partir del 2025, por lo que, en el corto plazo, el hidrógeno verde no está incluido como un combustible alternativo.

Específicamente, el capítulo 6, del Prodesen, que aborda el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de las Centrales Eléctricas (PIIRCE), establece que, para el corto y mediano plazo 2020-2024, solo serán considerados aquellos proyectos que tengan contratos de interconexión, y los que se contemplan como estratégicos para lograr los objetivos de la política energética nacional. Será hasta después de 2025, cuando habrá espacio para proyectos de generación flexible y de energías limpias. (SENER, 2021).

En México, entre los años 2017 y el 31 de octubre de 2020, las energías renovables crecieron un 34%, con un espectacular desempeño de la generación fotovoltaica (FV). Esta, se multiplicó por 35, mientras que la eólica, se duplicó, lo que permite advertir las grandes posibilidades que el país ya tiene para desarrollar proyectos de hidrógeno verde.

La Ley de Transición Energética (LTE⁹⁰), establece que: “la Secretaría de Energía fijará como meta una participación mínima de energías limpias en la generación de energía eléctrica del 25% para el año 2018, del 30% para 2021 y del 35% para 2024”. A octubre del año 2020, la generación neta con energías limpias (renovables y no renovables) representó el 25,5% del total generado, proporción que debió haber sido alcanzada en 2018, por lo que el país tendrá que hacer esfuerzos significativos para cumplir las metas propuestas en la LTE. Pero, lo dispuesto en el Prodesan puede retrasar todavía más este proceso. Entre noviembre de 2020 a diciembre de 2024 se estima una incorporación de capacidad a instalar de 13.677 MW en la red nacional de transmisión (RNT). Si se incluye la generación distribuida fotovoltaica (GD-FV) podrían alcanzarse 16.697 MW.

El Prodesan prevé que las tecnologías emergentes como el cambio de turbinas con combustible de gas natural a hidrógeno verde, la incorporación de sistemas de almacenamiento, la tecnología de concentración solar, energía oceánica, entre otras, cuya tendencia es reducir sus costos de capital, operación y mantenimiento, tendrán, en el siguiente lustro y las próximas décadas una mayor incorporación para el cambio de la matriz energética y la reducción del uso de combustibles fósiles. Bajo

90 Ley de Transición Energética, Diario Oficial de la Federación 24 de diciembre de 2015. En: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>

estas premisas, estima que en el período 2025-2034, la matriz estaría compuesta, mayoritariamente por fuentes limpias, y el 1,3% de la capacidad instalada podría ser generada con hidrógeno verde en centrales de ciclo combinado. En este período estima que se incorporen 29.889 MW a la capacidad a instalada, de la RNT, y se si se incluyera la GD-FV, el monto podría alcanzar 38.292 MW. El 77% correspondería a energías limpias. Si se contabiliza la GD-FV, esta proporción alcanzaría 82%. En este ejercicio del PIIRCE 2020-2034 no se tomaron en cuenta sistemas de almacenamiento, los cuales deberán ser considerados por las futuras centrales eléctricas para la incorporación de sus energías limpias con fuente primaria de energía solar y viento.

La producción de hidrógeno en México antes de la Reforma Energética publicada en 2013 era enteramente destinada a la industria petrolera, su mayor consumidor. Hasta aquella fecha, Petróleos Mexicanos (PEMEX) contaba con el monopolio de este mercado, ya que, al ser el único productor, demandaba hasta el 96% de la producción para su autoconsumo en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) (PEMEX Corporativo, 2018). El SNR está integrado por seis refinerías cuya capacidad instalada total, es de 1,6 millones de barriles diarios de petróleo (PEMEX, 2021). La producción de hidrógeno en las plantas localizadas en estas refinerías es exclusivamente para autoconsumo. En 2016, dichas plantas, produjeron, en conjunto, 248,8 millones de pies cúbicos estándar (PCS) de hidrógeno por día, equivalentes a 653 mil toneladas diarias⁹¹ (PEMEX, Corporativo, 2018).

La reforma energética, estableció condiciones para el aprovechamiento de nuevas oportunidades de negocio que permiten adoptar mejores prácticas productivas, entre otras, las alianzas con empresas especializadas y la tercerización de algunos servicios en las refinerías, tales como el hidrógeno o la electricidad. En este marco, y con base en el Plan de Negocios 2017-2021 y la situación financiera por la que atravesaba PEMEX, la empresa planteó atender el requerimiento de hidrógeno mediante el suministro de un proveedor comercial, ya que estas empresas aseguraban un costo de suministro menor al que incurría Pemex Transformación Industrial (P-TRI), disponen la capacidad técnica y financiera para operar y mantener plantas de hidrógeno, garantizando el suministro de hidrógeno y vapor con la calidad y condiciones requeridas por P-TRI (PEMEX Corporativo, 2018). P-TRI, es la única empresa en México que refina petróleo. Pemex es la única empresa nacional productora de amoniaco (PEMEX, 2021).

Cabe resaltar, que la intención de tercerizar la producción y suministro de H₂, buscaba, fundamentalmente, liberar recursos financieros para cumplir con los objetivos principales de la empresa: la producción de gasolinas y destilados intermedios en las refinerías, entre otros.

91 1 PCS de H₂= 0,002623 kg

Esta visión se refuerza, además, en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 (Presidencia de la República, 2019), publicado en el Diario Oficial, en 2019, que plantea, en el punto 3. Economía, en el marco del “Rescate del sector energético”, que “un propósito de importancia estratégica para la presente administración es el rescate de Pemex y la CFE para que vuelvan a operar como palancas del desarrollo nacional”. “En ese espíritu, resulta prioritario rehabilitar las refinerías existentes, que se encuentran en una deplorable situación de abandono y saqueo, la construcción de una nueva refinería y la modernización de las instalaciones generadoras de electricidad propiedad del Estado, particularmente las hidroeléctricas, algunas de las cuales operan con maquinaria de 50 años de edad y producen, en general, muy por debajo de su capacidad”. Ambas empresas recibirán recursos extraordinarios para la modernización de sus respectivas infraestructuras y se revisará sus cargas fiscales. Y que “se buscará la rehabilitación de las plantas de producción de fertilizantes para apoyar a productores agrícolas”.

México cuenta, actualmente, a través de PEMEX, con una infraestructura de transporte por ductos de crudo, gas y poliductos, de 17 mil kilómetros, que conforman 10 sistemas. De estos, ocho corresponden al transporte de petrolíferos. Dispone, además, de 10 terminales de GLP. En 2020, el nivel de utilización de esta infraestructura se redujo de forma importante, debido a la menor disponibilidad de gas en las regiones marinas y la menor demanda de crudo del SNR (PEMEX, 2021).

Pero la tendencia a la disminución de uso de la infraestructura, tanto de proceso como de transporte, ya se viene manifestando desde 2013. Eso, debido a la menor producción por la madurez de los principales campos productores del país y, a la vez, el crecimiento de la importación tanto de gas como de otros derivados del petróleo para suplir el consumo interno. En el caso del GN, en los últimos tres años, el índice de utilización se ha mantenido en niveles cercanos al 50% (PEMEX, 2021).

La reforma energética, estableció condiciones para el aprovechamiento de nuevas oportunidades de negocio que permiten adoptar mejores prácticas productivas, entre otras, las alianzas con empresas especializadas y la tercerización de algunos servicios en las refinerías [...]

Hay que tener presente, que el uso de los ductos también ha sufrido reducciones debido a otros factores: en México es todavía una práctica común, el robo de combustibles desde las tuberías que son vandalizadas para estos fines. Esto ha llevado, en el marco de la estrategia de combate al robo de combustibles implementada por el gobierno, que el transporte pasara a ser realizado con otros modos como el terrestre como una forma de asegurar la distribución de gasolina. Es decir, si, por un lado, existiría disponibilidad de transportar otros combustibles como el hidrógeno, por el sistema de tuberías ya existente en el país, el robo y el vandalismo, si no contenidos, dificultan enormemente el uso de esta infraestructura, cuya existencia podría abaratar de manera significativa el costo final del hidrógeno.

Pero si desde la Federación no se vislumbran muchos avances en materias de H₂ verde, algunos estados mexicanos han empezado a tomar iniciativas. De acuerdo con la directora de vinculación institucional de la Agencia de Energía del Estado de Puebla, se valora la inclusión del hidrógeno como combustible en el Prodesan. Menciona que la Agencia ya ha conversado con empresas en España o Chile, incluyendo el Ministerio de Energía de este país⁹² y que habría una posibilidad de firmar un convenio para intercambiar conocimiento y buenas prácticas relacionadas con el hidrógeno verde para conocer las posibilidades de desarrollarlo en Puebla por medio de una política estatal. Esta sería, de acuerdo con la misma fuente, una forma de buscar, desde distintos frentes poner sobre la mesa al hidrógeno verde a nivel federal.

El tema del hidrógeno ha sido abordado en diferentes oportunidades en el país. Una de las iniciativas más precoces, es la fundación de la Sociedad Mexicana del Hidrógeno (SMH) en 1999 por un grupo de investigadores, académicos y empresarios, con el objetivo de promover la investigación, el desarrollo, la formación de recursos humanos, así como el establecimiento de normas de seguridad para el uso del hidrógeno como energía limpia. Su mayor conquista, fue, en 2014, llegar hasta el senado y la cámara de diputados, y lograr que el hidrógeno aparezca en la legislación correspondiente como un vector energético y como un aspecto importante en el uso de fuentes alternas.

El Plan Nacional de Hidrógeno (PNH) fue otra iniciativa de la SMH, que tiene como fin identificar tecnologías, productos y mercados clave para el desarrollo del hidrógeno como combustible y fuente de energía sustentable en México, a través de la investigación, formación de recursos humanos especializados, transferencia de tecnología, producción de bienes, servicios y aplicaciones en el sector productivo.

⁹² Por primera vez se contempló al hidrógeno verde en la política energética de México. Publicada el 5 de febrero de 2021, en <https://www.energiaestrategica.com/por-primera-vez-se-contemplo-al-hidrogeno-verde-en-la-politica-energetica-de-mexico/>

El PNH también representa una herramienta de apoyo para reconocer posibles obstáculos para el desarrollo del hidrógeno en el país y medidas para superarlos. Con este proyecto, la SMH, buscaba aplicar de forma efectiva toda la investigación y desarrollo tecnológico relacionados con el tema para ofrecer a la sociedad una alternativa en energías renovables.

El objetivo general del Plan Nacional de Hidrógeno era ofrecer una visión actual y a futuro de aprovechamiento del hidrógeno como vector energético. Esto, mediante una evaluación de las líneas de investigación, recursos humanos, infraestructura y los programas de formación de personal especializado con que cuenta México, así como las oportunidades para la investigación, desarrollo y aplicación de las tecnologías del hidrógeno en beneficio de la sociedad. El PNH sigue vigente, y aunque no ha permeado el ámbito estatal, la SMH estima que el documento puede ser un aporte significativo y un punto de partida para cuando México decida desarrollar iniciativas estratégicas enfocadas en el H₂.

Otra iniciativa importante que buscaba posicionar al hidrógeno en el país fue el AERI-Hidrógeno (AERI-H2). Nace en el marco de la Alianza Estratégicas y Redes de Innovación (AERI's), creado por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), a través del sub-Programa AVANCE, que tenía como finalidad apoyar especialmente a redes y alianzas entre la academia y la industria privada en diversas áreas prioritarias a nivel nacional. El objetivo del AERI-Hidrógeno era ser una vía para promover la vinculación y la formación de recursos de alto estándar enfocados al desarrollo y explotación de energías derivadas del hidrógeno. En el marco de este subprograma, la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), a través de su Facultad de Ingeniería y de la Academia de Ingeniería, inició –en marzo de 2003– la formación de la Red Nacional del Hidrógeno (RNH₂) que agrupaba a las principales organizaciones, centros e institutos académicos especializados del país, además de empresas, organismos gubernamentales, y representantes del sector empresarial privado. Su objetivo era impulsar en el territorio mexicano la incorporación del hidrógeno como vector energético para lograr la transición hacia una economía soportada por energías limpias y sustentables mediante proyectos productivos, de investigación, de desarrollo tecnológico y de comercialización. El CONACYT era la unidad ejecutora del Programa Especial de Ciencia y Tecnología 2001-2006 (PECYT), y el Programa AVANCE⁹³ era uno de sus componentes.

93 Programa AVANCE: Consistía, básicamente en apoyos de capital, crédito y capacitación para impulsar la generación, o en su caso, la consolidación de negocios dedicados a la explotación de descubrimientos científicos, la innovación, la investigación y desarrollos tecnológicos. Este programa busca impulsar negocios de "alto valor agregado", hacerlos competitivos y susceptibles de inversión, con lo que se busca lograr que científicos y tecnólogos se incorporen al sector empresarial. Véase: http://archivos.diputados.gob.mx/Centros_Estudio/Cesop/Comisiones/3_cyt.htm

En febrero de 2012, fue lanzada la Asociación Mexicana del Hidrógeno (AMH). Son 31 empresas socias fundadoras, y aliados estratégicos locales e internacionales, como las Agencia de Energía de los estados de Campeche, de Hidalgo y de Puebla, la Comisión de Energía de Tamaulipas, los Clúster de Energía de Coahuila, de Nuevo León y de Sonora, la Asociación Chilena de Hidrógeno (H2 Chile) y la Sociedad Mexicana del Hidrógeno.

Su fundador, comentó en una entrevista⁹⁴, que es necesario trabajar en una estrategia nacional de hidrógeno. En otra oportunidad⁹⁵, aseguró que las autoridades deben voltear a ver al hidrógeno, especialmente al hidrógeno verde, para su producción a gran escala y así establecer una planeación nacional: “el tema del hidrógeno está en una zona gris. Habrá que trabajar en alguna regulación específica. Hay que tener cuidado de sobre regular algo cuando no es necesario, pero hay que poner el tema sobre la mesa con las autoridades”. Anteriormente⁹⁶, había mencionado que aún hace falta realizar diagnósticos que deben hacerse de manera organizada.

94 Para aprovechar potencial en México, ven necesaria estrategia nacional de hidrógeno. Publicado el 30 de diciembre de 2020, en <https://www.milenio.com/negocios/ven-necesaria-estrategia-nacional-hidrogeno-mexico>

95 Nota publicada en energíahoy, el 17 de febrero de 2021 en <https://energiyahoy.com/2020/11/10/mexico-con-oportunidad-de-producir-hidrogeno/>

96 Nota publicada en energíahoy, el 10 de noviembre de 2020, y <https://energiyahoy.com/2020/11/10/mexico-con-oportunidad-de-producir-hidrogeno/>

Situación actual: iniciativas vigentes y en desarrollo

De acuerdo con la página institucional del CONACYT⁹⁷ en el caso de tecnologías energéticas basadas en el hidrógeno, son pocas las empresas que buscan incursionar en esta línea. Como un ejemplo, cita el caso de la empresa mexicana Einnovación S.A. de C.V., que, en conjunto con el Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CIDE-TEQ) y el Centro de Tecnología Avanzada unidad Querétaro (CIATEQ), ambos centros públicos de investigación del CONACYT están desarrollando un sistema de producción de hidrógeno a partir del agua. Es un prototipo de electrólisis avanzada de primera generación denominado Tritón 50 (T50) para aplicaciones industriales⁹⁸.

Otra iniciativa en desarrollo es el proyecto Energía Los Cabos, una central eléctrica tipo Renewstable®, desarrollada por la empresa francesa HDF Energy. Las centrales Renewstable® producen energía a partir de fuentes renovables y cuentan con un respaldo de hidrógeno. De este modo se genera una electricidad de base, estable y continua procedente de una fuente de energía primaria intermitente (solar), a un precio competitivo respecto a las energías fósiles.

El proyecto, en etapa de estudio técnico y ambiental, consta de un parque solar e infraestructura de almacenamiento de energía en forma de hidrógeno y de baterías Li-Ion para garantizar un servicio estable y no contaminante. Energía Los Cabos producirá 22 MW durante el día y 6 MW por la noche, y una producción anual de 115 GWh, equivalente al consumo eléctrico de 60 mil personas (<https://www.energia-losscabos.com/proyecto>).

En diciembre de 2020, GenCell Energy, GNCL⁹⁹ (TASE), fabricante de soluciones de energía de celdas de combustible, con sede en Israel anunció que fue seleccionada para implementar sus soluciones de respaldo de celdas de combustible, basadas en hidrógeno, para la Comisión Federal de Electricidad (CFE), empresa de servicios públicos de propiedad del estado mexicano. La compañía fue contratada para proporcionar y mantener, por dos años, 37 celdas de combustible a base de hidrógeno para subestaciones en todo México en un acuerdo valorado en aproximadamente 6 millones de dólares. Según los términos de la licitación, la CFE tiene derecho a comprar hasta un total de 74 unidades en los mismos términos, aumentando así el valor de la operación a hasta unos 12 millones de dólares. La entrega e implementación están planificados para el primer semestre de 2021.

97 En <https://centroconacyt.mx/>,

98 Mexican Green Hydrogen. En Véase: <https://centroconacyt.mx/objeto/hidrogeno/>

99 Véase <https://www.gencellenergy.com/news/gencell-energy-selected-to-supply-resilient-long-duration-backup-power-to-cfe-mexico-in-a-deal-valued-at-us6000000/>

Uno de los objetivos de la empresa es demostrar las capacidades de las celdas de combustible como unidades de energía de respaldo para los sistemas eléctricos.

La empresa de capitales privados Tarafert, productora de fertilizantes, pretende iniciar las operaciones de una planta, en el año 2023 en el Estado de Durango. La empresa se unió a la iniciativa “Mexican Green Hydrogen”¹⁰⁰ para producir hidrógeno y amoníaco verde en el país. La iniciativa opera en dos fases. Actualmente, se está desarrollando la primera, centrada en la conversión a corto plazo, del proyecto de Tarafert en Durango, a amoníaco verde mediante el uso de hidrógeno verde y energía renovable como materia prima. La segunda fase tiene como objetivo el desarrollo de un proyecto dedicado de hidrógeno y amoníaco verde en México.

El sitio donde Tarafert está construyendo su planta, tiene acceso a recursos solares y eólicos. Se estima que la implementación de la fase uno, resultará en una reducción de las emisiones de CO₂ de hasta 1 millón de toneladas por año.

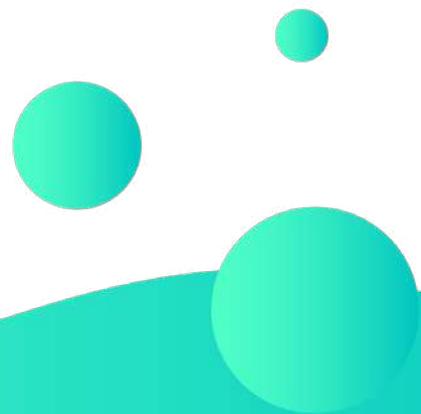
En el caso de esta iniciativa, es importante considerar la salvedad de que, debido a que en la página web del Mexican Green Hydrogen no se publican mayores detalles, considerarla, de manera efectiva, entre las iniciativas en desarrollo en México, depende de su comportamiento futuro y de la consecuente disponibilidad de información. Por ahora, solo se la cita como una posibilidad.

Además, Mexican Green Hydrogen y Tarafert están ejecutando la etapa de factibilidad para la instalación dedicada de hidrógeno y amoníaco verde de última generación a escala mundial. Junto con los gobiernos locales y federales, agencias, empresas de energía renovable y partes interesadas locales, están, de acuerdo con la información publicada en su sitio web, identificando la estrategia más adecuada.

¹⁰⁰ <http://tarafertproject.com/mexican-green-hydrogen/>

04

**Oportunidades y
desafíos para
implementar una
economía del H₂ verde**



El hidrógeno verde ha despuntado como una alternativa de negocio y una forma más de reducir gases de efecto invernadero. En algunos países, es considerado un elemento importante para cumplir las metas de carbono-neutralidad comprometidas, interna e internacionalmente. Estos compromisos, si bien son considerados una gran fortaleza y gatilladores de oportunidades, para que estas se efectivicen, deben estar integrados en los respectivos modelos de desarrollo, como una forma más de garantizar su continuidad. A su vez, estos modelos deben tener presentes que el proceso de producción de este gas es altamente demandante de energía, que puede generar competencia entre diferentes sectores productivos y, que su uso no está exento de riesgos. Así, formalizar el H₂ en el marco político y legal que abarca todas sus dimensiones, aumenta la confianza y reduce los riesgos de que el tema pierda fuerza, y que se desvaloricen y debiliten las inversiones y los resultados positivos que se espera produzca su uso. Asegurar y mantener la credibilidad es un factor clave, sobre todo, cuando se busca incursionar en nuevos ámbitos de negocio¹⁰¹ y cuando el mercado potencial puede ser muy competitivo.

De los cinco países analizados, Chile y Costa Rica, declararon formalmente su intención de alcanzar la carbono-neutralidad en 2050 y han avanzado de manera consistente en la institucionalización de dicha intención. Ambos consideran que el H₂ tiene potencial para descarbonizar sus economías y que representa una oportunidad para desarrollar un nuevo negocio, para lo cual, disponen de inúmeras ventajas. Chile publicó la Estrategia del Hidrógeno, mientras que Costa Rica, está trabajando para detectar los potenciales del H₂ verde en el país, en el corto plazo.

101 El actual grado de riesgo, según los índices de Moodys, S&P y Fitch (<https://datosmacro.expansion.com/ratings>):
Argentina: CCC (riesgo sustancial)
Brasil: BB- (grado de no inversión especulativo)
Chile: A (grado medio superior)
Costa Rica: B (altamente especulativa)
México: BBB (grado medio inferior)

En Brasil, aunque la carbononeutralidad solo es una indicación voluntaria en su NDC actualizada, el hidrógeno forma parte de la estrategia energética brasileña, definida en el Plan Nacional de Energía 2050 aprobado en diciembre de 2020. Es considerado como una tecnología disruptiva y un elemento de interés en el contexto de la descarbonización de la matriz energética.

México también se comprometió con lograr la carbononeutralidad en 2050, sin embargo, no ha presentado, públicamente un plan para lograr esta meta y ha postergado la entrada de nuevos proyectos para producción de energías limpias hasta el año 2024, lo que postergaría la introducción del H₂ verde en su matriz energética. Argentina, aunque considera alcanzable la neutralidad carbónica al 2050, tampoco ha presentado una propuesta formal en esta dirección.

De un modo general, para que estos países avancen más rápidamente y entreguen la seguridad institucional que requiere el desarrollo de esta nueva fuente de energía, un aspecto esencial es que el hidrógeno debe ser regulado como tal, y la normatividad a ser diseñada debe reconocer y explicitar los riesgos ambientales asociados a su producción, usos, almacenaje y transporte. De manera específica, será necesario crear un cuerpo normativo en materia de seguridad industrial y medioambiental ad hoc, y estándares homogéneos que permitan su tránsito entre los países y el desarrollo de economías regionales.

Esto exigirá un amplio y profundo conocimiento técnico, además de legal y tributario, que, en conjunto, fomente y genere un ambiente propicio para la producción, uso y comercialización del H₂. Es probable que no muchos países de la región tengan esta capacidad instalada en sus estructuras legislativas o que concentren su atención en este ámbito en el corto plazo. Esto puede retrasar su desarrollo y afectar su competitividad en este campo.

A continuación, se comentan en función de las condiciones habilitantes, los desafíos que deberán enfrentar cada uno de los países analizados, conforme los avances de estos habilitantes, según los criterios definidos en el presente estudio, y presentados en el cuadro 2. A saber. Como habilitantes, se consideraron aspectos que se estiman son facilitadores para la implementación de una economía del H₂ verde, en el corto plazo, en los cinco países. Como criterio de clasificación, Alto, entrega el mayor puntaje, mientras que Bajo, incluye cero o baja presencia. Es un ejercicio indicativo que solo busca ilustrar y contrastar la condición actual de los países con relación a los habilitantes que se estima, les permitiría avanzar en la implementación de la economía del hidrógeno de manera sostenida, y que varios de ellos han presupuestado llevar a cabo, en un plazo cercano. Así, el país que pre-

sentaría las mejores condiciones para avanzar en el desarrollo de una economía del hidrógeno en el corto plazo sería Brasil. Le siguen, Chile y Costa Rica. Un poco más alejados, México y Argentina. En este orden se comenta cada uno de ellos.

Estos resultados no contradicen lo mencionado anteriormente con relación a los avances de los países, donde se destacan Chile y Costa Rica, esencialmente, por que dichos avances se reflejan en la consistencia y rapidez con que formalizaron al hidrógeno en sus marcos políticos como una alternativa energética limpia y como una forma de cumplir sus compromisos de emisiones y de la carbononeutralidad de sus economías.

Cuadro 2. Condición actual con relación a los habitantes para implementación de una economía del H₂ verde

Indicadores	Argentina				Brasil				Costa Rica				Chile				México			
	B	M	M-A	A	B	M	M-A	A	B	M	M-A	A	B	M	M-A	A	B	M	M-A	A
Institucionalidad	1				1							4				4	1			
Leyes/normativa		2			1				1					2			1			
I+D+D	1						3				3			2			1			
Compromiso con carbononeutralidad	1				1	1						4				4	1			
Matriz eléctrica limpia	1							4				4		2			1			
Energías renovables no convencionales en matriz eléctrica		2				2			1						3			2		
Factor de planta promedio				4			3			2					3			2		
Mercado interno		2						4	1					2					3	
Infraestructura de producción		2			1				1				1				1			
Infraestructura de transporte (ductos, puertos)			3				3			2						4			3	
Poca distancia centros nacionales de consumo	1							4			3		1						3	
Poca distancia centros internacionales de consumo	1				2					2			1							4
Total	6	8	3	4	4	5	9	12	4	6	6	12	3	8	6	12	6	4	9	4
	21				30				28				29				23			

A: Alto = 4; M-A: Medio-alto = 3; M: Medio = 2; B: Bajo = 1

Fuente: Elaboración propia.

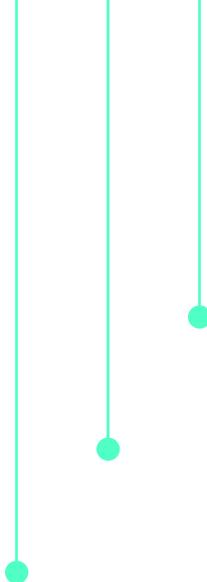
El cuadro 3, resume el uso actual que estos países le dan al H₂ y el uso potencial que podrían dar a este energético en el futuro, y, a continuación, se analiza cada país, en base a la puntuación obtenida.

Cuadro 3. Uso actual el H₂ y uso potencial del H₂ de bajas emisiones de carbono

País	Uso actual	Uso potencial de H ₂ bajo en carbono
<i>Argentina</i>	Industria química Refinación	Potencial para convertirse en un explorador de hidrógeno con bajas emisiones de carbono (azul y verde) Descarbonización de la industria química Descarbonización del transporte
<i>Brasil</i>	Industria química Refinación	Potencial para convertirse en un exportador de hidrógeno y amoníaco con bajas emisiones de carbono (azul y verde) Descarbonización de la industria minera, industria química y refinación
<i>Chile</i>	Industria química Refinación	Potencial para convertirse en un exportador de hidrógeno y amoníaco con bajas emisiones de carbono, principalmente, el verde Descarbonización de la industria minera industria química y refinación Descarbonización del transporte
<i>Costa Rica</i>	Industria	Descarbonización del transporte pesado y de pasajeros
<i>México</i>	Refinación	Descarbonización de la industria de refinación y transporte Potencial para convertirse en un exportador de hidrógeno con bajas emisiones de carbono (azul, principalmente)

Fuente: elaboración propia en base a IEA 2020b.

Brasil



Las mayores ventajas de Brasil para implementar una economía del H₂ verde, son su precoz inicio en los temas relacionados con el hidrógeno y las sucesivas iniciativas de I+D+D, que podrían hacer con que el país fuese parcial o totalmente independiente tecnológicamente, con los respectivos impactos en los costos finales que la producción de este gas pudiese llegar a tener. El país cuenta con recursos humanos y laboratorios capaces de dominar nichos estratégicos y puede participar en la producción de componentes e insumos para equipos de generación pura de hidrógeno o de energía, sean celdas de combustible, procesos químicos o biológicos. Eso es particularmente importante, porque los factores de planta de las energías renovables brasileños, aunque en promedio, son altos, no son comparables con los que podrían alcanzar Chile y Argentina, y, por lo tanto, cualquier factor que incida en el precio final, decidirá la competitividad de cada uno de estos países. Otra ventaja de Brasil es su ya limpia matriz eléctrica, así como las dimensiones de su mercado interno, que le permiten producciones a gran escala, y ser competitivo internacionalmente. La disponibilidad de infraestructura y la ruta Atlántica que lo acerca a grandes centros de consumo, también son ventajas importantes, así como la existencia, en su territorio de empresas internacionales que producen y consumen H₂ y también de proveedoras de tecnología.

Brasil, además, tiene experiencia en la producción de amoníaco para fertilizantes, en el manejo de gases comprimidos de alta presión, y, como etapa de transición, potencial para producir H₂ azul con biomasa o biogás a costos competitivos y probablemente, menores que los del verde, aun considerando los valores de los CAC.

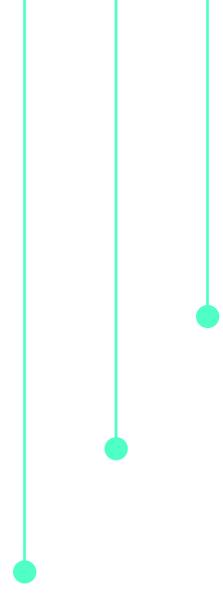
Otros habilitantes son las consideraciones con relación al H₂ en las diversas políticas públicas, lo que formaliza la intención del país en avanzar en la temática.

Temas que el país debe considerar para avanzar, para incluir al H₂ en su matriz energética y aprovechar el momentum creado alrededor del H₂ verde:

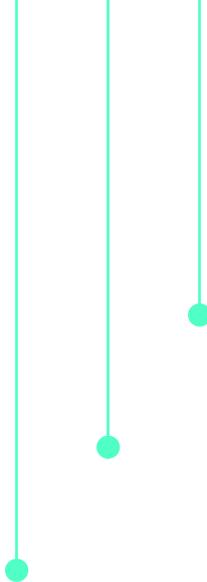
- Las normas y patrones nacionales relacionados con la utilización energética del hidrógeno son insuficientes;
 - No hay un compromiso formal con la descarbonización de la economía. En la NDC, es solo indicativo;
 - El mercado nacional de hidrógeno energético fuera del ámbito industrial no es grande, y no se espera que eso cambie en un futuro próximo;
 - Deficientes cadenas de producción, almacenamiento y transporte: aunque hay avances importantes en la creación de tecnología nacional esta compite con la internacional de punta;
 - En el sector transporte, el H₂ competirá con otros energéticos como los biocombustibles y la electricidad;
 - Existen grandes reservas de gas aún no exploradas y explotadas;
 - Es productor de H₂ negro y gris;
 - La matriz energética es considerada como uno de los entabes más importante a causa de la gran diversidad de fuentes limpias existentes y una potencial competencia entre sectores;
 - Los costos de las energías renovables son todavía altos y no compiten con las fósiles;
 - Se están desarrollando estudios para celdas de combustible de etanol, un fuerte competidor del H₂;
 - Con relación a la electricidad es necesario reactivar los programas de provisión de infraestructura;
- Puede que cuando se retome el crecimiento, el país tenga un importante déficit de electricidad y se necesitan recursos para su ampliación;

Las mayores ventajas de Brasil para implementar una economía del H₂ verde, son su precoz inicio en los temas relacionados con el hidrógeno y las sucesivas iniciativas de I+D+D [...]

- El cambio climático puede afectar la disponibilidad de recursos hídricos, la mayor fuente de energía de la matriz eléctrica;
- Los sectores productivos compiten por las energías limpias y, en el futuro, todavía más;
- Faltan políticas claras y sistemáticas con relación a la ampliación de la oferta de energías renovables y para el despliegue del uso del H₂ como combustible;
- No hay apoyo del estado para incorporar energías no convencionales a la matriz eléctrica/energética y los programas que existían, se han ido extinguiendo.



Chile



Chile tiene a su favor, la estabilidad política y financiera, los muchos tratados de libre comercio firmados con diferentes países y con los principales consumidores y la disponibilidad de infraestructura portuaria y gasoductos, producto de su condición de importador de combustibles fósiles y de gases. Esta condición hace con que disponga de un amplio conocimiento para manejar diferentes recursos energéticos en general incluyendo los gases de alta presión. Chile, además, ha demostrado constancia con relación a su política energética, ha avanzado de manera consistente en la limpieza de su matriz y con el compromiso con la carbononeutralidad asumido formalmente. Tiene un gran potencial relacionado con los elevados factores de planta, sobre todo con las energías eólicas, que le permitirían producir el H₂ verde a un nivel muy competitivo, aún frente a los mayores costos de transporte debidos a la localización del país con relación a los mercados consumidores mundiales y de su potencial zona de producción en el contexto local. Su cercanía con Argentina y similitudes con relación al potencial para producir H₂ verde, mas que generar competencia, debiese crear sinergias, y condiciones para un desarrollo supra nacional. En este sentido la experiencia de Chile por los muchos tratados internacionales que ha suscrito podría facilitar estos procesos.

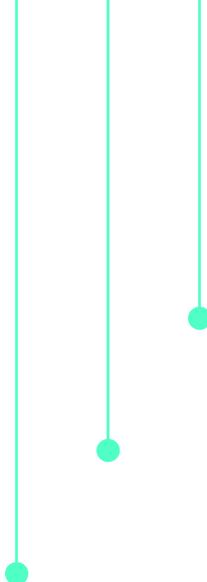
Para aprovechar las oportunidades que ofrece el H₂ verde, Chile deberá superar algunos obstáculos:

- Adaptar y modernizar las normas que regulan el H₂, en todo su ciclo de vida, para no impedir los proyectos ya en desarrollo y en cartera;
- Aun con importantes avances en la adopción de recursos energéticos más limpios, la matriz eléctrica sigue siendo sucia. El país es un gran importador de recursos fósiles y una parte importante de la electricidad todavía se basa en esos combustibles;

- Aun disponiendo de muchos aliados comerciales, los principales mercados compradores están lejos;
- Sus competidores directos son Argentina, México y Brasil:
 - Argentina, por compartir los altos factores de planta, pero a la vez, lejanía de los mercados internacionales y, por consiguiente, costos similares.
 - Las dimensiones de los mercados internos de México y Brasil, los habilitan a producir en escala y a acceder a los mayores mercados: México, tiene por vecino, los EE.UU., y Brasil, a través del océano Atlántico, puede acceder de manera directa, principalmente al mercado europeo.
- El mercado interno es poco importante: por lo que será necesario avanzar en alianzas con los países limítrofes, para así generar mercados regionales y a la vez, a escala para competir en los grandes mercados y con los grandes productores;
- La matriz de costos para la producción de H₂ está marcada por una alta dependencia tecnológica;
- Los recursos financieros son provistos mayoritariamente por el sector privado.

Chile, además, ha demostrado constancia con relación a su política energética, ha avanzado de manera consistente en la limpieza de su matriz y con el compromiso con la carbono-neutralidad asumido formalmente.

Costa Rica



Probablemente la mayor ventaja de Costa Rica para incursionar en el mercado del H_2 , es su férrea convicción con la carbono neutralidad, tema que ha trascendido gobiernos y se ha transformado en una de sus principales características. El convencimiento respecto a los temas ambientales ha fortalecido la institucionalidad nacional, que ha ido avanzando y considerando nuevas materias como el combate al cambio climático, en beneficio del país. Costa Rica dispone de una matriz eléctrica, esencialmente limpia y básicamente hídrica. Pero el país ha ido avanzando en la instalación de otras fuentes como la geotermia y las eólicas. Por sus dimensiones, la producción H_2 , si fuese el caso, estaría cerca de los centros de consumo. Y si este se importara, tanto México como los EE.UU., potenciales productores de H_2 verde a costos accesibles por las dimensiones de sus respectivas capacidades internas de producción, podrían ser sus proveedores, pero a la vez, compradores.

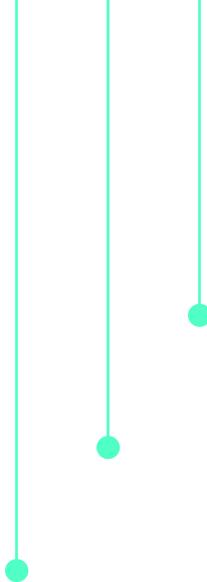
Algunos temas para considerar para que el país introduzca el H_2 en su matriz energética:

- Hay un vacío legal con relación a la regulación de la comercialización del hidrógeno como “producto” o combustible;
- El mercado interno es poco importante, por lo que para producir H_2 , lo recomendable sería colaborar con los países limítrofes para ampliar la escala;
- Limitaciones de oferta y riesgo de altos precios. Lejanía de los mercados más competitivos, como Argentina y Chile;
- Alta dependencia tecnológica para uso y fabricación;
- La matriz eléctrica, aunque es principalmente limpia, su condición de ser básicamente hídrica,

frente a los cambios del clima, podría considerarse un riesgo, por lo que habría que acelerar e intensificar la introducción de fuentes alternativas como el viento y la geotermia, que ya están siendo implementadas en el país.

El convencimiento respecto a los temas ambientales ha fortalecido la institucionalidad nacional, que ha ido avanzando y considerando nuevas materias como el combate al cambio climático, en beneficio del país.

México



México ha demostrado poco interés respecto al tema del H₂ verde. Eso, en gran medida, se explica por la visión del gobierno, de considerar el uso del gas como un combustible de transición, hasta que la economía del país pueda avanzar de manera segura hacia una matriz energética más limpia. Esto queda de manifiesto en las recientes políticas públicas sobre energía que no contempla impulsar nuevos proyectos de energía renovable (público o privado) por el resto de la administración. En 2020, el 25% de la electricidad producida en México provenía de alguna fuente limpia renovable. Esta era la meta para 2018.

Esto solo se haría, a partir del 2025, por lo que, en el corto plazo, el hidrógeno verde no fue considerado como un combustible alternativo. Este energético es mencionado, en la Estrategia de Transición para Promover el uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios y que para su producción se podría utilizar la bioenergía.

México, aunque se comprometió con lograr la carbono neutralidad en 2050, todavía, al igual que Argentina, no ha presentado, públicamente un plan para lograr esta meta. Así como los otros cuatro países analizados, tampoco dispone de un marco institucional o legislativo que norme el uso o aprovechamiento del hidrógeno como combustible. A diferencia de los carburos de hidrógeno, este gas no se encuentra contemplado dentro de la descripción de recursos naturales o de bienes de la nación.

Así como Brasil y Argentina, México tiene un gran potencial para la producción de H₂. Eso, debido a la gran disponibilidad de energías renovables no convencionales como la eólica, la solar y la geotermia, por las dimensiones de su mercado interno y por su cercanía

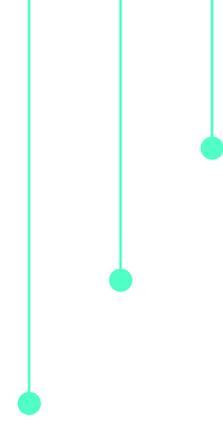
a uno de los mayores consumidores mundiales, los EE.UU.. El país dispone de una significativa malla de gasoductos que interconecta sus principales centros consumidores y sus más importantes puertos marítimos, en ambos océanos (Atlántico y Pacífico), y que podría ser habilitada para el transporte del H₂.

Para avanzar, en caso de que el país tenga interés en los temas relacionados con el H₂ verde, es importante considerar:

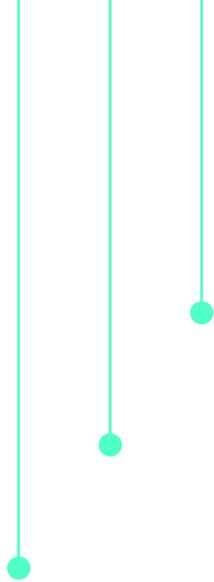
- Las políticas públicas con relación a las energías renovables han sido erráticas y dependientes de cada administración pública;
- La carbononeutralidad es una intención que no está plasmada en una política pública;
- Con relación a la matriz energética, la NDC contempla la sustitución de los combustibles por gas natural;
- El país no dispone de un marco institucional o legislativo orientado a normar el uso o aprovechamiento del hidrógeno como combustible. Este gas no está incluido dentro de la descripción de recursos naturales o de bienes de la nación;
- En 2020, el 25% de la electricidad producida en México provenía de alguna fuente limpia renovable. Esta era la meta para 2018. Para el 2021, debería haber llegado a un 36%. Eso significa que el proceso de limpieza de matriz eléctrica ha sido lento. El país entonces tiene más posibilidades de seguir produciendo H₂ gris en base a gas y, en una etapa intermedia, el azul, con base a gas, pero con CAC;
- El nivel de utilización de la infraestructura de transporte de hidrocarburos por ductos se redujo de forma importante en los últimos años. Esto, es una oportunidad para transportar hidrógeno, por el sistema de tuberías ya existente en el país,

Así como Brasil y Argentina, México tiene un gran potencial para la producción de H₂. Eso, debido a la gran disponibilidad de energías renovables no convencionales como la eólica, la solar y la geotermia, por las dimensiones de su mercado interno y por su cercanía a uno de los mayores consumidores mundiales, los EE.UU.

pero, si el robo y el vandalismo, una práctica todavía común, no son contenidos, el uso de esta infraestructura, cuya existencia podría abaratar de manera significativa el costo final del hidrógeno se vería enormemente comprometido.



Argentina



Argentina, así como Brasil, tiene una experiencia precoz con el tema del hidrógeno. Sin embargo, a lo largo del tiempo, y aunque el país haya dictado la que sería la única ley que regula este gas y tener operativa una planta de H₂ verde en América Latina, desde hace más de 10 años, en la actualidad, ha avanzado poco en definir una institucionalidad o un marco legal que sostenga el desarrollo de este energético. El país no ha presentado todavía una propuesta que indique sus reales intenciones con un modelo de desarrollo descarbonizado, aunque el gobierno ha manifestado que eso sería alcanzable al 2050.

El país presenta, sin duda algunas ventajas claras para la producción del H₂ verde. El precio de la energía limpia en la Patagonia puede ser muy bajo debido a los altos factores de planta: menos de 2 dólares/kg de H₂ verde, tiene gran experiencia en la producción de amonio para fertilizantes y en el manejo de gases comprimidos de alta presión. Dispone de una importante malla de gasoductos interna y que alcanza países limítrofes, así como de una infraestructura portuaria, también en la zona patagónica. Su competidor más directo es Chile, por lo que es dable suponer que desarrollen actividades conjuntas y cooperen en el desarrollo del sector.

La actual capacidad de generación eléctrica limpia debería alcanzar el 20% de la matriz para 2025 y esta proporción se considera suficiente para impulsar la industria local del hidrógeno en una primera etapa, focalizada en el transporte público.

Pero, para transformarse en un actor importante en el tema de H₂ verde, Argentina debe avanzar en subsanar algunos aspectos:

- Compromiso y continuidad política, y garantías como proveedor;
- Necesidad de recursos financieros:
 - Es necesario invertir 12 mil millones de dólares entre parques eólicos, plantas de producción de hidrógeno y plantas de licuefacción para producir 430 mil toneladas anuales de hidrógeno
 - Necesidad de financiamiento externo para mejorar la infraestructura de transporte del H₂
 - El mayor potencial está en la Patagonia, lejos del mercado consumidor nacional, y con insuficiente infraestructura para alcanzar los mercados internacionales.
 - Necesidad de financiamiento para CAC
- H₂ azul puede producirse a menos de 2 dólares/kg valor muy similar al verde.

La actual capacidad de generación eléctrica limpia debería alcanzar el 20% de la matriz para 2025 y esta proporción se considera suficiente para impulsar la industria local del hidrógeno en una primera etapa, focalizada en el transporte público.

4.1 Propuestas para posicionarse en el mercado del hidrógeno verde

Para facilitar la adopción de esta tecnología, según la Agencia Internacional de Energía (IEA,2019), en el corto plazo, con un horizonte al 2030, son necesarias cinco acciones políticas “inteligentes”: (1) enviar señales de metas y/o políticas de largo plazo para fomentar la confianza de los inversores; (2) estimular la demanda comercial de hidrógeno en múltiples aplicaciones; (3) ayudar a mitigar los riesgos más importantes, como la complejidad de la cadena de valor; (4) promover la I + D, proyectos demostrativos y el intercambio de conocimientos; y (5) armonizar estándares y eliminar barreras.

Para la IEA, el “pragmatismo ambicioso” será esencial para generar impulso, para apoyar el desarrollo de hidrógeno de bajo costo y bajo contenido de carbono a gran escala, y para ayudar a posicionar lo para que esté listo para competir y aprovechar oportunidades a más largo plazo.

Considerando que cada uno de los países analizados posee fortaleza y debilidades claras que marcarán la pauta para que se posicionen en el mercado del H₂ verde, y tomando como referencia la recomendación de la AIE, se proponen algunas acciones, que les permitiría avanzar de mejor manera para entrar en este nuevo mercado.

1

Para **generar confianza** como proveedores, es menester, garantizar seguridad jurídica e institucional, con metas de largo plazo y políticas que las apoyen, y, sobre todo, normar al H₂ como un energético, y legalizarlo, y ya no seguir buscando resquicios o vacíos legales para introducirlo en las matrices energéticas;

- Definir y elaborar un cuerpo normativo nacional ad hoc o actualizar el existente, eliminando reglas desnecesarias

- Homogenizar normas/reglas regionales: facilita el comercio y asegura todos los eslabones de la cadena de valor
- Fortalecer las políticas climáticas y ambientales.
- Formalizar la carbononeutralidad, donde eso todavía no se haya hecho. Esta intención y/o compromiso, debe estar plasmada de manera consistente en las políticas pública de todo el quehacer en materia de desarrollo de cada país. Cuando los países midan su desarrollo, en base al crecimiento de sus economías, también deben medirlo con relación a la cantidad de CO₂ que va desapareciendo de esta. Las decisiones estratégicas deben tomar en cuenta, ambos indicadores, no sólo el económico. Así, por ejemplo, políticas de fijación de precios del carbono o equivalentes reducirían la brecha de costos entre los hidrocarburos sintéticos y los combustibles fósiles y premiarían y/o castigarían su uso;

2

Para lograr **precios competitivos**, no sólo son importantes los factores de planta de las fuentes de energías limpias. Casi todos los países analizados tienen una alta dependencia tecnológica. Eso también es aplicable a otros países de la región. Para solventar esta deficiencia, que impacta fuertemente los costos finales del producto, sobre todo en las etapas iniciales de adopción tecnológica, deben definirse incentivos locales, como los tratamientos tributarios, subsidios, seguros, garantías y recursos financieros de bajo costo, por ejemplo, hasta que la tecnología haya alcanzado su madurez y las consecuentes reducciones de costos:

- Medidas que ayudan a inclinar la balanza a favor de la inversión privada cuando los riesgos están dominados por la demanda incierta, la falta de familiaridad y la complejidad de la cadena de valor.

3

Crear **esquemas de cooperación** internacional que favorecen el acceso de tecnología de punta a costos menores. La cooperación internacional ayuda a sincronizar la ampliación de demanda de hidrógeno, a reducir los riesgos relacionados con las presiones competitivas para los sectores expuestos al comercio y respalda la inversión en capacidad de fabricación;

4

Estimular la demanda comercial de hidrógeno en aplicaciones no convencionales. Cuatro cadenas de valor ofrecen oportunidades para aumentar la oferta y la demanda de hidrógeno:

- i. Transformar a los clústeres industriales en centros neurálgicos de consumo y así estimular el uso de hidrógeno limpio. Una creciente demanda de hidrógeno bajo en carbono en las principales industrias ofrece la oportunidad de reducir sus costos y poner en marcha nuevas fuentes de demanda. Así, los conglomerados industriales costeros, localizados cerca de los puertos, son particularmente atractivos;
- ii. Utilizar la infraestructura de gas existente para ayudar a impulsar el suministro de hidrógeno con bajas emisiones de carbono y aprovechar al máximo una fuente confiable de demanda. Según la IEA (2019) una mezcla del 5% crearía una gran demanda nueva de hidrógeno y, el hidrógeno al 100% permite una reducción profunda de las emisiones a largo plazo.
- iii. Brindar apoyo a aquellas opciones de transporte donde el hidrógeno tiene más ventajas. Esto podría llevar a que los vehículos de celdas de combustible sean más competitivos y promover el desarrollo de la infraestructura relacionada. Los actuales objetivos de los gobiernos en materia de emisiones requerirían, para 2030, 2,5 millones de vehículos de celda de combustible circulando y 4.000 estaciones de servicio. Tal ampliación podría reducir los costos de las celdas de combustible en un 75% (IEA, 2019)
- iv. Poner en marcha las rutas marítimas internacionales para el comercio de hidrógeno. Se pueden aprovechar las lecciones del mercado global de GNL en este ámbito. El comercio internacional de hidrógeno debe comenzar pronto para que tenga un impacto en el sistema energético mundial (IEA, 2019).

5

Aumentar el espectro de posibles **nuevas aplicaciones** del hidrógeno, como alternativa a los combustibles e insumos actuales, o como complemento al mayor uso de la electricidad en estas aplicaciones. Por ejemplo, para producir calor, hierro, acero y cemento, y electricidad, el hidrógeno puede utilizarse en su forma pura o como combustible a base de hidrógeno.

6

Promover la I + D y crear redes para **diseminar** e **intercambiar conocimiento**, y buscar, en lo posible, la independencia tecnológica. El rol del estado es crucial, sobre todo en etapas tempranas donde los éxitos de los avances tecnológicos son inciertos.

7

Crear capacidades específicas: la producción, transporte, almacenaje y el uso de hidrógeno pueden requerir tecnologías y nuevos productos de alta precisión o materiales específicos para tanques de almacenamiento o las tuberías, y quemadores. Esto ofrece una oportunidad para que los países desarrollen liderazgo, experiencia técnica y nuevos puestos de trabajo en estas áreas, particularmente cuando refuerzan las habilidades y capacidades ya existentes. Pero si estas no existen, el desafío es crearla en el menor plazo posible.

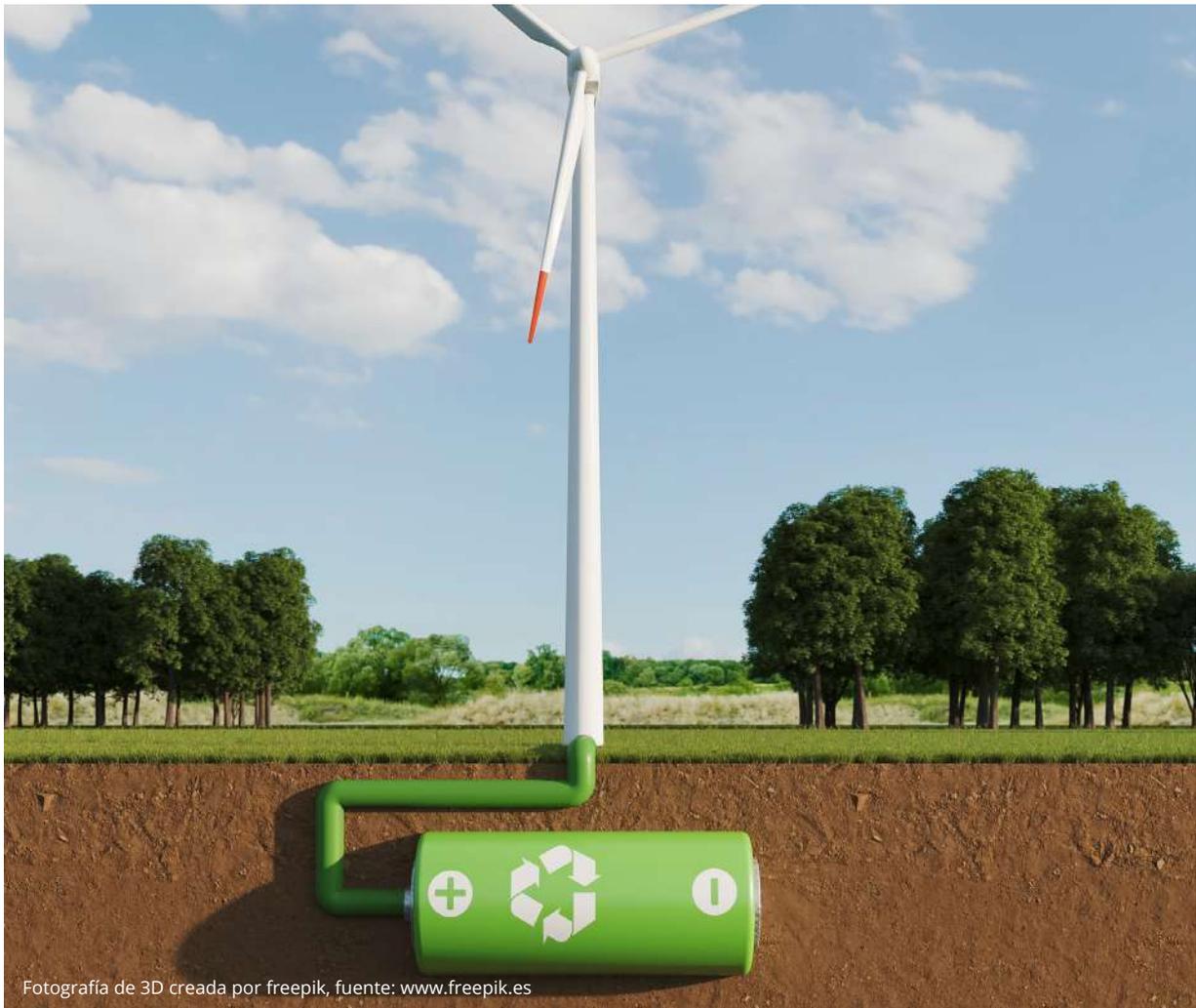
8

Reconvertir capacidades existentes: algunas habilidades relacionadas con activos existentes pueden disminuir su valor en un escenario bajo en carbono, pero gran parte de este valor podría conservarse si son compatibles con el nuevo uso de la infraestructura actual. Por ejemplo, algunos operadores de redes de gas natural están explorando la posibilidad de reemplazarlo parcialmente con alternativas de menor intensidad de CO₂, incluido el hidrógeno. Entonces, si el hidrógeno se puede usar de manera rentable para reducir las emisiones industriales sin ninguna reubicación de la fabricación, eso ayudaría a mantener los puestos de trabajo locales. De manera similar, si se usa CAC para reducir la intensidad de CO₂ de la producción de hidrógeno de combustibles fósiles, eso permitiría que se sigan utilizando algunos recursos de combustibles fósiles.

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2020a), en una nueva guía para la elaboración de políticas en torno al hidrógeno verde, destaca el avance realizado por Chile para el desarrollo de una estrategia nacional en esta materia, y recomienda una serie de medidas para impulsar este recurso.

El documento enaltece las iniciativas de Chile, y posiciona este país latinoamericano entre los que más han avanzado recientemente en este tema. La estrategia chilena ha establecido metas que permitirían al país convertirse en pionero y a la vez, un referente en el desarrollo de una industria nacional, y así, exportar su experiencia a otras regiones. El paso clave que dio el país fue definir formalmente una estrategia y considerar la H₂ verde como un aporte a la descarbonización de su economía.

El documento indica que el hidrógeno verde, a diferencia de los grises y azules (basados en fósiles sin y con CAC respectivamente) también ayuda a impulsar las energías renovables en las matrices eléctricas y a la descarbonización de las industrias intensivas en energía. Describe las principales barreras que inhiben la absorción de hidrógeno verde y las políticas necesarias para abordarlas y entrega información sobre cómo impulsar el sector del hidrógeno verde como un habilitador clave de la transición energética a nivel nacional o regional. Las propuestas contenidas en el documento consideran cuatro pilares, en general, coincidentes con las “acciones políticas inteligentes”, propuestas por IEA.



Estrategias nacionales:

cada país debe definir su nivel de ambición para el hidrógeno, describir la cantidad de apoyo requerido y proporcionar una referencia sobre el desarrollo del hidrógeno para la inversión y la financiación privadas. Este proceso usualmente empieza con la implementación de programas de I+D para entender los fundamentos de la tecnología para poder desarrollar las etapas futuras. Contempla, asimismo, revisar el marco legal, normativo y las disponibilidades tecnológicas y los recursos a ser desplegados para su implementación. Clave de este pilar: ¿Porqué hidrógeno, por qué ahora, para qué?

Prioridades políticas:

El hidrógeno verde puede soportar una amplia gama de usos finales. Los responsables de la formulación de políticas deben identificar y centrarse en las aplicaciones que aportan el mayor valor, sobre todo en el inicio y del negocio. Clave de este pilar: el H₂ no es un sustituto completo para los combustibles fósiles. Priorizar las aplicaciones que generan mayor valor. El H₂ verde solo debe ser producido con capacidad adicional de energías renovables.

Garantías o certificación de origen:

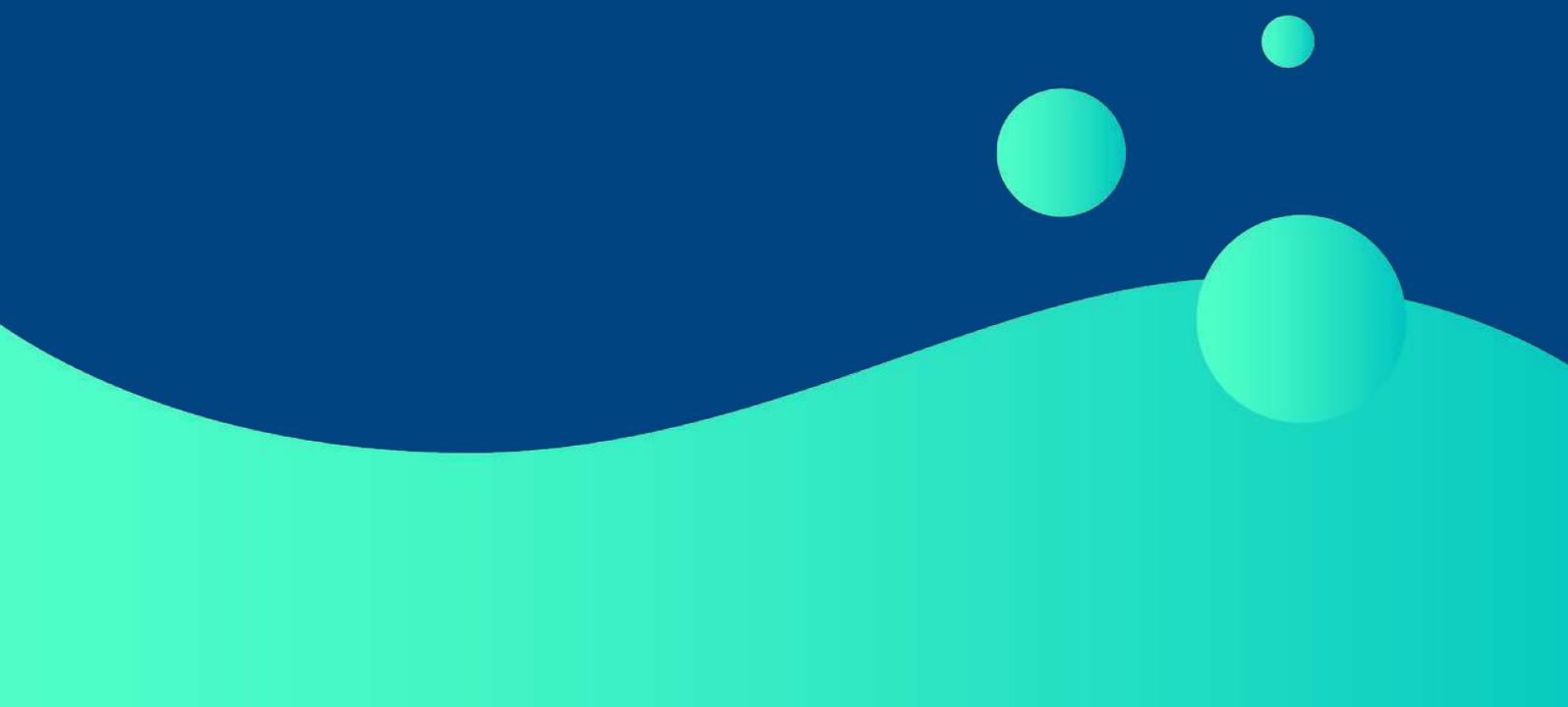
Las emisiones de carbono deben reflejarse durante todo el ciclo de vida del hidrógeno. Los esquemas que garantizan el origen deben incluir etiquetas claras para el hidrógeno y los productos de hidrógeno para aumentar la conciencia de los

consumidores y facilitar los incentivos. Clave de este pilar: las moléculas de H₂ son todas iguales, independientemente de su color, por lo tanto, es imprescindible diferenciarlas a través de certificados.

Sistema de gobernanza y políticas habilitantes:

A medida que el hidrógeno verde deje de ser un producto de nicho y se convierta en algo común, las políticas que lo impulsan deberían además cubrir su integración en el sistema energético más amplio. Son las políticas económicas las que afectan la sostenibilidad y el ritmo de la transición. Clave de este pilar: la sociedad civil y la industria deben participar para maximizar los beneficios. Identificar oportunidades de crecimiento económico y creación de empleo. Introducir el H₂ como parte de la seguridad energética. Asegurar acceso a financiamiento. Establece códigos y estándares internacionales. Construir o reformar infraestructura. Colectar datos. Establecer prioridades de investigación. Implementar esquemas de precificación de carbono. Retira subsidios a los combustibles fósiles.

Referencias Bibliográficas



Abeeolica, 2019 Boletim anual de geração eólica 2019. En http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2020/06/PT_Boletim-Anual-de-Gera%C3%A7%C3%A3o-2019.pdf

AFC-TCP, 2020. Report on Mobile Fuel Cell Application: Tracking Market Trends. Advanced Fuel Cells Technology Collaboration Programme by IEA. Disponible en https://www.ieafuelcell.com/fileadmin/publications/2020_AFCTCP_Mobile_FC_Application_Tracking_Market_Trends_2020.pdf

Andrade y Lorenzi, 2015. Política energética e agentes científicos: o caso das pesquisas em células a combustível no Brasil. Soc. estado. vol.30 no.3 Brasília Sept./ Dec. 2015. <http://dx.doi.org/10.1590/S0102-69922015.00030007>

Backer y McKenzie, 2020. Shaping tomorrow's global hydrogen market via de-risked investments. Disponible en https://www.bakermckenzie.com/-/media/files/insight/publications/2020/01/hydrogen_report.pdf?la=en

Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 2020. Regulación comparada de hidrógeno verde: los casos de la Unión Europea, Alemania y Costa Rica. Serie Minutas N° 96-20, 11/09/2020. Disponible en https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29356/1/Minuta_96_20_Comparado_H2Verde.pdf

CAMMESA, 2020. Informe mensual. En <https://www.energiaestrategica.com/el-resumen-mas-completo-con-los-factores-de-carga-y-generacion-de-las-energias-renovables-en-argentina/>

CAMMESA, 2021. Informe mensual. En <https://www.cammesa.com/linfomen.nsf/MINFOMEN?OpenFrameSet>

Comisión del Hidrógeno, 2018. Plan de Acción Interinstitucional para Propiciar el Uso del Hidrógeno en el Sector Transporte. Disponible en https://sepse.go.cr/documentos/Plan_de_accion_institucional_para_hidrogeno.pdf

Comisión Europea. "A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Communication from the Commission to the European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Bruselas, Bélgica 8/7/2020. COM (2020) 301 final.

Department for Business, Energy and Industrial Strategy, BEIS, 2018. Hydrogen for heating: atmospheric impacts – a literature review. BEIS Research Paper No. 21. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/760538/Hydrogen_atmospheric_impact_report.pdf

Derwent, R., Simmonds, P., O' Doherty, S., Manning, A., Collins, W. y David Stevenson, 2006. "Global environmental impacts of the hydrogen economy", Int. J. Nuclear Hydrogen Production and Application 1(1): 57-67. En https://www.researchgate.net/publication/228402009_Global_environmental_impacts_of_the_hydrogen_economy/link/0912f510a9dedbc643000000/download

Ekhtiari, A., Flynn, D. y Eoin Syron. Investigation of the Multi-Point Injection of Green Hydrogen from Curtailed Renewable Power into a Gas Network. *Energies* 2020, 13(22), 6047; <https://doi.org/10.3390/en13226047>

EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2021. Nota Técnica. Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio. Ministério de Minas e Energia de Brasil. Disponible en <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-bases-para-a-consolidacao-da-estrategia-brasileira-do-hidrogenio>

EPE, 2020. Resenha Mensal Mercado de Energia Elétrica, base dezembro 2020. Disponible en <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-153/topico-574/Resenha%20Janeiro%202021%20-%20Escuro%20Final.pdf>

EPE, 2020a. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Caderno de Transmissão. En <https://static.poder360.com.br/2020/11/PDE-2030-caderno-de-Transmissao-de-Energia.pdf>

Estrada E., J., Silva, E. y Luis Gerardo Guerrero, 2020. Agenda para el aprovechamiento del hidrógeno en México. En <https://www.energiaadebate.com/energia-limpia/titulo-hidrogeno/>

FARN, 2020. Elementos para una estrategia a largo plazo baja en carbono. En https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2020/07/UNICEN-Elementos-para-alcanzar-la-carbono-neutralidad-a-2050_2.pdf

Fundación Terram, 2020. Primera planta de hidrógeno verde en Chile recibe apoyo del gobierno alemán. Publicado en 3 de diciembre de 2020, en <https://www.terram.cl/2020/12/primera-planta-de-hidrogeno-verde-en-chile-recibe-apoyo-financiero-del-gobierno-aleman/>

GIZ, 2018. Tecnologías de Hidrógeno y perspectivas para Chile. Disponible en <https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/07/23185348/LIBRO-TECNOLOGIAS-H2-Y-PERSPECTIVAS-CHILE.pdf>

Gobierno de Costa Rica, 2018. Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050. En <https://cambioclimatico.go.cr/wp-content/uploads/2019/02/PLAN.pdf>

Herrera, L., 2004. Fundamentos de la combustión. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. Presentación disponible en <https://slideplayer.es/slide/1109672/>

Hydrogen Council, 2020. Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective. En <https://hydrogencouncil.com/en/path-to-hydrogen-competitiveness-a-cost-perspective/>

IEA (International Energy Agency), 2020. Global EV Outlook. Entering the decade of electric drive? En <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>

IEA, 2020a. Hydrogen production costs by production source, 2018. En <https://www.iea.org/data-andstatistics/charts/hydrogen-production-costs-by-production-source-2018>

IEA, 2020b. Latin America's hydrogen opportunity: from national strategies to regional cooperation. Publicado el 2 de noviembre de 2020, en <https://www.iea.org/commentaries/latin-america-s-hydrogen-opportunity-from-national-strategies-to-regional-cooperation>

IEA, 2019. The Future of Hydrogen, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

INECC. (2018). Costos de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas de México. Medidas Sectoriales No Condicionadas. Informe final. http://cambioclimatico.gob.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/publicaciones/40/723_2018_Costos_Contribuciones_Nacionalmente_Determinadas_Mexico_.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Inodú, 2020. Identificación de aspectos ambientales, sectoriales y territoriales para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en toda su cadena de valor. Publicación elaborada por encargo del proyecto "Descarbonización del Sector Energía en Chile" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. Disponible en https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/10/30233010/Reporte-Final-Aspectos-ambientales-H2_GIZ_Octubre-2020.pdf

Instituto Costarricense de Electricidad. Dirección Corporativa de Electricidad, 2019. Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2018–2034. Disponible en <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/d91d6f4f-6619-4a2f-834f-6f5890eebb64/PLAN+-DE+EXPANSION+DE+LA+GENERACION+2018-2034.pdf?MOD=AJPERES&CVID=mleNZKV>

IPCC, 2018. Informe aceptado por el Grupo de Trabajo I del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático, pero no aprobado en detalles. Resumen Técnico. Disponible en <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/ar4-wg1-ts-sp.pdf>

IRENA, 2020. Green hydrogen cost reduction scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal. Disponible en https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf

IRENA, 2020a. Green hydrogen: A guide to policy making. <https://www.irena.org/publications/2020/Nov/Green-hydrogen>

IRENA, 2019. Hydrogen: A Renewable Energy Perspective. Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting in Tokyo, Japan. En <https://irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective>

Lameiras, F., 2019. O hidrogênio como vetor de energia. Trabajo de Conclusão de Curso - Monografía presentada al Departamento de Estudos de la Escola Superior de Guerra como requisito para obtener el diploma del Curso de Altos Estudos de Política e Estratégia. Disponible en http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=1d8b37a8-a0d4-deee-74fe-02f4e4abc65d&groupId=36208

M8 managing Consulting Group, 2020. Extrato do Estudo: o future da matriz energética do Brasil. Maio de 2020. Disponible en <https://www.ma8consulting.com/2019/wp-content/uploads/2020/06/ESTUDO-DA-MATRIZ-ENERG%C3%89TICA-BRASILEIRA-2021-2029-EXTRATOS-DO-ESTUDO-DA-MA8-MCG.pdf>

Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica de Costa Rica (MIDEPLAN), 2019. Plan Nacional Desarrollo 2015-2018. Disponible en <https://www.mideplan.cr/Plan-Nacional-Desarrollo-2015-2018>

Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica de Costa Rica (MIDEPLAN), 2018. Plan Nacional de Desarrollo y de Inversión Pública del Bicentenario 2019-2022. Disponible en <http://www.da.go.cr/wp-content/uploads/2016/07/Plan-Nacional-de-Desarrollo-e-Inversiones-P%C3%BAblicas-2019-2022.pdf>

Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica (MINAE), 2015. VII Plan Nacional de energía 2015-2030, Orientaciones de política en transporte y combustibles. Disponible en <https://minae.go.cr/recursos/2015/pdf/VII-PNE.pdf>

Ministerio de Energía de Chile, 2020. Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. En <https://energia.gob.cl/h2/Estrategia-nacional-de-hidrogeno-verde>

Ministerio de Energía de Chile, 2020a. Plan de retiro y/o reconversión de Unidades de Carbón. Disponible en <https://energia.gob.cl/mini-sitio/estrategia-de-transicion-justa-en-energia>

Ministerio de Energía de Chile, 2019. Planificación Energética de Largo Plazo. Período 2018-2022. Informe de Actualización de Antecedentes 2019. En https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20191209_actualizacion_pelp_-_iaa_2019.pdf

Ministerio de Energía de Chile, 2018. Ruta Energética 2018-2022. En <https://energia.gob.cl/rutaenergetica2018-2022.pdf>

Ministerio de Minas y Energía de Brasil, 2020. Plano Nacional de Energía-2050. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>

OLADE, Organización Latinoamericana de Energía, 2020. Precios de la Energía de América Latina y el Caribe. Informe Anual 2019. En <http://www.olade.org/publicaciones/precios-de-la-energ%ef%bf%bd-a-en-america-latina-y-el-caribe-informe-anual-marzo-2020/>

PEMEX, 2021. Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2021-2025. Disponible en https://www.pemex.com/acerca/plan-de-negocios/Documents/pn_2021-2025-completo.pdf

PEMEX Corporativo, 2018. Libro Blanco 3. Suministro de Hidrógeno en Refinería Miguel Hidalgo, en Tula de Allende, Hidalgo. Disponible en https://www.pemex.com/etica_y_transparencia/transparencia/Documents/2018-mdylb/6_LB_DOPASuministroH2Tula.pdf

Pérez y Alvares Ingeniería y Proyectos, 2020. Capítulo 1 Descripción de Proyecto Declaración de Impacto Ambiental "Proyecto Piloto de Descarbonización y Producción de Combustibles Carbono Neutral". En https://seia.sea.gob.cl/archivos/2020/11/18/0e6_Cap_1_Descripcion_de_Proyecto.pdf

Presidencia de la República de México, Plan Nacional de Desarrollo, 2019-2024. Publicado en el Diario Oficial el 12 de julio de 2019, disponible en https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5565599&fecha=12/07/2019

Roca, J., 2019 El futuro del hidrógeno verde a corto plazo. Publicado el 28 de octubre de 2019 en <https://elperiodicodelaenergia.com/el-futuro-del-hidrogeno-verde-a-corto-plazo/>

Roca, J., 2019a. El crecimiento de las energías renovables puede cerrar la brecha del costo del hidrógeno verde para 2030. Publicado el 23 de octubre de 2019, en <https://elperiodicodelaenergia.com/el-crecimiento-de-las-energias-renovables-puede-cerrar-la-brecha-del-costodel-hidrogeno-verde-para-2030/>

S&P Global Ratings, 2020. How Hydrogen Can Fuel The Energy Transition. Primary Credit Analysts: Massimo Schiavo y Karl Nietvelt. COMMENTS. 19 Nov, 2020. Canada, EMEA, United States of America, Latin America, APAC, APAC. En <https://www.sp-global.com/ratings/en/research/articles/201119-how-hydrogen-can-fuel-the-energy-transition-11740867>

Secretaría de Energía, SENER. Centro Nacional de Control de Energía, 2021. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2020 a 2034. Disponible en <https://www.gob.mx/cenace/documentos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2020-2034>

Tromp, T., Run-Lie, S., Allen, M., Eiler, J. e Y. L. Yung. 2003. Potential Environmental Impact of a Hydrogen Economy on the Stratosphere. Science 300, 1740 (2003); DOI: 10.1126/science.1085169. <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.600.7102&rep=rep1&type=pdf>

Wood Mackenzie, 2020. Hydrogen landscape 2020. En <https://www.woodmac.com/our-expertise/focus/transit>

Konrad-Adenauer-Stiftung e.V.
**Programa Regional Seguridad Energética y Cambio
Climático en América Latina (EKLA)**

Directora: Nicole Stopfer

Coordinación editorial: Maria Fernanda Pineda / Giovanni Burga /
Anuska Soares / Johanna Pastor

Dirección fiscal: Av. Larco 109, Piso 2, Miraflores, Lima 18 - Perú

Dirección: Calle Cantuarias 160 Of. 202, Miraflores, Lima 18 - Perú

Tel: +51 (1) 320 2870

energie-klima-la@kas.de

www.kas.de/energie-klima-lateinamerika/

Fotografía de portada: Bubbles Clip Art

Autor: Pixabay. Derechos de autor: Dedicado al dominio público
(todos los derechos renunciados)

Fuente: www.pexels.com



“Bubbles Clip Art”, está bajo la licencia de Creative Commons
CC0 1.0 Universal. Para ver una copia de esta licencia, visita
<http://creativecommons.org/publicdomain/zero/1.0>

Aviso:

Las opiniones expresadas en este documento son
de exclusiva responsabilidad del autor y no coinci-
den necesariamente con los puntos de vista de la
Fundación Konrad Adenauer.