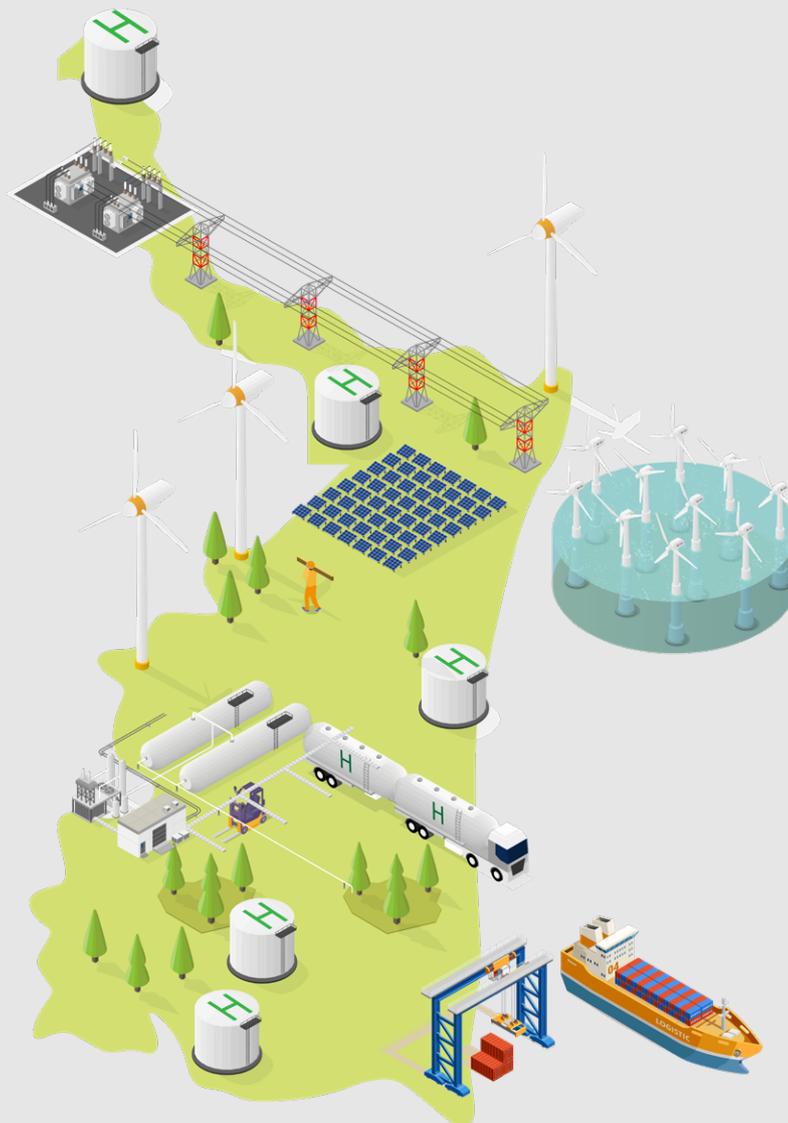


Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación

Estudio del potencial de producción y uso del hidrógeno verde en Tamaulipas



Editorial

Comisionado y publicado por

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Oficinas registradas en:
Bonn y Eschborn, Alemania

Programa

Alianzas energéticas bilaterales en países emergentes y en desarrollo.
Apoyo a la Implementación de la Transición Energética en México

www.energypartnership.mx
www.giz.de/en/worldwide/76471.html

Edición y supervisión

William Jensen Díaz
william.jensen@giz.de

Lorena Espinosa Flores
lorena.espinosa@giz.de

Javier Arturo Salas Gordillo
javier.salasgordillo@giz.de

Natalia Escobosa Pineda

Autores

HINICIO

Fecha

Octubre 2021

Versión digital

Diseñado por

Sk3 Estudio Creativo, CDMX
www.sk3.mx

Todos los derechos reservados. El uso de este documento y/o sus contenidos está sujeto a la autorización del Secretariado de la Alianza Energética entre México y Alemania (AE) y del Programa Apoyo a la Transición Energética en México (TrEM).

Los contenidos de este reporte han sido preparados tomando en consideración fuentes oficiales y de información pública. Las aseveraciones y opiniones expresadas no necesariamente reflejan las políticas y posturas oficiales del Secretariado de la AE, del Programa TrEM, del Ministerio Federal de Economía y Energía de la República Federal de Alemania (BMWi), del Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de la República Federal de Alemania (BMZ) y de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

Este documento no pretende sustituir una investigación detallada o el ejercicio de cualquier estudio profesional. El Secretariado de la AE y el Programa TrEM no garantizan la precisión ni profundidad de la información descrita en este reporte. Asimismo, no se responsabilizan por cualquier daño tangible o intangible causado directa o indirectamente por el uso de la información descrita en este reporte.

Agradecimientos

Agradecimientos especiales

Aldo Alberto Rodríguez Ramírez – *Director de evaluación de proyectos, Comisión de Energía de Tamaulipas*

Ma. Antonieta Gómez López – *Encargada de Despacho de la Comisión de Energía de Tamaulipas*

Gilberto Martínez – *Director de Energía, GEMEX*

Jorge Luis Hinojosa – *HINICIO*

Juan Antonio Gutierrez – *HINICIO*

Ofelia Garza – *Presidenta, Consorcio Binacional CEPEGAS A.C.*

Rosa Elena Lira Martínez – *Comisión de Energía de Tamaulipas*

Zoila Macias Duran – *Comisión de Energía de Tamaulipas*

José Refugio Manzano Ortiz – *Comisión de Energía de Tamaulipas*

Contenido

| | |
|--|-----------|
| Editorial | |
| Agradecimientos | 1 |
| Contenido | 2 |
| Abreviaturas | 3 |
| Lista de tablas | 4 |
| Lista de figuras | 4 |
| | |
| Resumen ejecutivo | 6 |
| 1. Introducción | 9 |
| 2. Potencial renovable y de producción de hidrógeno en Tamaulipas | 10 |
| 2.1 Metodología | 10 |
| 2.2 Potencial solar fotovoltaico | 11 |
| 2.3 Potencial eólico on-shore | 12 |
| 2.4 Potencial eólico off-shore | 12 |
| 2.5 Comparación entre potenciales y costos de las fuentes renovables | 12 |
| 2.6 Potencial de producción de hidrógeno verde en Tamaulipas | 13 |
| 3. Potencial de adopción del hidrógeno verde en distintos sectores económicos | 16 |
| 3.1 Metodología | 16 |
| 3.2 Escenarios de demanda de hidrógeno | 17 |
| 3.3 Proyecciones de LCOH para hidrógeno verde | 18 |
| 3.4 Sector Petróleo y Gas | 19 |
| 3.5 Sector Eléctrico | 25 |
| 3.6 Sector de la Siderurgia | 27 |
| 3.7 Industria Química | 28 |
| 3.8 Sector de Movilidad y Transporte | 30 |
| 3.9 Demanda acumulada de hidrógeno de Tamaulipas | 34 |
| 4. Infraestructura e inversión para la producción de hidrógeno verde | 36 |
| 4.1 Demanda de capacidades de producción de hidrógeno | 36 |
| 4.2 Demanda de capacidades de generación de energía renovable | 36 |
| 4.3 Inversión en infraestructura para la producción de hidrógeno verde en Tamaulipas | 37 |
| 4.4 Tamaño del mercado de hidrógeno verde en Tamaulipas 2021 – 2050 | 38 |
| 5. Barreras, fortalezas y recomendaciones para el hidrógeno verde tamaulipeco | 39 |
| 5.1 Barreras para el hidrógeno verde | 39 |
| 5.2 Fortalezas para la adopción del hidrógeno verde | 39 |
| 5.3 Recomendaciones finales para la adopción del hidrógeno verde en Tamaulipas | 40 |
| Anexo 1 – Consideraciones para el estudio | 41 |
| | |
| Bibliografía | 47 |

Abreviaturas

| | |
|-----------------|---|
| CAPEX | Gastos de capital |
| CTP | Costo Total de Posesión |
| CCU | Captura y uso de carbono, por sus siglas en inglés |
| CO ₂ | Dióxido de Carbono |
| DLE | Sistema seco de bajas emisiones (en turbinas), por sus siglas en inglés |
| DLN | Sistema seco bajo en NOx, por sus siglas en inglés |
| FC | Celda de Combustible, por sus siglas en inglés |
| FCH-JU | Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking |
| FCEV | Vehículo eléctrico a celda de combustible, por sus siglas en inglés |
| GEI | Emisiones de Gases de Efecto Invernadero |
| H ₂ | Hidrógeno |
| H35 | Hidrógeno a 350 bar de presión (usado en movilidad pesada) |
| HRS | Estación de recarga de hidrógeno, por sus siglas en inglés |
| ICEV | Vehículo de combustión interna, por sus siglas en inglés |
| IEA | Agencia Internacional de Energía, por sus siglas en inglés |
| LCOE | Costo Nivelado de Electricidad |
| LCOH | Costo Nivelado de Hidrógeno |
| MEA | Ensamble Membrana-Electrodo, por sus siglas en inglés |
| NOx | Óxidos de nitrógeno |
| NDC | Contribuciones Nacionalmente Determinadas |
| PEM | Membrana de intercambio de protones (Celda de combustible o electrolizador) |
| PEMEX | Petróleos Mexicanos (empresa estatal de petróleo y gas) |
| PRODESEN | Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional |
| PV | Energía fotovoltaica |
| SMR | Reformado de Metano a vapor (producción de H ₂) |
| VRES | Sistemas de Energías Renovables Variables |

Lista de tablas

| | | |
|-------------|--|----|
| Tabla 3-1. | Compromisos de las NDC de México para la reducción de GEI por segmento hasta 2030. | 18 |
| Tabla 3-2. | Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para refinación 2030 y 2050. | 20 |
| Tabla 3-3. | Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para gasoductos 2030 y 2050. | 23 |
| Tabla 3-4. | Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para combustibles sintéticos 2030 y 2050. | 25 |
| Tabla 3-5. | Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para generación eléctrica 2030 y 2050. | 27 |
| Tabla 3-6. | Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis en siderurgia 2030 y 2050. | 28 |
| Tabla 3-7. | Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis en siderurgia 2030 y 2050. | 30 |
| Tabla 3-8. | Ficha técnica de los modelos de buses analizados. | 31 |
| Tabla 3-9. | Ficha técnica de los modelos de camiones analizados. | 33 |
| Tabla 3-10. | Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis en movilidad 2030 y 2050. | 34 |

Lista de figuras

| | | |
|--------------|---|----|
| Figura 1. | Comparación de potenciales de generación renovable en Tamaulipas. | 6 |
| Figura 2. | Distribución de costos y volúmenes de energía renovable en Tamaulipas - 2050. | 6 |
| Figura 3. | Potencial de producción de hidrógeno verde de Tamaulipas. | 7 |
| Figura 4. | Demanda acumulada de hidrógeno verde por aplicación en Tamaulipas 2021-2050. | 7 |
| Figura 2-1. | Metodología para la cuantificación del potencial renovable. | 10 |
| Figura 2-2. | Potencial solar fotovoltaico de Tamaulipas. | 11 |
| Figura 2-3. | Potencial eólico on-shore de Tamaulipas. | 11 |
| Figura 2-4. | Potencial eólico off-shore de Tamaulipas. | 12 |
| Figura 2-5. | Comparación de potenciales de generación renovable en Tamaulipas. | 12 |
| Figura 2-6. | Distribución de costos y volúmenes de energía renovable en Tamaulipas - 2030. | 13 |
| Figura 2-7. | Distribución de costos y volúmenes de energía renovable en Tamaulipas - 2050. | 13 |
| Figura 2-8. | Potencial de producción de hidrógeno verde de Tamaulipas. | 13 |
| Figura 2-9. | Costos Nivelados de Hidrógeno (LCOH) promedio por fuente renovable 2021-2050. | 14 |
| Figura 2-10. | Potencial de producción de hidrógeno y costo por fuente renovable en 2050. | 15 |
| Figura 3-1. | Proceso metodológico de proyecciones de demanda de hidrógeno verde. | 17 |
| Figura 3-2. | Proyecciones de LCOH en Tamaulipas por escenario. | 18 |
| Figura 3-3. | Evolución del LCOH y el LCOH objetivo para refinación en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough. | 19 |
| Figura 3-4. | Demanda de hidrógeno verde proyectada en la refinería de Ciudad Madero de 2021 a 2050. | 20 |
| Figura 3-5. | Evolución del LCOH y el LCOH objetivo para inyección a gasoductos en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough. | 21 |
| Figura 3-6. | Demanda proyectada de gas natural por sector. | 21 |

| | |
|--|----|
| Figura 3-7. Demanda de hidrógeno verde proyectada en gasoductos de Tamaulipas de 2021 a 2050. | 22 |
| Figura 3-8. Evolución del LCOH y el LCOH objetivo para combustibles sintéticos en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough. | 23 |
| Figura 3-9. Demanda proyectada de combustibles para aviación en Tamaulipas. | 24 |
| Figura 3-10. Demanda de hidrógeno verde proyectada para la síntesis de combustibles sintéticos en Tamaulipas de 2021 a 2050. | 24 |
| Figura 3-11. Capacidad instalada de plantas térmicas de CFE en Tamaulipas 2021. | 25 |
| Figura 3-12. Evolución del LCOH y el LCOH objetivo para generación eléctrica en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough. | 26 |
| Figura 3-13. Demanda de hidrógeno verde proyectada para generación eléctrica en Tamaulipas de 2021 a 2050. | 26 |
| Figura 3-14. Capacidad de procesamiento acero en laminadoras de Tamaulipas [kton/año]. | 27 |
| Figura 3-15. Demanda de hidrógeno verde proyectada en siderurgia de 2021 a 2050. | 28 |
| Figura 3-16. Demanda proyectada fertilizantes y amoniaco en Tamaulipas. | 29 |
| Figura 3-17. Evolución del LCOH y el LCOH objetivo para fertilizantes en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough. | 29 |
| Figura 3-18. Demanda de hidrógeno verde proyectada para la producción de amoniaco en Tamaulipas de 2021 a 2050. | 30 |
| Figura 3-19. Proyección de la flota de buses en Tamaulipas por tren motriz. | 31 |
| Figura 3-20. Costo Total de Posesión de Buses por tren motriz. | 32 |
| Figura 3-21. Costo Total de Posesión de Camiones de Carga pesada por tren motriz. | 33 |
| Figura 3-22. Proyección de la flota de camiones de carga pesada en Tamaulipas por tren motriz. | 33 |
| Figura 3-23. Demanda de hidrógeno verde proyectada para la movilidad y transporte en Tamaulipas de 2021 a 2050. | 34 |
| Figura 3-24. Demanda acumulada de hidrógeno verde por aplicación en Tamaulipas 2021-2050. | 35 |
| Figura 3-25. Tamaulipas en el escenario nacional del hidrógeno verde - Escenario Hydrogen Breakthrough. | 35 |
| Figura 4-1. Demanda de capacidad de electrólisis: demanda anual y acumulada hacia 2050. | 36 |
| Figura 4-2. Demanda de capacidad de energía solar fotovoltaica: demanda anual y acumulada hacia 2050. | 37 |
| Figura 4-3. Inversión anual para la producción de H ₂ verde. | 37 |
| Figura 4-4. Tamaño del mercado de H ₂ verde en Tamaulipas 2021 - 2050. | 38 |

Resumen ejecutivo

Actualmente, el mundo vive un proceso de transición energética desde las fuentes tradicionales, en su mayoría dependientes de fuentes fósiles y con una alta huella de carbono, hacia tecnologías de menor impacto ambiental. En este contexto, el hidrógeno ha cobrado una gran importancia durante los últimos años y desde ahora se perfila ya como un vector energético promotor de la descarbonización.

Potencial renovable y de producción de hidrógeno en Tamaulipas

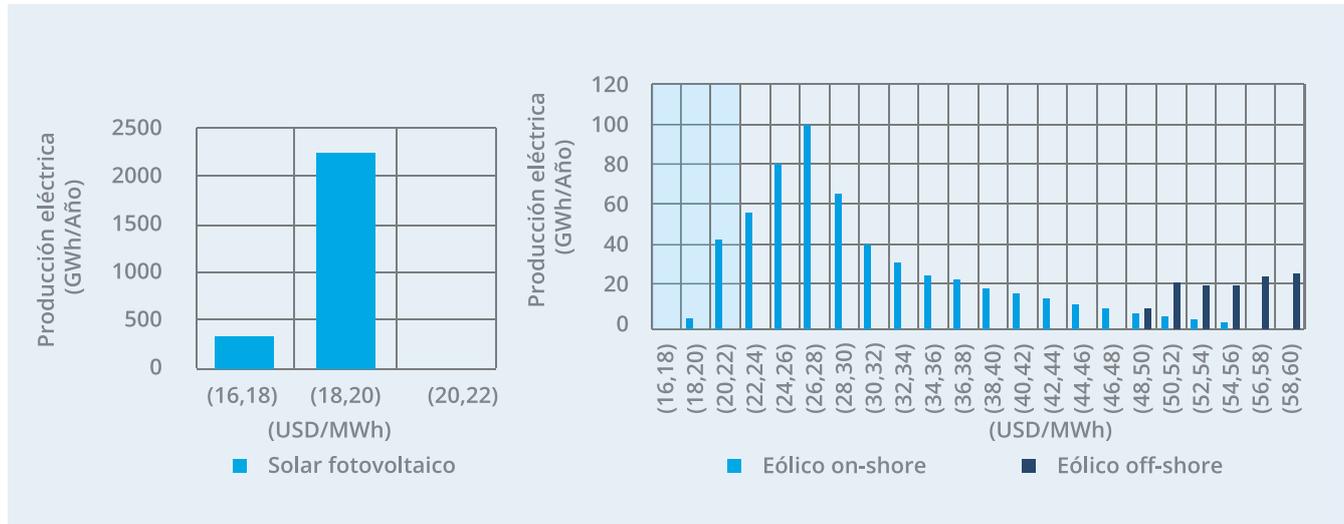
Se hizo una cualificación del potencial de generación de energía renovable para tres distintas fuentes: la solar fotovoltaica, la eólica off-shore y la eólica on-shore. Los resultados indican que el mayor potencial en volumen de energía renovable para Tamaulipas lo tiene la energía solar fotovoltaica (77.5%) seguida de la eólica on-shore (18.6%). La energía con menor potencial en volumen de producción entre las tecnologías estudiadas es la eólica off-shore (3.9%).

A nivel de costos, la energía eólica es ahora la más económica entre las renovables estudiadas y permanecerá así hasta la década de 2030. En 2030, la energía eólica tendrá un potencial al menos 120 GWh/año más económicos que la energía solar fotovoltaica en general, sin embargo para 2050 los papeles se invierten y la energía más barata y con mayor potencial volumen de generación podría ser la solar fotovoltaica.

Figura 1. Comparación de potenciales de generación renovable en Tamaulipas.



Figura 2. Distribución de costos y volúmenes de energía renovable en Tamaulipas - 2050.



A partir de los 3,344 TWh anuales de potencial renovable identificados en Tamaulipas, el estado tiene una capacidad de adopción de electrólisis de hasta 800 GW (se asume electrólisis de membrana de intercambio protónico - PEM) con los cuales podría producir hasta 57.5 millones de toneladas anuales de hidrógeno verde. Para contextualizar este valor: Estados Unidos consumió, durante 2019, 9.04 millones de toneladas de hidrógeno (DOE, 2019) y en México el mercado de hidrógeno en el mismo año rondó los 0.25 millones de toneladas.

Potencial de adopción del hidrógeno verde en distintos sectores económicos

Se analizaron ocho de las principales aplicaciones de demanda de hidrógeno verde en Tamaulipas bajo dos escenarios: el Hydrogen Breakthrough (mayor adopción de H₂) y el NDC Compliance, donde México cumple con sus metas de descarbonización del Acuerdo de París, pero un gran número de tecnologías compiten frente al hidrógeno. El escenario Hydrogen Breakthrough tiene una demanda de hidrógeno verde que en 2030 acumula solo 4 kton H₂/año, pero que hacia 2040 ya alcanza 39 ktonH₂/año y en 2050 logra 160 ktonH₂/año y con una tendencia aún al alza (en muchos sectores, el hidrógeno tiene poco tiempo de paridad económica, por ejemplo, frente al gas natural). Entre las aplicaciones que más hidrógeno demandarían en 2050 se encuentran los camiones de carga pesada y la generación eléctrica.

En el escenario NDC Compliance, la demanda acumulada en 2050 podría no rebasar las 50 ktonH₂/año debido a la lejana competitividad económica del hidrógeno verde en muchos sectores y a que habría muchas otras tecnologías compitiendo fuertemente por el mercado de las soluciones limpias y cero emisiones.

Figura 3. Potencial de producción de hidrógeno verde de Tamaulipas.

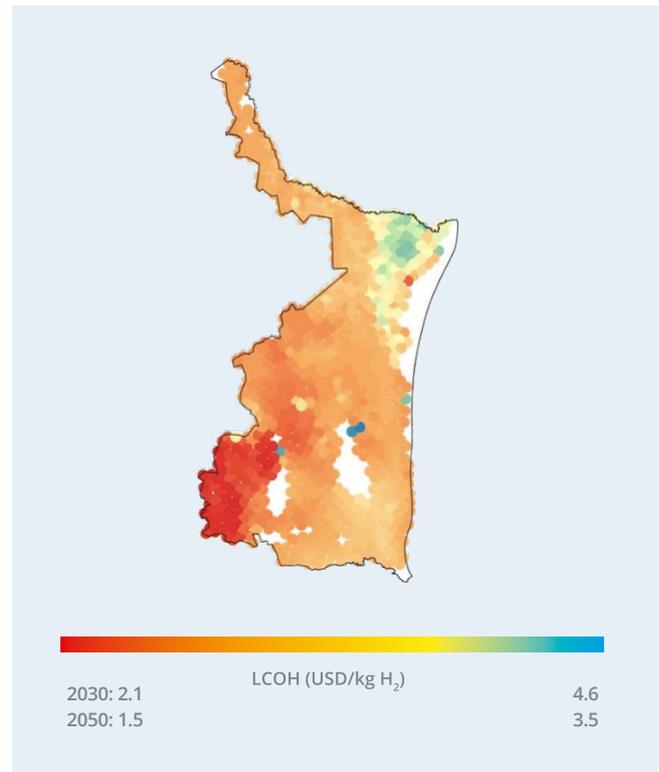
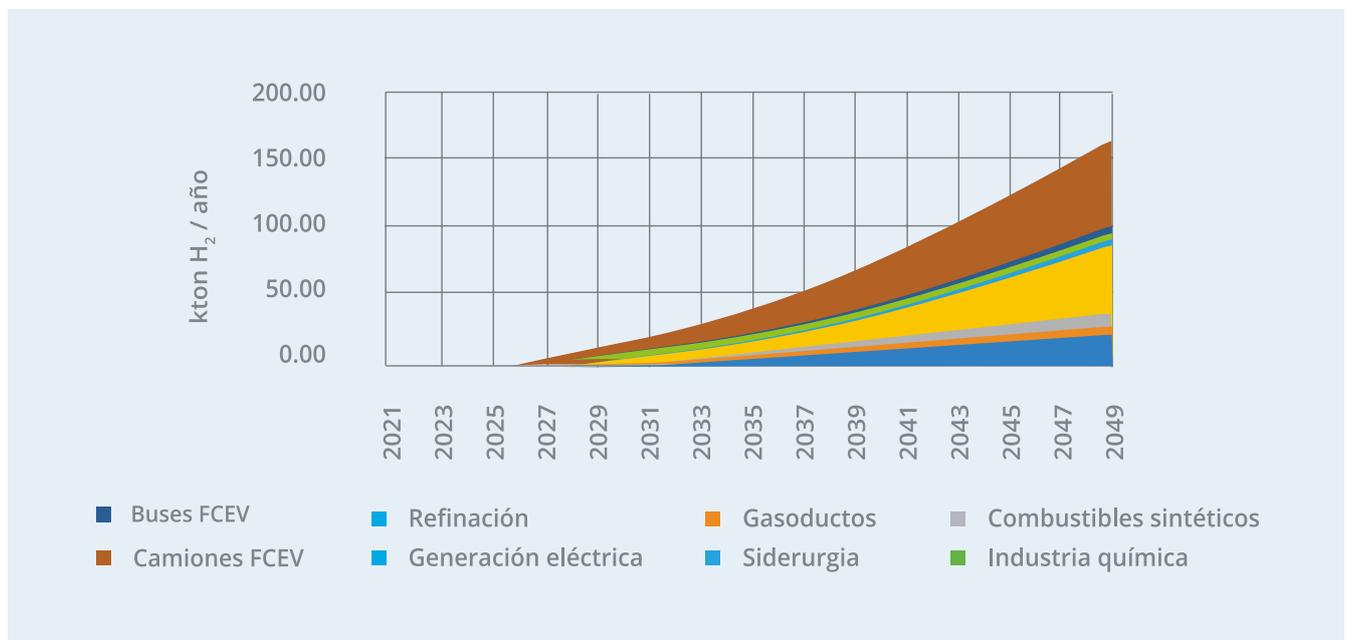


Figura 4. Demanda acumulada de hidrógeno verde por aplicación en Tamaulipas 2021-2050.



Infraestructura e inversión para la producción de hidrógeno verde

Para lograr la adopción de hidrógeno proyectada en este estudio bajo el escenario Hydrogen Breakthrough, Tamaulipas deberá comenzar a desplegar capacidad instalada de electrólisis para producción de hidrógeno verde desde el año 2024. En 2040, Tamaulipas podría alcanzar una capacidad acumulada de electrólisis de 452 MW y en 2050, esta capacidad habría superado los 1800 MW en el estado.

Con fines de alcanzar lo anterior, de 2021 y hasta 2035, la inversión acumulada para electrólisis debería ser de unos 114 millones de USD y para 2050 podría haber alcanzado los 736 millones de dólares, que sumado a la capacidad necesaria de energía solar fotovoltaica podría dar un gran total de 232 millones de USD en 2035 y 1474 millones de USD en 2050.

Como consecuencia de estas inversiones, en Tamaulipas, el tamaño del mercado de hidrógeno crecerá exponencialmente, iniciando en la segunda mitad de la década de 2020 con unos pocos millones de dólares y alcanzando poco más de 10 millones de USD en 2030. Para 2040 el tamaño del mercado superaría la barrera de los 100 millones de dólares anuales y para 2050 podría alcanzar los 278 millones de USD anuales, bajo el escenario Hydrogen Breakthrough proyectado en este estudio.

Recomendaciones para el hidrógeno verde tamaulipeco

- Desarrollar estrategias de comunicación tecnológica para que sus actores industriales y del sector energético puedan identificar oportunidades de participación.
- Realizar procesos consultivos que incluyan al mayor número de actores posible, en preparación para la creación de una estrategia estatal de adopción de H₂.
- Desarrollar una estrategia estatal de adopción del hidrógeno verde en Tamaulipas.
- Enfocar sus esfuerzos en los “éxitos más fáciles” de acuerdo con su estrategia del hidrógeno y a sus prioridades como estado.
- En cuanto a recursos renovables: se recomienda promover el despliegue de las fuentes que menor costo nivelado de electricidad presenten.
- Tamaulipas debería crear estímulos fiscales a la compra de equipo y desarrollo de proyectos de producción y adopción de hidrógeno verde que estén dentro de su jurisprudencia estatal.
- Se recomienda la creación de “hubs de hidrógeno”, los cuales son centros de acumulación de demanda de hidrógeno. Los puertos marítimos son sitios ideales para el desarrollo de hubs de hidrógeno y Tamaulipas cuenta con al menos tres puertos de grandes dimensiones que podrían ser fuertes candidatos a “primer hub de hidrógeno en México”.
- Tamaulipas, como estado fronterizo podría comenzar pronto a identificar posibles oportunidades de venta de hidrógeno verde en Estados Unidos.
- Se recomienda entablar conversaciones con actores de la Unión Europea sobre la posibilidad de exportación de hidrógeno.
- Se recomienda a Tamaulipas el desarrollo de estudios subsecuentes para analizar su capacidad de producción de hidrógeno para otros estados de la República o para su exportación a los Estados Unidos y Europa.

1. Introducción

Actualmente, el mundo vive un proceso de transición energética desde las fuentes tradicionales, en su mayoría dependientes de fuentes fósiles y con una alta huella de carbono, hacia tecnologías de menor impacto ambiental, bajo modelos de sustentabilidad y economía circular.

En este contexto, el hidrógeno ha cobrado una gran importancia durante los últimos años y desde ahora se perfila como un vector energético promotor de la descarbonización, especialmente en sectores donde sería difícil reemplazar “moléculas” de combustible químico por “electrones” mediante una electrificación de procesos industriales. Algunos ejemplos de estos sectores difícilmente electrificables son las aplicaciones térmicas de alta temperatura, el transporte de carga pesada y aquellas donde el hidrógeno funge como una materia prima verde, y no como un energético, como son la producción de amoníaco o la reducción directa de hierro en la industria del acero.

El hidrógeno no es una fuente primaria de energía, es un portador energético. Esto significa que el hidrógeno se produce a partir de un energético primario como puede ser la energía solar fotovoltaica o la energía eólica. Cuando la energía utilizada para la producción de hidrógeno es renovable, se le conoce como “hidrógeno verde”.

La energía eléctrica de las fuentes renovables se alimenta a un equipo llamado electrolizador, donde la molécula de agua es descompuesta en sus dos elementos básicos: oxígeno (que se libera al medio ambiente) e hidrógeno, que se puede almacenar, comprimir, transportar y aprovechar como materia prima o como combustible. A esta característica de vincular al sector de las renovables con sectores industriales como la movilidad de carga, la siderurgia e incluso la petroquímica se le conoce como “acoplamiento de sectores” (del vocablo alemán *Sektorkopplung*).

Las dos condiciones físicas más importantes para la producción de hidrógeno verde son la disponibilidad de agua y un alto potencial de recursos renovables. México, por su posición geográfica y su extensión territorial, es un país favorable para la producción de hidrógeno verde a costos competitivos y dentro de él existen regiones que intuitivamente podemos suponer como regiones de alto potencial para el hidrógeno verde, como la península de Baja California, Sonora, Oaxaca y Tamaulipas.

En este estudio se analiza el potencial que tiene Tamaulipas para la producción de hidrógeno a partir de energía solar fotovoltaica, de energía eólica on-shore y de eólica off-shore. Se plantean dos escenarios de evolución de la adopción de las tecnologías de hidrógeno desde 2021 hasta 2050 y se estiman volúmenes de hidrógeno potenciales en los sectores de Petróleo y Gas, Industria Química, Siderurgia y Movilidad y Transporte.

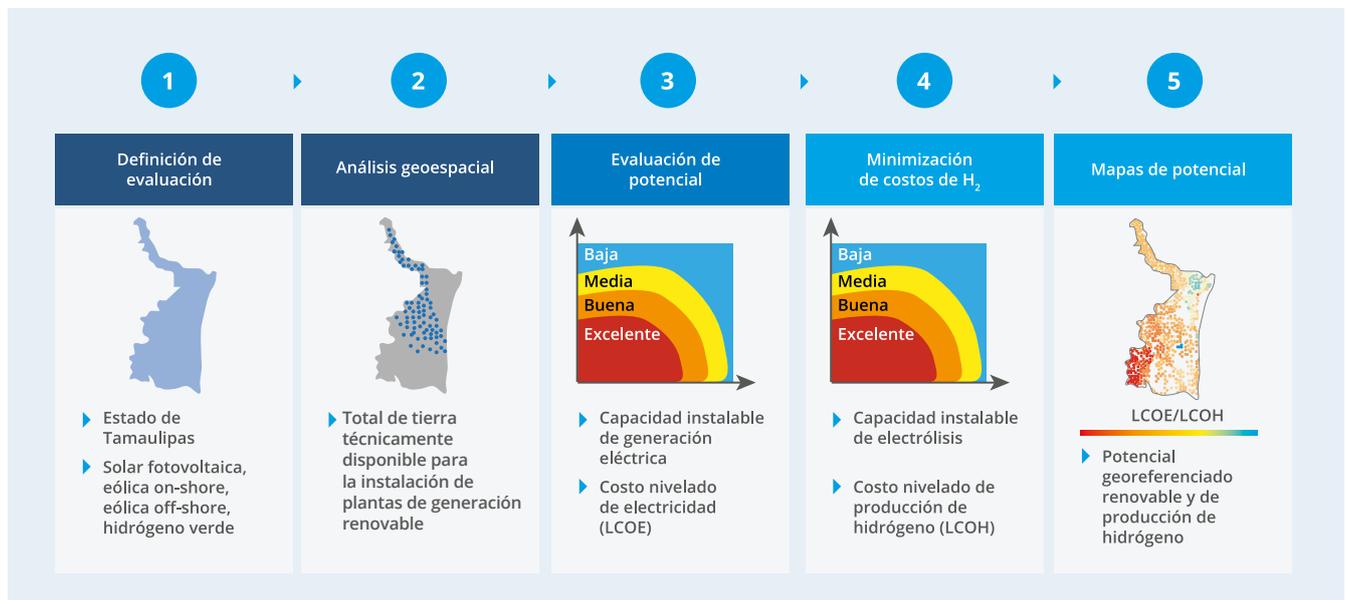


2. Potencial renovable y de producción de hidrógeno en Tamaulipas

2.1 Metodología

La determinación del potencial renovable para Tamaulipas, en cada una de las fuentes estudiadas, se lleva a cabo mediante un proceso de 5 pasos principales, los cuales se explican en la Figura 2-1. - Metodología para la cuantificación del potencial renovable.

Figura 2-1. Metodología para la cuantificación del potencial renovable.



1) Definición de evaluación:

Se definen los alcances del análisis geoespacial que se realizará, así como de las fuentes renovables en la región seleccionada. Para este estudio se definió Tamaulipas como área de interés para el análisis de la energía solar fotovoltaica y eólica on-shore y la Zona Económica Exclusiva (200 millas náuticas) correspondiente a las costas del estado para el análisis del potencial eólico off-shore.

2) Análisis geoespacial:

Este análisis descarta el terreno que técnica o legalmente no podría albergar plantas de generación renovable mediante el uso de restricciones. Algunas de las restricciones utilizadas son: presencia de zonas agrícolas, zonas arqueológicas, fronteras, sitios mineros, áreas protegidas, asentamientos humanos, volcanes, pendiente del terreno, etc.

3) Evaluación de potencial:

Consiste en determinar la capacidad máxima instalable y el LCOE de cada planta eólica on-shore, off-shore y parque solar fotovoltaico en los terrenos disponibles estimados en los pasos anteriores. La capacidad máxima instalable se obtiene colocando turbinas o paneles fotovoltaicos con capacidad de generación de acuerdo con las tendencias actuales del mercado.

El modelo de simulación toma la capacidad instalada previamente estimada y los parámetros de datos meteorológicos georeferenciados como la velocidad del viento, la temperatura, la presión y la irradiación del conjunto de datos de la NASA y el Análisis Retrospectivo de la Era Moderna para Investigación y Aplicaciones, versión 2 (MERRA-2).

4) Minimización de costos de H₂:

Se desarrolló un algoritmo de simulación para encontrar la capacidad óptima de electrólisis dado el perfil de generación por hora de los parques de energía renovable variable (VRES – solares y eólicos) minimizando el costo de producción H₂. El algoritmo introduce una ubicación genérica del parque VRES y calcula la producción teórica hidrógeno según los datos meteorológicos históricos de 20 años para determinar el correspondiente Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH).

5) Mapeo del potencial:

Se identifica mediante un mapa de colores las regiones técnica y legalmente viables para la generación de energía renovable. Dependiendo del potencial de producción (en factores de planta y traducido a costo nivelado de electricidad) se asignan distintos colores a cada región del estado estudiado.

2.2 Potencial solar fotovoltaico

El análisis de potencial de generación de energía solar fotovoltaica encontró que, de los 75,384 km² de territorio del estado de Tamaulipas, el 35%, correspondiente a aproximadamente 26,000 km² es tierra disponible para la instalación de parques fotovoltaicos.

Estos 26,000 km² de terreno podrían albergar hasta 1,380 GW de capacidad instalada con volúmenes de generación de hasta 2,590 TWh/año. Este potencial de generación eléctrica corresponde al 3.75% del potencial nacional calculado bajo la misma metodología.

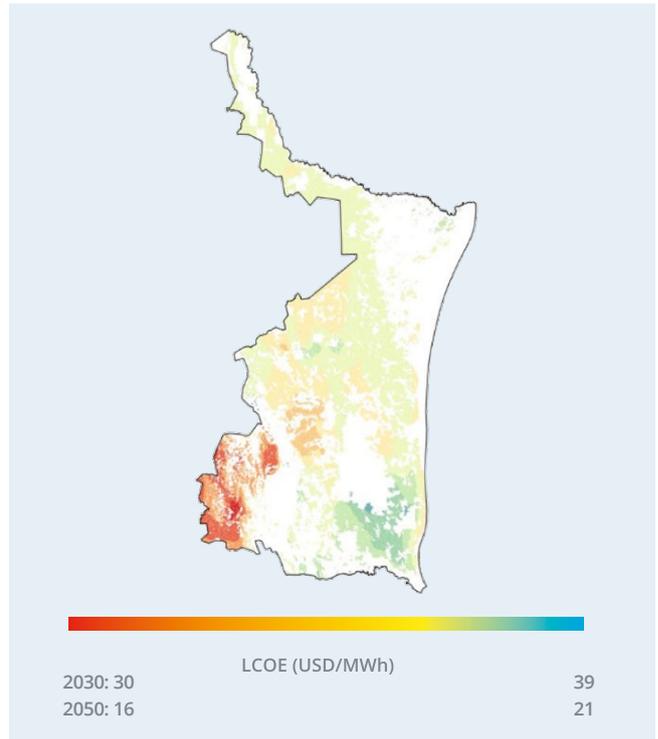
En la Figura 2-2. se muestra que la región de mejor potencial y por ende, de menores costos de generación se encuentra en el suroeste del Estado, en la región comprendida entre los municipios de Jaumave, Miquihuana, Palmillas, Bustamante y Tula, mejor conocidos como Región del Altiplano.

Los costos nivelados de generación solar fotovoltaica se reducirán en los siguientes años debido al menor costo de paneles y mayores eficiencias de ellos. En Tamaulipas, para 2030 los costos de esta energía oscilarán entre 30 y 39 USD/MWh y hacia 2050 se verán costos tan bajos como 16 a 21 USD/MWh.

2.3 Potencial eólico on-shore

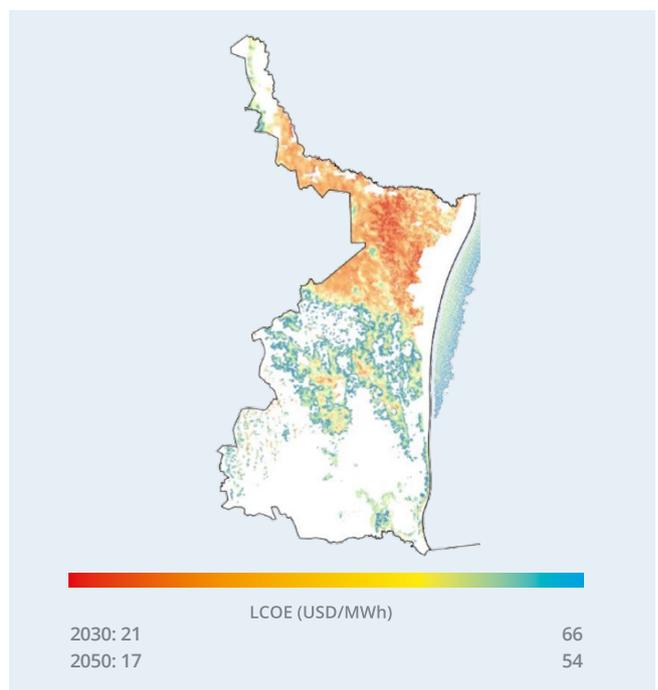
El terreno que puede aprovecharse en Tamaulipas para la instalación de parques de generación eólica on-shore es de aproximadamente 44%, o 33,400 km². La capacidad instalada en este espacio sería de 221 GW con una producción anual de hasta 622 TWh/año.

Figura 2-2. Potencial solar fotovoltaico de Tamaulipas



En la Figura 2-3. se puede observar que la distribución del potencial renovable es complementaria a la energía solar fotovoltaica. Mientras que la solar fotovoltaica tiene mejores potenciales en el sur, la eólica presenta mejor desempeño en el norte y es más barata que la solar hacia 2030. Hacia 2050, los costos nivelados de la energía eólica on-shore no logran decrecer tanto como la solar fotovoltaica y en promedio son más altos, variando desde los 17 hasta los 54 USD/MWh en ese año.

Figura 2-3. Potencial eólico on-shore de Tamaulipas.



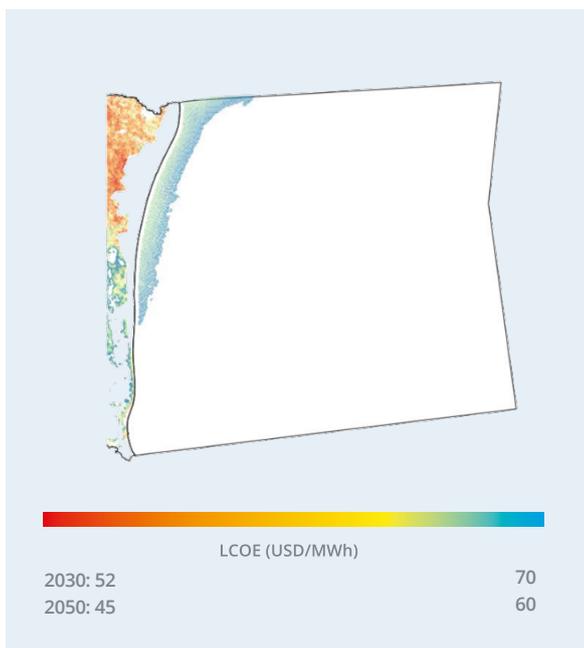
2.4 Potencial eólico off-shore

La tecnología de generación eólica off-shore, a pesar de parecer que podría aprovechar grandes extensiones territoriales dentro de la Zona Económica Exclusiva, enfrenta retos más grandes mientras más se aleje de las costas. Estos retos incluyen costos de instalación, de mantenimiento preventivo y reducción de la vida útil de los equipos, por trabajar en un ambiente altamente salino, húmedo y bajo mayores velocidades de viento respecto a la generación on-shore. Todos estos factores se traducen a un potencial máximo de aprovechamiento del 10% de los 168,000 km² analizados.

Con el espacio técnicamente disponible, el potencial de Tamaulipas, en capacidad instalada, asciende a 29 GW con una generación anual de aproximadamente 130 TWh/año.

Los costos para la generación eólica off-shore son típicamente mayores que los costos de generación on-shore, debido a los factores mencionados al inicio de esta sección. Para el caso de Tamaulipas, hacia 2030 los LCOE oscilarían entre 52 y 70 USD/MWh y hacia 2050, apenas decrecerían a 45 – 60 USD/MWh. Esto significa que, incluso en 2050 que la tecnología de generación off-shore habrá madurado bastante, su costo de generación será de un 50 y hasta un 70% más cara que la eólica on-shore.

Figura 2-4. Potencial eólico off-shore de Tamaulipas.



2.5 Comparación entre potenciales y costos de las fuentes renovables

Comparativamente, el potencial solar fotovoltaico es el líder entre las tecnologías analizadas, con más del 77% del potencial en generación de energía anual de Tamaulipas. Lo sigue la energía eólica on-shore con 18% y finalmente, la eólica off-shore contribuye con solo un 4% (Figura 2-5).

Figura 2-5. Comparación de potenciales de generación renovable en Tamaulipas.



A nivel de costos, la energía eólica es ahora la más económica entre las renovables estudiadas y permanecerá así hasta la década de 2030. En 2030, la energía eólica tendrá un potencial al menos 120 GWh/año más económicos que la energía solar fotovoltaica en general, sin embargo para 2050 los papeles se invierten y la energía más barata y con mayor potencial volumen de generación podría ser la solar fotovoltaica. (Figuras 2-6 y 2-7).



Figura 2-6. Distribución de costos y volúmenes de energía renovable en Tamaulipas - 2030.

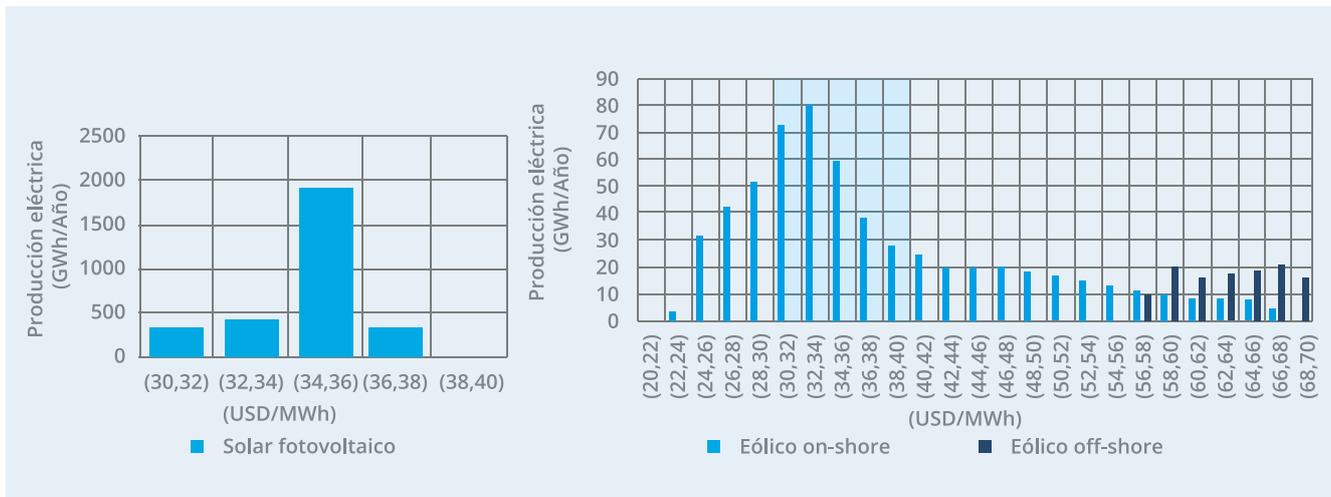


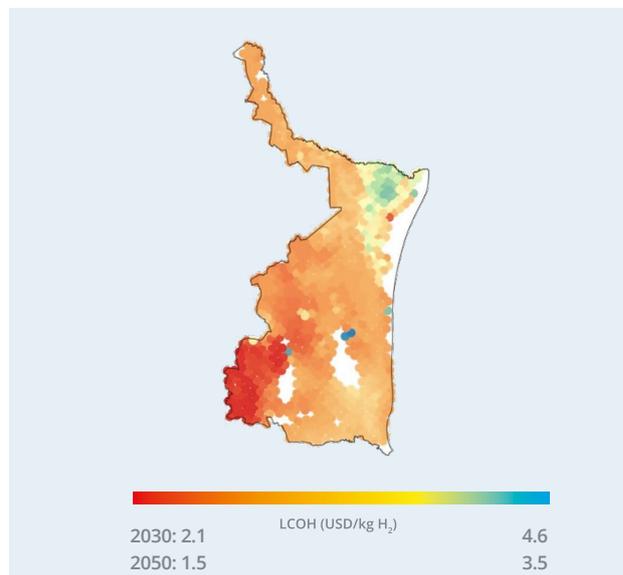
Figura 2-7. Distribución de costos y volúmenes de energía renovable en Tamaulipas - 2050.



2.6 Potencial de producción de hidrógeno verde en Tamaulipas

A partir de los 3,344 TWh anuales de potencial renovable identificados en Tamaulipas, el estado tiene una capacidad de adopción de electrólisis de hasta 800 GW (se asume electrólisis de membrana de intercambio protónico - PEM) con los cuales podría producir hasta 57.5 millones de toneladas anuales de hidrógeno verde. Para contextualizar este valor: Estados Unidos consumió, durante 2019, 9.04 millones de toneladas de hidrógeno (DOE, 2019) y en México el mercado de hidrógeno en el mismo año rondó los 0.25 millones de toneladas.

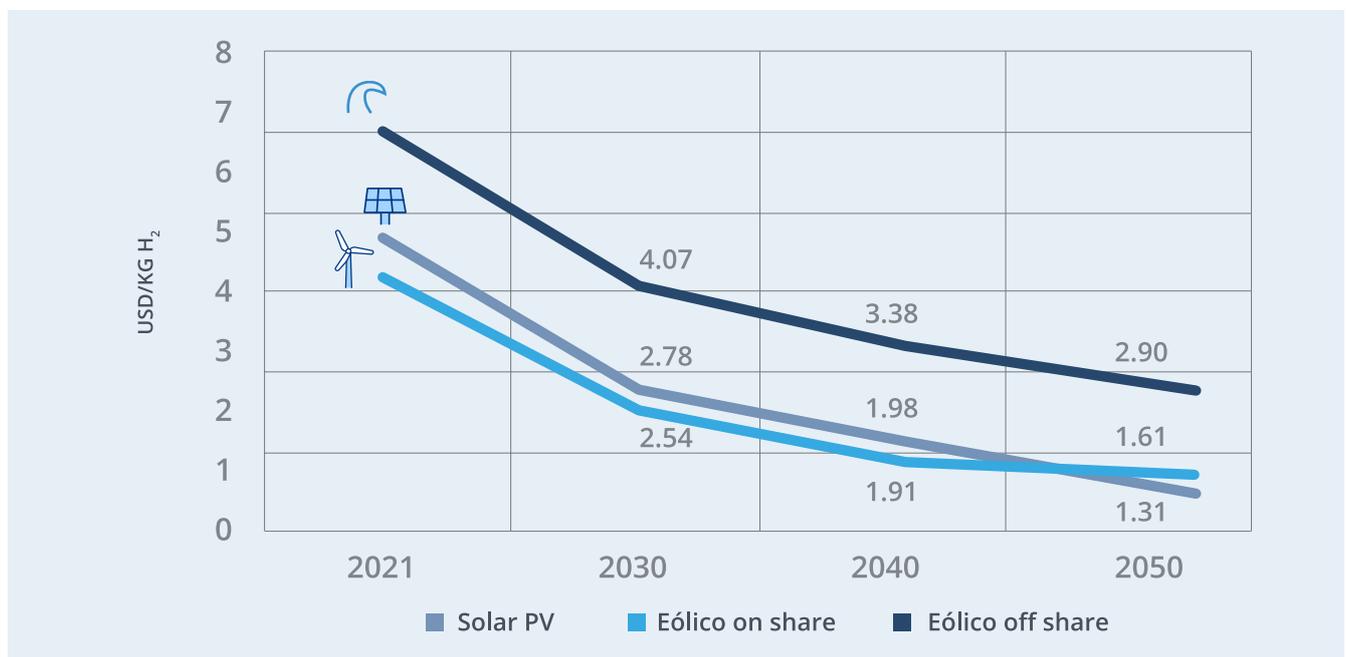
Figura 2-8. Potencial de producción de hidrógeno verde de Tamaulipas.



En lo que respecta a costos, Tamaulipas se encuentra dentro de los estados de la República Mexicana que mejores costos de producción de H₂ verde podría alcanzar en el corto plazo. En 2021 y rumbo a 2030, el costo nivelado de hidrógeno en Tamaulipas es 9% más barato que el promedio nacional, principalmente debido a los costos bajos y factores de planta altos de la energía eólica.

Los costos nivelados de producción del hidrógeno decrecerán en el tiempo debido a la mejora en eficiencia de los equipos tanto de generación renovable como de producción de hidrógeno, a la masificación y automatización en la producción de equipos de electrólisis y por el remplazo paulatino en el uso de materiales como el platino o el iridio hacia otros menos costosos. El hidrógeno producido a partir de energía solar fotovoltaica es el que se vislumbra como el más barato en el futuro, ya que ambas tecnologías, la fotovoltaica y la electrólisis aún tienen un amplio espectro de mejora tecnológica.

Figura 2-9. Costos Nivelados de Hidrógeno (LCOH) promedio por fuente renovable 2021-2050.



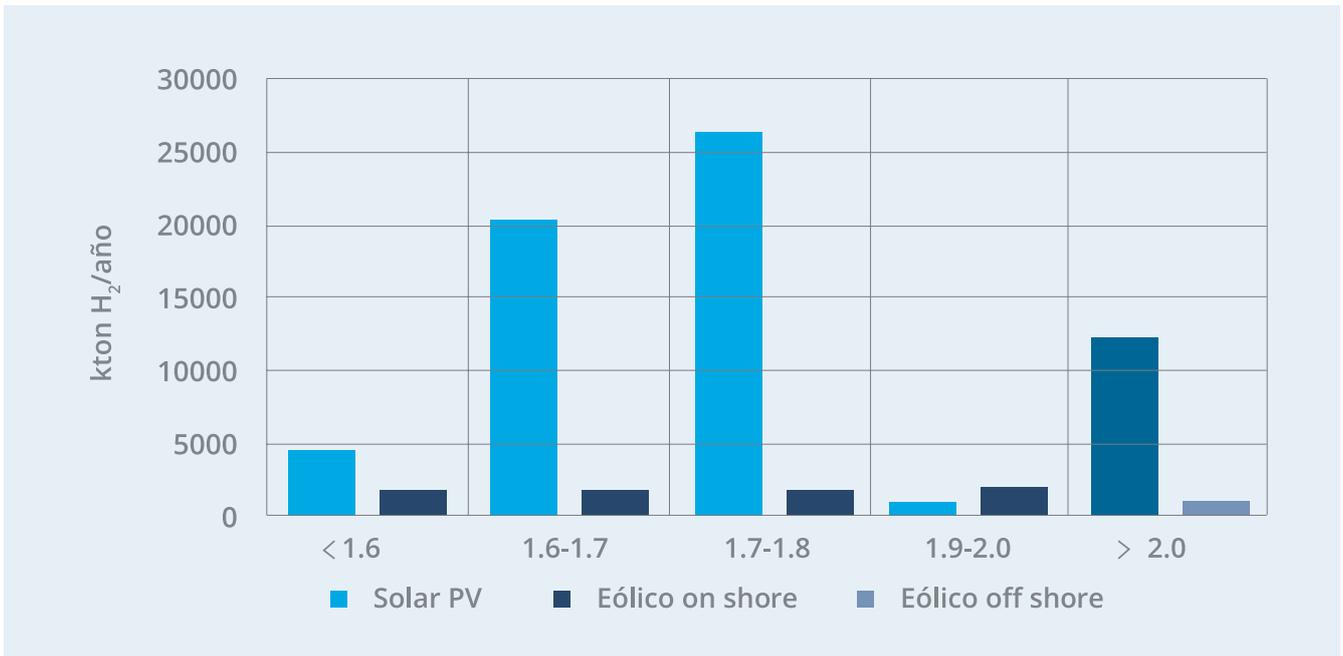
Hacia 2050, el mayor potencial de producción de hidrógeno, tanto en volumen como en costo, está dado por la energía solar fotovoltaica, sin embargo, la energía eólica contribuye importantemente con volúmenes que, para el contexto de las tecnologías de producción y uso de hidrógeno, son bastante importantes.

En la Figura 2-10. se puede observar la distribución de costos y volúmenes de producción de hidrógeno verde en Tamaulipas. En la práctica, el hidrógeno que se podría producir con costos menores a 1.6 USD/kg H₂ representa 5.5 millones de toneladas de hidrógeno (producidas a partir de 7.1 GW de energía eólica on-shore y 111.7 GW de energía solar fotovoltaica), las cuales podrían ser suficientes para satisfacer la demanda de Tamaulipas e incluso la de estados vecinos en 2050. Adicionalmente,

existe un alto volumen de H₂ fotovoltaico en el intervalo de los 1.7 a 1.8 USD/kg H₂, comparado con los volúmenes en el intervalo de costos menores a 1.6 USD/kg H₂. Tamaulipas deberá plantear una estrategia para la producción de hidrógeno verde en los sitios donde más barato sea producirlo.

Además de lo anterior, es importante señalar que el uso de plantas híbridas entre tecnologías solar – eólica o combinaciones distintas con hidroelectricidad o geotermia podrían resultar en costos aún menores para la producción de hidrógeno verde.

Figura 2-10. Potencial de producción de hidrógeno y costo por fuente renovable en 2050.



3. Potencial de adopción del hidrógeno verde en distintos sectores económicos

3.1 Metodología

En esta sección del estudio se cuantificó el potencial de adopción de hidrógeno en cinco sectores y ocho segmentos, las cuales son:

1) Petróleo y Gas

- a. Refinación de crudo
- b. Inyección a gasoductos
- c. Combustibles sintéticos para la aviación

2) Generación eléctrica

- a. Ciclos combinados con turbinas a hidrógeno

3) Siderurgia

- a. Aplicaciones térmicas en el laminado de acero

4) Industria química

- a. Producción de amoniaco

5) Movilidad

- a. Movilidad pública de pasajeros (buses)
- b. Movilidad de carga pesada (camiones clase 8 o tipo T3)

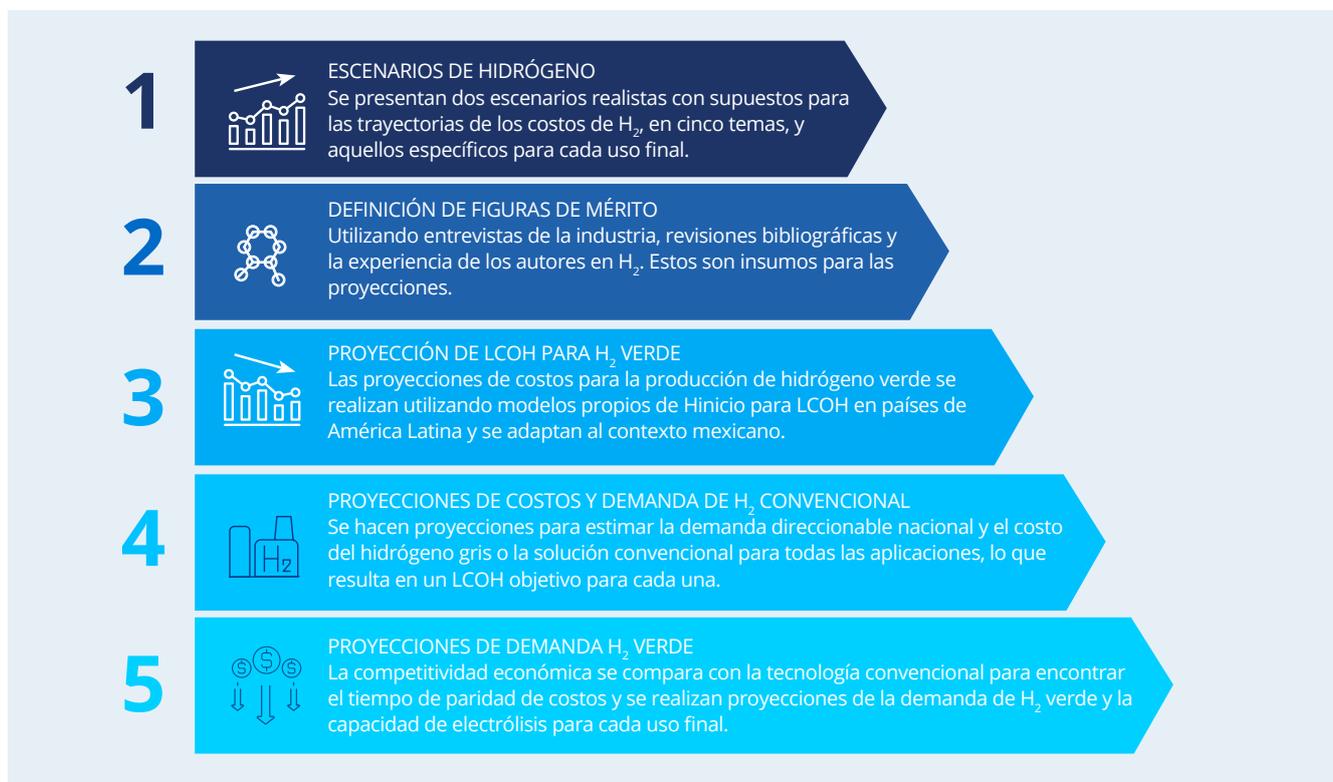
Se desarrollaron proyecciones de demanda de hidrógeno verde y análisis económico para cada uno de los segmentos objetivo para alcanzar una visión cuantificada de las oportunidades para Tamaulipas hasta el 2050. Se definieron figuras de mérito mediante entrevistas e informes de la industria, revisiones bibliográficas de documentos disponibles al público y sitios web, y la experiencia técnica y comercial de los autores en hidrógeno verde como insumos.

Se presentan dos escenarios realistas: “NDC Compliance”, que asume que México cumplirá con sus compromisos climáticos del Acuerdo de París de acuerdo con las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés); y ‘Hydrogen Breakthrough’, que hace suposiciones más optimistas con una alta adopción de la industria y un apoyo político intensivo en todo el mundo y en México, siguiendo las proyecciones del Hydrogen Council.

Se realizaron estimaciones de costos y comparaciones con la alternativa del hidrógeno para cada segmento. El costo nivelado requerido del hidrógeno se calculó utilizando modelos propios de Hincio para comparar su competitividad económica con la tecnología convencional para cada una de las aplicaciones.

El análisis consideró tres horizontes temporales diferentes en el 2021, 2030 y el 2050, y arrojó el LCOH objetivo para cada aplicación. Se hicieron proyecciones de LCOH hacia el 2050 para identificar el tiempo esperado para la paridad de costos para la alternativa del hidrógeno gris, es decir, el LCOH proyectado frente al LCOH objetivo.

Figura 3-1. Proceso metodológico de proyecciones de demanda de hidrógeno verde.



Los insumos para estas proyecciones de evolución de los costos del hidrógeno incluyen los precios actuales e históricos de las alternativas, como el gas natural, así como las proyecciones en la infraestructura del hidrógeno verde a lo largo de su cadena de valor, incluida la eficiencia y vida útil del electrolizador, los gastos de capital y operativos, costos de energía renovable, etc. Los resultados de estas proyecciones de costos arrojan puntos estimados en el tiempo para la paridad de costos del hidrógeno frente a la alternativa convencional, proporcionando un marco de tiempo en el que se espera que la demanda de hidrógeno verde aumente para cada aplicación.

3.2 Escenarios de demanda de hidrógeno

El escenario de NDC Compliance (NDC-C) se basa en el supuesto de que México cumplirá con sus compromisos climáticos del Acuerdo de París de acuerdo con las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC) que presentó en el 2015. Este escenario considera que el país adopta nuevas tecnologías para la descarbonización en los sectores objetivo, donde el hidrógeno juega un papel moderado, según su competitividad de costos. Su objetivo es proporcionar un marco de referencia realista para la proyección de la participación del mercado de hidrógeno,

asumiendo que el país alcanzará sus objetivos NDC para el 2030 y 2050, un compromiso que México reiteró en la COP 25 de diciembre del 2019 en hacer una reducción del 22% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para el 2030, en comparación con la línea base proyectada. Las NDC están desagregadas por segmento, siendo el transporte el más relevante con un compromiso de reducción de GEI del 18%, la generación de energía con un 31%, residencial y comercial con un 18%, petróleo y gas con un 14% y el sector industrial con un 5% como se puede observar en la Tabla 3-1¹.



¹. SEMARNAT: Proceso de actualización de contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC), 2020.

Tabla 3-1. Compromisos de las NDC de México para la reducción de GEI por segmento hasta 2030.

| | BAU proyectado (MtCO ₂ e) | NDC proyectado (MtCO ₂ e) | Reducción comprometida de GEI |
|----------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------|
| Transporte | 266 | 218 | 18% |
| Generación de electricidad | 202 | 139 | 31% |
| Residencial y comercial | 28 | 23 | 18% |
| Petróleo y gas | 137 | 118 | 14% |
| Industria | 165 | 157 | 5% |
| Agricultura y ganadería | 93 | 86 | 8% |
| Desechos | 49 | 35 | 29% |
| LULUCF ² | 32 | -14 ³ | 144% |
| Total | 972 | 762 | 22% |

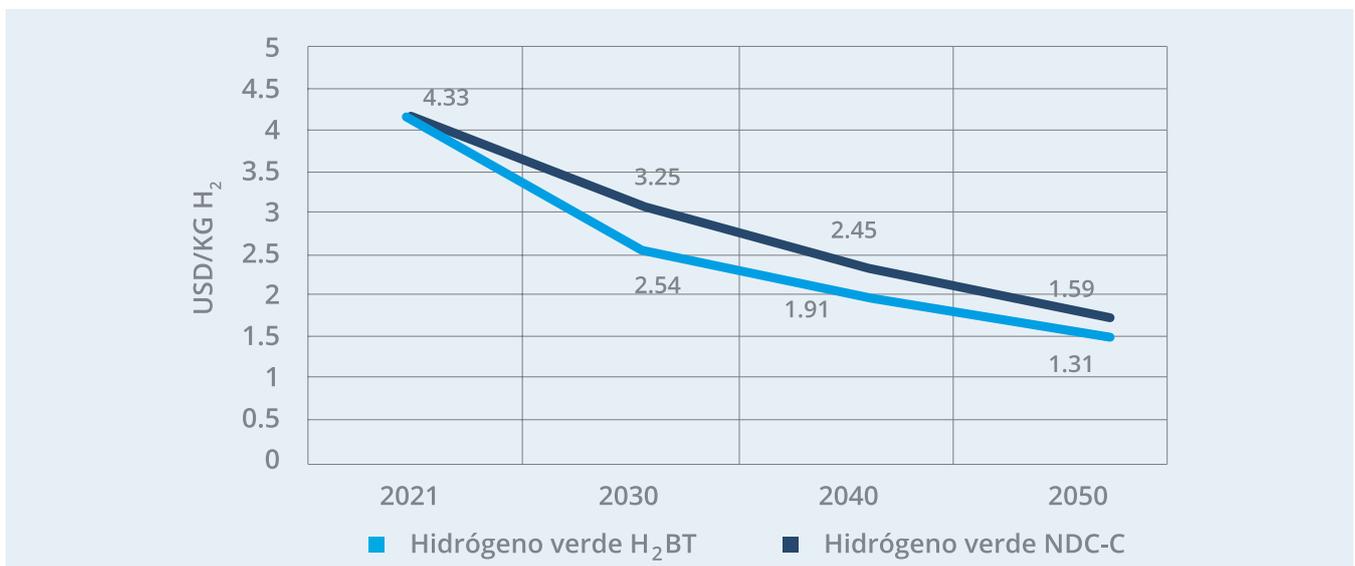
El escenario Hydrogen Breakthrough (H₂BT) hace supuestos más optimistas y considera que el hidrógeno tiene una evolución acelerada en costos y tecnología, con una alta adopción de la industria y un apoyo político intensivo a nivel mundial y en México, siguiendo las proyecciones del Hydrogen Council⁴. Su objetivo es explorar la mayor cuota de mercado potencial de tecnologías de hidrógeno bajo supuestos realistas pero favorables.

Se hicieron una serie de supuestos para caracterizar cada escenario con hitos en el 2020, 2030 y 2050 en cinco temas: 1) objetivos climáticos, 2) transición energética soberana, 3) inversión pública y privada, 4) competitividad de costos y 5) desarrollo técnico. Las principales características y consideraciones utilizadas para cada tema se pueden leer en el Anexo 1 de este documento.

3.3 Proyecciones de LCOH para hidrógeno verde

Las proyecciones de costos para el hidrógeno verde se realizaron utilizando modelos propios de Hinicio para LCOH en países de América Latina y se adaptaron al contexto mexicano. Los modelos consideran factores tecnológicos como los costos del electrolizador, eficiencias, consumo de agua y vida útil; y los específicos del país, como el recurso de energía renovable y factores de capacidad estimados, el costo de la electricidad y los costos ajustados de instalación y operación de los electrolizadores. Las principales diferencias en los supuestos de los escenarios para el LCOH son evoluciones más conservadoras u optimistas de los costos, la eficiencia y la vida útil del electrolizador.

Figura 3-2. Proyecciones de LCOH en Tamaulipas por escenario.



² Uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura.

³ Negativo debido a la absorción de emisiones.

⁴ El Hydrogen Council es una iniciativa global que une a los directores ejecutivos de las principales empresas de energía, transporte e industria con una visión común y una ambición a largo plazo para que el hidrógeno fomente la transición energética.

3.4 Sector Petróleo y Gas

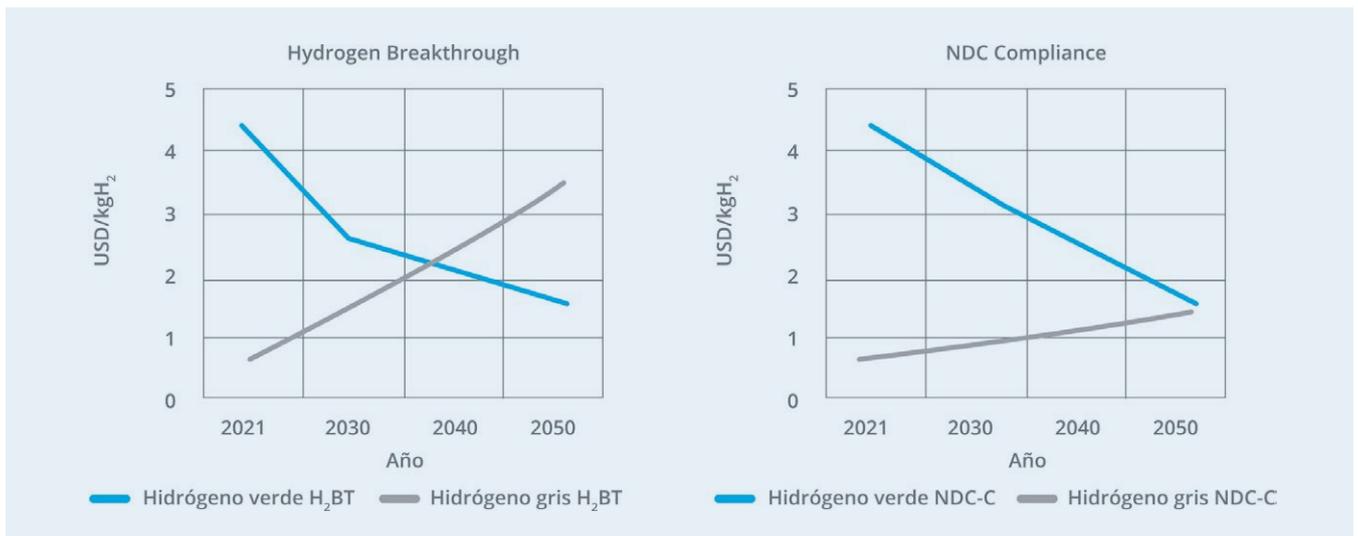
Refinación de crudo

Representando más del 90% del consumo de hidrógeno de PEMEX –y una participación ligeramente menor para todo el país–, los procesos de refinado de petróleo en México podrían convertirse en un importante consumidor de hidrógeno verde, lo que representa importantes oportunidades de negocio y potencial de reducción de emisiones para la empresa estatal y sus filiales. El hidrógeno se ha utilizado en el refinado de petróleo en todo el mundo durante décadas en los procesos de hidrocracking e hidrogenación, para incrementar las fracciones de hidrocarburos pesados mediante el aumento de la relación hidrógeno-carbono⁵ y para eliminar el azufre y otras impurezas del diésel y las gasolinas⁶.

En Tamaulipas, la refinería de Ciudad Madero es el principal productor y consumidor de hidrógeno del estado, la cual, durante 2016 tuvo un consumo de 39.7 millones de pies cúbicos diarios de hidrógeno⁷ proveniente de su planta de reformado de metano (71%) y de su planta de reformado intermedio de naftas (29%). En ambos casos, el hidrógeno producido es considerado “gris” por usar fuentes fósiles como materias primas y emitir a la atmosfera CO₂.

En esta aplicación el hidrógeno renovable o verde compite en costos frente al hidrógeno gris de manera directa, en USD/kg H₂ ya que la refinería no necesitaría hacer cambios a su infraestructura para reemplazar el suministro de un hidrógeno por otro en sus procesos de consumo. La Figura 3-3 muestra la evolución de costos de hidrogeno gris frente al hidrógeno verde en Tamaulipas.

Figura 3-3. Evolución del LCOH y el LCOH objetivo para refinación en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough.



De acuerdo con el documento llamado “Prospectivas del Petróleo y Petrolíferos – SENER 2018” la refinería de Ciudad Madero alcanzará su máxima capacidad operativa en 2022, a la cual el consumo de hidrógeno sería de aproximadamente 30 kton H₂/año. Se considera esa como la demanda máxima y se mantiene constante hasta 2050. Bajo estas consideraciones, en el escenario NDC Compliance, el hidrógeno verde alcanza la paridad de costos frente al hidrógeno gris muy cerca de 2050, por lo que en 2030 no se esperaría penetración alguna del H₂ verde y solo hasta la segunda mitad de la década de 2040, podríamos ver un despliegue moderado que podría alcanzar un 10% del mercado en el segmento, como máximo.

El escenario Hydrogen Breakthrough, por su parte, presenta una paridad de costos desde finales de la década de 2030, lo cual, rumbo a 2050, le da 12 años de plena competitividad económica al hidrógeno verde frente al hidrógeno gris, de modo que en este año la participación del hidrógeno verde en la refinación de crudo en Tamaulipas podría alcanzar el 50% del mercado con unos 14.8 kton H₂/año. En este escenario, se podrían ver proyectos piloto desde la década de 2020, de modo que hacia 2030 podrían existir entre 10 y 15 MW de electrolisis generando hidrógeno renovable para la refinería de Ciudad Madero.

⁵ Bricker M., Hydrocracking en procesamiento de petróleo, 2014.

⁶ Energy Information Agency, El hidrógeno para refinadoras es proporcionado cada vez más por proveedores industriales, 2016.

⁷ PEMEX, Suministro de Hidrógeno en refinería Miguel Hidalgo en Tula de Allende, Hidalgo, 2018.

Figura 3-4. Demanda de hidrógeno verde proyectada en la refinería de Ciudad Madero de 2021 a 2050.

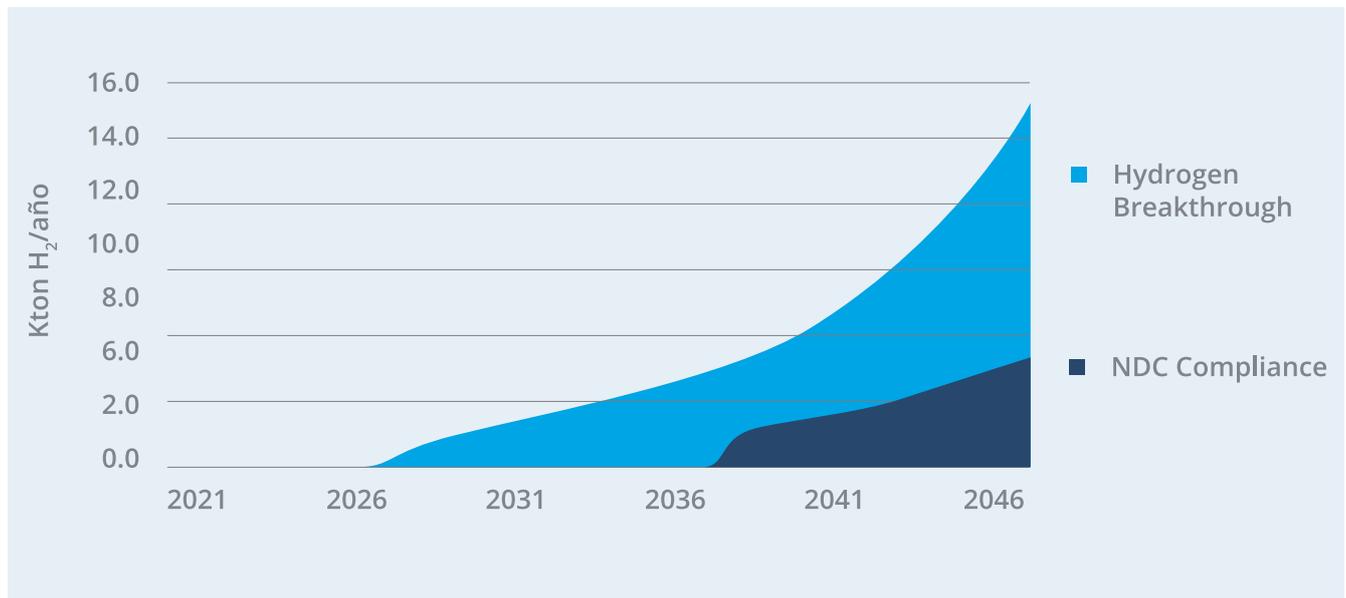


Tabla 3-2. Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para refinación 2030 y 2050.

| Refinerías | Demanda de hidrógeno | | Capacidad de electrólisis | | |
|-----------------------|----------------------|-----------------------------|------------------------------|---------|----------|
| | Año | 2030 | 2050 | 2030 | 2050 |
| NDC Compliance | | 0 ktonH ₂ /año | 2.96 ktonH ₂ /año | 0 MW | 34.4 MW |
| Hydrogen Breakthrough | | 0.9 ktonH ₂ /año | 14.8 ktonH ₂ /año | 10.5 MW | 171.7 MW |

Inyección a Gasoductos

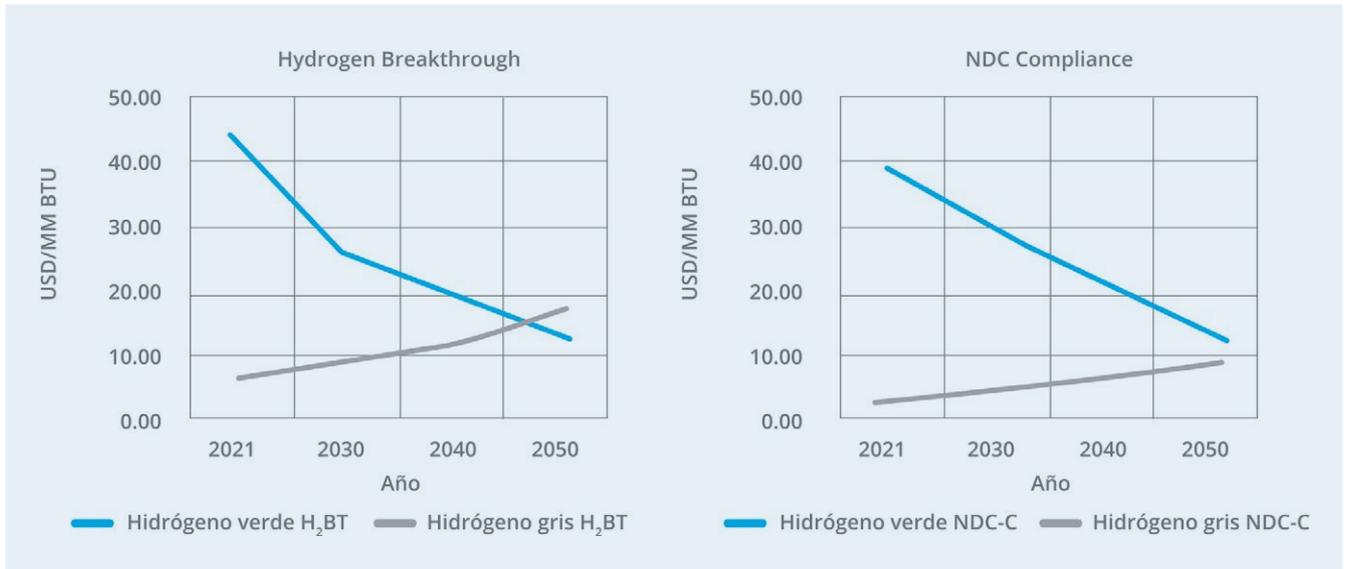
El uso de hidrógeno en la infraestructura de gas natural tiene dos alternativas: la producción de metano sintético y la inyección de una mezcla de gas natural e hidrógeno en la red.

La producción de metano sintético utilizando hidrógeno electrolítico y CO₂ capturado, también conocido como metanización, resulta en un gas carbono-neutral idéntico en composición al metano a base de fósiles. El proceso de síntesis tiene desafíos de eficiencia que superar, pero podría proporcionar una alternativa para descarbonizar los usos finales del gas natural mediante la sustitución directa sin cambios importantes en la infraestructura, abriendo la posibilidad de una gran demanda potencial de combustible verde a base de hidrógeno, listo para ser desplegado a gran escala. Sin embargo, la mezcla de hidrógeno verde con gas natural es vista como la alternativa con un gran potencial para el uso de hidrógeno en la infraestructura de gas, dados los desafíos técnicos restantes para la metanización.

El hidrógeno verde se puede mezclar con gas natural convencional y luego inyectarse en la infraestructura de gas. La inyección de esta mezcla en la red tiene limitaciones técnicas que aumentan a medida que aumenta la concentración de hidrógeno, tanto en el lado del proveedor como del consumidor. Los usos finales del gas natural como materia prima química tienen una baja tolerancia a los cambios en la composición, permitiendo tan sólo el 2% del hidrógeno en volumen en la mezcla, y los usos de la mezcla de gas para la generación de energía en centrales térmicas pueden enfrentar desafíos a una concentración del 20%. Desde la perspectiva de la infraestructura de gas, también hay limitaciones relacionadas con fugas de gas y propiedades estructurales del gasoducto que comienzan a una concentración del 10%. Para hacer frente a estas limitaciones, se han establecido regulaciones en los países que promueven la inyección de hidrógeno en la red para establecer un límite de volumen de hidrógeno en la mezcla, que va desde el 0.02% en los Países Bajos o el 0.1% en Bélgica y el Reino Unido, hasta el 6% del hidrógeno permitido en la red de gas en Francia y el 10 % en Alemania.

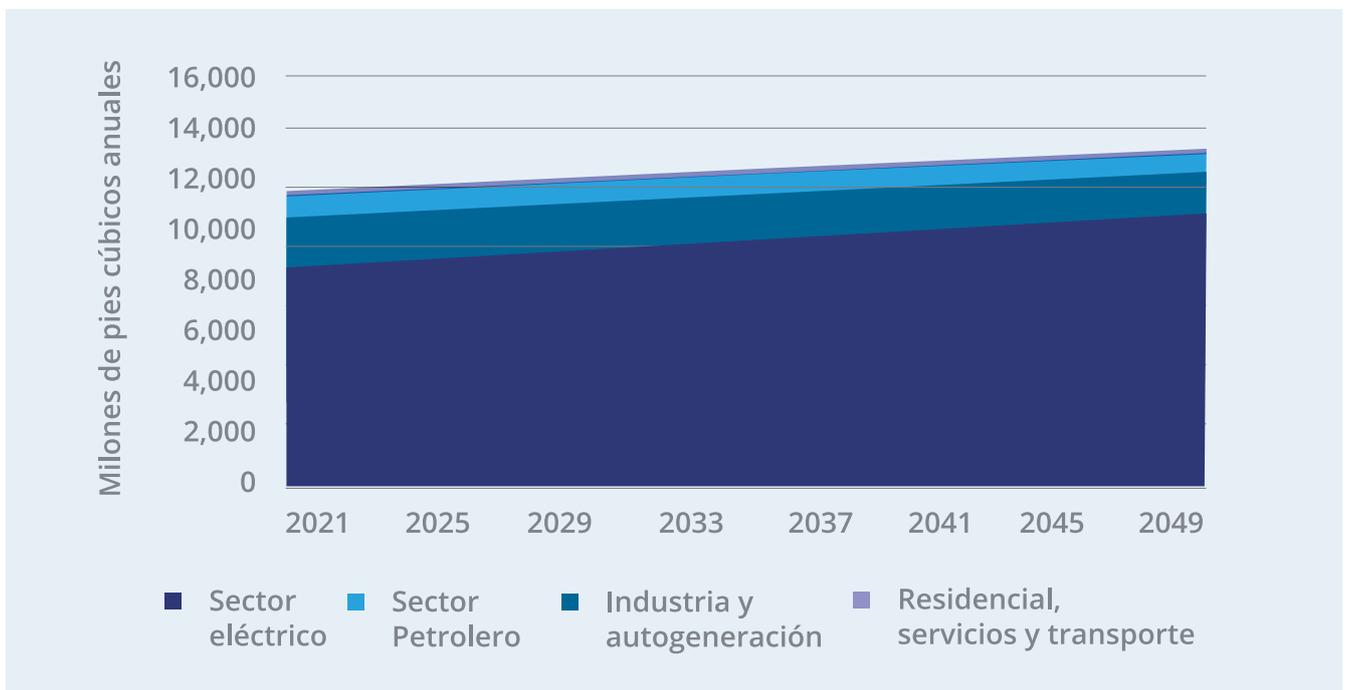
En esta aplicación el hidrógeno verde compite en costos con el gas natural por unidad de energía, en este caso, en su costo en USD/Millón de BTU. Considerando que el hidrógeno verde es un gas sintético mientras que el gas natural es un gas extraído del subsuelo, se pueden esperar paridades de costo más lejanas de las que se podría tener el hidrógeno verde frente al gris, por ejemplo, donde ambos son gases fabricados. En la Figura 3-5 se puede observar que la paridad de costos de H₂ verde frente al gas natural ocurriría en 2044 en el escenario Hydrogen Breakthrough y posterior a 2050 en el NDC Compliance.

Figura 3-5. Evolución del LCOH y el LCOH objetivo para inyección a gasoductos en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough.



Para analizar el volumen de hidrógeno que el mercado tamaulipeco de gas podría recibir, se hizo primero un pronóstico de la demanda potencial de gas natural por sector en el estado. Se prevé que Tamaulipas podría pasar de consumir 11,300 millones de pies cúbicos anuales de gas en 2019 a consumir poco más de 15,000 millones de pies cúbicos anuales en 2050.

Figura 3-6. Demanda proyectada de gas natural por sector.



Para el análisis de adopción de hidrógeno en gasoductos fueron excluidos dos sectores: el de generación eléctrica, que se estudiará individualmente más adelante, y el de Petróleo, cuyo principal uso es la producción de hidrógeno gris para la refinería de Cd. Madero, segmento que ya fue analizado en este tomo.

Para el escenario Hydrogen Breakthrough, será difícil ver participación del hidrógeno en gasoductos antes de la década de 2030, ya que los volúmenes de uso de gas en Tamaulipas son altos y el hidrógeno aún no sería una opción rentable. Sin embargo, hacia la década de 2040 y posterior a 2044, que es el año en que se alcanza la paridad de costos, el despliegue de tecnología podría ser tal que en 2050 se alcance el límite técnico de 20% de mezcla de H₂ en gasoductos, con una demanda de hasta 4.5 kton anuales para los sectores de Industria y

Autogeneración y Residencial, servicios y transporte. Por su parte, el escenario NDC Compliance, en el que el hidrógeno verde no alcanza paridad de costos con el gas aún en 2050, solo presentaría algunos proyectos piloto y quizá inyección de excedentes de hidrógeno de otras industrias que lo obtengan como subproducto. Se prevé que la inyección de H₂ en gasoductos no rebasaría el 5% en los sectores estudiados.

La Tabla 3-3 Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para gasoductos 2030 y 2050 muestra los volúmenes potenciales de hidrógeno demandado en cada escenario y la correspondiente capacidad de electrólisis para producirlos.

Figura 3-7. Demanda de hidrógeno verde proyectada en gasoductos de Tamaulipas de 2021 a 2050.

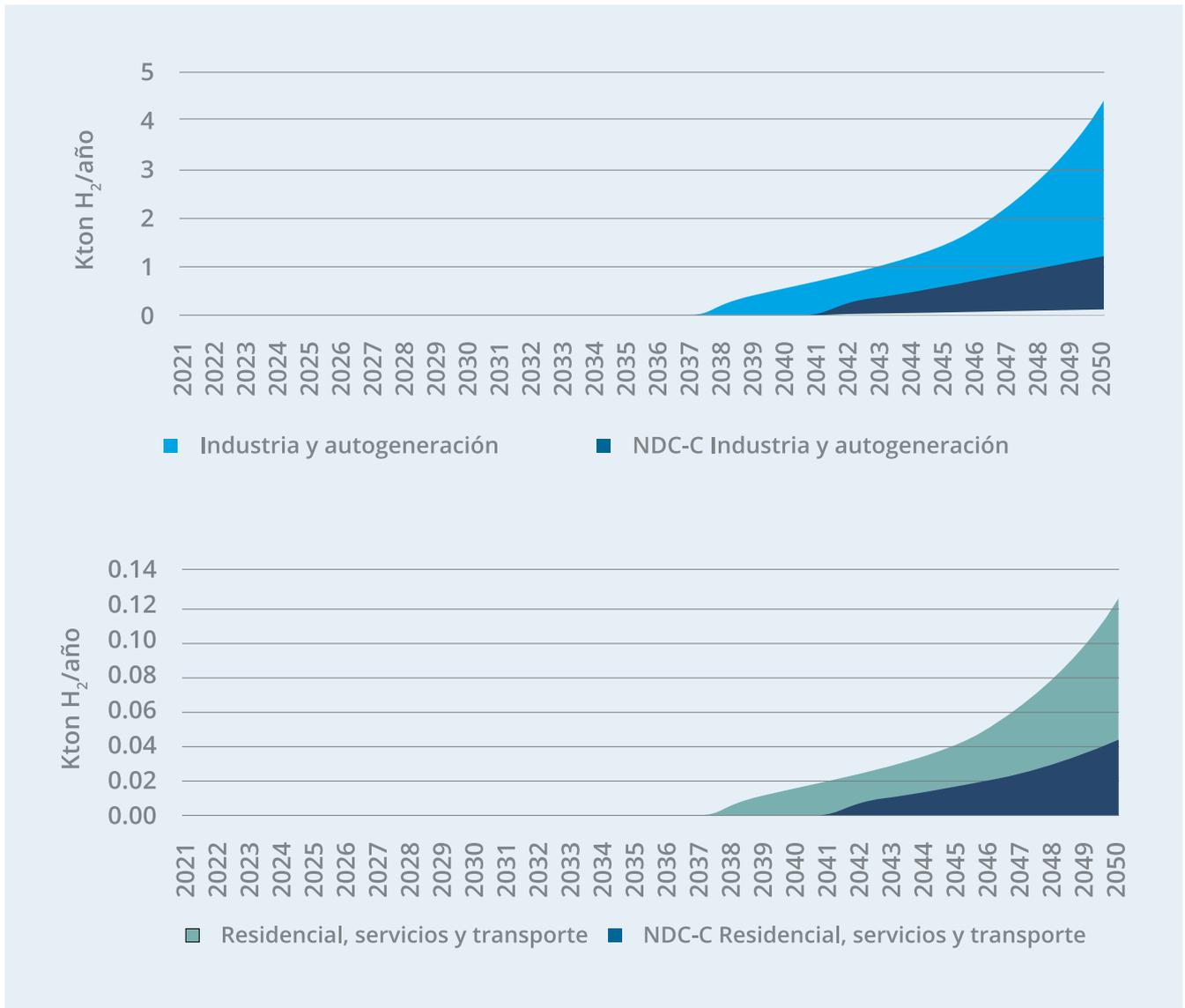


Tabla 3-3. Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para gasoductos 2030 y 2050.

| Gasoductos | Demanda de hidrógeno | | Capacidad de electrólisis | | |
|-----------------------|----------------------|---------------------------|-----------------------------|------|---------|
| | Año | 2030 | 2050 | 2030 | 2050 |
| NDC Compliance | | 0 ktonH ₂ /año | 1.2 ktonH ₂ /año | 0 MW | 14 MW |
| Hydrogen Breakthrough | | 0 ktonH ₂ /año | 4.5 ktonH ₂ /año | 0 MW | 52.4 MW |

Combustibles sintéticos para la aviación

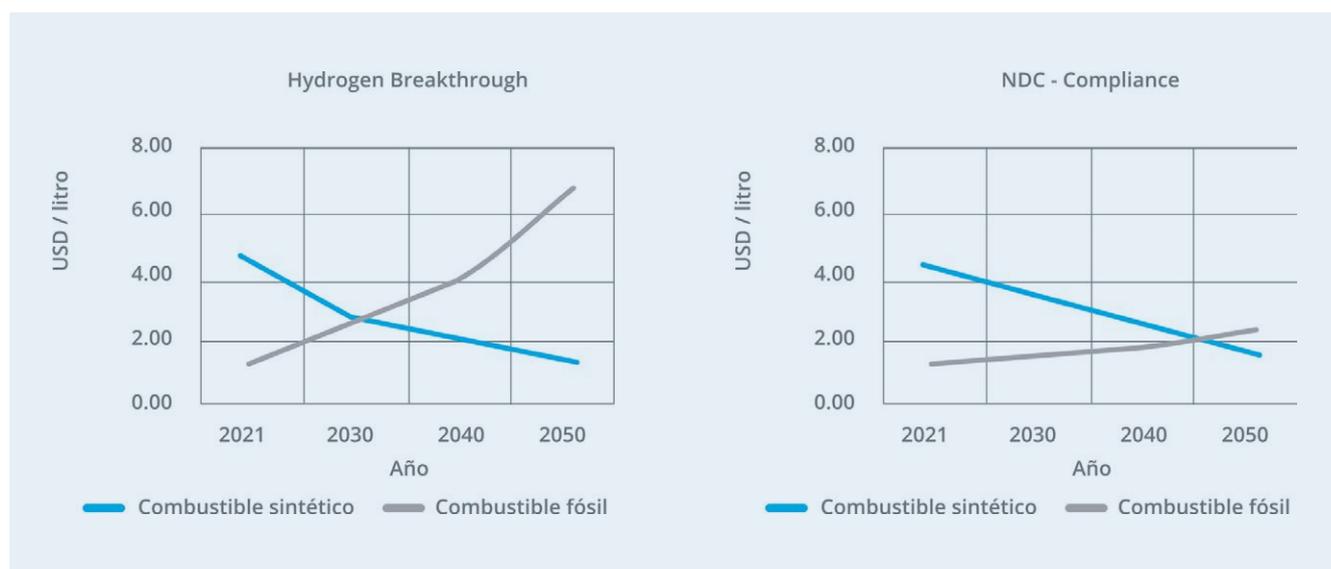
Los combustibles sintéticos, también conocidos como e-fuels o syn-fuels, se producen con hidrógeno verde y CO₂ capturado, lo que resulta en una alternativa baja en carbono a los combustibles convencionales que se puede utilizar sin cambios importantes en la infraestructura y el equipo para su combustión. Esto permite la sustitución directa de combustibles fósiles, abordando así los mismos mercados y aplicaciones.

El segmento objetivo de este estudio es la aviación, donde se podría sustituir el combustible convencional para aviones, y es visto como un vector potencial importante para la descarbonización. Para el transporte por carretera, el uso de combustibles sintéticos parece poco probable con la transición actual a la electrificación, y donde también se espera el uso de hidrógeno en

vehículos propulsados por celdas de combustible. También se espera que las celdas de combustible sean la fuente dominante de energía basada en hidrógeno en la industria, el ferrocarril y el transporte marítimo, sin necesidad de e-fuels.

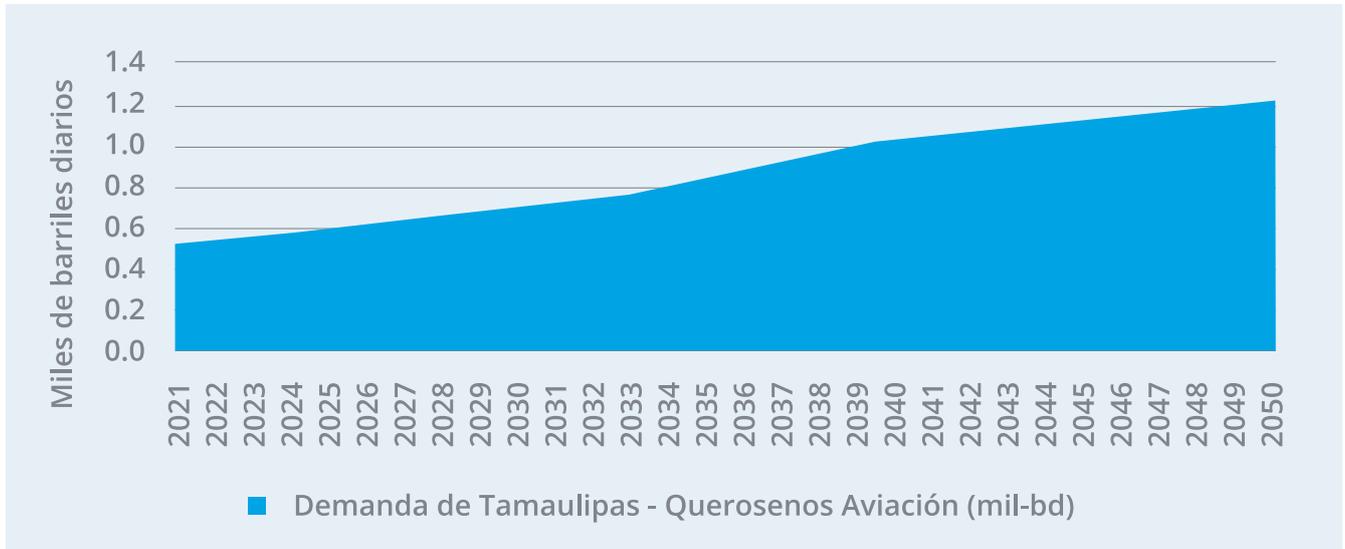
A nivel de costos, aquí el hidrógeno verde no es el competidor directo de la alternativa fósil, es el combustible sintético. El costo del combustible sintético se calcula considerando el costo del hidrogeno alimentado al proceso (LCOH), el costo del CO₂, la energía del proceso de síntesis, así como el costo de la infraestructura de producción en el llamado, proceso Fischer – Tropsch. La Figura 3-8 muestra la evolución de costos del combustible sintético frente al combustible fósil. Es importante notar la diferencia en las curvas de evolución de costos del combustible fósil, las cuales son reportadas por SENER en el PRODESEN 2019.

Figura 3-8. Evolución del LCOH y el LCOH objetivo para combustibles sintéticos en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough.



Tamaulipas cuenta con 5 principales aeropuertos: Ciudad Victoria, Matamoros, Nuevo Laredo, Reynosa y Tampico, los cuales durante 2019 tuvieron un consumo, en conjunto de 29.5 millones de litros de combustible, siendo la turbosina el predominante, con 28.8 millones de litros. Considerando la tendencia nacional de aumento en las operaciones aéreas y en la demanda de combustible para avión que reporta el documento “Prospectivas del Sector de Petróleo y Petrolíferos 2018” de la SENER, se estima que hacia 2050 Tamaulipas podría demandar hasta 69 millones de litros anuales.

Figura 3-9. Demanda proyectada de combustibles para aviación en Tamaulipas.



El escenario Hydrogen Breakthrough los combustibles sintéticos podrían ser una tecnología competitiva en costos frente al gasavión o turbosina fósil desde 2035. Esta aplicación podría ver sus primeros proyectos piloto en Tamaulipas muy cerca de 2030 y para 2050 hasta un 50% del combustible de aviación estatal podría ser de origen sintético, siendo necesario el despliegue de 85 MW de electrólisis que producirían 7.4 kton de H₂ anuales para la síntesis de 14.75 millones de litros anuales de querosenos (turbosina y gasavión).

El escenario NDC Compliance ofrece una menor participación del mercado para los combustibles sintéticos. Con apenas dos o tres años de competitividad económica y considerando el tiempo de desarrollo de proyectos de este tipo de infraestructura, en 2050 no más del 10% del mercado de combustibles para aviación podría ser satisfecho por la alternativa sintética. Entre 15 y 20

MW de electrólisis podrían producir hidrógeno para esta aplicación en 2050, con una producción de apenas 2.95 millones de litros anuales, o 50 barriles diarios de e-fuel. El mercado de los combustibles sintéticos podría ampliarse si en el mundo se establecieran metas de descarbonización más ambiciosas y reglas que obligaran a los operadores de rutas aéreas o marítimas internacionales a adoptar volúmenes específicos de biocombustibles y de combustibles sintéticos en el tiempo.

Los combustibles sintéticos tienen su aplicación más evidente en la aviación, sin embargo, también podrían ser usados en las embarcaciones de gran tamaño, donde hasta ahora se vislumbran dos grandes alternativas para la descarbonización: el uso de combustibles sintéticos o la transición hacia el uso de amoníaco verde como combustible: ambos, mercados benéficos para el despliegue de la producción de hidrógeno verde.

Figura 3-10. Demanda de hidrógeno verde proyectada para la síntesis de combustibles sintéticos en Tamaulipas de 2021 a 2050.

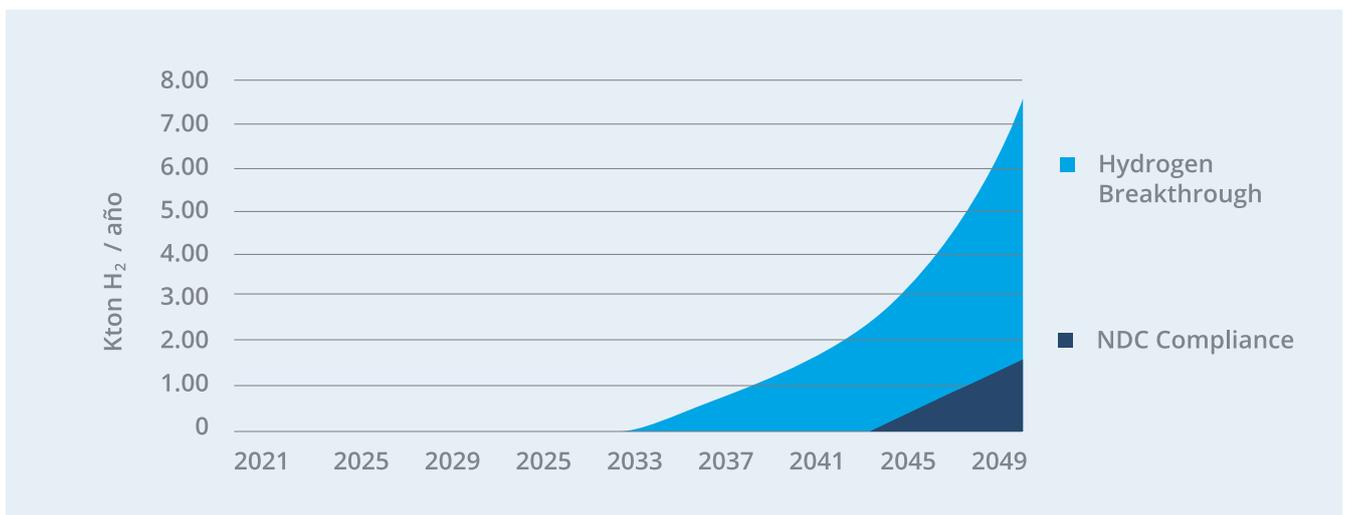


Tabla 3-4. Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para combustibles sintéticos 2030 y 2050.

| Gasoductos | Demanda de hidrógeno | | Capacidad de electrólisis | | |
|-----------------------|----------------------|---------------------------|------------------------------|---------|---------|
| | Año | 2030 | 2050 | 2030 | 2050 |
| NDC Compliance | | 0 ktonH ₂ /año | 1.5 ktonH ₂ /año | 0 MW | 0MW |
| Hydrogen Breakthrough | | 0 ktonH ₂ /año | 7.38 ktonH ₂ /año | 17.4 MW | 85.6 MW |

3.5 Sector Eléctrico

Ciclos combinados con turbinas de hidrógeno

El hidrógeno se puede utilizar para la combustión directa en turbinas de energía de hidrógeno reconvertidas o dedicadas para la generación de energía como alternativa a las celdas de combustible. Algunas de las ventajas sobre las celdas de combustible incluyen un menor costo de inversión, el aprovechamiento de la infraestructura existente, un mantenimiento más accesible al estar basado en una tecnología bien conocida y una menor sensibilidad a la calidad del hidrógeno suministrado.

Además, el uso de hidrógeno en turbinas podría formar parte de sistemas de almacenamiento de energía, que convierten el exceso de energía en hidrógeno mediante electrólisis y luego lo reconvierten de nuevo a energía en la turbina cuando sea necesario.

Actualmente existen modelos de turbinas que ya pueden funcionar con concentraciones de hidrógeno del 50-70%, por ejemplo, en refinerías de Asia y Europa. Empresas como GE, Mitsubishi y Siemens están desarrollando turbinas que podrían funcionar enteramente con hidrógeno, con expectativas de que los primeros modelos entren en operación en 2030.

La adaptación, reconversión e instalación de centrales térmicas alimentadas de hidrógeno parcial o totalmente por parte de CFE podría proporcionar una alternativa para descarbonizar la energía producida en sus turbinas alimentadas con gas natural actualmente, y una medida de ahorro de costos una vez que el hidrógeno verde se vuelva más competitivo que su contraparte fósil sobre una base de contenido energético.

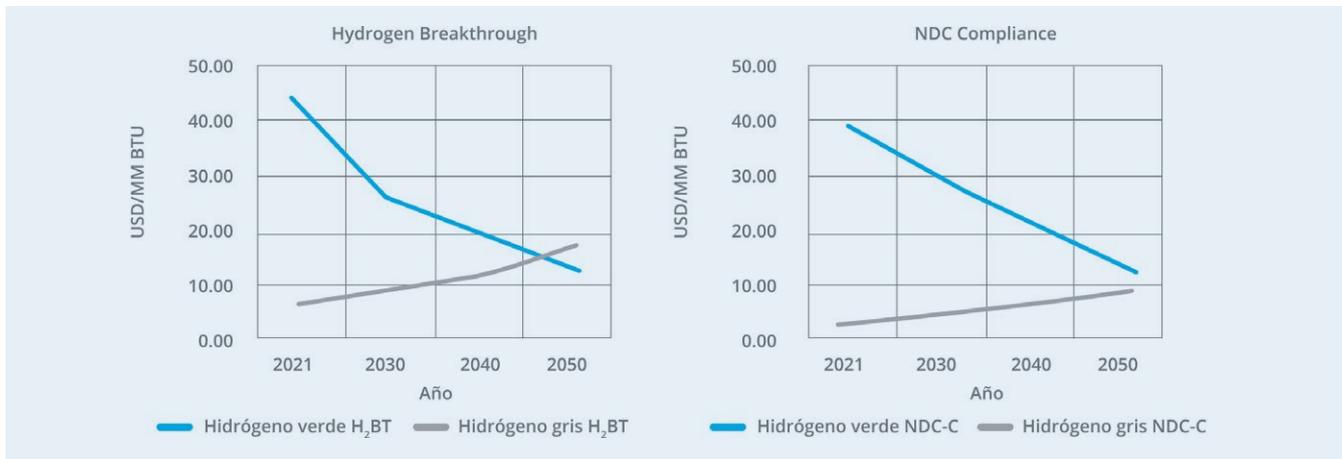
Al igual que en todo el país, en Tamaulipas la tecnología de generación eléctrica con mayor penetración es el ciclo combinado de gas, con una capacidad instalada de 5249 MW de los 7120 MW instalados en el estado. Esto, sumado al potencial renovable del estado podría significar una aplicación importante para el hidrógeno verde regionalmente.

Figura 3-11. Capacidad instalada de plantas térmicas de CFE en Tamaulipas 2021.



Al igual que en el caso de la inyección de hidrógeno a gasoductos, aquí el hidrógeno compite en costos frente al gas natural en una comparación de costos por contenido energético (USD/MM BTU), la cual resulta en puntos de equilibrio de costos tardíos: 2044 en el escenario Hydrogen Breakthrough y después de 2050 para el NDC Compliance. Lo anterior se debe a que las turbinas de hidrógeno están previstas para tener costos de adquisición similares a las turbinas de gas natural y a que su eficiencia será del mismo orden de magnitud; en consecuencia, la diferencia en el costo de la energía eléctrica de salida de cada turbina es altamente dependiente del costo del combustible.

Figura 3-12. Evolución del LCOH y el LCOH objetivo para generación eléctrica en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough.



Para un sector especialmente demandante de energía como es el de la generación eléctrica es muy importante tener en cuenta los volúmenes de infraestructura, más que los porcentajes de penetración. Una vez que el costo de paridad entre el hidrógeno verde y el gas natural este cerca de lograrse o se haya logrado, comenzaría un despliegue paulatino de las capacidades de producción y consumo de hidrógeno que tomará tiempo.

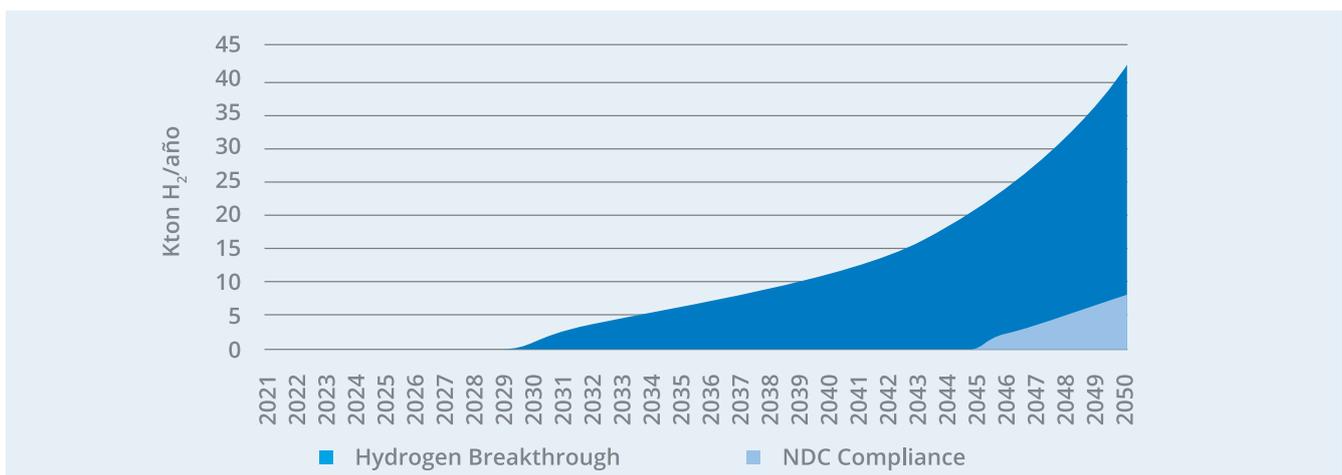
Este sector, es hasta ahora el primero en el que la autoridad mexicana ha establecido metas de adopción de mediano plazo. El Programa Nacional de Desarrollo del Sistema Eléctrico (PRODESEN) 2020 ha establecido la meta de introducir 1.31% de las adendas a la capacidad instalada 2025 – 2034, lo cual significaría 391.5 MW de potencia cubierta por hidrógeno renovable. Para este análisis, este criterio es tomado en cuenta para el escenario Hydrogen Breakthrough.

Con este contexto, el escenario Hydrogen Breakthrough podría traer para Tamaulipas una demanda de hasta 2.54 kton/año de hidrógeno verde, suficientes para la

generación de hasta 50.3 GWh, equivalentes a unos 8 MW de potencia, considerando un factor de planta del 70 – 80%. Hacia 2050, la adopción de hidrógeno verde en la generación eléctrica de Tamaulipas podrá alcanzar hasta 41.36 ktonH₂/año, equivalentes a 124 MW de potencia / 818.9 GWh/año, de acuerdo con la simulación del Sistema Eléctrico Nacional realizada por Hinicio para esta consultoría⁸.

En el escenario NDC Compliance, el cual está altamente influenciado por la competitividad económica de las tecnologías, la reducción de emisiones prevista para el sector de la generación eléctrica tendría que ser cubierta por otras alternativas disponibles en el mercado. No se vería adopción alguna de H₂ verde en 2030 y hacia 2050, un máximo de 5- 7 kton H₂/año podrían ser usados para generar electricidad en Tamaulipas, como parte de los proyectos piloto en preparación para la fase de adopción que se avicinaria o en proyectos específicos que pudieran aprovechar los puntos de mayor potencial renovable del estado.

Figura 3-13. Demanda de hidrógeno verde proyectada para generación eléctrica en Tamaulipas de 2021 a 2050.



⁸ Entregable 2 - Integración a la red de energía renovable variable. Hinicio – GIZ 2021.

Tabla 3-5. Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis para generación eléctrica 2030 y 2050.

| Generación eléctrica | Demanda de hidrógeno | | Capacidad de electrólisis | | |
|-----------------------|----------------------|-----------------------------|------------------------------|---------|----------|
| | Año | 2030 | 2050 | 2030 | 2050 |
| NDC Compliance | | 0 ktonH ₂ /año | 7.1 ktonH ₂ /año | 0 MW | 41.3 MW |
| Hydrogen Breakthrough | | 2.5 ktonH ₂ /año | 41.3 ktonH ₂ /año | 29.5 MW | 481.5 MW |

3.6 Sector de la Siderurgia

Aplicaciones térmicas en el laminado de acero

Hoy en día, la energía producida y obtenida por las empresas mineras y siderúrgicas se basa principalmente en combustibles fósiles y el consumo de energía para el sector está aumentando con un crecimiento en la demanda de minerales y la disminución del grado del mineral, con un aumento esperado del 36% a nivel mundial de 2020 a 2035⁹.

En Tamaulipas, se identificó que la actividad minera está más orientada a los minerales no metálicos como las arcillas, la arena, el carbón, el basalto y la caliza¹⁰. Este tipo de minería suele ser menos intensiva en energía que la minería metálica que requiere de la purificación de minerales como el hierro y el cobre, sin embargo, en el estado se desarrollan otro tipo de actividades siderúrgicas, debido a la posición geográfica estratégica y a la infraestructura portuaria marítima.

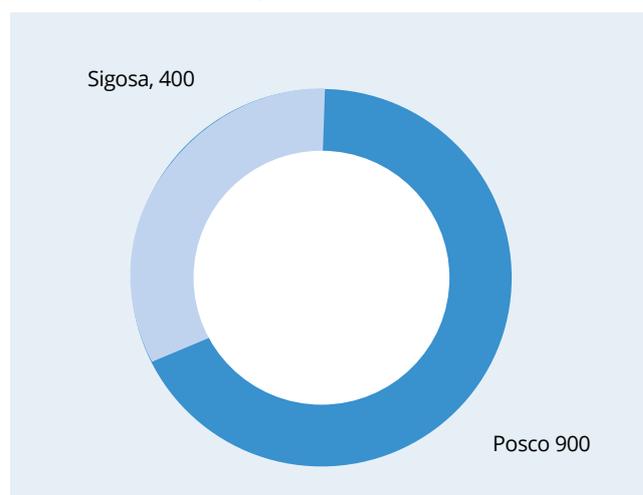
Una de las actividades siderúrgicas realizadas en Tamaulipas, que tiene una alta demanda de energía es el laminado de acero, la cual es la técnica de moldeado de acero en caliente para la formación de varilla, vigas, canales y láminas de este metal. Cada tonelada de acero laminado tiene un consumo promedio de 1.76 GJ de energía.

Se identificaron 2 plantas de laminado de acero en Tamaulipas: Sigosa, con una capacidad de 400 kton acero/año y Posco, con 900 kton de acero/año.

Para este sector no se ha realizado una proyección de demanda. Ante la incertidumbre sobre el interés de los actores privados en desarrollar nuevas plantas de este tipo se considerará que la demanda hasta 2050 permanecerá en 1300 kton de acero al año.

En esta aplicación, el hidrógeno compite nuevamente de forma directa “BTU a BTU” frente a los combustibles fósiles, ya que tecnológicamente, se espera que los equipos de combustión química del hidrógeno sean muy cercanos en costos a los de combustión de combustibles

Figura 3-14. Capacidad de procesamiento acero en laminadoras de Tamaulipas [kton/año].



fósiles gaseosos. De acuerdo con el Balance Energético 2019 (SENER, 2020), el sector “Industria Básica del Hierro y el Acero” en México tiene un consumo energético promedio de 69.3% gas seco, 20% carbón y coque de carbón, 2.3% petrolíferos, y 8.4% electricidad. Para el análisis del potencial de adopción de hidrógeno verde de las plantas de Posco y Sigosa en Tamaulipas, se asumirá que el consumo de las plantas es 100% gas natural.

Bajo estas consideraciones, el escenario Hydrogen Breakthrough presenta adopción del hidrógeno verde que inicia por 2040, cuando el hidrógeno verde se acerca al costo de paridad frente al gas natural y se acelera después de 2044, cuando el hidrógeno se vuelve más barato que la alternativa fósil, alcanzando una penetración del 20% de la demanda energética para el proceso de laminado de acero, equivalente a 4.2 kton H₂/año, con 50 MW de electrólisis necesarios para su producción.

En el escenario NDC Compliance el hidrógeno verde no logra un costo de paridad con el gas natural en 2050 y por tanto, en este año solo se verían algunos proyectos piloto de uso de H₂ verde en aplicaciones térmicas, los cuales no superarían unos 10 – 12 MW de electrólisis desplegada.

⁹ Centro de Inversión Sostenible de Columbia, “El poder renovable de la mina”, 2018.

¹⁰ Anuario Estadístico de la Minería Mexicana 2019, Edición 2020. Secretaría de Economía.

Figura 3-15. Demanda de hidrógeno verde proyectada en siderurgia de 2021 a 2050.

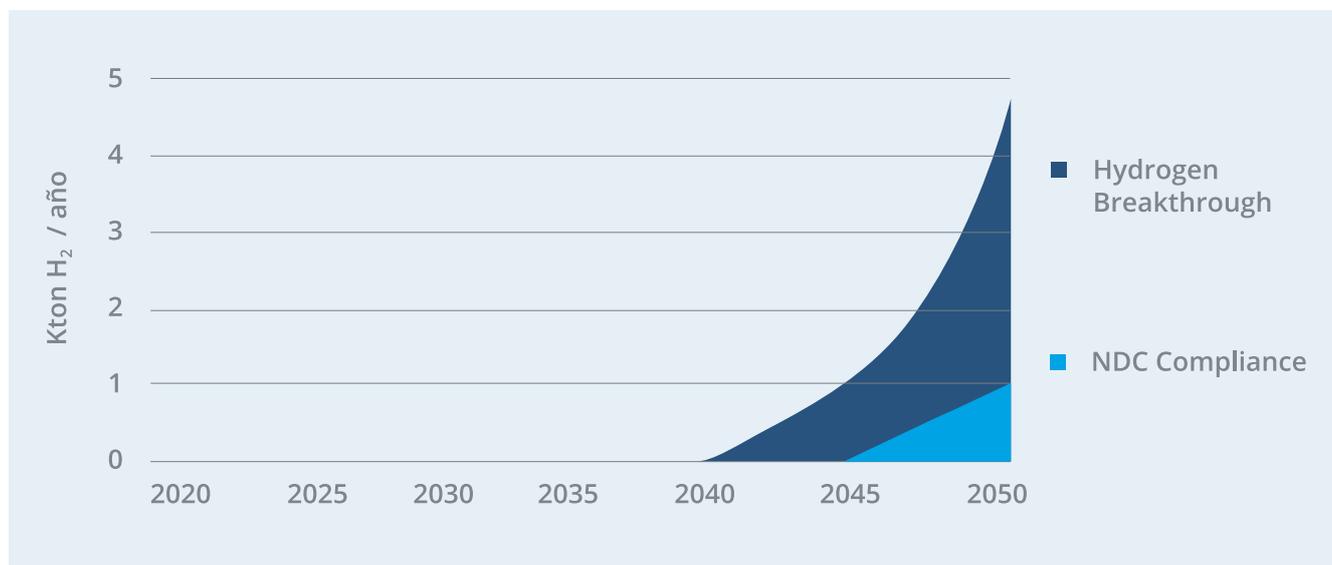


Tabla 3-6. Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis en siderurgia 2030 y 2050.

| Siderurgia | Demanda de hidrógeno | | Capacidad de electrólisis | | |
|-----------------------|----------------------|---------------------------|-----------------------------|------|---------|
| | Año | 2030 | 2050 | 2030 | 2050 |
| NDC Compliance | | 0 ktonH ₂ /año | 1 ktonH ₂ /año | 0 MW | 11.1 MW |
| Hydrogen Breakthrough | | 0 ktonH ₂ /año | 4.2 ktonH ₂ /año | 0 MW | 49.3 MW |

3.7 Industria Química

Producción de amoníaco

La producción de amoníaco es el segundo mayor consumidor de hidrógeno en la actualidad. El amoníaco es un compuesto de nitrógeno e hidrógeno (NH₃) utilizado en la industria química, en gran parte para producir fertilizantes. En México, PEMEX es el mayor productor de amoníaco, para lo que destina menos de una décima parte de su producción de hidrógeno en sus complejos petroquímicos de Cosoleacaque – Veracruz y Camargo – Chihuahua.

A nivel nacional, la producción de amoníaco ha tenido una constante caída en sus volúmenes al menos desde el año 2012, tocando el cero en 2019 y operando intermitentemente con producción de volúmenes menores en 2020. Lo anterior no significa que México haya dejado de necesitar este químico. La demanda de alimentos en el país continúa creciendo junto con ella la demanda de fertilizantes para el campo. La principal razón que se ha señalado para el paro de las plantas en 2019 es el desabasto de gas natural para operarlas. Tamaulipas, por su parte, es además de un consumidor

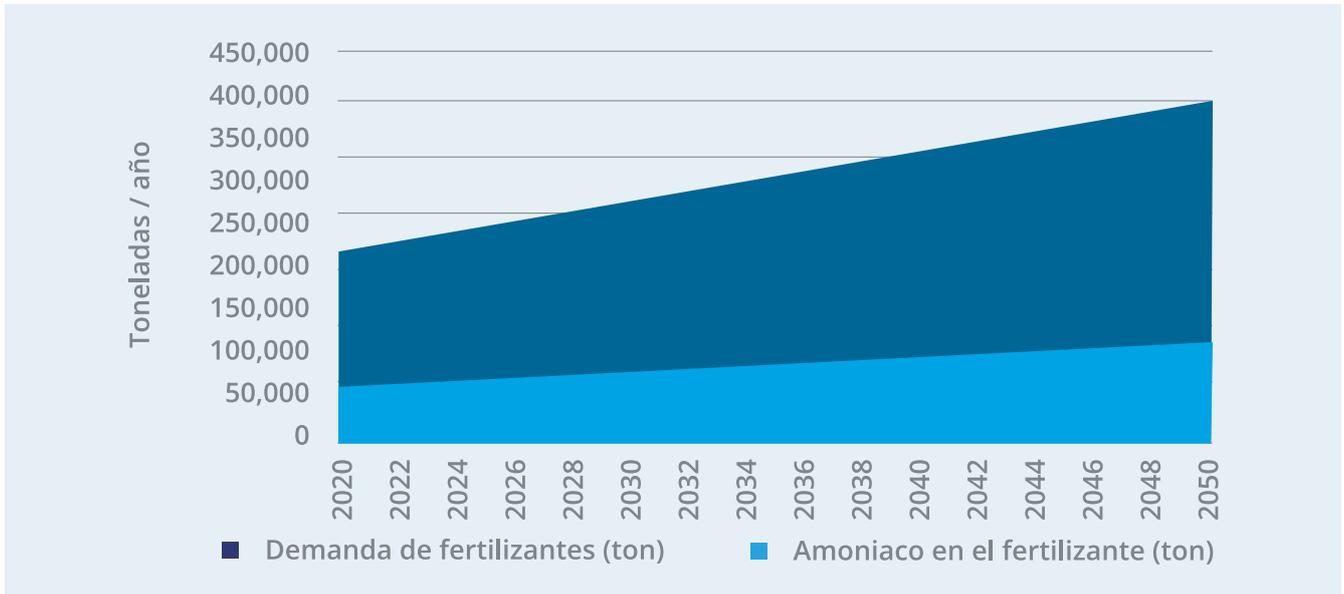
de amoníaco en forma de fertilizantes, un importante centro logístico para la distribución de fertilizantes importados hacia la región del Bajío y noreste del país, motivo por el cual la empresa trasnacional Yara se encuentra actualmente construyendo una planta de 300 millones de pesos con capacidad de empaque y despacho de 120 mil toneladas anuales¹¹.

La demanda de Tamaulipas de fertilizantes, de acuerdo con la tendencia mostrada del año 2015 al 2020, indica que Tamaulipas podría pasar de un consumo de 221 mil toneladas en 2020 a 398 mil toneladas en 2050. Esta demanda de fertilizantes tiene un contenido variable en amoníaco, según su categoría. Con el objetivo de tener el escenario de mayor demanda posible en el estado, en este estudio se asume que la demanda de fertilizantes de Tamaulipas es principalmente nitrato de amonio.

El contenido de amoníaco en el nitrato de amonio es del 21% en masa, y a su vez el amoníaco tiene un 17.6 % de contenido másico de hidrógeno, de modo que la demanda de hidrógeno para la producción de fertilizantes resulta de 8.5 kton H₂/año en 2021 y alcanza los 14.9 kton H₂/año en 2050.

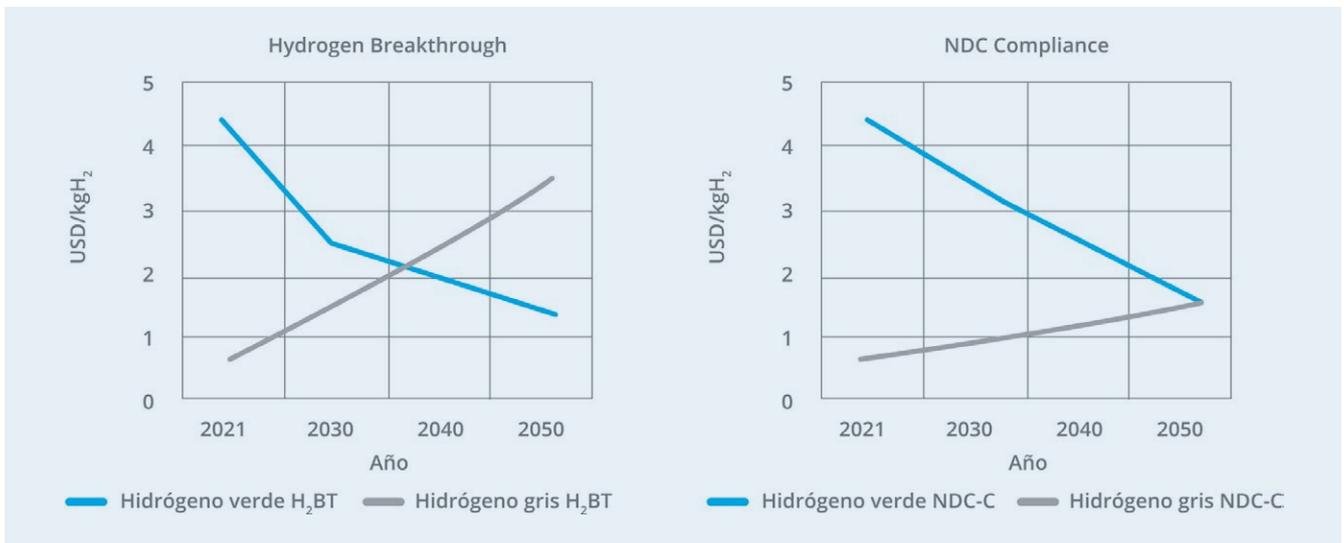
¹¹ (Lomeli, 2020).

Figura 3-16. Demanda proyectada fertilizantes y amoniaco en Tamaulipas.



Considerando que las tecnologías de producción de amoniaco (obtención de nitrógeno del aire y síntesis Haber – Bosch) son las mismas sin importar el origen del hidrógeno, en este sector, al igual que en el de refinación de crudo, el hidrógeno verde compite económicamente frente al hidrógeno gris, proveniente del proceso de reformado de metano. (Figura 3-17.)

Figura 3-17. Evolución del LCOH y el LCOH objetivo para fertilizantes en los escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough.



Es importante considerar que actualmente Tamaulipas no cuenta con plantas de producción de amoniaco, por lo que la adopción de hidrógeno verde sería un proceso posterior a la instalación de las plantas de síntesis. Suponiendo que Tamaulipas establece la meta de producir localmente el amoniaco que demanda para sus fertilizantes, el escenario Hydrogen Breakthrough proyecta una penetración de hidrógeno verde que inicia después de 2035 y que para 2050 podría alcanzar el 60% de la demanda del sector, equivalente a unas 9 kton H₂/

año producidas a partir de aproximadamente 105 MW de electrólisis.

El escenario NDC Compliance, por su parte, no alcanza una penetración de H₂ verde tan favorable como el escenario H₂BT. Aquí, la paridad de costo hidrógeno verde – hidrógeno gris se logra hasta 2050, por lo que en este mismo año lo único que Tamaulipas podría tener son proyectos piloto menores a 20 MW de capacidad de electrólisis.

Figura 3-18. Demanda de hidrógeno verde proyectada para la producción de amoníaco en Tamaulipas de 2021 a 2050.

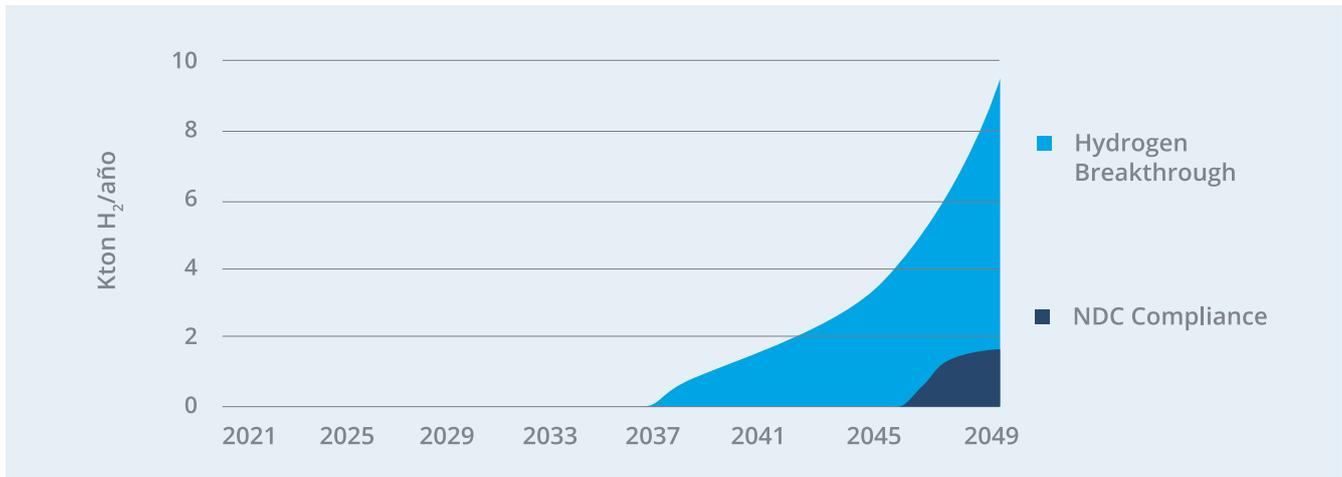


Tabla 3-7. Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis en siderurgia 2030 y 2050.

| Siderurgia | Demanda de hidrógeno | | Capacidad de electrólisis | | |
|-----------------------|----------------------|---------------------------|-----------------------------|---------|----------|
| | Año | 2030 | 2050 | 2030 | 2050 |
| NDC Compliance | | 0 ktonH ₂ /año | 1.8 ktonH ₂ /año | 0 MW | 0 MW |
| Hydrogen Breakthrough | | 0 ktonH ₂ /año | 8.9 ktonH ₂ /año | 20.9 MW | 104.5 MW |

3.8 Sector de Movilidad y Transporte

En el sector de movilidad y transporte, el hidrógeno presenta la ventaja de ser un sistema energético altamente modular, por lo que puede alimentar desde scooters eléctricos y bicicletas eléctricas hasta camiones mineros de más de 100 toneladas de capacidad de carga, pasando por un amplio rango de vehículos y camionetas para la movilidad civil.

En cada segmento de movilidad, el hidrógeno verde enfrenta a distintos competidores tecnológicos, sin embargo, existe una tendencia: mientras más autonomía de desplazamiento se requiera, mayor sea la demanda de energía del vehículo y más intensivo sea su uso (horas de uso al día), más competitivo es el tren motriz de celda de combustible de hidrógeno.

Los vehículos de celda de combustible de hidrógeno (FC) son vehículos eléctricos (EV). Los vehículos eléctricos de celda de combustible (FCEV) almacenan energía en forma de hidrógeno como portador de energía y la utilizan para generar electricidad en una celda de combustible que a su vez impulsa un tren motriz eléctrico para mover el vehículo. Si se alimenta con hidrógeno verde, los FCEVs proporcionan una alternativa de transporte de cero emisiones.

A diferencia de sectores como la inyección de hidrógeno a gasoductos o el uso de H₂ en aplicaciones térmicas, donde el hidrógeno compite frente a las tecnologías fósiles únicamente en “USD/BTU”, en movilidad se hace necesario un análisis de Costo Total de Posesión, que tome en cuenta no solo el costo del energético, sino también el costo de adquisición de cada tipo de vehículo, el costo de mantenimiento, la eficiencia energética del tren motriz, los impuestos que el vehículo debe pagar así como las consideraciones especiales que tienen ya los trenes motrices bajos en emisiones en algunos países. El análisis del costo total de propiedad¹² (CTP o TCO por sus siglas en inglés) integra todos los costos para el propietario a lo largo de la vida útil del vehículo y proporciona una base para comparar el costo de diferentes tecnologías de vehículos para un uso específico.

El costo de hidrógeno considerado para este análisis es hidrógeno comprimido a 350 bar, o H35, que es su forma de suministro en estaciones de reabastecimiento de hidrógeno (HRS). Su costo aumenta en dos tercios en relación con el costo del hidrógeno producido a la salida del electrolizador, atribuido a su compresión, transporte, almacenamiento y suministro en el HRS.

¹² El cálculo del costo total de propiedad considera los gastos durante la vida de los vehículos. Los gastos se clasifican en cuatro categorías: coste de adquisición (CAPEX), costes medios de mantenimiento preventivo y correctivo (OPEX), impuestos de propiedad, pólizas de seguro obligatorios y gastos de financiación (administrativos) y consumo de energía (combustibles fósiles, electricidad o hidrógeno). El TCO es la suma de todo el gasto en valor presente neto.

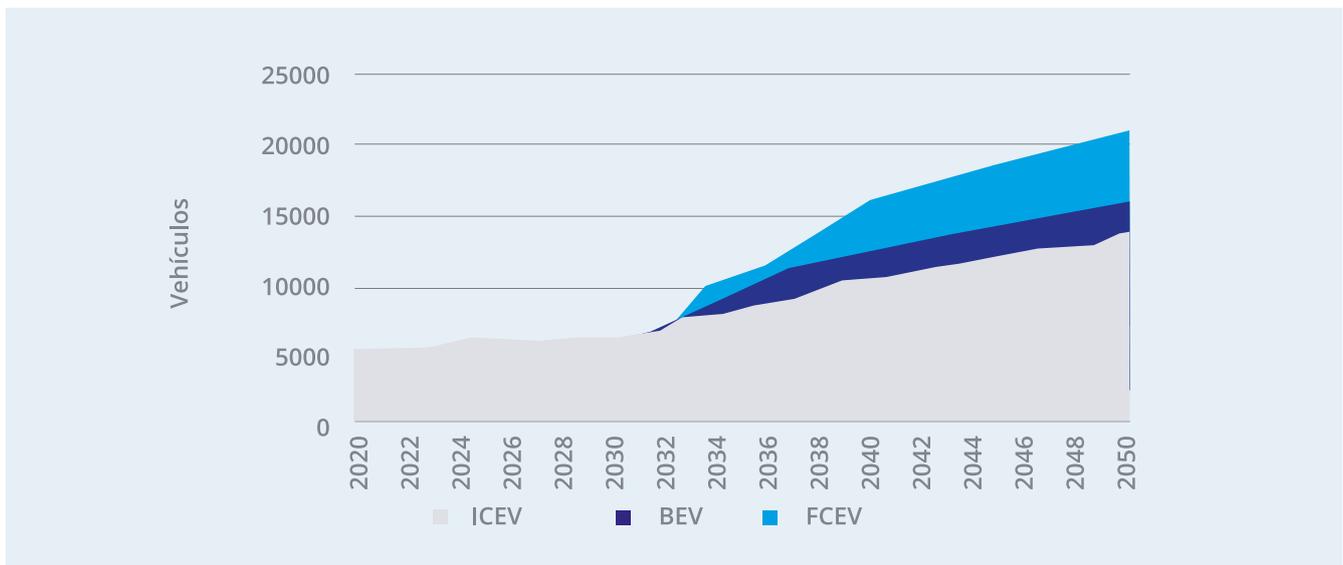
Movilidad en buses públicos de pasajeros

Para poder cuantificar volúmenes de hidrógeno verde adoptado en el transporte público de pasajeros en el tiempo, se usan los kilometrajes promedio recorridos por este tipo de vehículos en México (65,000 km/año) y proyecciones de flota creadas a partir de la tendencia de crecimiento histórica de la flota en México y su correlación con el crecimiento económico y poblacional del país.

Para el estado de Tamaulipas, se asume que la flota vehicular, en todos los segmentos, crece de forma proporcional a como esto ocurre en el resto del país.

Las NDC de México establecen una meta de reducción de emisiones de 18% en 2030. Extrapolando este valor hacia 2050, para que coincida con los objetivos de la Ley de Transición Energética, se obtiene una reducción de 40% de emisiones, respecto a la línea base en este año. La reducción de emisiones vendrá a partir de distintas medidas, como son el cambio de hábitos en el uso de los vehículos, aumento en la eficiencia de los motores de combustión, uso de mejores filtros catalíticos y por supuesto, la electrificación. Para el caso de los buses, se estima que la electrificación del sector deberá ser de al menos 2% respecto al volumen de la flota en 2030 y del 25% en 2050.

Figura 3-19. Proyección de la flota de buses en Tamaulipas por tren motriz.



La diversificación tecnológica entre buses eléctricos a baterías y eléctricos de celda de combustible se da según la paridad de costos en el tiempo y la competitividad tecnológica de cada una para la aplicación.

En el caso de los buses de transporte público, los buses de baterías tienen una autonomía de 300 km (200 km menor a los de celda de combustible) pero que podría ser suficiente para un buen número de rutas en ciudades pequeñas.

Tabla 3-8. Ficha técnica de los modelos de buses analizados.

| | ICEV | BEV | FCEV |
|--------------------------------------|------------------|------------|---------------------|
| Modelo | Yutong ZK6118HGA | Yutong E12 | Yutong ZK6125FCEVG1 |
| Autonomía (km) | 450 | 300 | 500 |
| Eficiencia (MJ/100 km) | 1,890 | 486 | 960 |
| Pasajeros | 40 | 35 | 40 |
| Costo de mantenimiento (USD/1000 km) | 170 | 100 | 100 |
| Precio de venta al público (USD) | \$200,000 | \$397,400 | \$510,000 |

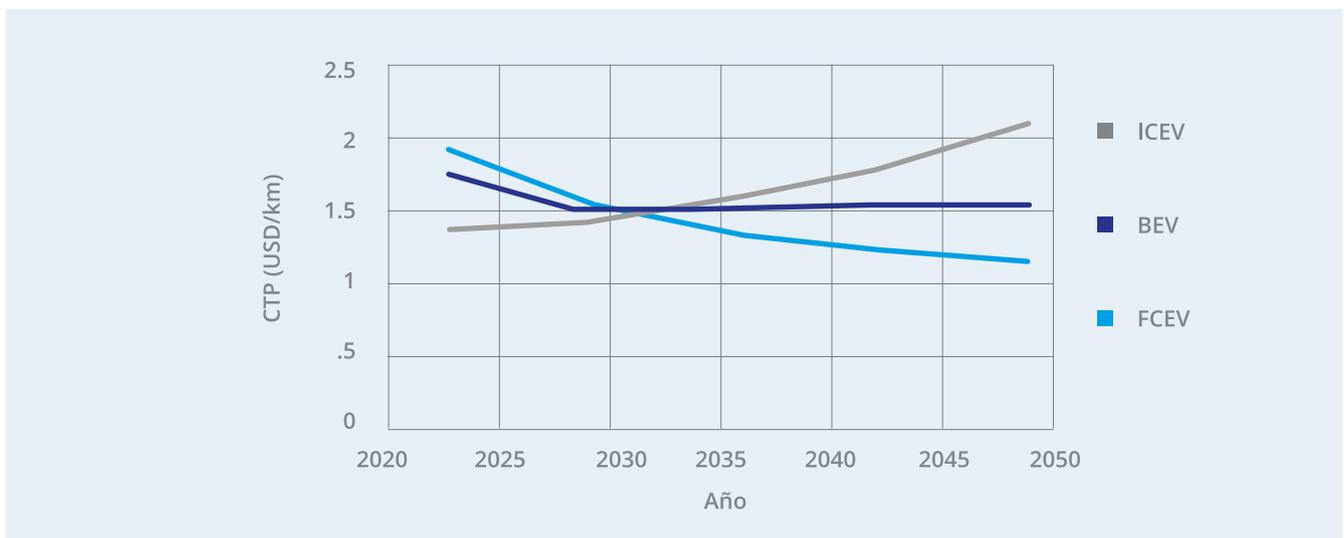
A nivel de costos, el análisis más adecuado de CTP es en USD/km, ya que la cantidad de pasajeros que los buses de los tres trenes motrices pueden movilizar es la misma. La Figura 3-20 muestra que antes del año 2030, los buses de celda de combustible de hidrógeno (FCEV) son más económicos que sus alternativas a baterías o a combustión interna.

Bajo estas condiciones, la limitante para la adopción masiva de los buses de hidrógeno será la velocidad

de despliegue de la infraestructura de producción y despacho de hidrógeno a los buses.

Se estima que para 2030, Tamaulipas podría tener las primeras flotas de buses de hidrógeno con unas 40 a 50 unidades y hacia 2050, el volumen de estas unidades podría alcanzar las 3150, superando en número a los buses de batería que podrían lograr unas 2000 unidades en este año.

Figura 3-20. Costo Total de Posesión de Buses por tren motriz.



Movilidad de carga pesada (camiones clase 8 o tipo T3)

Los camiones de carga pesada, denominados clase 8 en Estados Unidos y tipo 3 por la Secretaría de Comunicaciones y Transportes son aquellos que arrastran cajas de entre 18 y 25 toneladas de peso. Estos camiones recientemente han visto incrementos notables en su presencia en México y en Tamaulipas y se prevé que siga aumentando su número, debido a la industrialización de la región y al tráfico de mercancías entre Tamaulipas y Estados Unidos.

Para este sector, las metas de descarbonización son generalmente más inciertas ante la incertidumbre tecnológica de alternativas cero emisiones para el segmento. Ahora que los camiones de carga de celda de combustible se están popularizando y que han demostrado su competitividad técnica y que también las baterías están logrando presencia en este segmento, se podría pensar en que la participación de mercado de las opciones eléctricas sea del 1% en 2030 y que alcance el 40% en 2050.

A nivel de costo: los vehículos de celda de hidrógeno alcanzarán su paridad con los de baterías en 2024 y con los de combustión interna en 2028. El análisis de CTP para este segmento se hace en USD/km*ton de carga movilizada para considerar un reto que ahora tienen las baterías: son muy pesadas y podrían disminuir hasta en 6 toneladas (TTSI, 2018).

Figura 3-21. Costo Total de Posesión de Camiones de Carga pesada por tren motriz.

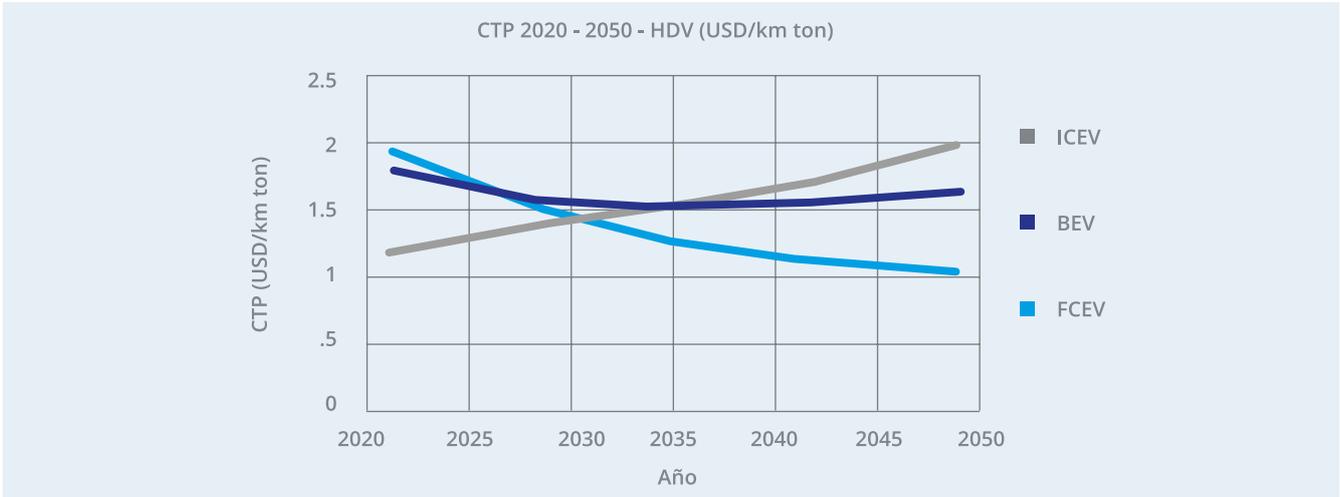


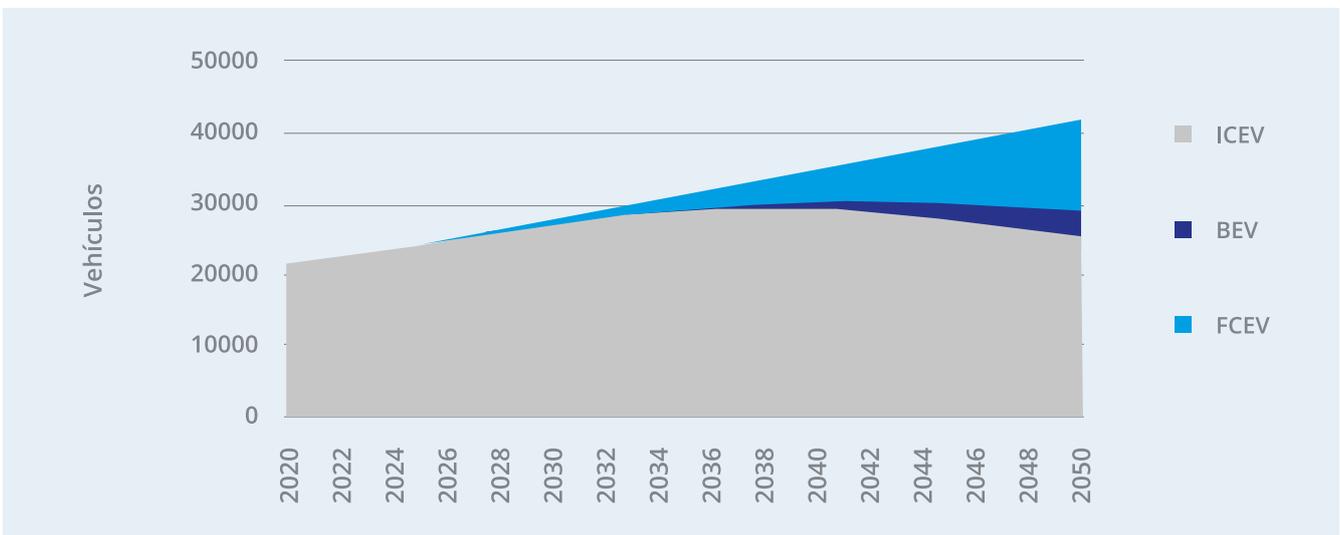
Tabla 3-9. Ficha técnica de los modelos de camiones analizados.

| Modelo | ICEV | BEV | FCEV |
|---------------------------------------|----------------------------|-------------------|----------------|
| | Freightliner Cascadia 2020 | Volvo FE Electric | Kenworth T680s |
| Autonomía (km) | 930 | 200 | 480 |
| Eficiencia de combustible (MJ/100 km) | 940 | 360 | 840 |
| Capacidad de carga (tonelada) | 23 | 17 | 23 |
| Costo de mantenimiento (USD/1000 km) | 120 | 90 | 90 |
| Precio de venta al público (USD) | \$109,000 | \$180,000 | \$226,000 |

Dada la temprana paridad de costos de los camiones de carga pesada de H₂ frente a los eléctricos y a los de combustión interna, nos enfrentaremos nuevamente a la oferta internacional de estos camiones, que apenas comienzan a ser fabricados y a la velocidad de despliegue

de la infraestructura de producción y despacho vehicular de hidrógeno. Para estos camiones se prevé una penetración de unas 90 unidades en 2030 y más de 14,500 en 2050 de una flota total de 47, 300 unidades en ese año.

Figura 3-22. Proyección de la flota de camiones de carga pesada en Tamaulipas por tren motriz.



Bajo un escenario Hydrogen Breakthrough, la demanda de hidrógeno para el sector de movilidad en los segmentos de transporte público de pasajeros y de transporte de carga pesada en Tamaulipas podría alcanzar 1 kton H₂/año en 2030 y superar los 78 kton H₂/año en 2050. En este escenario, el segmento de carga pesada demandaría poco más del 90% del hidrógeno verde del sector, debido a la presencia de más unidades de este tipo (consecuencia de la menor competencia tecnológica) y a su alta demanda energética.

Figura 3-23. Demanda de hidrógeno verde proyectada para la movilidad y transporte en Tamaulipas de 2021 a 2050.

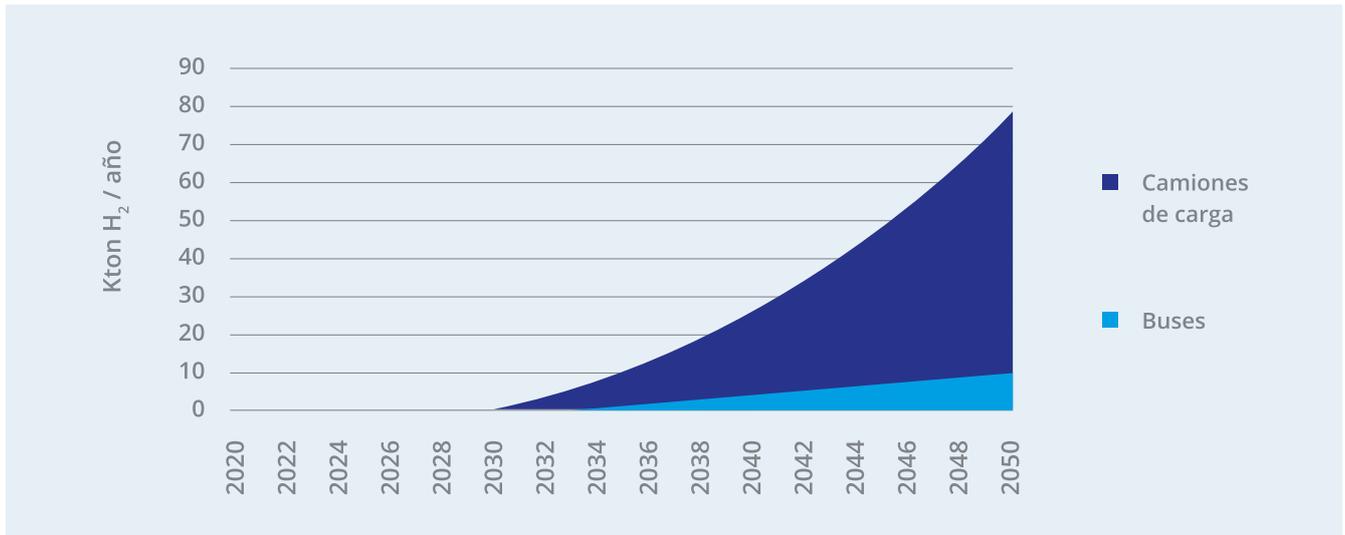


Tabla 3-10. Demanda de hidrógeno y capacidad de electrólisis en movilidad 2030 y 2050.

| Movilidad | Demanda de Hidrógeno | | Capacidad de electrólisis | |
|--------------------------|-----------------------------|------------------------------|---------------------------|----------|
| | 2030 | 2050 | 2030 | 2050 |
| Buses | 0.1 ktonH ₂ /año | 7 ktonH ₂ /año | 1.2 MW | 5.9 MW |
| Camiones de carga pesada | 0.5 ktonH ₂ /año | 71.3 ktonH ₂ /año | 78.5 MW | 781.5 MW |

3.9 Demanda acumulada de hidrógeno de Tamaulipas

Después de analizar ocho de las principales aplicaciones de demanda de hidrógeno verde en Tamaulipas, tenemos, bajo el escenario Hydrogen Breakthrough una demanda que en 2030 acumula solo 4 kton H₂/año, pero que hacia 2040 ya alcanza 39 ktonH₂/año y en 2050 logra 160 ktonH₂/año y con una tendencia aún al alza (recordando que en muchos sectores, el hidrógeno tiene poco tiempo de paridad económica, por ejemplo, frente al gas natural).

En el escenario NDC Compliance, la demanda acumulada en 2050 podría no rebasar las 50 ktonH₂/año debido a la lejana competitividad económica del hidrógeno verde en muchos sectores y a que habría muchas otras tecnologías compitiendo fuertemente por el mercado de las soluciones limpias y cero emisiones.



Figura 3-24. Demanda acumulada de hidrógeno verde por aplicación en Tamaulipas 2021-2050.

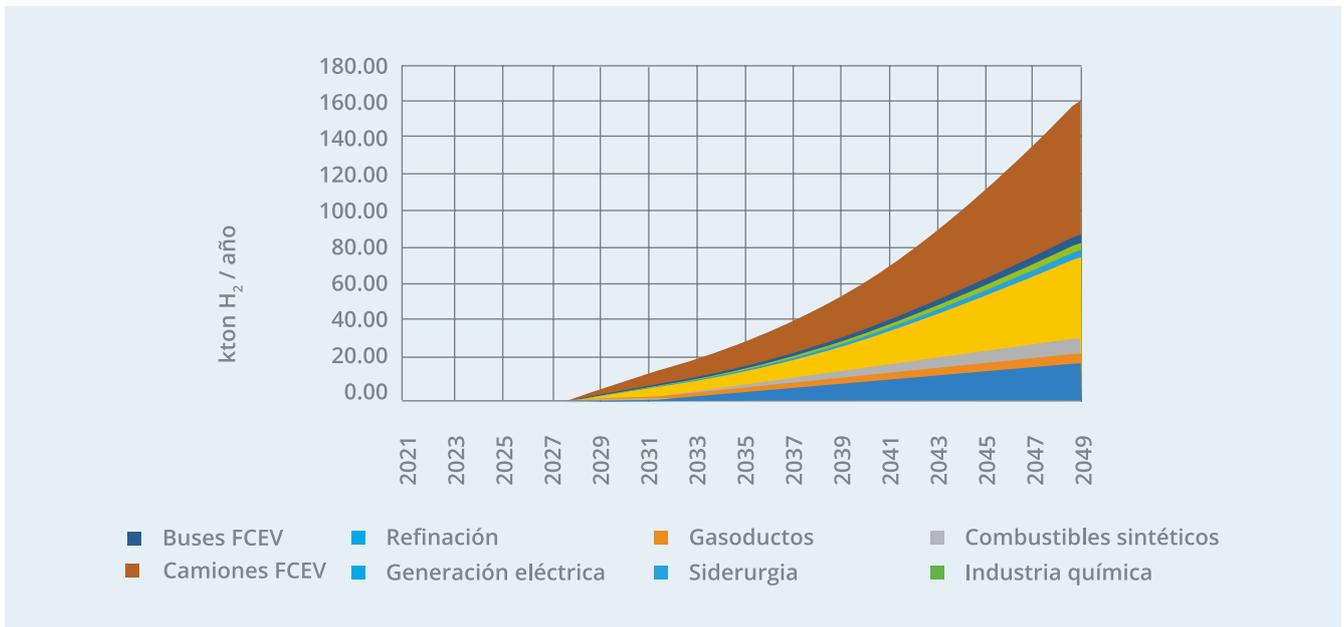


Figura 3-25. Tamaulipas en el escenario nacional del hidrógeno verde - Escenario Hydrogen Breakthrough.



Actualmente Tamaulipas es “una porción proporcional” de México en aspectos como la población (2.8% según el censo de INEGI – 2020) y la economía (3.1% del PIB 2019, de acuerdo con INEGI). En lo que respecta al potencial renovable las proporciones se mantienen: 3.75% del potencial solar nacional y 2.7% del potencial eólico.

El análisis que se ha desarrollado le da a Tamaulipas una participación de mercado del 4.8% del hidrógeno verde nacional en 2050, esto debido a sus costos favorables y

al interés temprano que el estado ha manifestado por las tecnologías de H₂, lo que podría darle una ventaja competitiva en la curva de aprendizaje nacional.

Este estudio solo considera la demanda estatal de hidrógeno para las aplicaciones estudiadas: incluir otras aplicaciones que demanden hidrógeno y un análisis de competitividad frente a estados vecinos podría resultar en una mayor oportunidad para Tamaulipas en el tema.

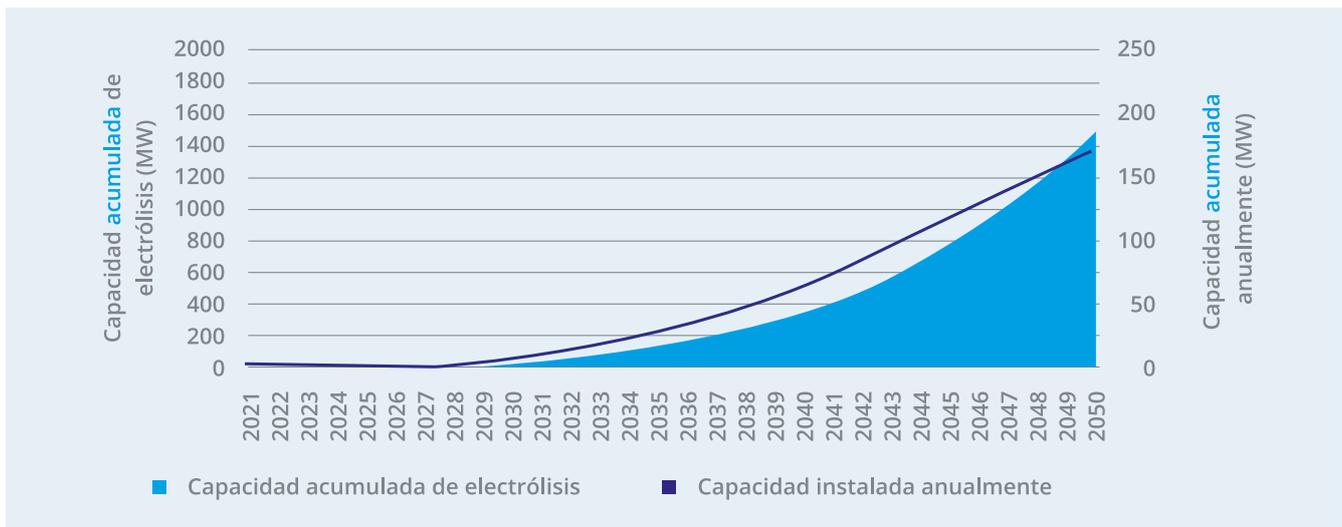
4. Infraestructura e inversión para la producción de hidrógeno verde

4.1 Demanda de capacidades de producción de hidrógeno

Para lograr la adopción de hidrógeno proyectada en este estudio bajo el escenario Hydrogen Breakthrough, Tamaulipas deberá comenzar a desplegar capacidad instalada de electrólisis para producción de hidrógeno verde desde el año 2024 y hasta el 2050 de forma continua, comenzando en la década de los 2020 con algunos kW y hasta unidades de MW y llegando a ser necesaria la instalación de electrolizadores a tasas de 200 MW/año en 2050.

En 2040, Tamaulipas podría alcanzar una capacidad acumulada de electrólisis de 452 MW y en 2050, esta capacidad habría superado los 1800 MW en el estado.

Figura 4-1. Demanda de capacidad de electrólisis: demanda anual y acumulada hacia 2050.



4.2 Demanda de capacidades de generación de energía renovable

Es importante no perder de vista que una estrategia de adopción de hidrógeno verde es, en realidad, una estrategia de adopción de energía renovable transportada y aprovechada en forma de hidrógeno.

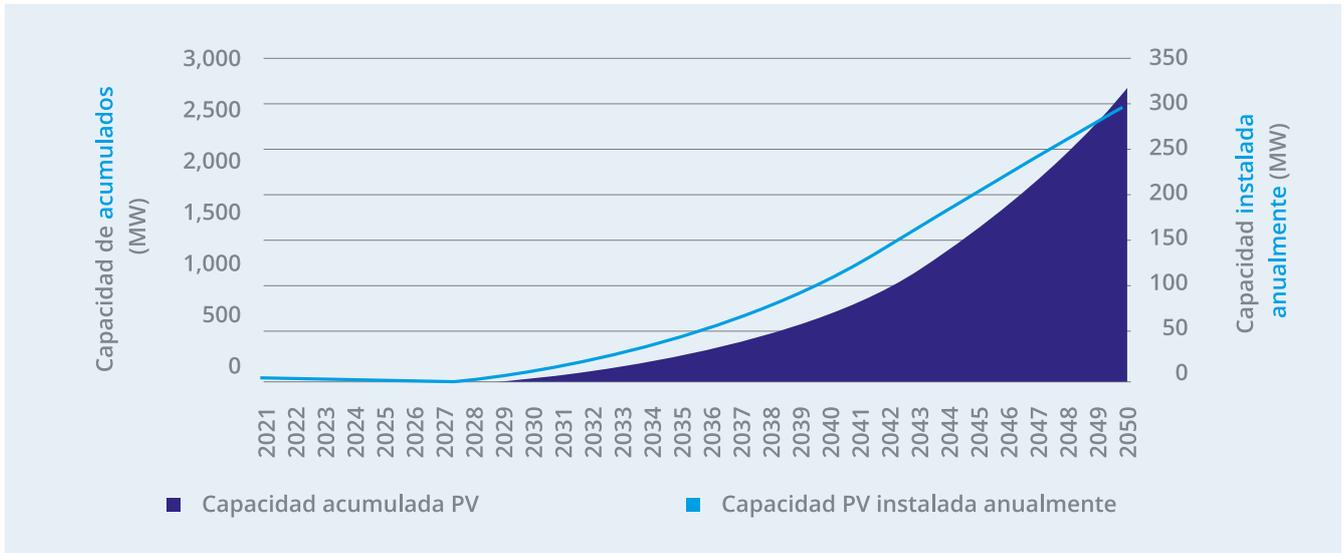
El impulso al hidrógeno verde debe ir acompañado de una política intensa de soporte a la energía renovable en cualquiera de sus fuentes: eólica on-shore, eólica off-shore, solar fotovoltaica, etc., según la conveniencia técnica y económica para el estado. Sería difícil predecir en este momento cual será el porcentaje de participación de cada fuente renovable en la producción de hidrógeno en el futuro, sin embargo, se infiere desde ahora que por su volumen y bajos costos: la solar fotovoltaica será una fuente importante hacia 2050.

Si aproximamos la demanda de energía renovable de Tamaulipas asumiendo únicamente la participación de fotovoltaica para la producción de H₂ verde: tenemos en 2030 una demanda de capacidad de 70 MW, en 2040 de 680 MW y en 2050 se alcanza una demanda de 2790 MW de energía solar fotovoltaica instalada en el estado.

Al igual que con la electrólisis, las tasas de instalación anual comenzarían con unidades de MW en la década de 2020 y para la década de los 2040 se hará necesario instalar >200 MW de energía solar fotovoltaica anual.

Posterior a 2050 estas tasas de instalación podrían estabilizarse e incluso disminuir, sin embargo, del 2021 al 2050 solo se prevé crecimiento en ellas.

Figura 4-2. Demanda de capacidad de energía solar fotovoltaica: demanda anual y acumulada hacia 2050.



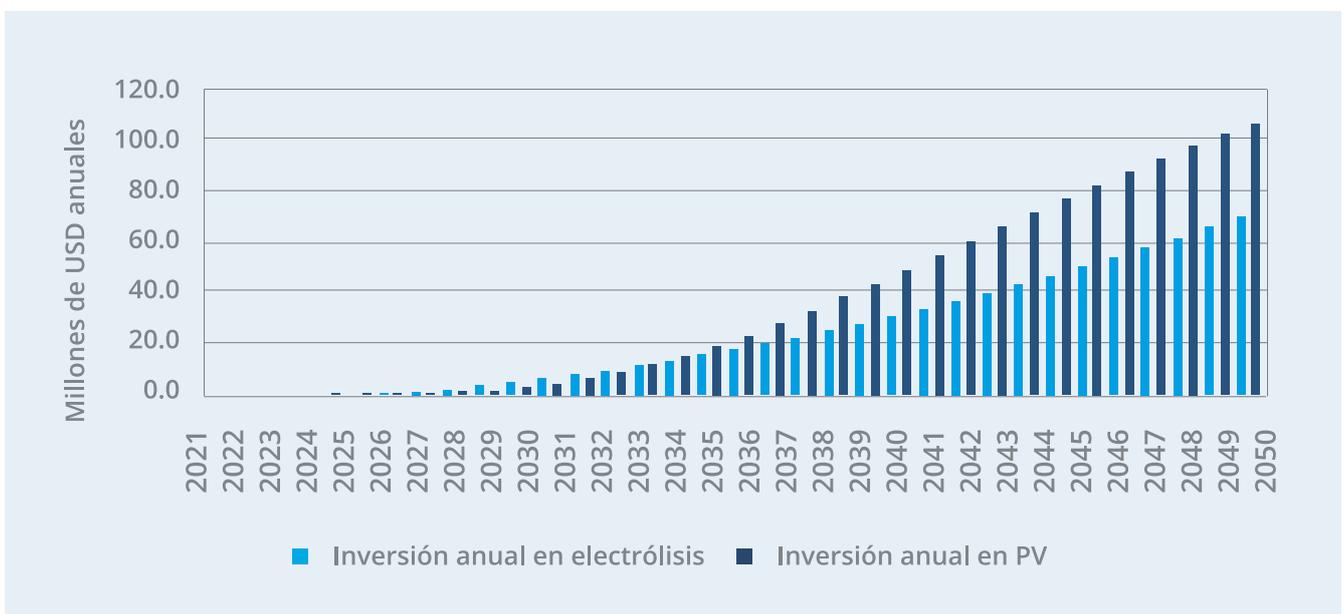
4.3 Inversión en infraestructura para la producción de hidrógeno verde en Tamaulipas

En muchos países del mundo, la adopción de hidrógeno verde en sus matrices energéticas demandará inversiones millonarias y México y sus estados no serán la excepción. Por una parte, se prevén decrementos de hasta un 60% en el costo de adquisición de electrolizadores y de los sistemas de producción fotovoltaica, pero por otra parte su demanda crecerá de manera exponencial, de modo que la inversión necesaria, al menos de aquí a 2050 será cada año mayor a la del año previo.

En la Figura 4-3 se pueden observar las proyecciones de inversión necesaria para la instalación de electrolizadores y de plantas renovables que los alimenten y desde muy temprano, la inversión necesaria para instalar capacidades de generación renovable sobrepasa a la inversión demandada para electrólisis.

La razón es la proporción necesaria entre una y otra: dependiendo el factor de planta de la fuente renovable y de la eficiencia de la electrólisis, cada MW de electrolizador puede demandar desde 1.25 y hasta 1.6 MW de energía renovable. Esto nos recuerda la importancia de tener una estrategia efectiva de promoción a la instalación de energía renovable.

Figura 4-3. Inversión anual para la producción de H₂ verde.



De 2021 y hasta 2035, que podemos considerar como una etapa de preparación para la adopción masiva del hidrógeno verde, la inversión acumulada para electrólisis sería de unos 114 millones de USD y para 2050 podría haber alcanzado los 736 millones de dólares, que sumado a la capacidad necesaria de energía solar fotovoltaica podría dar un gran total de 232 millones de USD en 2035 y 1474 millones de USD en 2050.

4.4 Tamaño del mercado de hidrógeno verde en Tamaulipas 2021 - 2050

El tamaño del mercado de hidrógeno, estimado como el producto del volumen de hidrógeno demandado por su costo de producción nos da una idea inicial sobre el valor de mercado (el cual es variable y depende de la aplicación

de la ley de la oferta y demanda para cuantificar cuanto estaría dispuesto a pagar un consumidor promedio por el hidrógeno y que no es parte del alcance de este estudio) que esta nueva cadena productiva podría traer a una economía.

En Tamaulipas, el tamaño del mercado de hidrógeno crecerá exponencialmente, iniciando en la segunda mitad de la década de 2020 con unos pocos millones de dólares y alcanzando poco más de 10 millones de USD en 2030. Para 2040 el tamaño del mercado superaría la barrera de los 100 millones de dólares anuales y para 2050 podría alcanzar los 278 millones de USD anuales, bajo el escenario Hydrogen Breakthrough proyectado en este estudio.

Figura 4-4. Tamaño del mercado de H₂ verde en Tamaulipas 2021 - 2050.



5. Barreras, fortalezas y recomendaciones para el hidrógeno verde tamaulipeco

Durante el estudio se desarrollaron algunas entrevistas a distintos actores del sector energético en Tamaulipas para conocer su visión del sector en el estado, así como sus comentarios sobre las barreras y posibilidades que el hidrógeno verde podría tener. A partir de esas entrevistas se detectaron algunas barreras y oportunidades. Por su parte, el equipo de Inicio identificó a través de sus búsquedas para el desarrollo de las actividades de esta consultoría y de la experiencia de sus consultores en México otras barreras y fortalezas de Tamaulipas frente al hidrógeno verde.

5.1 Barreras para el hidrógeno verde

- Altos costos de la infraestructura de producción, acondicionamiento y transporte que resultan en costos de hidrógeno verde superiores a los de las tecnologías fósiles hoy en día.
- Falta de demanda de hidrógeno en la región. Más aún, falta de demanda para el hidrógeno bajo en emisiones.
- Falta de información sobre las ventajas y aplicaciones del hidrógeno en los sectores económicos más demandantes de energía en el estado.
- Red de transmisión y distribución eléctrica semi-saturada. Impediría el porteo de energía renovable o el uso de la red eléctrica para producción de hidrógeno con altos factores de planta.
- Falta de una política a nivel federal que potencialice los esfuerzos estatales de Tamaulipas alrededor de la adopción del hidrógeno verde.
- Fácil acceso y a bajo costo de los recursos energéticos fósiles del estado de Texas, como refinados de petróleo y gas natural.
- Interés limitado sobre el tema “hidrógeno” por parte de los actores clave identificados por la Agencia de Energía de Tamaulipas. Se observó poca respuesta a la convocatoria para entrevistas hecha.

5.2 Fortalezas para la adopción del hidrógeno verde

- Alto potencial renovable: Tamaulipas es una de las tres regiones del país con mejor potencial renovable para la producción de H₂ verde y en la década de 2020, su costo nivelado de energía eólica hace que el H₂ de Tamaulipas sea más económico que el promedio nacional en México.
- Experiencia en el desarrollo de proyectos renovables: tanto el gobierno como las empresas y sociedad civil del estado cuentan con la experiencia de implementar plantas energéticas de una nueva tecnología.
- Industrialización y diversidad de sectores involucrados: en Tamaulipas, existe un buen estado de industrialización y desarrollo que podría permitir que el hidrógeno sea tomado por distintas industrias, como la del petróleo y gas, la de producción de fertilizantes, movilidad, etc.
- Amplia extensión territorial para el despliegue de proyectos de generación renovable y de producción de hidrógeno verde.
- Experiencia en el comercio internacional de energéticos con Estados Unidos: Tamaulipas podría ser un exportador de hidrógeno verde hacia la zona petrolera de Texas y la zona industrial de la costa este.
- Presencia de infraestructura energética y logística como son gasoductos, oleoductos, carreteras, aeropuertos y puertos marítimos.
- Posición logística estratégica para la distribución de productos químicos hacia las zonas Norte y Bajío del país.
- Primer estado de la República Mexicana en donde se han identificado acciones gubernamentales formales para el entendimiento tecnológico y cuantificación de oportunidades en hidrógeno renovable.

5.3 Recomendaciones finales para la adopción del hidrógeno verde en Tamaulipas

A continuación, se presenta una colección de recomendaciones para que el estado de Tamaulipas pueda tener una adopción exitosa del hidrógeno verde en su matriz energética. Estas recomendaciones se formulan a partir de las barreras y fortalezas identificadas para Tamaulipas, así como de las buenas prácticas internacionales alrededor del despliegue de las tecnologías de hidrógeno.

- Tamaulipas podría desarrollar estrategias de comunicación tecnológica para que sus actores industriales y del sector energético conocieran más sobre hidrógeno y pudieran identificar áreas de oportunidad en el tema dentro de sus propias organizaciones.
- Es altamente recomendable que una vez que los actores han identificado las oportunidades y barreras que cada uno tiene para el hidrógeno verde, se realicen procesos consultivos que incluyan al mayor número de actores posible, en preparación para la creación de una estrategia estatal de adopción de H₂.
- El Estado de Tamaulipas tiene un indiscutible alto potencial renovable, infraestructura energética y un nivel de industrialización suficiente para la adopción del hidrógeno verde. Hace falta un catalizador para hacer reaccionar estos componentes: una estrategia estatal de adopción del hidrógeno verde
- Tamaulipas debería enfocar sus esfuerzos en los “éxitos más fáciles” de acuerdo con su estrategia del hidrógeno y a sus prioridades como estado. Algunos ejemplos sobre como identificar estas áreas son desarrollar aquellas aplicaciones que:
 - Más emisiones de CO₂ abatan
 - Más empleos generen
 - Impacten en la mejora de la calidad de vida de más ciudadanos
 - Menos recursos materiales requieran
 - Menores tiempos de ejecución demanden
 - Requieran menores montos de inversión
 - Combinaciones entre las características anteriores u otras que le convengan a Tamaulipas.
- En cuanto a recursos renovables: se recomienda promover el despliegue de las fuentes que menor costo nivelado de electricidad presenten. En este contexto: Tamaulipas tiene aún un potencial de más de 3100 TWh/año de energía solar fotovoltaica y eólica on-shore más baratos que la energía eólica off-shore.
- Tamaulipas debería buscar crear estímulos fiscales a la compra de equipo y desarrollo de proyectos de producción y adopción de hidrógeno verde que estén dentro de su jurisprudencia estatal. Con esto podría ayudar a la reducción de costos de las aplicaciones del hidrógeno y con ello acelerar su adopción.
- Tamaulipas debería plasmar dentro de su estrategia, mecanismos para incrementar la demanda y oferta de hidrógeno verde de manera sincronizada, de modo que los nuevos proyectos de producción de H₂ tengan off-takers a quienes vender el gas y así crear un mercado en constante crecimiento.
- Se recomienda la creación de “hubs de hidrógeno”, los cuales son centros de acumulación de demanda de hidrógeno. Se aprovechan las economías de escala para producir mayores volúmenes de hidrógeno a menor costo y se distribuye el consumo de ese gas entre múltiples aplicaciones, como movilidad, calor industrial, respaldo energético, etc. Los puertos marítimos son sitios ideales para el desarrollo de hubs de hidrógeno y Tamaulipas cuenta con al menos tres puertos de grandes dimensiones que podrían ser fuertes candidatos a “primer hub de hidrógeno en México”.
- Tamaulipas, como estado fronterizo, podría comenzar desde ahora a identificar posibles oportunidades de venta de hidrógeno verde en Estados Unidos, recordando que el mayor ducto dedicado a hidrógeno en este país está en la Costa del Golfo, entre los estados de Texas y Louisiana, donde la industria química y petroquímica acumula una importante demanda de hidrógeno.
- Se recomienda a Tamaulipas entablar conversaciones con actores de la Unión Europea sobre la posibilidad de exportación de hidrógeno a este continente. Entre los estados que pudieran exportar hidrógeno a Europa desde México, Tamaulipas cuenta con el mayor potencial renovable, una importante infraestructura portuaria y acceso y experiencia en rutas marítimas hacia Europa.
- Se recomienda a Tamaulipas el desarrollo de estudios subsecuentes para analizar su capacidad de producción de hidrógeno para otros estados de la República Mexicana, para su exportación a los Estados Unidos y para su exportación a Europa.

Anexo 1 – Consideraciones para el estudio

Definición de escenarios

| Objetivos de descarbonización | 2020 | 2030 | 2050 |
|--|---|---|--|
|  <p>NDC Compliance</p> | <p>México forma parte del Acuerdo de París y reiteró su posición de cumplir con sus NDCs en la COP 25 en diciembre de 2019. Los esfuerzos de México para cumplir con el acuerdo aún no consideran la incorporación de tecnologías de hidrógeno.</p> | <p>México cumple con sus compromisos climáticos para 2030. El hidrógeno tiene una cuota de mercado de acuerdo con su costo-competitividad para cada segmento.</p> | <p>México sigue cumpliendo con sus compromisos climáticos de acuerdo con sus NDCs. Las tecnologías del hidrógeno forman parte de las soluciones para descarbonizar la economía, con una cuota de mercado correspondiente a su costo-competitividad.</p> |
|  <p>Hydrogen Breakthrough</p> | <p>México inicia sus esfuerzos para adoptar hidrógeno a finales de 2020 o principios de 2021 como tecnología para apoyar el cumplimiento de sus NDCs.</p> | <p>México cumple o excede sus metas relacionadas con el NDC. El hidrógeno se apoya en gran medida en sectores que son difíciles de descarbonizar por otras tecnologías.</p> | <p>México se mantiene en el Acuerdo de París y en las iniciativas globales más ambiciosas para la carbono-neutralidad. México se convierte en un actor importante en el desarrollo y fabricación de componentes en la cadena de valor del hidrógeno.</p> |

| Transición energética soberana | 2020 | 2030 | 2050 |
|---|---|---|--|
|  <p>NDC Compliance</p> | <p>México tiene un marco regulatorio que apoya la adopción continua de energía renovable.</p> | <p>México cumple con sus compromisos climáticos y en energía renovable para 2030, favoreciendo la producción nacional sobre las importaciones de energía.</p> | <p>México ha pasado a una matriz energética más limpia y soberana, reduciendo la necesidad de importaciones de energía.</p> |
|  <p>Hydrogen Breakthrough</p> | <p>México incluye el hidrógeno en su marco regulatorio como vector de descarbonización y energía.</p> | <p>La transición energética mexicana incluye hidrógeno producido a nivel nacional, con cuotas de mercados crecientes pero conservadoras.</p> | <p>México tiene avances significativos hacia una matriz de energía altamente renovable con hidrógeno, que juega un papel clave en la integración y descarbonización del sector. México se acerca a ser autosuficiente energéticamente.</p> |

| Inversión pública y privada | 2020 | 2030 | 2050 |
|---|--|---|---|
|  <p>NDC Compliance</p> | <p>Actores públicos y privados hacen inversiones para llegar al NDC de México. La inversión se favorece en tecnologías maduras y demostradas, desarrolladas en otros países.</p> | <p>La inversión en descarbonización la mantienen los actores públicos y privados. Las inversiones en hidrógeno se realizan en segmentos en los que se ha vuelto rentable.</p> | <p>Las inversiones de México en hidrógeno han aumentado desde 2030, ya que alcanza la paridad de costo en nuevos segmentos.</p> |
|  <p>Hydrogen Breakthrough</p> | <p>Hydrogen Breakthrough Los actores públicos y privados comienzan a planificar inversiones en tecnologías de hidrógeno que permitan realizar pruebas antes de que sean totalmente competitivas en el mercado.</p> | <p>El ecosistema de hidrógeno en México está madurando, con proyectos piloto en la mayoría de los segmentos. Hay una adopción temprana de tecnologías de hidrógeno a medida que alcanzan la paridad de costo.</p> | <p>Las inversiones en hidrógeno han seguido aumentando de 2020 a 2050. México tiene un mercado maduro de hidrógeno, que cubre la demanda nacional y permite algunas exportaciones. Las inversiones han permitido que las cadenas de valor nacionales desarrollen, tecnología y creen empleos.</p> |

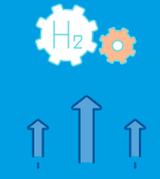
| Competitividad de costos | 2020 | 2030 | 2050 |
|---|---|---|---|
|  <p>NDC Compliance</p> | <p>El hidrógeno es 100% competitivo con otras tecnologías en muy pocas aplicaciones.</p> | <p>El hidrógeno ha tenido una mejora “Business as Usual” en los costos. El hidrógeno es 100% competitivo para algunas aplicaciones de nicho.</p> | <p>El hidrógeno verde mantiene una mejora de los precios hasta 2050, sin embargo, otras tecnologías también lo hacen, y como consecuencia, tiene cuotas de mercado moderadas.</p> |
|  <p>Hydrogen Breakthrough</p> | <p>El hidrógeno es 100% competitivo en comparación con otras tecnologías en muy pocas aplicaciones.</p> | <p>El impulso mundial del hidrógeno verde ha dado lugar a una disminución acelerada de los costos que cumplen con las previsiones del Hydrogen Council.</p> | <p>Se cumplen las predicciones del Hydrogen Council para competitividad de LCOH por aplicación, cuotas de mercado y demanda mundial de hidrógeno.</p> |

| Desarrollo técnico | 2020 | 2030 | 2050 |
|---|--|--|---|
|  <p>NDC Compliance</p> | <p>El hidrógeno verde está emergiendo como un importante integrador de la industria y se esperan mejoras en el rendimiento técnico en casi todas las aplicaciones.</p> | <p>El hidrógeno ha mejorado modestamente su rendimiento bajo un escenario BAU.</p> | <p>El hidrógeno sólo cumplió algunos de los objetivos de mejora de rendimiento (DOE, AIE, IRENA, etc.). Otras tecnologías limpias también mejoraron su rendimiento y tomaron una cuota de mercado significativa por aplicación.</p> |
|  <p>Hydrogen Breakthrough</p> | <p>El hidrógeno verde está emergiendo como un importante integrador de la industria y se esperan mejoras en el rendimiento técnico en casi todas las aplicaciones.</p> | <p>Las tecnologías de hidrógeno verde han mejorado sus indicadores técnicos de acuerdo con las proyecciones de las agencias energéticas más activas sobre el tema (DOE, AIE, etc.)</p> | <p>El impulso global del hidrógeno verde hizo que el rendimiento tecnológico de las aplicaciones verdes de H₂ fuera igual o mejor que las proyecciones de 2020. En consecuencia, el hidrógeno adquiere cuotas de mercado iguales o superiores a las previstas por el Hydrogen Council en 2020.</p> |

Consideraciones generales

Algunas consideraciones se aplican para todos los sectores analizados, las cuales se describen a continuación:

| Consideración | Descripción |
|--|---|
|  <p>Costos de electricidad</p> | <ul style="list-style-type: none"> Dado que el objetivo de este estudio considera el análisis del hidrógeno verde, las principales fuentes de energía consideradas fueron la solar fotovoltaica y la eólica. Los costos nivelados se calcularon utilizando proyecciones de CAPEX de 320 USD/kW para la energía solar fotovoltaica y 825 USD/kW para la energía eólica en el 2050. |
|  <p>Costo de los combustibles fósiles</p> | <ul style="list-style-type: none"> Los costos futuros de los combustibles fósiles se obtuvieron del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018 (PRODESEN). PRODESEN 2018 incluye tres escenarios para la evolución de los costos de los combustibles fósiles: (1) escenario bajo, (2) escenario planificado y (3) escenario alto. El estudio utiliza el Escenario Planificado para los cálculos relacionados con el escenario NDC Compliance y los cálculos de Escenario alto se usó Hydrogen Breakthrough. |
|  <p>Precios e impuestos sobre el carbono</p> | <ul style="list-style-type: none"> Actualmente, México cuenta con un impuesto (Impuesto Especial a la Producción y Servicios, IEPS) por el contenido de carbono de los combustibles fósiles (excepto para el gas natural). El escenario de NDC Compliance proyecta para el 2050 la tendencia creciente que IEPS ha tenido desde el 2014, al 2020. El gas natural está gravado para el 2030 en este escenario. En el escenario del Hydrogen Breakthrough, el IEPS sigue creciendo como de costumbre hasta el 2030. Del 2030 al 2050, crece más rápido, alcanzando los 60 USD/tonelada de CO₂ para el 2050. |
|  <p>Previsión de demanda por sectores</p> | <ul style="list-style-type: none"> El estudio utiliza proyecciones oficiales para los sectores disponibles (refinería, transporte de combustibles y capacidad de plantas térmicas) Para los sectores sin pronóstico oficiales publicados, Hincio vinculó las tendencias internacionales del mercado con características propias de México como los es el tamaño actual del mercado, el crecimiento esperado del PIB o el tamaño del mercado de bienes relacionados, por ejemplo a fertilizantes ligados al amoníaco. |
|  <p>Costo nivelado de la electricidad (LCOE)</p> | <ul style="list-style-type: none"> Se calculó sólo pronóstico para el costo de la electricidad. Los parámetros considerados para los cálculos son “business as usual” y se utilizan para ambos escenarios de penetración de hidrógeno verde. El LCOE para la energía solar fotovoltaica se calculó utilizando la siguiente consideración: <ul style="list-style-type: none"> CAPEX 2050: 320 USD/kWh OPEX: 2% del CAPEX al año Vida útil: 30 años LCOE para energía eólica calculado bajo los siguientes supuestos: <ul style="list-style-type: none"> CAPEX 2050: 825 USD/kWh OPEX: 3% de CAPEX al año Vida útil: 30 años |
|  <p>Costo nivelado del hidrógeno (LCOH)</p> | <ul style="list-style-type: none"> Se estimaron dos escenarios para el costo nivelado del hidrógeno: El escenario Hydrogen Breakthrough tiene una evolución positiva del costo del hidrógeno, siguiendo el mejor pronóstico de costos para la infraestructura del hidrógeno. <ul style="list-style-type: none"> CAPEX 2050: 300 USD/kW Eficiencia de electrólisis al 2050: 48 kWh/kg H₂ Vida útil del Stack al 2050: 90,000 horas El escenario de NDC Compliance sigue proyecciones técnicas y económicas más conservadoras bajo consideraciones de Business-as-Usual. <ul style="list-style-type: none"> CAPEX al 2050: 450 USD/kW Eficiencia de electrólisis al 2050: 50 kWh/kg H₂ Vida útil del Stack al 2050: 80,000 horas |

| Consideración | Descripción |
|--|--|
|  <p data-bbox="231 660 406 728">Penetración del hidrógeno verde</p> | <ul data-bbox="598 324 1404 929" style="list-style-type: none">• Para ambos escenarios, la penetración del hidrógeno verde se calculó considerando los siguientes criterios:• Competitividad de costos: Se espera una mayor penetración cuando el hidrógeno alcance el punto de equilibrio con las tecnologías convencionales• Disposición a la adopción de la tecnología: El escenario de avance del hidrógeno prevé una adopción temprana del hidrógeno verde incluso antes de la competitividad económica debido a proyectos piloto y de demostración.• NDC por sector: Los sectores con los objetivos más altos de mitigación de gases de efecto invernadero adoptan el hidrógeno verde y otras tecnologías de descarbonización más rápidamente.• Disponibilidad de tecnologías de hidrógeno: La capacidad de fabricación global de algunas tecnologías de hidrógeno verde todavía es limitada y crecerá en los próximos años. La tecnología central que se tuvo en cuenta para este estudio es la electrólisis.• Contexto internacional para la adopción del hidrógeno verde por sector y su comparación con tecnologías alternativas verdes o de descarbonización, por ejemplo, baterías y bombeo hidroeléctrico versus hidrógeno para almacenamiento de energía. |

Bibliografía

- BMWi, F. M. (2020). The National Hydrogen Strategy. Berlin, Germany: BMWi Federal Ministry of Economic Affairs and Energy.
- DOE, D. o. (2019). Current Hydrogen Market Size: Domestic and Global. Washington D.C., USA: DOE.
- Dolci, F. (2019). Incentives and legal barriers for power-to-hydrogen pathways: An international snapshot. Hydrogen Energy, 11394-11401.
- EU-JP Centre for Industrial Cooperation. (2019). Hydrogen and Fuel Cells in Japan. EU.
- FCH-JU. (2014). Development of Water Electrolysis in the European Union. UE: FCH-JU.
- FCH-JU. (2019). Hydrogen Roadmap Europe. European Commission.
- Fortuna, J. (2020, October 12). Merchant Hydrogen in Mexico. (J. A. Gutiérrez, Interviewer).
- Hinicio. (2015). CertifHy D2.2 Structured list of requirements for green hydrogen. Brussels: New Energy World JU.
- Hydrogen Council. (2017). Hydrogen - Scaling up. Belgium : HC.
- Hydrogen Council. (2020). Path to hydrogen competitiveness A cost perspective. Belgium.
- Hydrogenics. (2018, June 13). Markham Energy. Retrieved from <http://www.h2gta.ca/wp-content/uploads/2018/06/AMurray-Hydrogenics-Markham-Energy-Storage-Facility-061318.pdf>
- IEA. (2013). Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells . IEA.
- IEA. (2019). The Future of Hydrogen. IEA.
- Lomeli, V. (2020, 12 29). Las razones de Yara para construir una nueva planta de 300 mdp en Tamaulipas. Expansión.
- Ministry of Economy. (2019). SIAVI - Sistema de Información Comercial por Internet. NA.
- Ministry of Energy, Chile. (2020). Estrategia Nacional Hidrógeno Verde. Santiago: ME Chile.
- NREL. (2019). Energy Storage: Days of Service Sensitivity Analysis. NREL.
- Pellow, M. A. (2015). Hydrogen or batteries for grid storage? A net energy analysis. London: Royal Society of Chemistry.
- SENER, S. d. (2020). Balance Energético Nacional. CDMX, México : SENER.
- TTSI. (2018). Hydrogen Fuel Vehicle Program. USA: Kenworth.
- WEC. (2020). International Hydrogen Strategies. Germany: World Energy Council.

