
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 (TrEM)
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 diseñada por:

Sk3 Estudio Creativo, CDMX
www.sk3.mx

Créditos fotográficos

© Shutterstock (<https://www.shutterstock.com>)
página 7, 9, 13, 15, 22, 25, 29 y 31.

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

La Alianza Energética entre México y Alemania y el Programa Apoyo a la Implementación de la Transición Energética en México (TrEM) agradecen la participación y entusiasmo de todas y todos los expertos consultados en la preparación de este estudio.

Agradecimientos especiales

Patrick Maio (*HINICIO*)

Ana Ángel (*HINICIO*)

Luis Miguel Diazgranados (*HINICIO*)

Jorge Luis Hinojosa (*HINICIO*)

Juan Antonio Gutiérrez (*HINICIO*)

Contenido

Agradecimientos	1
Contenido	2
Abreviaturas	3
Lista de tablas	3
Lista de figuras	4
Resumen ejecutivo	5
1. Introducción	8
2. Metodología	10
2.1 Escenarios de demanda de hidrógeno	10
3. Proyecciones de LCOH para hidrógeno verde	14
4. Oportunidades en hidrógeno verde para la industria minera y metalúrgica	16
4.1. Camiones mineros	16
4.1.1. Demanda de hidrógeno para camiones mineros	16
4.1.2. Demanda de hidrógeno verde proyectada para camiones mineros	17
4.2. Reducción de minerales	18
4.2.1. Demanda de hidrógeno para reducción de minerales	18
4.2.2. Demanda de hidrógeno verde para la reducción de minerales	18
4.3. Aplicaciones térmicas en la minería	19
4.3.1. Aplicaciones térmicas con demanda de hidrógeno en la minería	19
4.3.2. Demanda de hidrógeno verde para aplicaciones térmicas en minería	20
4.4. Conclusiones sobre el hidrógeno en la industria minera y metalúrgica	21
5. Oportunidades en hidrógeno verde para la industria del cemento	23
5.1. Demanda de hidrógeno para la industria del cemento al 2050	23
5.2. Demanda de hidrógeno verde proyectada para la industria del cemento	24
6. Oportunidades de hidrógeno verde para la industria química	26
6.1. Aplicaciones energéticas en la industria química	26
6.1.1. Aplicaciones energéticas con demanda de hidrógeno en la industria química	26
6.1.2. Demanda de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en la industria química	26
6.2. Hidrógeno como materia prima para la industria química	27
6.2.1. Hidrógeno como materia prima para la industria química	27
6.2.2. Demanda de hidrógeno verde como materia prima para la industria química	27
7. Oportunidades del hidrógeno verde para la desalinización del agua	30
8. Conclusiones	32
Bibliografía	33
Apéndice 1 – Suposiciones e insumos del modelado	34

Abreviaturas

ANIQ	Asociación Nacional de la industria Química, México
CAEX	Camiones de extracción mineros
CAMIMEX	Cámara Minera de México
CANACERO	Cámara Nacional de la Industria del Hierro y el Acero
CAPEX	Gastos de capital
CCGT	Turbina de gas de ciclo combinado
CCUS	Captura, uso y almacenamiento de carbono
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
DRI	Reducción directa de hierro
EAF	Horno de arco eléctrico
FC	Celda de combustible
FCEV	Vehículo eléctrico de celda de combustible
FCHEA	Asociación de Celdas de Combustible y Energía del Hidrógeno
GEI	Emisiones de gases de efecto invernadero
H ₂ B	Escenario de Hydrogen Breakthrough
IEA	Agencia Internacional de Energía
INEGI	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
LCOH	Costo nivelado del hidrógeno
MW	Megavatio
NDC	Escenario NDC Compliance
NDCs	Contribuciones determinadas a nivel nacional
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
SDGs	Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas
SE	Secretaría de Economía
SEMARNAT	Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales
SENER	Secretaría de Energía
SMR	Reformado del metano en vapor (producción de H ₂)
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

Lista de tablas

Tabla 2.1.	Compromisos de las NDCs de México para la reducción de GEI por segmento hasta 2030	11
Tabla 2.2.	Suposiciones para escenarios de hidrógeno verde en Objetivos de descarbonización	11
Tabla 2.3.	Suposiciones para escenarios de hidrógeno verde en la Transición Energética Soberana	11
Tabla 2.4.	Suposiciones para escenarios de hidrógeno verde en Inversión pública y privada	12
Tabla 2.5.	Suposiciones para escenarios de hidrógeno verde en Competitividad de costos	12
Tabla 2.6.	Suposiciones para escenarios de hidrógeno verde en Desarrollo técnico	12

Lista de figuras

Figura A.	Curvas de TCO de CAEX diésel y FCEV-H ₂ , y de costos gas natural vs H ₂ verde para reducción de minerales y para usos energéticos en H ₂ B.	5
Figura B.	Demanda de hidrógeno proyectada para todos los usos finales en la industria privada en México, escenario Hydrogen Breakthrough.	6
Figura 1. 1.	Estructura del consumo de energía para industria en México por tipo de fuente de energía para industrias seleccionadas	8
Figura 2. 1.	Proceso metodológico de proyecciones de demanda de hidrógeno verde	10
Figura 3. 1.	LCOH proyectado para hidrógeno verde en el periodo 2020 a 2050	14
Figura 4. 1.	Número proyectado de unidades CAEX en México en 2020-2050. Fuente: Proyección Inicio, con base a datos de la Secretaría de Economía y CAMIMEX	16
Figura 4. 2.	TCO proyectado durante una vida útil de 10 años para CAEX diésel y FCEV en escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough	17
Figura 4. 3.	Demanda de hidrógeno para camiones de extracción en México en escenarios de NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough	18
Figura 4. 4.	Producción proyectada de minerales reducidos considerada en México. Fuente: Inicio con datos de CAMIMEX	18
Figura 4. 5.	Demanda máxima proyectada de H ₂ equivalente para la reducción de minerales del 2020 al 2050, basada en el potencial reactivo del hidrógeno	18
Figura 4. 6.	Evolución de costos proyectada de la reducción de minerales con hidrógeno y gas natural, en los escenarios NDC y H ₂ B	19
Figura 4. 7.	Demanda de hidrógeno para la reducción de minerales en México en escenarios de NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough	19
Figura 4. 8.	Consumo de energía proyectado para el sector minero en México para 2020-2050. Fuente: Inicio	19
Figura 4. 9.	Evolución de los costos proyectados de la energía suministrada por el hidrógeno y el gas natural, en los escenarios NDC y H ₂ B	20
Figura 4. 10.	Demanda de hidrógeno para aplicaciones térmicas en minería en México para los escenarios NDC y H ₂ B	20
Figura 4. 11.	Proyecciones de capacidad de electrólisis para la industria de minería y metalúrgica en México para los escenarios NDC y H ₂ B	21
Figura 4. 12.	Participación de la demanda de hidrógeno por uso final en la industria de la minería y los metales para el 2050 para los escenarios NDC y H ₂ B	21
Figura 5. 1.	Consumo proyectado de gas natural para la industria cementera en México en 2020-2050. Proyección de Inicio basada en metas de la SEMARNAT	23
Figura 5. 2.	Demanda de hidrógeno para la industria del cemento en México para los escenarios NDC y H ₂ B	24
Figura 6. 1.	Consumo de energía proyectado para la industria química en México para 2020-2050	26
Figura 6.2.	Demanda de hidrógeno para aplicaciones energéticas en la industria química en México para los escenarios NDC y H ₂ B	27
Figura 6. 3.	Producción proyectada de vidrio plano, resinas sintéticas y margarinas en México	27
Figura 6. 4.	Demanda proyectada de hidrógeno para la fabricación de vidrio plano, resinas sintéticas y margarinas en México en 2020-2050	27
Figura 6. 5.	Evolución proyectada de los costos del hidrógeno gris y verde en los escenarios NDC y H ₂ B	28
Figura 6. 6.	Demanda proyectada de hidrógeno verde para vidrio plano, resinas sintéticas y margarinas durante 2020-2050 en el escenario NDC Compliance	28
Figura 6. 7.	Demanda proyectada de hidrógeno verde para vidrio plano, resinas sintéticas y margarinas 2020-2050 en el escenario H ₂ B	28
Figura 7.1.	Mapas de precipitación en México	30
Figura 7.2.	Costo nivelado de la electricidad en México	30
Figura 8. 1.	Demanda de hidrógeno proyectada para todos los usos finales. Oportunidades para el sector privado en México. Escenario NDC	32
Figura 8. 2.	Demanda de hidrógeno proyectada para todos los usos finales. Oportunidades para el sector privado en México. Escenario Hydrogen Breakthrough	32

Resumen Ejecutivo

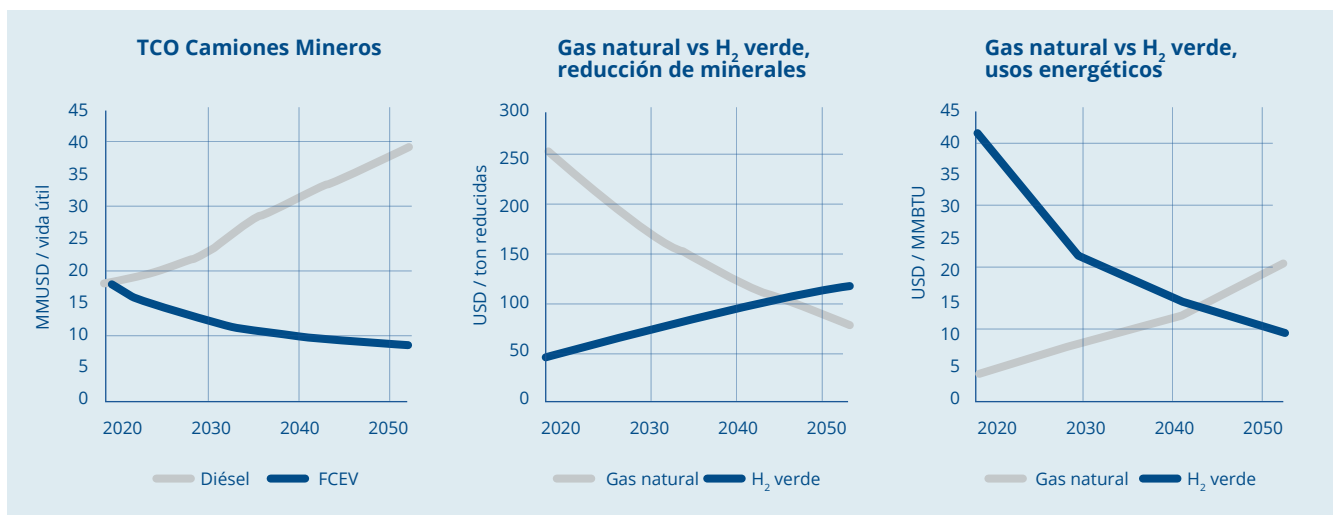
Empresas de todo el mundo ven al hidrógeno verde como un vector clave para la descarbonización y para cumplir con los objetivos climáticos. Se espera que el desarrollo de la economía del hidrógeno verde sienta las bases para nuevas oportunidades de negocio y creación de valor.

En la industria minera y metalúrgica, el hidrógeno se puede utilizar para alimentar vehículos eléctricos de celda de combustible (FCEV) impulsados por hidrógeno, principalmente camiones de extracción mineros (CAEX); para la reducción de minerales, en su mayoría hierro para producir acero; y en aplicaciones térmicas donde el hidrógeno se puede quemar directamente para generar calor. En la industria del cemento, el mayor potencial de hidrógeno se prevé en el suministro de calor a alta temperatura en el proceso de producción, que es la mayor fuente de emisiones de GEI del sector. La industria química también podría hacer uso del hidrógeno verde para la generación de energía térmica, donde reside el mayor potencial, o puede utilizarse como materia prima química para reemplazar el suministro de hidrógeno gris existente para la producción de vidrio plano, resinas sintéticas o margarina. Todas las aplicaciones anteriores del hidrógeno verde son abordadas en este informe.

En 2050 la demanda acumulada de hidrógeno verde alcanzará las 580,000 toneladas anuales y tendrá un valor de más de 700 millones de dólares anuales.

Se presentan dos escenarios realistas: '**NDC Compliance**' (NDC), que establece un escenario base que asume que México cumplirá con sus compromisos climáticos para cumplir con el Acuerdo de París; y '**Hydrogen Breakthrough**' (H₂B), que hace suposiciones más optimistas siguiendo las proyecciones del Hydrogen Council. Se hicieron proyecciones de costos para el hidrógeno verde para ambos escenarios. La brecha de costo nivelado del hidrógeno (LCOH) proyectada más amplia es en 2030 con 3.25 USD/kg en NDC y 2.55 USD/kg en H₂B, después de una fuerte disminución en los costos de la tecnología de hidrógeno en la década anterior. El LCOH en 2050 para el escenario NDC es todavía más de 20% más alto que en H₂B con 1.50 USD/kg y 1.22 USD/kg, respectivamente.

Figura A. Curvas de TCO de CAEX diésel y FCEV-H₂ (izquierda), y de costos gas natural vs H₂ verde para reducción de minerales (centro) y para usos energéticos (derecha) en H₂B.



Hidrógeno verde en minería y metales

En la industria de la minería y los metales la demanda de hidrógeno verde será baja hasta 2040. En 2042, la demanda y la capacidad de electrólisis instalada aumentarán en el escenario Hydrogen Breakthrough ya que alcanza la paridad de costos. Sin embargo, permanecerá estancada en el escenario de NDC Compliance, donde no se logrará la

competitividad económica para 2050. Para ambos escenarios, las aplicaciones térmicas representarán una pequeña parte de la demanda de hidrógeno, mientras que la movilidad impulsada por hidrógeno en las minas y la reducción de minerales consumirán una cuota grande y similar de hidrógeno para 2050.



1. Introducción

El hidrógeno verde puede brindar oportunidades para que las empresas del sector privado lo adopten en sus cadenas de valor, con aplicaciones importantes en energía, movilidad y como materia prima para diferentes industrias. Empresas de todo el mundo ven al hidrógeno verde como un vector clave para la descarbonización de una amplia gama de procesos para cumplir con los objetivos climáticos y se espera que el desarrollo de la economía del hidrógeno sienta las bases para nuevas oportunidades comerciales y creación de valor a nivel mundial.¹

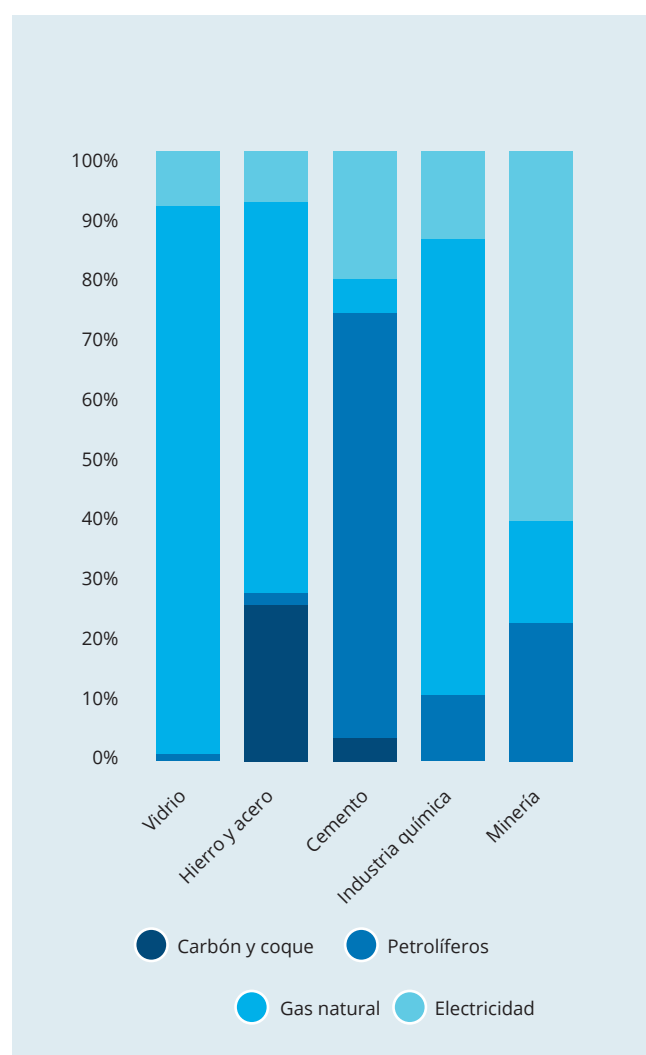
México ya consume cerca de 20 millones de dólares en hidrógeno fuera de las PEMEX cada año según la Asociación Nacional de la Industria Química² y cuenta con los recursos de energía renovable y un fuerte entorno industrial para sumarse a este esfuerzo global. Este informe presenta oportunidades comerciales potenciales en hidrógeno verde para el sector privado en México y proporciona una demanda estimada de hidrógeno y curvas de costos para tres áreas clave de aplicación: la industria minera y metalúrgica, la industria del cemento y la industria química.

El hidrógeno verde se produce mediante la electrólisis del agua, un proceso que divide la molécula de H₂O con electricidad para separar el hidrógeno y el oxígeno. A diferencia del hidrógeno convencional gris, de origen fósil, que se produce principalmente a partir de procesos de reformado de metano con vapor (SMR por sus siglas en inglés) a partir de gas natural o carbón, el hidrógeno verde proporciona un combustible bajo en carbono, un portador de energía o una materia prima química que se puede producir localmente y es independiente de los hidrocarburos, evitando las restricciones de oferta y volatilidad de los precios.

En la industria de la minería y los metales, el hidrógeno se puede utilizar para alimentar FCEV impulsados por hidrógeno, principalmente CAEX; para la reducción de minerales, principalmente hierro para la producción de acero, y en aplicaciones térmicas en las que el hidrógeno se puede quemar directamente para generar calor. En la industria del cemento, el mayor potencial de hidrógeno se prevé en el suministro de calor a alta temperatura para el proceso de producción, que es la mayor fuente de emisión de CO₂ del sector. La industria química también podría hacer uso del hidrógeno verde para la generación de energía térmica, donde se encuentra el mayor potencial, y como materia prima química para reemplazar el suministro de hidrógeno gris ya existente.

Para aplicaciones térmicas, el hidrógeno se puede mezclar inicialmente con el gas natural para ser quemado como una mezcla. A medida que el precio del hidrógeno verde disminuye y la tecnología empieza a madurar, la proporción del hidrógeno en la mezcla podría incrementarse para eventualmente lograr un reemplazo completo. Esto podría brindar una oportunidad para reducir las emisiones de carbono en las industrias analizadas en este informe, que dependen principalmente de los combustibles fósiles como fuente de energía y en donde el gas natural juega un papel importante, tal y como se muestra en la Figura 1.1.

Figura 1.1. Estructura del consumo de energía para industria en México por tipo de fuente de energía para industrias seleccionadas, 2017. Fuente: Inicio con datos de SENER.



¹Hydrogen Council, Hydrogen Scaling Up, 2017.

²ANIQ, Anuario Estadístico de la Industria Química 2019.



Visitors activity statistics

activity by day



Visits
375

Unique Visitors
286

Pageviews
947

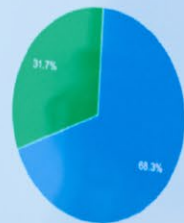
Pages / Visit
2.53

Avg. Visit Duration
00:02:07

Bounce Rate
46.13%

% New Visits
68.27%

New Visitor Returning Visitor








2. Metodología

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 el sector privado en México hasta el 2050. Se definieron factores de mérito empleando como insumos entrevistas e informes de la industria, revisiones bibliográficas de documentos y sitios web disponibles al público, y la experiencia técnica y comercial de los autores en hidrógeno verde. 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); 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 Council³.

Se realizaron estimaciones de costos y comparaciones con la alternativa del hidrógeno para cada segmento. El costo nivelado requerido del hidrógeno (LCOH) se calculó utilizando modelos propios de Hinicio para comparar su competitividad económica con la tecnología convencional para cada una de las aplicaciones. El análisis consideró tres horizontes temporales diferentes en el 2020, 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 2.1. Proceso metodológico de proyecciones de demanda de hidrógeno verde.

01		ESCENARIOS DE HIDRÓGENO	Se presentan dos escenarios realistas con supuestos para la evolución de los costos de H ₂ , en cinco temas, específicos para cada uso final.
02		DEFINICIÓN DE CIFRAS DE MÉRITO	Utilizando entrevistas de la industria, revisiones bibliográficas y la experiencia de los autores en H ₂ . Estos son insumos para las proyecciones.
03		PROYECCIÓN DE LCOH PARA H₂ VERDE	Las proyecciones de costos para la producción de hidrógeno verde se realizan utilizando modelos propios de Hinicio para LCOH en países de América Latina y se adoptan al contexto mexicano.
04		PROYECCIONES DE COSTOS Y DEMANDA DE H₂ CONVENCIONAL	Se hacen proyecciones para estimar la demanda direccionable nacional y el costo del hidrógeno gris o la solución convencional para todas las aplicaciones, lo que resulta en un LCOH objetivo para cada una.
05		PROYECCIONES DE DEMANDA H₂ VERDE	La competitividad económica se compara con la tecnología convencional para encontrar el tiempo de paridad de costos y se realizan proyecciones de la demanda de H ₂ verde y la capacidad de electrólisis para cada uso final.

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.

2.1. Escenarios de demanda de hidrógeno

El escenario NDC Compliance se basa en el supuesto de que México cumplirá con sus compromisos climáticos de contribuir con el Acuerdo de París de acuerdo con las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDCs) que presentó en 2015. Este escenario considera que el país adopta nuevas tecnologías para la descarbonización en sectores específicos en los que el hidrógeno juega un papel moderado, de acuerdo con su competitividad de costos. Su objetivo es proporcionar un marco de referencia realista para la proyección de la cuota de mercado del hidrógeno, suponiendo que el país alcance sus objetivos para 2030 y 2050 y cumpliendo con el compromiso que México reiteró en la COP 25⁴ a finales de 2019 y se actualizó en diciembre de 2020⁵. Las NDCs establecen el compromiso de reducir el 22% de las emisiones de GEI para 2030, en comparación con la línea base proyectada. Las NDCs se desagregan 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%, el petróleo y el gas con un 14%, y la industria con un 5%, como se puede observar en la Tabla 2.1.

³El 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.

⁴COP: Conferencia de las Partes, cumbre anual de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

⁵SEMARNAT, México Contribuciones determinadas a nivel nacional – Actualización de 2020.

Tabla 2.1. Compromisos de las NDCs de México para la reducción de GEI por segmento hasta 2030. Fuente: Gobierno de México.

Objetivos de descarbonización	Línea base proyectada (MtCO ₂ e)	NDC proyectado (MtCO ₂ e)	Reducción comprometida de GEI
Transporte	266	218	18%
Electricidad	202	139	31%
Residencial, comercial	28	23	18%
Petróleo y gas	137	118	14%
Industria	165	157	5%
Agricultura y ganadería	93	86	8%
Residuos	49	35	29%
LULUCF ⁶	32	-14 ⁷	144%
Total	972	762	22%

El escenario Hydrogen Breakthrough hace suposiciones más optimistas y considera que el hidrógeno tiene una evolución acelerada en costos y tecnología, con una alta adopción en la industria y un apoyo intensivo a las políticas en todo el mundo y en México, siguiendo las proyecciones del Hydrogen Council. Su objetivo es explorar la mayor cuota de mercado potencial de las tecnologías de hidrógeno bajo suposiciones realistas pero favorables.

Se consideraron una serie de supuestos para caracterizar cada escenario con hitos en 2020, 2030 y 2050 a lo largo de cinco temas: objetivos climáticos, transición energética soberana, inversión pública y privada, competitividad de costos y desarrollo técnico. Las principales características y consideraciones utilizadas para cada tema se resumen en las tablas 2.2 a 2.6.

En el Apéndice se puede encontrar una explicación más detallada de estas suposiciones, así como de las de cada segmento y escenario específico.

Tabla 2.2. Suposiciones para escenarios de hidrógeno verde en Objetivos de descarbonización. Fuente: Inicio.





Objetivos de descarbonización	2020	2030	2050
 NDC Compliance	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 verde.	México cumple con sus compromisos climáticos para 2030. El hidrógeno verde tiene una cuota de mercado de acuerdo con su competitividad en costo para cada segmento.	México sigue cumpliendo con sus compromisos climáticos de acuerdo con sus NDCs. Las tecnologías del hidrógeno verde forman parte de las soluciones para descarbonizar la economía, con una cuota de mercado correspondiente a su competitividad en costo.
 Hydrogen Breakthrough	México inicia sus esfuerzos para adoptar hidrógeno verde a finales de 2020 o principios de 2021 como tecnología para apoyar el cumplimiento de sus NDCs.	México cumple o excede sus metas relacionadas con el NDC. El hidrógeno verde se apoya en gran medida en sectores que son difíciles de descarbonizar por otras tecnologías.	México se mantiene en el Acuerdo de París y en las iniciativas globales más ambiciosas para la neutralidad en carbono. México se convierte en un actor importante en el desarrollo y fabricación de componentes en la cadena de valor del hidrógeno verde.

Tabla 2.3. Suposiciones para escenarios de hidrógeno verde en la Transición Energética Soberana. Fuente: Inicio.

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

⁶Uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura, por sus siglas en inglés.

⁷Negativo debido a la absorción de emisiones al ser sumideros de carbono.

Tabla 2.4. Suposiciones para escenarios de hidrógeno verde en Inversión pública y privada. Fuente: Inicio.





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

Tabla 2.5. Suposiciones para escenarios de hidrógeno verde en Competitividad de costos. Fuente: Inicio.

Competitividad de costos	2020	2030	2050
 NDC Compliance	El hidrógeno verde es 100% competitivo con otras tecnologías únicamente en pocas aplicaciones de movilidad.	El hidrógeno verde ha tenido una mejora "Business as Usual" (BaU) en los costos. El hidrógeno verde es 100% competitivo para algunas aplicaciones de nicho.	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.
 Hydrogen Breakthrough	El hidrógeno verde es 100% competitivo con otras tecnologías únicamente en pocas aplicaciones de movilidad.	El impulso mundial del hidrógeno verde ha dado lugar a una disminución acelerada de los costos que cumplen con las previsiones del Hydrogen Council.	Se cumplen las predicciones del Hydrogen Council para competitividad de LCOH por aplicación, cuotas de mercado y demanda mundial de hidrógeno verde.

Tabla 2.6. Suposiciones para escenarios de hidrógeno verde en Desarrollo técnico. Fuente: Inicio

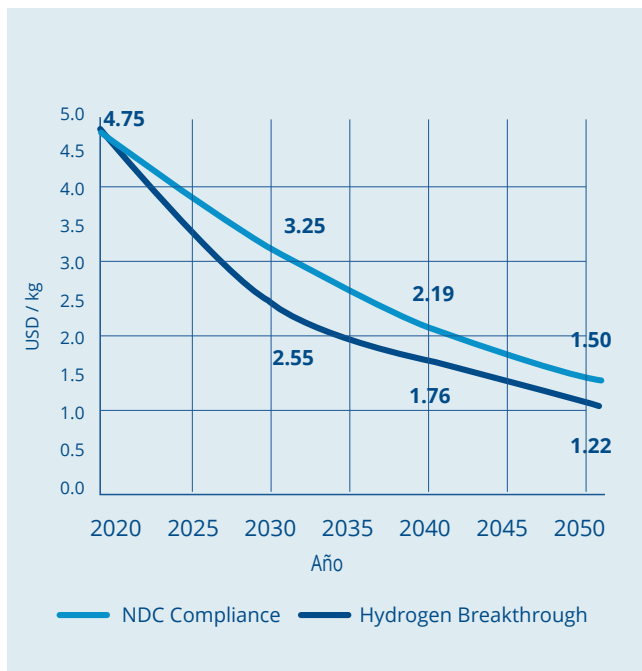
Desarrollo técnico	2020	2030	2050
 NDC Compliance	El hidrógeno verde está emergiendo como un importante integrador de la industria y se esperan mejoras en el rendimiento técnico y económico en casi todas las aplicaciones.	El hidrógeno verde ha mejorado modestamente su rendimiento bajo un escenario BAU.	El hidrógeno verde sólo cumplió algunos de los objetivos de mejora de rendimiento (IEA, IRENA, US DOE, etc.). Otras tecnologías limpias también mejoraron su rendimiento y tomaron una cuota de mercado significativa por aplicación.
 Hydrogen Breakthrough	El hidrógeno verde está emergiendo como un importante integrador de la industria y se esperan mejoras en el rendimiento técnico y económico en casi todas las aplicaciones.	Las tecnologías de hidrógeno verde han mejorado sus indicadores técnicos de acuerdo con las proyecciones de las agencias energéticas más activas sobre el tema (IEA, US DOE, etc.)	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 verde adquiere cuotas de mercado iguales o superiores a las previstas por el Hydrogen Council en 2020.



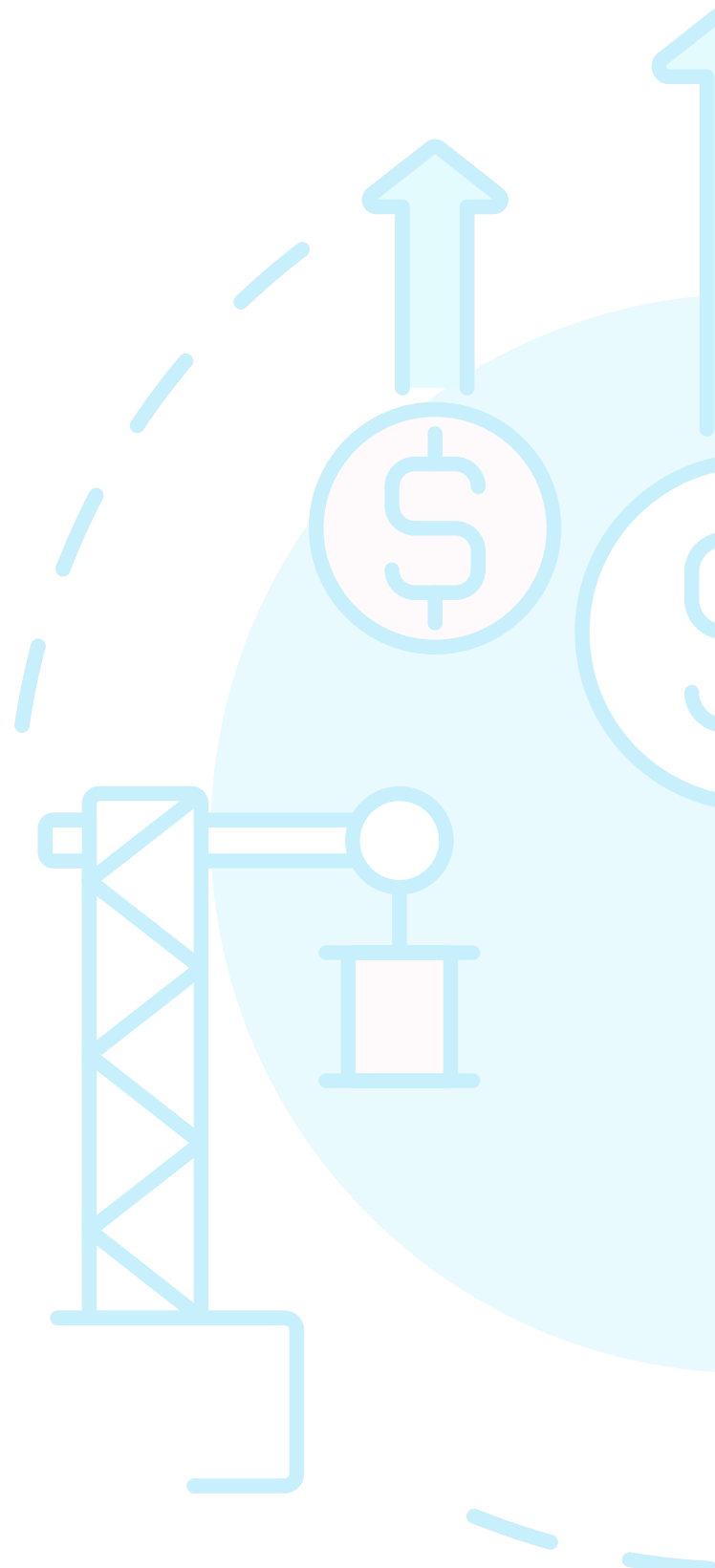
3. Proyecciones de LCOH para hidrógeno verde

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, eficiencia, 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 3.1. LCOH proyectado para hidrógeno verde en el periodo 2020 a 2050.



Los LCOH proyectados para el hidrógeno verde comienzan en 4.75 USD/kg en el 2020. La brecha más amplia de LCOH es en el 2030 con 3.25 USD/kg en el escenario de NDC Compliance y 2.55 USD/kg en Hydrogen Breakthrough, dada la disminución altamente acelerada en el costo de la tecnología en la década anterior en este último escenario. El LCOH en el 2050 para el NDC Compliance sigue siendo más de un 20% más alto que Hydrogen Breakthrough con 1.50 y 1.22 USD/kg, respectivamente, y el costo de los electrolizadores sigue cayendo en ambos escenarios sin que se cubra la brecha de costos entre ellos antes de mediados de siglo. La curva de costos resultante para el hidrógeno verde o la evolución de LCOH del 2020 al 2050 se muestra en la Figura 3.1 que se utilizó más tarde para compararla con la curva proyectada del LCOH objetivo para cada aplicación con el fin de encontrar el punto de paridad de costos para ambos escenarios.





4. Oportunidades en hidrógeno verde para la industria minera y metalúrgica

Las empresas mineras de todo el mundo se esfuerzan por lograr sus objetivos climáticos y contribuir a la transición a sistemas neutros en carbono, utilizando fuentes de energía más limpias y suministrando minerales con emisiones de CO₂ reducidas. Tener una industria minera más limpia podría producir minerales con menor contenido de carbono y contribuir a descarbonizar las cadenas de valor en una amplia gama de industrias. Sin embargo, la descarbonización sigue siendo un desafío para el sector minero. Las empresas buscan tecnologías viables para abordar este desafío sin reducir la eficiencia de sus procesos, lo que brinda una oportunidad para soluciones dinámicas basadas en energías renovables, como las proporcionadas por el hidrógeno verde.

Se pueden encontrar posibilidades para el hidrógeno en aplicaciones de procesamiento de minería, como la reducción de minerales, suministro como combustible para (CAEX) y la generación de electricidad con la flexibilidad para abordar las desafiantes condiciones operativas de los sitios mineros. El hidrógeno verde libre de emisiones y producido localmente podría reemplazar al diésel para propulsar vehículos y en generadores de respaldo en las minas, que de otro modo tendrían que ser transportados a sitios remotos, llevando consigo los costos asociados y las emisiones de carbono. Además, el uso de hidrógeno y celdas de combustible en lugar de combustibles fósiles podría ayudar a proteger la salud y la seguridad de los mineros.

La industria de procesamiento de metales también se enfrenta a la presión para reducir su impacto ambiental, en particular el acero, que se encuentra entre los tres mayores emisores de dióxido de carbono con alrededor del 8% de las emisiones globales de carbono⁸, y que contribuye a la infraestructura de una economía baja en carbono. Las oportunidades para el hidrógeno verde en el acero se encuentran en el proceso de reducción del mineral de hierro, que puede tomar diferentes rutas tecnológicas y donde podría reemplazar el coque de carbón o el gas natural, y al suministrar calor de alta temperatura a sus hornos, que actualmente funcionan principalmente con carbón.

Las aplicaciones de hidrógeno consideradas en este informe para la industria de la minería y los metales se dividen en tres categorías de uso final:

1.	Camiones mineros
2.	Reducción de minerales
3.	Aplicaciones térmicas.

⁸McKinsey & Company, Desafío de descarbonización para el acero, 2020.

⁹CAEX: camiones de transporte minero (de "Camiones de Extracción")

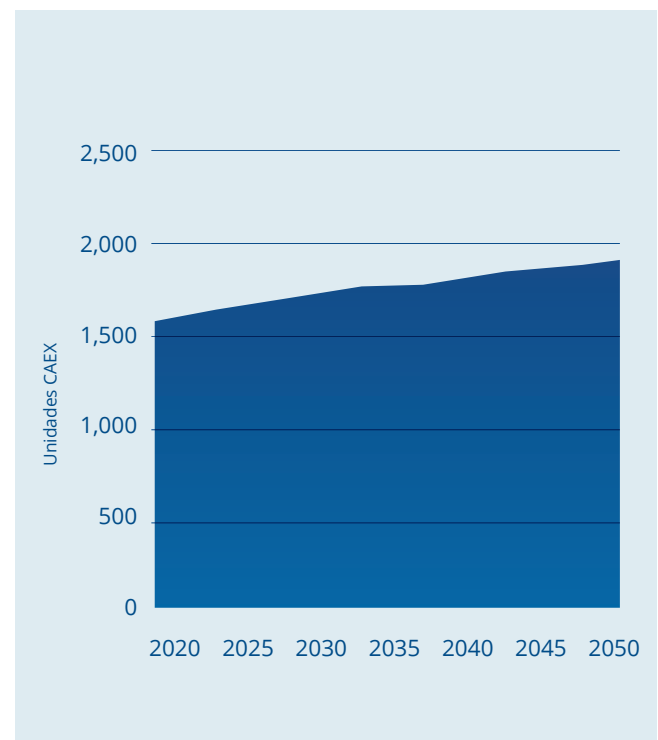
¹⁰Secretaría de Economía, con base en el Servicio de Administración Tributaria, Banco de México, INEGI. Balanza Comercial de Mercancías de México 2003 - 2020.

4.1. Escenarios de demanda de hidrógeno

4.1.1. Demanda de hidrógeno para camiones mineros

Actualmente no existe una demanda de hidrógeno para aplicaciones de movilidad en el sector minero en México la cual usa principalmente fuentes fósiles. Para tener en cuenta la demanda de combustible para ser potencialmente reemplazada por hidrógeno, se considera el número de vehículos CAEX⁹ en operación y los volúmenes de extracción de minerales. La información histórica de importación de camiones mineros se toma de la balanza comercial de la Secretaría de Economía de México¹⁰, con especial atención a los camiones de volteo de alto tonelaje. Cabe señalar que en el período 2003 al 2020 más del 60% de las unidades importadas procedían de Estados Unidos, seguidos del Reino Unido y Japón con porcentajes considerablemente menores.

Figura 4.1. Número proyectado de unidades CAEX en México en 2020-2050. **Fuente:** Proyección Hincio, con base a datos de la Secretaría de Economía y CAMIMEX .



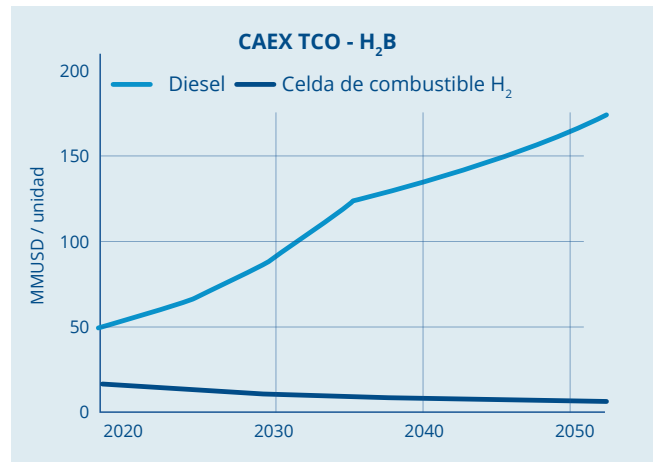
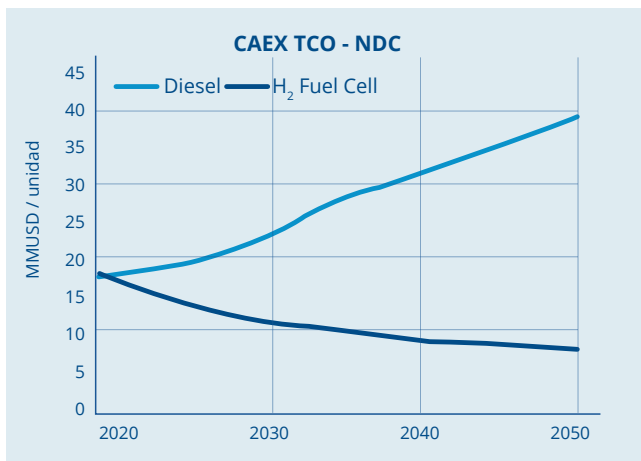
Después del 2020, se considera que las unidades CAEX y la demanda de combustible para ser potencialmente sustituido por hidrógeno es proporcional a la extracción de minerales proyectada en el país, tomando como referencia el cobre con estimaciones de la Cámara Minera de México (CAMIMEX).

4.1.2. Demanda de hidrógeno verde proyectada para camiones mineros

La demanda existente de hidrógeno para la movilidad en las minas depende del despliegue y funcionamiento de vehículos que trabajan con hidrógeno en el sitio. Aunque ya tiene un costo competitivo en 2021, la adopción tecnológica seguirá siendo lenta a principios de la década del 2020 debido a la falta de disponibilidad comercial de las unidades CAEX FC, así como a la infraestructura necesaria para suministrarles hidrógeno. La tecnología aún se encuentra en fases de desarrollo, con desafíos tecnológicos por resolver y avances prometedores que involucran a algunos de los actores más importantes de la industria en todo el mundo, incluida la importante minera Anglo American y el fabricante líder de camiones mineros Komatsu¹¹. Las primeras unidades comerciales que se pongan en línea a nivel mundial podrían implementarse alrededor del 2024, independientemente del escenario considerado.

Para la comparación de costos, se calculó el costo total de propiedad (TCO por sus siglas en inglés) tanto para diésel convencional como para CAEX impulsado por celdas de combustible de hidrógeno. El TCO integra los costos de adquisición, instalación, operación, mantenimiento y todos los costos para el propietario durante la vida útil del vehículo, así como su infraestructura asociada, que incluye almacenamiento de hidrógeno y estaciones de reabastecimiento de combustible en el caso de CAEX FC. Así, se proyectó una serie de variables en el período estudiado para obtener una medida consolidada de comparación económica entre vehículos de combustibles fósiles e hidrógeno, normalizada a un TCO en dólares por unidad considerando vidas iguales de 10 años y tasas de operación para una evaluación directa. Dichas variables incluyen el CAPEX para los vehículos y la infraestructura de manejo de hidrógeno, la producción de hidrógeno verde con su evolución de LCOH, el costo de las tecnologías de celdas de combustible y de su incorporación al CAEX, el costo de las baterías eléctricas, los impuestos al CO₂, los costos del diésel y otros factores.

Figura 4. 2. TCO proyectado durante una vida útil de 10 años para CAEX diésel y FCEV en escenarios NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough



NDC Compliance

La competitividad de costos del hidrógeno y las celdas de combustible en CAEX ya se ha logrado en 2021, y se pueden esperar los primeros pilotos hasta la próxima década. Para el 2030, los CAEX FC serán considerablemente más competitivos económicamente que los CAEX alimentados por diésel. Sin embargo, las cifras de producción seguirán siendo pequeñas en comparación con los CAEX convencionales, ya que no se habrá desplegado mucha infraestructura de recarga. En México, podría haber un proyecto piloto con algunas unidades en funcionamiento, y los CAEX FC no contribuirán al cumplimiento de las NDC del sector minero. Hasta este punto, la demanda de hidrógeno sería insignificante, pero se espera que crezca en las próximas décadas.

Para el 2050, el CAEX FC ya tendrá la infraestructura de carga desplegada y será la opción minera comercialmente competitiva, siendo alrededor de cuatro veces más barata que la alternativa diésel. La penetración esperada de CAEX FC para ese año corresponde al 4.1% de la flota nacional, con más de 800 vehículos de celda de combustible desplegados y una demanda de hidrógeno verde de más de 100 mil toneladas por año contribuyendo al NDC del sector en México y requiriendo una capacidad de electrolizador superior a 1,300 MW.

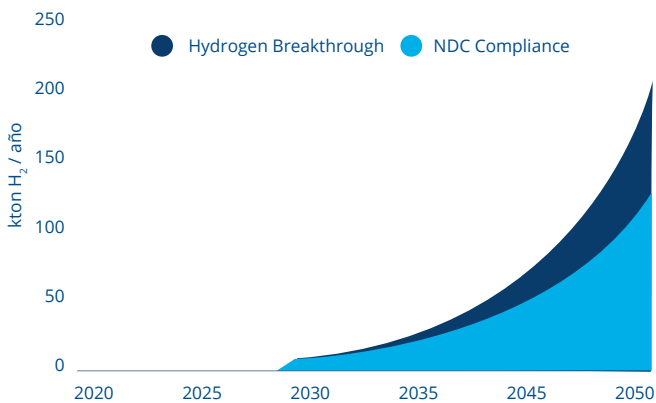
Hydrogen Breakthrough

Para el 2021, el CAEX de celda de combustible será significativamente más competitivo que los de diésel, en alrededor de una cuarta parte del TCO. La falta de suministro de CAEX FC y el despliegue de infraestructura de hidrógeno en las minas permitirá que las primeras unidades comiencen a estar en línea hasta el 2027 a través de proyectos piloto y despeguen en el 2030 una vez que se establezca un suministro global más amplio. En esta década, la implementación crecerá considerablemente superando las 300 unidades en el 2040 y acelerándose aún más para multiplicarse por cinco y llegar a 1,500 CAEX FC en el 2050.

¹¹FCHEA, Un caso para que el hidrógeno descarbonice la minería, 2020.

A mediados de siglo, la alternativa diésel será 20 veces más cara que el hidrógeno, y los sistemas de producción y llenado de H₂ verde se adoptarán ampliamente en las minas. Para entonces, hasta el 75% de la flota de camiones mineros en México estaría funcionando con hidrógeno, y el 25% restante de la flota sería de diésel que están terminando su vida útil. Esto da como resultado una demanda nacional de hidrógeno de más de 200 kilotonnes por año y más de 2,400 MW de electrólisis instalados para minas.

Figura 4. 3. Demanda de hidrógeno para camiones de extracción en México en escenarios de NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough.

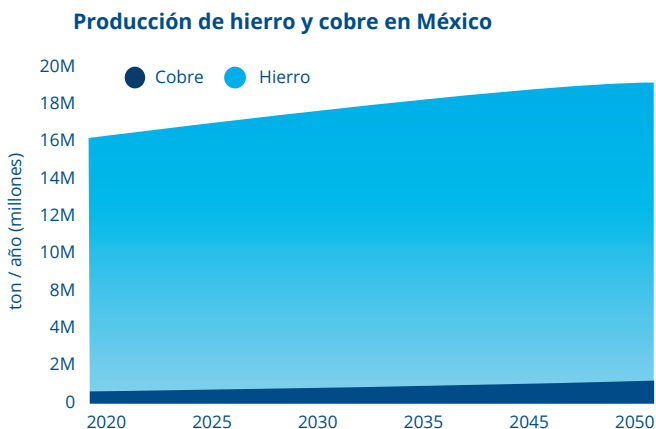


4.2. Reducción de minerales

4.2.1. Demanda de hidrógeno para reducción de minerales

Los minerales considerados para la reducción potencial con hidrógeno en México son el hierro y el cobre, con más del 94% del volumen considerado proveniente del hierro para la producción del acero. Se asume que el crecimiento del volumen de gas de reducción demandado es proporcional a la producción combinada de minerales de dichos metales en México, para lo cual se hicieron proyecciones al 2050 como se muestra en la Figura 4.4.

Figura 4. 4. Producción proyectada de minerales reducidos considerada en México. Fuente: Inicio con datos de CAMIMEX¹².



¹²CAMIMEX: Cámara Minera de México

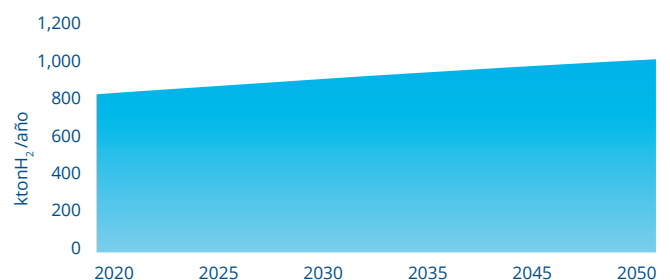
¹³Midrex Technologies, Inc. Usos de hidrógeno en la fabricación de hierro, 2018.

La producción de acero tiene dos rutas tecnológicas principales, las cuales presentan oportunidades para descarbonizarse con el uso del hidrógeno verde. El primero es por alto horno (BF por sus siglas en inglés), donde el hidrógeno podría reemplazar parcialmente el coque del carbón para reaccionar con la piedra caliza y el mineral de hierro antes de que continúe en un horno de oxígeno básico una vez se encuentra en forma de hierro fundido reducido. Este proceso representa casi dos tercios de la producción mundial de acero y tiene pilotos para la integración del hidrógeno en Europa y Asia.

La segunda ruta pasa por la reducción directa del mineral de hierro con gas de síntesis obtenido a partir del gas natural, que podría tener proporciones crecientes de hidrógeno verde hasta un reemplazo completo (100% H₂), antes de pasar al horno de arco eléctrico (EAF por sus siglas en inglés). Este segundo proceso de obtención de hierro a partir de reducción directa (DRI por sus siglas en inglés), también conocido como DRI-EAF, representa una fracción menor de la producción mundial de acero, pero si se llegara a alimentar con hidrógeno verde podría ser una solución más viable para descarbonizar el acero en el corto y mediano plazo, con pilotos en curso en las principales empresas siderúrgicas de Europa.

Considerando la reactividad del hidrógeno, se requerirían entre 50 y 68 kilogramos por cada tonelada de mineral reducido según la literatura de la industria¹³. Sustituir potencialmente todos los reductores de minerales con hidrógeno requeriría hasta un millón de toneladas de hidrógeno por año para el 2050, como se muestra en la Figura 4.5, para lo cual se espera que sólo se demande una pequeña fracción incluso en el escenario más favorable de Hydrogen Breakthrough.

Figura 4. 5. Demanda máxima proyectada de H₂ equivalente para la reducción de minerales del 2020 al 2050, basada en el potencial reactivo del hidrógeno.



4.2.2. Demanda de hidrógeno verde para la reducción de minerales

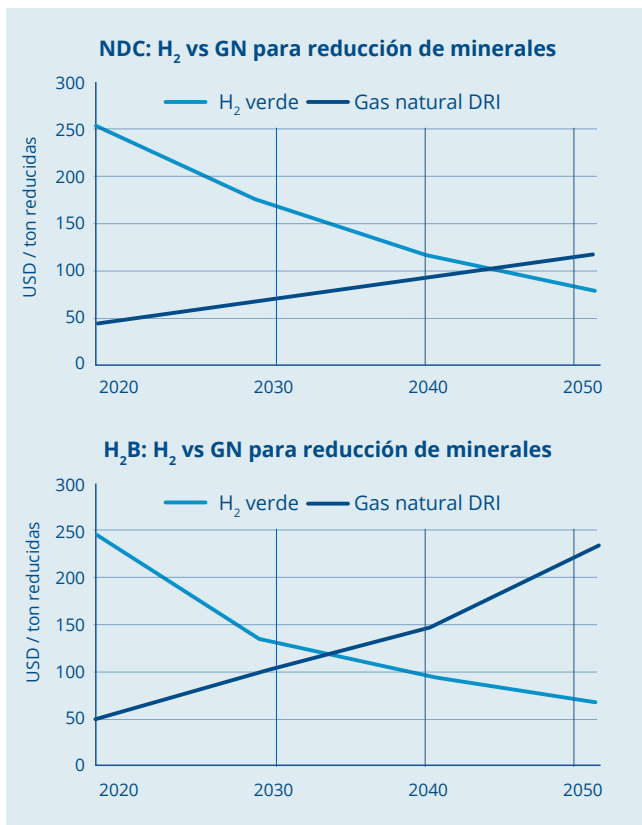
Para evaluar la competitividad económica del hidrógeno verde para la reducción de minerales, se estimó el costo por cada tonelada de mineral reducido y se proyectó hasta el 2050 con supuestos de ambos escenarios que proporcionan la base para compararlo con el gas natural para esta aplicación en un costo por unidad reactiva. La demanda de hidrógeno verde se calculó como parte del requerimiento total del reductor a sustituir.

NDC Compliance

En el 2030 la reducción de minerales mediante hidrógeno estará lejos de ser un proceso económicamente viable, por lo que sólo habrá proyectos demostrativos de empresas multinacionales con objetivos corporativos de descarbonización y con interés en el hidrógeno verde. Los objetivos de reducción de emisiones del sector minero pueden cumplirse mediante tecnologías alternativas como captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS por sus siglas en inglés).

Para el 2050, la reducción de minerales habrá sido económicamente competitiva durante menos de una década. En un mundo con capacidades más sólidas para la producción e instalación de sistemas de electrólisis, se acelerará la adopción del hidrógeno verde para esta aplicación, sin embargo, no se superará el 10% de la capacidad de reducción de minerales en México. Esta parte de la reducción de minerales con hidrógeno podría hacer la contribución total de la reducción de emisiones para cumplir con la NDC para esta industria para el 2050.

Figura 4. 6. Evolución de costos proyectada de la reducción de minerales con hidrógeno y gas natural, en los escenarios NDC y H₂B.

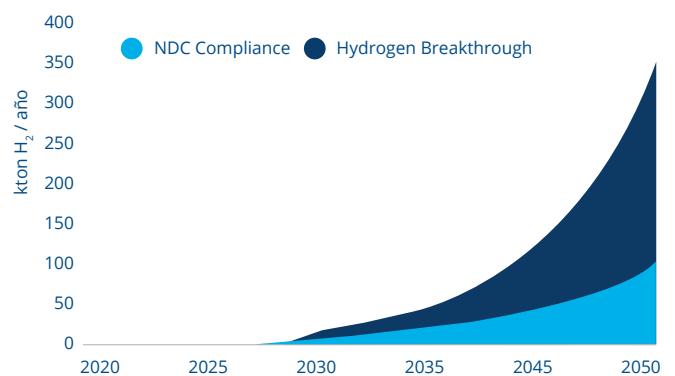


Hydrogen Breakthrough

Para el 2030, el hidrógeno verde sigue siendo un 30% más caro que el gas natural como alternativa para la reducción de minerales, sin embargo, se sabe que su punto de equilibrio se producirá unos años más tarde, y se desplegarán proyectos de demostración y de pequeña escala hasta de 60 MW de electrólisis para esta aplicación, demandando 4,500 toneladas de hidrógeno al año.

En el 2050 la reducción de minerales mediante el uso de hidrógeno verde tendría al menos 15 años de ser económicamente rentable en comparación con el gas natural y hasta un 25% de los minerales reducidos en México podrían utilizar hidrógeno verde, principalmente en el sector siderúrgico. Este importante uso del hidrógeno como reductor demandaría 250 mil toneladas de hidrógeno verde por año, lo que requeriría una capacidad de electrólisis instalada de 2.9 GW. Esto representaría la mayor oportunidad para el hidrógeno verde en la industria de la minería y los metales, lo que representa aproximadamente la mitad de la demanda total del segmento a mediados de siglo.

Figura 4. 7. Demanda de hidrógeno para la reducción de minerales en México en escenarios de NDC Compliance y Hydrogen Breakthrough



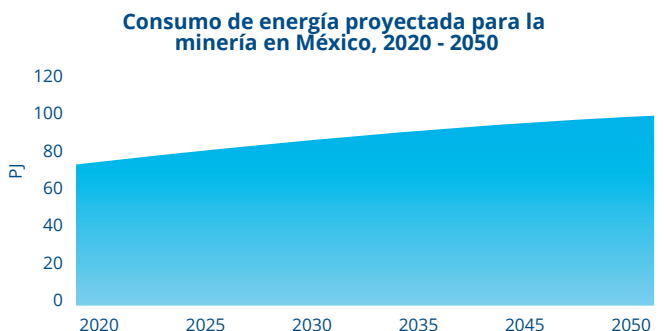
4.3. Aplicaciones térmicas en la minería

4.3.1. Aplicaciones térmicas con demanda de hidrógeno en la minería

Hoy en día, la energía producida y obtenida por las empresas mineras se basa principalmente en combustibles fósiles y el consumo de energía para la minería 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 2035 .

En México, el consumo de energía del sector ha sido monitoreado por el Balance Nacional de Energía, lo que representa un 3.8% de todo el consumo de energía industrial en el país en el 2017.

Figura 4. 8. Consumo de energía proyectado para el sector minero en México para 2020-2050. Fuente: Inicio



¹⁴Centro de Inversión Sostenible de Columbia, "El poder renovable de la mina", 2018.

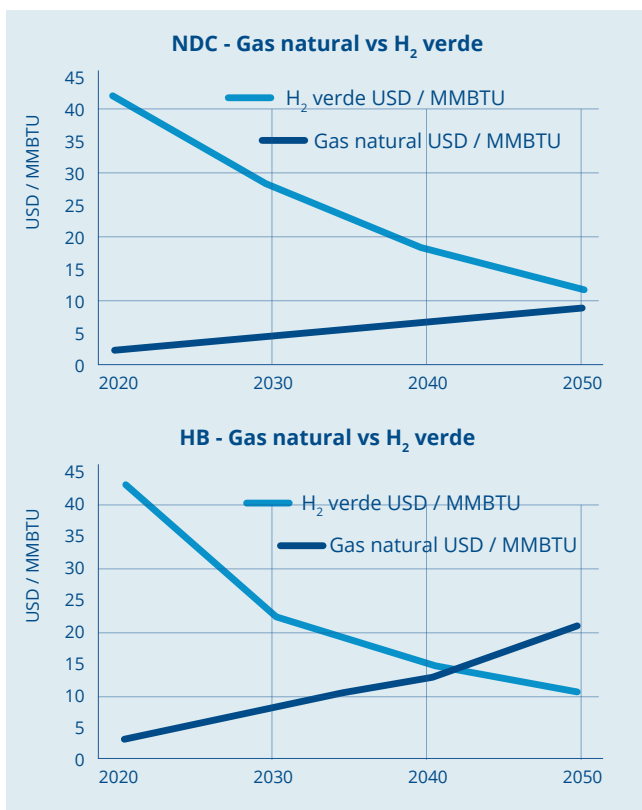
La industria del hierro y el acero reportó una participación del consumo de energía nacional del 13.2%, lo que arroja una demanda combinada con la minería de alrededor de 320 PJ de energía consumida en el 2017¹⁵. Ambas rutas de producción de acero, alto horno y DRI-EAF, también requieren altas temperatura que se suministran actualmente a partir de la combustión de combustibles fósiles, con una gran parte procedente del carbón a nivel mundial; que presenta un gran potencial para ser reemplazado por hidrógeno verde libre de emisiones¹⁶.

Para tener en cuenta la demanda de combustible que potencialmente podría reducirse por hidrógeno, el estudio se centra en la energía producida a partir de hidrocarburos con proyecciones realizadas sobre la base de datos históricos publicados en el Balance Nacional de Energía y siguiendo una tendencia similar a la década anterior hacia el 2050, como se muestra en la Figura 4.8.

4.3.2. Demanda de hidrógeno verde para aplicaciones térmicas en minería

Un gran potencial para la introducción del hidrógeno verde radica en la sustitución del gas natural en aplicaciones térmicas en las industrias mineras que actualmente son alimentadas por recursos fósiles, con gas natural que representa el 17% de su consumo total de energía según el Balance Nacional de Energía. El costo de la energía suministrada se proyectó tanto para el hidrógeno como para el gas natural sobre una base por unidad de energía para comparar la competitividad de los costos.

Figura 4. 9. Evolución de los costos proyectados de la energía suministrada por el hidrógeno y el gas natural, en los escenarios NDC y H₂B.



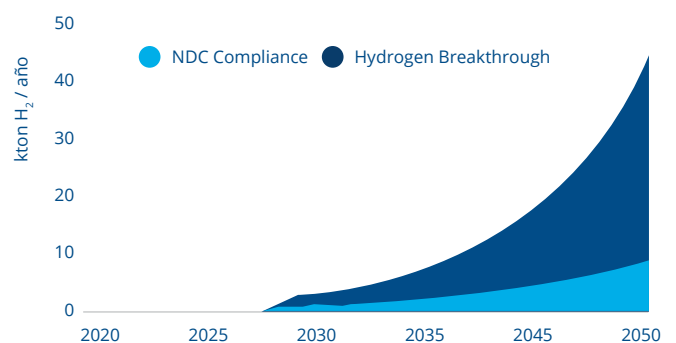
¹⁵Secretaría de Energía, Balance Nacional de Energía 2017.
¹⁶Hoja de ruta de tecnología de la IEA, hierro y acero, 2020.

NDC Compliance

En el 2030, el sector minero estará altamente electrificado siguiendo una tendencia existente en la que casi dos tercios del consumo de energía del sector ya era energía eléctrica en el 2019, según informó SENER. El cumplimiento de la NDC del segmento podría estar fuertemente respaldado por la migración a fuentes renovables de generación de electricidad, y dejando poco espacio para otras soluciones como el hidrógeno, que en el 2030 seguirá siendo cuatro veces más costoso que el gas natural para la generación de energía. Para este año, sólo habrá proyectos piloto de baja capacidad que demuestren la viabilidad técnica de la tecnología del hidrógeno en el sector.

Para el 2050, aunque estará muy cerca, el hidrógeno aún no será económicamente competitivo en la mayor parte del país para este escenario, lo que resultará en un despliegue relativamente bajo en comparación con otras aplicaciones con menos de una vigésima parte de la demanda de hidrógeno del sector. Los proyectos para aplicaciones térmicas de H₂ seguirán estando presentes en regiones de alto potencial renovable y en donde el hidrógeno pueda llegar a integrarse en usos en el mismo sitio, como por ejemplo combinando usos de movilidad con demanda de calor. El hidrógeno verde en aplicaciones térmicas de minería sustituirá como máximo el 10% del consumo de gas natural del sector, exigiendo 9,000 toneladas de hidrógeno al año a mediados de siglo y exigiendo una capacidad de 100 MW para ser instalada a nivel nacional.

Figura 4. 10. Demanda de hidrógeno para aplicaciones térmicas en minería en México para los escenarios NDC y H₂B.



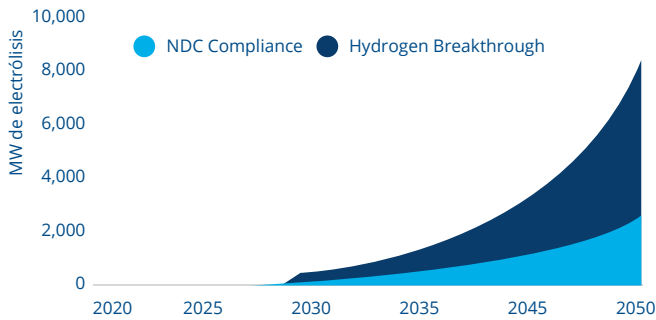
Hydrogen Breakthrough

El hidrógeno verde no será competitivo para 2030 en comparación con el gas natural en aplicaciones térmicas, y seguirá siendo más del doble de costoso. En parte debido a la electrificación del sector, sólo se verá el primer despliegue de proyectos demostrativos junto con pilotos u operación de las primeras unidades para aplicaciones de movilidad, con una producción de hidrógeno de aproximadamente de más de mil toneladas por año para entonces.

4.4. Conclusiones sobre el hidrógeno en la industria minera y metalúrgica

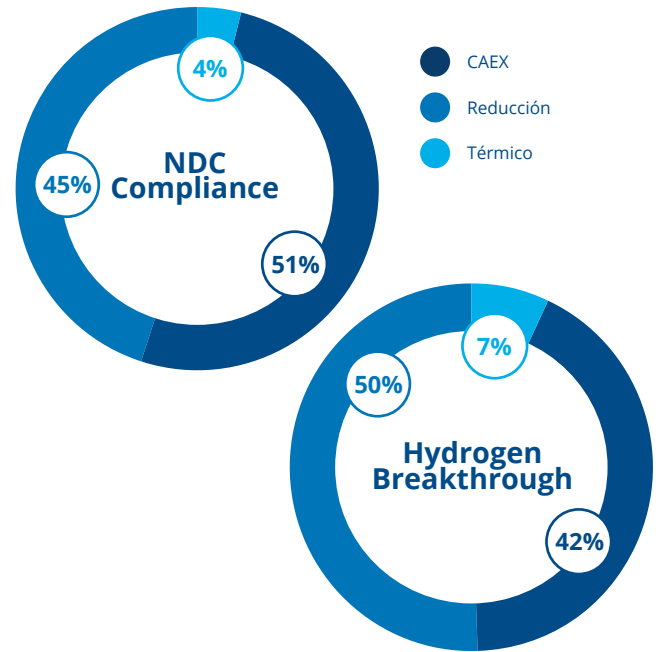
La demanda de hidrógeno en ambos escenarios seguirá siendo baja antes del 2030, y las implementaciones comenzarán a ampliarse en esa década a medida que CAEX FC entren en funcionamiento mientras que las aplicaciones de reducción de minerales se vuelvan competitivas. La demanda aumentará a un ritmo acelerado en el escenario de Hydrogen Breakthrough junto con su capacidad de electrólisis instalada. Sin embargo, seguirá siendo más moderada en el escenario de NDC Compliance, donde no logrará competitividad económica para el 2050.

Figura 4. 11. Proyecciones de capacidad de electrólisis para la industria de minería y metalúrgica en México para los escenarios NDC y H₂B.



Para ambos escenarios, las aplicaciones térmicas representarán una pequeña parte de la demanda del hidrógeno, mientras que la movilidad impulsada por hidrógeno en las minas y la reducción de minerales consumirán cada una de ellas una proporción grande y similar de hidrógeno para el 2050 tal y como se muestra en la Figura 4.12.

Figura 4. 12. Participación de la demanda de hidrógeno por uso final en la industria de la minería y los metales para el 2050 para los escenarios NDC y H₂B.





5. Oportunidades en hidrógeno verde para la industria del cemento

El cemento es el ingrediente clave del concreto, el material sintético más utilizado. El cemento tiene una huella de carbono grande que representa aproximadamente el 8% de las emisiones globales de GEI y es más alta que la de todos los países, excepto China y EE. UU.

El cemento es el segundo mayor emisor de CO₂ y el tercer mayor consumidor de energía entre los sectores industriales a nivel mundial¹⁷.

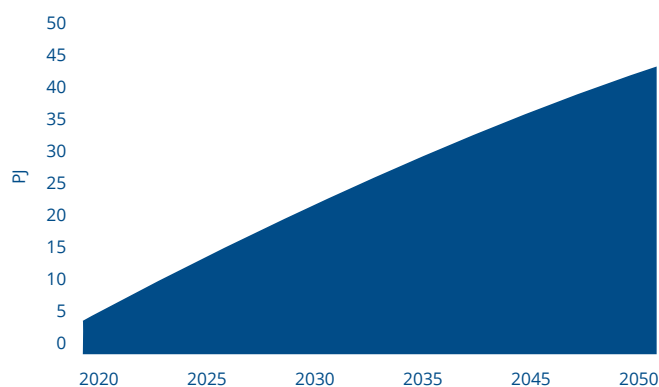
La industria del cemento ya ha hecho avances para descarbonizarse a través de la eficiencia energética y la combustión de biomasa y materiales de desecho, lo que ha llevado a una disminución del 18% en las emisiones por tonelada producida en las últimas décadas. Sin embargo, estas medidas por sí solas solo pueden descarbonizar una fracción del proceso de producción del cemento. La parte del proceso de fabricación de cemento que genera más emisiones es la producción del "clínker", un producto intermedio y principal componente del cemento compuesto por silicatos de calcio, que requiere el uso de enormes hornos (grandes hornos giratorios) con temperaturas superiores a los 1,400 °C que demandan grandes cantidades de energía, generalmente suministrada por recursos fósiles. Los usos térmicos representan alrededor del 40% de las emisiones asociadas con la producción del cemento, y la sustitución parcial de los combustibles convencionales por hidrógeno verde podría proporcionar una ruta para ayudar a descarbonizar el sector¹⁸. Los proyectos piloto ya están en marcha por parte de grandes industrias del cemento en alianza con empresas de energía, gases industriales, equipos de hidrógeno, captura de carbono, entre otros.

En México, la SEMARNAT ha identificado cuatro rutas tecnológicas para reducir las emisiones del sector¹⁹: incrementar la participación de combustibles alternativos para el consumo térmico, que son en su mayoría residuos sólidos pero que podrían ser hidrógeno, sustitución de clínker por otros materiales cementantes, CCUS, y sustitución de coque de petróleo por gas natural en los hornos.

5.1. Demanda de hidrógeno para la industria del cemento al 2050

La principal fuente de energía de la industria del cemento en México en la última década ha sido el coque del petróleo, que representó casi dos tercios de la demanda en el 2018, siendo el resto principalmente electricidad y alrededor de una décima parte de la división total entre carbón y gas natural, según el Balance Energético Nacional. Una de las rutas de descarbonización para que el sector cumpla con las NDC de México es sustituir el coque del petróleo por gas natural, un combustible fósil pero menos intensivo en carbono. La inclusión de una parte del hidrógeno en la nueva combinación de combustibles podría contribuir a reducir aún más las emisiones de carbono y ser la puerta de entrada para introducir el hidrógeno en las aplicaciones del cemento. Por lo tanto, la demanda potencial de hidrógeno para el hidrógeno sería proporcional al aumento en la participación del gas natural, que actualmente está restringido por la competitividad de costos. Una medida propuesta para descarbonizar el segmento sugiere que para el 2030, el 15% del coque de petróleo podría ser sustituido por gas natural, según informó el gobierno mexicano a la CMNUCC. Siguiendo una tendencia similar, la participación podría alcanzar el 32% del consumo de coque proyectado para el 2050, lo que resultaría en la evolución de la demanda de gas natural que se muestra en la Figura 5.1. Esta sustitución gradual del coque de petróleo por gas natural se asume para ambos escenarios.

Figura 5.1. Consumo proyectado de gas natural para la industria cementera en México en 2020-2050. Proyección de Inicio basada en metas de la SEMARNAT.



Además, un estudio de la Asociación de Productos Minerales en el Reino Unido sugiere que la llama producida al quemar sólo hidrógeno podría carecer de calor suficiente para que sea adecuada para la formación de clínker, por lo que se requeriría una combinación con gas natural o biomasa para combatir los consumos de combustibles fósiles.

¹⁷SIEA, Technology Roadmap - Low-Carbon Transition in the Cement Industry, Francia, 2018.

¹⁸Chatham House, Haciendo cambios concretos en innovación en cemento y concreto con bajo contenido de carbono. Reino Unido, 2018.

¹⁹SEMARNAT, México: Sexta Comunicación Nacional y Segundo Informe Bienal de Actualización ante la CMNUCC. México, 2018.

5.2. Demanda de hidrógeno verde proyectada para la industria del cemento

Se evalúa la competitividad de costos comparándolo con el gas natural para la producción de energía térmica, siendo el combustible que se proyecta capaz de sustituir directamente en esta aplicación. Las curvas de costos a considerar son las mismas que las de las aplicaciones térmicas en la industria de la minería y los metales, que se muestran en la Figura 4.9, que indican que la paridad de costos se logra en 2042 en el escenario Hydrogen Breakthrough y después del 2050 bajo los supuestos de NDC Compliance.

NDC Compliance

Para el 2030, la gran mayoría de consumo de energía del sector cementero todavía proviene del coque del petróleo, y el 15% será sustituido por gas natural, del cual una fracción insignificante es hidrógeno destinado a las primeras pruebas de la tecnología. El sector del cemento debe hacer uso de alternativas como la mejora del rendimiento y la reutilización del calor de los hornos (principalmente de los gases de combustión) y otras medidas como la introducción de más biomasa como combustible para cumplir con sus objetivos de NDC para el 2030.

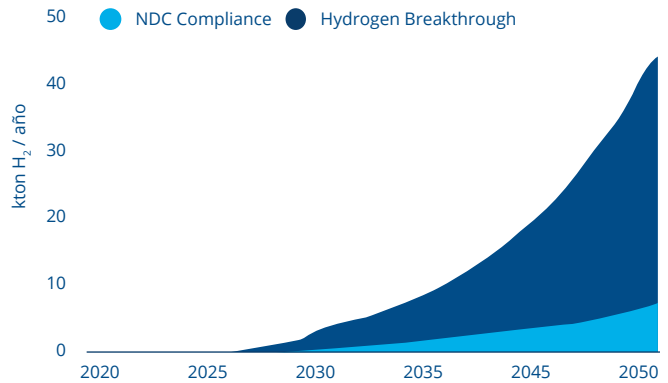
En el 2050, la producción de hidrógeno verde estará más cerca de la competitividad de costos con el gas natural, por lo que se podría usar una cantidad mayor en lugar de gas natural para aplicaciones de calor en la industria del cemento. Sin embargo, aún sin ser económicamente competitivo, sólo el 2% del gas natural introducido será reemplazado por hidrógeno, lo que arrojará una demanda reducida de sólo 7 mil toneladas por año para el 2050 provenientes de proyectos piloto o de pequeña escala que suman 80 MW de capacidad de electrólisis. En este escenario, las NDC para el sector industrial para el 2050 se establecen en 11.3%, de las cuales el hidrógeno podría contribuir hasta el 3.7%.

Hydrogen Breakthrough

Bajo este escenario, los primeros proyectos piloto se implementarán a partir del 2026. Para el 2030, el hidrógeno seguirá siendo dos veces más costoso que el gas natural para esta aplicación, pero el creciente interés por descarbonizar el sector permitirá el despliegue de hasta 20 MW de electrólisis. El despliegue se multiplicará por seis durante la próxima década, a medida que aumente la sustitución del coque del petróleo por gas natural y la proporción de hidrógeno en la mezcla.

Para el 2050, un promedio de hasta un 10% de la energía suministrada por el gas natural para el cemento en el país podría ser hidrógeno verde, que es alrededor del 3% del total del sector. Esto equivaldría a una demanda de 36,000 toneladas de hidrógeno que suministran 4.3 PJ de energía al año, requiriendo una capacidad instalada de casi 420 MW dedicados únicamente a la industria del cemento.

Figura 5. 2. Demanda de hidrógeno para la industria del cemento en México para los escenarios NDC y H₂B.





651.W.3016

651.6" PG 3004

6. Oportunidades de hidrógeno verde para la industria química

Actualmente, la mayor parte del hidrógeno consumido en todo el mundo se utiliza como materia prima para la industria, y sólo una pequeña parte se destina a la generación de energía o aplicaciones de movilidad. El sector químico es el mayor consumidor de energía industrial y de petróleo y gas, del cual alrededor de la mitad se consume como materia prima y la otra mitad se utiliza para energía. Los productos químicos son también la tercera industria emisora más grande, solo después del hierro y acero, y el cemento. El hidrógeno verde podría ayudar a descarbonizar ambos usos como fuente de energía y como materia prima química. Algunas de estas industrias han consumido hidrógeno durante décadas y se encuentran entre las primeras en adoptar el hidrógeno verde dada su experiencia, disponibilidad de infraestructura y demanda establecida de este gas industrial.

En México, la mayor parte de la demanda de hidrógeno es consumida por PEMEX en la refinación de petróleo y para la producción de amoníaco para fertilizantes. Sin embargo, otras industrias consumen hidrógeno gris como materia prima, incluida la fabricación de vidrio plano, resinas sintéticas y margarinas, que son los segmentos objeto de análisis en esta sección. Los usos antes mencionados de hidrógeno para refinación de petróleo, amoníaco, metanol y otros combustibles sintéticos se han abordado en el reporte de esta serie sobre “Oportunidades para las empresas productivas del estado PEMEX & CFE”.

Las aplicaciones de hidrógeno consideradas en este informe para la industria química se dividen en dos categorías de uso final: **aplicaciones energéticas** y **materias primas industriales**, que incluyen vidrio plano, resinas sintéticas y margarinas.

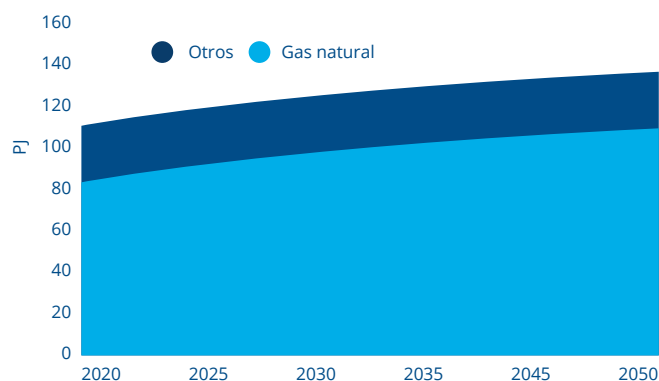
6.1. Aplicaciones energéticas en la industria química

6.1.1. Aplicaciones energéticas con demanda de hidrógeno en la industria química

Hoy en día la energía obtenida por la industria química se basa principalmente en hidrocarburos. En México, alrededor de las tres cuartas partes de la energía que emplea esta industria proviene del gas natural, una décima parte de otros combustibles fósiles, y la pequeña fracción remanente corresponde al consumo de electricidad²¹.

Se espera que la demanda de gas natural aumente junto con el crecimiento de la industria y cubra una mayor proporción de la energía actualmente suministrada por otros combustibles fósiles, proyectando alcanzar cerca del 90% de la energía de la industria para el 2050. La energía suministrada por el gas natural es la más factible de adoptar hidrógeno verde como combustible. La posibilidad de incrementar el porcentaje del contenido de hidrógeno en la mezcla con gas natural podría contribuir paulatinamente a suministrar más de 100 PJ anuales de la energía demandada por el sector a mediados de siglo, como se muestra en la Figura 6.1.

Figura 6. 1. Consumo de energía proyectado para la industria química en México para 2020-2050. Fuente: Hincio



6.1.2. Demanda de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en la industria química

Se evalúa la competitividad de costos comparándolo con el gas natural para la producción de energía térmica, siendo el combustible que se proyecta a sustituir directamente esta aplicación. Las curvas de costos a considerar son las mismas que las de las aplicaciones térmicas en la industria minera y metalúrgica, así como las del cemento, como se muestra en la Figura 4.9. Estas proyecciones indican que la paridad de costos se logrará al 2042 en el escenario de Hydrogen Breakthrough y después de 2050 bajo los supuestos de NDC Compliance.

NDC Compliance

Para el 2030, el hidrógeno verde es casi cinco veces más costoso que el gas natural. Sin embargo, impulsados por los objetivos climáticos, las primeras pruebas comienzan a reemplazar el 0.05% de la energía suministrada por el gas natural, lo que se suma a 5 MW de electrólisis y una demanda de hidrógeno de 400 toneladas por año que va aumentando lentamente hasta alcanzar los 35 MW en el 2040.

²⁰IEA, Chemicals. Francia, 2020.

²¹SENER, Balance energético 2018. México, 2020.

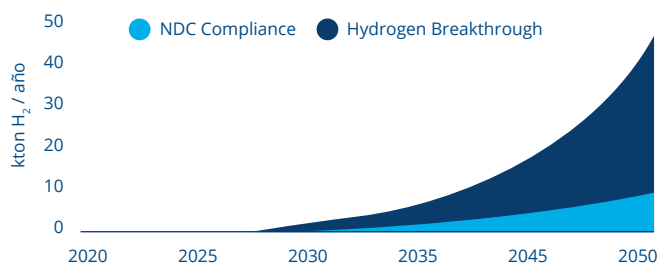
En el 2050, en preparación para un cambio tecnológico que se acerca a una escala más amplia, la industria ha comenzado un despliegue más amplio del hidrógeno verde como molécula de energía a través de proyectos de demostración. Los proyectos de hidrógeno verde en aplicaciones térmicas representarán alrededor del 1% de la demanda energética del sector, pero dado el tamaño de la industria, esto representará cerca de 9,000 toneladas de hidrógeno al año y una capacidad de electrólisis superior a 100 MW. Las NDCs de la industria química se deberán lograr mediante otras mejoras tecnológicas a sus sistemas actuales o a la electrificación de sus procesos.

Hydrogen Breakthrough

La competitividad económica del hidrógeno verde con el gas natural se producirá hasta la década del 2040, por lo que su adopción en la industria química en el 2030 sólo será a través de proyectos piloto. En el 2030, los proyectos piloto que podrían implementarse irán desde unos pocos MW de electrólisis hasta unas pocas decenas de MW con un consumo anual de 3,000 toneladas por año. Las empresas que podrían adoptar el hidrógeno como fuente de energía serán principalmente las que lo obtengan como un subproducto, o que tengan más aplicaciones para su consumo.

Para el 2050, con ya 8 años de competitividad económica del hidrógeno verde frente al gas natural, el despliegue de la electrólisis para el hidrógeno en aplicaciones térmicas podría ser de hasta 500 MW, lo que representaría un 5% de sustitución del gas natural en el sector y demandaría 45,000 toneladas de hidrógeno por año. La sustitución del 5% de los combustibles fósiles en el sector químico con H_2 verde representaría más del 40% de la contribución a las NDC del sector para de ese año.

Figura 6. 2. Demanda de hidrógeno para aplicaciones energéticas en la industria química en México para los escenarios NDC y H_2B



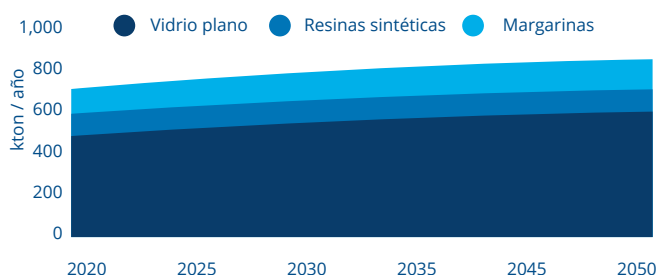
6.2. Hidrógeno como materia prima para la industria química

6.2.1. Hidrógeno como materia prima para la industria química

Las industrias identificadas con mayor consumo de hidrógeno en México y consideradas en este análisis son vidrio plano, resinas sintéticas y margarinas. Para estimar el mercado potencial del hidrógeno verde se supone que el crecimiento de la demanda de hidrógeno de cada material es proporcional al aumento de la producción de cada uno de los productos en

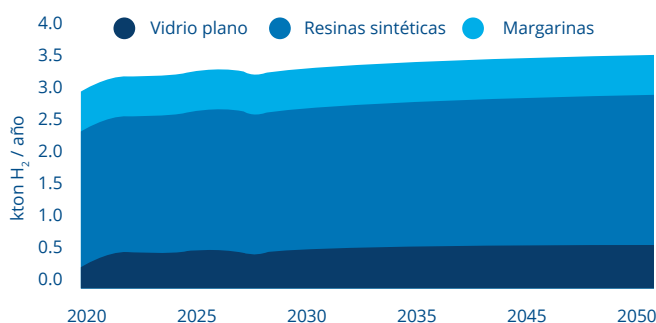
peso, cada uno de los cuales requiere diferentes proporciones de hidrógeno en su fabricación: 1.26 kg de hidrógeno para por cada tonelada de vidrio producida, 5 kg de hidrógeno por tonelada de margarinas y un poco más de 20.3 kg de hidrógeno por tonelada de resinas sintéticas. La producción proyectada de los materiales suma 670 toneladas por año combinadas en el 2020 y se proyecta que alcance más de 800 toneladas para el 2050, como se muestra en la Figura 6.3.

Figura 6. 3. Producción proyectada de vidrio plano, resinas sintéticas y margarinas en México



Dado que sólo se requieren unos pocos kilogramos de hidrógeno por cada tonelada de los materiales producidos, la demanda de hidrógeno proyectada es baja en comparación con otros segmentos, con tan sólo 3,500 toneladas por año para el 2050, como se ve en la Figura 6.4. Incluso si toda la demanda fuera suplida por el hidrógeno verde, el tamaño del mercado potencial que se abordaría sería limitado.

Figura 6. 4. Demanda proyectada de hidrógeno para la fabricación de vidrio plano, resinas sintéticas y margarinas en México en 2020-2050

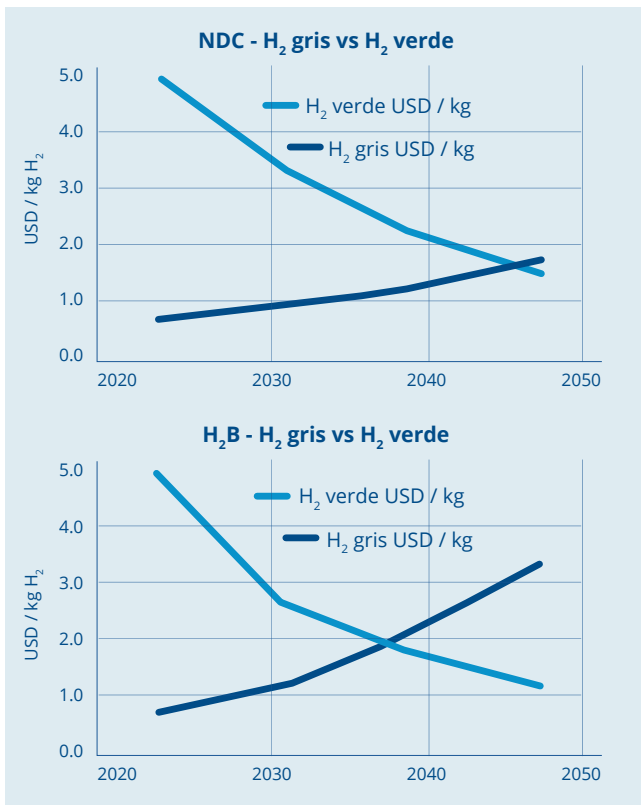


6.2.2. Demanda de hidrógeno verde como materia prima para la industria química

El hidrógeno verde como materia prima en la industria química tiene el desafío de competir directamente con el hidrógeno gris en términos de costo, con la carga adicional de la novedad de la tecnología durante los primeros años de su introducción y un suministro intermitente a partir de la fuente renovable a menos de que se proporcione un almacenamiento de hidrógeno o de electricidad, lo cual podría incurrir en aumentos aún mayores del costo del H_2 verde. En esta sección no se consideran nuevos

usos para el hidrógeno, sino más bien la introducción de una porción de hidrógeno verde en sustitución del hidrógeno gris actualmente usado, y el crecimiento de esta participación con el tiempo hasta llegar al uso únicamente de hidrógeno verde. Las curvas de costos para ambos escenarios se muestran en la Figura 6.5, que muestra como el hidrógeno verde alcanza una paridad de costos muy cercana al 2050 en el escenario NDC Compliance, y alrededor del 2036 para el Hydrogen Breakthrough.

Figura 6.5. Evolución proyectada de los costos del hidrógeno gris y verde en los escenarios NDC y H2B.

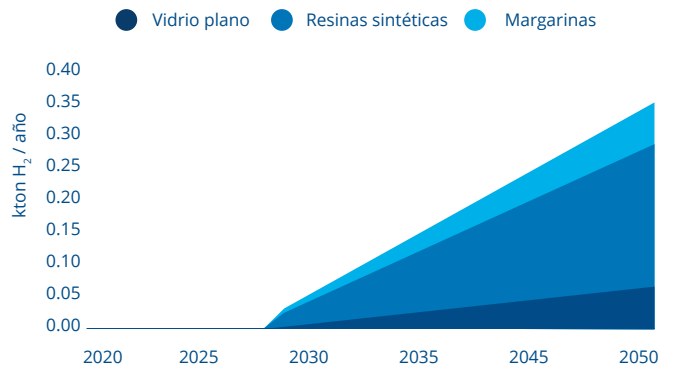


NDC Compliance

El hidrógeno verde comenzará a introducirse en el 2030 en volúmenes bajos con cuotas ligeramente crecientes para alcanzar hasta un 10% de la demanda total de hidrógeno para el 2050. Debido a que su competitividad tardía ocurre hacia fines de la década del 2040, el hidrógeno verde no tendrá una amplia penetración alcanzando 1 MW de demanda de electrólisis hasta el 2034, y probablemente se centrará en procesos que requieran hidrógeno de alta pureza para sus actividades o que tengan un suministro limitado de hidrógeno convencional. Para el 2050, la demanda de hidrógeno verde será de sólo 350 toneladas por año y requerirá un total de 4 MW de electrólisis distribuidos en proyectos piloto en todo el país.

Cabe señalar que, dadas las pequeñas cantidades relacionadas con otros sectores y usos finales, los volúmenes resultantes están en el orden de decimales de miles de toneladas por año, que es la unidad utilizada en todo este tomo.

Figura 6.6. Demanda proyectada de hidrógeno verde para vidrio plano, resinas sintéticas y margarinas durante 2020-2050 en el escenario NDC Compliance

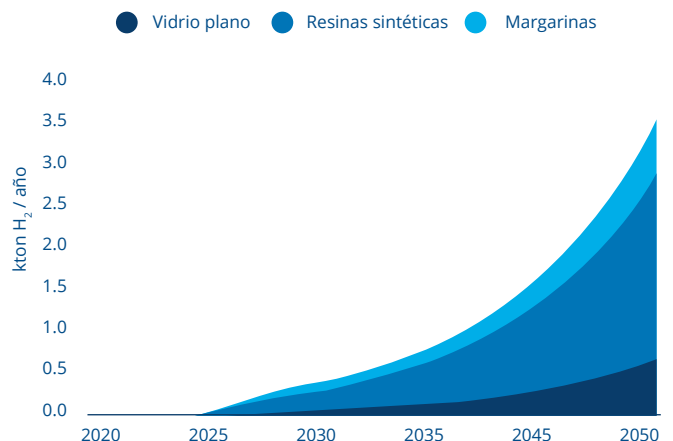


Hydrogen Breakthrough

En un escenario con un desarrollo muy favorable para las tecnologías de hidrógeno verde, se alcanzará su competitividad frente al hidrógeno gris a mediados de la década del 2030. Incluso si es en pequeños volúmenes, la introducción de hidrógeno verde se acelerará significativamente más que en el escenario de NDC Compliance. El hidrógeno verde se introducirá por primera vez en proyectos piloto en el 2026 y para el 2030 representará el 10% del hidrógeno suministrado, comparable con aquella demanda del escenario de NDC Compliance para mediados del siglo.

El hidrógeno verde logrará la paridad de costos en el 2036 y acelerará aún más su despliegue, representando casi un tercio de la demanda del hidrógeno y potencialmente una sustitución completa para el 2050. En ese año, con más de una década de plena competitividad económica, bajos volúmenes de consumo y descentralización en los sitios de uso, el hidrógeno verde tendrá el potencial de reemplazar hasta el 100% del consumo de este gas como materia prima en la industria química; impulsado por preocupaciones climáticas, de costos y de suministro. Por lo tanto, a mediados de siglo, se podrían requerir alrededor de 40 MW de electrólisis para abastecer las 3,500 toneladas de hidrógeno que demandan cada año las industrias estudiadas, tal como se muestra en la Figura 6.7.

Figura 6.7. Demanda proyectada de hidrógeno verde para vidrio plano, resinas sintéticas y margarinas 2020-2050 en el escenario H₂B.





7. Oportunidades del hidrógeno verde para la desalinización del agua

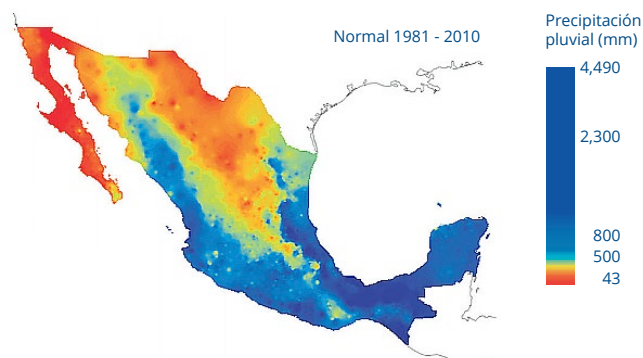
El proceso de dividir la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno en un electrolizador requiere hoy aproximadamente 16 litros de agua por kilogramo de hidrógeno verde y puede llegar a 11 litros/kgH₂ a medida que mejoran las eficiencias.

La demanda de hidrógeno verde en México para la industria privada y las empresas paraestatales en el escenario de Hydrogen Breakthrough ascenderá a alrededor de 18 GW de electrolisis para el 2050. Los usos del hidrógeno considerados incluyen refinación del petróleo, producción de amoníaco, combustibles sintéticos, inyección en la red de gas natural y generación de energía mediante mezcla con gas natural en CCGT según lo estudiado para PEMEX y CFE en el tomo correspondiente de esta serie; y para el sector privado en la industria minera y metalúrgica, cementera y química, que se analizaron en este informe. Dicha capacidad instalada consumiría hasta 17.3 hm₃ de agua, lo que representa apenas el 0.006% del consumo actual de agua en México.

Aunque este es un requisito pequeño, aprovechar los recursos de agua dulce no siempre es posible en ciertos lugares de México donde el recurso es escaso, como el noroeste. En tales regiones, será necesaria la desalinización del agua para la producción de hidrógeno.

Un análisis geográfico del territorio mexicano muestra que las áreas de mayor potencial solar tienen la menor disponibilidad de agua, lo que sugiere la potencial necesidad de desalación del agua de mar para suplir las necesidades de producción de hidrógeno.

Figura 7. 1. Mapas de precipitación en México

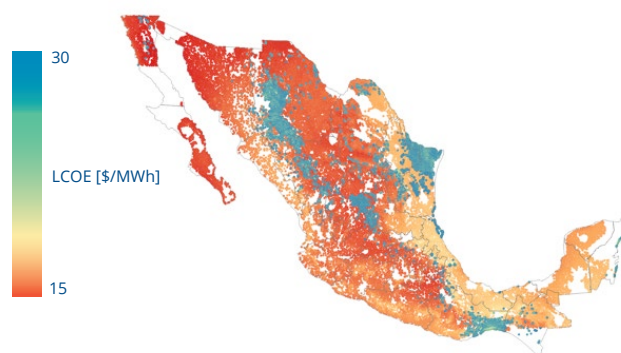


La región de Baja California probablemente dependerá de la desalinización de agua de mar para satisfacer sus demandas de agua para electrolisis, como se describe en el segundo tomo de esta serie titulado “Integración del hidrógeno verde a la red eléctrica”. El municipio de Mulegé, Baja California, podría demandar aproximadamente 2,800 toneladas de hidrógeno para el 2050 (producido con una planta de electrolisis de 33 MW), lo que representa un consumo de agua de 0.03 hm³/año. La desalación de esta cantidad de agua para el sistema Mulegé representa un pequeño desafío dada la capacidad típica de las plantas desaladoras que varía de 7 mil a 400 mil m³ por día, o 2.56 a 14.6 hm³/año, la menor representa 85 veces la demanda de agua del proyecto de hidrógeno de Mulegé con una sola unidad. Una pequeña planta de 7,000 m³ por día, equivalente a 2.56 hm³/año, podría cubrir la demanda de hidrógeno en almacenamiento de energía y otros usos del hidrógeno en la región. El tamaño de la inversión de este tipo de planta oscila entre los 30 y los 35 millones de dólares.

Considerando el requerimiento de agua para la electrolisis del sistema Mulegé (0.03 hm³/año para 33 MW de electrolisis) y el costo de inversión de las plantas desaladoras (11.7 millones de dólares por hm³/año) podemos obtener un valor paramétrico de 10,640 USD de inversión en plantas desaladoras de agua de mar por MW de electrolisis. Esto implicaría un aumento de menos del 1% del CAPEX por MW requerido solo para el sistema de electrolisis, sin incluir la inversión adicional en energía renovable y activos de transporte y almacenamiento del hidrógeno.

Dada la incertidumbre actual sobre la ubicación de las futuras plantas de electrolisis, no es posible cuantificar las necesidades potenciales de desalinización del agua en el país en esta etapa. Este análisis debe realizarse caso por caso a medida que comienzan a surgir los proyectos.

Figura 7. 2. Costo nivelado de la electricidad en México



²²hm³: hectómetro cúbico, uno es igual a mil millones de litros (1hm³ = 109 l)



8. Conclusiones

NDC Compliance

Entre los segmentos estudiados, **el sector minero presenta las mayores oportunidades para el hidrógeno verde, especialmente para la movilidad** donde ya está cerca de la competitividad de costos, **así como para las aplicaciones de reducción de minerales**. El área de oportunidad que sigue en tamaño se encuentra en el suministro de energía a la industria química a partir del hidrógeno verde en lugar de combustibles fósiles, principalmente en sustitución del gas natural.

Los usos del hidrógeno para aplicaciones térmicas en las industrias de la minería y el cemento serán de menor escala, mientras que las oportunidades como materia prima química para vidrio plano, resinas sintéticas y margarinas serán insignificantes en comparación con el mercado nacional del hidrógeno verde.

En el 2030 la demanda habrá alcanzado las 14,000 toneladas de hidrógeno al año, requiriendo más de 160 MW de capacidad de electrólisis instalada, y crecerá a un ritmo lento pero constante hasta mediados de siglo, a medida que se logre o se cierre la competitividad económica para todos los usos finales. **Para el 2050**, la demanda acumulada de hidrógeno verde para todas las aplicaciones del sector privado será de **280 kilotonnes por año** y requerirá una **capacidad de electrolizador de 3,250 MW**. En ese momento, el mercado del hidrógeno verde en México tendrá un valor de **420 millones de dólares anuales**.

Hydrogen Breakthrough

De manera similar al escenario anterior, **la prevalencia sigue siendo para las aplicaciones de camiones en minería y la reducción de minerales, que juntas representan casi el 80% de la demanda proyectada para el 2050**. Un entorno más favorable permite que 200 MW de capacidad de electrólisis estén disponibles para el 2030, desde despliegues tempranos en todos los segmentos, excepto para la materia prima de la industria con una producción anual de hidrógeno verde de 17 mil toneladas. Se verá un despliegue acelerado en la próxima década a medida que la mayoría de las aplicaciones alcancen la paridad de costos o se acerquen a ella, con una demanda que se multiplicará por más de siete en ese período para llegar a las 120,000 toneladas por año y más de 1,400 MW de capacidad de electrólisis en el 2040.

A mediados del siglo, la demanda de hidrógeno verde sigue creciendo hasta alcanzar la asombrosa cifra de 250 mil toneladas por año para la reducción de minerales, 210 mil para la movilidad en la minería, y demandas aún más considerables pero moderadas para aplicaciones térmicas en las industrias química, minera y en la de cemento, los tres el rango entre 35 y 45 mil toneladas por año. Para su uso como materia prima de la industria, la demanda de hidrógeno sigue siendo menor e incluso suponiendo una sustitución completa del hidrógeno gris al verde para la producción del vidrio plano, las resinas sintéticas y la margarina, su demanda combinada no alcanzaría las 4 mil toneladas por año.

En el **2050** la demanda acumulada de hidrógeno verde para todas las industrias estudiadas alcanzará las **580 mil toneladas anuales**, requiriendo **6,750 MW de capacidad de electrólisis**, y tendrá un valor superior a los **700 millones de dólares**.

Figura 8. 1. Demanda de hidrógeno proyectada para todos los usos finales. Oportunidades para el sector privado en México. Escenario NDC.

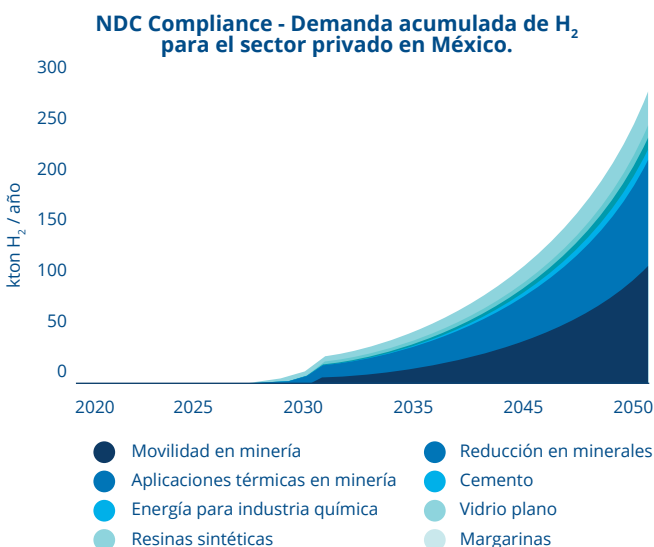
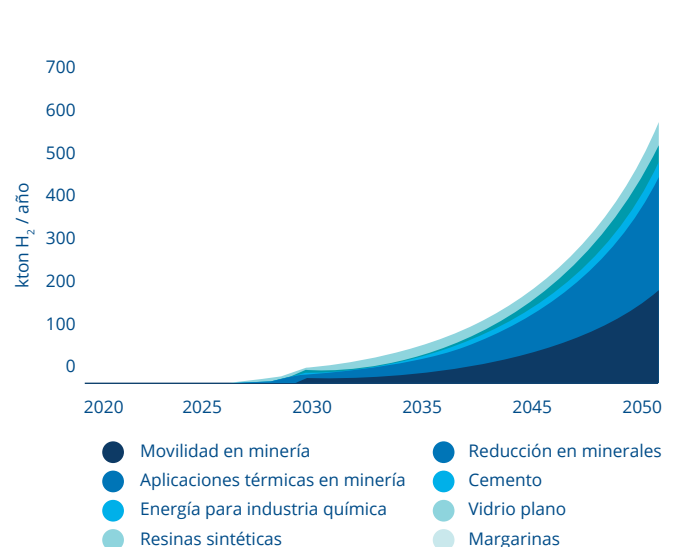


Figura 8. 2. Demanda de H₂ proyectada para todos los usos finales. Oportunidades para el sector privado en México. Escenario Hydrogen Breakthrough.



Bibliografía

ANIQ, Anuario Estadístico de la Industria Química 2019, Gases Industriales. Asociación Nacional de la Industria Química, A.C. México, 2020.

BBC, Cambio climático: el emisor masivo de CO2 que quizás no conozcas. Reino Unido, 2018

Cámara Nacional de la Industria del Hierro y el Acero, México Panorama Siderúrgico 2018, México, 2019.

Carbon Brief, Por qué las emisiones de cemento son importantes para el cambio climático. Reino Unido, 2018

Chatham House, Innovación de cambio de concreto en cemento y concreto con bajo contenido de carbono. Reino Unido, 2018.

Centro de Inversión Sostenible de Columbia, "El poder renovable de la mina", Universidad de Columbia. Estados Unidos, 2018.

Organización de Investigación Científica e Industrial de la Commonwealth (CSIRO), "Papel clave del hidrógeno en la descarbonización de la industria minera", Revista Resourceful. Australia, 2020.

CONAGUA, Estadísticas del Agua en México 2018. México, 2018.

Fuel Cell & Hydrogen Energy Association, "Un caso para que el hidrógeno descarbonice la minería", marzo de 2020.

Consejo del hidrógeno, ampliación del hidrógeno, 2017.

IEA, Perspectivas de la tecnología energética 2020. Francia, 2020

IEA, Hoja de ruta de la tecnología del hierro y el acero. Francia, 2020.

IEA. Hoja de ruta tecnológica para la transición a bajas emisiones de carbono en la industria del cemento. Francia, 2018

IEA. El futuro del hidrógeno: aprovechando las oportunidades de hoy, IEA, Japón, 2020

McKinsey & Company, El desafío de la descarbonización para el acero: el hidrógeno como solución en Europa, 2020.

México, Gobierno Federal, Compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático para el periodo 2020-2030, México 2016

Midrex Technologies, Inc. Usos del hidrógeno en la fabricación de hierro. Estados Unidos, 2018.

Oronoz, Brian. Piquero, Eduardo. Nota técnica – Impuesto al Carbono en México, México, 2020

Instituto de las Montañas Rocosas, "¿Un camino a seguir por el hidrógeno renovable para la industria minera?". Estados Unidos, 2018.

Salzgitter, Iniciativa climática para la producción de acero con bajas emisiones de CO2, 2020. |

SEMARNAT, Rutas de instrumentación de las contribuciones nacionales determinadas en materia de mitigación de gases y compuestos de efecto invernadero (GyCEI) del sector industrial (cemento, acero, calero y azucarero) en México, como insumo para la sexta comunicación nacional de cambio climático. México, 2018.

SEMARNAT, México: Sexta Comunicación Nacional y Segundo Informe Bienal de Actualización ante la CMNUCC. México, 2018.

SENER, Balance Nacional de Energía 2017, México, 2018.

SENER, Balance Nacional de Energía 2018, México, 2019.

Apéndice 1 – Suposiciones e insumos del modelado

Consideraciones generales

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

Consideración	Descripción
Costos de electricidad	<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.
Costos de los combustibles fósiles	<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 para el Hydrogen Breakthrough.
Precios e impuestos sobre el carbono	<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.
Previsión de demanda por sectores	<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 amoniaco.
Costo nivelado de la electricidad (LCOE)	<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.

Consideración	Descripción
Costo nivelado de la electricidad (LCOE)	<ul style="list-style-type: none"> • 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
Costo nivelado del hidrógeno (LCOH)	<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 de electrólisis 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 de electrólisis al 2050: 80,000 horas
Penetración del hidrógeno verde	<ul 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 Hydrogen Breakthrough 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.

Refinerías



Consideraciones comunes

- De acuerdo con la “Prospectiva de Crudos y Petroleros 2018-2032”, el Sistema Nacional de Refinación alcanzará su capacidad máxima para el 2027, la cual será constante hasta el 2032.
- La refinería Dos Bocas ya está considerada en el pronóstico de capacidad del Sistema Nacional de Refinado.
- Se calculó el consumo de hidrógeno del Sistema Nacional de Refinación (ya sea gris o verde), con información reportada en el Anuario Estadístico 2016 de PEMEX y la producción de hidrógeno reportada por el mismo año en el Libro Blanco de Abastecimiento de Hidrógeno para la Refinería de Tula (2018). El consumo estimado de hidrógeno es de 0.75 kg H₂ por barril de petróleo crudo.
- Del 2032 al 2050, no se sumaron refinerías adicionales al Sistema Nacional de Refinación.



NDC Compliance

- El sector de Petróleo y Gas tiene una Contribución Nacional Determinada del 14%. Sin embargo, no se espera que el hidrógeno verde alcance la competitividad económica para el 2050.
- Para el 2030, el 1% del hidrógeno de las refinerías estaría cubierto por hidrógeno verde, con 48 MW de electrólisis.
- Considerando que el punto de equilibrio del hidrógeno verde - gris se alcanza en el 2047: la cuota de mercado del hidrógeno verde sería tan baja como el 10%, lo que representa 480 MW de electrólisis.



Hydrogen Breakthrough

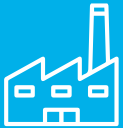
En este escenario, la voluntad de adoptar hidrógeno verde es más significativa y se esperan proyectos piloto más ambiciosos. Hasta un 3% del hidrógeno gris de las refinerías sería reemplazado por hidrógeno verde.

Para el 2030, hasta 145 MW de electrólisis se destinarían a producir hidrógeno verde para refinerías.

El punto de equilibrio entre el hidrógeno gris y verde se alcanzará en el 2038.

Con 12 años de competitividad económica, el hidrógeno verde ha desarrollado 2.4 GW de electrólisis para el 2050, reemplazando el 50% del hidrógeno gris de las refinerías en México.

Amoniaco



Consideraciones comunes

- Se ha identificado una tendencia decreciente en la producción de amoníaco desde el 2010 al 2019, siendo cero en 2019.
- Considerando que PEMEX tiene una capacidad reportada de producción de amoníaco de 4,633 kton NH₃/año y se están firmando nuevos contratos de suministro de gas natural por parte de empresas estatales en México: se espera una recuperación en la producción de amoníaco. Inicio asume una recuperación simétrica de la producción de amoníaco desde el 2021 al 2030.
- Después del 2030, se prevé un crecimiento continuo en la producción de amoníaco para vincular la producción con la demanda nacional.
- De acuerdo con proyecciones internacionales de necesidades de fertilizantes, se estimó la demanda nacional de amoníaco con una tasa de crecimiento del 1% anual en México.
- No se esperan mejoras técnicas en el proceso Haber-Bosch para la producción de amoníaco, manteniendo la misma proporción de hidrógeno de 0.176 ton H₂ por tonelada de amoníaco.



NDC Compliance

- El hidrógeno verde aún no es económicamente competitivo sobre el hidrógeno gris y el NDC para el sector industrial es sólo el 5% de la reducción de GEI con respecto a la línea de base.
- No se prevé ninguna penetración de hidrógeno verde para el 2030 en este sector.
- Para el 2050, el hidrógeno verde ha sido totalmente competitivo desde el 2047. Sólo tiene un 10% de participación de mercado en la producción de amoníaco, con 276 MW de electrólisis.



Hydrogen Breakthrough

- Incluso cuando el sector industrial tiene NDC más bajos que el sector del petróleo y el gas, se espera que durante esta década se desarrollen proyectos piloto y de demostración de hidrógeno verde con hasta 85 MW de electrólisis para el 2030.
- Considerando que han transcurrido 12 años de equilibrio económico entre el hidrógeno gris y el verde para el 2050, la capacidad instalada de electrólisis representaría el 60% del hidrógeno para la producción de amoníaco.

Combustibles sintéticos



Consideraciones comunes

- El costo nivelado de los combustibles sintéticos se calculó con la herramienta patentada de Hinicio, con base en la información de Enea 2016 y LBST / Hinicio 2019. LCOH es una variable de esta metodología.
- Se utilizaron diferentes proyecciones de LCOH para estimar el costo de los combustibles sintéticos para ambos escenarios.
- La distribución de costos del Costo Nivelado de Combustibles Sintéticos tiene la siguiente evolución:
 - CAPEX Power to Liquids: 33.2% (2020) - 43.5% (2050)
 - OPEX Power to Liquids: 6.7% (2020) - 8.8% (2050)
 - CO2: 12.3% (2020) - 9.5% (2050)
 - Hidrógeno: 47.3% (2020) - 37.8% (2050)
 - Electricidad (proceso PtL): 0.5% (2020) - 0.4% (2050)
- Los costos de los combustibles sintéticos se comparan con los costos de los combustibles fósiles para determinar el punto de equilibrio entre ellos. El hidrógeno verde es un componente importante del costo de los combustibles sintéticos.
- Este estudio se centra en los combustibles para el transporte aéreo. Los combustibles alternativos como el amoníaco podrían energizar el transporte marítimo, mientras que el hidrógeno puro podría impulsar los trenes.



NDC Compliance

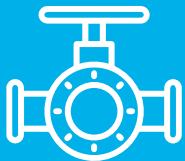
- El sector transporte tiene un 18% de reducción de GEI, según las NDC mexicanas. Sin embargo, la aviación consume solo el 7.8% de la energía del sector, mientras que el transporte terrestre consume el 89.8%.
- Considerando la baja contribución de la aviación a las emisiones mexicanas y la falta de competitividad económica antes del 2046: no se espera una penetración de combustibles sintéticos para el 2030.
- Para el 2050, los combustibles sintéticos han sido competitivos durante 5 años; luego, solo habrán desarrollado 3,000 toneladas/año de capacidad de producción de combustibles sintéticos.



Hydrogen Breakthrough

- En este escenario, la favorable proyección de costos de los combustibles sintéticos y el agresivo incremento de costos proyectado por la SENER para los combustibles fósiles líquidos (+6.6% anual): el punto de equilibrio se da en el 2032.
- Incluso cuando Power To Liquids aún no es una tecnología madura, algunos proyectos de escala media se desarrollan antes del 2030 (40 kton Syn-fuel/año)
- Para el 2050, la madurez tecnológica y la competitividad económica impulsarían a 1,200 kton Syn-fuel/año de capacidad instalada.

Inyección en redes de gas



Consideraciones comunes

- Según la proyección de la demanda de gas natural de SENER y los cálculos de Hinicio, el mercado crecería de 8,325 MM SCFD en el 2020 a 12,190 MMSCFD para el 2050.
- Los sectores de interés en estas aplicaciones del hidrógeno son los que consumen gas natural con demandas térmicas.
- Dado que el hidrógeno verde se utiliza para aplicaciones térmicas, la competitividad de los costos se evalúa comparando los costos de combustible en USD/MMBTU.



NDC Compliance

- El hidrógeno verde no alcanza la competitividad económica en el 2050 para este escenario.
- Se espera que en el 2050 se inyecten solo pequeños proyectos de demostración o hidrógeno verde como subproducto en las redes de gas.
- Para el 2050, el costo del hidrógeno verde estará muy cerca del costo del gas natural. Se esperan proyectos de mayor envergadura en una economía en proceso de descarbonización, que podría consumir entre 8 y 10 kton H₂/año.



Hydrogen Breakthrough

Se espera un punto de equilibrio entre el hidrógeno verde y el gas natural para el 2042.

Para el 2030, se mostrarían entre 30 - 35 MW de electrólisis para ductos mixtos de hidrógeno y gas natural, de acuerdo con las tendencias tecnológicas.

Incluso cuando el hidrógeno verde sea económicamente competitivo con respecto al gas natural para 2042, algunas tecnologías de consumo (quemadores, calderas, turbinas, etc.) estarán listas para consumir hidrógeno puro entre el 2030 y 2040.

A nivel internacional, se espera que sólo el 5% del hidrógeno verde se utilice en aplicaciones residenciales para el 2050. De este 5%, el 95% se transportará por tuberías dedicadas y el 5% en una mezcla con gas natural.

Teniendo esto en cuenta, hasta el año 2050 no se inyectarán más de 40 kton H₂/año en gasoductos.

Centrales térmicas



Consideraciones comunes

- La capacidad instalada por año para cada tecnología de central térmica se obtuvo de PRODESEN 2019 (de 2020 a 2033) y se extrapoló al 2050 según las tendencias.
- Debido a su potencial para consumir hidrógeno verde y al crecimiento previsto en el despliegue: los ciclos combinados y las unidades de turbogás son de interés para la adopción del hidrógeno verde.
- Se toman en consideración las Simulaciones del Sistema Eléctrico Nacional del Tomo II de este estudio.



NDC Compliance

- El gas natural se mantiene más barato que el hidrógeno durante el período estudiado. Para el 2050, el hidrógeno verde seguirá siendo un 30% más caro (en USD/MMBTU)
- Para el 2030, sólo las empresas con hidrógeno como subproducto adoptarían turbinas de hidrógeno.
- Para el 2050, se han instalado menos de 500 MW de electrólisis para la re-electrificación del hidrógeno en una región específica con difícil acceso a las tuberías de gas natural.



Hydrogen Breakthrough

- Para el 2030 se están desarrollando solo proyectos piloto de baja capacidad para hidrógeno verde en centrales térmicas.
- Para el 2042, el hidrógeno verde será tan barato como el gas natural como combustible para plantas térmicas.
- Para el 2050, se habrían instalado hasta 3.2 GW de electrólisis para producir suficiente hidrógeno para alimentar el 3.5% de la capacidad de producción nacional a través de ciclos combinados y el 26% de la capacidad de producción proyectada a través de unidades de turbogás.

