



El papel del hidrógeno en la descarbonización: una nueva oportunidad para Bolivia

Antonio Perez Collar
CHao Founder



Conferencia virtual: Hidrógeno Verde (H2)

Una alternativa para la descarbonización en Bolivia



ESTADO PLURINACIONAL DE
BOLIVIA

MINISTERIO DE
HIDROCARBUROS Y ENERGÍAS



Implementado por:
giz Excellence Partnership
for International
Cooperation with GIZ

Panel del día 28 de Julio de 2021

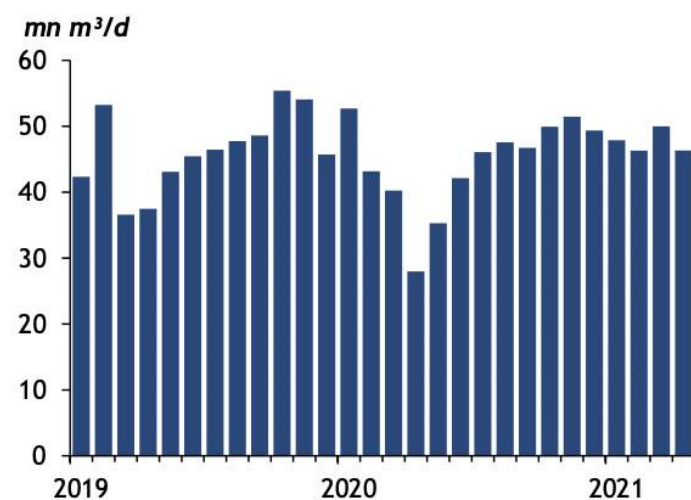
La transición energética en Bolivia

Visión y hoja de ruta a la descarbonización

BOLIVIA ENERGY TRANSITION

La Paz aims to phase out thermal power generation and replace it with renewables capacity, writes Lucien Chauvin

Bolivia gas output



Fuente: Argus Latin America Energy
20 July 2021

Arce pushes energy transition strategy

Energy transition lies at the heart of Bolivia's latest efforts to attract private-sector investment, with electric vehicles (EVs), renewables and lithium production the focus of its plans.

President Luis Arce's government is implementing new legislation that seeks to encourage investment as the economy begins to expand again, and as the Covid-19 pandemic and a recent period of **political turbulence** recede, hydrocarbons and energy minister Franklin Molina tells *Argus*.

A first step was the approval in early July of a decree covering EVs and distributed generation to encourage renewables expansion. The decree eliminates import duties on EVs and provides tax incentives to build or assemble them in the country. Emphasising the need for EVs for industry and agriculture, it forms part of a much wider strategy of developing lithium reserves to eventually produce batteries for EVs, boost renewable power generation, and build a hydrotreated vegetable oil (HVO), or green diesel, plant to replace imported diesel.

"We have modified taxes and tariffs for EVs as part of our energy and environmental strategy. It will also contribute to foreign direct investment," Molina says. One company set to benefit from the changes is Bolivian privately owned firm Quantum Motors, which makes electric cars, scooters and bikes. The vehicles are assembled in Bolivia, with about 60pc of the parts produced locally.

The latest decree will help Bolivia fulfil its long-term ambition to produce lithium hydroxide, cathodes and batteries, Molina says. Bolivia has the world's largest resources of lithium at 21mn t, according to the US Geological Survey, centred around the Uyuni salt flats in the southwest Potosi department as well as salt flats in neighbouring Oruro. State-owned lithium firm YLB is seeking bids to help it design direct lithium extraction technology for its brine lithium reserves, with more than 20 firms expressing an interest in taking part.

- La transición energética es clave con el **reemplazo de la generación con gas por renovables en 2025**. Manteniendo las Centrales Térmicas en reserva.
- Nuevos proyectos **hidroeléctricos, solares y eólicos** forman parte de este desarrollo.
- **Vehículos Eléctricos, Energías Renovables y producción de litio** en el foco de la planificación.
- Una nueva **Planta de Diésel Renovable (HVO)**, ubicada en la Refinería Guillermo Elder Bell de Santa Cruz con una **inversión de US\$381 millones** y una producción estimada de **más de 696 millones de litros de Diésel Renovable** al año también forman parte de estas iniciativas
- El **Hidrógeno renovable y sus subproductos** también forman parte de este nuevo escenario con un potencial de desarrollo muy potente en el país.

IEA Gas Market Report Q3-2021

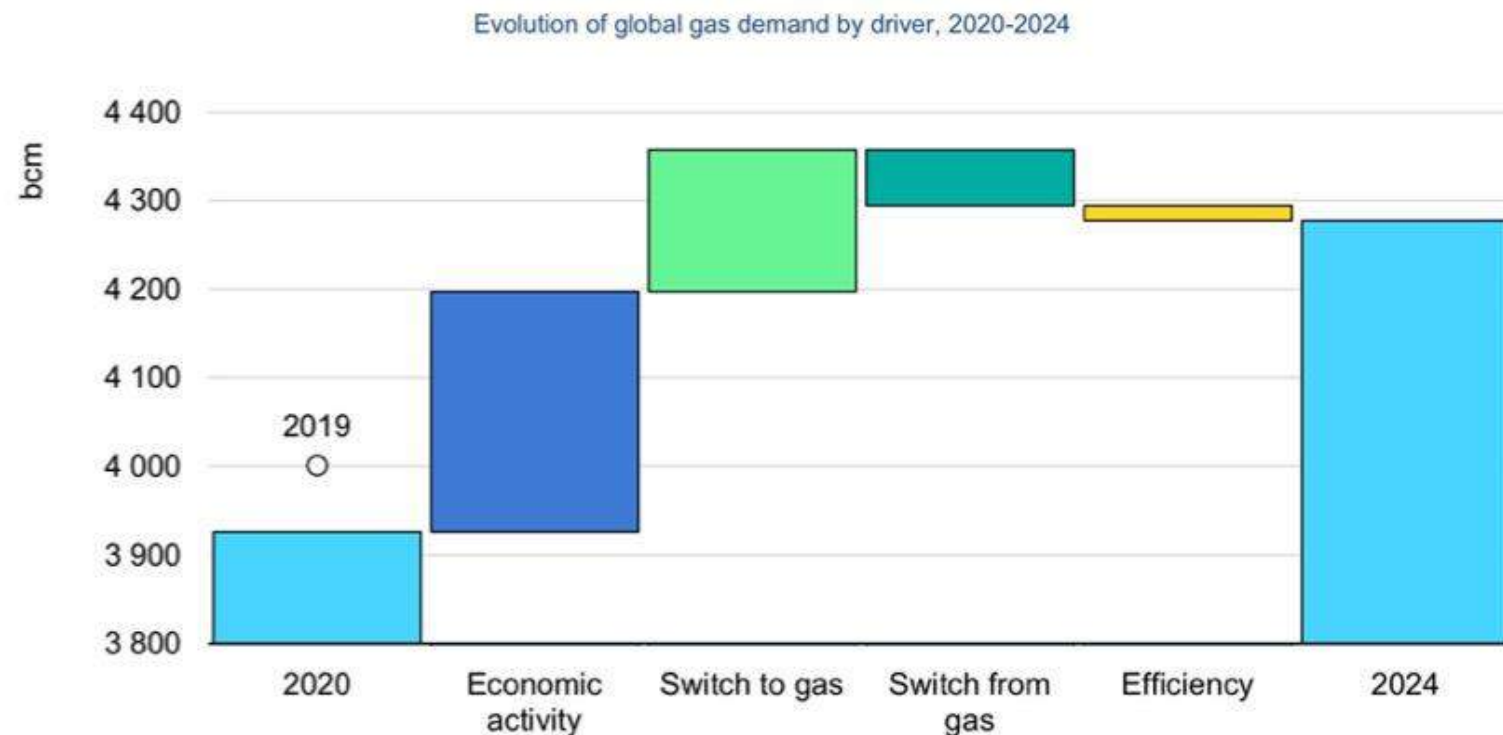
Conclusiones Finales Incluyendo análisis y previsiones a 2024

- El crecimiento de la demanda de gas se está desacelerando: impulsada en gran medida por la región de Asia Pacífico y los sectores industrial y energético, se espera que la **demanda de gas crezca todavía a un ratio del 2,2% anual entre 2020-24** (frente al 3% del periodo 2015-19). Con este escenario se necesitarán políticas aún más decididas para alcanzar los objetivos de cero emisiones netas de carbono.
- **La sustitución de combustibles fósiles más contaminantes por gas natural supondrá aproximadamente la mitad del crecimiento de la demanda** entre 2022-24, contribuyendo a unas menores emisiones en todos los sectores.
- **Los campos en operación y desarrollo pueden satisfacer la mayor parte de la oferta incremental**, soportada por las inversiones realizadas antes de la crisis del COVID.
- **Todas las miradas convergen en Asia**: La región Asia-Pacífico representa casi el 90% del crecimiento de la demanda bruta de LNG, impulsada por China, India y otros países emergentes donde se apoyan las **medidas de sustitución del carbón o el petróleo**.
- **Los gases renovables están despegando**, coincidiendo con el despliegue de políticas e iniciativas de la industria para reducir la intensidad de las emisiones.

Gas Market Report Q3-2021

Gas 2021: Analysis and forecast to 2024

Substitution of more CO₂-emitting fossil fuels drives one-third of gas growth to 2024

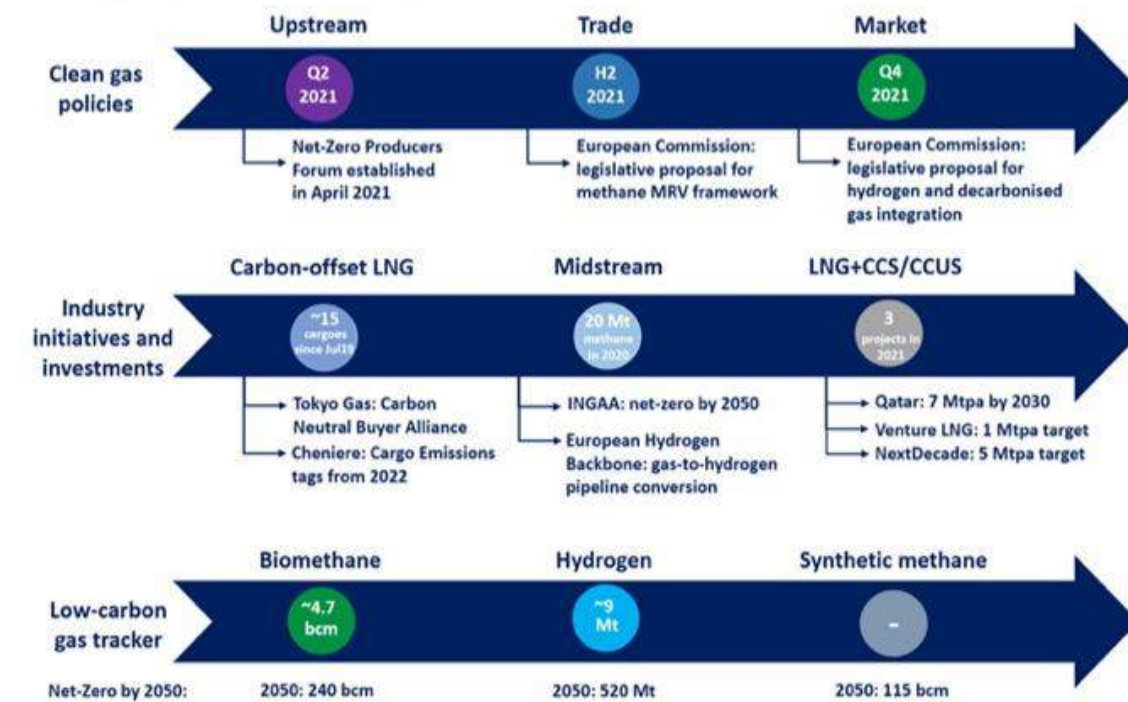


IEA. All rights reserved.

Gas Market Report Q3-2021

Gas 2021: Analysis and forecast to 2024

Principal clean gas policies, industry initiatives and market developments, 2019-2021



IEA. All rights reserved.

Note: MRV = measurement, reporting and verification.

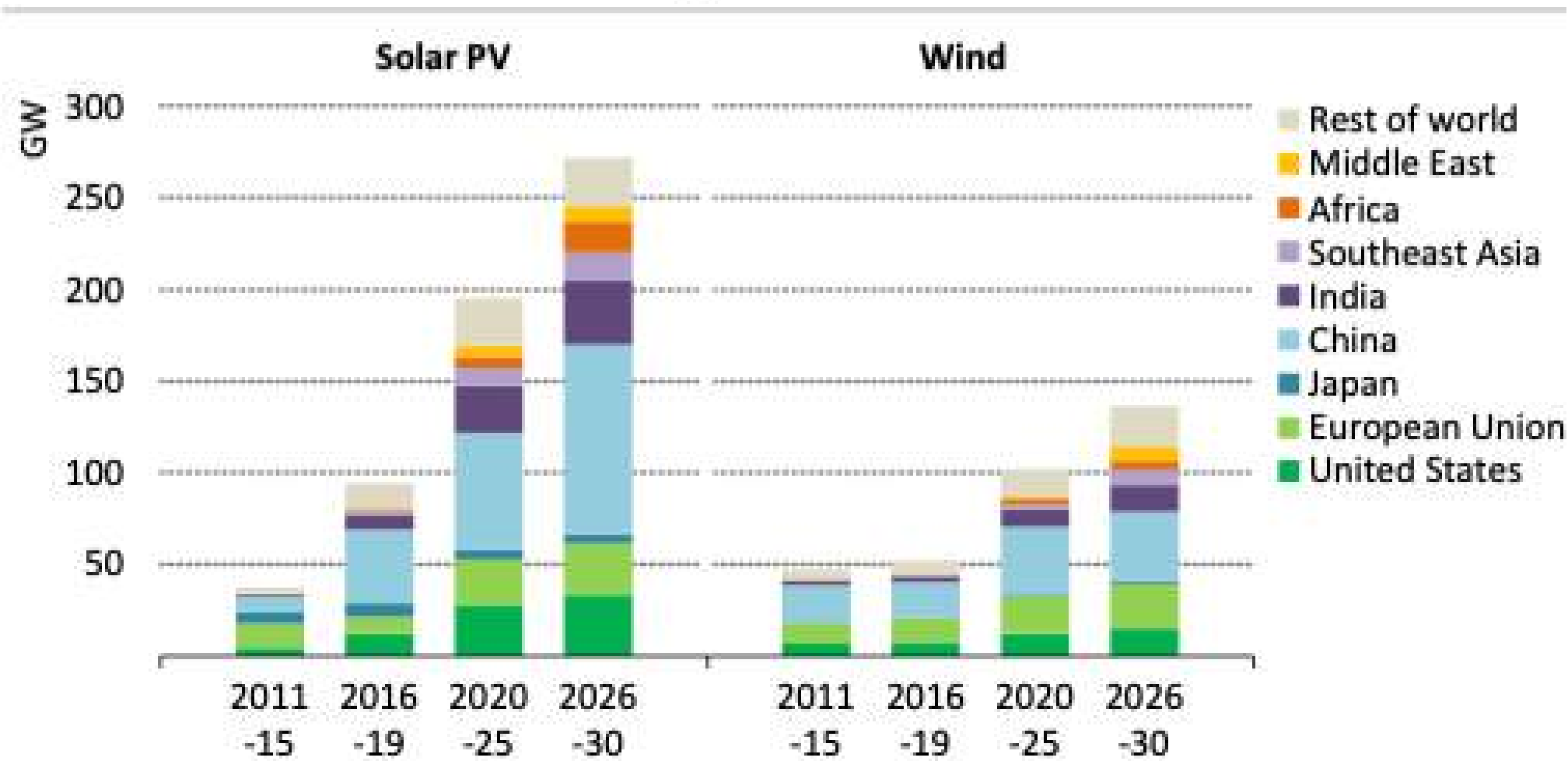
Sources: IEA analysis based on IEA (2021), [Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector](#); industry data, press releases and various news reports.

Transformación Energética: Impacto de Eólica y Solar

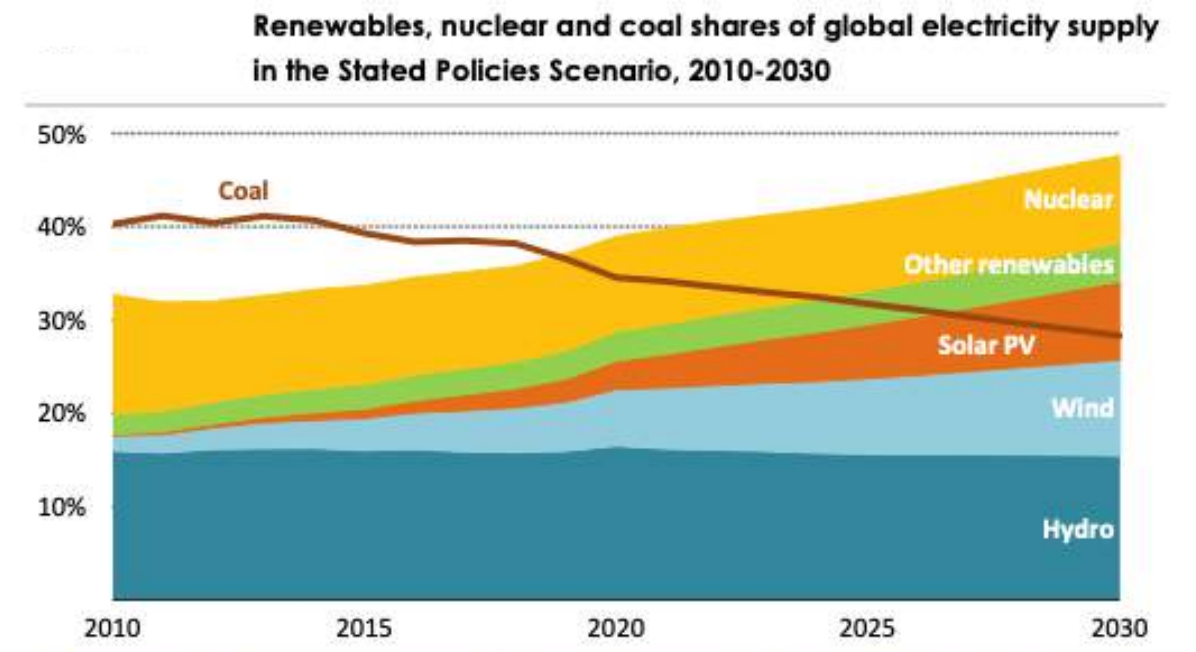
Capacidad prevista de entrada adicional Eólica y Solar @IEA World Energy Outlook 2020

Media anual de entradas Solar y Eólica en el *Sustainable Development Scenario* de la IEA 2020

Periodos desde 2011 – 2030



En 2019 las renovables con la nuclear superaron al carbón como fuentes de generación eléctrica y antes de 2025 solo las renovables ya lo superarán.



The Sustainable Recovery Plan boosts global solar PV and wind power markets in the near term and spurs continued rapid growth in deployment

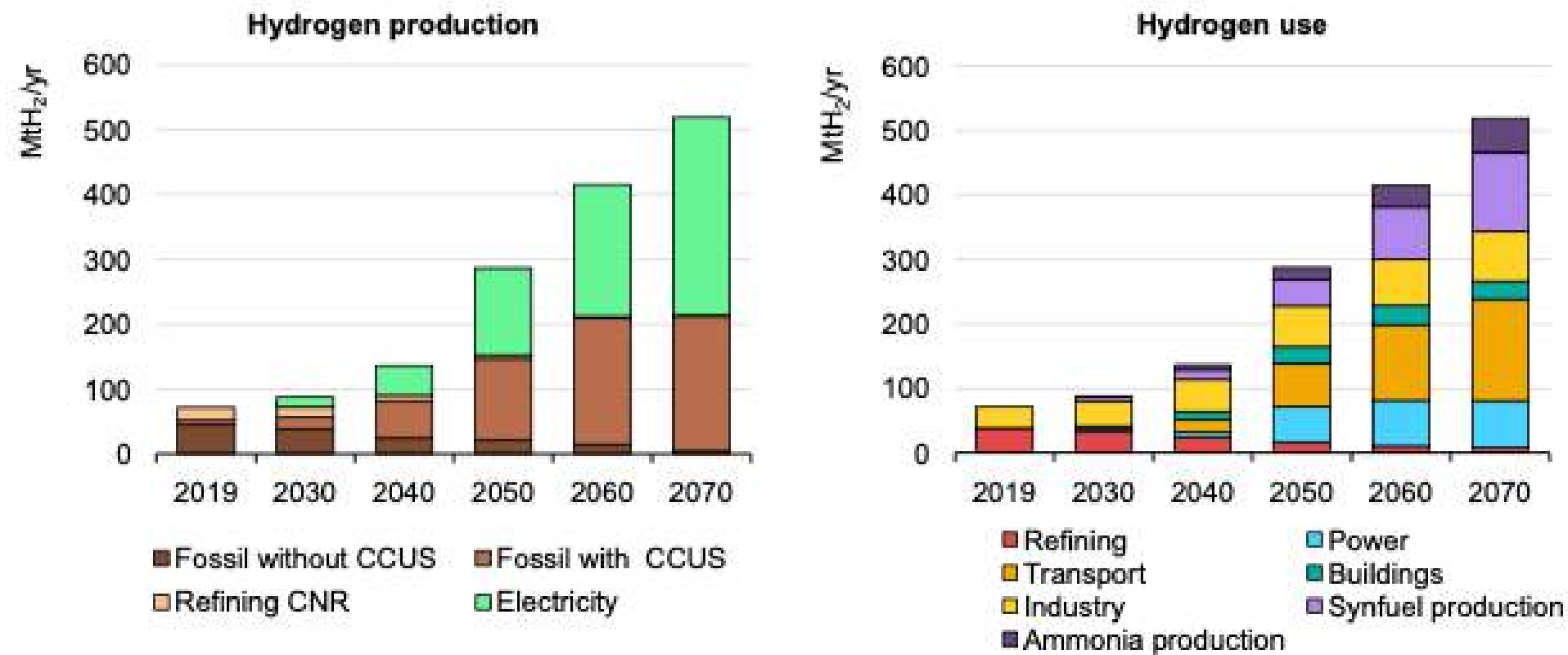
Source: IEA (2020) World Energy Outlook. All rights reserved.

Trasformación Energética: El papel del Hidrógeno

El hidrogeno renovable en el crecimiento de la demanda @IEA World Energy Outlook 2020

Producción y Demanda Mundial de Hidrógeno en el *Sustainable Development Scenario* de la IEA 2020

2019 - 2070



IEA 2020. All rights reserved.

Notes: CCUS = carbon capture, utilisation and storage. *Refining CNR* refers to the production of hydrogen as a by-product of catalytic naphtha reforming in refineries. *Ammonia production* refers to the fuel production for the shipping sector. Hydrogen use for industrial ammonia production is included within the industry use.

Global hydrogen production and use grows sevenfold by 2070 compared to today in the Sustainable Development Scenario, with demand growth almost completely met by low-carbon hydrogen.

Source: IEA (2020) World Energy Outlook. All rights reserved.

Trasformación Energética: Renewable Hydrogen New Era

Green hydrogen is gaining unprecedented political and business momentum

- ENERO 2017:** Fundación del **Hydrogen Council**, organismo global creado por iniciativa de empresas líderes en energía, transporte e industria con una visión en común y ambición a largo plazo de fomento al hidrógeno como parte de la transición energética. El Hydrogen Council ha pasado de **13 empresas fundadoras en 2017 a 92 miembros en sólo tres años.**
- JUNIO 2019:** Lanzamiento de **"The Future of Hydrogen"**, primer informe comprensivo sobre Hidrógeno, publicado en ocasión del G20 por la Agencia Internacional de la Energía (AIE), quien declaró que el hidrógeno goza de un "impulso sin precedentes".
- OCTUBRE 2019:** **35 representantes** de distintos países y organizaciones internacionales se reunieron en la **Segunda Reunión Ministerial del Hidrógeno**, en la que se lanzó la Agenda 1 de Acción Global.
- ENERO 2020:** Publicación del documento **"Path To Hydrogen Competitiveness: A Cost Perspective"**, un informe sobre las perspectivas económicas de las tecnologías del Hidrógeno, elaborado por el **Hydrogen Council**.
- JULIO 2020:** **IEA Cumbre de Transición Energética Limpia.** En el transcurso de la cumbre, ministros de países que representan el **80% de las emisiones de CO2 globales** confirmaron su compromiso con el desarrollo del **hidrógeno** a pesar del brote de Covid19.
- SEPTIEMBRE 2020:** La **Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA)** publicó el informe **"Reaching Zero with Renewables"** que delinea rutas para alcanzar emisiones cero netas en industria y transporte antes de **2060**, y en todas ellas el Hidrógeno libre de carbono tiene un rol importante.
- OCTUBRE 2020:** Publicación del Informe de IRENA **"Producing Competitive Green Hydrogen: Scaling up Electrolysers and Reducing the Cost of Green Hydrogen"** presentado en la **Tercera Reunión Ministerial del Hidrógeno**, contribuyendo a la discusión sobre la necesidad de desarrollar y escalar las tecnologías de electrolizadores como uno de los puntos de la Hojas de Ruta y Estrategias de los países.

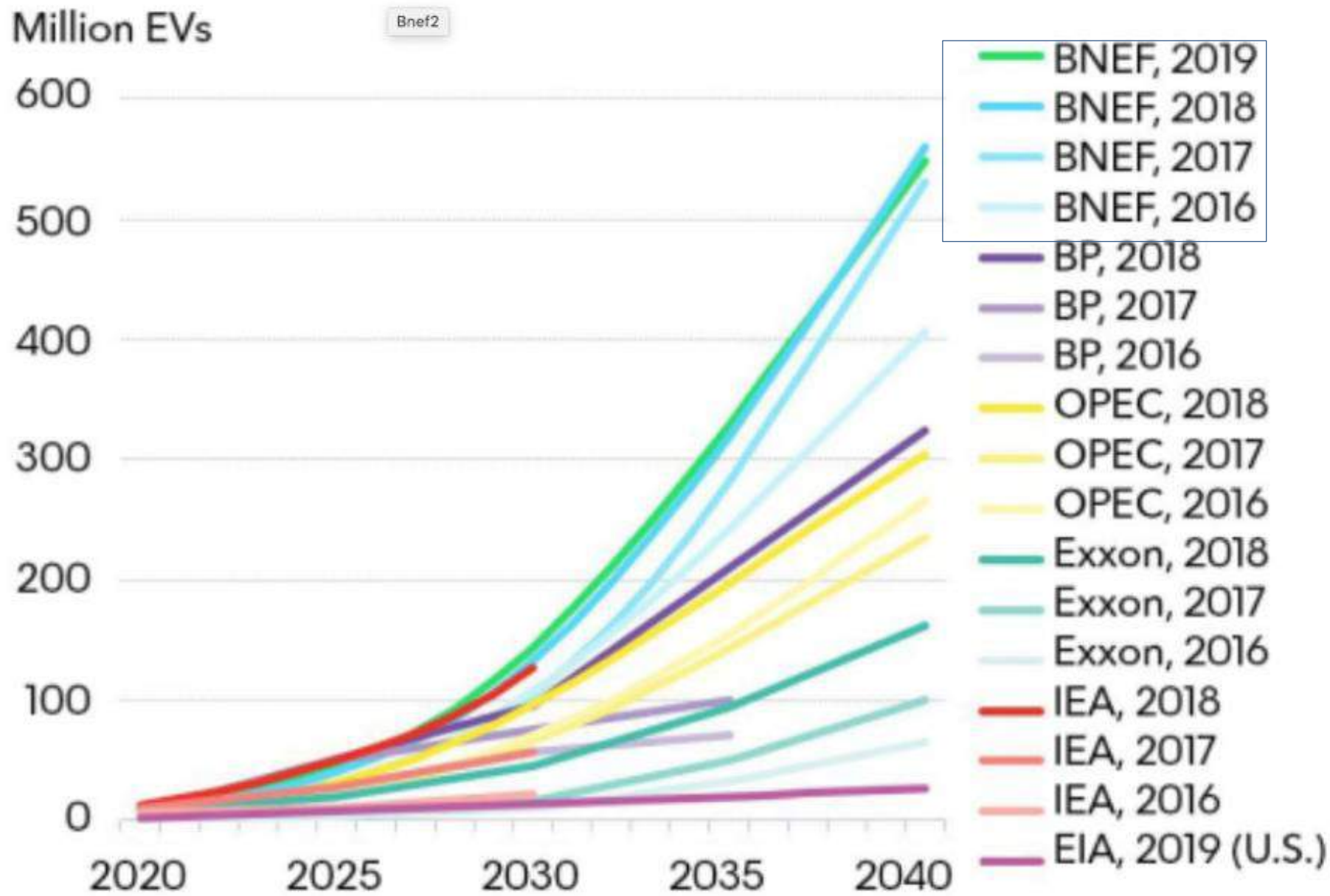
90+ Hydrogen Europe CEOs Ready To Support Clean Hydrogen Alliance

The collage consists of six panels, each representing a different group of companies or a specific document:

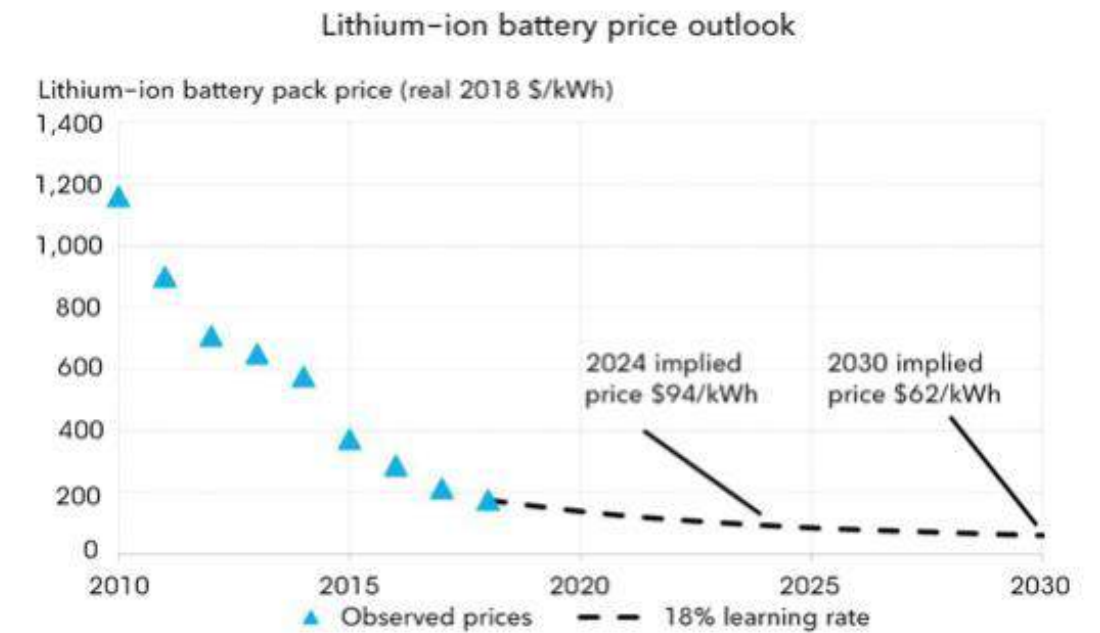
- Top Left:** A letter from Hydrogen Europe CEOs to the Executive Vice-President Frans Timmermans, dated Brussels, May 2020. The subject is "Hydrogen Europe CEOs ready to support Clean Hydrogen Alliance".
- Top Middle:** A document titled "Hydrogen Europe" with a list of member companies including Air Liquide, Airbus, Alstom, Ballard, and others.
- Top Right:** A grid of logos for various companies such as E.ON, Enbridge, and others.
- Middle Left:** A document titled "Hydrogen Europe" with a list of member companies including Air Liquide, Airbus, Alstom, Ballard, and others.
- Middle Right:** A grid of logos for various companies such as E.ON, Enbridge, and others.
- Bottom Left:** A document titled "Hydrogen Europe" with a list of member companies including Air Liquide, Airbus, Alstom, Ballard, and others.
- Bottom Right:** A grid of logos for various companies such as E.ON, Enbridge, and others.

La Transformación Energética: Ante un nuevo mundo disruptivo

La proyección lineal vs exponencial: Espectaculares curvas de aprendizaje



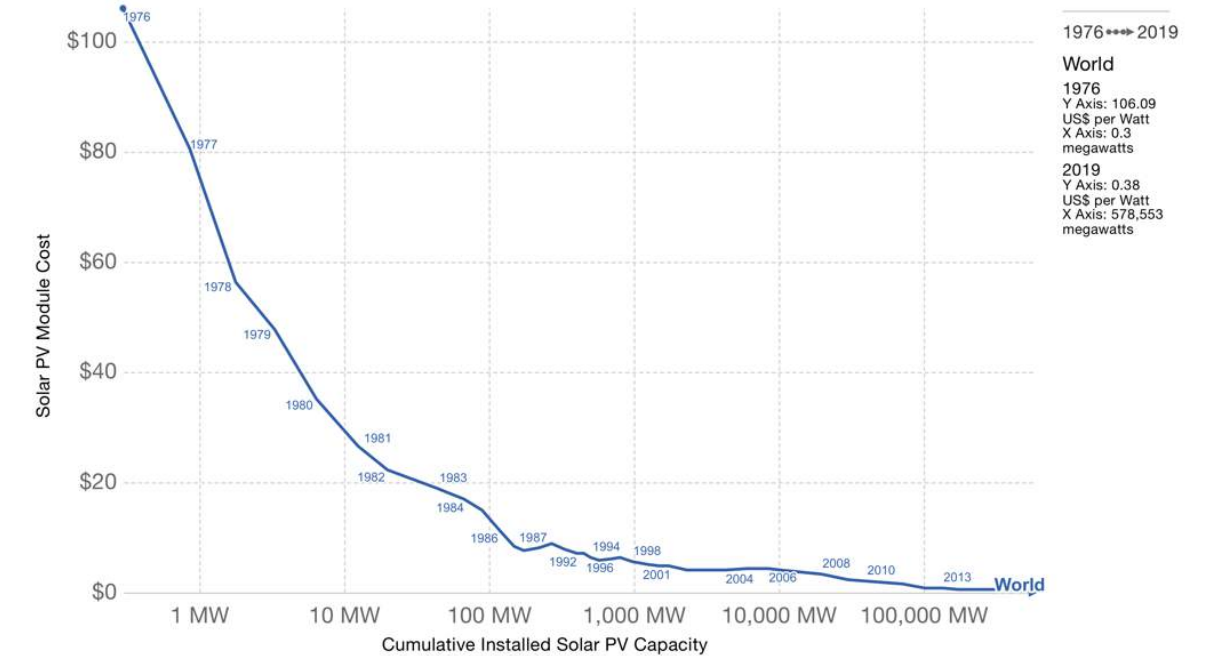
Source: BloombergNEF, organization websites. Note: BNEF's 2019 outlook includes passenger and commercial EVs. Some values for other outlooks are BNEF estimates based on organization charts, reports and/or data (estimates assume linear growth between known data points). Outlook assumptions and methodologies vary. See organization publications for more.



Source: BloombergNEF

Solar PV module prices vs. cumulative capacity

Solar photovoltaic (PV) module prices are measured in 2019 US\$ per Watt. Cumulative installed solar PV capacity is measured in megawatts. This represents the 'learning curve' for solar PV.

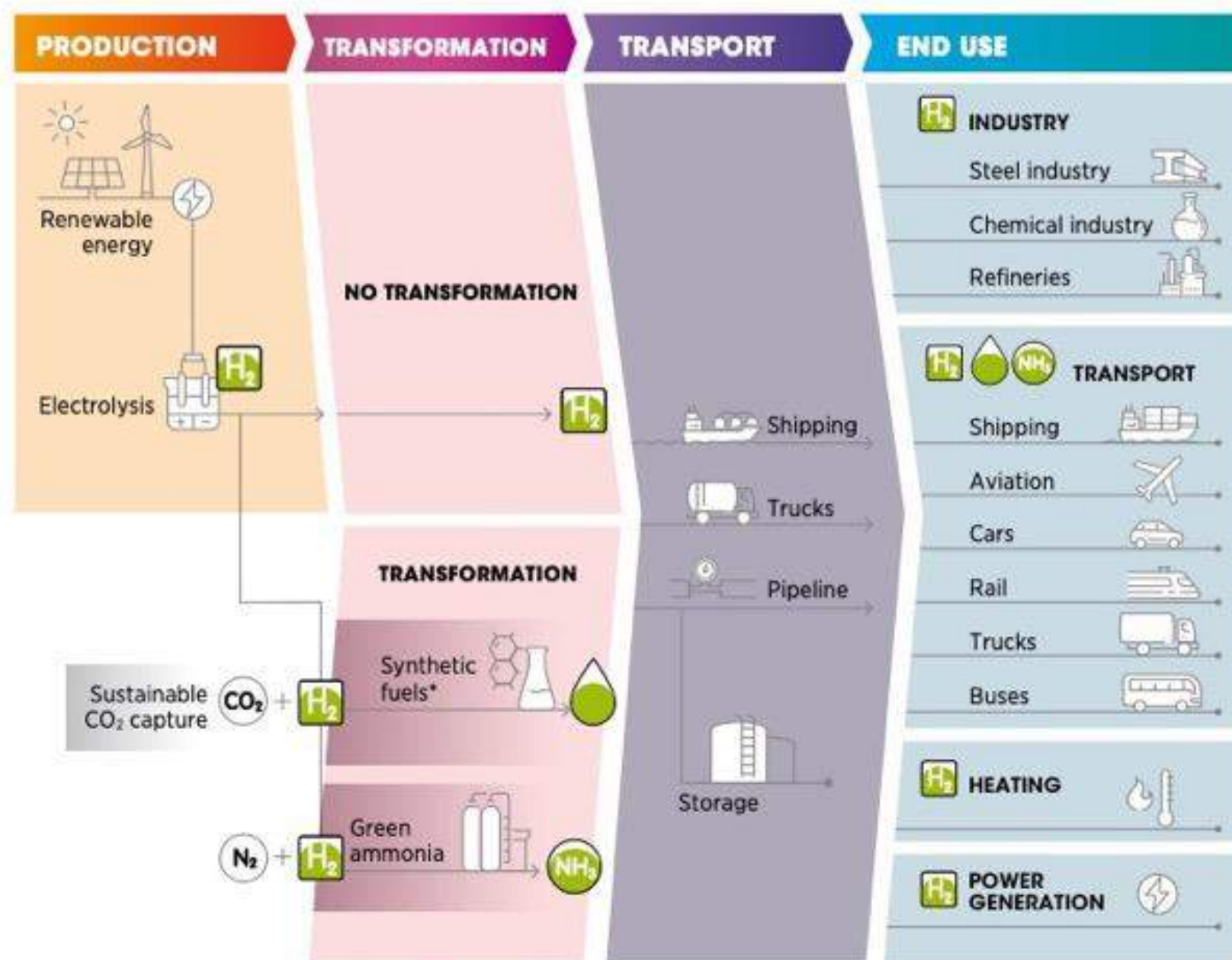


Source: Lafond et al. (2017); IRENA Database

OurWorldInData.org/renewables • CC BY

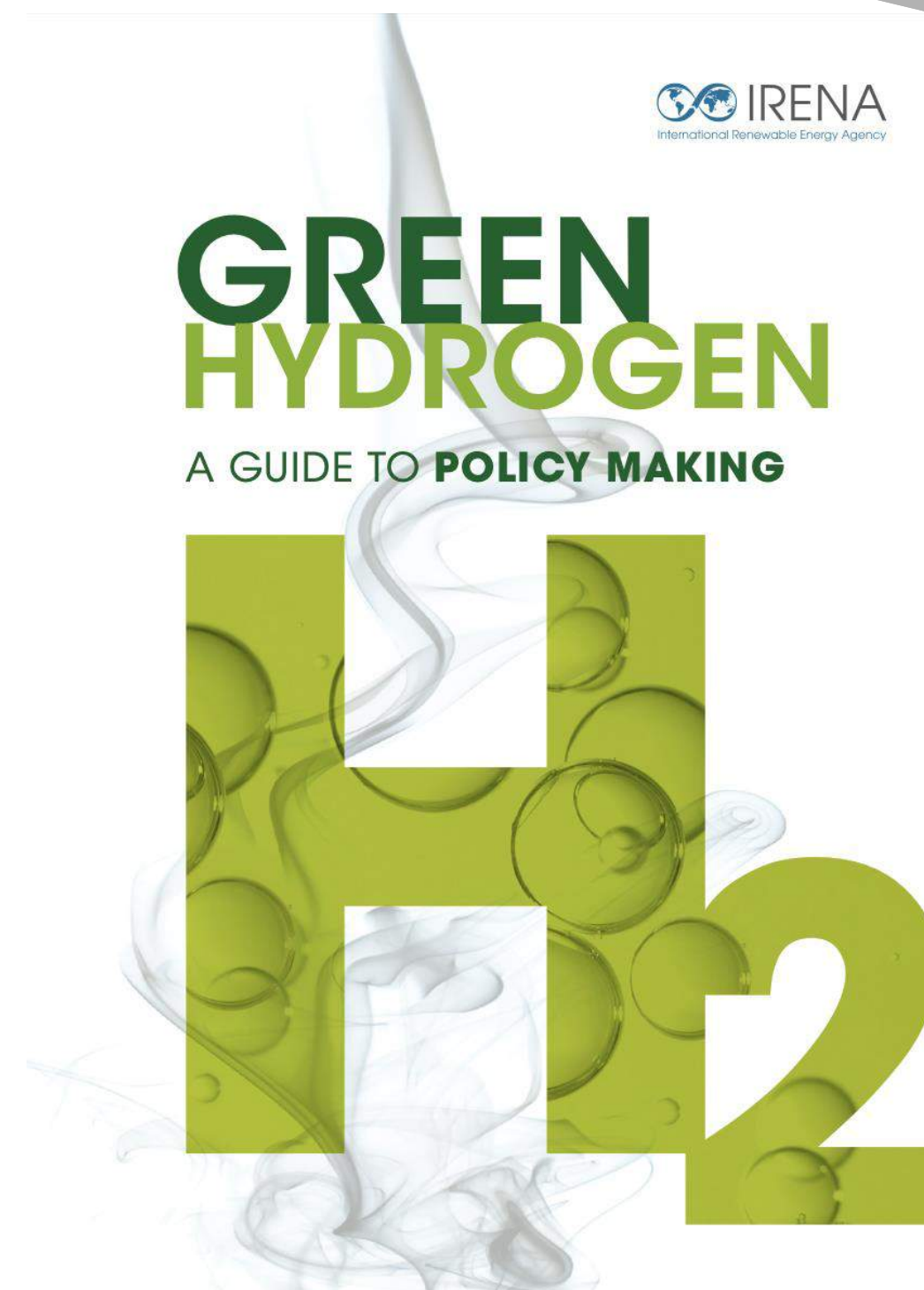
Trasformación Energética: El papel del Hidrógeno renovable

Hidrógeno Verde: Producción, transformación, logística y uso final



Source: IRENA

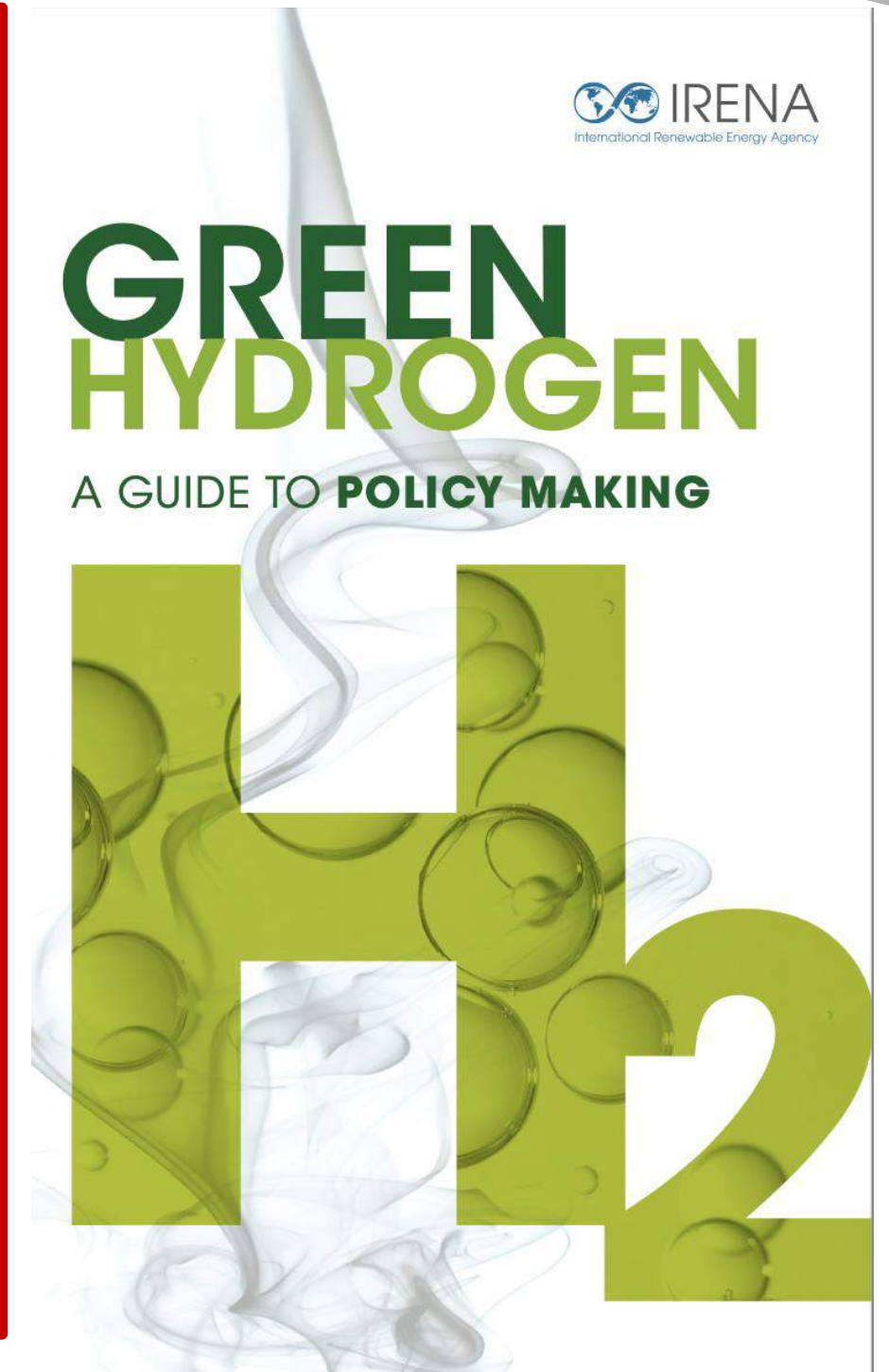
* The term synthetic fuels refers here to a range of hydrogen-based fuels produced through chemical processes with a carbon source (CO and CO_2 captured from emission streams, biogenic sources or directly from the air). They include methanol, jet fuels, methane and other hydrocarbons. The main advantage of these fuels is that they can be used to replace their fossil fuel-based counterparts and in many cases be used as direct replacements – that is, as drop-in fuels. Synthetic fuels produce carbon emissions when combusted, but if their production process consumes the same amount of CO_2 , in principle it allows them to have net-zero carbon emissions.



Trasformación Energética: El papel del Hidrógeno renovable

Hidrógeno Verde: Clave en las alternativas para la descarbonización de uso final

	RENEWABLES	DIRECT ELECTRIFICATION	ENERGY EFFICIENCY	GREEN HYDROGEN
HEATING	<ul style="list-style-type: none"> Solar water heaters, direct geothermal use, biomass (low-grade heating) 	<ul style="list-style-type: none"> Heat pumps 	<ul style="list-style-type: none"> Retrofit of buildings Technological advancement 	<ul style="list-style-type: none"> High-grade heating
INDUSTRY	<ul style="list-style-type: none"> Solar drying, biomass (productive uses) 	<ul style="list-style-type: none"> Electric industrial application (e.g. arc furnaces) 	<ul style="list-style-type: none"> Use of best available technologies 	<ul style="list-style-type: none"> Steelmaking refineries Chemical industry
LAND TRANSPORT	<ul style="list-style-type: none"> Biofuels 	<ul style="list-style-type: none"> Battery electric vehicles 	<ul style="list-style-type: none"> Performance standards Travel avoidance Engine design 	<ul style="list-style-type: none"> FCEVs
SHIPPING	<ul style="list-style-type: none"> Biofuels Wind energy 	<ul style="list-style-type: none"> Short-distance shipping 	<ul style="list-style-type: none"> Ship design Operation optimisation Travel avoidance 	<ul style="list-style-type: none"> Green ammonia Methanol
AVIATION	<ul style="list-style-type: none"> Biojet fuels 	<ul style="list-style-type: none"> Short-distance aviation 	<ul style="list-style-type: none"> Plane design Travel avoidance 	<ul style="list-style-type: none"> Hydrogen and synthetic fuels for aviation



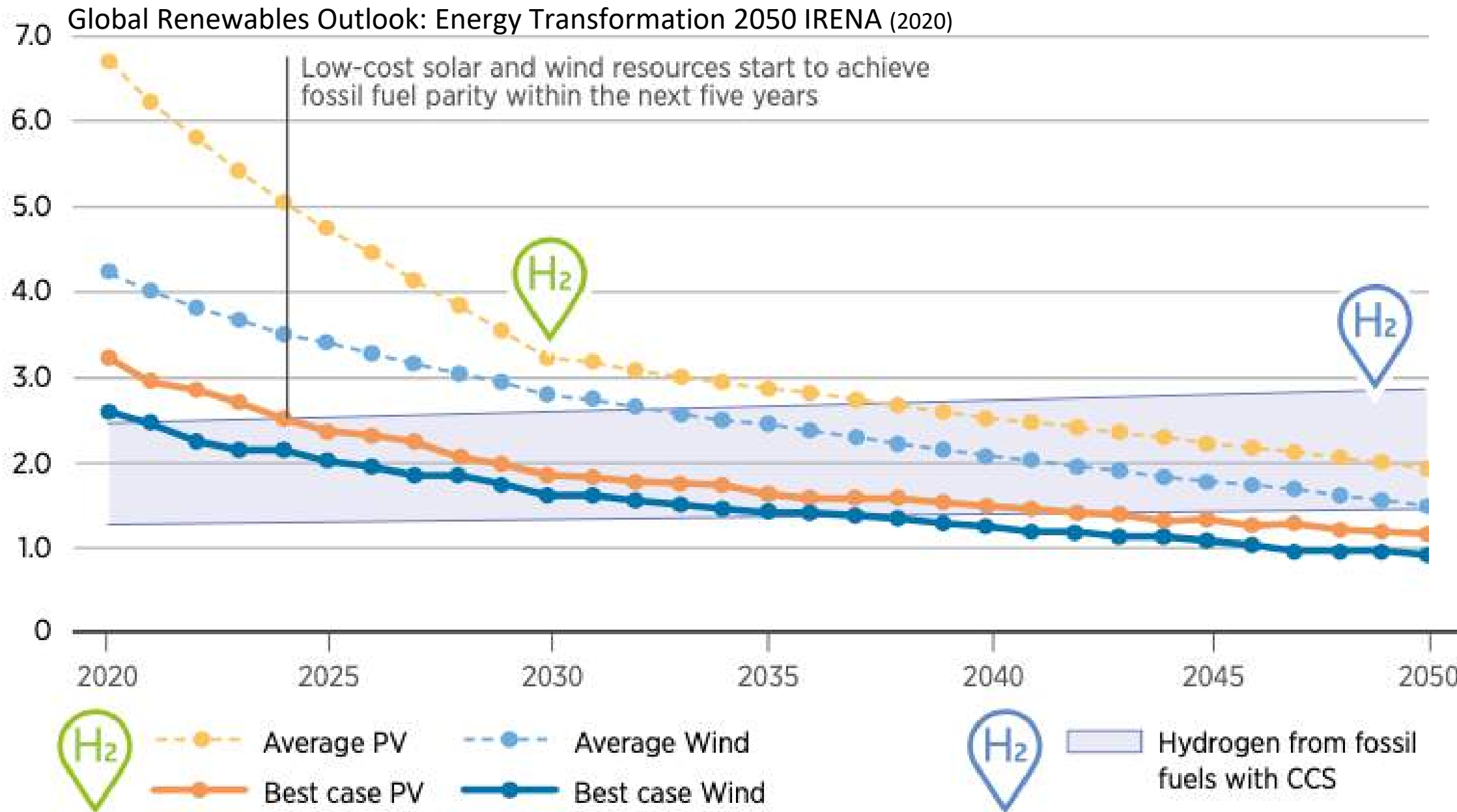
Based on: IRENA, IEA and REN 21, forthcoming, and IRENA, 2020b.

Trasformación Energética: El papel del Hidrógeno renovable

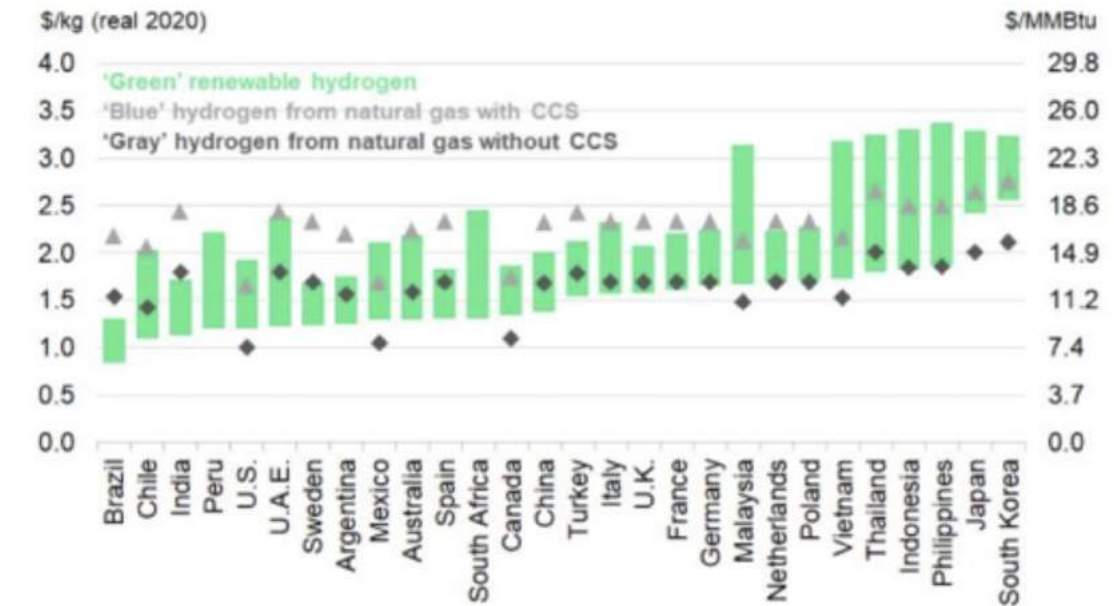
Reflexiones sobre las previsiones de evolución de los costes de producción

Green hydrogen production costs :Approaching competitiveness with blue hydrogen

Levelised cost of hydrogen (USD/kg H₂) - LCOH



'Green' versus 'blue' hydrogen costs, 2030



Source: BloombergNEF

Note: Assumes our optimistic electrolyzer cost scenario. Renewable H₂ cost range reflects a diversity of electrolyzer types, from Chinese alkaline (low) to PEM (high). Assumes equal CCS costs in all countries.

'Green' Hydrogen to Outcompete 'Blue' Everywhere by 2030



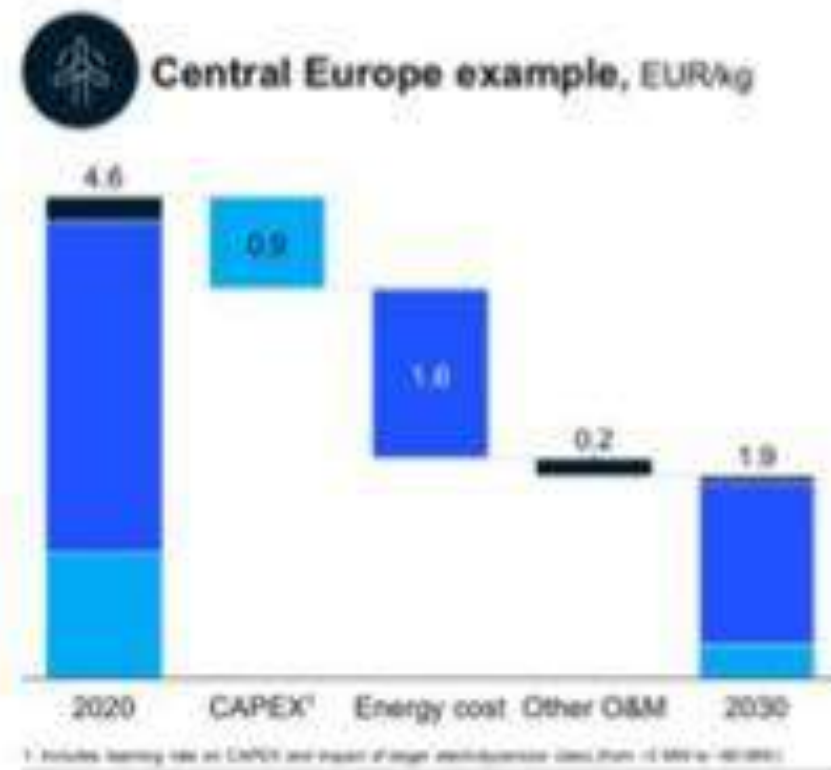
May 5, 2021

This article first appeared on the [BNEF mobile app](#) and the [Bloomberg Terminal](#).

Note: Electrolyser costs: 770 USD/kW (2020), 540 USD/kW (2030), 435 USD/kW (2040) and 370 USD/kW (2050). CO₂ prices: USD 50 per tonne (2030), USD 100 per tonne (2040) and USD 200 per tonne (2050).

What industrial and financial investors in hydrogen say... *Green hydrogen declining costs driving momentum*

Breakdown of renewable hydrogen production cost trajectories in central and southern Europe

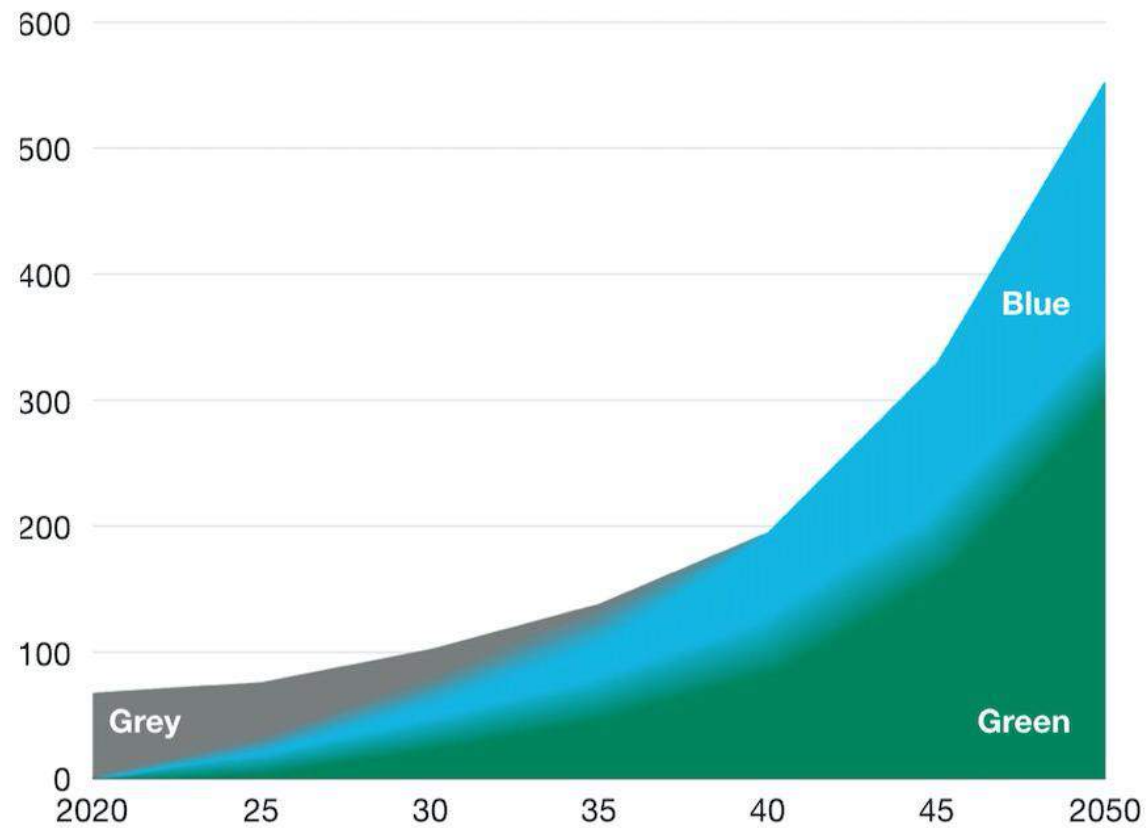


Source: Hydrogen Council, McKinsey analysis

El Papel del Hidrógeno en la Descarbonización

Hydrogen decarbonization pathways (Hydrogen Council January 2020)

Hydrogen production scenario, global
Mtpa

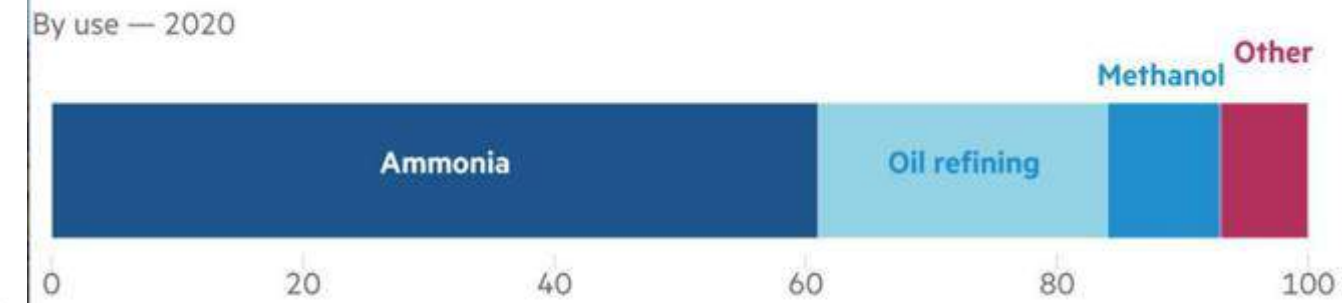


@ Hydrogen Council January 2021

Key scenario assumptions

- Existing grey hydrogen capacity is phased out over 20 years
- The total hydrogen production volumes meet the ambition defined in the Hydrogen Council “Scaling Up” report
- Announced projects and government targets are implemented as announced
- Remaining hydrogen demand is met using a mix of blue and green, based on an inverse proportion to cost¹
- All optimizations are conducted per region using regional hydrogen demand and regional hydrogen production based on the Hydrogen Council “Path to Competitiveness” report
- New green / blue projects have a 25-year lifetime and continue to produce at constant costs throughout their operations

The \$150bn global hydrogen market ...



... and its forecast \$600bn future



Source: Morgan Stanley
© FT

¹ I.e., if the cost of green hydrogen production in a given year and region exceeds blue hydrogen 2:1, 2/3 of new hydrogen installations will be blue and 1/3 green
Source: Hydrogen Council, McKinsey, LBST

Trasformación Energética: Hidrógeno Renovable

El impulso del “Green Deal” Europeo y el papel del hidrógeno

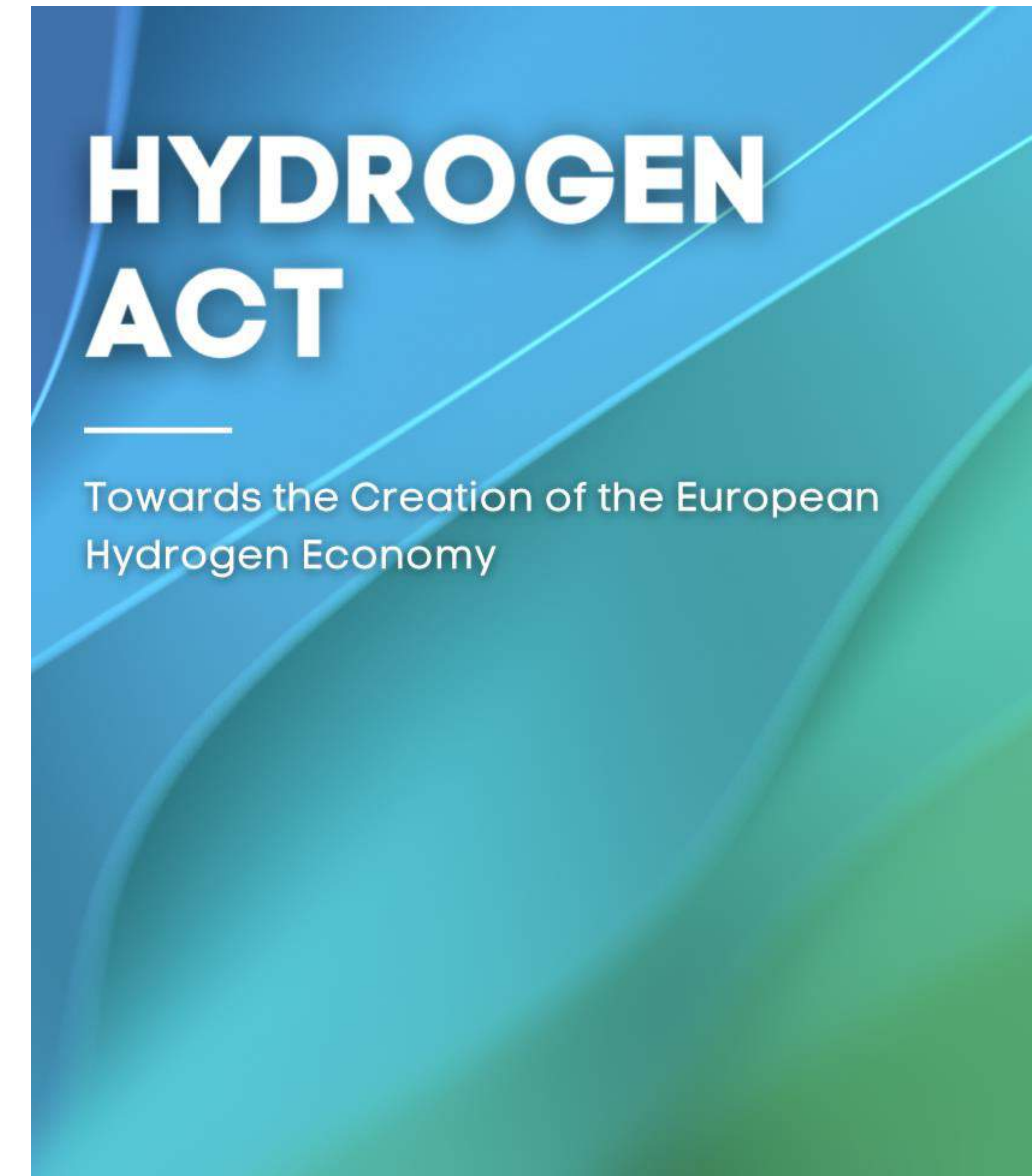
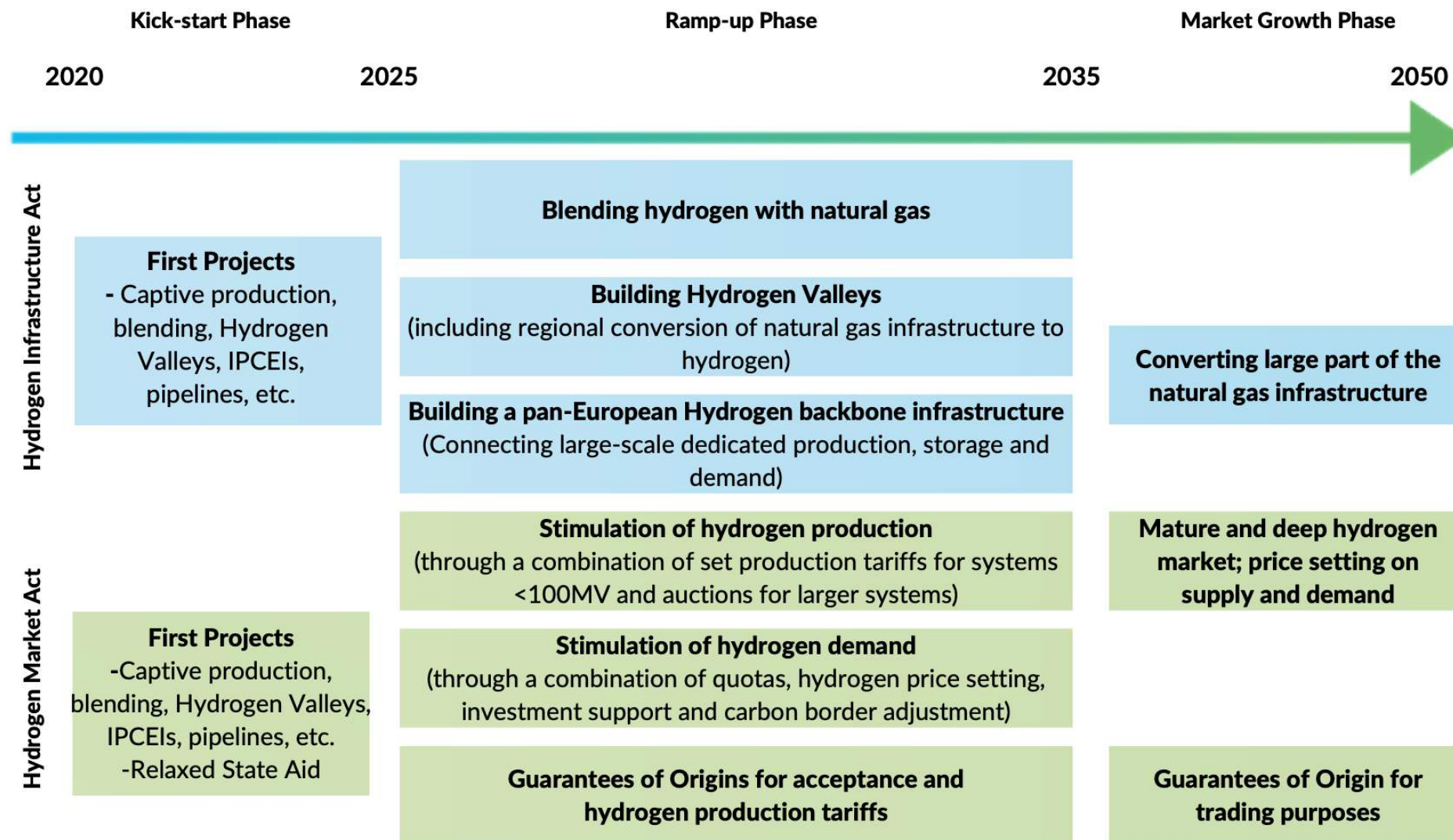
Hydrogen Act

Hydrogen Infrastructure Act

A sophisticated European hydrogen infrastructure that has replaced large parts of the natural gas infrastructure.

Hydrogen Market Act

A mature market for affordable and reliable hydrogen that has replaced natural gas and other fossil fuels.

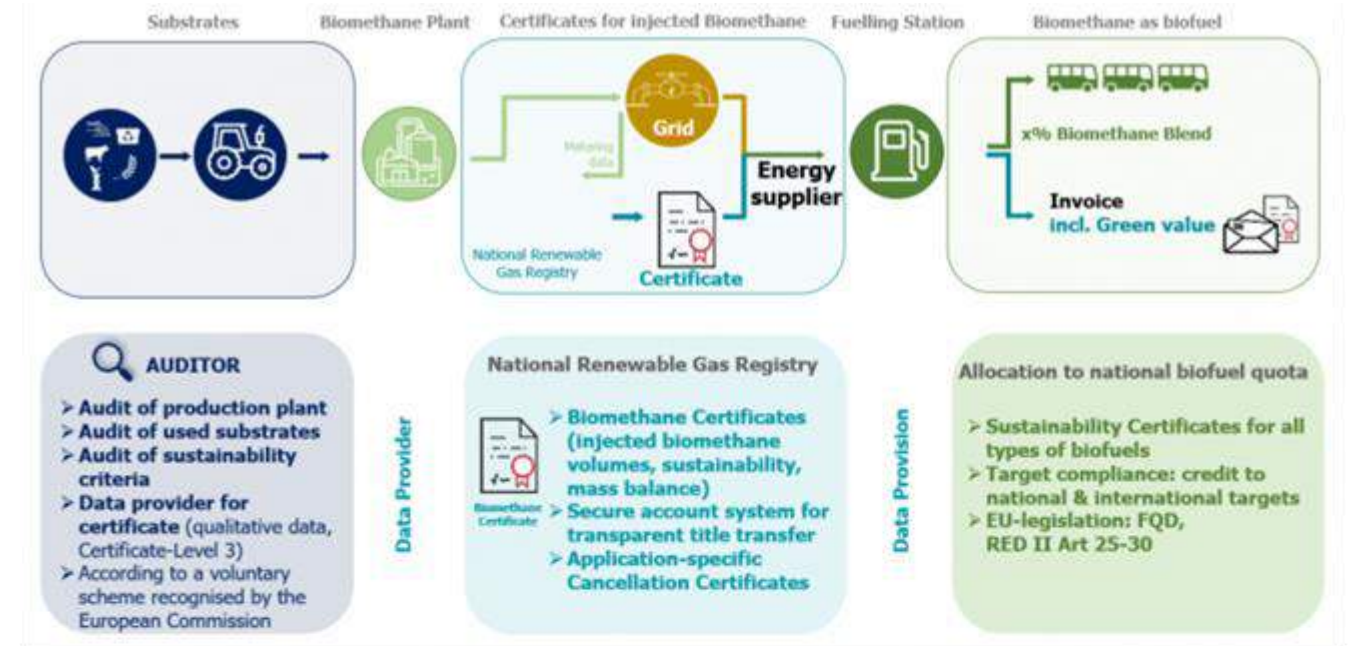


April 2021
Hydrogen Europe

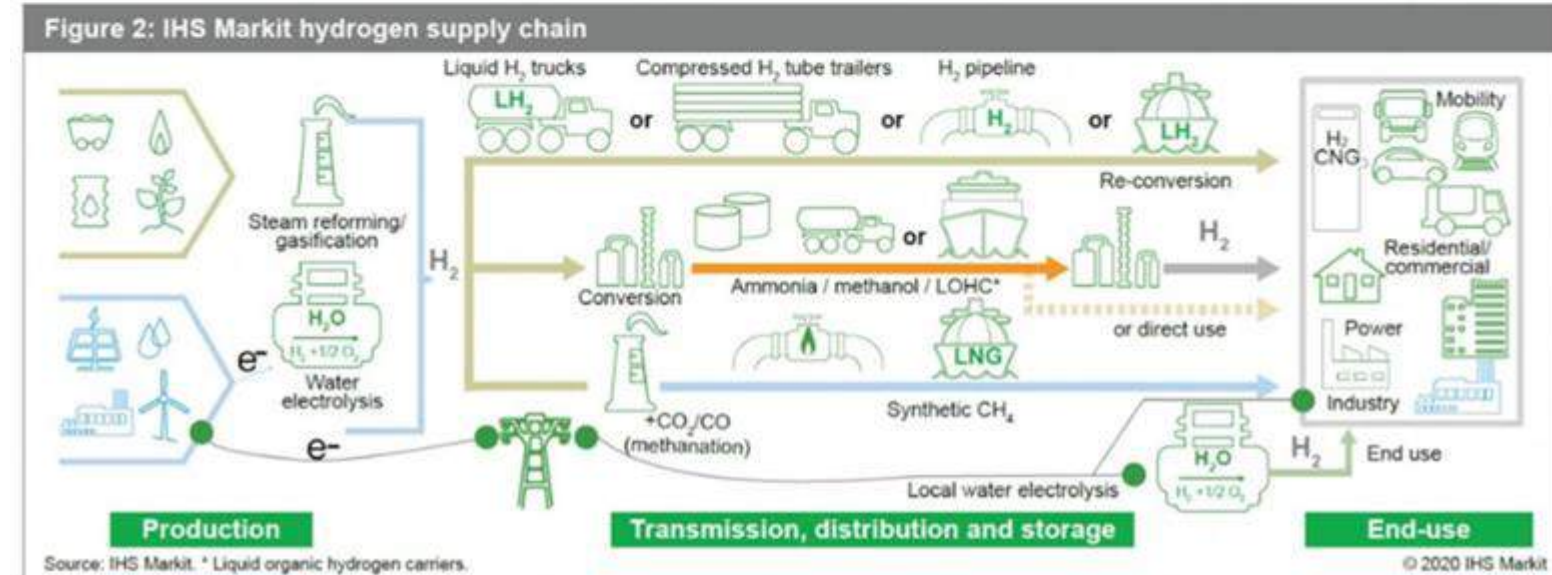
Las Garantías de Origen (GOs) de gases renovables

Qué gases cubren las GO y sus diferencias

- La huella de CO2 de biogas depende del *feedstock* y tecnología utilizada
- El **biogás** sin las especificaciones de inyección a red puede ser consumido *in situ* para generación eléctrica y calor
- El biogas *upgraded* a **biometano** tiene la posibilidad de llegar al consumidor por inyección a red con GOs que así lo identifiquen.
- El biometano puede ser transportado por cisternas a centros de consumo o inyección en red aunque con un coste sustancialmente mayor.
- El **metano** puede obtenerse también por procesos de metanización de H2 + CO2



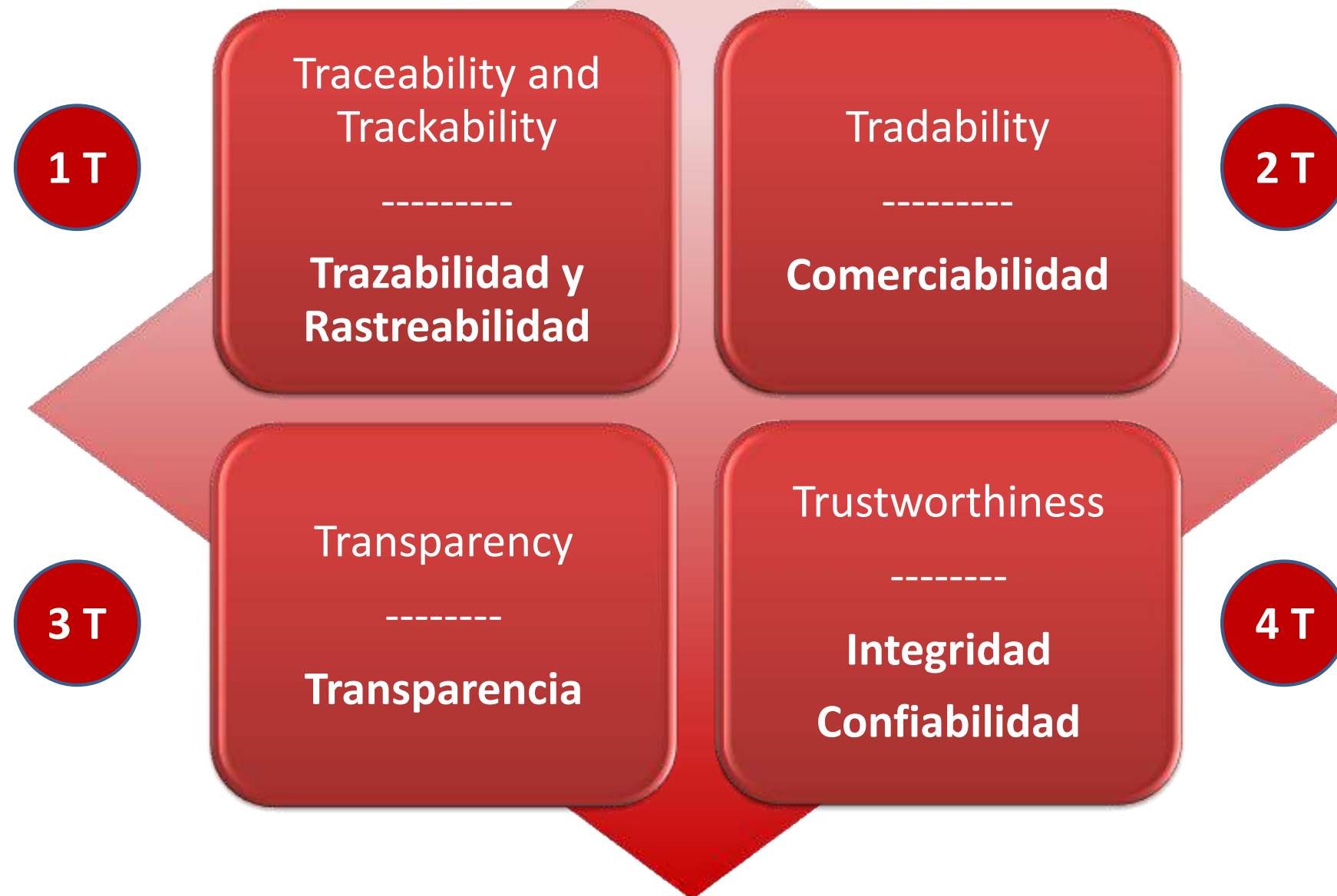
- La huella de CO2 del **H2** depende de su origen fósil (Black/Gray H2), Low-Carbon (Blue: H2+CCS), Zero-Carbon (Turquoise H2) o renovable (Green H2: solar y/o eólica)
- El **H2 renovable** se puede vender directamente con sus **GOs** en usos industriales o de movilidad, pero al ser inyectado en una red de gas natural se “reconvierte” en un gas renovable que, salvo procesos de “deblending” no permite su uso como H2 en el punto de consumo.
- Los GOs del H2 inyectado pasan a ser **GOs de gas renovable** comercializables.
- La inyección de H2 en red permite disminuir la intensidad de carbono del sistema y generan una **economía de escala** fundamental para agilizar los procesos de descarbonización y comercialización de gases renovables, impulsando el desarrollo de **nuevos sistemas de H2** con funcionamiento similar al sistema de gas natural.



Los Principios de los GOs

Hydrogen Europe: Different Energy Carriers Require Separate Systems of GOs

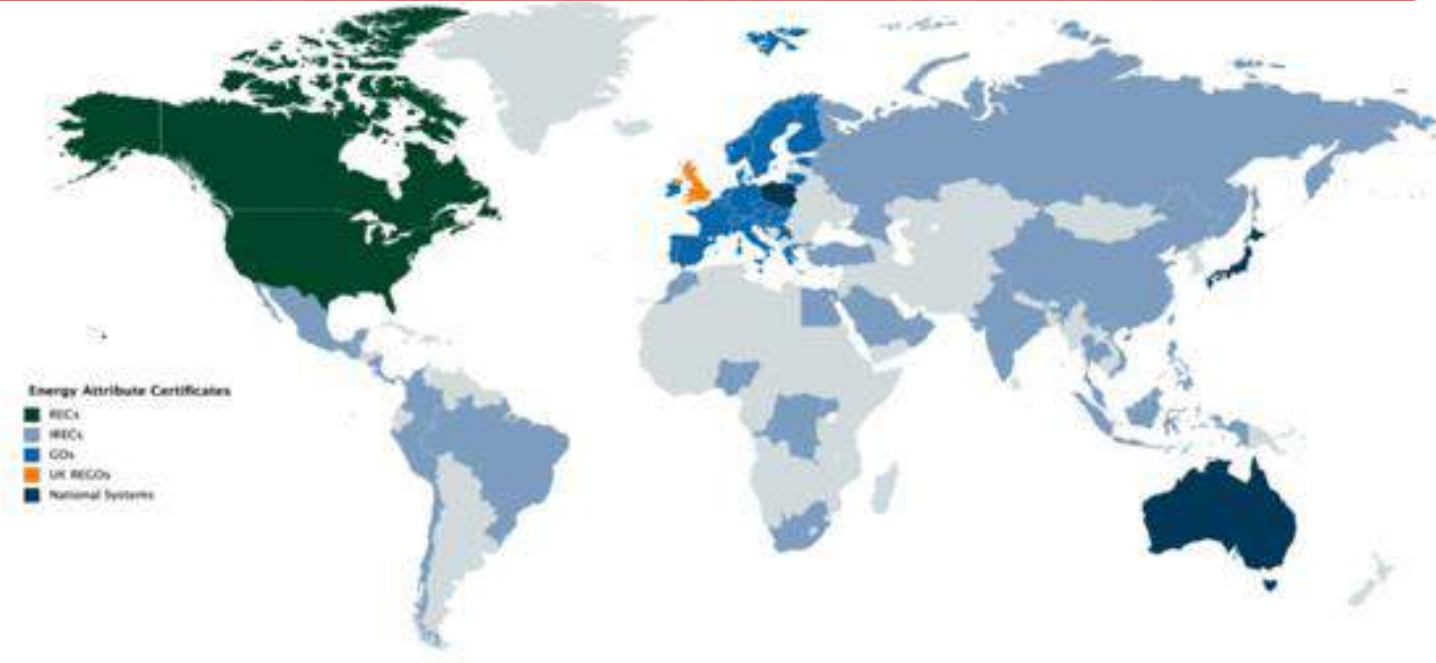
The 40s Key Principles of GOs



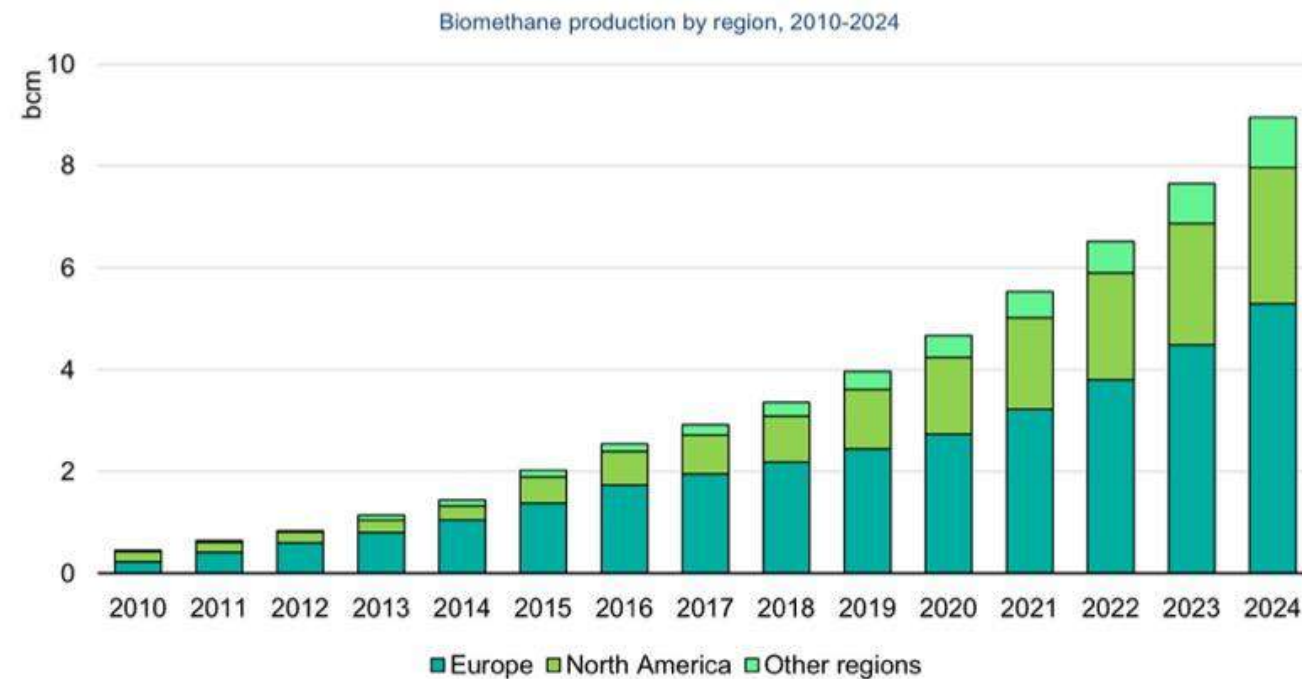
¿ Un comercio global con moneda **única** verde?

- Existen 3 sistemas "monetarios" de emisiones (GOs, Emissions Allowances (ETS) y Carbon credits (mercados voluntarios)
- Cada uno de los sistemas es fundamentalmente independiente (GOs y carbon credits no redimibles en ETS ...etc)
- Existe un consenso hacia la integración y globalización de sistemas (conexión de ETSs, GOs armonizadas y mercado global de carbon credits)
- Una moneda **única** global parece necesaria para una descarbonización más eficiente ¿ Un bitcoin verde de CO2 ?

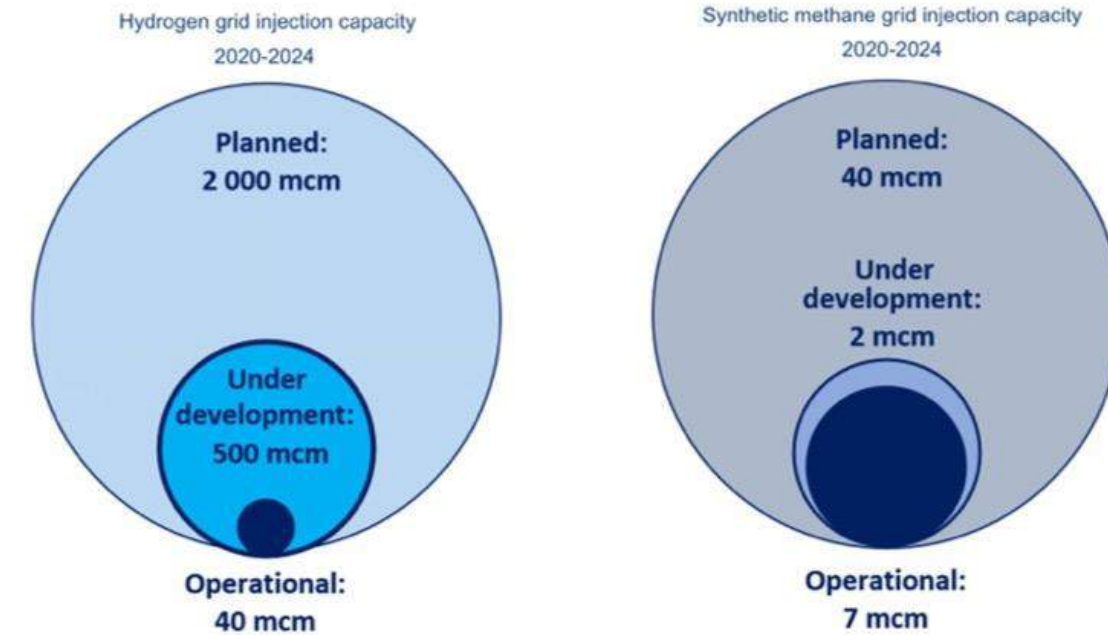
Sistemas de Energy Attributes Certificates (GOs)



Fuente: Hidrogen Europe H2ero Net Zero July 2021



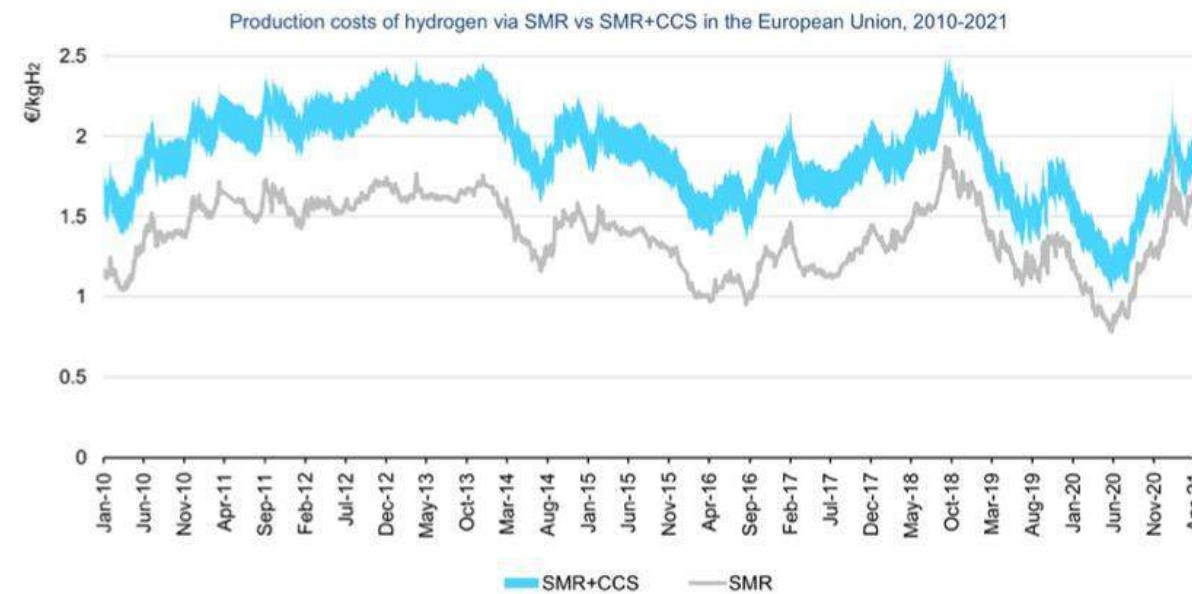
Hydrogen blending capacity is set to increase tenfold, while syngas stagnates



Sources: IEA analysis based on Argonne National Laboratory (2020), [Database of Renewable Natural Gas \(RNG\) Projects: 2020 Update](#); Biogas Partner (2021), [Biogaspartner Einspeiseatlas Deutschland](#); Cedigaz (2021), [Global Biomethane Database](#); Energinet (2021), [Energi Data Service](#); GRDF (2021), [Production annuelle de biométhane par site d'injection](#).

Source: analysis based on IEA [Hydrogen Projects Database](#).

The cost spread between conventional and low-carbon gas-based hydrogen is tightening



Notes: Capex: SMR without CCUS = EUR 910/kW H₂; SMR with CCUS = EUR 1 580-2 100/kW H₂; gas price = TTF; carbon price: EU ETS.
Source: Bloomberg (2021), TTF and EUA prices.

Impulsando el Pacto verde Europeo

The Decisive Decade

European Commission

July 2021

DELIVERING THE EUROPEAN GREEN DEAL

THE DECISIVE DECADE

The EU will **reduce its net greenhouse gas emissions by at least 55% by 2030**, compared to 1990 levels, as agreed in the EU Climate Law. On 14 July 2021, the Commission presented proposals to deliver these targets and make the European Green Deal a reality.

2030 CLIMATE TARGETS

- Climate Social Fund
- Emissions trading for road transport and buildings
- Carbon Border Adjustment Mechanism
- EU Emissions Trading System for power, industry, maritime & aviation
- Energy Taxation Directive
- Land Use, Land Use Change, and Forestry Regulation
- EU Forest Strategy
- Effort Sharing Regulation
- Energy Efficiency Directive
- Alternative Fuels Infrastructure Regulation
- Renewable Energy Directive
- CO₂ emissions standards for cars and vans
- ReFuelEU Aviation Initiative
- FuelEU Maritime Initiative

© European Union, 2021. Reuse of this document is allowed, provided appropriate credit is given and any changes are indicated (Creative Commons Attribution 4.0 International license). For any use or reproduction of elements that are not owned by the EU, permission may need to be sought directly from the respective right holders. All images © European Union, unless otherwise stated.

Print PDF

ISBN 978-92-76-59609-5 doi:10.2775/036611 NA 02-21-044-EN-C
ISBN 978-92-76-59605-6 doi:10.2775/552471 NA 02-21-044-EN-N



This transformation will:



create jobs and growth



improve our health and wellbeing



address energy poverty



reduce external energy dependency and improve our security of supply



reduce emissions

Impulsando el Pacto verde Europeo

The Decisive Decade: The Role of Hydrogen

- El uso de nuevos vectores energéticos como el **hidrógeno, en particular el producido con electricidad renovable**, está destinado a jugar un papel muy relevante en el *European Green Deal*.
- La Estrategia del Hidrogeno de la Unión Europea visualiza muy **relevantes oportunidades de negocio** asociadas a la producción de hidrógeno descarbonizado,
- Las propuestas de esta **iniciativa** desplegada en el mes de julio de 2021 por la **Comisión Europea** suponen importantes estímulos para su desarrollo.

REVISED RENEWABLE ENERGY DIRECTIVE

The revised Renewable Energy Directive promotes the use of renewable hydrogen:

- Extending the **EU-wide certification system** for renewable fuels to include hydrogen
- Decarbonising industry and heavy-duty and long-distance transport, with concrete targets

TRANSPORT

2.6%
for renewable fuels of non-biological origin

INDUSTRY

50%
renewable share in hydrogen consumption

CO₂ STANDARDS FOR CARS AND VANS

The CO₂ standards for cars and vans set technology neutral targets to reduce emissions by 2030 and by 2035. Hydrogen can be part of the solution, **in particular for heavy-duty vehicles**, if the industry chooses to invest in this technology.



ALTERNATIVE FUEL INFRASTRUCTURE REGULATION

The Alternative Fuel Infrastructure regulation will also support the deployment of alternative fuels infrastructure, including refuelling points for hydrogen.

One refuelling station will be available every 150 km along the TEN-T core network and in every urban node.

FUELEU MARITIME PROPOSAL

The FuelEU Maritime proposal covers all renewable and low-carbon fuels in maritime transport, including decarbonised hydrogen and decarbonised hydrogen-derived fuels (including methanol and ammonia).



EU EMISSIONS TRADING SYSTEM PROPOSAL

The EU ETS proposal will include the production of hydrogen with electrolyzers under the EU emissions trading scheme, making renewable and low-carbon facilities eligible for free allowances.

ENERGY TAXATION DIRECTIVE

The Energy Taxation Directive sets preferential tax rates for the use of renewable and low-carbon hydrogen for end-consumers.



The policy framework for hydrogen will be completed in December. The Commission will put forward proposals for hydrogen and the decarbonisation of gas markets, to set the regulatory approach for these sectors.

© European Union, 2021.
Reuse of this document is allowed, provided appropriate credit is given and any changes are indicated (Creative Commons Attribution 4.0 International license).
For any use or reproduction of elements that are not owned by the EU, permission may need to be sought directly from the respective right holders.
All images © European Union, unless otherwise stated.

Impulsando el Pacto verde Europeo

The Decisive Decade: Carbon Border Adjustment Mechanism

CARBON BORDER ADJUSTMENT MECHANISM

14 July 2021

As the EU raises its own climate ambition, but less stringent environmental and climate policies prevail in non-EU countries, there is a strong risk of so-called 'carbon leakage', which can shift emissions outside of Europe and seriously undermine EU and global climate efforts.

That's why the EU needs a new – green – mechanism for imports of goods from outside the EU: a system that puts a fair price on the carbon emitted during production, and that encourages cleaner industry in non-EU countries.

Carbon leakage occurs when industries transfer polluting production to other countries with less stringent climate policies, or when EU products are replaced by more carbon-intensive imports.

In its first phase, the CBAM will focus on goods most at risk of carbon leakage:

- 1 CEMENT
- 2 IRON & STEEL
- 3 ALUMINIUM
- 4 FERTILISER
- 5 ELECTRICITY

HOW WILL THE PROPOSED CBAM WORK?

Under the Commission's proposal, the CBAM will first be introduced in a transitional phase until the end of 2025.

Once fully in place as of 2026, it will work as follows:



EU importers of goods covered by the CBAM register with national authorities where they can also buy CBAM certificates. The price of the certificates will be calculated depending on the weekly average auction price of EU ETS allowances expressed in € / tonne of CO₂ emitted.

The EU importer must declare by 31 May each year the quantity of goods and the embedded emissions in those goods imported into the EU in the preceding year. At the same time, the importer surrenders the number of CBAM certificates that corresponds to the amount of greenhouse gas emissions embedded in the products.



If importers can prove, based on verified information from third country producers, that a carbon price has already been paid during the production of the imported goods, the corresponding amount can be deducted from their final bill.

Trasformación Energética: Hidrógeno Renovable y Subproductos

El impulso del "Green Ammonia" en el sector marítimo

El **amoníaco verde** es un combustible libre de carbono que potencialmente puede desempeñar un papel importante en la descarbonización del **transporte marítimo**.

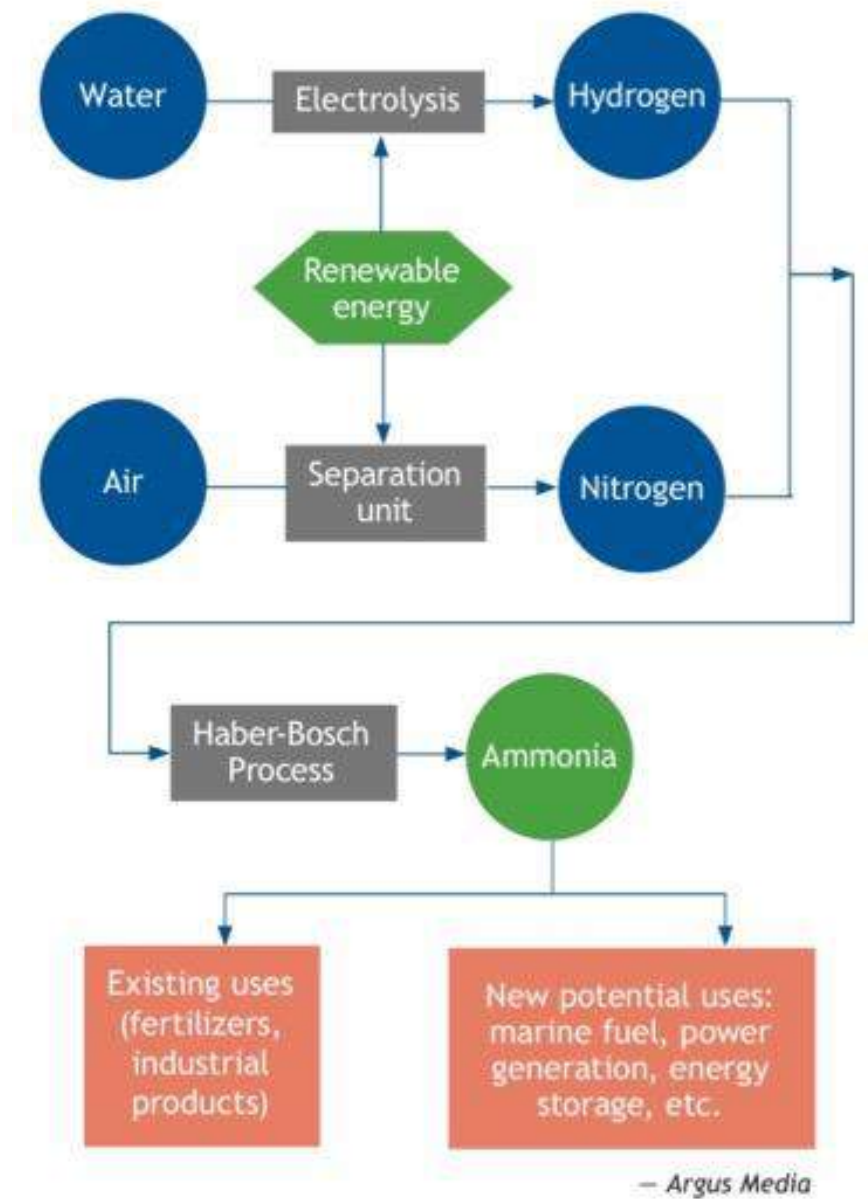
Worldwide ammonia ports



↑ Discharge ports
↓ Load ports

Fuentes:
DNV-GL Ammonia as a Marine Fuel GROUP TECHNOLOGY & RESEARCH, WHITE PAPER 2020
ArgusMedia: "Green Shift to create 1 billion tonne 'green ammonia' market? June 2020

Figure 10: Worldwide ammonia ports. Source: Navigator Gas



— Argus Media

Ammonia as a marine fuel: There is a growing interest in ammonia in the transportation sector as a shipping and marine fuel, primarily due to its zero-carbon emissions, and also due to its zero-sulphur content, which results in lower emissions of particulates and improved air quality, and ensures compliance with IMO 2020 and IMO 2050.



Contacto:

Antonio Perez Collar

CHao Founder

+34 639 763 331

aperezc@chanceandchoices.com

Web: chao.solutions

COMPETITIVENESS

Lean and flexible structure

HIGH WIDESPREAD EXPERIENCE

Senior professionals acknowledged in most energy fields and different business environment

AVAILABILITY AND AUTONOMOUS ADVICE

Taylor made team structure effectively available and suited to meet each customer's requirements with independent viewpoint

OPERATIONAL TOP CONTACTS NETWORK

Large arrangement of contacts at every company level consolidated through long business careers

CHao.Solutions



Hidrógeno Verde en México: El potencial de la transformación


Apoyo a la implementación de la Transición Energética en México (TrEM)

Alianza Energética entre México y Alemania | 28 de julio de 2021



Contenido

1. **Potencial mexicano** para la producción de **hidrógeno verde**
2. **Impactos** ambientales, sociales, y económicos de la adopción de hidrógeno
3. **Sector transporte:** la gran oportunidad para México
4. Hidrógeno verde en la **industria mexicana**
5. Oportunidades en el hidrógeno verde para **PEMEX y CFE**
6. Integración del H2 al **Sistema Eléctrico Nacional**
7. **Exportación** de hidrógeno verde desde México
8. **Conclusiones y recomendaciones**



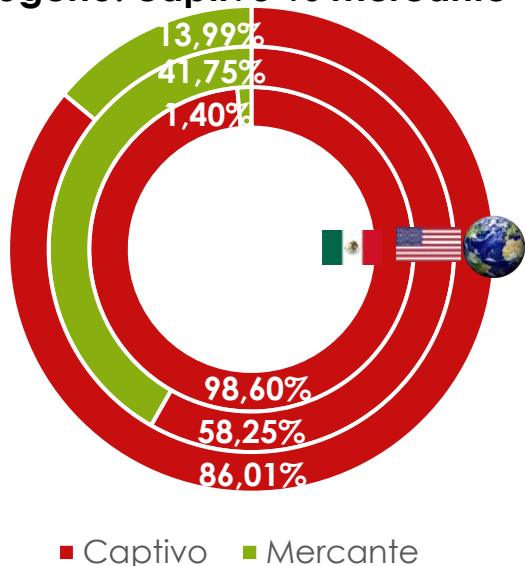
1. Potencial mexicano para la producción de hidrógeno verde

México tiene el potencial geográfico de instalar hasta 22 TW de capacidad de electrólisis en todo el país para producir H₂ verde con LCOHs promedio tan bajos como 2.55 USD/kg en 2030 y 1.22 USD/kg en 2050.

1. Contexto de los mercados de H2 en México y el mundo

En 2021 PEMEX es el productor y consumidor de > 98% de hidrógeno en México

Comparativa del mercado de hidrógeno: captivo vs mercante^[3]



MENSAJES CLAVE

- El mayor productor captivo de hidrógeno es PEMEX y sus principales usos son la hidro-desulfuración de combustibles y la producción de amoníaco.
- Existen empresas que producen su propio hidrógeno a través de electrolizadores de pequeña escala (<1MW), especialmente en el sector químico.
- El tamaño del mercado captivo del hidrógeno en México es 218,000 toneladas/año, aproximadamente^[1]
- El volumen de hidrógeno mercante representa 3,000 – 4,500 ton/año aproximadamente^[2]
- México tiene una participación de mercado comercial menor que el promedio mundial. Esto implica un menor número de actores involucradas en el ecosistema.

[1]: PEMEX, 2018. Libro Blanco 3. Suministro de Hidrógeno en Refinería Miguel Hidalgo, en Tula de Allende, Hidalgo

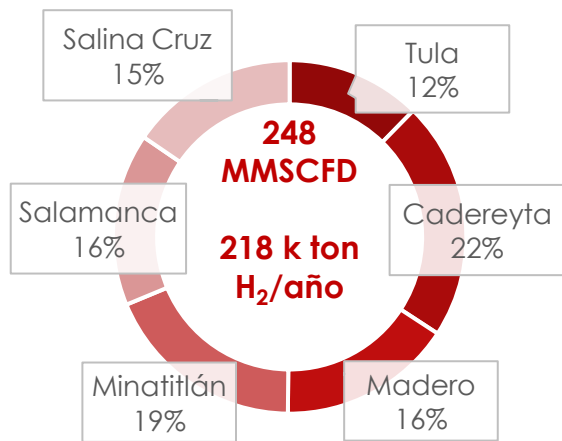
[2]: INEGI, 2019. Elaborado con información de EMIM del INEGI, rama 325, sub-rama 3251, código 325120.

[3]: DOE, 2019 - Current Hydrogen Market Size: Domestic and Global

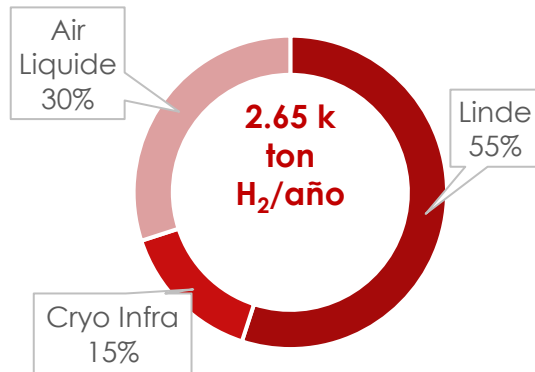
1. Distribución del mercado nacional de hidrógeno

El mercado de hidrógeno privado en México es liderado actualmente por tres compañías: Linde, Air Liquide y CryoInfra

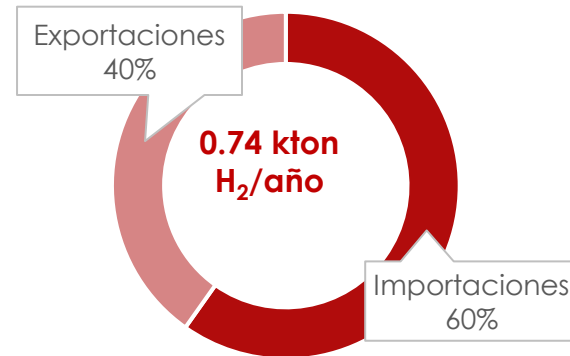
PEMEX Capacidad de producción de hidrógeno^[4]



Empresas gaseras - Capacidad de producción de hidrógeno^[5]



Mercado internacional de hidrógeno en México



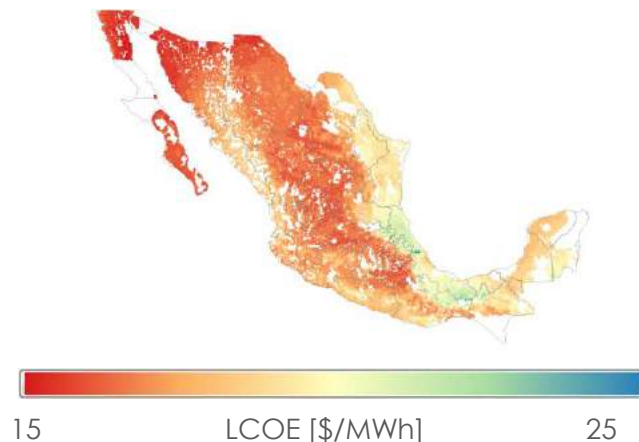
[4]: PEMEX, 2018. Libro Blanco 3. Suministro de Hidrógeno en Refinería Miguel Hidalgo, en Tula de Allende, Hidalgo.

[5]: Total Energy Mexico – Entrevista con Javier Fornuna, 2020

[6] – Secretaría de Economía 2020, con información de SIAVI: Sistema de Información Comercial por Internet 2019

1. Potencial renovable eólico y solar fotovoltaico de México

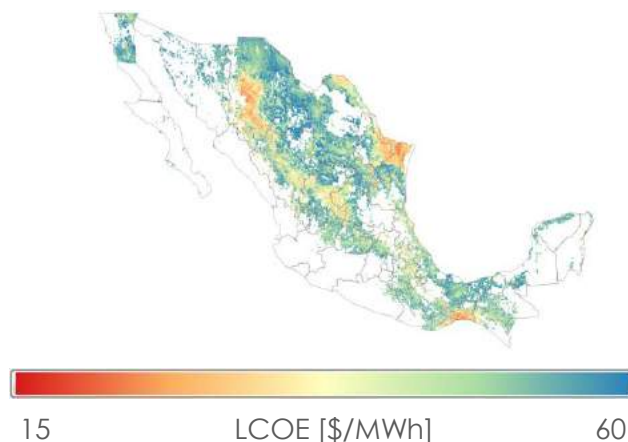
El potencial solar fotovoltaico es más de 10 veces mayor que el potencial eólico en México



- ~ **33%** del territorio nacional está **disponible** para instalaciones fotovoltaicas (~**650,000 km²**).



- **33.5 TW** de capacidad instalable con un **LCOE < 25 USD/MWh en 2050**



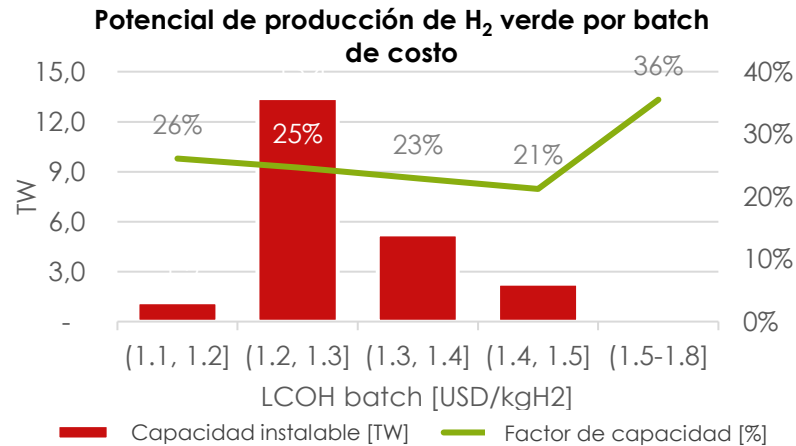
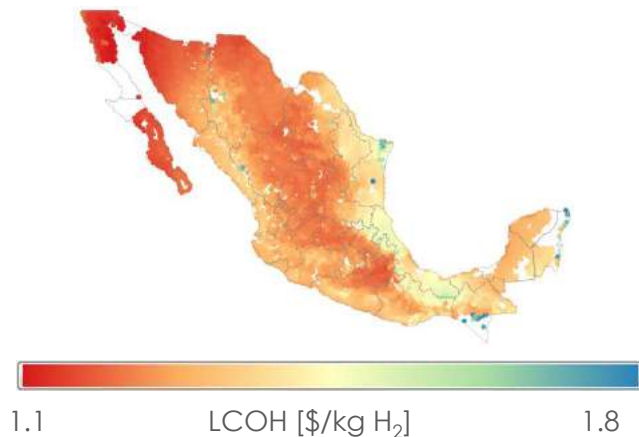
- ~ **22%** del territorio nacional está **disponible** para instalaciones eólicas (~**430,000 km²**).



- **2.7 TW** de capacidad instalada posible con un **LCOE < 60 USD/MWh**

1. Potencial de producción de hidrógeno verde en México

El potencial teórico técnico de producción de H₂ verde en México es casi 20 veces mayor al consumo mundial de hidrógeno en 2020



- **22 TW** de capacidad instalable de electrolisis PEM en todo el país.




- El **potencial de instalación de electrolisis** está dominado por la energía solar fotovoltaica.



- El **noroeste** del país tiene el **mayor potencial de producción** de H₂ verde **barato**



- México podría producir hasta **1,400 millones de ton H₂ (47 PWh₂)** anualmente



2. Impactos ambientales, sociales y económicos de la adopción del hidrógeno

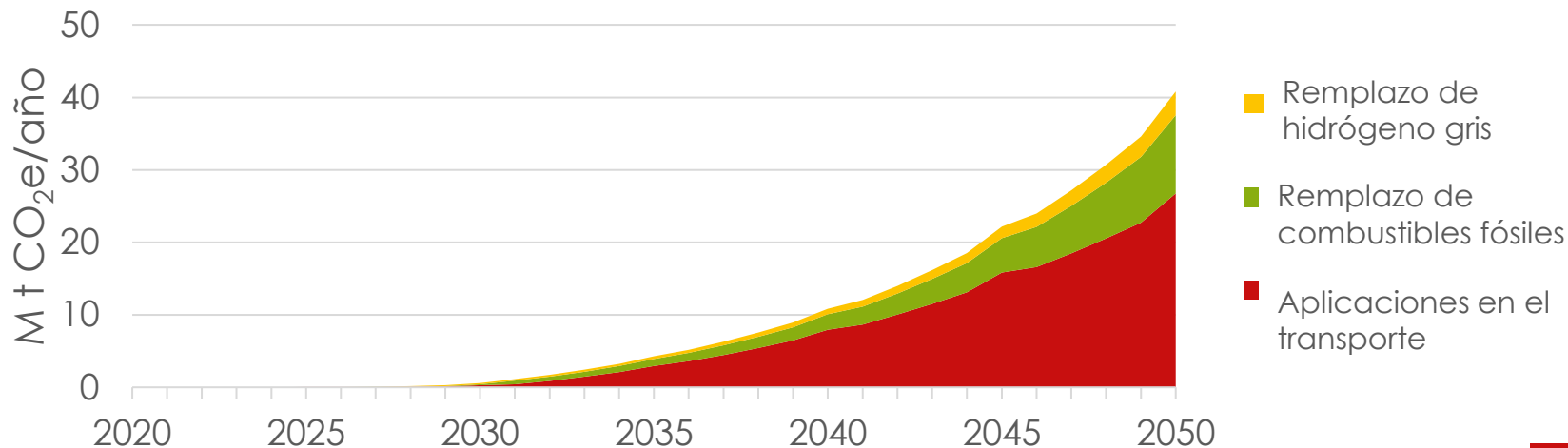
En México, este energético podría generar más de 90,000 empleos a través de 8,000 millones de USD en inversión acumulada, al tiempo que podrían dejarse de emitir 300 millones de toneladas de CO2 de 2021 a 2050.

2. Impacto ambiental de la adopción del hidrógeno verde

Debido a su temprana competitividad económica y adopción el sector transporte será el que más emisiones de GEI elimine hacia 2050

De 2021 a 2050 casi **300 MtCO₂e/año** podrían evitarse mediante la introducción de hidrógeno verde en México, 2/3 correspondiente a FCEV para el transporte público y de carga.

Emisiones de GEI evitadas por la introducción del hidrógeno verde en México



2. Generación de empleos en México por la adopción del H₂

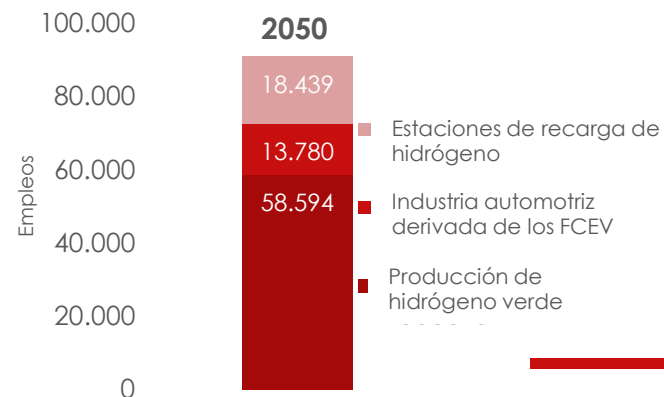
Hacia 2050, tan solo el sector de producción de hidrógeno verde podría generar casi 60 mil empleos

- ▶ Más de 90,000 personas podrían ser empleadas por el sector del hidrógeno en México en 2050.



Número proyectado de empleos creados en el sector del hidrógeno verde en México

Empleos creados por el H ₂ verde en MX	Empleos en 2030	Empleos en 2050
Producción de hidrógeno	1,596	58,594
Construcción e Instalación	765	34,701
O&M	356	16,154
Fabricación Nacional de Electrolizadores	475	7,739
FCEVs – Industria automotriz	186	13,780
Estaciones de recarga de hidrógeno (HRS)	363	18,439
Empleos Directos HRS	90	4,580
Empleos Indirectos HRS	273	13,859
Total de empleos creados	2,145	90,813



2. Tamaño del mercado DE H₂ en México: Industria y Energía

El tamaño del mercado de H₂ verde en México podría superar los 5,700 millones de USD anuales en 2050

Mercado de H₂ verde PEMEX & CFE

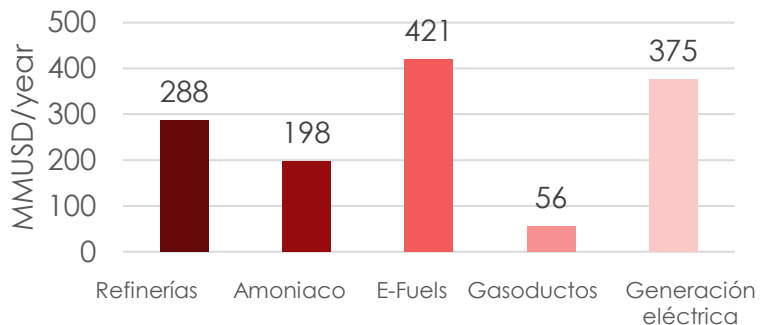
- ▶ **1,300 millones USD/año en 2050**
- ▶ PEMEX: 31% en combustibles sintéticos, 22% en refinerías y 15% en amoníaco
- ▶ CFE: 28% en turbinas de hidrógeno, 4% en inyección de H₂ en la red de gas
- ▶ **4,300 millones USD invertidos (2021-2050)**

Mercado de H₂ verde en el sector privado

- ▶ **800 millones USD/año en 2050.**
- ▶ Minería: 44% en reducción de minerales, 36% en camiones mineros, 6% en usos térmicos
- ▶ Industria química: 8%
- ▶ Cemento: 6%
- ▶ **2,600 millones USD invertidos (2021-2050)**

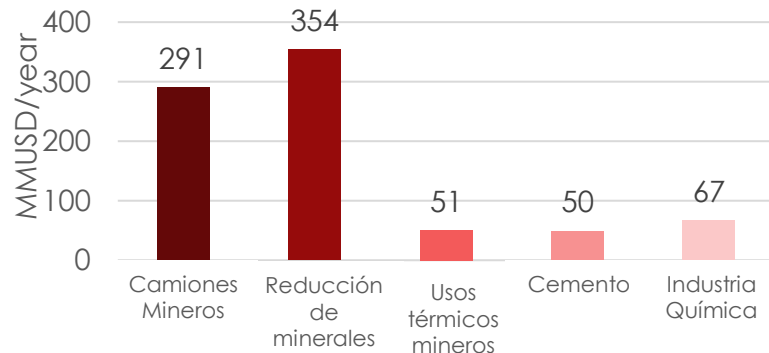
Mercado de H₂ verde en México 2050

PEMEX y CFE



Mercado de H₂ verde en México 2050

Sector Privado



2. Tamaño del mercado del H₂ en México: Transporte Pesado

El mercado de suministro de hidrógeno comprimido en HRS para FCEV pesados en México podría llegar a 6 mil millones USD en 2050

Mercado de H₂ verde en el transporte público

- ▶ **2,000 millones USD/año en 2050 en HRS**
- ▶ 1,200 millones USD/año de costo de producción del H₂ verde

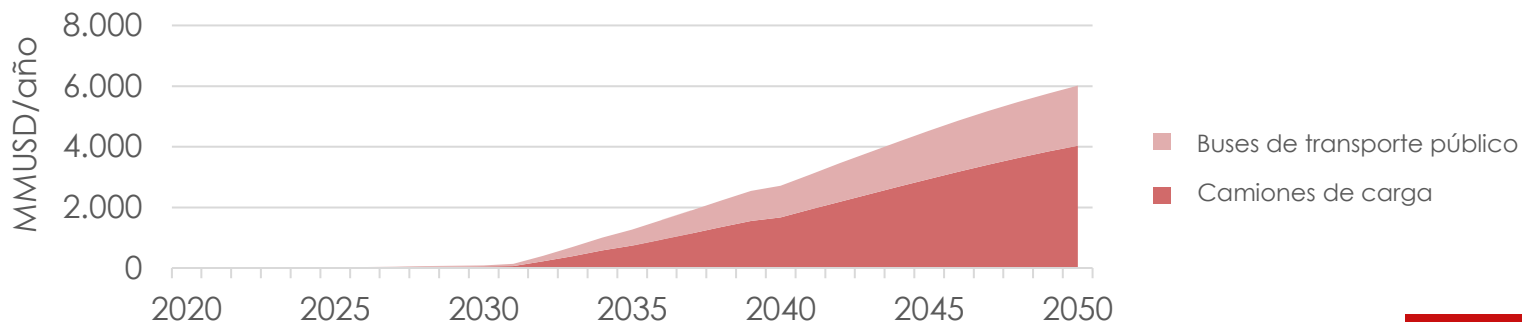
Mercado de H₂ verde en el transporte de carga

- ▶ **55 millones USD/año en 2030 en HRS**
- ▶ **4,000 millones USD/año en 2050 en HRS**
- ▶ 2,400 millones USD/año de costo de producción del H₂ verde

- ▶ **8,500 millones de USD en inversiones para la producción de H₂ verde (2021-2050)**

El hidrógeno se comprime a 350 bar (H35) para ser entregado en estaciones de recarga de hidrógeno (HRS), lo que aumenta su costo de suministro.

Tamaño del mercado de hidrógeno en México para el transporte



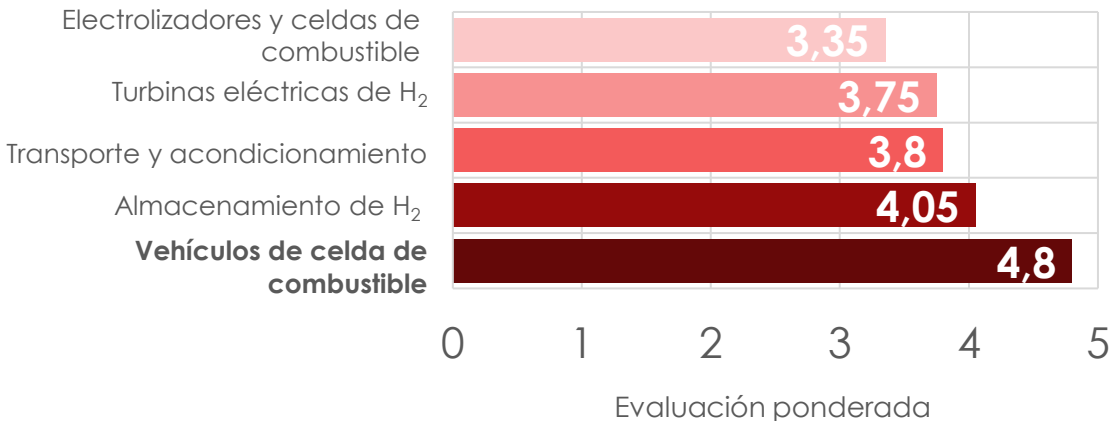
2. Desarrollo de nuevas industrias manufactureras en México

México cuenta con las capacidades industriales para ser parte de los países productores de tecnologías para la producción y uso del H₂


Industrias base para la competitividad en la fabricación de tecnologías de hidrógeno verde en México:

- Fabricación metal-mecánica
- Componentes para gases industriales
- Aeroespacial
- Automotriz

Competitividad en manufactura de FCEV



México podría convertirse en un fabricante líder de FCEVs y ser competitivo en la fabricación de turbinas eléctricas de hidrógeno, tanques de almacenamiento, compresores y tuberías.



3. Sector transporte: la gran oportunidad para México

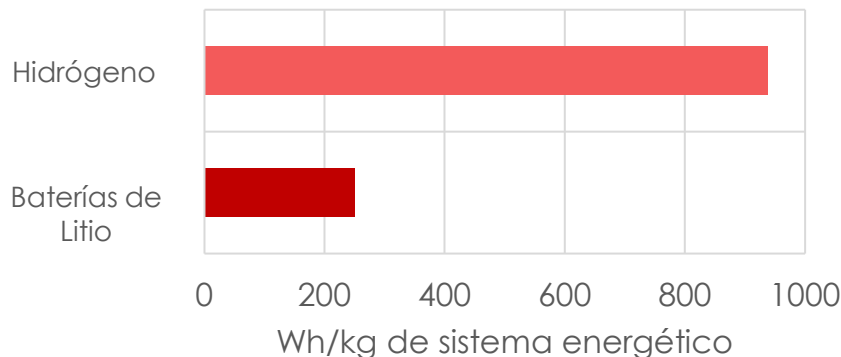
En esta sección se analizan las oportunidades para México en dos segmentos donde se prevé que el H2 tenga una gran influencia: buses para el transporte público de pasajeros y camiones de carga pesada.

3. Relevancia del hidrógeno en la movilidad

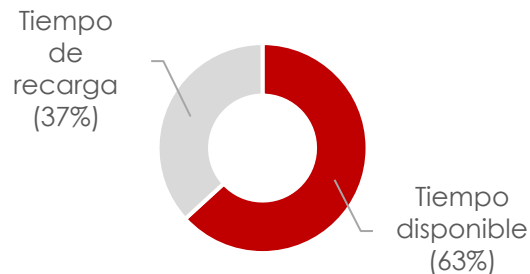
Por sus características termodinámicas, el hidrógeno puede alimentar sistemas de alta demanda energética

- Los sistemas de H2 cuentan con mayor densidad energética, permitiendo satisfacer demandas de sistemas intensivos y pesados
- Los vehículos de carga pesada de baterías (BEV) pueden operar hasta 15 horas, con 9 horas de recarga, mientras que los FCEV tendrían una disponibilidad máxima mayor a 23 horas por día.
- Por el peso de los sistemas de almacenamiento, un camión BEV perdería el 33% de su capacidad de carga, mientras que un FCEV perdería solo el 8%

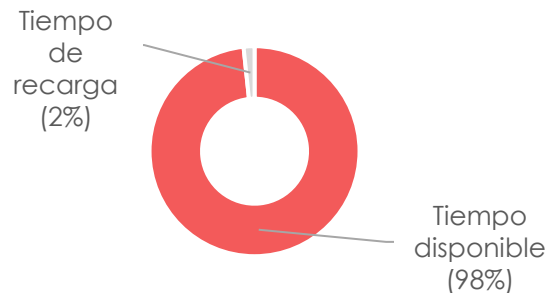
Energía específica de las baterías de iones de litio e hidrógeno comprimido



BEV – Disponibilidad de camiones pesados



FCEV – Disponibilidad de camiones pesados

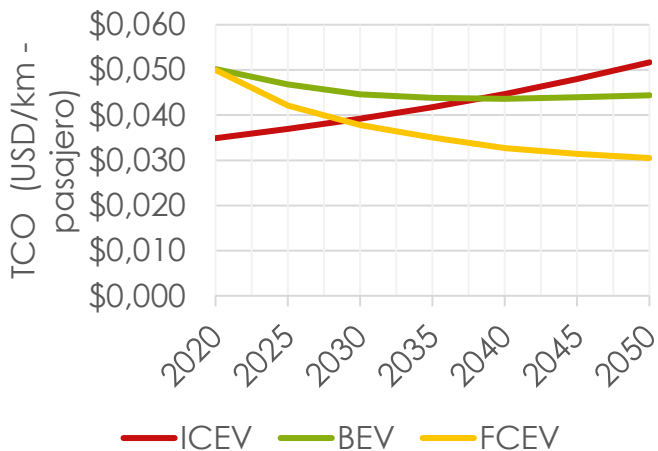


3. Costo total de PROPIEDAD (TCO) de buses y camiones de carga

Tanto los autobuses de transporte público como los camiones de carga pesada FCEV podrían ser competitivos en costos antes de 2030

- Los vehículos FCEV alcanzan su punto de equilibrio con el ICEV antes que el BEV cuando se analiza el TCO en USD / km por tonelada o pasajeros.
- Los **vehículos eléctricos**, al ser opciones más baratas que la alternativa fósil, **coexistirán**, cubriendo diferentes necesidades de movilidad en cada segmento.

TCO* de Autobuses de transporte público

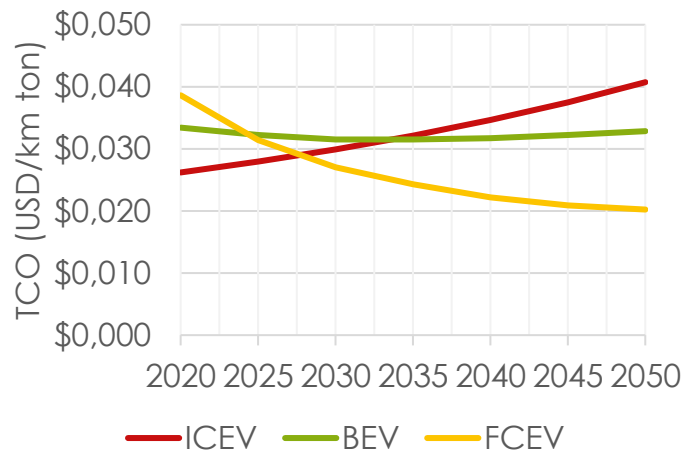


Equilibrio
BEV-FCEV
(ICEV-FCEV)

2024
(2028)

2021
(2029)

TCO** de Camiones de carga pesada



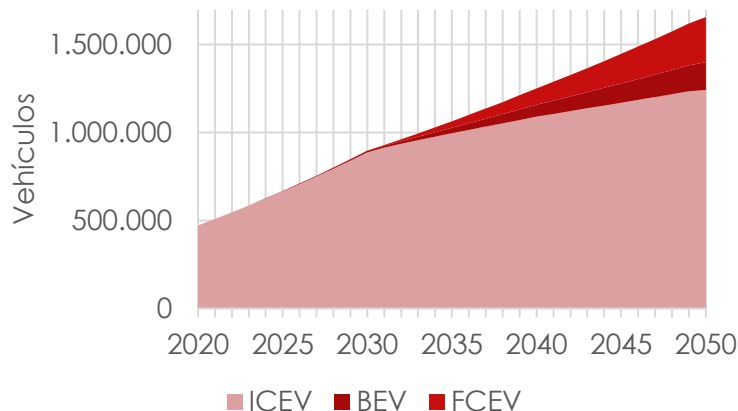
*TCO considera recorridos de 65,000 km/año

**TCO considera recorridos de 160,000 km/año

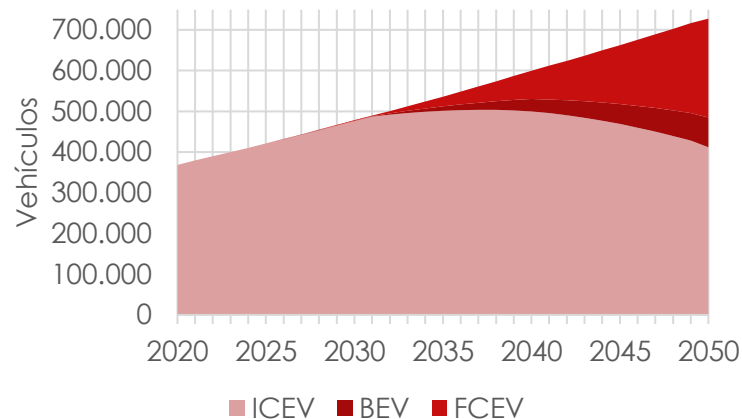
3. Penetración de vehículos eléctricos en los segmentos estudiados

Cerca de 500 mil FCEVs en transporte público y de carga en 2050

Penetración de **buses** eléctricos de pasajeros



Penetración de **camiones** eléctricos de carga



- Los **buses FCEV serán la opción más competitiva para 2030 para el transporte público en México**, alcanzando casi **2,000 unidades en ese año** y creciendo rápidamente llegar a más de **un cuarto de millón de buses FCEV en 2050**.
- La flota de camiones de carga FCEV crecerá a un ritmo mucho más rápido que los BEV, alcanzando el 80% de la flota eléctrica y casi **un tercio de todos los camiones de carga pesada en México para 2050** (más de 240,000 unidades). Hacia 2035, la flota de camiones de carga pesada de combustión interna podría ver su máximo histórico en México

3. Demanda de hidrógeno verde para la movilidad en México

Hacia 2050, más de 1700 kton H₂ anuales serán necesarias para la movilidad en México, dispensadas en aproximadamente 450 estaciones

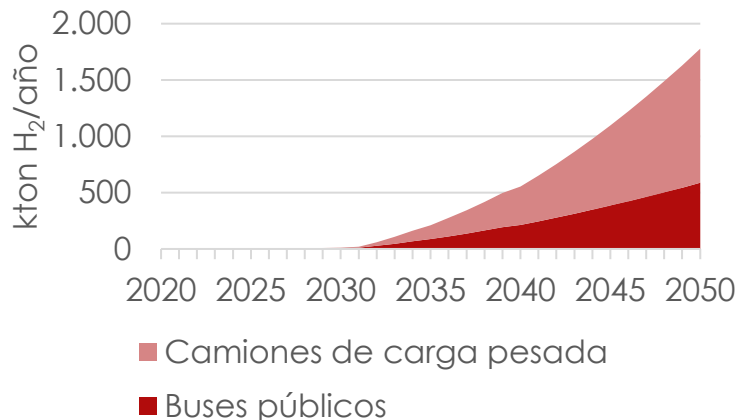
2030

- **13 kton H₂/año** tanto para autobuses de transporte público como para camiones de carga pesada
- **341 HRS** (Hydrogen Refueling Stations) en todo el país

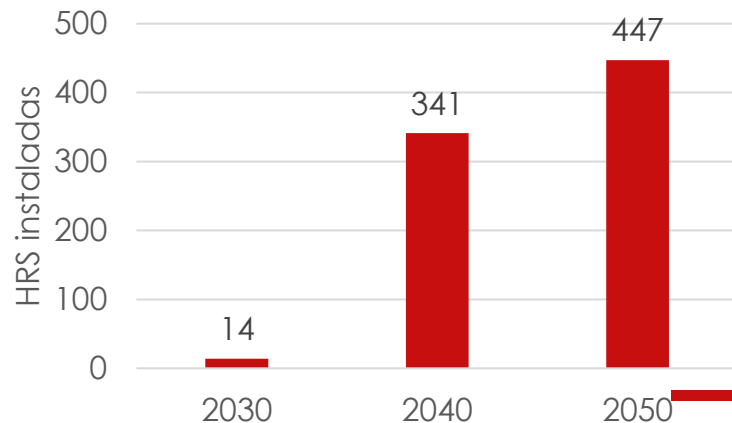
2050


- **>1,750 kton H₂/año** tanto para autobuses de transporte público como para camiones de carga pesada
- **447 HRS** en todo el país. Solo se considera H₂ a 350 bar (H35), las HRS para H₂ de 700 bar (vehículos particulares) deben estudiarse de forma independiente.

Demanda de hidrógeno verde para autobuses y camiones FCEV



Estaciones de recarga de hidrógeno H35 acumuladas 2030-2050



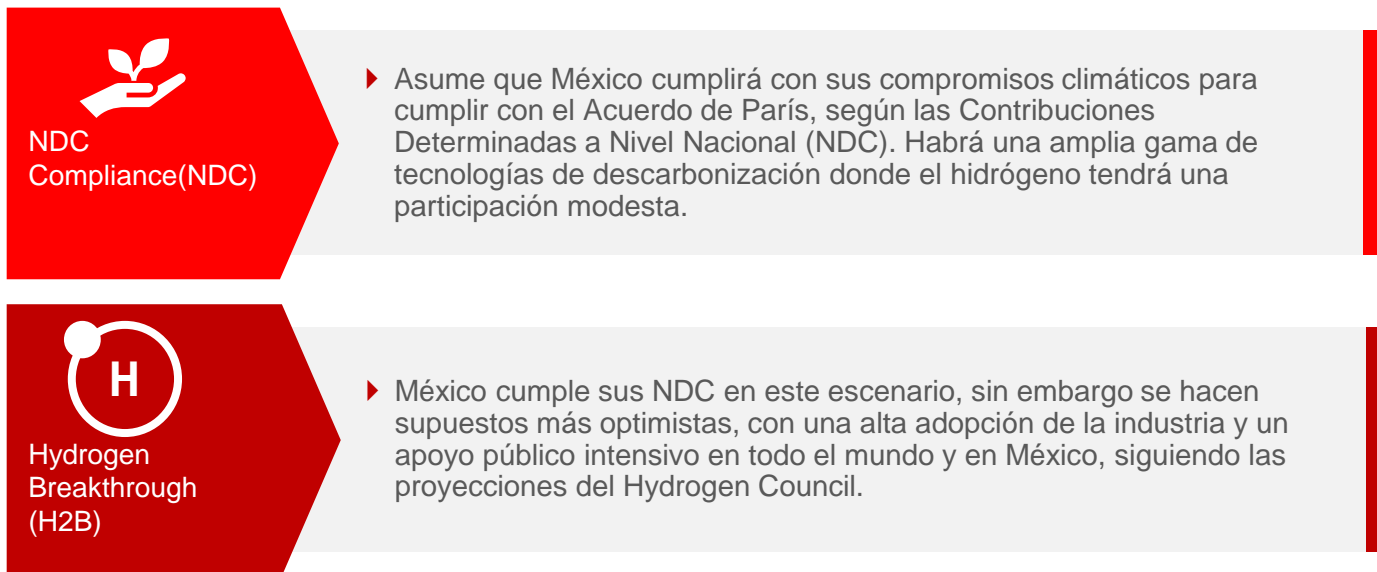


4. Hidrógeno verde en la industria mexicana

En el sector industrial privado, el hidrógeno servirá como un nuevo energético para satisfacer demandas en segmentos de calor industrial o movilidad y fungirá como una materia prima renovable para aplicaciones como la reducción de acero.

4. Escenarios de demanda de hidrógeno en México

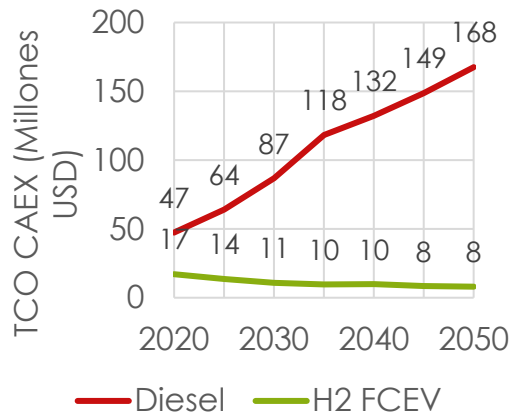
El cumplimiento de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional como guía para ambos escenarios. Distintas evoluciones del hidrógeno.



4. LCOH Objetivo en los usos del H₂ verde en el sector privado (H2B)

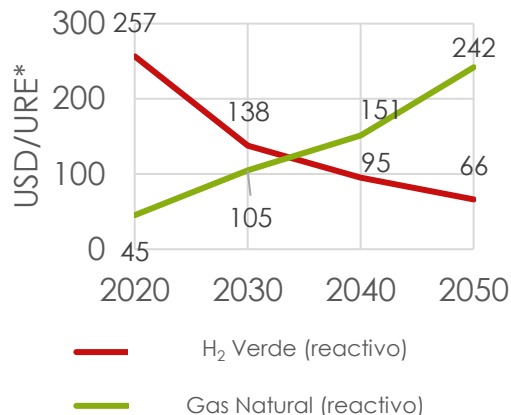
A pesar de que los CAEX mineros de H₂ ya son una opción viable económicamente, están limitados por su escasa capacidad de producción

TCO de Camiones de Extracción Minera



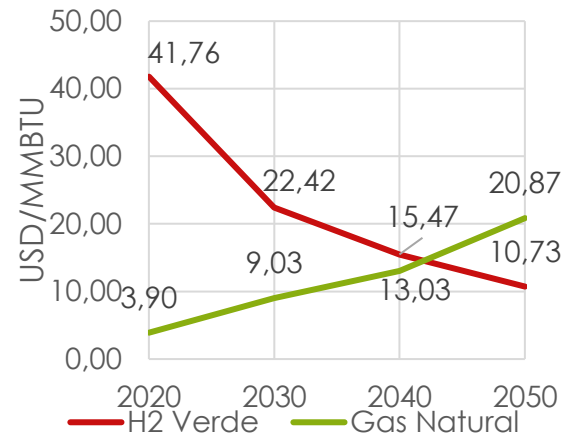
El hidrógeno **sustituye al diésel** utilizado en los grandes camiones de **extracción minera a cielo abierto**.

Reducción de minerales (Fe, Cu)



El hidrógeno **sustituye al gas natural** utilizado como **reactivo químico** en la **reducción de minerales** de acero, cobre y otros metales.

Aplicaciones térmicas del H₂



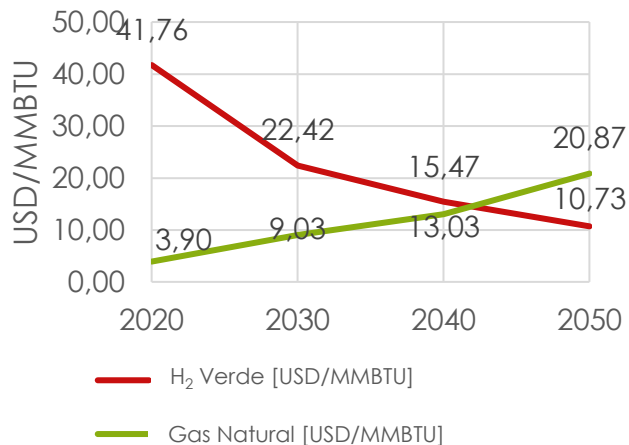
El hidrógeno **sustituye al gas natural** y a otros **combustibles** utilizados en la minería como **fuentes de calor**.

*URE: Unidad Reactiva Equivalente

4. LCOH Objetivo en los usos del H₂ verde en el sector privado (H2B)

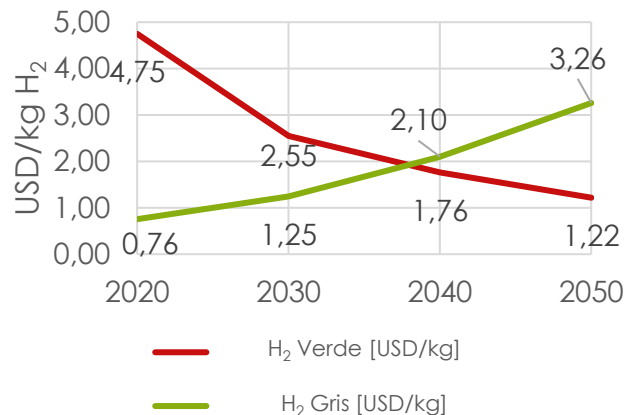
El hidrógeno gris, al ser un derivado del gas natural, alcanza paridad de costo con el H₂ verde antes que el uso directo de gas como combustible

Aplicaciones térmicas industriales del H₂



El hidrógeno **sustituye al gas natural** y a otros **combustibles** utilizados en la minería como **fuentes de calor**.

Hidrogeno verde como remplazo de hidrógeno gris



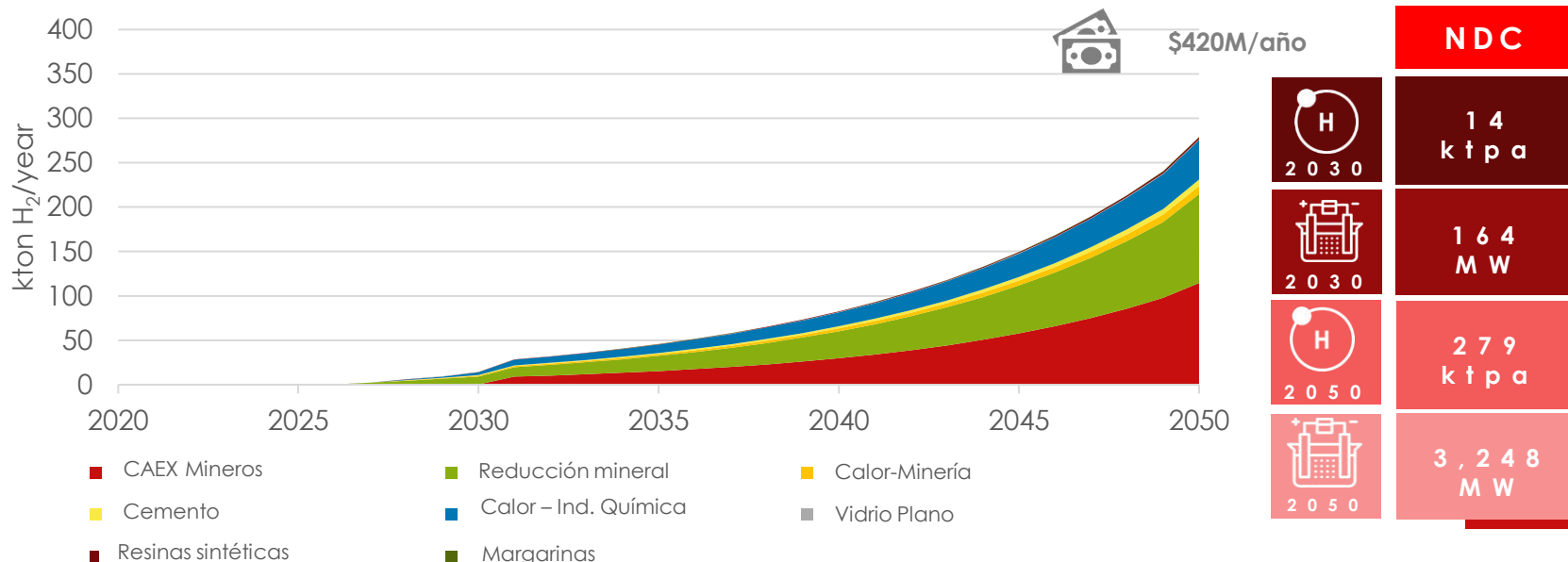
El hidrógeno verde **sustituye al hidrógeno gris** consumido por la industria química y de alimentos como **materia prima**.

4. Consumo de hidrógeno en el sector privado (NDC)

En el escenario NDC-C, los camiones mineros se mantienen como la tecnología más prometedora del H₂ para el sector privado

- El hidrógeno verde tendría dificultades para alcanzar la competitividad económica en México para la mayoría de las aplicaciones en este escenario
- Para 2050, la demanda acumulada de hidrógeno verde para todas las aplicaciones para el sector privado será de 280 kton/año

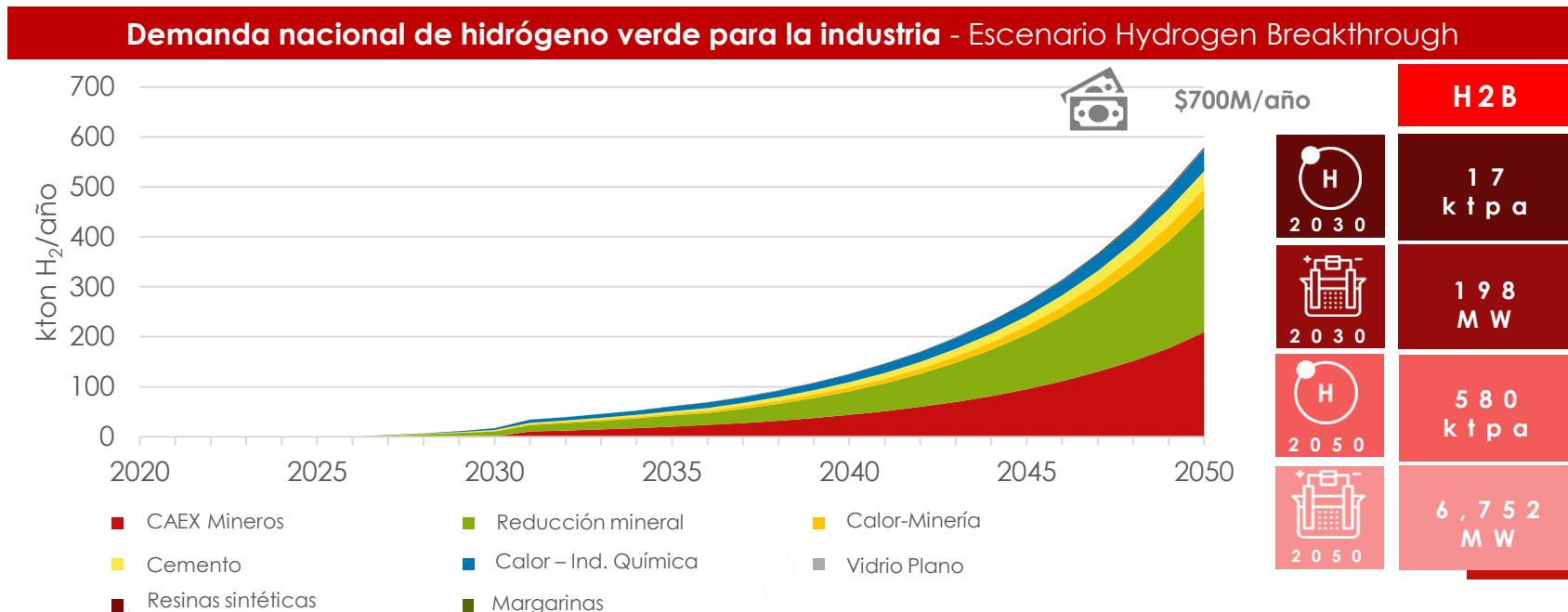
Demanda nacional de hidrógeno verde para la industria - Escenario NDC Compliance




4. Consumo de hidrógeno en el sector privado (H2B)

La reducción de acero y los camiones de extracción minera serían las aplicaciones que más H₂ demanden en 2050 en este escenario

- Los proyectos piloto que se desarrollen en la década de 2020-2030 podrían alcanzar los 17 kton H₂/año
- Los camiones mineros y la reducción de minerales son aplicaciones atractivas, que en conjunto representan casi el 80% de la demanda proyectada para 2050.





5. Oportunidades en hidrógeno verde para PEMEX y CFE

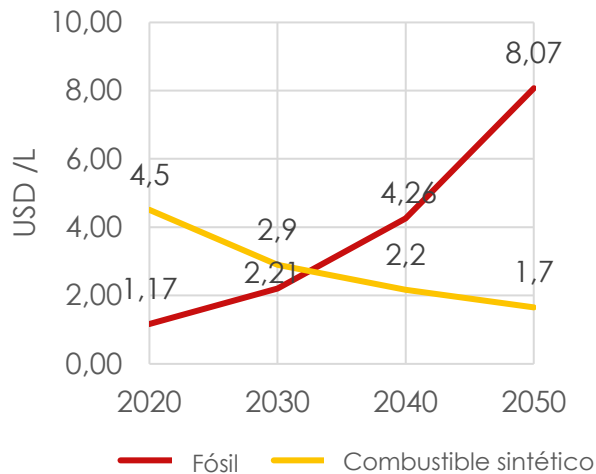
Las empresas paraestatales mexicanas tendrán una oportunidad de descarbonizar sus operaciones y de adoptar sus nuevos usos. PEMEX es el mayor productor y consumidor de H₂ actualmente, mientras que CFE es un importante operador de gasoductos y el mayor generador de electricidad en México.

5. Análisis del caso de los combustibles sintéticos (E-fuels)

La paridad de costo entre los combustibles líquidos fósiles y los sintéticos podría depender fuertemente de los impuestos al CO₂

- El costo de la energía suministrada por litro de queroseno se compara con el costo de los combustibles sintéticos.
- La **paridad de costos** de los combustibles sintéticos se logra cerca de **2050 en NDC Compliance** y poco **después de 2030 en Hydrogen Breakthrough**.

LCOH E-fuels - Hydrogen Breakthrough

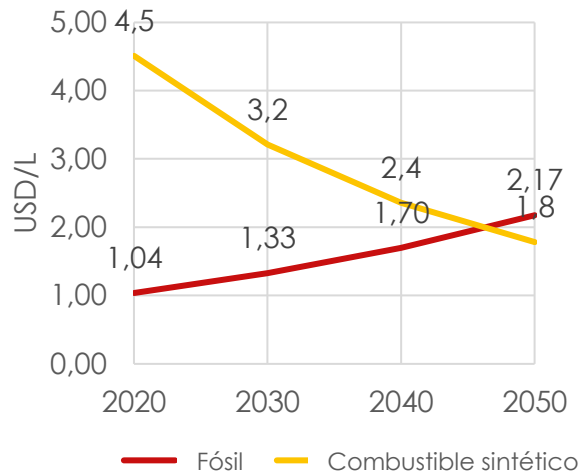


Cost parity

2 0 3 2

2 0 4 6

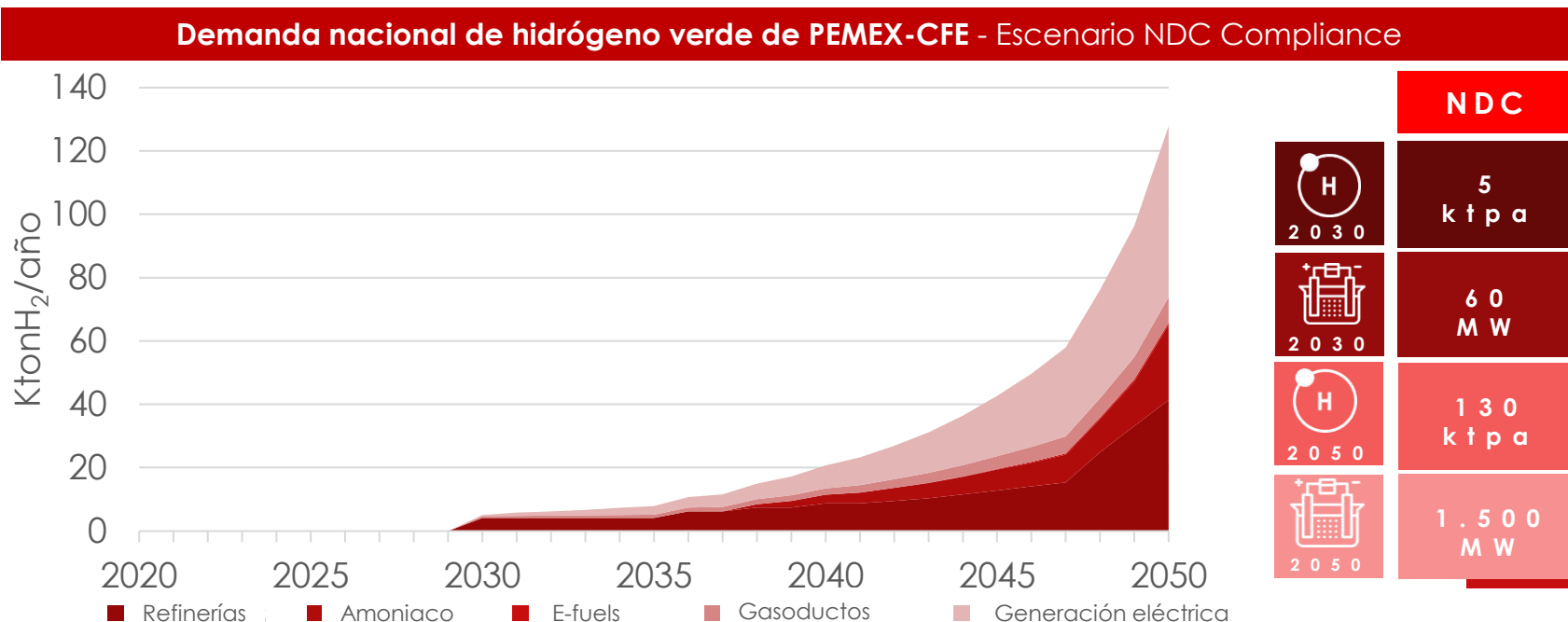
LCOH E-fuels - NDC Compliance



5. Consumo de hidrógeno en PEMEX y CFE (NDC)

En el escenario NDC, la generación eléctrica podría ser la aplicación de mayor demanda de hidrógeno para la CFE

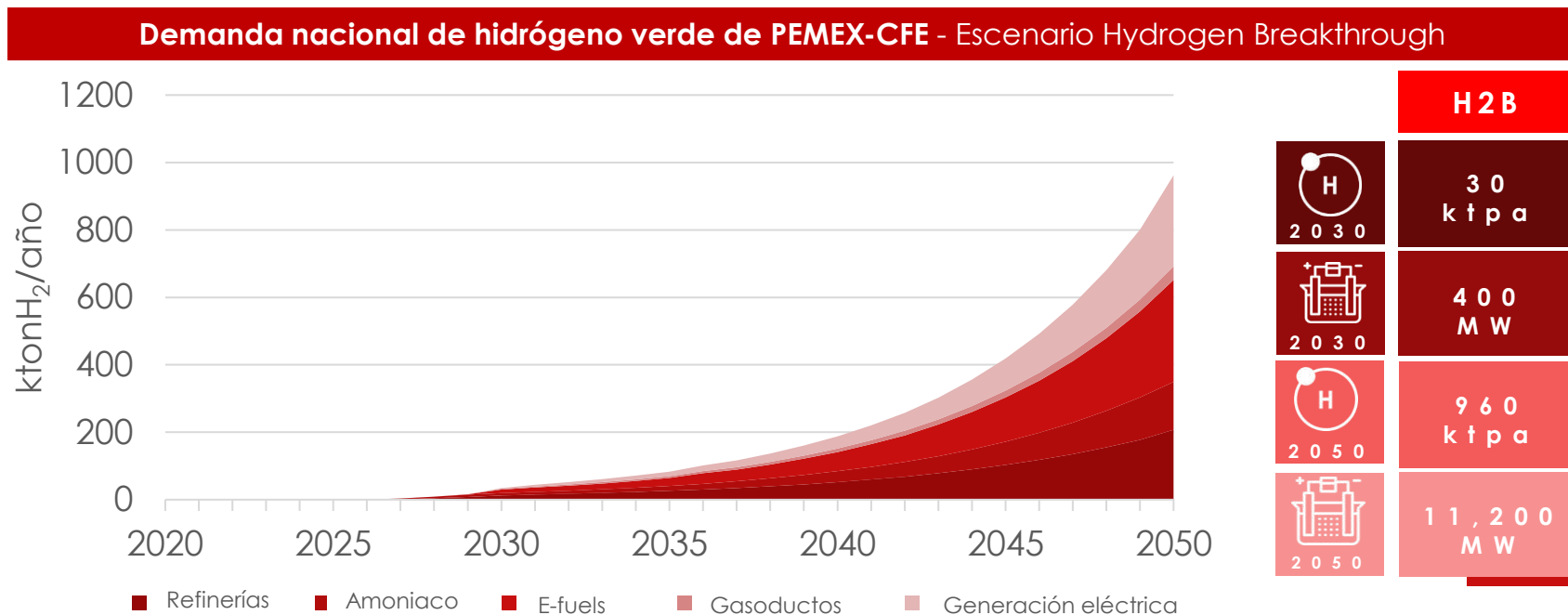
- El hidrógeno verde tendrá dificultades para alcanzar la competitividad económica en México para la mayoría de las aplicaciones.
- La demanda de hidrógeno podría comenzar a aumentar cerca de 2050 a medida que alcance la paridad de costos con las tecnologías convencionales.



5. Consumo de hidrógeno en PEMEX y CFE (H2B)

Los combustibles sintéticos o e-fuels podrían ser la aplicación que mayor volumen de H₂ demandaría en los negocios de PEMEX

- Los proyectos piloto se establecerían en la década de 2020 y para 2030 el consumo comenzaría a aumentar alcanzando los 100 kton H₂/año en 2035.
- Los combustibles sintéticos alcanzarían la paridad de costos en 2032 bajo este escenario y demandarían las mayores cantidades de H₂ hacia mediados de siglo para el sector aviación.





6. Integración del hidrógeno al Sistema Eléctrico Nacional

El hidrógeno, a través de los electrolizadores y las turbinas de cogeneración de H₂ permitirá la adopción de una mayor participación de las fuentes renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) al contribuir a mitigar la intermitencia y aumentar la confiabilidad del sistema.

6. Simulación del sistema Eléctrico Nacional y del sistema Mulegé

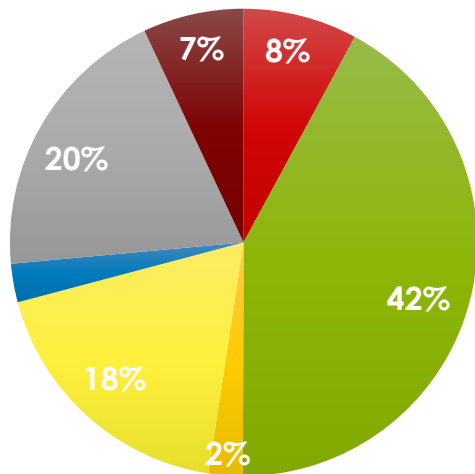
Evaluación del impacto de la adopción de H₂ en el despliegue de energía renovable variable (VRES)

Sistema Eléctrico Nacional	BaU2020	▶ “Business as Usual” - Escenario de control utilizado para comparar y normalizar los resultados
	BaU2030	▶ Escenario a medio plazo bajo características previsibles del sistema
	H2MX2030	▶ Escenario a medio plazo bajo características previsibles del sistema e integración del hidrógeno
	BaU2050	▶ Escenario a largo plazo con características óptimas de costos
	H2MX2050	▶ Escenario a largo plazo con características óptimas de costo e integración de hidrógeno
Mulegé	ZERO*	▶ Diseño optimizado en costos de un sistema cero emisiones sin integración de hidrógeno
	H2-ZERO*	▶ Diseño optimizado en costos de un sistema cero emisiones sin integración de hidrógeno con integración de hidrógeno

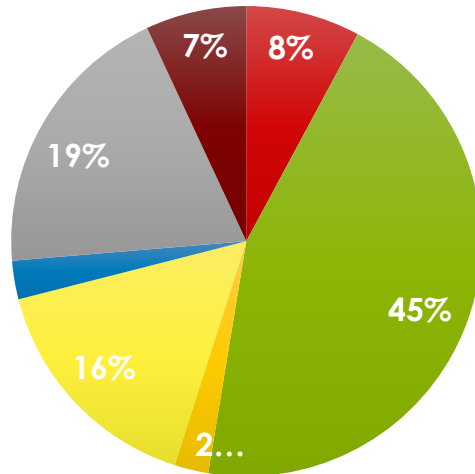
6. Estado actual del sistema eléctrico nacional

El Sistema Eléctrico Nacional depende en un 45% del gas natural

PRODESEN19



BaU2020



■ Carbón ■ Gas Natural ■ Nuclear ■ Otros combustibles fósiles ■ PV ■ RES ■ Viento

MENSAJES CLAVE

COSTO TOTAL ANUAL (TAC):
35 MIL MILLONES USD

COSTO PROMEDIO DE LA ELECTRICIDAD:
100 USD/MWh

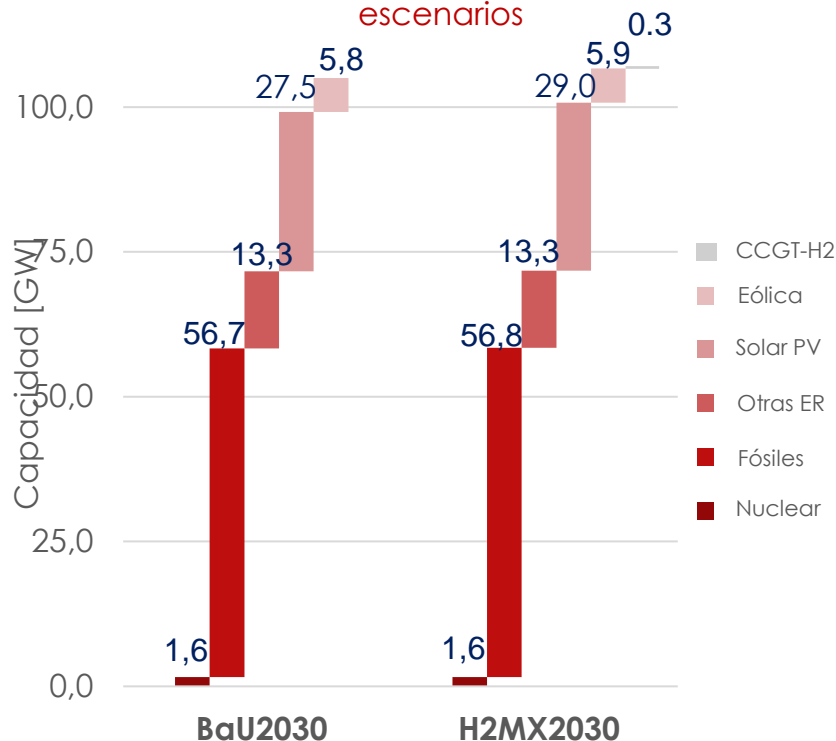
EMISIONES ANUALES DE CO₂:
116 MILLONES DE TON

Para este y el resto de modelos solo se incluyen los costos operativos de combustible, generación, conversión, almacenamiento y transmisión de la red. El costo de capital de la red, la red de distribución, los impuestos y otras cargas no incluyen debido a la falta de información públicamente disponible.

6. Sistema eléctrico mexicano en 2030

Rumbo a 2030, México podría instalar hasta 300 MW de generación eléctrica a partir de hidrógeno verde

Capacidad instalada en el sistema eléctrico mexicano para 2030 bajo dos escenarios



RESULTADOS



➤ **Capacidades instaladas similares para 2030** en ambos escenarios. Pequeños cambios por el uso de H₂ en esta década



➤ **100 MW adicionales de energía eólica y 1,5 GW de energía solar** favorecidos con la integración del hidrógeno para 2030

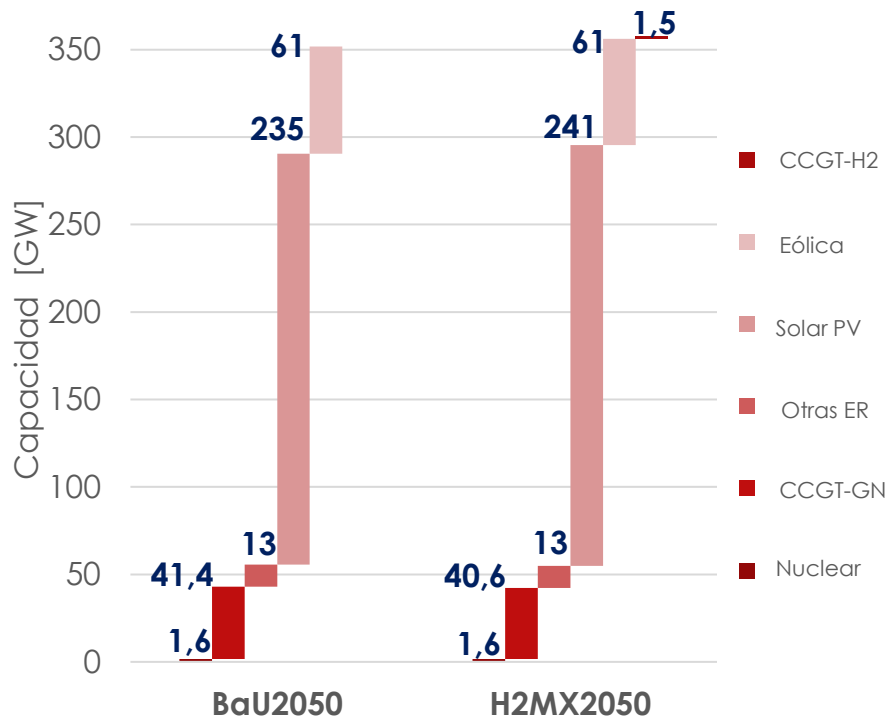


➤ La **re-electrificación de 300 MW por CCGT-H2** podría desarrollarse en México hacia 2030

6. Sistema eléctrico mexicano en 2050

Para 2050, hasta 1.5 GW de capacidad eléctrica instalada podrían ser de turbinas alimentadas con hidrógeno verde en México

Capacidad instalada en el sistema eléctrico mexicano para 2050 bajo dos escenarios



RESULTADOS



➤ Más de **350 GW de capacidad instalada** total del sistema para 2050 en ambos escenarios.



➤ **~88%** de la capacidad instalada son de **energías renovables en 2050**



➤ La energía **solar fotovoltaica** tiene la **mayor cuota de mercado** con **~67%**. La **eólica** participa con el **17%**, y **CCGT-NG** con el **12%**.



➤ La geotermia y los **combustibles fósiles no son competitivos para 2050** según las características de simulación.

6. Distribución de capacidades de producción y uso del H₂

Debido a su alta demanda de energía eléctrica, la región central del país sería el principal consumidor de H₂ en el SEN

Capacidad instalada de electrólisis PEM y CCGT-H₂ por región en el escenario H2MX2050



▶ La **electrólisis** PEM es impulsada por centros de demanda y **recursos solares**.



▶ Hacia 2050, habría alrededor de **3 veces más** capacidad de **electrólisis que CCGT-H₂**.



▶ Los **CCGT-H₂** son la **tecnología preferida** bajo la resolución temporal modelada.

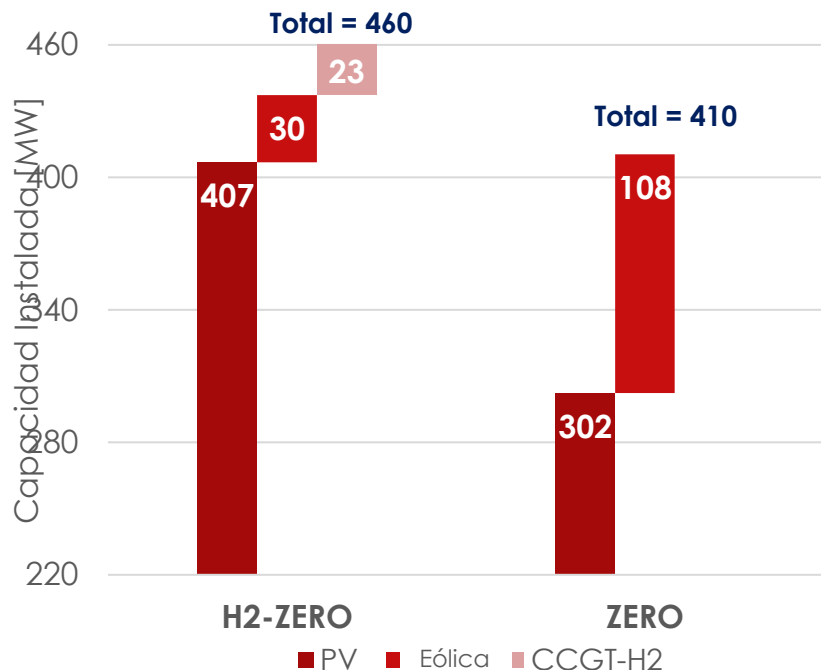


▶ **Otras tecnologías** de re-conversión **de H₂** se pueden estudiar en un análisis más profundo.

6. Sistema Eléctrico Mulegé 2050

El uso de hidrógeno verde en el sistema Mulegé podría disminuir la capacidad instalada de energía eólica y aumentar el uso de la solar PV

Capacidad instalada para el sistema Mulegé renovable para 2050 en dos escenarios



RESULTADOS



➤ La energía **fotovoltaica domina** los sistemas renovables de Mulegé para **2050**, pero es mucho más fuerte en el escenario **H2-ZERO**.



➤ La energía **eólica pierde participación** por la integración del **hidrógeno** para favorecer una energía **fotovoltaica más barata**.



➤ Se necesitarían **23 MW de CCGT-H2 en 2050** para re-electrificar hidrógeno en el Sistema Mulegé.

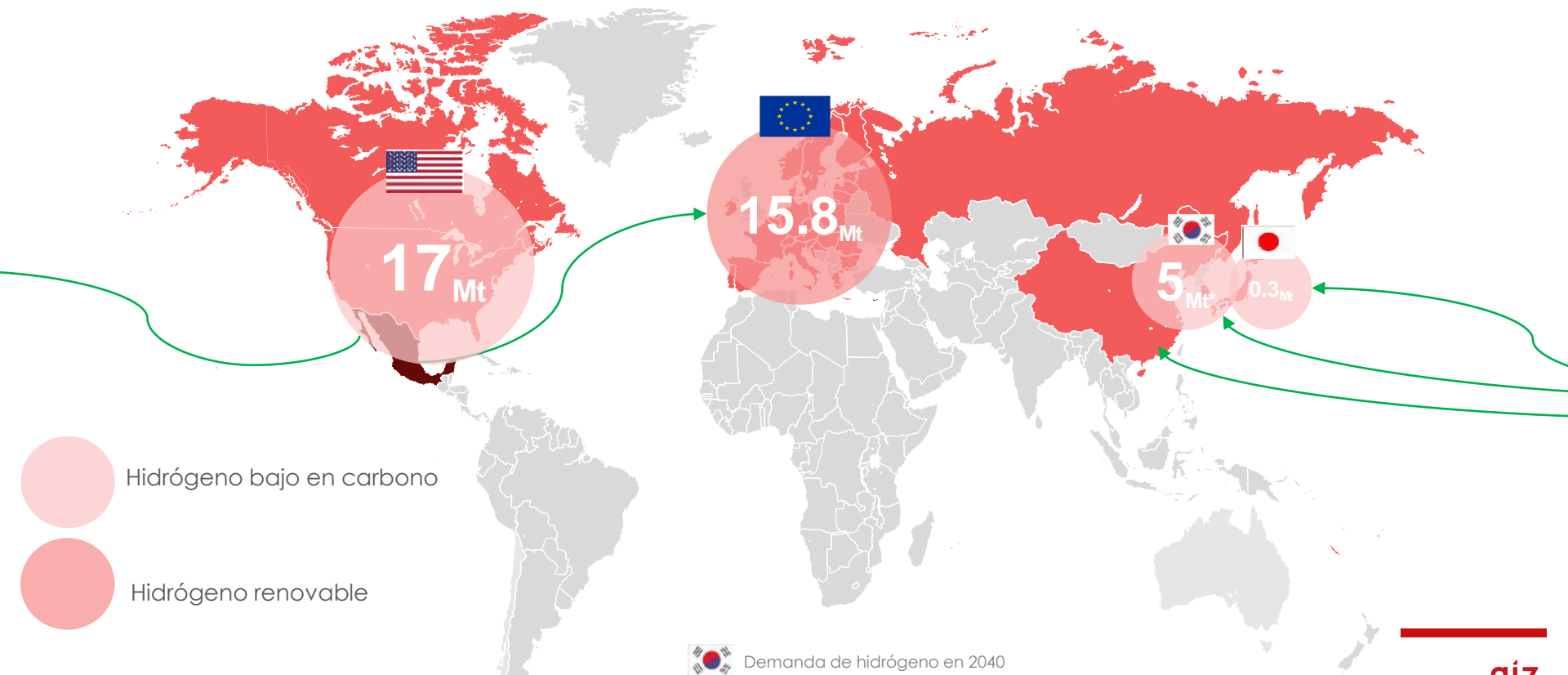


7. Exportación de hidrógeno verde desde México

México, por sus características geográficas podría ser un país exportador de H₂ hacia mercados asiáticos, europeos o incluso a Estados Unidos, particularmente, al estado de California.

7. Principales mercados de demanda de H₂ del mundo - 2030

Estados Unidos y la Unión Europea: los grandes consumidores de H₂ en 2030, seguidos de Asia



Demanda de hidrógeno en 2040

7. Análisis de exportación marítima de Hidrógeno desde México

México en el top 3 de países exportadores de hidrógeno a todos los destinos estudiados

- ▶ México es el segundo exportador más competitivo a destinos asiáticos y el tercero a mercados europeos debido a su bajo costo de producción de H₂ y a su privilegiada posición geográfica

Distancias marítimas en Millas Náuticas

Destino	Origen			
	Australia	Chile	México	Marruecos
Unión Europea (UE)	10,078	7,456	5,100	1,413
Reino Unido (UK)	10,071	7,449	5,035	1,407
Japón	2,942	9,534	5,249	9,819
Corea del Sur	2,929	9,824	5,369	9,613

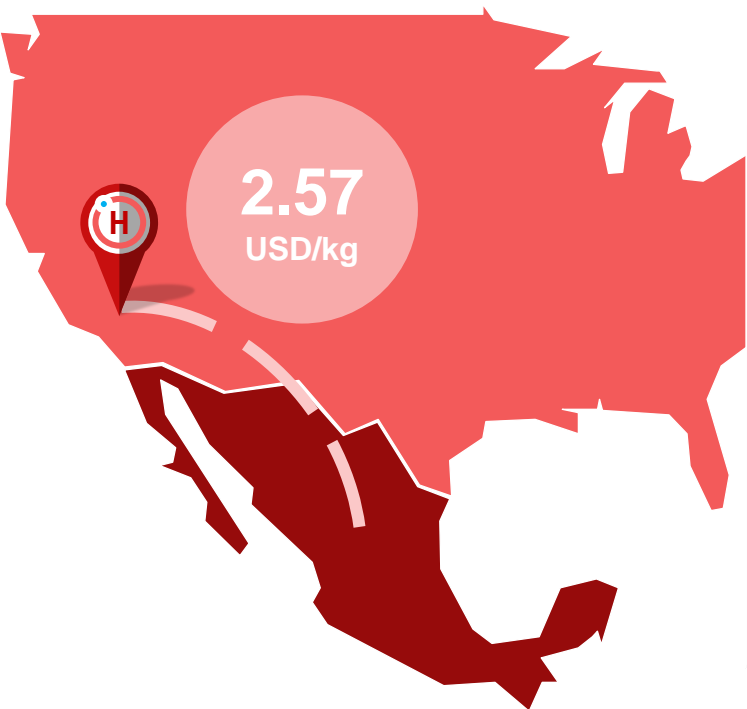
LCOH en puerto de destino en USD/kg

Destino	Origen				Ranking de México
	Australia	Chile	México	Marruecos	
Unión Europea (UE)	6.15	5.32	5.52	4.78	3
Reino Unido (UK)	6.25	5.41	5.62	4.87	2
Japón	5.38	5.65	5.60	5.78	2
Corea del Sur	5.29	5.65	5.53	5.67	3

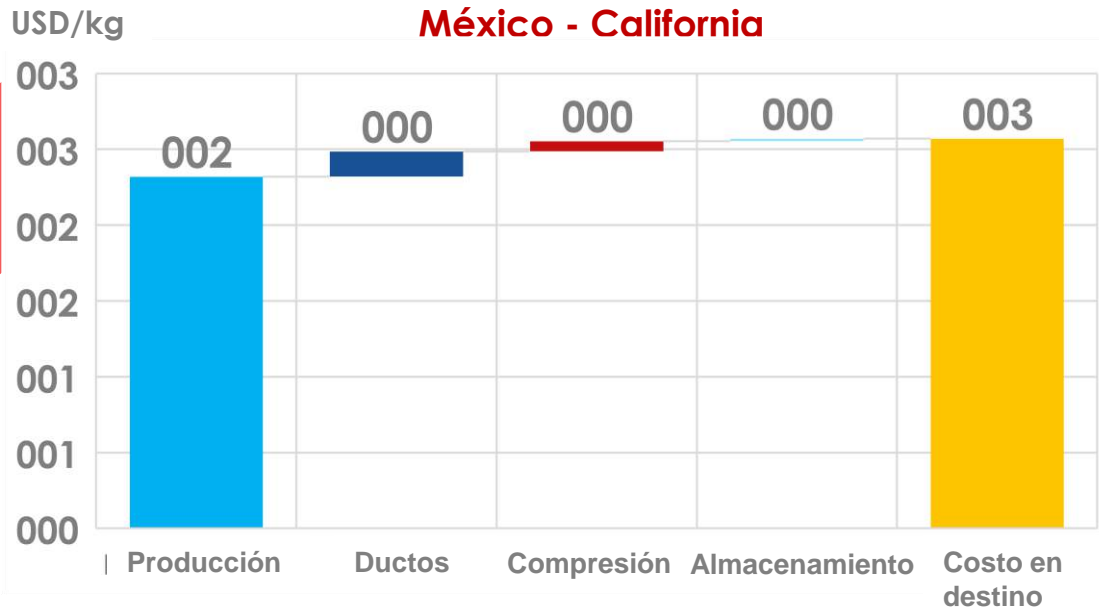
7. Análisis de exportación terrestre de hidrógeno desde México

La región de mayor potencial de producción de H₂ verde en México coincide con el mayor polo de demanda de este energético en EUA

- ▶ México podría entregar H₂ verde por ducto a California a tan solo 2.57 USD / kg en 2030



Costos de exportación de hidrógeno en 2030
México - California



7. Estimaciones del potencial de exportación de H₂ desde México

En 2030, México podría ser uno de los jugadores en el mercado internacional de hidrógeno exportando al menos 60 kton H₂/año

- ▶ **Exportaciones de hidrógeno de México 2030: 60 kton/año con un valor de mercado de 330 millones de dólares que requieren casi 700 MW de electrólisis para ser producidos.**

Exportaciones de hidrógeno desde México por destino en 2030

País	Demanda H ₂ 2030 (kton/año)	H ₂ exportado (kton/año)	Cuota de mercado (%)	Electrólisis (MW)	Tamaño de mercado (MMUSD/año)
UE	20,000	9.94	0.05%	116	58
Japón	300	19.88	6.6%	231	111
Corea del Sur	1,940	19.88	1.0%	231	110
UK	700	9.94	1.4%	116	56

- ▶ **Las exportaciones de hidrógeno desde México hacia Japón y Corea del Sur podrían ser las más competitivas y representarían un valor comercial de más de 200 MMUSD por año para 2030.**



8. Barreras y recomendaciones

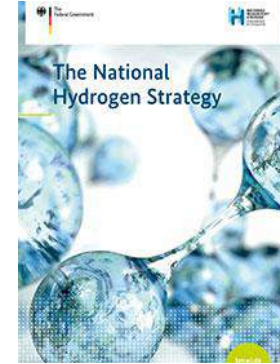
México presenta un alto potencial de producción de hidrógeno verde. Económicamente, posee una industria que podría adoptar al H₂ en sus procesos productivos. Hacen falta entonces los mecanismos que conecten a la oferta con la demanda y que activen una cadena de valor alrededor de este vehículo de descarbonización

8. Política y regulación

Se necesitan estrategias de hidrógeno verde y certidumbre regulatoria en materia de energía renovable



- El marco regulatorio y de políticas de México será insuficiente para cumplir con sus compromisos climáticos internacionales
- No existen políticas, estrategias u hojas de ruta nacionales o estatales para el desarrollo del hidrógeno en México
- La regulación para el uso del hidrógeno en México es inespecífica para la mayoría de sus posibles aplicaciones (excepto generación eléctrica)
- México es percibido por el sector privado como un ecosistema inadecuado para la inversión en innovación y en energía renovable, clave para el hidrógeno verde



- Modernizar y actualizar la **política de cambio climático de México**, reconocer los beneficios potenciales del hidrógeno y desarrollar políticas estatales y nacionales para apoyar su despliegue, y crear una **Estrategia Nacional del Hidrógeno** con objetivos y acciones definidas acompañadas de regulaciones específicas para el hidrógeno en sus diferentes aplicaciones.
- Crear y hacer cumplir medidas regulatorias y legales que garanticen la **protección de las inversiones y aseguren el respeto a los contratos suscritos** en los sectores energético e industrial del país.



8. Contexto económico y político

La promoción de las energías renovables impulsará la adopción del H₂ verde



- En México el acceso a la infraestructura energética está altamente concentrado y presenta importantes barreras de entrada
- La disponibilidad actual de plantas de generación de energía renovable en México no es favorable para el despliegue de proyectos de hidrógeno a gran escala.
- El acceso de México al gas natural de bajo costo de Estados Unidos plantea desafíos en la competitividad del hidrógeno verde.



- **Promover las energías renovables** desde un punto de vista político y regulatorio.
- Poner en marcha medidas que faciliten el **acceso a la infraestructura energética** para el desarrollo de proyectos de hidrógeno
- Fomentar la **colaboración** entre empresas especializadas en hidrógeno con PEMEX y CFE.
- Establecer **sistemas de Garantías de Origen** para el hidrógeno verde e incentivar su adopción reconociendo sus beneficios ambientales.

8. Tecnología y Capital Humano

Será necesario el financiamiento de proyectos y la disponibilidad de talento para la divulgación del hidrógeno y desarrollo de proyectos



- Existe una gran brecha de competitividad de costos entre las tecnologías de producción y consumo de hidrógeno verde y las alternativas convencionales (fósiles en su mayoría).
- Hay una falta de conocimiento sobre los usos del hidrógeno y sus impactos potenciales sociales, ambientales y económicos.
- Los recursos humanos especializados en hidrógeno, actualmente son limitados para afrontar los desafíos por venir.



- Proporcionar **financiamiento y/o asistencia financiera** para el desarrollo e implementación de las tecnologías de hidrógeno. Podrían provenir de la banca pública, privada, multilateral o una combinación de ellas.
- **Comunicar activamente** el funcionamiento y los beneficios del hidrógeno verde a todas las partes interesadas.
- Crear **misiones de aprendizaje y establecer cooperaciones internacionales** que incluyan programas de transferencia del conocimiento en hidrógeno.
- Establecer una **estrategia para desarrollar talento calificado en hidrógeno verde** mediante el fomento de la capacitación dedicada, las asociaciones académico-industriales y la cooperación internacional en educación superior, investigación, desarrollo e innovación.



8. Desarrollo de capacidades para la adopción del H₂ verde

El desarrollo de cooperaciones internacionales en temas de hidrógeno permitirá reducir curvas de aprendizaje y acelerar la adopción de este energético

Recursos humanos calificados

Especialistas en políticas públicas para hidrógeno verde, tecnólogos, especialistas en salud, seguridad y medio ambiente (HSE), investigadores de mercado del hidrógeno y analistas de datos, etc.

Capacidades financieras

México debe crear o adaptar mecanismos de financiamiento para fomentar el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y facilitar el acceso a fondos internacionales para el desarrollo del hidrógeno.

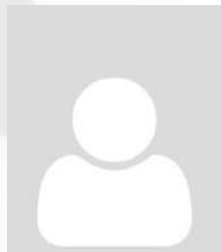
Capacidades legales

Se requieren expertos en energía, medio ambiente y derecho industrial, junto con el fortalecimiento de organismos reguladores autónomos que proporcionen certidumbre a la inversión y promuevan la competitividad.

Capacidades comerciales

Es necesario crear mercados diferenciados entre productos regulares y productos con bajas emisiones de carbono, así como desarrollar capacidades de exportación de hidrógeno verde.

Contacto



Lorena Espinosa

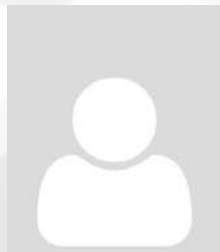
Asesora

Apoyo a la implementación de la Transición energética en México

Lorena.espinosa@giz.de

T +49 (0) x xx xx xx

F +49 (0) x xx xx xx



Javier Salas

Asesor Técnico

Apoyo a la implementación de la Transición energética en México

javier.salasgordillo@giz.de

T +49 (0) x xx xx xx

F +49 (0) x xx xx xx



William Jensen

Asesor

Alianza energética entre México y Alemania

william.jensen@giz.de

T +49 (0) x xx xx xx

F +49 (0) x xx xx xx



www.giz.de



https://twitter.com/giz_gmbh



<https://www.linkedin.com/company/gizgmbh>

**Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**

Domicilios de la Sociedad:
Bonn y Eschborn, Alemania

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36
53113 Bonn, Alemania
T +49 228 44 60 - 0
F +49 228 44 60 - 17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 - 5
65760 Eschborn, Alemania
T +49 61 96 79 - 0
F +49 61 96 79 - 11 15

E info@giz.de
I www.giz.de