
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.

www.energypartnership.mx

Coordinación y supervisión

Javier Arturo Salas Gordillo
javier.salasgordillo@giz.de

Autores

Jorge Luis Hinojosa (HINICIO), Luis Carlos Parra
(HINICIO), Juan Esteban Duque (HINICIO), Saúl
Villamizar (HINICIO), Juan Sebastián Márquez
(HINICIO), Arno van den Bos (HINICIO)

Fecha

Octubre 2023

Versión digital

Diseñado por

LAGUNA, CDMX

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).

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 Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima (BMWK) 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 no garantiza 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 agradece la participación y entusiasmo de todas y todos los expertos consultados en la preparación de este estudio.

Raúl López González, Gerente de Negocios Hidrógeno LATAM, Linde

Alejandro de Keijser, Director de Energía y Sustentabilidad, DEACERO

Mario Orozco, VP & Partner - Strategy & Business Development, Kiin Energy

Francisco Sevilla, Director General, Zizé de México

María del Rosario Torres Aldana, Environmental Manager, Guanajuato Silver

Francisco de Jesús García León, Director General, Comisión Estatal del Agua de Guanajuato

Diego Isaác Dávila Cano, Director General, Sistema Intermunicipal para los Servicios de Tratamiento y Disposición de Aguas Residuales de los Municipios del Rincón (SITRATA)

Alfonso Rodríguez Maya, Coordinador de Servicios Ambientales, Secretaría de Desarrollo Económico Sustentable de Guanajuato

Jesús Antonio León Ortega, Coordinador de Infraestructura de Proyectos, Secretaría de Desarrollo Económico Sustentable de Guanajuato

Martín Eduardo Huerta Acosta, Jefe de Seguimiento de Monitoreo, Evaluación y Proyectos Estratégicos en la Secretaría de Medio Ambiente y Ordenamiento Territorial de Guanajuato

Francisco Zavala González, Investigador, Universidad de Guanajuato

Alberto Carmona Velázquez, Subsecretario de Gestión Ambiental, Cambio Climático y Sustentabilidad Energética Secretaría de Medio Ambiente y Ordenamiento Territorial de Guanajuato

Héctor German Rene López Santillana, Director General Guanajuato Puerto Interior en Guanajuato

Francisco Israel Rivas Franco, Director de operaciones Guanajuato Puerto Interior en Guanajuato

Alejandro Hernández Fonseca, Subsecretario de atracción de inversiones, Secretaría de Desarrollo Económico Sustentable de Guanajuato

Noemi Verence Magaña Ramírez, Coordinadora de agenda política, Jefatura de Gabinete de Guanajuato

Contenido

Lista de Tablas / Figuras	6
Abreviaturas	8
Resumen Ejecutivo	10
1. Introducción	14
2. Bases del hidrógeno verde: tecnologías y cadenas de valor	15
2.1. ¿Qué es el hidrógeno verde?	15
2.2. Conceptos básicos del hidrógeno	15
2.3. Cadena de valor del hidrógeno verde	16
2.4. Exportación de hidrógeno verde	18
3. Caracterización General del Estado de Guanajuato	20
3.1. Caracterización social, económica, ambiental y de industria e infraestructura de Guanajuato	20
3.2. Caracterización energética del estado de Guanajuato	23
3.2.1. Capacidad instalada de generación eléctrica en Guanajuato a 2022	23
3.3. Consumo de energía eléctrica en Guanajuato	24
3.4. Costo de Energéticos en Guanajuato	25
3.5. Potencial Renovable de Guanajuato	26
4. Análisis del potencial técnico-económico de producción de H₂ verde en el estado de Guanajuato	28
4.1. Metodología	28
4.1.1. Exclusión de zonas por consideraciones ambientales y sociales	28
4.1.2. Exclusión de zonas por consideraciones topográficas	29
4.1.3. Cálculo de Costo Nivelado de Hidrógeno	30
4.2. Análisis de los resultados	31
5. Análisis cualitativo de demanda de hidrógeno verde	36
5.1. Mercado actual de hidrógeno en Guanajuato	36
5.2. Evaluación de competitividad en costo por sector	37
5.2.1. Estimaciones de la paridad de costos	38
5.2.2. Hidrógeno como materia prima	38
5.2.3. Transporte pesado con hidrógeno	40
5.2.4. Hidrógeno como energético	43
5.3. Estimación de alto nivel del crecimiento de la demanda de H ₂	44
5.4. Matriz de indicadores cualitativos	46
5.5. Drivers y barreras del hidrógeno por sector	47
5.5.1. Drivers – industria	47
5.5.2. Barreras – industria	47
5.5.3. Drivers – transporte	48
5.5.4. Barreras – transporte	48

5.5.5. Drivers – energía eléctrica	48
5.5.6. Barreras – energía eléctrica	48
6. Análisis de uso sustentable de agua	49
6.1. Requerimientos de cantidad y calidad de agua para la producción de hidrógeno	49
6.2. Lineamientos para la priorización de los usos del agua en México	49
6.3. Indicadores clave para la evaluación de disponibilidad de agua	50
6.4. Caracterización de la disponibilidad de agua en Guanajuato	50
6.5. Análisis de las implicaciones de la caracterización del recurso hídrico en Guanajuato para el desarrollo de proyectos de hidrógeno	53
6.5.1. Disponibilidad de agua total y potencial máximo de producción de hidrógeno	53
6.5.2. Curvas de mérito de producción de hidrógeno, incorporando el consumo de agua	55
6.5.3. Consumo de agua esperable para el desarrollo de proyectos de hidrógeno en Guanajuato	57
6.5.4. Calidad del Agua	57
6.5.5. Zonas de Pago de Derechos	58
7. Análisis de consideraciones legales, sociales y ambientales	59
7.1. Marco Regulatorio	59
7.1.1. Sector Energético	59
7.1.2. Menciones del hidrógeno en la legislación	59
7.1.3. Consideraciones regulatorias y normativas para proyectos de hidrógeno	60
7.2. Aspectos sociales	61
7.2.1. Conflictos sociales con proyectos de renovables de gran escala	61
8. Oportunidades en la manufactura de tecnologías para la producción y aprovechamiento del hidrógeno	63
8.1. Manufactura de vehículos y equipos asociados al hidrógeno	64
9. Barreras, obstáculos, oportunidades y recomendaciones para el Estado de Guanajuato	66
9.1. Barreras y obstáculos	66
9.2. Barreras y obstáculos	66
9.3. Oportunidades	66
9.3.1. Producción de hidrógeno verde a costos competitivos	66
9.3.2. Descarbonización de la industria	67
9.3.3. Descarbonización del transporte	68
9.4. Recomendaciones	68
9.4.1. Iniciativas y proyectos	68
9.4.2. Cooperación intersectorial y acción gubernamental	69
Anexos	70
Bibliografía	81

Lista de Tablas

Tabla 1. Condiciones de exclusión según el uso del suelo.	30
Tabla 2. Condiciones de exclusión según las características topográficas.	30
Tabla 3. Especificaciones del agua tipo II, de acuerdo con el estándar ASTM 1193.	50
Tabla 4. Clasificación del grado de presión del agua renovable.	51
Tabla 5. Matriz de indicadores cualitativos	72
Tabla 6. Evolución técnico-económica de las tecnologías de producción de energía renovable y de hidrógeno.	73

Lista de figuras

Figura I. Proyección de los costos nivelados de producción de hidrógeno más competitivos con energía solar y eólica en 2030 (izquierda) y representación del potencial teórico de electrólisis en el estado de según el costo objetivo por fuente renovable (derecha)).	10
Figura II. Paridad de costos del hidrógeno en el transporte pesado.	11
Figura III. Evolución de la demanda de hidrógeno en Guanajuato 2020 – 2050.	12
Figura IV. Mapa de capacidad instalable de electrólisis en Guanajuato teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado en 2022 a partir de energía eólica (izquierda) y solar (derecha).	13
Figura 1. Esquema de un electrolizador de tipo alcalino para la producción de hidrógeno.	15
Figura 2. Esquema de una celda de combustible de hidrógeno.	15
Figura 3. Datos físicos, técnicos y proporcionales del hidrógeno molecular.	16
Figura 4. Cadena de valor del hidrógeno verde.	17
Figura 5. Transporte del hidrógeno.	19
Figura 6. Distribución de la capacidad instalada de generación eléctrica en Guanajuato, por tipo de tecnología y energético.	23
Figura 7. Histórico y proyecciones de consumo de energía eléctrica en Guanajuato (con intervalos de confianza del 30%).	24
Figura 8. Consumo de energía eléctrica por sector en Guanajuato	25
Figura 9. Consumo final de energía eléctrica por sector en Guanajuato	25
Figura 10. Proyecciones de costos por contenido energético de gasolina, diésel, gas natural, electricidad e hidrógeno producido a partir de energía solar y eólica.	26
Figura 11. Potencial eólico en el Estado de Guanajuato.	26
Figura 12. Potencial solar en el Estado de Guanajuato.	27
Figura 13. Esquema simplificado del proceso de obtención del potencial técnico-económico a partir de las diferentes capas de datos en el estado de Guanajuato.	28
Figura 14. Zonas de restricción técnica, ambiental o social.	29

Figura 15. Características topográficas de Guanajuato evaluadas para determinar las zonas adecuadas según la tecnología.	30
Figura 16. Proyección de los costos nivelados de producción de hidrógeno más competitivos entre las 2 fuentes de energía renovable analizadas; a la izquierda la proyección al 2030 y a la derecha la proyección al 2050.	31
Figura 17. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Guanajuato al 2030, segmentada por quintiles (superior: recurso eólico, inferior: recurso solar).	32
Figura 18. Potencial teórico de electrólisis al 2030 en el estado de Guanajuato	33
Figura 19. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Guanajuato al 2050, segmentada por quintiles.	34
Figura 20. Diagnóstico actual del mercado de hidrógeno en Guanajuato.	37
Figura 21. Proyección de paridad de costos entre hidrógeno gris y verde (solar y eólico) como materia prima sector industrial.	39
Figura 22. Análisis de costo de importación y cantidad de amoniaco consumido en México y Guanajuato.	39
Figura 23. Paridad de costos del hidrógeno en el transporte pesado.	40
Figura 24. Análisis de sensibilidad de costos por kilómetro recorrido entre tecnología convencional (ICE) y las celdas de combustible (FCEV). Considera los supuestos por tecnología del Anexo 7 entre los cuales se incluye: eficiencia, CAPEX, costos energéticos, tiempo de vida útil.	41
Figura 25. Comparativo de TCO de diferentes tecnologías para camiones de carga en México 2030.	42
Figura 26. Proyección paridad de costos entre hidrógeno objetivo e hidrógeno verde (solar y eólico) para generación energía.	43
Figura 27. Evolución de la demanda de hidrógeno en Guanajuato 2020 – 2050.	45
Figura 28. Estimación de infraestructura de generación renovable para satisfacer la potencial demanda de hidrógeno en Guanajuato (solar y eólico considerando el P10).	46
Figura 29. Matriz de indicadores cualitativos para Guanajuato.	47
Figura 30. Capacidad instalable máxima de electrólisis a partir de fuentes solares y eólicas en Guanajuato, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020 y el potencial renovable factible del estado a 2022.	54
Figura 31. Capacidad de producción de hidrógeno en Guanajuato a partir de fuentes eólicas y solares, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado, y valores de LCOH promedio a 2030 correspondientes a cada zona (en USD/kg de H ₂)	55
Figura 32. Curva de mérito de capacidad de electrólisis instalable y consumo de agua correspondiente con base en los LCOH eólico y solar a 2030.	56
Figura 33. Marco regulatorio para las tecnologías de hidrógeno como un energético en México.	60
Figura 34. Conflictos reportados por el proyecto “Conversando con Goliat, 2019”.	62
Figura 35. Principales actividades económicas de exportación de Guanajuato.	63
Figura 36. Estructura interna del vehículo de celda de combustible de Toyota Mirai.	64

Abreviaturas

ASTM	Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales (<i>American Society for Testing and Materials</i>)
ALK	(Celda de combustible o electrolizador) Alcalino (<i>Alkaline</i>)
BTU	Unidad Térmica Británica (<i>British Thermal Unit</i>)
CAPEX	Gastos de capital (<i>Capital Expenditures</i>)
CO₂	Dióxido de Carbono
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua (de México)
EZ	Electrólisis (<i>Electrolysis</i>)
FC	Celda de Combustible (<i>Fuel Cell</i>)
FCEV	Vehículo eléctrico a celda de combustible (<i>Fuel Cell Electric Vehicle</i>)
FLH	Horas a carga plena (<i>Full Load Hours</i>)
GTO	Estado de Guanajuato
GN	Gas Natural
H₂	Hidrógeno
H₂V	Hidrógeno verde
HRS	Estación de recarga de hidrógeno (<i>Hydrogen Refuelling Station</i>)
kg	Kilogramo
KPI	Indicador clave de desempeño (<i>Key Performance Indicator</i>)
kton	Kilotonelada
kWh	Kilowatt-hora
LCOE	Costo Nivelado de Electricidad (<i>Levelized Cost of Energy</i>)
LCOH	Costo Nivelado de Hidrógeno (<i>Levelized Cost of Hydrogen</i>)
LH₂	Hidrógeno Líquido (<i>Liquid Hydrogen</i>)
LOHC	Portador Orgánico Líquido de Hidrógeno (<i>Liquid Organic Hydrogen Carrier</i>)
MCH	Metilciclohexano
MJ	Mega-jules
MM	Millones
MW	Megavatio
NH₃	Amoníaco
Nm³	Newton metro cúbico
O₂	Oxígeno
OPEX	Costos operacionales (<i>Operational Expenditures</i>)
PAMRNT	Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista
PCI	Poder Calórico Inferior
PEM	(Celda de combustible o electrolizador) de Membrana de Intercambio de Protones (<i>Proton Exchange Membrane</i>)
PIB	Producto Interno Bruto
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PV	Energía solar fotovoltaica (<i>Photovoltaic</i>)
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SINA	Sistema Nacional de Información del Agua

SMR	Reformado de Metano a vapor (producción de H ₂ , <i>Steam Methane Reforming</i>)
SOEC	Electrolizador de Óxido Sólido
USD	Dólares Americanos

Resumen Ejecutivo

Hidrógeno verde en el contexto económico y energético de Guanajuato

El hidrógeno verde es considerado un vector para la descarbonización del transporte, la energía y la industria, en particular en aquellas consideradas difíciles de electrificar como la producción de cemento o acero, y como un insumo químico para procesos industriales como la refinación de crudo o la producción de amoníaco. El hidrógeno verde es producido mediante la separación de la molécula del agua (H₂O) en sus elementos constituyentes: hidrógeno y oxígeno, empleando una corriente eléctrica de fuentes renovables a través de un electrolizador.

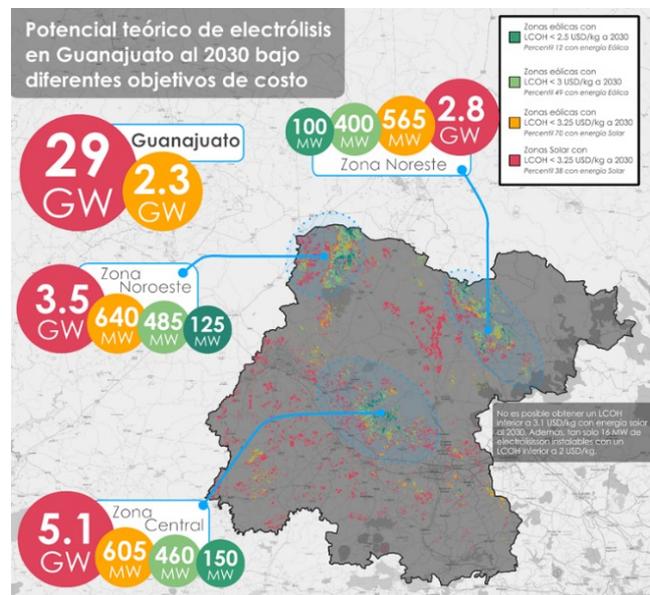
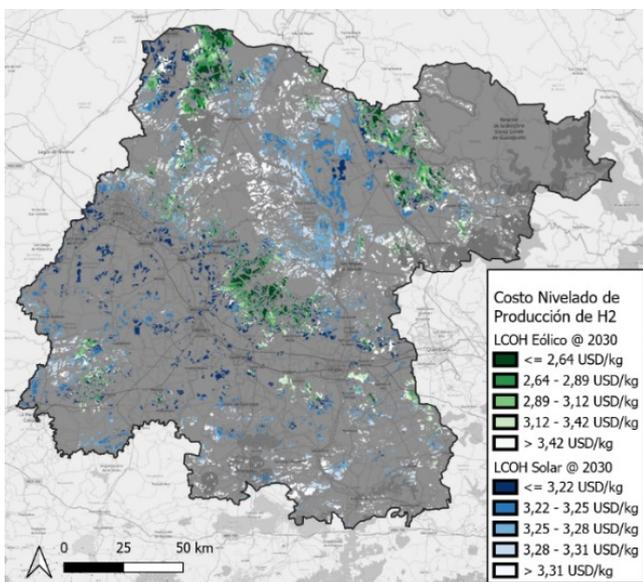
El estado de Guanajuato cuenta con una extensa actividad industrial, siendo la industria automotriz el principal motor económico del estado representando el 71% de

las exportaciones, el 80% del total de las exportaciones desde Guanajuato son a Estados Unidos.

Potencial técnico-económico de producción de hidrógeno verde

Guanajuato cuenta con zonas de buen recurso eólico, que permitirían generar energía eléctrica limpia con altos factores de planta y a costos competitivos. Con el dimensionamiento adecuado del parque renovable y la capacidad de electrólisis se pueden llegar a obtener factores de planta para el electrolizador de hasta el 78%. Una mayor cantidad de horas al año de operación del electrolizador se traducen en un potencial para producir hidrógeno verde de menor costo.

Figura I. Proyección de los costos nivelados de producción de hidrógeno más competitivos con energía solar y eólica en 2030 (izquierda) y representación del potencial teórico de electrólisis en el Estado de según el costo objetivo por fuente renovable (derecha).



Los análisis realizados proyectan un costo nivelado entre 1.68 y 3.97 USD/kgH₂ al 2030 aprovechando el recurso eólico, mientras que a partir de energía solar el costo se ubicaría entre 3.12 y 3.47 USD/kg H₂. Para este año, utilizando el 1% del potencial eólico más competitivo se podrían alimentar alrededor de 30 MW de electrólisis produciendo hidrógeno a un costo inferior a los 2.08 USD/kg. En las regiones centro, noreste y noroeste del

estado se podrían obtener los costos de producción de hidrógeno más competitivos.

La zona central cuenta con una infraestructura robusta de transporte de electricidad y gas, lo que podría incentivar el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno verde cerca de los puntos de consumo, una demanda importante de hidrógeno verde podría venir

del sector logístico y petroquímico de la zona, principalmente en Irapuato y Salamanca. En la zona Central se podrían instalar hasta 150 MW de electrólisis para producir H_2V con un costo menor a 2.5 USD/kg en 2030.

En la región noroeste se podrían instalar hasta 125 MW de electrólisis para producir H_2V con un costo menor a 2.5 USD/kg en 2030 a partir de parques renovables dedicados. Desde esta zona se podría buscar alimentar hidrógeno a la Zona Metropolitana de León.

Hacia 2050 Guanajuato tendría un potencial de electrólisis de cerca de 180 MW a un costo menor a los 1.5 USD/kg y cerca de 46 GW con un costo menor a 2 USD/kg, principalmente a partir de energía solar.

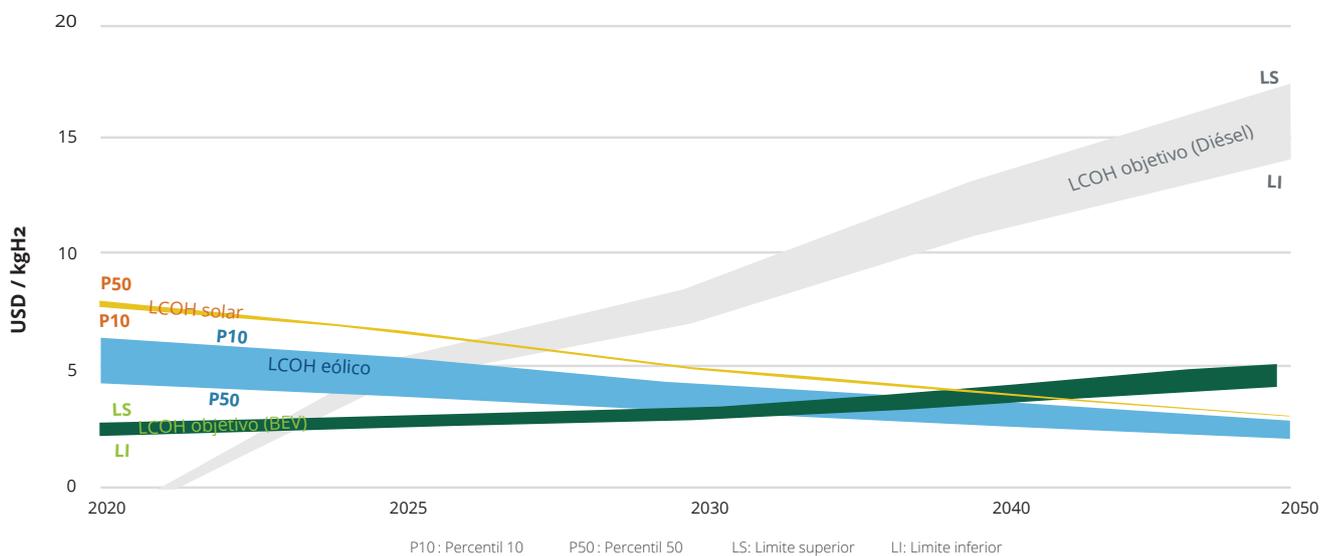
Potencial demanda de hidrógeno en el estado

Se estima que en la actualidad Guanajuato demanda 53.2kton de hidrógeno anualmente, principalmente para

la refinación de petróleo, y la producción de amoníaco y acero, existen otras industrias que también consumen hidrógeno en cantidades significativamente menores como la producción de metanol, gases industriales y el vidrio flotado. Se proyecta que estas industrias comenzarán a consumir hidrógeno verde a medida que este alcance paridad de costos con el hidrógeno gris y otros combustibles, cuyos usos podrían ser descarbonizados a través de la producción local de hidrógeno verde.

Nuevos usos del hidrógeno, como el transporte terrestre, tendrán un impacto significativo en la adopción de este vector energético y el crecimiento de la demanda anual. Se estima que el transporte de carga pesada sea uno de los sectores en los que el hidrógeno alcance una paridad de costos temprana (Figura II) y compita con otras tecnologías como los vehículos de combustión interna (ICE) y los vehículos eléctricos de baterías (BEV).

Figura II. Paridad de costos del hidrógeno en el transporte pesado

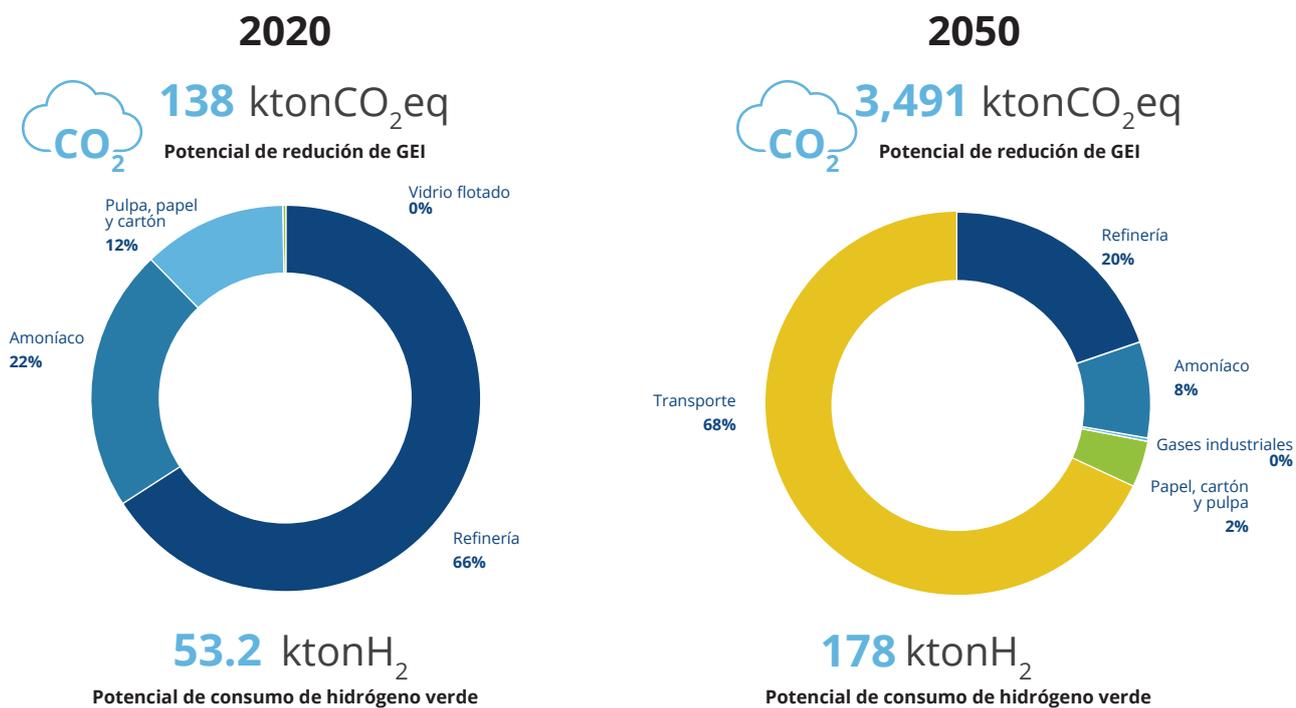


Fuente: elaboración propia.

Como resultado, Guanajuato podría demandar hasta 178 ktonH₂ en 2050, siendo el sector de transporte el que mayor demanda represente. Sin embargo, otros sectores como el de la refinación en Salamanca, o la producción de amoníaco y el tratamiento de la pulpa para la producción

de papel, también podrían tener un rol relevante en el estado. La Figura III muestra la evolución proyectada de la demanda de hidrógeno en Guanajuato y el potencial de descarbonización que esta demanda tendría en el estado.

Figura III. Evolución de la demanda de hidrógeno en Guanajuato 2020 – 2050.



Fuente: Elaboración propia.

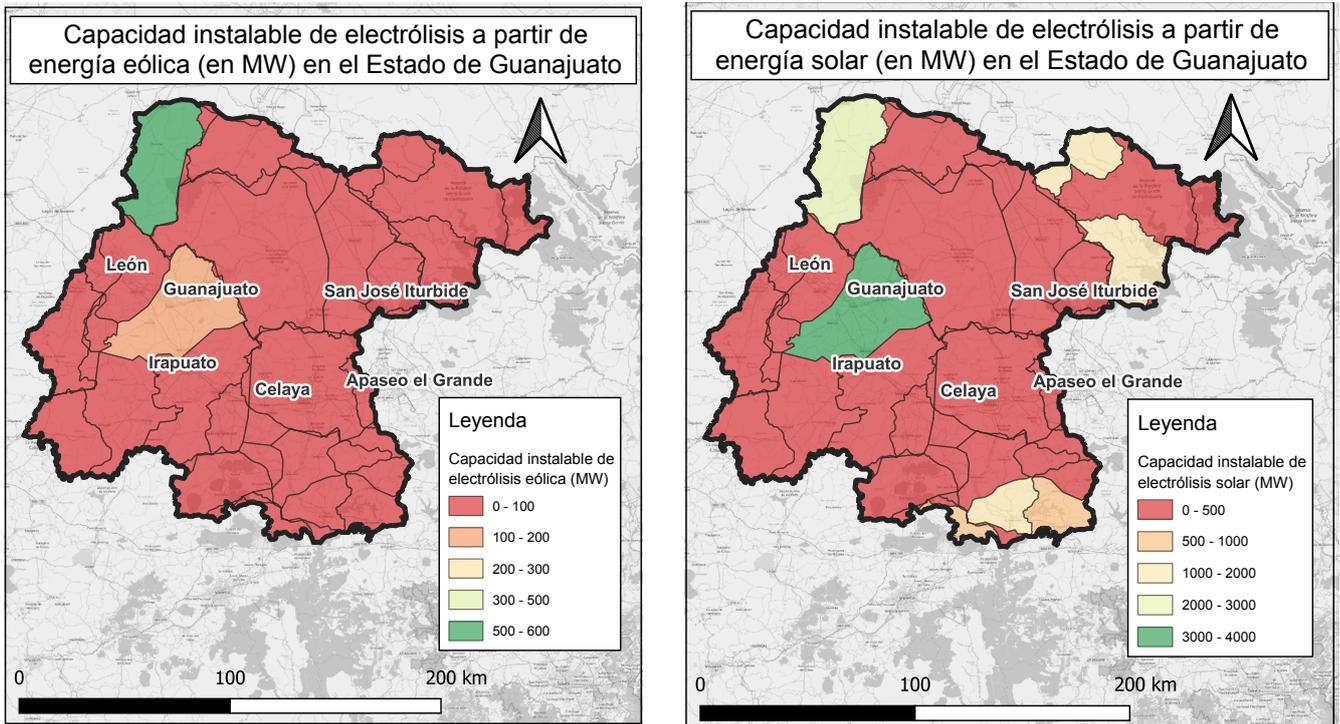
Uso sustentable del agua

Para lograr abastecer la demanda actual de Guanajuato, se requeriría un volumen de agua equivalente a aproximadamente el 0.03% del consumo total del estado en 2019 (1.12 hm³/año). **Considerando un escenario de adopción alto y creciente de hidrógeno verde, hacia 2050 se requeriría el equivalente al 0.11% del consumo actual de agua del estado (4.41 hm³/año) para suministrar el total de demanda proyectada de 178 kton de H₂ por año.** Por ello, no se considera que la producción de

hidrógeno verde afectaría la disponibilidad de agua para otros usos a nivel estatal.

Además, se debe recordar que los costos del tratamiento y transporte de agua son poco significativos dentro del proceso de producción de hidrógeno (no superan el 2% del costo total).

Figura IV. Mapa de capacidad instalable de electrólisis en Guanajuato teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado en 2022 a partir de energía eólica (izquierda) y solar (derecha).



Conclusiones

El gas natural de bajo costo y la falta de incentivos claros para la adopción de hidrógeno verde son de los principales obstáculos que se han identificado para su adopción en el estado. Si bien acaba de entrar en vigor durante el 2023 el *Impuesto para remediación ambiental por la emisión de Gases Contaminantes del Estado de Guanajuato*, no existen mandatos generales de reducción de emisiones en los segmentos industriales en los que el hidrógeno verde podría ser la única alternativa de descarbonización.

Es posible que los primeros proyectos piloto de hidrógeno para la industria se desarrollen por empresas transnacionales que necesitan introducirlo en sus procesos como alternativa para lograr sus metas de descarbonización, considerando que el hidrógeno verde tendría paridad de costos como materia prima hacia finales de la década del 2030 y como energético no lo lograría antes de 2050. Una vez lograda la competitividad económica como materia prima, la producción de hidrógeno para la refinería de Salamanca podría ser el consumidor ancla para un hub de producción, transporte y consumo de hidrógeno verde de gran escala con posibilidades de integración desde León hasta Celaya.

En el sector de transporte de carga la paridad de costos podría darse durante la presente década, siendo el sector con la competitividad económica más temprana. Este sería también el segmento de mayor demanda de hidrógeno verde en el estado hacia 2050, con más de dos

terceras partes del consumo total. Se recomienda explorar el posible desarrollo de un corredor de transporte de carga alimentado por hidrógeno verde, que pasara por León, Silao, Irapuato, Salamanca y Celaya, con posibles ramificaciones regionales hacia Aguascalientes, San Luis o Querétaro, que además podría ser suministrado con hidrógeno de bajo costo de la zona central del estado.

Guanajuato podría hacer uso la robustez de su industria automotriz para desarrollar una industria de manufactura para exportación de vehículos de celda de combustible y otras tecnologías de asociadas al hidrógeno. La integración del hidrógeno verde en los ejes temáticos de los clústeres industriales en el estado podría crear un foro adecuado para detonar las primeras iniciativas y proyectos para impulsar el desarrollo de proyectos de uso de hidrógeno y del establecimiento de una base manufacturera de vehículos de celda de combustible, así como sus partes y componentes. Se recomienda crear mesas de trabajo entre actores público, privado y la academia para debatir sobre los aspectos claves que deberán contener los instrumentos de planeación estatales en torno al hidrógeno verde.

A nivel gubernamental, se sugiere el desarrollo de la Estrategia de Hidrógeno Verde de Guanajuato que integren la visión de los diferentes actores. A partir de la visión general plasmada en la Estrategia Estatal, el desarrollo de Hojas de Ruta por segmento de aplicación se podrán sentar las bases para el despliegue de iniciativas y las solicitudes de financiamiento a organismos internacionales.

1. Introducción

Actualmente, el mundo vive un proceso de transición energética, buscando dejar atrás las fuentes tradicionales de energía, mayormente dependientes de los combustibles fósiles y con una alta huella de carbono, hacia tecnologías con un menor impacto ambiental bajo principios de sustentabilidad y de reducción de emisiones de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático.

En este contexto, el hidrógeno bajo en carbono¹ es una molécula que ha cobrado relevancia durante los últimos años, y que se perfila como un vector energético catalizador de la descarbonización, especialmente en sectores difíciles de electrificar (como las aplicaciones térmicas de alta temperatura, la aviación, el transporte marítimo y de carga pesada), y en otros en los que el hidrógeno es empleado desde hace décadas como materia prima (como la refinación de crudo, la producción de amoníaco y la reducción directa de hierro en la producción de acero).

El hidrógeno no es una fuente primaria de energía, sino un vector energético. Esto significa que se produce a partir de un energético primario, como la energía solar fotovoltaica o la eólica. Cuando la energía utilizada para la producción de hidrógeno es renovable, se le conoce como “hidrógeno verde” o hidrógeno renovable. En ese caso, la energía eléctrica de fuentes renovables se alimenta a un equipo llamado electrolizador, en el que la molécula del agua se descompone en sus dos elementos constituyentes: hidrógeno y oxígeno. El oxígeno puede ser capturado o liberado al medio ambiente, y el hidrógeno se puede almacenar, transportar y aprovechar como materia prima o como combustible.

Las dos condiciones físicas más importantes para la producción de hidrógeno verde son la disponibilidad de agua y un alto potencial de recursos renovables. Sin embargo, **el elemento determinante para producirlo de forma rentable es contar con generación eléctrica de bajo costo y con altos factores de capacidad.** México, por su posición geográfica y su extensión territorial, es considerado un país favorable para la producción de hidrógeno verde a costos competitivos en diferentes regiones del país.

En este estudio se analizan las potenciales oportunidades que tiene el estado de Guanajuato para la produc-

ción, aprovechamiento y exportación de hidrógeno verde. Con este fin, se llevaron a cabo 6 tareas principales, correspondientes con los capítulos del presente reporte:

1. Una descripción de los conceptos básicos del hidrógeno verde, su cadena de valor y aplicaciones, con la finalidad de sentar una base de entendimiento para el resto del reporte;
2. Una caracterización social, económica, ambiental, energética y de la industria e infraestructura de Guanajuato, con el fin de trazar la línea base para la adopción del hidrógeno verde;
3. Un análisis del potencial técnico-económico para la producción de hidrógeno verde en el estado, partiendo de la evaluación de su potencial, costo y viabilidad para la instalación y aprovechamiento de proyectos de energía renovable;
4. Un análisis cualitativo de la demanda de hidrógeno verde en Guanajuato, con el objetivo de identificar el potencial de consumo en los segmentos previstos con mayor viabilidad de adopción en gran escala dentro del estado;
5. Una caracterización de la calidad y disponibilidad del agua en el estado, con el fin de evaluar qué implicaciones tiene esto para la realización de proyectos de producción de hidrógeno verde;
6. Un análisis de consideraciones legales, sociales y ambientales relevantes al desarrollo de proyectos de hidrógeno verde; y
7. Un análisis de oportunidades en la manufactura de tecnologías para la producción y aprovechamiento de hidrógeno considerando la industria y relaciones comerciales del estado de Guanajuato.

Con base en estos análisis, se realizó una evaluación de barreras, obstáculos y oportunidades para la adopción del hidrógeno verde en Guanajuato, para culminar con una serie de recomendaciones finales y conclusiones que se incluyen en el capítulo 9.

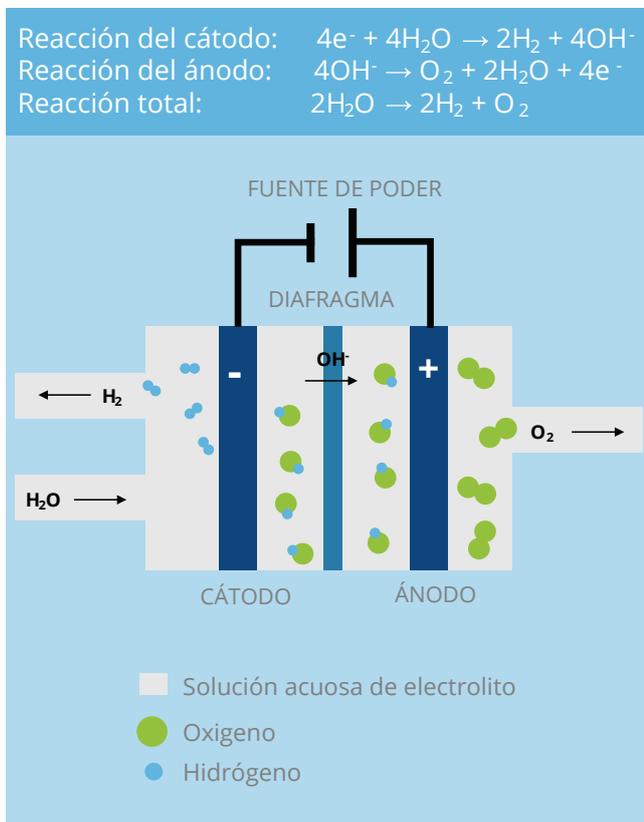
¹ En general, el hidrógeno bajo en carbono hace referencia a aquel cuyos procesos de producción resultan en emisiones significativamente menores a las del hidrógeno producido por métodos convencionales, que son principalmente el reformado con vapor de gas natural y la gasificación de carbón. Este término incluye al hidrógeno producido a partir de energía no renovable baja en carbono (como la nuclear), combustibles fósiles con la incorporación de sistemas de captura de carbono, el reformado de biogás y a la electrólisis alimentada con de energía renovable, este último conocido como hidrógeno verde. El presente reporte se enfocará en el H₂ verde, pues es el que se ha identificado con un alto potencial de descarbonización y de despliegue a partir de los abundantes recursos renovables de México.

2. Bases del hidrógeno verde: tecnologías y cadenas de valor

2.1. ¿Qué es el hidrógeno verde?

El hidrógeno verde es un combustible o molécula para procesos químicos de bajas emisiones producido a partir de agua y energía renovable por medio de un proceso llamado electrólisis que se lleva a cabo en un electrolizador, como se muestra en la Figura 1. Durante la electrólisis, la molécula de agua se rompe para la obtención de hidrógeno y oxígeno en estado gaseoso a partir del suministro de una corriente directa de energía eléctrica. Si esta energía eléctrica proviene de fuentes renovables, se le conoce como hidrógeno renovable o hidrógeno verde. Este combustible puede ser usado para impulsar vehículos terrestres, barcos, aviones, almacenar energía eléctrica y térmica, así como alimentar procesos químicos; ayudando a descarbonizar una variedad de aplicaciones industriales y contribuir a la transición energética.

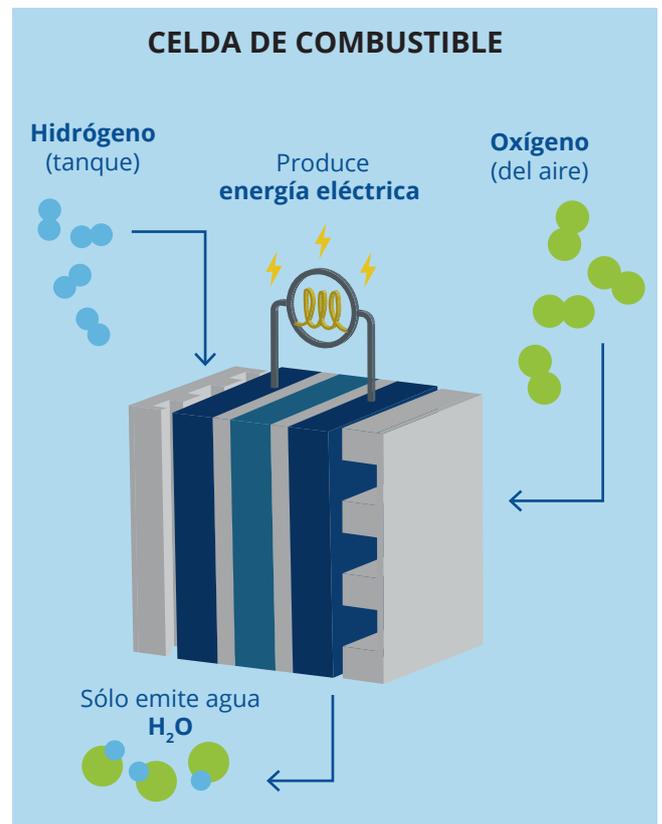
Figura 1. Esquema de un electrolizador de tipo alcalino para la producción de hidrógeno.



Fuente: elaboración propia.

A la inversa, la producción de energía eléctrica se da en celdas de combustible, las cuales usan hidrógeno almacenado y toman oxígeno del aire, y los mezclan para formar agua, generando así una corriente eléctrica que puede ser suministrada como energía para la red eléctrica o para la alimentación de motores eléctricos en vehículos, posibilitando un funcionamiento libre de emisiones, como se ve en la Figura 2.

Figura 2. Esquema de una celda de combustible de hidrógeno.



Fuente: Adaptado de (FCHEA, 2022)

2.2. Conceptos básicos del hidrógeno

El hidrógeno se posiciona en la actualidad como un elemento químico que ayudará a la descarbonización de la economía. El hidrógeno como elemento se encuentra por lo general en forma de molécula diatómica (H₂), en fase gaseosa o acoplado a otras moléculas como en el agua o en compuestos orgánicos C_xH_y.

El hidrógeno como molécula (H_2) cuenta con una versatilidad única: esto permite que la energía se pueda transportar, almacenar y luego ser reconvertida en calor

o electricidad, por lo cual se considera al hidrógeno como un vector energético.

Figura 3. Datos físicos, técnicos y proporcionales del hidrógeno molecular.



Fuente: Elaboración propia

La densidad energética por unidad de masa del hidrógeno en comparación con combustibles convencionales² es tres veces superior, lo que lo hace un elemento con alto potencial de ser usado para su aprovechamiento como fuente de energía al ser desprendida al reaccionar. Sin embargo, la densidad energética por unidad de volumen es de tan sólo el 25% de aquella que contienen los combustibles fósiles líquidos³, lo que implica ocupar un mayor espacio de almacenamiento. La Figura 3 presenta los datos físicos y técnicos proporcionales del hidrógeno molecular.

2.3. Cadena de valor del hidrógeno verde

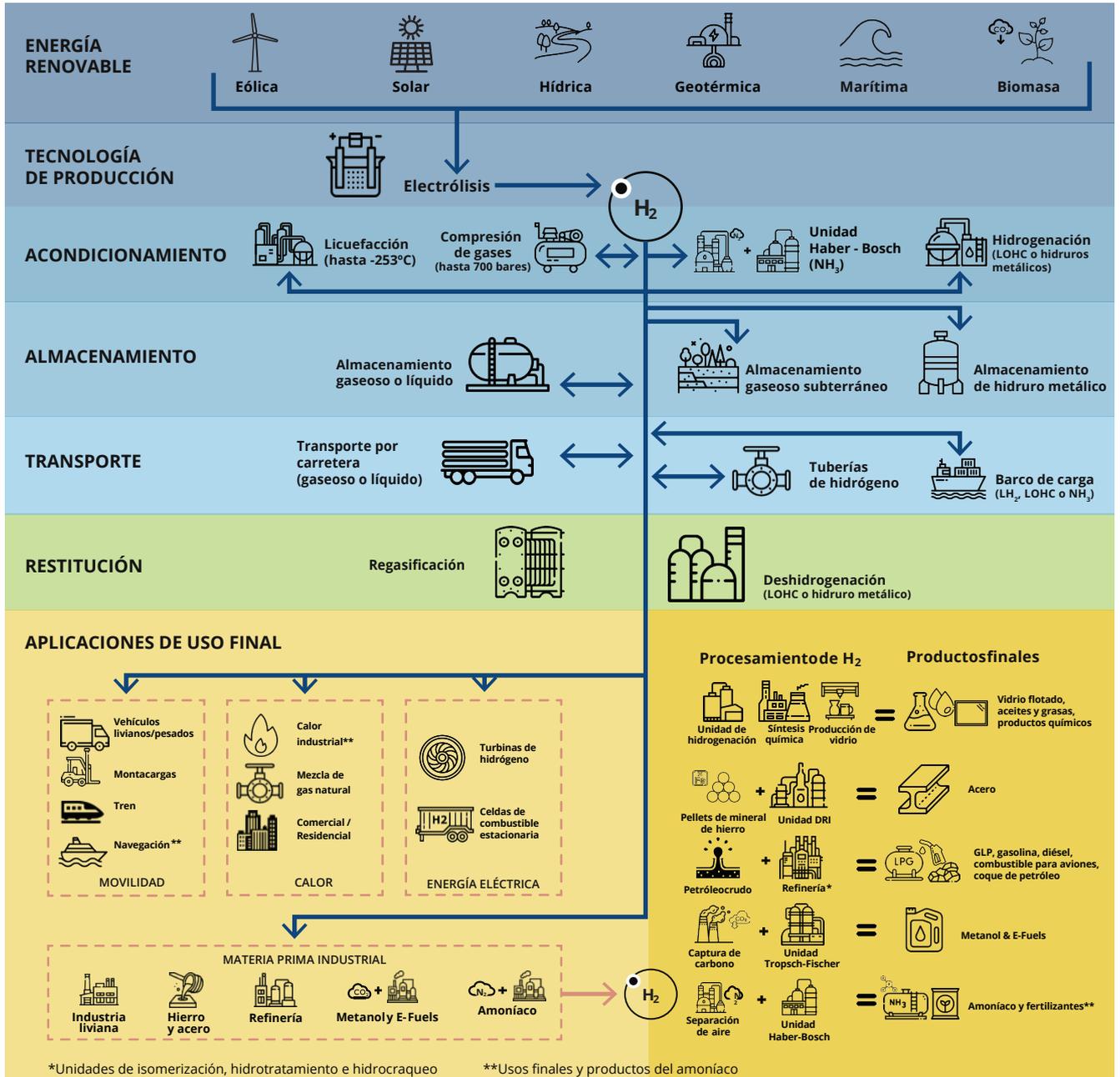
El hidrógeno verde es aquel generado por electrólisis del agua usando fuentes renovables de electricidad, a diferencia de otras formas convencionales, como el

reformado de metano a vapor, que genera emisiones de CO_2 . La cadena de valor del hidrógeno verde, por lo tanto, empieza con la generación de electricidad renovable y acaba con su uso como energético o químico, e incluye todas las etapas para entregar el hidrógeno de forma eficiente a esta aplicación final. Estas etapas pueden involucrar procesos tanto físicos como químicos (Figura 4). La reducción de los costos de adquisición de equipos (CAPEX) y la reducción de los costos operacionales (OPEX) son los mayores desafíos que enfrenta en la actualidad la naciente economía del hidrógeno. Sin embargo, se proyecta que, gracias a avances tecnológicos, políticas energéticas y compromisos gubernamentales, los proyectos de hidrógeno sean cada vez más competitivos en el futuro, recorriendo el mismo camino que hicieron las tecnologías eólica y solar en las últimas décadas.

² Gasolina, propano, gas natural y queroseno tienen densidades alrededor de 42-50 MJ/kg vs 120 MJ/kg para el hidrógeno molecular.

³ Gasolina.

Figura 4. Cadena de valor del hidrógeno verde.



Fuente: Elaboración propia

A continuación, se describe cada una de las etapas de la cadena de valor del hidrógeno:

1

Generación de energía renovable: Es la primera etapa de la cadena de valor en donde se produce la electricidad que luego será utilizada para la generación de H₂. Se clasificará como hidrógeno verde si la energía eléctrica proviene de fuentes renovables como la solar, eólica, mareomotriz, geotérmica o biomasa. En algunos casos, el suministro eléctrico puede estar complementado con energía de la red, en porcentajes que dependen de la intensidad de emisiones de la matriz eléctrica y de la certificación o estándar de hidrógeno verde, renovable, o de bajas emisiones que se pretenda cumplir⁵.

⁴ Aún no existe un estándar global de qué exactamente es el hidrógeno verde, sin embargo, el esquema de garantías de origen europeo CertifHy, exige una reducción de emisiones de al menos 60% en comparación con la producción a partir de reformado de gas natural. Esto dependerá del mercado en el cual se pretenda vender el hidrógeno y/o los incentivos a los cuales se desee acceder, de haberlos.

2

Producción de hidrógeno: En la etapa de producción se lleva a cabo la generación de hidrógeno verde mediante el proceso de electrólisis que consiste en disociar la molécula del agua en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) usando electricidad renovable en equipos llamados electrolizadores. Dentro de las principales tecnologías de electrólisis están los electrolizadores alcalinos (ALK), los electrolizadores con membrana de intercambio de protones (PEM) y los electrolizadores de óxido sólido (SOEC).

3

Acondicionamiento de hidrógeno: Para el almacenamiento del hidrógeno y su posterior transporte y distribución, el hidrógeno debe ser acondicionado tanto en presión y temperatura. Dentro de las principales tecnologías se encuentran:

Compresión: Tecnología con mayor uso para el acondicionamiento de H_2 gaseoso, las condiciones de compresión típicas van desde los 200 bar a los 800 bar con compresores típicos como los de desplazamiento positivo y los compresores dinámicos.

Licuefacción: Proceso de cambio de fase gaseosa a líquida a través de múltiples ciclos de refrigeración para lograr temperaturas de $-253^\circ C$.

Transformación química en portadores: Generación de nuevos compuestos químicos a base de otros mediante el uso de catalizadores. Esto puede ser en amoníaco o existen los compuestos llamados portadores líquidos orgánicos de hidrógeno (LOHCs, por sus siglas en inglés), como por ejemplo metilciclohexano (MCH) a partir de tolueno, un químico de uso común y fácil manejo.

4

Almacenamiento de hidrógeno: Una vez que el hidrógeno ha sido acondicionado, este puede ser almacenado en fase gaseosa o líquida. Para la fase gaseosa el hidrógeno es comúnmente almacenado en tanques de acero o compuestos, en hidroductos, o en ubicaciones geológicas como cavernas de sal o yacimientos de gas agotados. Para almacenamiento en estado líquido se usan tanques criogénicos o tanques a temperatura ambiente para los LOHCs. Su almacenamiento en estado sólido es poco común al ser una tecnología en desarrollo, pero se da en hidruros metálicos.

5

Transporte y distribución de hidrógeno: Existen diferentes tecnologías para el transporte de hidrógeno entre las que se encuentran los ductos dedicados (hidroductos), camiones con remolque, barcos. La selección de la tecnología dependerá del volumen y distancia entre producción y consumo. Los remolques tubulares son la opción más viable para volúmenes bajos y distancias medias (<200 km), los hidroductos serán interesantes para el transporte de grandes cantidades y distancias cortas (<50 km) mientras que los barcos se usarán para grandes volúmenes y largas distancias (>500 km).

6

Restitución de hidrógeno: En ocasiones el hidrógeno o portador que se transportó o almacenó se consumirá en una fase diferente por lo que se deberán aplicar tecnologías para acondicionarlo como lo es la regasificación, deshidrogenación de LOHCs, de desorción del hidrógeno de los metales sólidos o el crackeo del amoníaco.

7

Aplicaciones y usos finales del hidrógeno: El hidrógeno cuenta con múltiples usos finales en los que puede ser implementado. En la actualidad, el hidrógeno se emplea como materia prima industrial (como en la refinación, la producción de amoníaco, metanol, peróxido de hidrógeno, acero, fundiciones de cobre, semiconductores, etc.), mientras que un mercado a futuro se estará usando en campos como la movilidad terrestre, aérea y marítima, sistemas de almacenamiento y generación eléctrica, producción de combustibles sintéticos y generación de calor industrial y residencial.

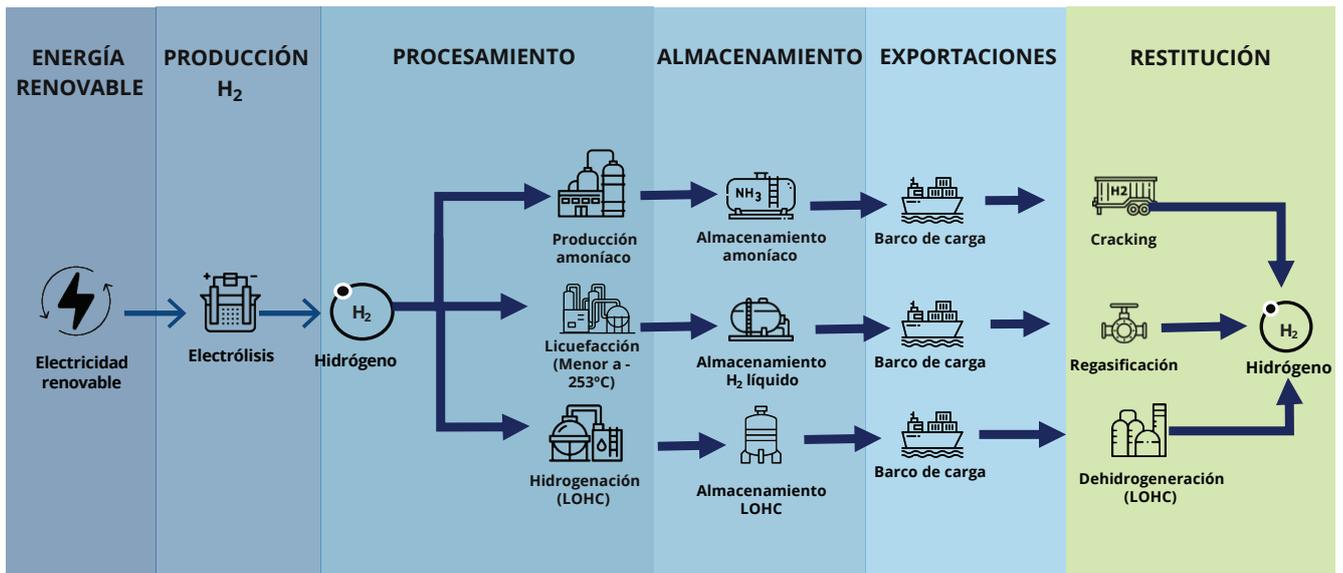
2.4. Exportación de hidrógeno verde

Hoy en día, el hidrógeno molecular se suele generar (a partir de gas natural) cerca de donde se utiliza, sin embargo, con el desarrollo de la industria del hidrógeno verde, el comercio de hidrógeno se puede llevar a cabo de forma intercontinental. Se espera que se desarrolle un mercado de exportación de hidrógeno verde desde regiones con alto potencial renovable y una relativamente baja demanda local en el corto plazo (Latinoamérica) hacia regiones con un perfil importador de hidrógeno (Unión Europea, Corea del Sur y Japón), que tienen metas ambiciosas de descarbonización, pero no cuentan con los recursos renovables y extensión territorial para producir suficiente hidrógeno verde.

El transporte de hidrógeno para largas distancias y grandes cantidades se realiza a través de barcos de carga. Con el fin de transportar una mayor cantidad de energía almacenada en el hidrógeno, este debe de ser licuado (LH_2) o almacenado químicamente en un portador como por ejemplo amoníaco (NH_3) o portadores líquidos orgánicos (LOHC). La Figura 5 presenta la cadena de valor para el transporte marítimo del hidrógeno.

La selección de modo de transporte marítimo de hidrógeno varía con relación a la distancia, disponibilidad de tierra y uso final, por lo que no existe una solución universal. Por ejemplo, algunos proyectos de exportación de hidrógeno a nivel comercial que se han anunciado serán en forma de amoníaco. Sin embargo, anuncios similares y pilotos se han realizado con LH_2 y LOHC.

Figura 5. Transporte del hidrógeno.



Fuente: Elaboración propia

A continuación, se describen las características, ventajas y desventajas de los principales portadores de hidrógeno para el transporte marítimo:

- Hidrógeno líquido (LH₂):** El transporte de LH₂ posee uno de los mayores costos asociados a la síntesis del portador, almacenamiento, carga/descarga y transporte. Los altos costos están principalmente asociados a requerimientos energéticos para lograr temperaturas de licuefacción y nivel tecnológico para contenedores criogénicos de gran capacidad de almacenamiento. Sin embargo, una de sus principales ventajas es que el LH₂ no requiere de etapas de craqueo térmico o deshidrogenación, reduciendo los costos en puertos de destino. El transporte de H₂ en forma líquida será óptimo cuando el lugar de destino lo requiere en esa fase o demande un hidrógeno de alta pureza.
- Amoniaco (NH₃):** El NH₃ presenta por lo general bajos costos a lo largo de su cadena de valor incluyendo el proceso de síntesis. Una de sus principales ventajas radica en el potencial uso de infraestructura existente como lo son los barcos, tanques y terminales. Sin embargo, la principal desventaja está en los altos costos asociados a la restitución del hidrógeno a través de la etapa de craqueo y la baja pureza del hidrógeno que se obtiene. Se proyecta que el transporte de H₂ a través de amoníaco sea más factible si éste se usa directamente en destino como amoníaco para energía, transporte marítimo o materia prima.
- Portadores líquidos orgánicos de hidrógeno (LOHC):** Los LOHCs han mostrado, por lo general, los costos más altos de regasificación junto con una madurez comercial en etapa de desarrollo. Sin embargo, su almacenamiento a temperatura ambiente y presión atmosférica permite reducir los costos a lo largo de la cadena de valor ya que se puede aprovechar la infraestructura existente de terminales portuarias que en la actualidad comercializan petróleo, diésel o productos químicos.

3. Caracterización General del Estado de Guanajuato

3.1. Caracterización social, económica, ambiental y de industria e infraestructura de Guanajuato

Población ^[1]

Número de habitantes: 6.2 millones
 Densidad poblacional: 201 habitantes/km²
 Ciudades principales: Guanajuato (capital) y León (más poblada)
 Población de la Zona Metropolitana de León (ZML*): 2.1 millones (35% de Guanajuato)
 Total de municipios: 46
 Índice de Desarrollo Humano (IDH) 2020: 0.663

PIB ^[2]

PIB (nominal): \$55,173 MM USD
 Ranking a nivel nacional: 6
 Aporte al PIB nacional: 4.24%
 Crecimiento estimado: 6.1%

Balance Comercial ^{[3] [4]}

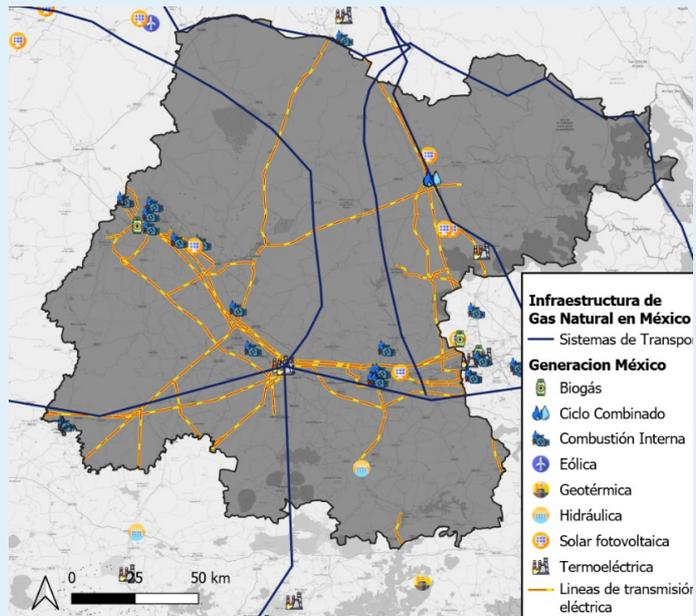
Exportaciones: \$27,051 MM USD
 Principales destinos: Estados Unidos (80%), Canadá (5%) y Colombia (2%)
 Productos que más vende: equipos de transporte (71%), industria alimentaria (6%), e industria del plástico y del hule (5%)
 Importaciones: \$15,669 MM USD
 Principales proveedores: Estados Unidos (41%), Japón (17%) y China (14%)
 Productos que más compra: partes y accesorios de vehículos automotores (14%), productos laminados de hierro o sin alear (3%) y gas de petróleo (2%)

Inversión Extranjera ^[3]

IED de 1999 a 2022: \$26,145 MM USD
 Principales inversionistas: Estados Unidos (42%), Japón (17%) y España (11%)

El principal socio comercial e inversionista de Guanajuato son los Estados Unidos

Infraestructura ^{[5] [6]}



Proyectos de Energía Renovable

Fuente	Nombre	Capacidad (MW)
Solar	1) Don José ⁷	250
	2) Mexsolar ⁸	60
	3) Silao	3
	4) Apaseo ⁹	1
	Total	314
Eólica	6) Santiago	105
Total		419

* La ZML está compuesta por los municipios de León, Silao, San Francisco del Rincón y Purísima del Rincón

Políticas y Programas ante el Cambio Climático y la Transición Energética^[11]

Ante el Cambio Climático

- Ley de Cambio Climático para el Estado de Guanajuato y sus Municipios
- Programa Especial de Cambio Climático 2021–2024
- Plan Estatal de Desarrollo Guanajuato 2040 (PED 2040)
- Programa de Gestión para Mejorar la Calidad del Aire de la Zona Metropolitana de León - Purísima del Rincón - San Francisco del Rincón - Silao/2013-2022
- Programa de Gestión para Mejorar la Calidad del Aire de Salamanca, Celaya e Irapuato 2013-2022
- Comisión Intersecretarial de Cambio Climático

De Transición Energética

- Programa Especial de Cambio Climático 2021–2024
- Plan Estatal de Desarrollo Guanajuato 2040 (PED 2040)

Estas herramientas de planeación tienen como lineamiento impulsar iniciativas para **reducir las emisiones de GEI y contaminantes locales, principalmente en los sectores energético e industrial**, y promover el desarrollo sustentable. Así mismo, buscan incentivar la implementación de **tecnologías de energías limpias** para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles e implementar **sistemas de transporte sostenibles**. Por lo tanto, los proyectos de hidrógeno verde podrían convertirse en un tema estratégico para el Estado.

Clima y Relieve^[12]

Clima: El 43% del estado presenta clima seco y semiseco (principalmente en la zona norte), el 33% tiene clima cálido subhúmedo (zona este y suroeste) y el 24% restante registra un clima templado subhúmedo.

Temperatura: La temperatura media anual es alrededor de 18°C. La máxima promedio es de 30°C y la mínima promedio es de 5°C.

Relieve: La superficie estatal forma parte de las provincias Sierra Madre Oriental, Mesa del Centro y Eje Neovolcánico

Industrias principales^[3]

Parques industriales: A 2020, Guanajuato registra 47 parques industriales y 3 microparques en operación y 5 parques industriales en construcción.

Dentro de dichos parques industriales se destacan Marabis Castro del Río (73 empresas, ubicado en Irapuato), Opción (33 empresas, ubicado en San José Iturbide) y Amistad Bajío (23 empresas, ubicado en Apaseo el Grande).

Las industrias más relevantes son la fabricación de equipos de transporte, la industria alimentaria y la industria del plástico y el hule, que en conjunto representan alrededor del 82% de todas las exportaciones estatales de Guanajuato.

También es de gran importancia el Clúster Automotriz de Guanajuato, que está establecido bajo un modelo de triple hélice (incluye representantes de la industria, la academia y el gobierno).

Transporte terrestre^[13]

Información del parque automotor por categoría vehicular en Guanajuato



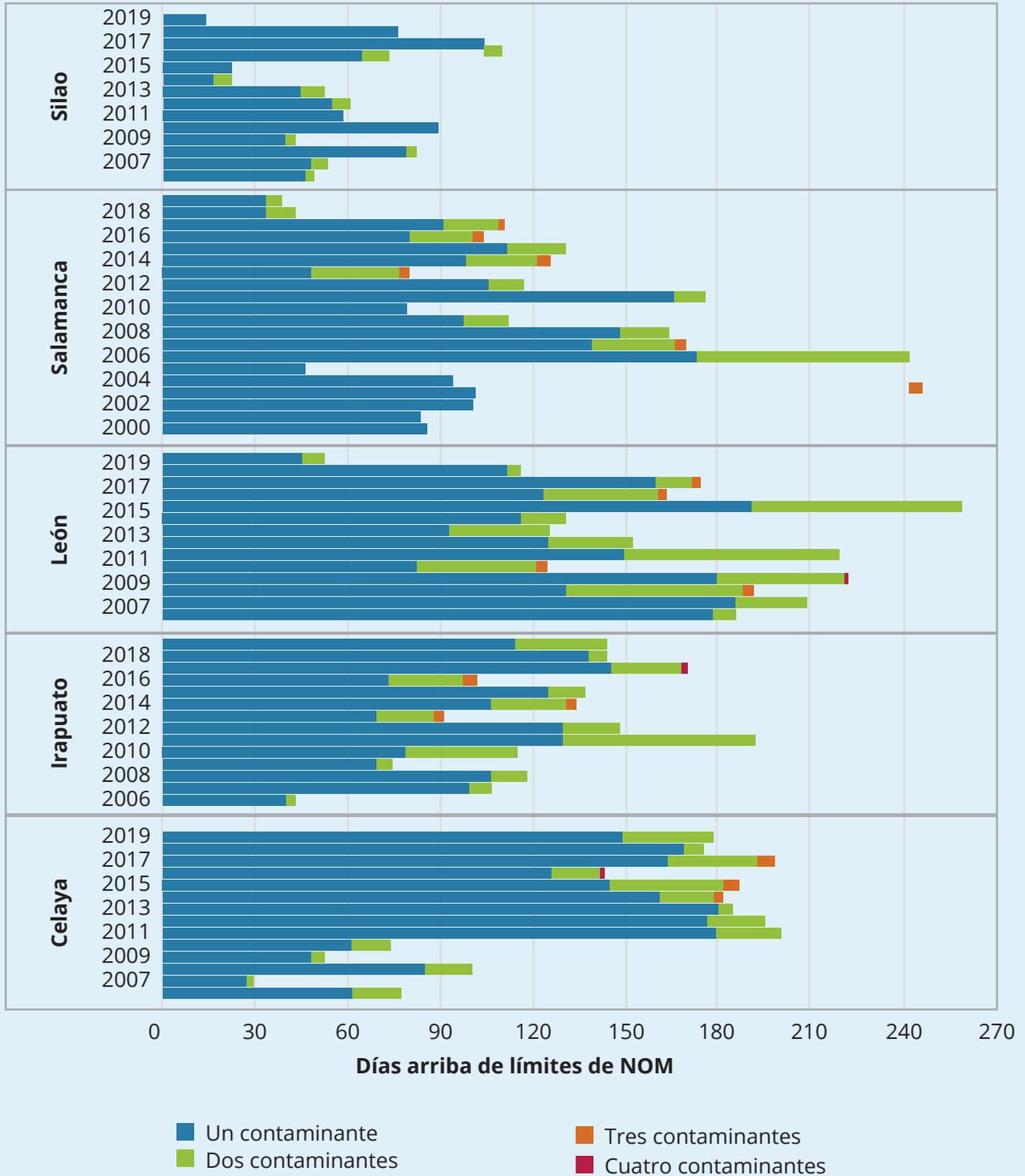
Con una tasa de crecimiento promedio anual del 3.8% en los últimos 4 años, se proyecta que para 2050, cerca de 6 millones de automóviles recorran las carreteras del estado de Guanajuato. En cuanto a camiones para pasajeros, se estiman alrededor de 265 mil unidades, mientras que, para camiones y camionetas para carga, las estimaciones realizadas a partir de los datos históricos prevén alrededor de 2.7 millones de vehículos.

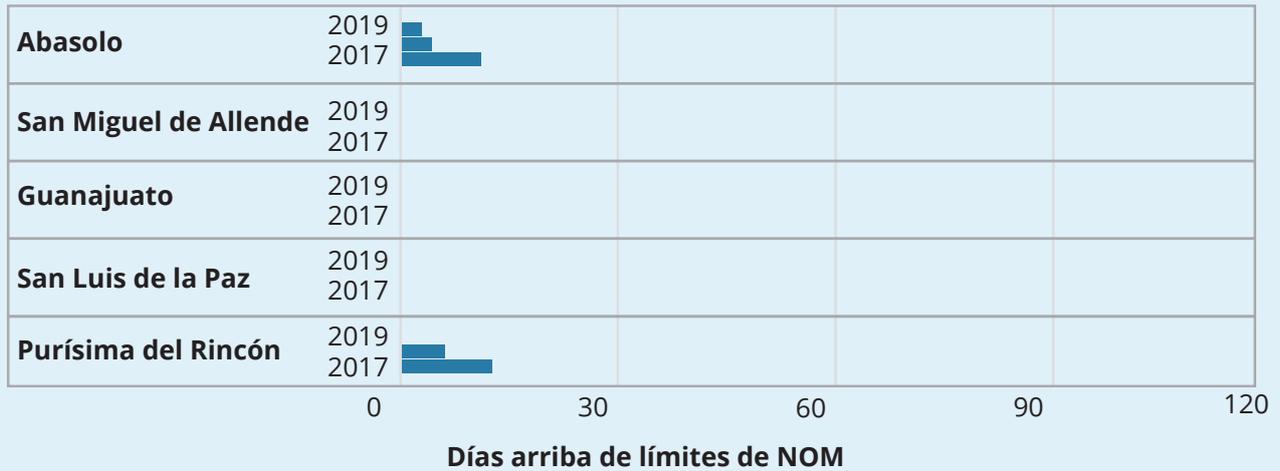
Consecuentemente, para 2050 se estima una demanda de 125,000 millones de litros de combustible para satisfacer la demanda energética de estos tres segmentos vehiculares (esto considerando un escenario BaU, o Business As Usual, donde el crecimiento de la flota de Guanajuato ocurra con vehículos a combustión).

Considerando dicho escenario BaU, las emisiones de GEI podrían ascender a 332 Mton CO₂eq/año. Por lo tanto, existirá un gran potencial de descarbonización del sector transporte, en el que el hidrógeno puede jugar un papel clave, en particular para vehículos de carga pesada.

Calidad del Aire ^[14]

El estado de Guanajuato cuenta con una robusta red de monitoreo de calidad del aire compuesta por 26 estaciones ubicadas en los municipios de Celaya, Irapuato, León, Salamanca, Silao, Purísima del Rincón, San Luis de la Paz, Guanajuato, San Miguel de Allende, Abasolo, Villagrán, Dolores Hidalgo, Cortazar, Juventino Rosas, Acámbaro, Moroleón, San José Iturbide y San Francisco del Rincón. La gráfica presentada a continuación, extraída del Informe Nacional de Calidad del Aire de 2019 presenta el número de días por año en que se rebasó cualquier norma vigente de calidad del aire entre los años 2013 y 2019.





■ Un contaminante ■ Tres contaminantes
■ Dos contaminantes ■ Cuatro contaminantes

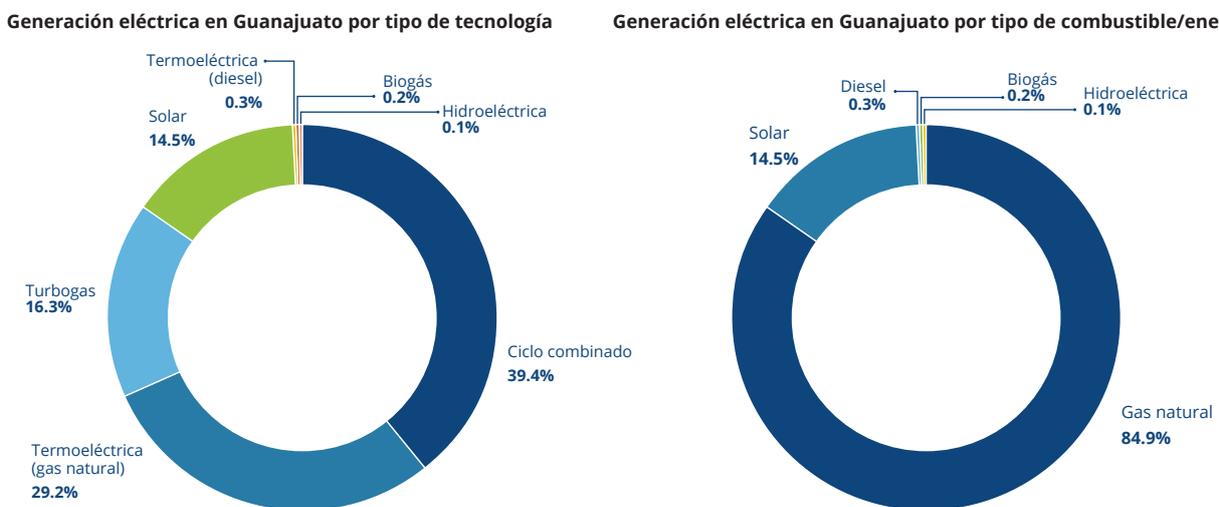
Así, se observa que los municipios que presentan mayores problemas de calidad del aire en el estado son Celaya, Irapuato, León, Salamanca y Silao, aunque en todos ellos, y en especial en los últimos tres, han disminuido en los últimos años. El contaminante que presenta la mayor cantidad de incumplimientos es el PM₁₀ y, en menor medida, el PM_{2.5} y el ozono troposférico (este es un contaminante secundario derivado de NOx y compuestos orgánicos volátiles). Vale la pena tener en cuenta que estos tres contaminantes provienen tanto de fuentes fijas, como las industrias, como de fuentes móviles, como el parque automotor. Por esta razón, el potencial del hidrógeno para descarbonizar y descontaminar estos sectores podría tener una contribución altamente positiva para mejorar la calidad del aire del estado y en particular en las zonas con retos en cuestión de calidad del aire.

3.2. Caracterización energética del estado de Guanajuato

En esta sección se presenta información detallada respecto a la generación eléctrica en Guanajuato (excluyendo la generación distribuida⁵), las tendencias en su consumo eléctrico, su potencial renovable eólico y solar, y el costo actual y proyectado a futuro de diferentes energéticos en el estado.

3.2.1. Capacidad instalada de generación eléctrica en Guanajuato a 2022

Figura 6. Distribución de la capacidad instalada de generación eléctrica en Guanajuato, por tipo de tecnología y energético.



Fuente: elaboración propia a partir de (Observatorio de Transición Energética de México, 2022).

⁵ La generación distribuida en México corresponde a los proyectos de pequeña escala (menores a 500kW de potencia instalada) que generalmente se instalan en casas o techos de industrias, si bien Guanajuato cuenta con una capacidad instalada de 183.10 MW, esta no fue considerada para los fines de este estudio.

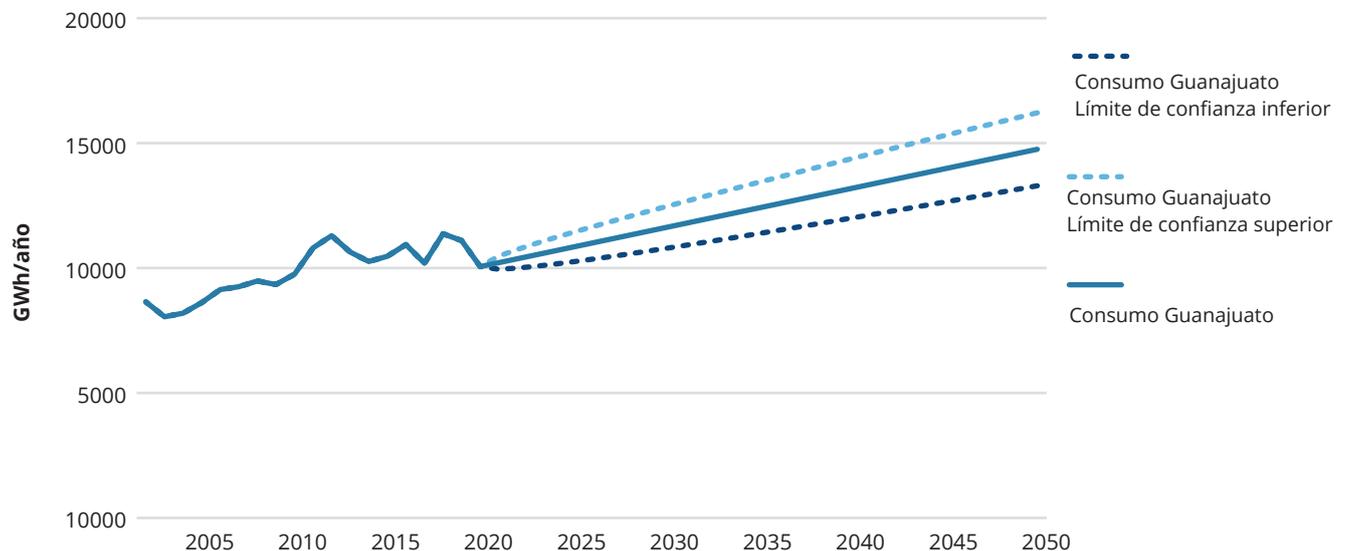
Tipo de planta	Capacidad instalada (MW)	% de participación	Tipo de combustible	Capacidad instalada (MW)	% de participación
Ciclo Combinado	970	40.1%	Gas Natural	2,091	86.5%
Termoeléctrica (gas natural)	720.5	29.8%			
Turbogás	400.5	16.6%			
Solar	314	13.0%	Solar	314	13.0%
Termoeléctrica (diésel)	8.5	0.4%	Diésel	8.5	0.4%
Biogás	4.6	0.2%	Biogás	4.6	0.2%
Total	2,418	100%	Total	2,418	100%

La mayoría de la capacidad instalada en el estado (2,091 MW, que corresponden al 84.9%) es producida por centrales de gas natural, incluyendo tecnologías de ciclo combinado, termoeléctricas convencionales y plantas de turbogás. En segundo lugar se encuentra la energía

solar fotovoltaica que, con 357 MW instalados, representa el 14.5% de la matriz de generación. Existen también plantas alimentadas con diésel y biogás, así como una pequeña central hidroeléctrica, que en conjunto aportan el 0.6% de la capacidad instalada en el estado.

3.3. Consumo de energía eléctrica en Guanajuato

Figura 7. Histórico y proyecciones de consumo de energía eléctrica en Guanajuato (con intervalos de confianza del 30%).



Fuente: elaboración propia a partir de (Gobierno de México, 2016),

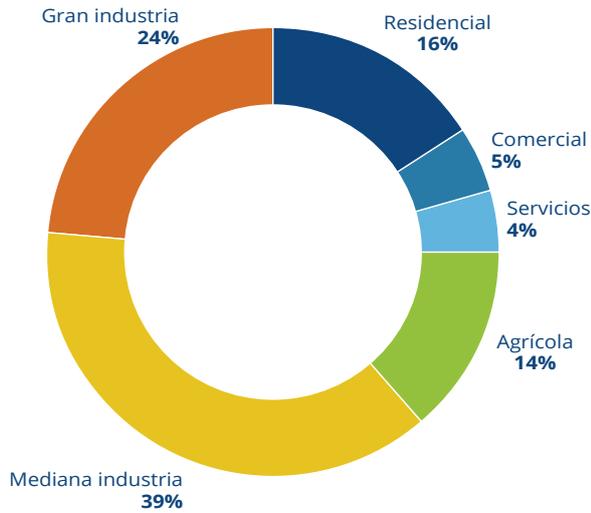
Guanajuato, con más de 45 parques industriales, incluyendo un clúster automotriz con grandes ensambladoras como General Motors, Hino Motors, Honda, Mazda y Toyota, se consolida como la sexta economía más grande de México y el cuarto estado en cuanto a la generación de empleos se refiere (CEMERSC, 2017).

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el estado de Guanajuato puede ser explicada parcialmente por su desarrollo industrial en sectores como el cuero-calzado, textil-confección, metalmecánico,

químico y petroquímico, agroindustrial, turismo, alimentos, comercio, construcción, minería y transporte. El crecimiento económico, acompañado en el aumento de la demanda energética, es liderado por la fabricación de máquinas y equipos (principalmente el automotriz), seguidos por los sectores de la construcción, la industria alimentaria y la petroquímica.

En términos de demanda de energía eléctrica, la proporción que cada sector aporta en el estado de Guanajuato puede ser vista en la Figura 8:

Figura 8. Consumo de energía eléctrica por sector en Guanajuato



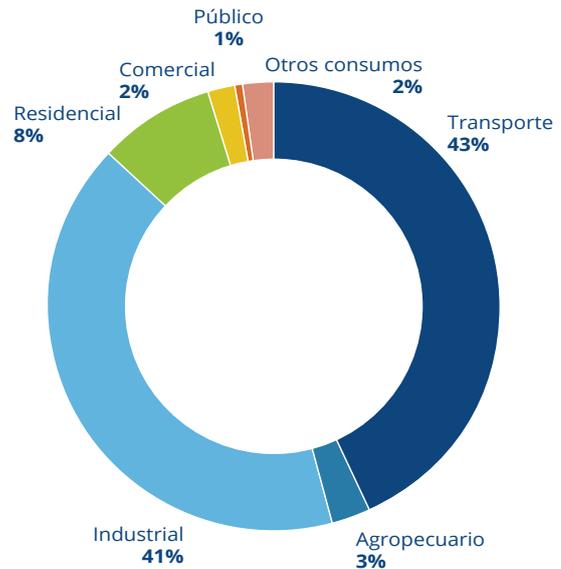
Fuente: elaboración propia a partir de (CEMERSC, 2017).

La tendencia indica que la proporción de consumo de energía eléctrica por sector mostrada en el gráfico anterior se mantendría en los próximos años, siendo la gran y mediana industria los sectores con una tendencia de crecimiento más pronunciada del 5% anual—además de representar más del 60% del consumo actual—, mientras que sectores como el residencial, el industrial y el comercio se mantendrían en su conjunto con un crecimiento de aproximadamente un 1.9% anual.

En cuanto a las medianas industrias, el estado también es un importante fabricante de productos alimenticios, textiles, calzado, equipos eléctricos y electrónicos, así como de productos farmacéuticos. Algunos de los principales fabricantes de productos alimenticios en el estado son Barcel, Grupo Bimbo, Nestlé y PepsiCo, mientras que los principales fabricantes de productos textiles incluyen a Vorter group, Textiles León. Otros fabricantes importantes en el estado incluyen al Grupo Vitro y el Grupo Simec.

Considerando el consumo total de energía por sector en Guanajuato, es decir, incluyendo todos los servicios energéticos, como el calor para la industria o el transporte, la proporción del consumo energético cambia. En la siguiente figura se observa la proporción en el consumo energético por sector del último balance energético realizado en el estado de Guanajuato.

Figura 9. Consumo final de energía eléctrica por sector en Guanajuato



Fuente: elaboración propia a partir de (CEMERSC, 2017).

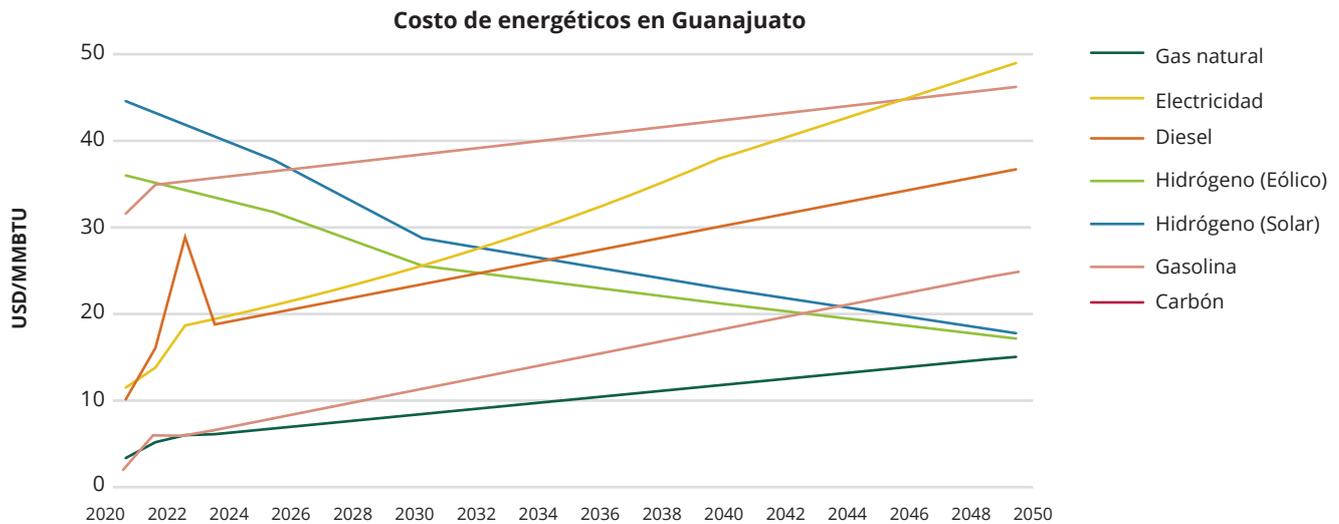
A partir de las Figuras 8 y 9, se puede observar que otros sectores juegan un rol importante para el análisis del consumo final de la energía. Destaca el sector transporte, que depende enteramente de energéticos como la gasolina y el diésel, y que representan respectivamente el 62.6% y 33.3% del consumo energético de este sector.

3.4. Costo de Energéticos en Guanajuato

Se recopilaron datos históricos de los costos de la gasolina, el diésel, el gas natural, la energía eléctrica y se proyectaron hacia 2050 junto con los del hidrógeno verde producido a partir de energía solar y energía eólica en Guanajuato, los cuales se muestran en la Figura 8. Los valores presentados son resultado de una extrapolación lineal con base en datos históricos. Además, se muestran en unidades energéticas (USD/MM BTU) con el fin de realizar una comparación más equitativa entre los diferentes energéticos.

Los valores presentados entre el 2020 y 2022 corresponden a históricos en dicho período de tiempo, mientras que para 2023 a 2050 se realizan proyecciones. Por su parte, el cálculo del costo energético del hidrógeno, tanto solar como eólico, se realiza con base en los supuestos detallados en el Anexo 3, considerando los costos nivelados del hidrógeno (LCOH) promedio para cada recurso energético a lo largo del horizonte de tiempo analizado. El cálculo del LCOH tiene tres componentes principales: el costo nivelado de la electricidad (LCOE), los costos operativos para la producción de hidrógeno (OPEX) y costos de inversión (CAPEX).

Figura 10. Proyecciones de costos por contenido energético de gasolina, diésel, gas natural, electricidad e hidrógeno producido a partir de energía solar y eólica.



Se han empleado los costos promedio de solar y eólica en Guanajuato, sin embargo, existe una dispersión de costos entre estas tecnologías que serán analizados más adelante.

Fuente: elaboración propia a partir de (GasolinaMX, 2022), (Index Mundi, 2022), (CRE, 2022) & (CRE, 2022).

En términos energéticos, el costo del hidrógeno producido con energía eólica alcanzaría la paridad de costos con la gasolina, el diésel y la electricidad antes del 2035. Por otro lado, el gas natural sería una fuente energética más económica que el hidrógeno verde en Guanajuato en el período al menos hasta el 2050, sin considerar incentivos al hidrógeno o impuestos al carbono.

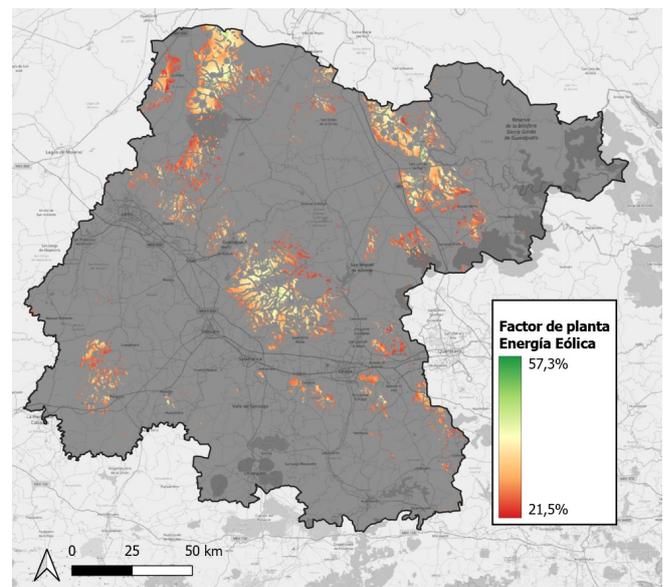
No obstante, el contexto energético mundial del 2022 puso en evidencia que los costos de los combustibles fósiles son volátiles. Por ejemplo, el carbón a nivel internacional aumentó su costo hasta en un 800 % entre 2020 y 2022. Tanto la volatilidad de los precios de los combustibles, como las metas de descarbonización gubernamentales y empresariales son motivos de peso para el uso de energéticos limpios. Sin embargo, a través de las entrevistas realizadas a diversos actores del estado, industrias como la producción de acero, automotriz y otras intensivas en el uso de procesos térmicos declaran no poder adoptar al hidrógeno verde como energético bajo en emisiones hasta que sea competitivo con su contraparte (usualmente gas natural) en términos de costos.

Lo anterior sugiere que el estado de Guanajuato deberá promover el uso del hidrógeno verde a través de mecanismos que le permitan a las industrias adquirir o producir este energético de forma competitiva o, como otra medida, desincentivar el uso de combustibles fósiles a través de impuestos al carbono, como ya se está haciendo en el estado con 250 MXN/tonCO₂eq (MexiCO₂, 2022), por citar algunas medidas que se podrían considerar en el estado.

3.5. Potencial Renovable de Guanajuato

En las Figura 11 y Figura 12 se presenta el potencial renovable eólico y solar en el estado de Guanajuato, determinados a partir de información del Global Wind Atlas (Global Wind Atlas, 2022) y el Global Solar Atlas (Global Solar Atlas, 2022), respectivamente.

Figura 11. Potencial eólico en el Estado de Guanajuato.

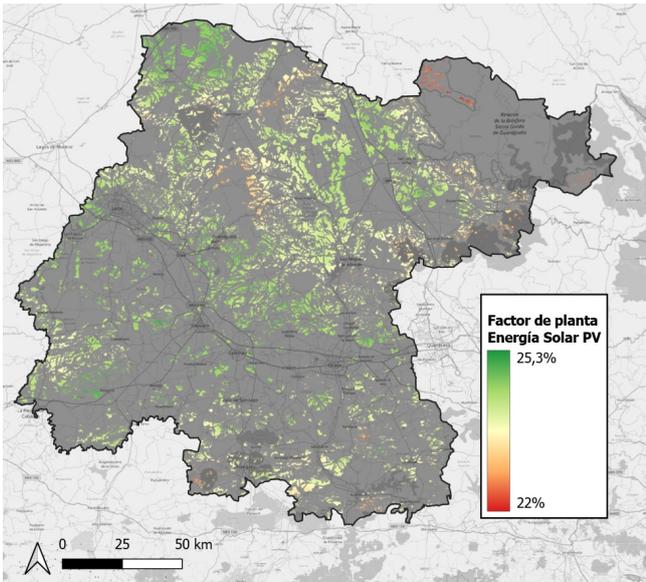


Fuente: elaboración propia a partir de (Global Wind Atlas, 2022).

Los mejores factores de planta eólicos en el estado (velocidad promedio anual superior a 5.8 m/s @ 100 m (EIA,

2022) se ubican principalmente en las zonas centro, noroeste y noreste del estado con factores de planta promedio de 30%. En el mapa desarrollado se muestra el potencial en donde es factible instalar proyectos de energía eólica, de acuerdo con las exclusiones de terreno que se presentarán con detalle en el capítulo 4, asociadas a la disponibilidad del uso de suelo para tal fin.

Figura 12. Potencial solar en el Estado de Guanajuato.



Fuente: elaboración propia a partir de (Global Solar Atlas, 2022).

El potencial solar en el estado cuenta con una distribución geográfica relativamente uniforme y con un factor de planta promedio de 24%, con una leve concentración en el noroeste del estado donde se alcanzan factores de planta máximos del 25,3%. En la región noroeste del estado existe un gran potencial tanto eólico como solar, por lo cual las instalaciones híbridas de energía renovable podrían ser de interés para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde.

Al igual que en el mapa desarrollado para energía eólica, solamente se muestra el potencial en donde es factible instalar proyectos de energía solar en Guanajuato, según los criterios detallados en el capítulo siguiente.

4. Análisis del potencial técnico-económico de producción de H₂ verde en el estado de Guanajuato

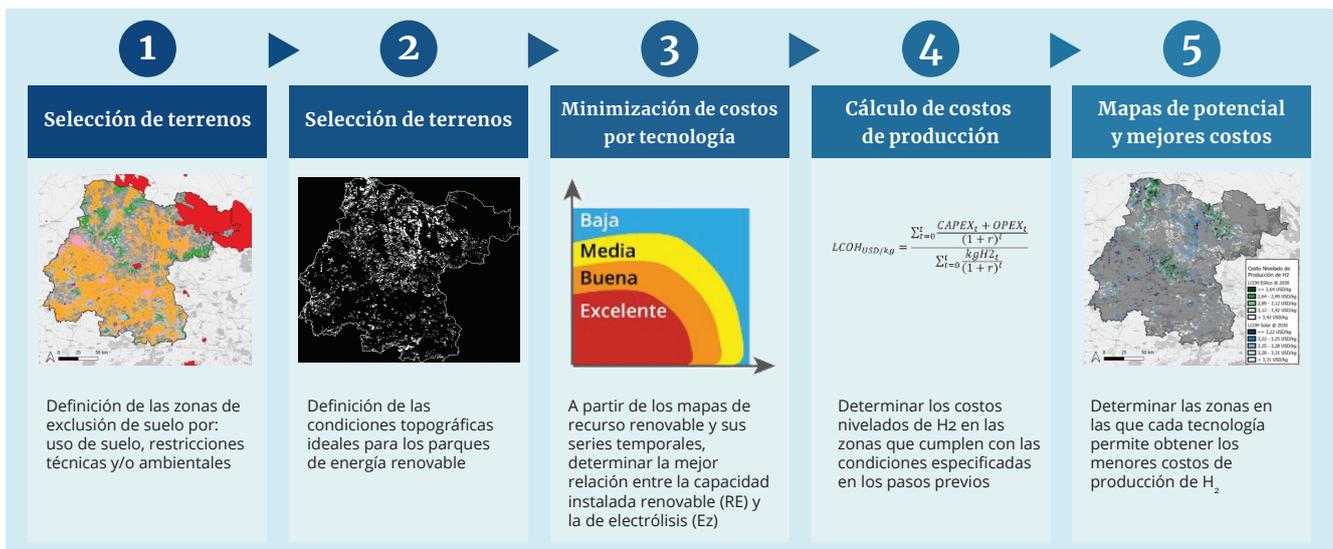
La presente sección tiene por objetivo presentar el análisis técnico-económico del potencial teórico de producción de hidrógeno verde en el estado de Guanajuato basado en la disponibilidad del recurso renovable y criterios de exclusión sociales y ambientales dependiendo de la tecnología de generación. Para este caso, se consideró la generación de energía renovable a partir de energía solar fotovoltaica y eólica, contemplando su despliegue a gran escala para la estimación de costos nivelados.

4.1. Metodología

El análisis se llevó a cabo en 5 etapas:

8. Exclusión de zonas dentro del estado por restricciones técnicas, ambientales y ocupación del suelo. Las zonas de exclusión se basaron en literatura científica de estudios similares y estudios previos realizados en el contexto mexicano.
9. Exclusión de zonas que no cumplan con las condiciones topográficas según la tecnología renovable a instalar.
10. Combinación de las capas previas de exclusión con los mapas de recurso renovable y aplicación de modelos técnico-económicos con el fin de determinar la mejor configuración de energía renovable y electrólisis
11. Determinar los costos de generación de hidrógeno para todo el territorio elegible dentro del estado.
12. Seleccionar los costos de producción de hidrógeno más competitivos según su fuente de energía y realizar el mapa de potencial de generación de hidrógeno.

Figura 13. Esquema simplificado del proceso de obtención del potencial técnico-económico a partir de las diferentes capas de datos en el estado de Guanajuato.



Fuente: elaboración propia.

4.1.1. Exclusión de zonas por consideraciones ambientales y sociales

A partir de los datos disponibles en el INEGI sobre la topografía de la región se construyó una capa de exclusión siguiendo las siguientes consideraciones de distancia según la tecnología de generación:

Tabla 1. Condiciones de exclusión según el uso del suelo.

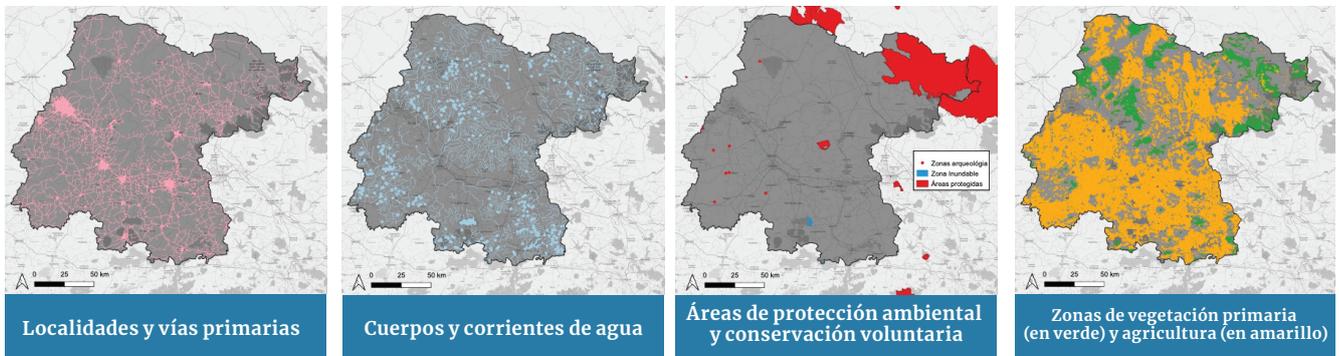
Característica	Distancia mínima a respetar [m] (Eólico/PV)	Fuente
Aeropuertos	5,000 / 200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016) / Considerado dentro de localidad
Carreteras	200 / 200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016)
Corrientes de agua	300 / 200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016) / (Pillot, Al-Kurdi, Gervet, & Linguet, 2020)
Cuerpos de agua	300 / 200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016) / (Pillot, Al-Kurdi, Gervet, & Linguet, 2020)
Localidades	1,000 / 200	(Ryberg, Robinius, & Stolten, 2018) / (Pillot, Al-Kurdi, Gervet, & Linguet, 2020)
Sitios Arqueológicos	1,000	(Hinicio, 2021)
Terrenos sujetos a inundación o zonas arenosas	300 / 300	(Pillot, Al-Kurdi, Gervet, & Linguet, 2020)
Vía férrea	200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016)
Áreas Naturales Protegidas	1,000	(GIZ, Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación, 2021)
Áreas Protección Voluntaria	1,000	Considerado como Área natural protegida

Fuente: elaboración propia.

También, se excluyeron las zonas de vegetación primaria y para el caso de la energía fotovoltaica se excluyeron además las zonas con destino agrícola. Esta última representa cerca del 50% del territorio, 14,500 km² apro-

ximadamente; esta restricción limita considerablemente despliegue de energía solar. Además, cerca de 10,000 km² pertenecen a áreas naturales protegidas o áreas de protección voluntaria.

Figura 14. Zonas de restricción técnica, ambiental o social.



Fuente: elaboración propia.

4.1.2. Exclusión de zonas por consideraciones topográficas

Cada tecnología de generación tiene requisitos diferentes en cuanto a las características físicas del terreno. En el caso de la energía fotovoltaica se verifica la pendiente

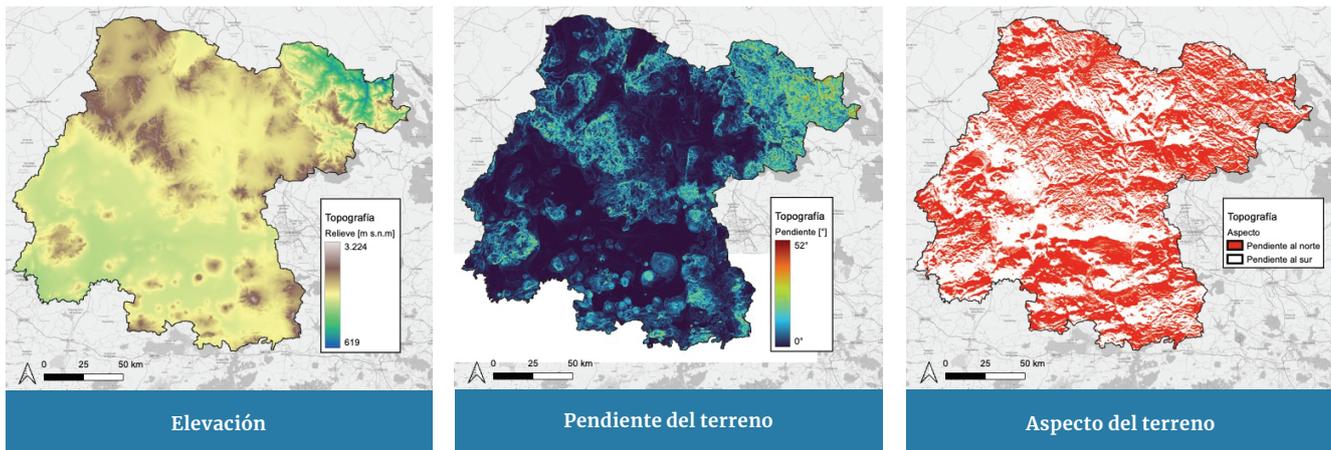
y la orientación de la pendiente, y para la energía eólica, la pendiente y la elevación como se explica en la Tabla 2:

Tabla 2. Condiciones de exclusión según las características topográficas.

Característica	Exclusión (PV/Eólico)	Referencia
Pendiente	$> 10^\circ$ / $> 8.53^\circ$ (15%)	(David Severin, Martin, & Detlef, 2017)
Orientación de la pendiente	Si pendiente hacia el norte, excluye pendientes $> 2.5^\circ$ (5%) / -	(David Severin, Martin, & Detlef, 2017)
Elevación	- / > 3000 [m]	(Hinicio, 2021)

Fuente: elaboración propia.

Figura 15. Características topográficas de Guanajuato evaluadas para determinar las zonas adecuadas según la tecnología.



Fuente: elaboración propia.

4.1.3. Cálculo de Costo Nivelado de Hidrógeno

A partir del potencial renovable identificado según el tipo de recurso y su mapeo geoespacial en Guanajuato, se obtuvo el potencial de costo nivelado de producción y la cantidad de generación anual de hidrógeno verde a lo largo de la geografía del estado. Para el cálculo del costo nivelado de hidrógeno se plantearon las siguientes hipótesis:

- Los factores de planta de energía renovable fueron extraídos de las herramientas de ESMAP **GlobalSolarAtlas**⁶ y **GlobalWindAtlas**⁷ para el recurso solar y eólico respectivamente.
- Se considera que los proyectos serán de gran escala con el fin de poder obtener una reducción de costos gracias a las economías de escala, es decir, se consideran proyectos por encima de los 100 MW de capacidad de electrólisis.
- Las plantas de energía renovable no se consideran conectadas a la red, por lo que los excesos de energía renovable no se podrán valorizar y serán considerados como vertimientos. **En caso de que se considere la posible venta de excesos de energía (en lugar de ser vertidos) los casos de negocio podrían mejorarse.**
- Se considera que la producción de hidrógeno es in-situ, por lo tanto, no se contemplan costos aso-

ciados al transporte de la energía o del hidrógeno; es decir, se determinó el costo nivelado de hidrógeno a la salida del electrolizador.

- Se realizó un análisis sobre la relación de dimensiones óptimas entre la capacidad de energía renovable y la capacidad de electrólisis para las condiciones de Guanajuato a nivel regional. Se determinó una relación de $1.4 (MW_{RE}/MW_{Ez})^8$ para el caso de la energía solar y de $1.9 (MW_{RE}/MW_{Ez})$ en el caso de la energía eólica con fines de simplificar el cálculo. La relación es más baja para el caso solar, ya que este recurso está limitado por las horas de sol, y un aumento de su capacidad con relación a la capacidad de electrólisis (por encima del valor encontrado) no se ve reflejado en un aumento de factor de capacidad del electrolizador; opuesto a lo que sucede con la energía eólica, pues este recurso puede estar presente a lo largo de todo el día.
- El análisis se realizó para los años 2030 y 2050, usando los supuestos de costos presentados en el **Anexo 4**.
- El cálculo se realizó asumiendo una vida útil del proyecto de 30 años, con una tasa de retorno del 8% y un cambio del *stack* de electrólisis cada 10 años por un costo de 20% el costo del equipo en el año cero⁹, usando la ecuación presentada en el **Anexo 5**.

⁶ Global Solar Atlas 2.0, una aplicación gratuita basada en la web, ha sido desarrollada y gestionada por la empresa Solargis s.r.o. en nombre del Grupo del Banco Mundial, utilizando datos de Solargis, con financiación proporcionada por el Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP). Para más información: <https://globalsolaratlas.info>

⁷ Global Wind Atlas 3.0, una aplicación gratuita basada en la web, desarrollada y gestionada por la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU). El Atlas Eólico Global 3.0 se publica en colaboración con el Grupo del Banco Mundial, utilizando datos proporcionados por Vortex, gracias a la financiación del Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP). Para más información: <https://globalwindatlas.info>

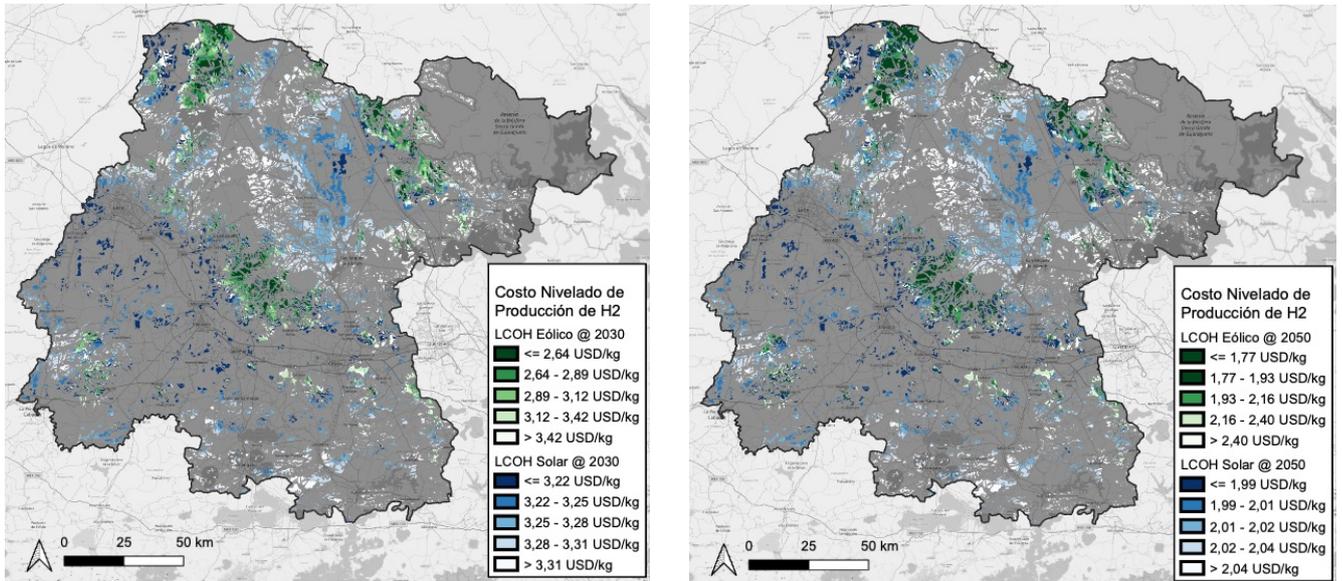
⁸ La relación MW_{RE}/MW_{Ez} hace referencia a las unidades potencia de energía renovable a instalar por cada unidad de potencia de electrólisis con el fin de obtener el menor LCOH en el caso de que no se puedan valorizar los vertimientos de energía renovable.

⁹ Dato obtenido de la base de datos técnica, propiedad de Hincio.

El análisis realizado tomó en cuenta los costos de electrólisis PEM por su capacidad de operar bajo carga variable sin correr riesgos como la electrólisis alcalina¹⁰. Sin embargo, para esta última se están realizando estudios para que pueda operar bajo carga variable al aumentar su presión de operación, usar baterías para

suavizar la curva de carga, o incluso combinar electrólisis alcalina y PEM en un mismo parque para que la PEM absorba las variaciones de carga. Al realizar el análisis con electrólisis alcalina, se pueden obtener costos nivelados entre un 10 y 15% menores aún con un rango de operación entre el 10% y el 100% de su potencia nominal.

Figura 16. Proyección de los costos nivelados de producción de hidrógeno más competitivos entre las 2 fuentes de energía renovable analizadas; a la izquierda la proyección al 2030 y a la derecha la proyección al 2050.



En tonos azules, los costos de producción más competitivos a partir de energía solar PV, entre más oscuro, menor el costo; en tonos verdes, los costos de producción más competitivos a partir de energía eólica, entre más oscuro, menor el costo. Las zonas sin color son zonas en las que por condiciones ambientales, sociales o topográficas no es posible instalar ninguna de las dos opciones.

Fuente: elaboración propia.

4.2. Análisis de los resultados

Como resultado del cálculo se obtuvo un costo nivelado al 2030 entre 1.68 y 3.97 USD/kg si se aprovecha el recurso eólico, mientras que si se genera a partir de energía solar, el costo nivelado estaría entre 3.12 y 3.47 USD/kg. La diferencia entre el recurso eólico y el solar se debe a los factores de planta que alcanzan cada tecnología; en el caso del recurso eólico, se consiguen factores de capacidad de hasta un 78% en el electrolizador con la relación de capacidad RE-EZ¹¹ adecuada, mientras que con el recurso solar el electrolizador solo alcanza un factor de planta de 34%. Es importante resaltar que tan solo el 1% del potencial eólico para la generación de hidrógeno permite obtener un costo inferior a 2.08 USD/kg, lo que representa menos de 30 MW de electrólisis.

A partir de los mapas generados de costo nivelado de hidrógeno, se evaluó el potencial teórico de capacidad electrólisis instalable en la región (ver Figura 17). Para ello se fijó que en 1 km² se pueden instalar 31.2 MW de energía solar¹², con lo que sería posible abastecer hasta 22.3 MW de electrólisis, o 4 MW de energía eólica¹¹, con lo que sería posible abastecer hasta 2.22 MW de electrólisis; estos valores se basan en un análisis de datos públicos de proyectos de estas tecnologías (solar y eólica) en México y la relación de capacidades determinada (ver Anexo 4: Suposiciones tecno-económicas).

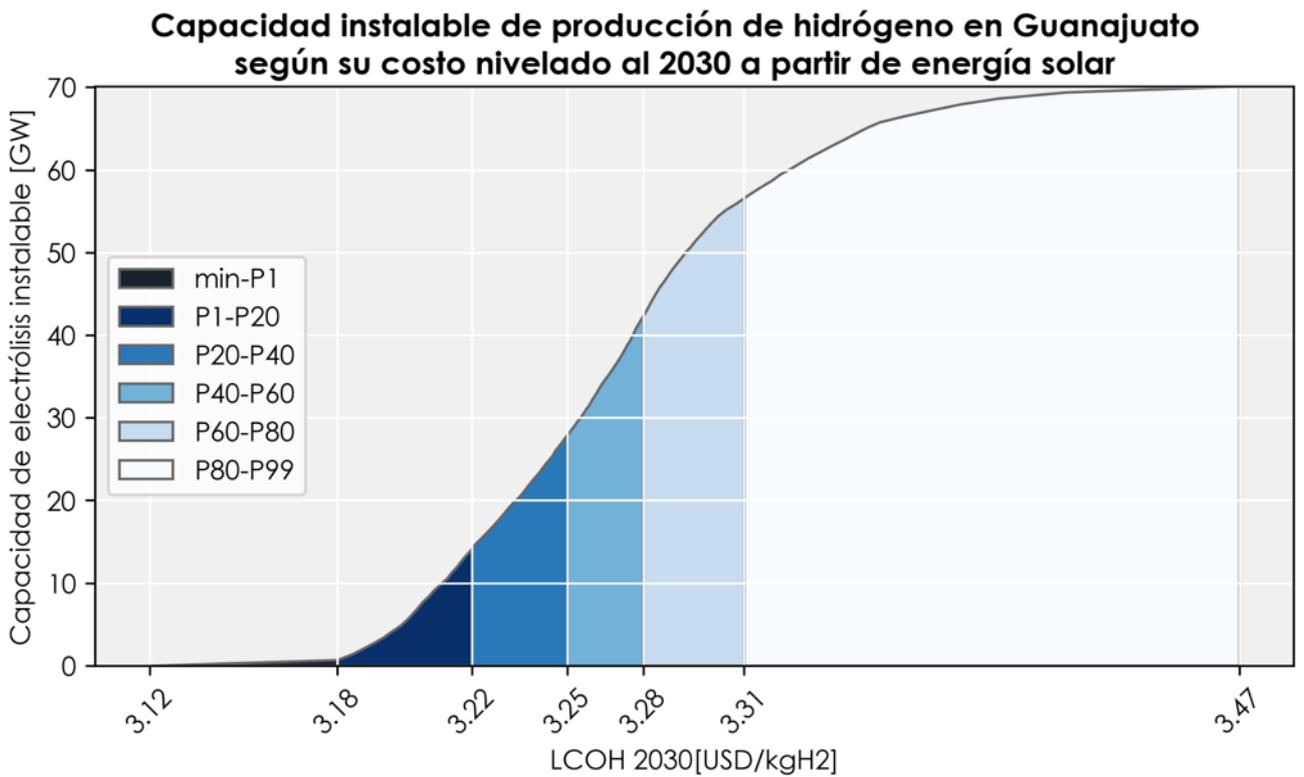
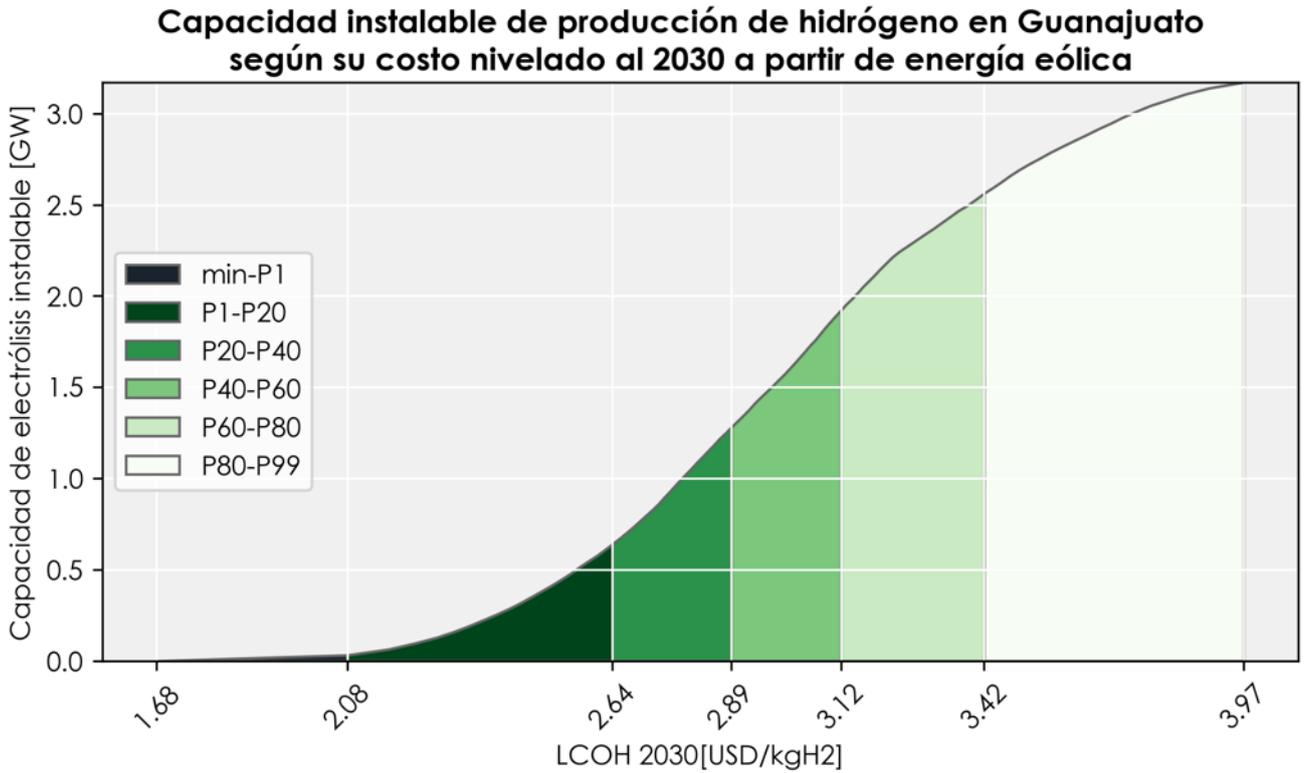
Los potenciales presentados a lo largo de este capítulo son teóricos y están sujetos a que el recurso hídrico esté disponible, en el capítulo 6 se estudia el potencial a partir del agua renovable en el territorio.

¹⁰ Las tecnologías de electrólisis de mayor despliegue actualmente son la PEM (de membrana de intercambio de protones) y la alcalina. En general, los electrolizadores alcalinos tienen un menor costo de adquisición, mientras que los PEM tienen mayor flexibilidad operativa respecto al porcentaje de carga con el que pueden funcionar, lo cual presenta ciertas ventajas al ser alimentados directamente de fuentes de energía intermitentes como la solar y la eólica.

¹¹ RE-EZ: Relación de potencia instalada entre la planta de energía renovable y el electrolizador en MW_{RE}/MW_{EZ}.

¹² Valor promedio obtenido a partir de proyectos solares ingresados en el Procedimientos de Evaluación de Impacto Ambiental (PEIA) ante el SEMARNAT y recopilados en la Gaceta Ecológica entre el 2016 y el 2022, considerando un factor esparcimiento del 75%; el detalle de los proyectos recopilados se encuentra en el Anexo 4.

Figura 17. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Guanajuato al 2030, segmentada por quintiles (superior: recurso eólico, inferior: recurso solar).



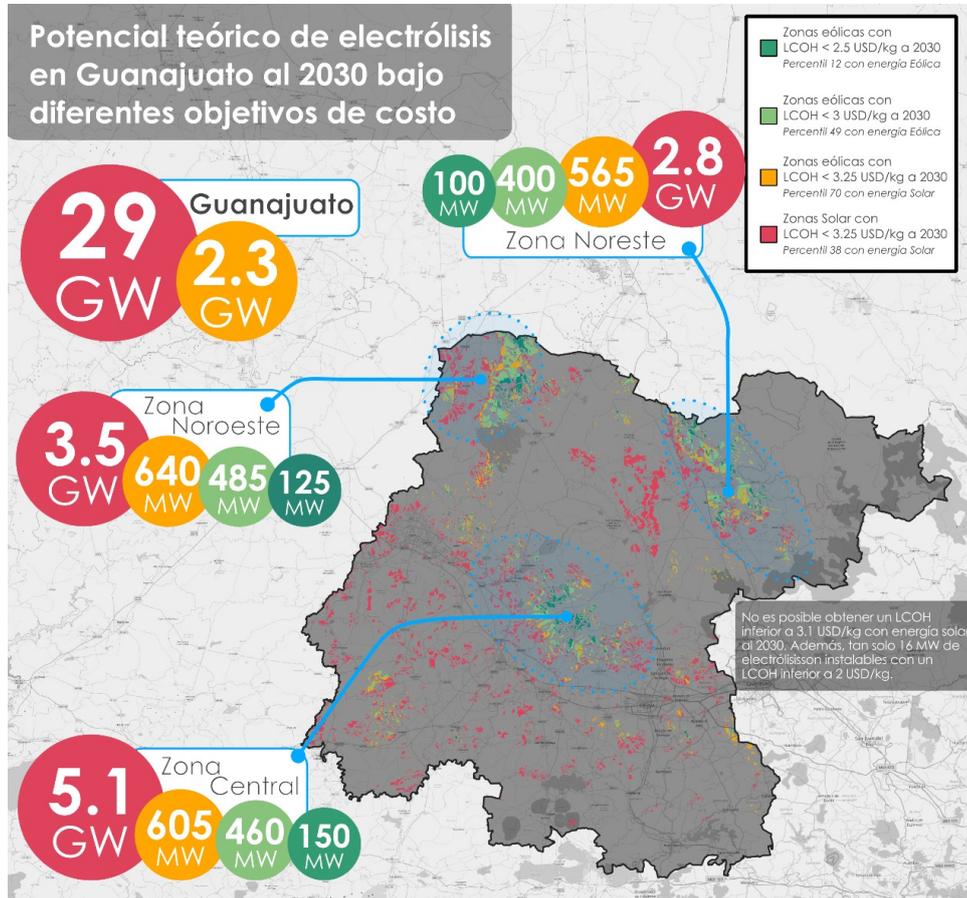
En el eje Y capacidad instalable de electrólisis acumulada por tecnología en GW y en el eje X los costos de hidrógeno correspondientes. A mayor costo objetivo, mayor será el potencial. Los colores de los quintiles coinciden con los colores de los mapas en la Figura 16.

Fuente: elaboración propia.

El potencial inestable ilustrado en la Figura 17, se trata del potencial teórico basado en la superficie que cumple con las condiciones descritas. Sin embargo, pueden existir otras restricciones que no fueron consideradas y que pueden reducir esta cifra.

El estado de Guanajuato tiene un potencial eólico para instalar hasta 1.6 GW de electrólisis para producir hidrógeno a un costo inferior a 3 USD/kg en 2030, de los cuales alrededor de 500 MW permiten un costo menor a 2.6 USD/kg.

Figura 18. Potencial teórico de electrólisis al 2030 en el estado de Guanajuato



Fuente: elaboración propia.

En Guanajuato se identificó que el potencial renovable que permite los costos de hidrógeno más competitivos en el estado se concentra en las 3 zonas con mejor recurso eólico, por otro lado, el recurso solar se encuentra distribuido a través de todo el territorio.

En el mapa presentado en la Figura 18 se resaltaron 3 zonas de interés por costo o por su ubicación:

- **La zona Central**, cuenta con un potencial de cerca de 5.7 GW de electrólisis (sumando el potencial solar con eólico) en las cercanías al corredor industrial del Bajío con un costo de producción de entre 1.85 y 3.25 USD/kg (promedio de 2.95 USD/kg). Esta zona cuenta con una infraestructura robusta de transporte de electricidad y gas, lo que podría habilitar los proyectos de producción de hidrógeno verde cerca del punto de consumo; adicionalmente, una demanda importante de hidrógeno verde podría venir del sector logístico, principalmente en Irapuato, el y petroquí-

mico, especialmente la Refinería de Salamanca. En la zona Central se podrían instalar hasta 150 MW de electrólisis para producir H₂V con un costo menor a 2.5 USD/kg en 2030.

- La zona Noroeste, cuenta con un potencial de cerca de 4.1 GW de electrólisis para producir hidrógeno verde con un costo promedio de 3.15 USD/kg (el promedio es alto, dado que la producción a partir de energía solar es predominante. Sin embargo, el costo promedio de los 640 MW de electrólisis alimentados por energía eólica es de 2.75 USD/kg). En la zona Noroeste se podrían instalar hasta 125 MW de electrólisis para producir H₂V con un costo menor a 2.5 USD/kg en 2030 a partir de parques renovables dedicados. Desde esta zona se podría buscar alimentar hidrógeno a la Zona Metropolitana de León. Adicionalmente, a menos de 10 km de la frontera estatal, en San Luis Potosí, ya hay planes de desarrollar un proyecto de generación de hidrógeno "Planta fotovoltaica de

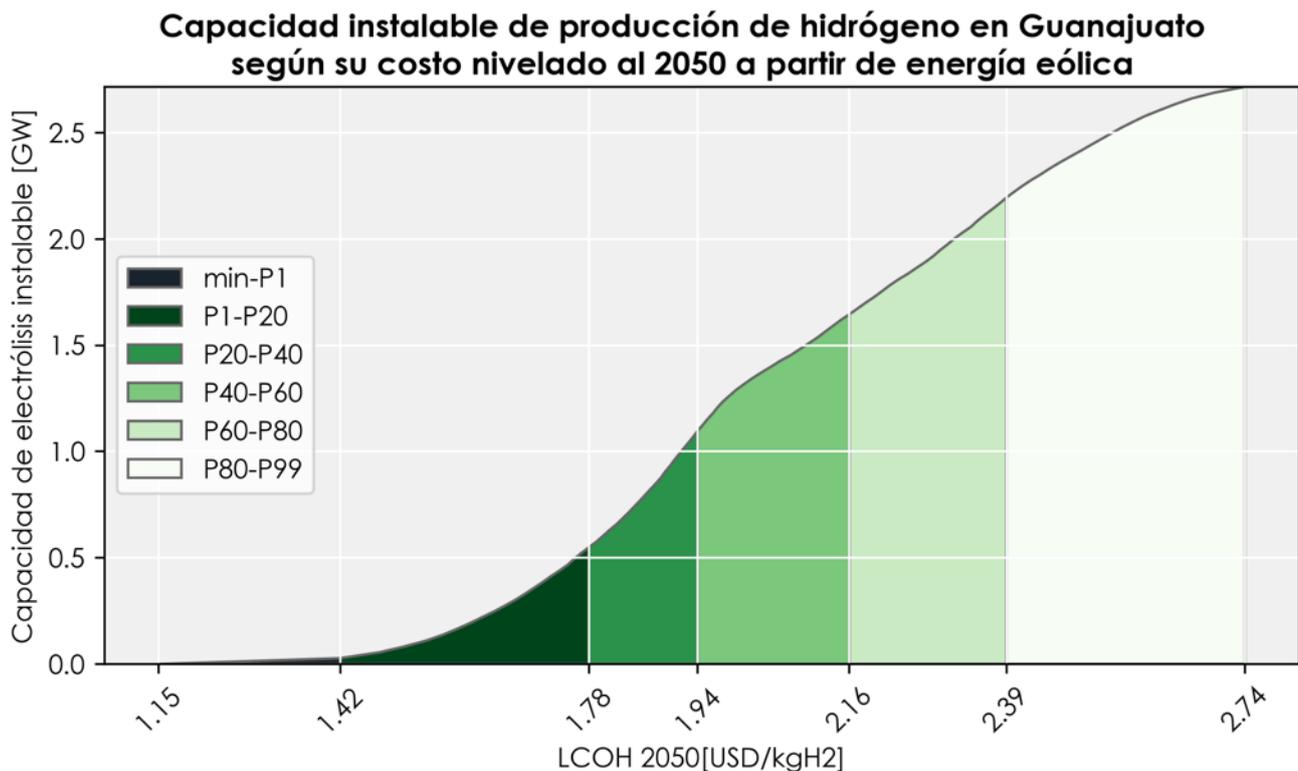
generación de energía eléctrica para la producción de hidrógeno verde Neptuno Solar 1”.

En la zona Noreste sería posible instalar cerca de 3.4 GW de electrólisis con un costo promedio de producción de 3.15 USD/kg; una de las desventajas de esta zona es su cercanía a la Reserva de la Biósfera de Sierra Gorda de Guanajuato. **En la zona Noreste se podrían instalar hasta 100 MW de electrólisis para producir H₂V con un costo menor a 2.5 USD/kg en 2030.** Por otra parte, habría que encontrar un consumidor de hidrógeno en la cercanía para considerar el desarrollo de un proyecto viable. Un punto importante a resaltar es que los terrenos identificados para el desarrollo de proyectos de energía renovable para la generación de hidrógeno con menores costos, coinciden con las zonas de menor costo de generación

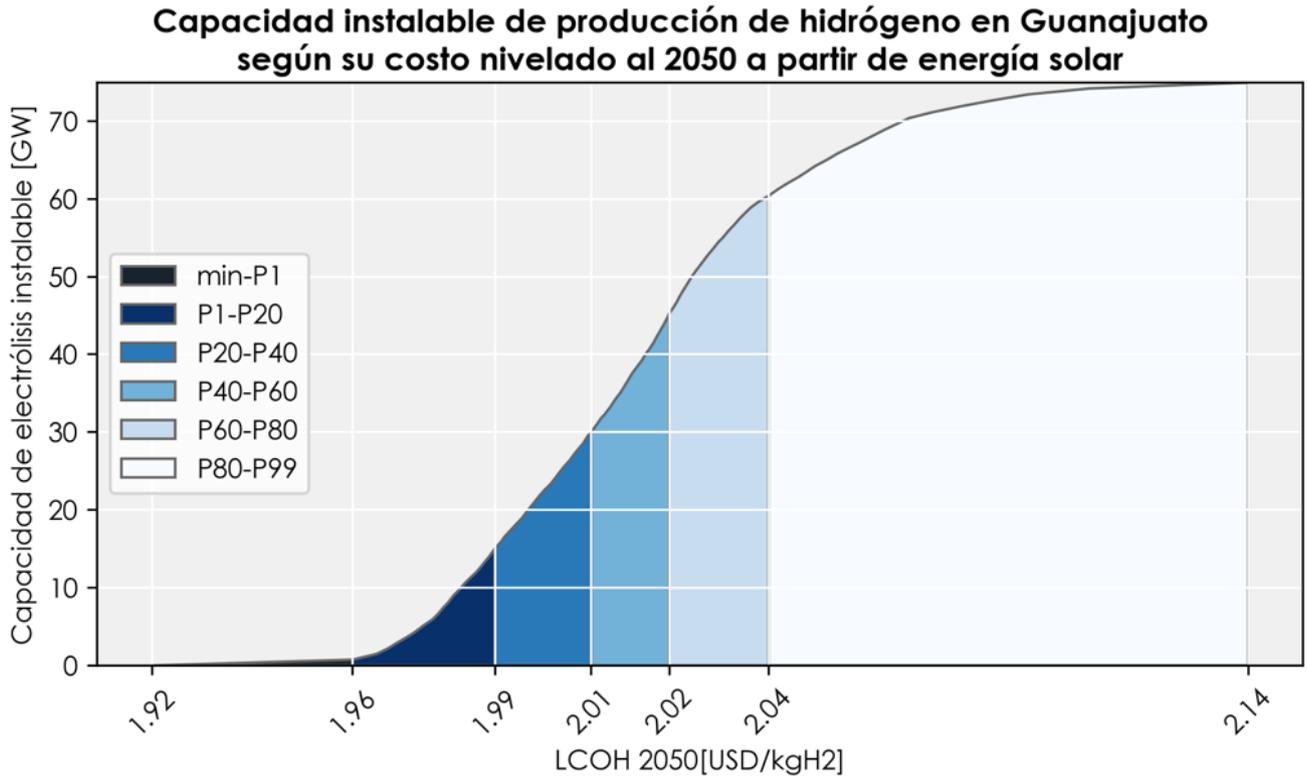
de energía eléctrica¹³, por lo que estas dos aplicaciones podrían competir. Sin embargo, dadas las dificultades para integrar energías renovables en gran escala (por no estar conectados al sistema nacional), la instalación de electrolizadores se podría convertir en una oportunidad para absorber las variaciones de estas fuentes de energía.

Al 2050, se identifica una reducción de costos más acelerada por parte del hidrógeno generado a partir de energía solar. Sin embargo, en términos generales, el recurso eólico sigue siendo más competitivo. Cerca de 1.9 GW de electrólisis eólica pueden ser instalados con un costo menor al costo más competitivo obtenido a partir de energía solar al 2030 (<3.12 USD/kg). Para 2050, solo 1 GW de potencial eólico será más competitivo que el potencial solar, que alcanzará costos de hasta 1.92 USD/kg.

Figura 19. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Guanajuato al 2050, segmentada por quintiles.



¹³ No siempre sucede de esta forma debido a los vertimientos de energía a la hora de generar hidrógeno de forma off-grid.



Fuente: elaboración propia.

Para 2050, Guanajuato tendrá un potencial de 180 MW de electrólisis con un costo menor a 1.5 USD/kg y cerca de 46 GW con un costo menor a 2 USD/kg (cerca del 60% del potencial solar al 2050 se encuentra por debajo de este costo).

5. Análisis cualitativo de demanda de hidrógeno verde

En este capítulo se presentan los aspectos clave que permitirían desarrollar la industria del hidrógeno verde en el estado de Guanajuato, y con esto entender la potencial demanda en diferentes sectores económicos que habrá en los próximos años. Para ello, se realizó el levantamiento en primera instancia del mercado actual del hidrógeno en el estado de Guanajuato, seguido de estudios de paridad de costos para tres usos finales del hidrógeno: como materia prima, para el transporte y para la generación de energía eléctrica.

Al finalizar el capítulo, se evalúan diferentes aspectos para poder determinar, a grandes rasgos, las condiciones actuales y futuras del estado para viabilizar la adopción del hidrógeno describiendo la capacidad de aportar en la reducción de GEI, también mediante la transición de hidrógeno gris a hidrógeno verde en sus usos actuales.

5.1. Mercado actual de hidrógeno en Guanajuato

Esta sección presenta un diagnóstico actual del mercado del hidrógeno en el estado de Guanajuato. El objetivo principal es identificar aquellas industrias que presentan consumo e incluso producción de este vector energético. Lo anterior ayudará a determinar la cantidad de hidrógeno demandado, su fuente de producción y las aplicaciones principales que se le dan hoy en día.

Siete sectores económicos¹⁴ se identificaron a través de bases de datos del gobierno, revistas, reportes y entrevistas con actores del sector público y privado. A partir del mercado actual del hidrógeno en Guanajuato se evaluó la competitividad de costos por sector para finalizar con la estimación de alto nivel del crecimiento de la demanda de H₂ y la matriz de indicadores cualitativos de Guanajuato.

A continuación, se presenta el estudio del mercado actual del hidrógeno en los sectores analizados:

- Metanol:** El estado de Guanajuato no cuenta con plantas de producción petroquímicas que generen metanol para consumo estatal o para exportación según el Anuario Estadístico de PEMEX de 2020 (PEMEX, 2020). Por lo tanto, el valor del hidrógeno consumido para esta aplicación es **0 kton/año**.
- Refinería:** Dentro del sistema nacional de refinación de PEMEX se identificó la planta de tratamiento de petróleo crudo de Salamanca en Guanajuato (PEMEX, 2020). Esta planta produce y consume el 16% del hidrógeno demandado por PEMEX por lo que la demanda de hidrógeno al año es de aproximadamente **35 kton/año**.
- Acero:** Según la Cámara Nacional de la Industria del Hierro y el Acero (CANACERO), en 2022 se identificaron 2 plantas productoras de acero en el estado de Guanajuato usando horno eléctrico. Dentro del proceso productivo del acero a través de horno eléctrico no se usa hidrógeno como reactivo para el proceso productivo. El hidrógeno se usa para el recocido de caja de rollos (tratamiento térmico). Según CANACERO, la producción en el estado en el 2021 fue de alrededor de 0.24 millones de toneladas de acero. A partir de entrevistas con actores del sector siderúrgico, se determinó que se consumen cerca de 6 m³ H₂ para tratamiento térmico de una tonelada de acero. Así, la demanda de hidrógeno para esta aplicación suponiendo una producción estatal de 0.25 Mton acero/año es de **0.15 kton/año**.
- Gases industriales:** A partir del informe *Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación* (GIZ, Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación, 2021) no se identificaron plantas de producción de gases industriales en el estado de Guanajuato. Por lo tanto, el valor del hidrógeno producido por este sector será considerado de **0 kton/año**¹⁵.
- Vidrio Flotado:** Entre los actores de mayor trayectoria en producción de vidrio en Guanajuato están Aluglass, Glass Master y Saint-Gobain. El hidrógeno tiene el propósito de evitar la oxidación del estaño fundido en los baños de estaño (Tin Bath) lo cual se da por ingresos de aire a la cámara de baño. Para evitar la oxidación, se usa un gas formador H₂/N₂ con concentraciones de hidrógeno que van desde 1 a 10%

¹⁴ Metanol, refinería, acero, vidrio flotado, amoníaco y químicos, gases industriales, papel, pulpa y cartón.

¹⁵ A través de la investigación de escritorio y las entrevistas realizadas con actores en el estado, no se identificó producción de hidrógeno por empresas de gases industriales adicional a lo consumido por los otros sectores considerados.

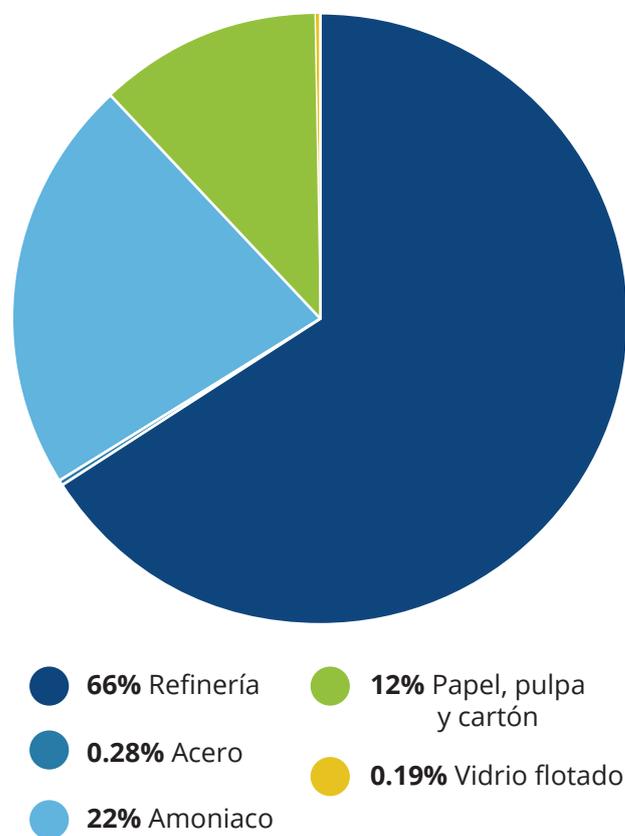
. Por lo general se usan volúmenes altos 90 Nm³/h, la cantidad demandada de hidrógeno estimada es de aproximadamente 0.1 ktonH₂/año.

- **Papel, pulpa y cartón:** En el proceso de producción de papel y pulpa se cuenta con un proceso que consiste en el aclaramiento de la pulpa ya que la pulpa de la madera triturada no posee los requerimientos de blanqueamiento exigidos por la industria (Institute for Industrial Productivity, 2022). El procedimiento más importante de blanqueamiento usa peróxido de hidrógeno en combinación con silicato de sodio e hidróxido de sodio (Tofani, 2021). De tal manera se encontraron más de 5 empresas en el estado con un consumo conjunto estimado en cerca de 6.2 ktonH₂/año.
- **Amoniaco y químicos:** La producción de amoníaco y químicos que consumen hidrógeno en Guanajuato se encontró lo siguiente.
 - El estado de Guanajuato no cuenta con plantas para la producción de amoníaco, por lo que no se cuenta con demanda estatal de H₂ para la producción de este compuesto.
 - El estado de Guanajuato no cuenta con complejos petroquímicos de PEMEX para la producción de amoníaco a partir de H₂ según el Anuario Estadístico PEMEX 2020. A partir de los comunicados públicos de la compañía se sabe que las plantas que se planean reactivar están en Veracruz, Michoacán y Baja California Sur.
 - El amoníaco como insumo para la obtención de fertilizantes puede ser un mercado atractivo para el hidrógeno verde ya que ayudará a reducir la dependencia de materia prima importada para su producción y puede incrementar la soberanía alimenticia al ser producido localmente. Según datos del Servicio de Información Agroalimentaria y Pesquera (SIAP) de la Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural de México, durante el ciclo agrícola 2020 – 2021 se sembraron un total de 1'095,593 hectáreas con fines agrícolas en el estado de Guanajuato. Entre los alimentos de mayor participación está maíz (46.3%), Frijol (5.9%), Sorgo (11.3%) y tomate rojo (1.4%).
 - La demanda de fertilizante¹⁶ para la superficie de siembra se estimó a ser de 252.7 kton fertilizante por ciclo siembra, 65 kton NH₃/año, que equivalen a una **demanda de hidrógeno estimada en 11.6 kton H₂/año.**

El diagnóstico del mercado de demanda actual del hidrógeno en Guanajuato se estima en 53 kton H₂ al año.

La siguiente figura presenta la distribución porcentual del mercado.

Figura 20. Diagnóstico actual del mercado de hidrógeno en Guanajuato.



Fuente: Elaboración propia.

5.2. Evaluación de competitividad en costo por sector

Se debe entender que el hidrógeno por su versatilidad en diferentes industrias puede ser analizado según el uso final que se le dé en cada una de ellas, por ello, la competitividad del hidrógeno verde en sus diversas aplicaciones debe ser analizada una por una.

El hidrógeno como materia prima (*feedstock*) debe compararse con su sustituto directo (por ejemplo, del hidrógeno gris); mientras que en el transporte se debe comparar de forma integral con la operación de vehículos con el combustible que se emplee en el segmento de transporte a descarbonizar, por ejemplo, diésel en el sector de carga pesada y por motivos de neutralidad tecnológica para la descarbonización del transporte pesado, también debería compararse con tecnologías como los vehículos eléctricos con baterías (BEV).

¹⁶ Usando sulfato de amonio con nitrógeno total de 21%

5.2.1. Estimaciones de la paridad de costos

El concepto de costo nivelado del hidrógeno (LCOH, por siglas en inglés) objetivo determina el costo que debería tener el hidrógeno verde para igualar los costos del energético o materia prima que se desea reemplazar en una aplicación (ver Anexo 4 para más detalles). Para términos de este documento se calcula el LCOH objetivo como (i) materia prima (comparado con hidrógeno gris), (ii) para el transporte (en contraste con vehículos de transporte de carga pesada a diésel) y (iii) para la producción de energía eléctrica, donde se compara con el costo de producción de generación eléctrica a partir de gas natural.

También se considera el LCOH en Guanajuato a partir de la producción de energía solar y eólica, considerando el P10 y P50 (Percentil 10 y percentil 50) para cada una de las tecnologías de generación, proyectando así el LCOH en una franja de precios en la que se espera que se desarrolle la infraestructura de producción del hidrógeno.

De esta manera es posible determinar en qué momento del tiempo la producción del hidrógeno verde tendría una paridad de costos en cada una de las industrias analizadas y así determinar si para una industria específica sería competitivo introducir hidrógeno verde dentro de sus procesos antes del 2050.

La adopción del hidrógeno verde en las diferentes industrias tendrá un sentido económico en la medida que la paridad en costos se de en una etapa temprana, por tal motivo, en la siguiente figura se muestra el análisis de paridad de costos donde cabe la pena señalar que:

- El hidrógeno como materia prima puede ser empleado en refinerías, producción de amoníaco, producción de metanol, producción de acero, procesos industriales (producción de cemento, entre otros) o donde se requiera una fuente de calor o proceso de hidrogenación.
- En el sector transporte puede sustituir los combustibles fósiles en diferentes segmentos vehiculares en donde el transporte de carga es uno de los casos de negocio más atractivos. Adicionalmente, también puede ser comparado con la electricidad en el caso que se desee analizar la descarbonización de este sector haciendo uso de múltiples tecnologías.
 - Los generadores de energía eléctrica con gas natural podrían reemplazar su consumo de combustibles fósiles, parcial o completamente, siendo reemplazados por la combustión de hidrógeno. Además, en cuanto a la producción

de energía eléctrica, el hidrógeno también puede ser aprovechado con una celda de combustible (FC, por siglas en inglés), que es un proceso electroquímico con mayor eficiencia energética que la combustión y, en general, con mejores rendimientos económicos.

5.2.2. Hidrógeno como materia prima

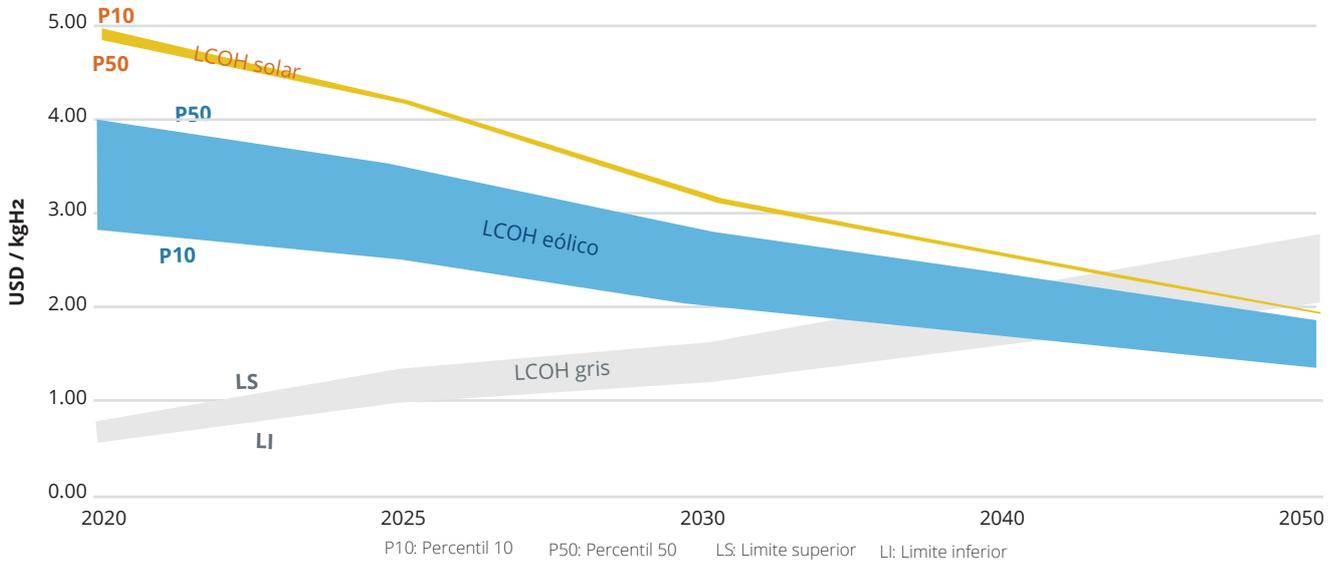
Como materia prima, se estima que el hidrógeno verde sea competitivo respecto al hidrógeno gris antes del 2040, aprovechando el 10% de los mejores recursos eólicos (P10) del estado. En la siguiente figura se muestra el LCOH gris en su límite superior (LS) e inferior (LI), representando la volatilidad del costo del gas natural, que es materia prima para la producción del hidrógeno gris. Estos límites se trazaron a partir de los históricos de costos del gas natural en México en donde se ha calculado una variación anual de $\pm 15\%$. Sin embargo, en un escenario donde el gas natural disminuya sus costos en la franja que define su LI, la paridad de costos se postergaría un par de años, estando cercana al 2042.

Por su parte, en cuanto a la producción de hidrógeno verde con energía solar fotovoltaica, se encuentra una paridad de costos a mitad de la década del 2040, incluso empleando el P10 del estado. La variación del LCOH gris nuevamente aplazaría unos años la paridad de costos con el hidrógeno verde solar, postergando la paridad a finales de la misma década.

De lo anterior se puede concluir que la producción de hidrógeno verde debería en un principio realizarse a partir de los mejores recursos eólicos del estado de Guanajuato para así competir con el hidrógeno gris en las industrias donde este elemento se emplea como materia prima. Un punto a destacar es que la volatilidad del costo del gas natural influye en el tiempo en el que la paridad entre el hidrógeno gris y verde se alcanzaría, y aunque en este análisis se ha considerado una variación del 15%, los datos históricos demuestran que en un año como el 2021, la variación anual puede llegar a superar el 500% respecto a su promedio histórico previo (CRE, 2022).

Por lo tanto, se esperaría que industrias como la del amoníaco, metanol, peróxido de hidrógeno (producción de papel) y aquellos procesos industriales que involucran el uso de hidrógeno gris como materia prima empiecen a adoptar el hidrógeno verde a finales de la década del 2030 e inicios de la década del 2040, debido a su competitividad en términos económicos y siendo producidos en principio a partir de energía eólica, siendo una alternativa baja en emisiones.

Figura 21. Proyección de paridad de costos entre hidrógeno gris y verde (solar y eólico) como materia prima sector industrial.

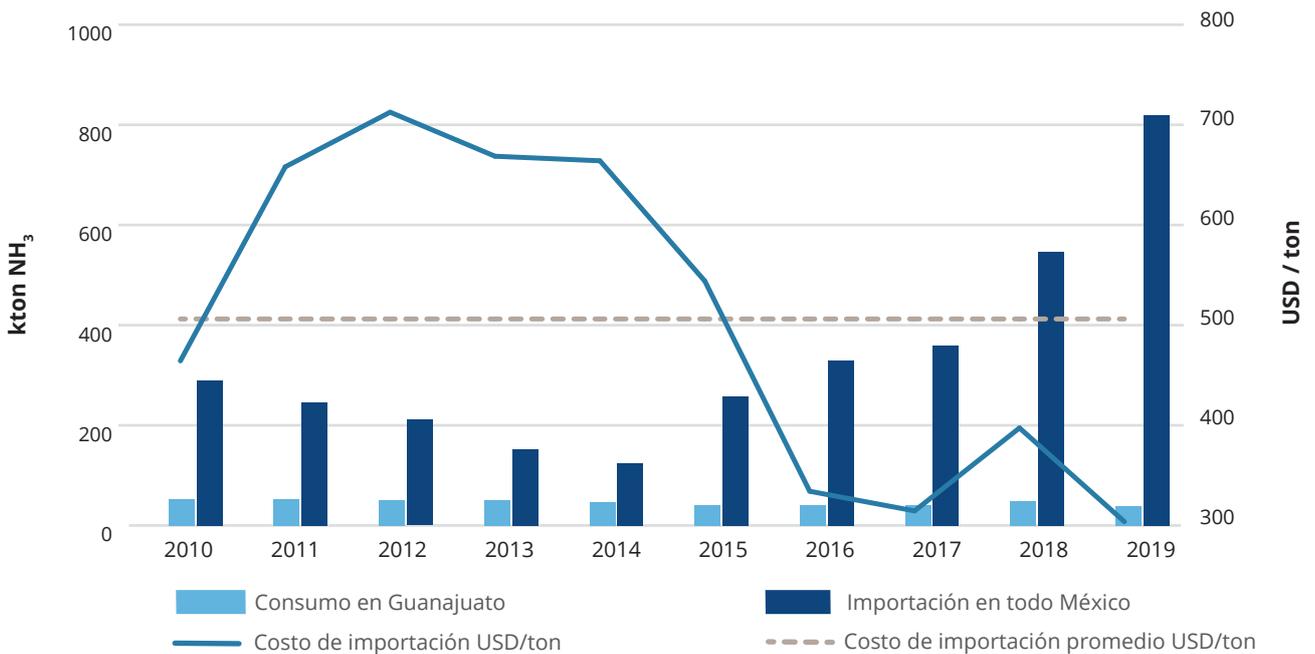


Fuente: elaboración propia

El hidrógeno como materia prima podría incentivar la industria agrícola en el estado de Guanajuato en su potencial de ser utilizado en la producción de amoníaco, industria que en los últimos años ha disminuido a nivel Nacional (ANIQ, 2019). Como se verá en el siguiente gráfico, es cada vez más la cantidad de amoníaco que México ha importado en los últimos años, creciendo un

284% entre 2010 y 2019. El costo de importación de amoníaco también ha variado entre estos mismos años, con un precio promedio de 506 USD/tonNH₃. Esto sin considerar la crisis del gas natural que persiste a la fecha de elaboración de este informe y que ha llevado al amoníaco a alcanzar valores que superan los 800 USD/tonNH₃ en mercados internacionales (Datasur, 2022).

Figura 22. Análisis de costo de importación y cantidad de amoníaco consumido en México y Guanajuato.



Fuente: Elaboración propia con datos de (ANIQ, 2019).

En este sentido, bajo la consideración del costo promedio en el que México ha estado importando amoniaco (506 USD/tonNH₃), se necesitaría un LCOH de hidrógeno verde cercano a los 1.82 USD/kgH₂ para competir con las importaciones de amoniaco, valor que podría alcanzarse en la década de 2040. Por otro lado, tomando en consideración los precios alcanzados en los mercados internacionales durante el 2022, este valor sería de 3.5 USD/kgH₂, el cual es alcanzable en el estado incluso antes del 2025.

5.2.3. Transporte pesado con hidrógeno

El sector del transporte de carga pesada con hidrógeno se espera que alcance la paridad de costos antes de 2025¹⁷, con respecto a los de motor de combustión interna (ICEV) de diésel. Esto haría del transporte el sector de aplicación con viabilidad económica más temprana en el estado entre aquellos analizados. Un escenario optimista sugiere que la descarbonización del transporte a partir del hidrógeno verde generado por energía eólica podría alcanzar la paridad de costos considerando la adquisición de los vehículos en el 2024. En el mercado existen también otras alternativas para descarbonizar el transporte pesado como los vehículos eléctricos con batería (BEV). Respecto a esta última tecnología, cabe la pena señalar que son una alternativa de cero emisiones directas con algunas ventajas y desventajas respecto a los vehículos eléctricos con celdas de combustible (FCEV).

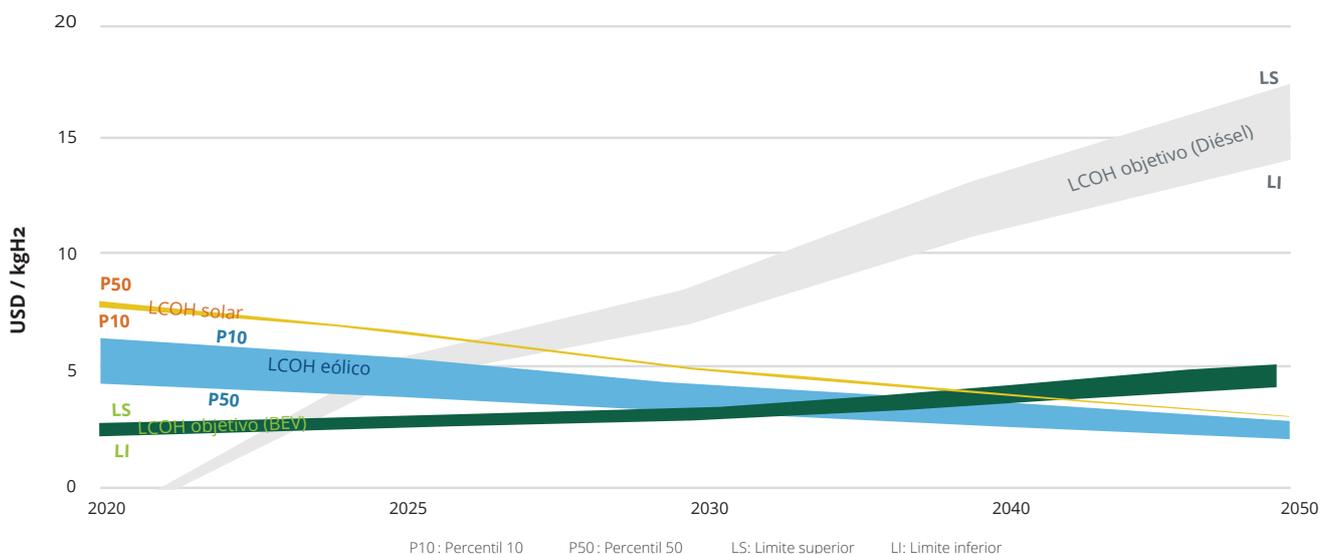
El análisis del sector transporte se realizó a partir de una comparación de costos entre los ICEV (diésel), BEV (baterías) y FCEV (hidrógeno). En este comparativo se

propone un análisis donde se consideran los siguientes costos para sus fuentes energéticas primarias:

- **ICEV:** Proyección lineal de costos del diésel a 2050 (ver Figura 8). Se considera una variación del costo del diésel de un ±10%, para introducir una fluctuación en los costos futuros de este energético, dando así un límite superior (LS) y un límite inferior (LI).
- **BEV:** Proyección lineal de costos de la energía eléctrica en Guanajuato (ver Figura 8). Se considera una variación del costo de la energía eléctrica de un ±10%, para introducir una fluctuación en los costos futuros de este energético, dando así un límite superior (LS) y un límite inferior (LI). Las proyecciones para esta tecnología no consideran la obtención directa de energía renovable a través de contratos de compra y venta de energía.
- **FCEV:** Costos del hidrógeno verde a partir del recurso renovable solar y eólico en Guanajuato considerando la cadena de valor del hidrógeno verde hasta el punto de suministro del usuario final (ver anexo 7). Se consideran el percentil 10 (P10, 10% mejores recursos) y el percentil 50 (P50, 50% mejores recursos) para cada recurso, en aras de dar una mayor sensibilidad al estudio.

A continuación, se muestran los resultados del análisis, tomando como referencia el costo que debería tener la producción de hidrógeno verde para que los FCEV puedan ser competitivos con respecto a los ICE y BEV bajo condiciones operativas similares.

Figura 23. Paridad de costos del hidrógeno en el transporte pesado.



Fuente: elaboración propia

¹⁷ La paridad de costos indica la fecha de adquisición y puesta en operación de los vehículos en el año indicado considerando un análisis de costo total de propiedad (TCO) durante todo su ciclo de vida, tomando en cuenta que conforme aumente la demanda se incrementen las fuentes de suministro de hidrógeno verde y éste reduzca su costo con el tiempo. Por ello, no necesariamente aplica tal cual a un proyecto piloto individual.

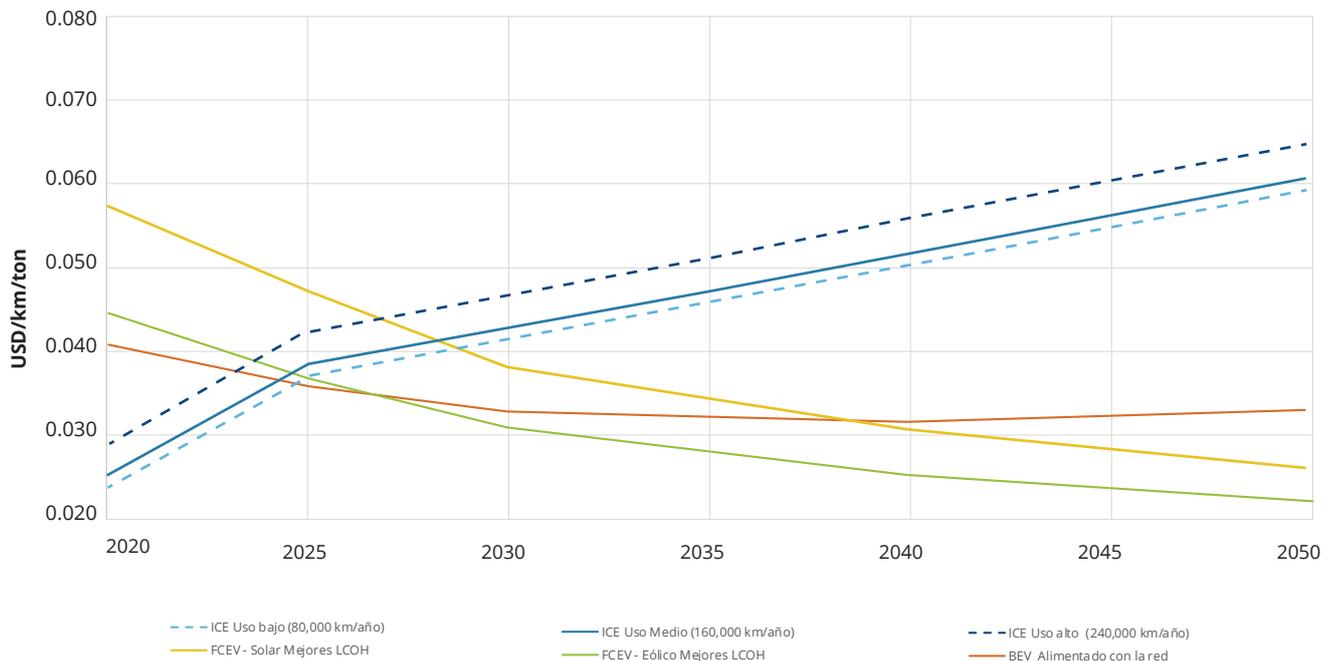
Los camiones de hidrógeno son vehículos eléctricos (EV) que almacenan energía en forma de hidrógeno comprimido y lo emplean para generar electricidad a través de celdas de combustible (o *fuel cells*) a bordo, que alimentan un motor eléctrico para impulsar al vehículo. **Al usar celdas de combustible, la eficiencia de conversión energética es superior a la de los motores de combustión, lo que contribuye a que su uso alcance la paridad de costos de manera temprana, aunque no necesariamente sea más barato el hidrógeno que el diésel por unidad de contenido energético (USD/MMBTU o USD/MJ). Esto es sin considerar ningún incentivo por la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero u otros contaminantes de la atmósfera, los cuales podrían acelerar aún más el que alcance la paridad de costos.**

Para realizar un análisis de competitividad más completo de los FCEV en el sector del transporte pesado, se calculó el costo total de propiedad (TCO, por sus cifras en inglés) en el cual se consideran los costos de adquisición,

operación y mantenimiento durante toda la vida útil de cada vehículo. Este análisis considera también las diferencias en el desempeño o eficiencia entre las alternativas y sus características técnicas, a partir del cual se obtiene un costo final por unidad útil o unidad funcional, que es un indicador más preciso para la comparación en costos tomando en cuenta la utilidad para el propietario de la unidad aplicable a una flota vehicular.

En este caso la unidad funcional es el transporte de una unidad de carga por unidad de distancia transportada, considerando también la capacidad de carga de cada tecnología, por lo que se calculó el TCO en costo por kilómetro y por tonelada durante su vida útil, como se muestra en la Figura 22 para diferentes intensidades de uso. El comparativo se realiza entre camiones con motores de combustión interna de diésel (ICEV), camiones eléctricos a baterías (BEV) y camiones eléctricos de celda de combustible de hidrógeno (FCEV).

Figura 24. Análisis de sensibilidad de costos por kilómetro recorrido entre tecnología convencional (ICE) y las celdas de combustible (FCEV). Considera los supuestos por tecnología del Anexo 7 entre los cuales se incluye: eficiencia, CAPEX, costos energéticos, tiempo de vida útil.



Fuente: elaboración propia.

A partir de la información contenida en el gráfico anterior es posible dimensionar, según su nivel de actividad, el costo por tonelada y por kilómetro para un vehículo a combustión (ICEV) en comparación de un vehículo con celda de combustible (FCEV) alimentado con hidrógeno verde producido con energía eólica y solar. Variar un $\pm 50\%$ el nivel de actividad con respecto a los 160 mil kilómetros que recorre un vehículo de carga en México podría postergar la paridad de costos por kilómetro entre 2023 y 2024, alimentándose con H₂V eólico, mientras

que para H₂V solar las fechas de paridad se estiman que sean entre 2027 y 2029.

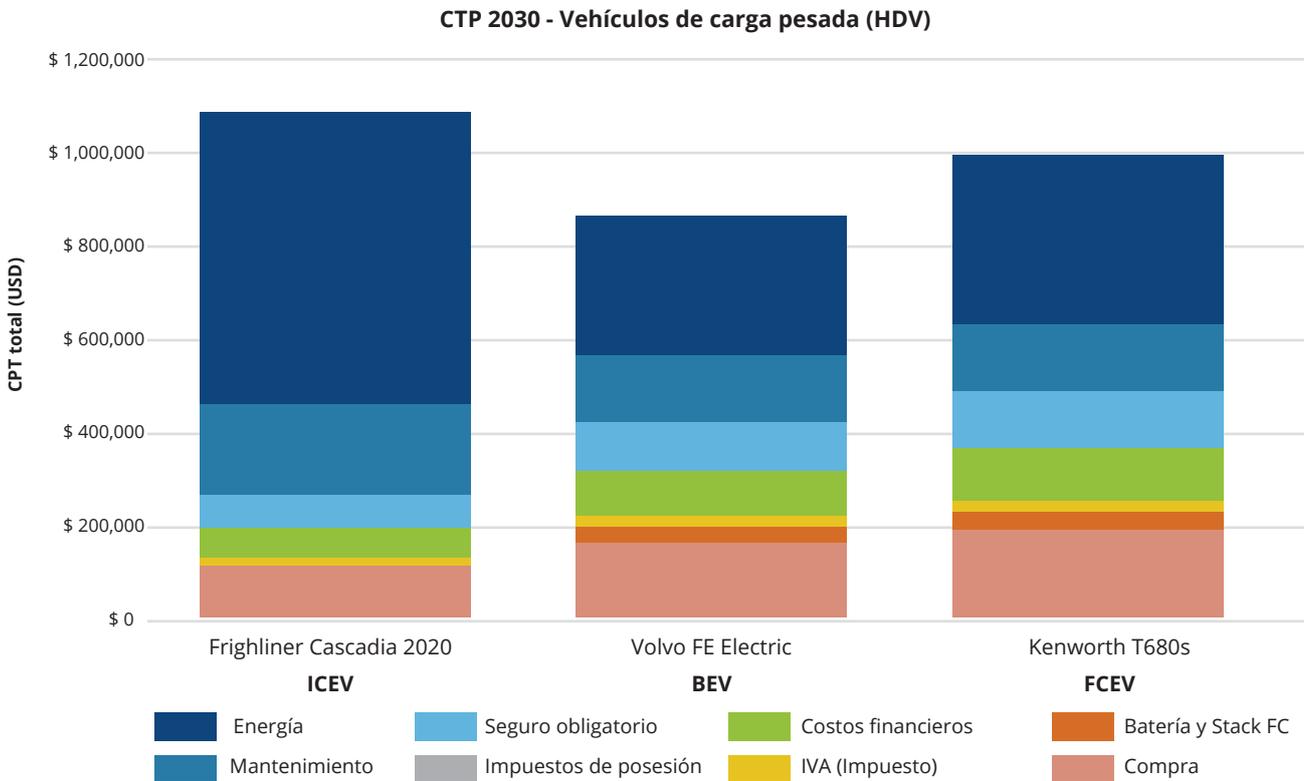
Si bien los BEV requieren menores costos de inversión para su adquisición y para desplegar su infraestructura de recarga, además de una mayor eficiencia energética, los FCEV ofrecen ventajas como tiempos de recarga menores y autonomías más extendidas, lo que resulta en más horas efectivas de uso en el día y la capacidad de adoptar rutas con puntos de repostaje más distantes.

Entre las desventajas de los BEV destaca que las baterías ocupan mayor espacio y con las tecnologías actuales pueden ser hasta tres o cuatro veces más pesadas que los sistemas de almacenamiento y uso de hidrógeno, reduciendo la capacidad útil del camión para transportar mercancías (GIZ, Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación, 2021).

Un análisis más detallado sobre la competitividad de las diferentes tecnologías mencionadas se puede consultar en los reportes “Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación” (GIZ, 2021), en particular el [Tomo](#)

[V: Aplicaciones en el sector del transporte](#). Por ejemplo, en términos del costo total de propiedad (TCO) para vehículos de carga pesada (HDV) en México, para 2030 las tres tecnologías serían económicamente similares entre sí. La Figura 25 toma valores promedio a nivel nacional por lo que no contempla el alto potencial eólico específico de Guanajuato, que reduciría el TCO del FCEV. La Figura 25 representa el costo total de propiedad por cada tecnología en la cual no se refleja algunas ventajas del camión de hidrógeno frente al eléctrico a baterías, como su uso por más horas del día y con mayor capacidad de transporte de carga.

Figura 25. Comparativo de TCO de diferentes tecnologías para camiones de carga en México 2030.



Fuente: elaboración propia a partir de (GIZ, 2021).

Guanajuato ha buscado posicionarse a la vanguardia en la aplicación de combustibles bajos en emisiones en sistemas de transporte y para ello lanzó un programa de movilidad limpia. Como parte de este proyecto, las empresas MAN Truck & Bus México y Volkswagen Camiones y Autobuses han puesto a prueba buses con motor a gas natural, así como modelos de vehículos comerciales eléctricos, en el municipio de León. Este plan tiene como objetivo fomentar medios alternos de movilidad, una mejor convivencia, cultura vial y mayor integración entre diversos modos de transporte. Este plan hace parte de las tareas principales de la Secretaría de Infraestructura, Conectividad y Movilidad del Estado (SICOM, 2021).

Si bien existe una reducción en las emisiones debido a la sustitución de diésel por gas natural, tomando en consideración las emisiones del Well-to-Wheel (pozo a rueda), las emisiones asociadas al gas natural se ubican arriba de los 120gCO₂/km contra 160gCO₂/km del diésel y poco más de 190 gCO₂/km para gasolina (Engerer, 2010). Otros combustibles como el etanol y biodiésel ofrecen un ahorro en alrededor del 25% de las emisiones (110 y 90 gCO₂/km respectivamente) en comparación de aquellos de gas natural y diésel (The Contribution of Natural Gas Vehicles to Sustainable Transport, 2010). En contraste, se considera bajo los mismos criterios que las emisiones de fuentes móviles por parte de las unidades FCEV operadas con hidrógeno verde son nulas, al ser producido a partir de fuentes renovables (Wang, 2002). Lo mismo

podría aplicar a los BEV siempre y cuando la electricidad que utilicen sea 100% renovable.

Por otro lado, las emisiones de NOx, SOx, entre otros gases, también se asocian a la combustión de gas natural, motivo por el cual las alternativas como BEV y FCEV serían una mejor opción en términos medio ambientales, en particular al buscar la emisión local de contaminantes para buscar mejorar la calidad del aire.

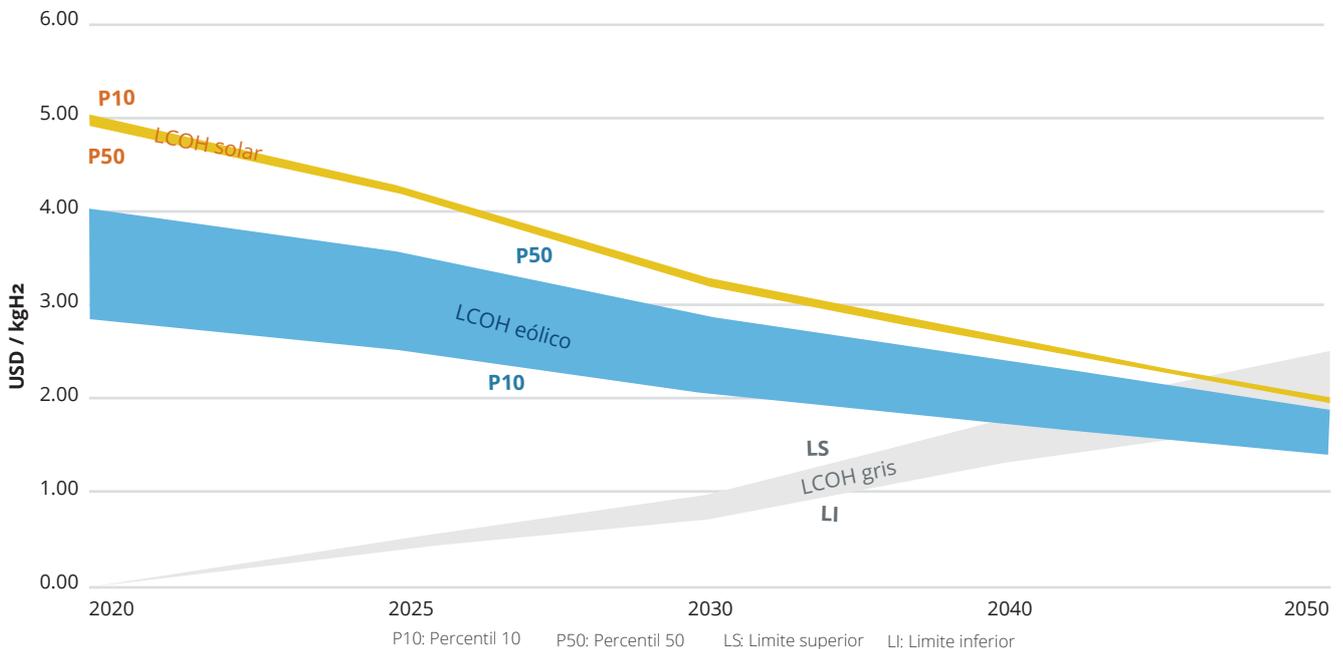
Tomando como referencia el análisis realizado en esta sección, se espera que los BEV sean en general más competitivos que los FCEV en términos económicos por lo menos hasta finales de la presente década. Sin embargo, requisitos como una alta disponibilidad de los vehículos, que no es compatible con largos tiempos de recarga, largas autonomías y mayor capacidad de carga, darían lugar a una oferta para los FCEV en los segmentos que demandan estas condiciones operativas. Por lo tanto, la demanda de hidrógeno verde para el transporte pesado estaría enfocada principalmente en sectores con las condiciones antes mencionadas, limitando la demanda del hidrógeno a segmentos específicos en donde

las baterías no podrían competir por sus restricciones tecnológicas. Para la evaluación de casos específicos, se recomienda hacer un análisis comparativo ya que diferentes requerimientos operativos en términos de horas de operación, distancias y diferencias de altura a recorrer, entre otros, podrían arrojar casos de mayor competitividad de hidrógeno respecto a las baterías antes de lo proyectado.

5.2.4. Hidrógeno como energético

Para la generación de energía eléctrica estacionaria, se proyecta que hasta finales de década del 2030 sería posible alcanzar paridad de costos entre la generación de energía eléctrica a partir del gas natural y la producida usando celdas de combustible de hidrógeno en Guanajuato. La principal razón se debe al bajo costo energético del gas natural que se encuentra en Guanajuato, que son los energéticos más económicos en el estado. Para 2030, se requeriría contar con un LCOH verde cercano a 1 USD/kg para lograr la paridad en costos con la electricidad producida en ciclos combinados de gas natural.

Figura 26. Proyección paridad de costos entre hidrógeno objetivo e hidrógeno verde (solar y eólico) para generación energía.



Fuente: elaboración propia

Para antes del 2050, el hidrógeno como materia prima, energético para transporte y generación de energía eléctrica promete ser una solución económicamente viable en el estado de Guanajuato. La energía eólica podría ser la fuente de generación que permita producir el H₂ verde

más económico en este estado, motivo por el cual se recomienda analizar en primera instancia este recurso al momento de desarrollar proyectos de hidrógeno verde para el uso final de las industrias analizadas.

5.3. Estimación de alto nivel del crecimiento de la demanda de H₂

El estado de Guanajuato, por su naturaleza industrial está caracterizado por una fuerte presencia del sector de fabricación de autopartes, siendo esta industria la más representativa en cuanto a sus exportaciones se refiere. Entre otras industrias destacables se encuentran la industria química y la industria agrícola. En los últimos años ha crecido no solo la inversión extranjera directa sino también las exportaciones del estado, siendo Estados Unidos el país con el que más se tiene interacción económica.

Las industrias con metas de descarbonización ven como solución de corto plazo la electrificación y el uso de energías renovables, dejando un espacio para el hidrógeno verde en aquellas actividades difíciles de electrificar, como las mencionadas en la sección anterior.

Por lo anterior, la descarbonización de la red eléctrica en Guanajuato debería favorecer la inyección a la red de la energía proveniente de fuentes renovables (solar y eólica), principalmente por su competitividad en precios, mientras que, el hidrógeno tendría un mayor protagonismo en industrias como la refinación, la producción de amoníaco, productos químicos, entre otros. Muchos de estos sectores emplearían el hidrógeno en procesos que demandan grandes cantidades de energía térmica, que como se puede observar en la Figura 8, no tendría competitividad antes de la década de los 2040.

Lo anterior es respaldado por la opinión de expertos quienes a través de entrevistas fueron consultados sobre por la posibilidad de utilizar el hidrógeno dentro de sus procesos térmicos, como en la producción de acero. Los grandes corporativos industriales son conscientes de los beneficios ambientales que traería para su industria

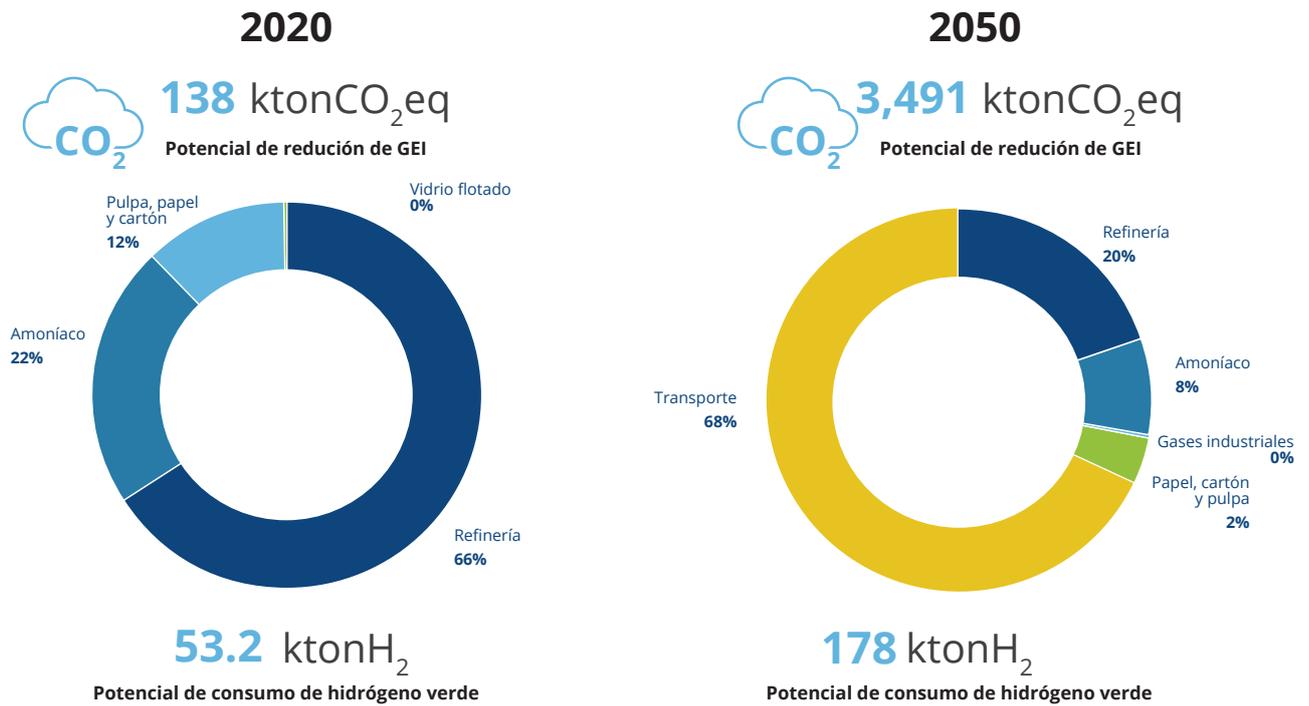
la implementación del hidrógeno verde, sin embargo, ven como un gran problema su pérdida de competitividad en los mercados por causa de sobre costos en sus energéticos, motivo por el cual han aplazado su decisión de migrar a tecnologías como el hidrógeno. Otro factor determinante, de acuerdo con los actores entrevistados, es la capacidad que tendrían las decisiones gubernamentales que, en pro de acelerar la transición energética, motiven a la industria a partir de incentivos, que les permitan contar con un marco regulatorio que les brinde seguridad jurídica y financiera para el desarrollo de proyectos de energías renovables, indispensables para la producción de hidrógeno verde.

El hidrógeno verde demostró tener paridad de costos tempranamente en el sector transporte, en donde logra su paridad antes del 2030, además, el hidrógeno verde como materia prima tiene paridad hacia finales de la década del 2030, motivos por los cuales se esperaría que tuviese una oportunidad de adopción en sectores como: producción de químicos, producción de fertilizantes simples, producción de papel, producción de vidrio flotado y el transporte pesado de carga.

Considerando lo anterior, se ha estimado el consumo de hidrógeno verde en Guanajuato para 2020 y 2050, donde se ha tenido en cuenta el crecimiento del mercado de los diferentes sectores mencionados, la paridad de costos y el consumo actual del hidrógeno gris, así como las entrevistas llevadas a cabo para este estudio para evaluar la adopción del hidrógeno verde en Guanajuato.

En la Figura 27 se muestra la evolución proyectada de la demanda de hidrógeno verde a 2050, incluyendo una estimación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que podrían reducirse mediante su uso.

Figura 27. Evolución de la demanda de hidrógeno en Guanajuato 2020 – 2050.



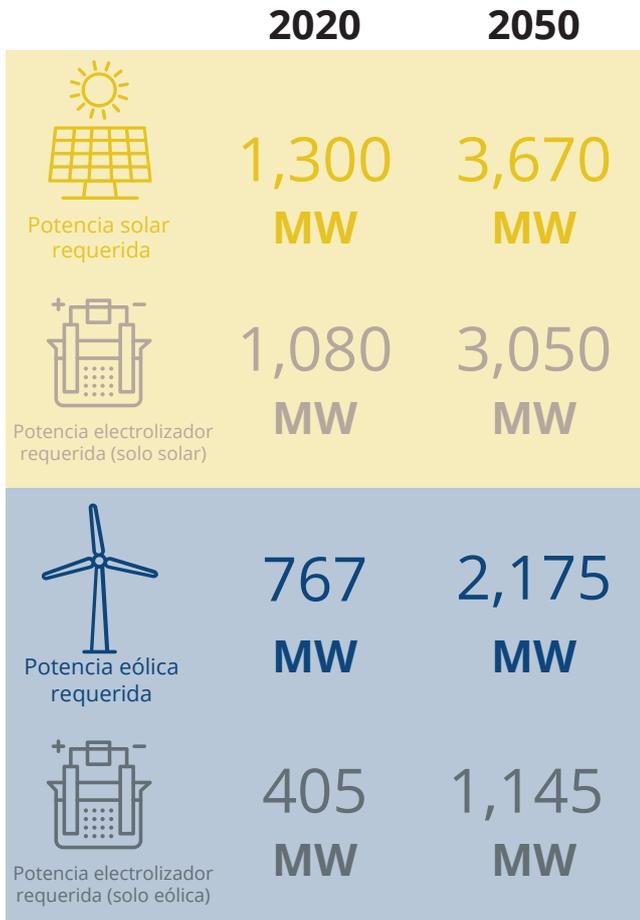
Fuente: Elaboración propia.

El potencial de consumo de hidrógeno en Guanajuato se multiplicaría más de 3 veces en solo 30 años, siendo el sector de transporte pesado el que más aportaría en su crecimiento.

Para dar un orden de magnitud en las necesidades de despliegue de infraestructura para satisfacer la potencial demanda de hidrógeno verde en el estado de Guanajuato, la Figura 28 muestra la potencia de energía renovable necesaria a ser instalada en 2020 y 2050,

como también la potencia de electrólisis, suponiendo que fuera usada únicamente una de las dos fuentes de energía, de ser desplegado probablemente sería un valor intermedio tanto para capacidad renovable como de electrólisis según la mezcla de solar y eólica con la que se terminara produciendo el hidrógeno verde.

Figura 28. Estimación de infraestructura de generación renovable para satisfacer la potencial demanda de hidrógeno en Guanajuato (solar y eólico considerando el P10).



Fuente: Elaboración propia.

5.4. Matriz de indicadores cualitativos

Existen diferentes factores que podrían influenciar la demanda de hidrógeno verde a nivel estatal en las próximas décadas. Estos pueden ser desde aspectos tecno-económicos hasta ambientales, con los cuales se puede evaluar cualitativamente el potencial que cada

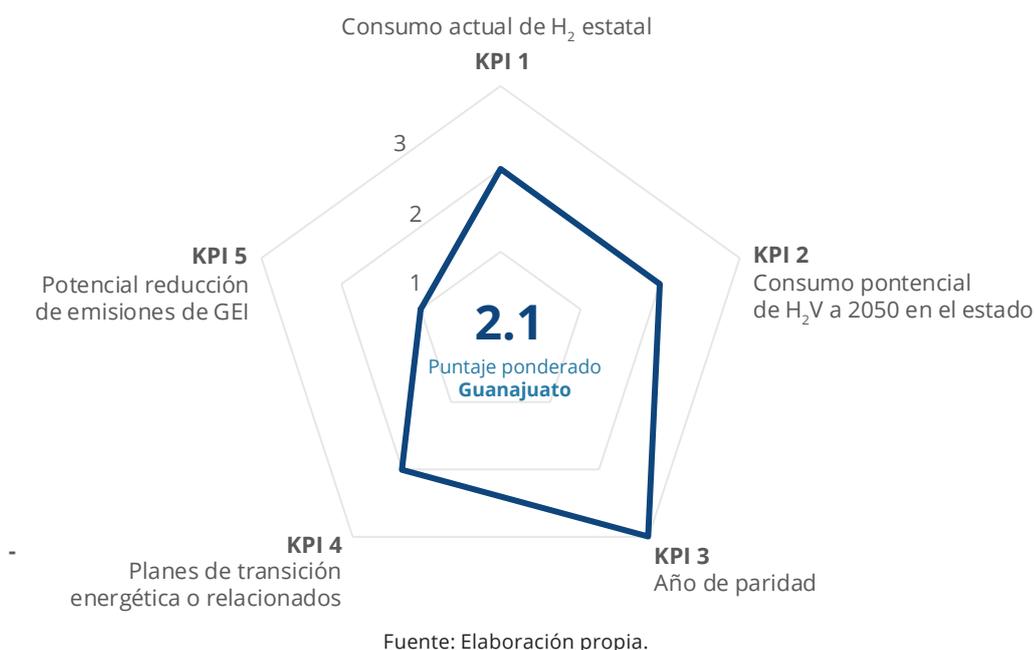
estado tendría en la adopción del hidrógeno verde bajo el contexto de los cinco indicadores clave de desempeño (*key performance indicators*, KPI) propuestos. Los KPI que se usaron para la matriz de indicadores cualitativos se seleccionaron de acuerdo con la relevancia de hidrógeno dentro del mercado actual y futuro, estos son:

- KPI 1 - Consumo actual de hidrógeno en el estado
- KPI 2 – Consumo potencial de hidrógeno verde a 2040 en el estado
- KPI 3 – Año de paridad de costo
- KPI 4 – Planes de transición energética o relacionados en el estado
- KPI 5 – Potencial reducción de emisiones GEI mediante el uso de hidrógeno verde

En la siguiente figura, se mostrará la calificación de cada KPI (ver Figura 29, donde Guanajuato ha obtenido una calificación ponderada de 2.1 sobre 3. Guanajuato cuenta el KPI de paridad de costo con puntaje máximo, valores de 2 en los KPI relativos al consumo actual y potencial en el estado, planes de hidrógeno y transición energética, y un valor de 1 para el potencial de reducción de emisiones mediante el uso de hidrógeno verde.

A partir de los resultados obtenidos en el subcapítulo 5.2 se identificó que el estado tendrá un consumo potencial de hidrógeno a 2050 de 178 ktonH₂/año y algunas industrias tendrían paridad de costos en el corto plazo (menor al 2030). En el único KPI donde Guanajuato alcanza máxima puntuación es en el 3, gracias a la temprana paridad de costos en el sector transporte, sin embargo, obtiene baja puntuación en el potencial de reducción de GEI, como también una puntuación de 2 en el resto de KPIS, indicando que hacen falta medidas para potenciar el uso del hidrógeno verde en las diferentes industrias del estado.

Figura 29. Matriz de indicadores cualitativos para Guanajuato.



5.5. Drivers y barreras del hidrógeno por sector

A partir de los análisis desarrollados en detalle en el presente capítulo, se describe a continuación los principales drivers y barreras que se identifican en Guanajuato para la adopción del hidrógeno verde.

5.5.1. Drivers – industria

- El hidrógeno como materia prima para la industria logra una paridad de costos entre un horizonte temporal corto/medio esto es: 2030 y 2040.
- Las industrias de la refinación, producción de amoníaco, papel y cartón, vidrio flotado, acero y otras industrias demandantes del hidrógeno como materia prima, podrían encontrar una oportunidad de descarbonización de sus procesos si hacen una migración de hidrógeno gris al uso de hidrógeno verde. El impacto en reducción de GEI depende de cada uno de los procesos y debe ser analizado por separado. Adicionalmente existe posibilidad que estas mismas industrias encuentren sinergias en diferentes partes de la cadena de valor en sus procesos, combinando el uso del hidrógeno en procesos de calor, otros en procesos más específicos como la creación de atmosferas para el tratamiento de materiales como el vidrio y el acero.
- Existe un margen de crecimiento de los mercados de la producción de amoníaco y otros químicos deman-

dantes de hidrógeno, que no sólo incrementarían la demanda de hidrógeno sino también beneficiarían al estado en temas de soberanía energética y alimentaria.

- Guanajuato es un estado consumidor de productos como papel, acero, fertilizantes y vidrio flotado, pero no autosatisface sus necesidades en estas industrias, el hidrógeno podría potencialmente descarbonizar dichos segmentos mientras se desarrollan hubs industriales para suplir su propia demanda.
- Guanajuato cuenta con una industria petroquímica representada por su refinería de Salamanca, esta es la principal industria que se proyecta podría demandar hidrógeno verde al corto y mediano plazo.

5.5.2. Barreras – industria

- El hidrógeno como fuente de calor para la industria no es muy atractivo económicamente antes del 2040. Antes de llegar a este año los costos energéticos del gas natural, considerando el impuesto actual al CO₂, son más competitivos.
- Los industriales encuentran viable la adopción del hidrógeno verde si y solo si no se incrementan sus costos operativos, por ahora no hay incentivos diferentes a los económicos para que los industriales aceleren la adopción del hidrógeno verde en sus procesos.

5.5.3. Drivers – transporte

- Guanajuato cuenta con lineamientos estatales para la promoción de movilidad de bajas emisiones en donde el hidrógeno podría ser un protagonista en nichos de mercado donde los vehículos con baterías se podrían llegar a quedar corto en términos de autonomía y capacidad de carga.
- La paridad de costos en el transporte pesado tendría lugar antes del 2025, lo que viabiliza el estudio más profundo en la implementación temprana de proyectos piloto.
- La industria automotriz en Guanajuato es fuerte y podría adoptar la curva de conocimiento para su producción de países que ya lo han desarrollado.
- La fabricación de vehículos de transporte es uno de los mercados de mayor importancia en Guanajuato generando la posibilidad de incursión en nuevos modelos de negocio que involucren tecnologías de hidrógeno dentro de sus procesos de manufactura.

5.5.4. Barreras – transporte

- La madurez tecnológica y logística de las empresas fabricantes de FCEV hasta ahora han estado restringidas a Asia y Europa.
- El estado se enfrenta al reto de desarrollar una capacidad industrial capaz de producir vehículos con celda de combustión a corto plazo.

5.5.5. Drivers – energía eléctrica

- Existen recursos renovables por ser aprovechados en Guanajuato los cuales pueden ser empleados en principio para ser inyectada energía eléctrica a la red.
- El recurso solar y eólico del estado permite pensar que la producción y uso de hidrógeno verde en el estado serán competitivos para diferentes industrias.
- A través de celdas de combustible, el hidrógeno lograría tener cabida en el mercado energético antes del 2050. Su adopción más temprana dependerá del abaratamiento de los equipos para la producción y uso de este energético principalmente.

5.5.6. Barreras – energía eléctrica

- El hidrógeno es más costoso energéticamente que fuentes como el gas natural, por tal motivo no parece ser atractivo para usos industriales intensivos en energía eléctrica antes del 2040, incluyendo la generación en termoeléctricas.
- La producción de energía eléctrica con celdas de combustible no parece ser competitiva antes del 2040, principalmente por el costo de los equipos, motivo por el cual energéticos como el gas natural podrían seguir dominando la industria de generación de energía eléctrica.

6. Análisis del uso sustentable de agua

La presente sección tiene como objetivo llevar a cabo una caracterización de la disponibilidad de agua para la realización de proyectos de hidrógeno en el estado de Guanajuato. Para ello, en primer lugar, se presenta un estado del arte de cuáles son los requerimientos de calidad y cantidad de agua para la producción de hidrógeno a partir de electrólisis. Después, se brinda una breve contextualización de los lineamientos generales que existen para la priorización de los usos del agua en México. Posteriormente, se definen algunos indicadores clave utilizados para evaluar la disponibilidad de agua en el estado. Finalmente, se presenta el detalle de la caracterización del recurso hídrico en Guanajuato, incluyendo aspectos de la disponibilidad, calidad y costo del agua en el estado. A partir de los resultados obtenidos de dicha caracterización, se analizan las implicaciones de los diferentes elementos analizados para el desarrollo de proyectos de hidrógeno.

6.1. Requerimientos de cantidad y calidad del agua para la producción de hidrógeno

La producción de hidrógeno verde a partir de electrólisis requiere de agua como insumo fundamental. Esto partiendo de que la electrólisis es el proceso mediante el cual se separa el agua en sus dos componentes fundamentales: el hidrógeno y el oxígeno.

En ese sentido, de cara al despliegue de proyectos de hidrógeno, es importante conocer los requerimientos de agua, en términos de cantidad y calidad, ya que la disponibilidad de esta puede llegar a ser un limitante para la selección de sitios. Así, en cuanto a los requerimientos de cantidad de agua, se debe tener en cuenta que **para producir 1 kg de H₂ se requieren aproximadamente entre 18 y 24 L de agua** (Blanco, 2021). Esto contempla de 9-11 L para la electrólisis en sí y también considera las pérdidas ocasionadas debido al proceso previo de desmineralización (remoción de sales inorgánicas) del agua. Es decir, el tratamiento requerido antes de ingresar al electrolizador. Por su parte, en cuanto a requerimientos de calidad de agua, esta debe ser de tipo 2 o superior, de acuerdo con el estándar 1193 de la Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales (ASTM, *American Society for Testing and Materials*). Las especificaciones para este tipo de agua son las siguientes (INIMET, 2010):

Tabla 3. Especificaciones del agua tipo II, de acuerdo con el estándar ASTM 1193.

Aspecto	Líquido incoloro y limpio
Densidad a 25°C	1.000 + 0.001 g/mL
Olor	Inodoro
pH a 25°C	4,5 – 8
Conductividad eléctrica máxima a 25° C	1.0 µS/cm

Resistividad mínima a 25°C	1.0 MΩ
Carbono Orgánico Total (COT) máximo	50 mg/L
Sodio máximo	5 µg/L
Cloruros máximos	5 mg/L
Sílice total máximo	3 µg/L

Fuente: elaboración propia con base en (INIMET, 2010).

Por lo tanto, el agua a utilizarse debe tratarse de manera previa para cumplir con dichos estándares, lo que implica esfuerzos y costos adicionales, en función de la calidad del agua disponible localmente. Sin embargo, en general esto no implica un incremento significativo en el costo del hidrógeno producido, como se ha demostrado en estudios anteriores (GIZ, Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación, 2021). También es importante considerar que los estándares del agua tipo II son más altos que incluso los del agua potable, dado que se requiere un líquido con alto nivel de pureza. No obstante, esto se puede lograr mediante procesos de destilación, que es el método que se emplea más comúnmente, dado que es el más económico, ya que solo requiere consumo de electricidad (Janssen, 2021).

6.2. Lineamientos para la priorización de los usos del agua en México

La Ley de Aguas Nacionales, publicada originalmente en 1992 y reformada de manera más reciente en mayo de 2022, es el instrumento de ordenamiento más importante del recurso hídrico en México. Su objetivo fundamental es regular la explotación, uso, aprovechamiento, distribución y control del agua en todo el país, así como velar por la preservación de su cantidad y calidad, a fin de lograr un desarrollo integral sustentable (Gobierno de México, 2022).

Al respecto de la priorización de los usos del agua en México, la Ley de Aguas Nacionales establece la organización y el funcionamiento de los Consejos de Cuenca: un total de 26 entes a nivel nacional cuya misión es ejecutar programas y acciones con el fin de lograr una mejor administración de las aguas, el desarrollo de la infraestructura hidráulica y los servicios respectivos, y la preservación de los recursos de las cuencas (PAOT, 2002). Estos están conformados por representantes de los gobiernos municipales de los estados y entre sus atribuciones tienen la **misión y facultad de concertar las prioridades de uso del agua con sus miembros y su respectivo Organismo de Cuenca, pero con el lineamiento nacional de dar prioridad al uso doméstico y público urbano en todos los casos** (Gobierno de México, 2022).

6.3. Indicadores clave para la evaluación de disponibilidad de agua

Con el ánimo de realizar una evaluación integral de la disponibilidad de agua en Guanajuato, se llevó a cabo una revisión de recursos como el Reporte de Estadísticas del Agua en México (CONAGUA, 2019), la información y los mapas disponibles en el Sistema Nacional de Información del Agua (SINA) y el Informe de la Situación del Medioambiente en México (SEMARNAT, 2018). A partir de ello, se seleccionaron dos indicadores clave, el **agua renovable** y el **grado de presión**, los cuales se definen a continuación, y para los que se cuenta con información a nivel de entidad federativa, proveniente del Reporte de Estadísticas del Agua en México (CONAGUA, 2019).

El **agua renovable** se define como la cantidad máxima de agua que es factible explotar anualmente en una región sin alterar el ecosistema hídrico, ya que se renueva por medio de la lluvia. Por lo tanto, depende de las características hidrológicas del área analizada (CONAGUA, 2017). Esta se mide en unidades de volumen de agua y también suele calcularse como estadística *per capita*, con el fin de dar una idea de la disponibilidad de agua por habitante en un momento en específico.

Por su parte, el **grado de presión** se calcula como el porcentaje que representa el volumen de extracción de agua media anual total para usos consuntivos del total de recursos hídricos renovables. Es decir, corresponde al volumen de agua extraído para usos consuntivos dividido entre el volumen total de agua renovable (CO-

NAGUA, 2017). De acuerdo con la clasificación definida por CONAGUA, el valor del grado de presión indica si el recurso hídrico renovable no presenta estrés o si este es bajo, medio, alto o muy alto de acuerdo con los siguientes lineamientos:

Tabla 4. Clasificación del grado de presión del agua renovable.

Porcentaje	Clasificación del grado de presión
Menor a 10%	Sin estrés
De 10% a 20%	Bajo
De 20% a 40%	Medio
De 40% a 100%	Alto

Fuente: (CONAGUA, 2022).

6.4. Caracterización de la disponibilidad de agua en Guanajuato

La caracterización mostrada a continuación incluye información sobre el agua renovable, el grado de presión y la distribución de los usos del agua en el estado, así como la disponibilidad de agua subterránea (acuíferos) y superficial, la calidad del agua y los regímenes de zonas de pago de derechos.

En el análisis de disponibilidad de agua de acuíferos, se presenta cuáles de ellos tienen problemas de salinización, dado que esto impacta la calidad del agua disponible. Por su parte, en el análisis de aguas superficiales también se muestra cuáles cuencas corresponden a vedas y reservas. Las zonas de veda son aquellas áreas en las que no se autorizan aprovechamientos de agua adicionales a los establecidos legalmente y donde además éstos se controlan mediante reglamentos específicos, a fin de evitar el deterioro del agua (en cantidad o calidad), la afectación a la sustentabilidad hidrológica, o el daño a los cuerpos de agua. Mientras tanto, las zonas de reserva son las áreas en las que se establecen limitaciones en la explotación, uso o aprovechamiento de una parte o la totalidad de las aguas disponibles, con el fin de prestar un servicio público, implantar un programa de restauración, conservación o preservación, o cuando el Estado resuelva explotar dichas aguas en función del bien público (CONAGUA, 2014).

Caracterización de Disponibilidad de Agua - Estado de Guanajuato

Disponibilidad de agua¹, agua renovable y grado de presión

- Volumen disponible de agua de acuíferos – 2020: **151 hm³/año**
- Volumen disponible de agua superficial – 2020: **71 hm³/año**
- Volumen disponible de agua total – 2020: **222 hm³/año**

Fuente: Cálculos propios con base en (SINA, 2021) & (SINA, 2022)

¹Los valores reportados se calcularon al sumar la disponibilidad de agua de los acuíferos y cuencas no sobreexplotadas en el estado, es decir, aquellos cuya disponibilidad actual es mayor a 0 hm³/año, de acuerdo con la información disponible.

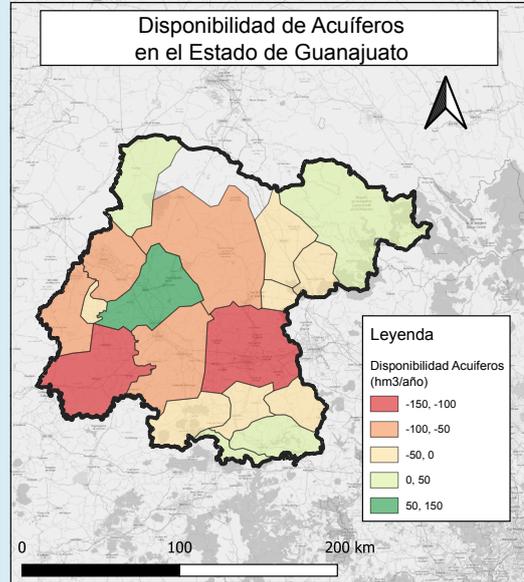
- Agua renovable total – 2019: **3,886 hm³/año**
- Grado de presión – 2019: **106.0% (alto)**
- Grado de presión – 2030: **123.5% (alto)**

Fuente: (CONAGUA, 2022)

También es clave tener en cuenta que existe una suspensión nacional para el libre alumbramiento (descubrimiento de nuevas fuentes) de agua subterránea.

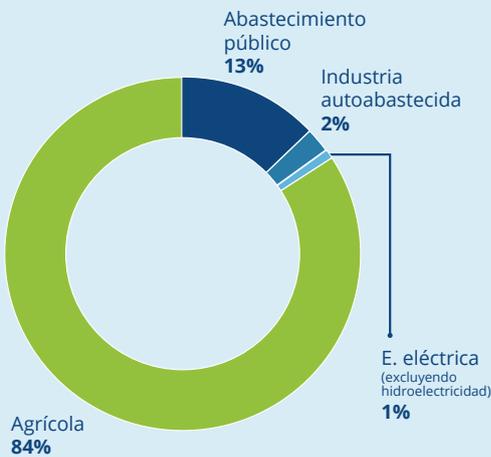
Acuíferos

Total de acuíferos: 18
acuíferos salinizados: 0



Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2021).

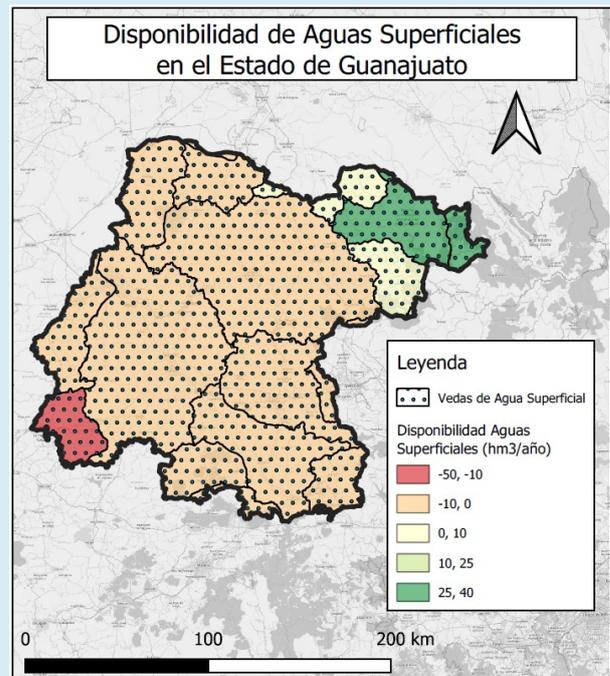
Usos del agua (2019, en hm³/año)



Tipo de uso	Total	Agua superficial	Agua subterránea
Agrícola	3,444	1,346	2,098
Abastecimiento público	553	94	459
Industria autoabastecida	101	0	101
Energía eléctrica (excluyendo hidro)	21	0	21
Total	4,119	1,441	2,678

Fuente: (CONAGUA, 2022)

Aguas superficiales



Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2022).

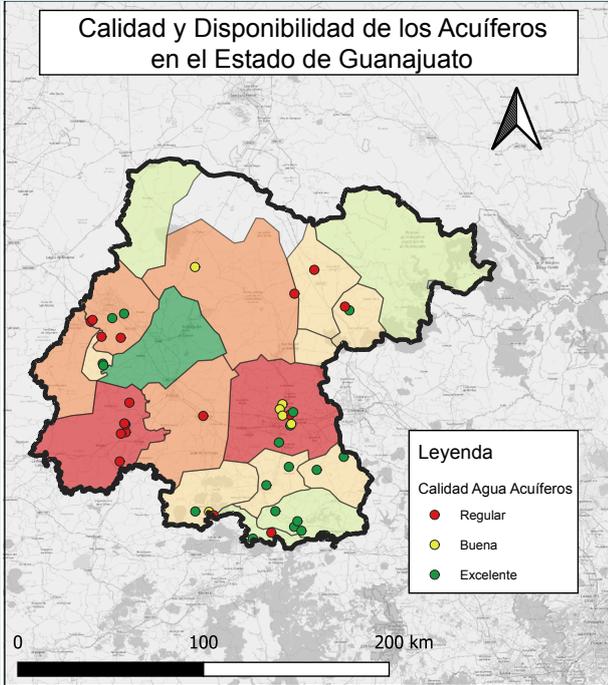
Caracterización de Disponibilidad de Agua - Estado de Guanajuato

Calidad del agua

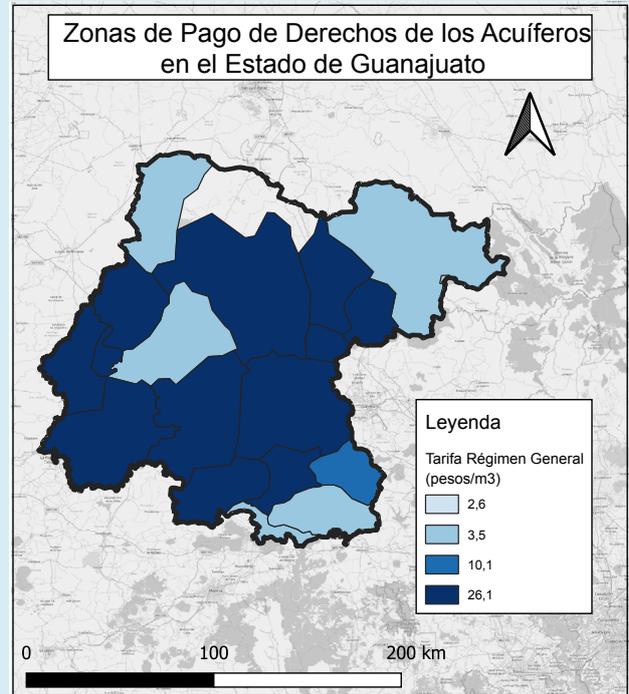
Zonas de pago

Acuíferos

Acuíferos



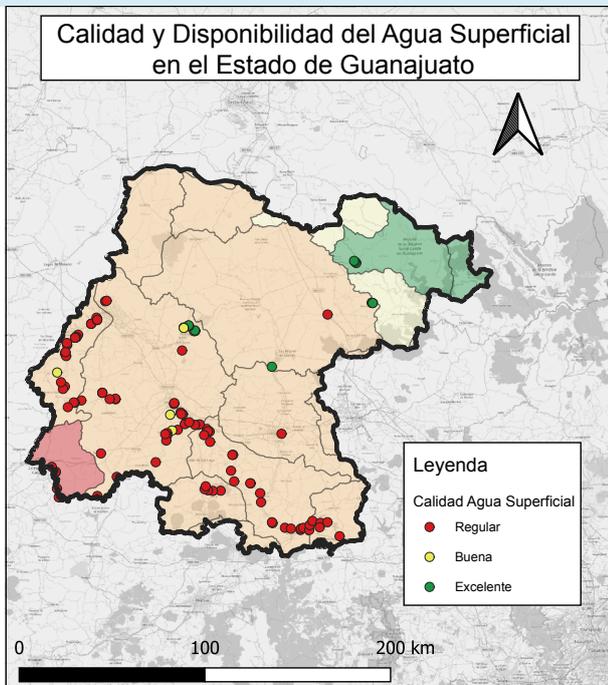
Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2021).



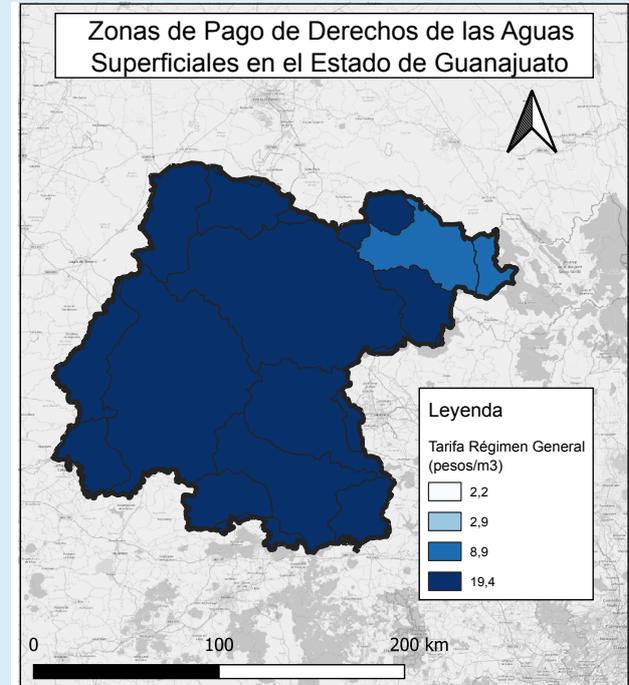
Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2022).

Aguas superficiales

Superficial



Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2021).



Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2022).

6.5. Análisis de las implicaciones de la caracterización del recurso hídrico en Guanajuato para el desarrollo de proyectos de hidrógeno

6.5.1. Disponibilidad de agua total y potencial máximo de producción de hidrógeno

La disponibilidad de agua total en el estado fue calculada mediante la suma de los volúmenes de agua de los acuíferos y cuencas no sobreexplotados en Guanajuato. Es decir, aquellos que, de acuerdo con la información disponible de CONAGUA, tienen una disponibilidad mayor a 0 hm³/año. Esto con el fin no incrementar el estrés hídrico sobre fuentes de agua que ya están sobreexplotadas y no comprometer la disponibilidad del recurso a futuro. Para el caso de los acuíferos, se consideraron solamente aquellos que pertenecen al estado de Guanajuato, de acuerdo con lo reportado por el SINA (SINA, 2021). Por su parte, para el caso de las cuencas de agua superficial, se consideraron todos los cuerpos de agua que se encuentran al interior del estado en su totalidad y, para aquellos que se comparten con estados aledaños, se consideró una disponibilidad de agua proporcional al área perteneciente a Guanajuato. De esta manera, con base en información reportada para 2020, se encontró que existe una disponibilidad de 151 hm³/año de agua de acuíferos y de 71 hm³/año de aguas superficiales¹⁸ en el estado, para un estimado total de 222 hm³/año.

Como se ha venido discutiendo a lo largo del reporte, las dos mayores limitaciones técnicas para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde son la disponibilidad de agua y de espacio para la instalación de plantas renovables. Por esta razón, se realizó un análisis para determinar la cantidad máxima de MW instalables de electrólisis y Kton/año de hidrógeno producibles en Guanajuato teniendo en cuenta estas dos limitantes. Así, por un lado, se calcularon los MW de electrólisis máximos instalables teniendo en cuenta la disponibilidad de área para el desarrollo de proyectos de energía renovable y el respectivo potencial renovable en dichos terrenos. Complementariamente, se hizo el mismo ejercicio, pero partiendo de la disponibilidad de agua (es decir, cuánto hidrógeno sería posible producir teniendo en cuenta el recurso hídrico y el potencial renovable factible de las diferentes zonas). Luego, se compararon los dos valores obtenidos y se tomó el más bajo entre los dos, de manera que la cantidad de hidrógeno a producir cumpliera ambas restricciones.

Para determinar el potencial de instalación de electrólisis considerando las limitaciones de área, se partió de los parámetros de requerimiento de área para electrólisis a partir de fuentes solares (22.34 MW_{EZ}/km²) y eólicas (2.10 MW_{EZ}/km²) presentados previamente en el apartado 4.2. y se multiplicó por el área disponible con potencial para proyectos renovables. Por su parte, para determinar el potencial de instalación de electrólisis con base en las limitaciones de agua, se partió de los requerimientos de agua para la producción de hidrógeno (21 m³/ton de H₂¹⁹) y la distribución de los potenciales factores de carga de electrólisis por zona, derivados de los factores de planta máximos en las áreas con factibilidad para la instalación de proyectos de energía renovable (análisis explicado con mayor detalle en el capítulo 4). El cálculo se realizó a partir de la ecuación obtenida mediante el despeje algebraico mostrado a continuación:

$$\text{Cap. real prod. H}_2 \text{ ton} = \frac{\text{disp agua}}{\frac{21 \text{ m}^3}{\text{ton H}_2}} = \text{ef EZ} * \text{FC EZ} * \text{Pot. instalada EZ}$$

Donde *Cap. real prod. H₂ ton* corresponde a la capacidad real de producción de H₂ (en ton), *disp agua* es la disponibilidad neta de agua del estado (anual), *ef EZ* es la eficiencia de los electrolizadores²⁰, *FC EZ* es el factor de carga de los electrolizadores (proveniente del análisis de potencial renovable explicado en el capítulo 4) y *Pot. instalada EZ* es la potencia instalada de electrólisis.

De esta manera, despejando para la potencia instalada de electrólisis, se obtiene la expresión para encontrar el potencial instalable máximo en Guanajuato teniendo en cuenta la disponibilidad de agua:

$$\text{Pot. instalada EZ} = \frac{\text{disp agua}}{\frac{21 \text{ m}^3}{\text{ton H}_2} * \text{ef EZ} * \text{FC EZ}}$$

La Figura 30 muestra el resultado final obtenido de MW instalables máximos en cada área, tanto para energía solar, como para energía eólica, luego de tomar el valor menor entre los obtenidos con ambas restricciones. Como conclusión central de este ejercicio, se encontró que sería posible instalar un máximo de 13,513 MW (13 GW) de electrólisis en el estado de Guanajuato si se utilizara todo el potencial solar del estado y 909 MW si se utilizara todo el potencial eólico²¹. Estas dos cifras ya incorporando como limitante la disponibilidad de agua en el estado a 2020.

¹⁸ Esto con la salvedad de que la mayoría de las zonas con disponibilidad de agua actualmente (un aproximado de 177 hm³/año) corresponden a zonas de veda, por lo cual sería necesario validar si es posible hacer uso de ese recurso hídrico o no.

¹⁹ Se considera dicho valor al ser un intermedio del rango reportado por (Blanco, 2021), convertido a m³ agua /ton H₂

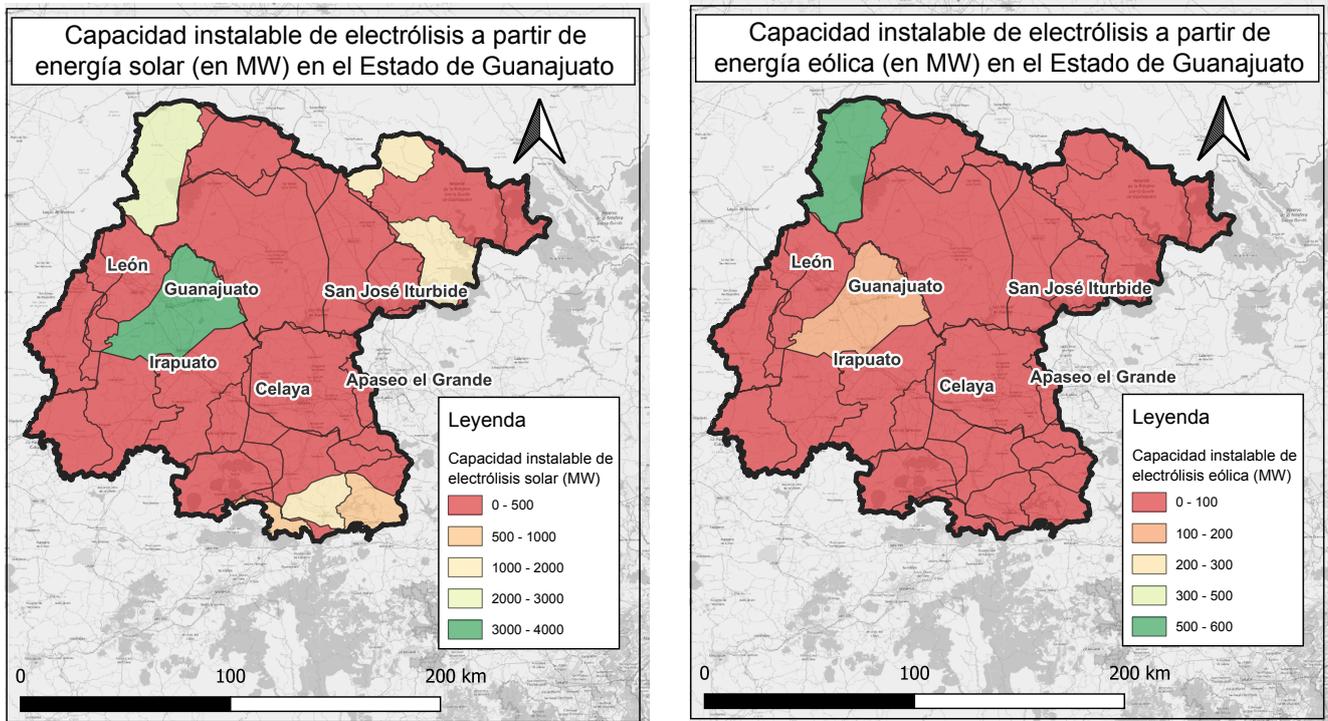
²⁰ Se considera una eficiencia de 53 MWh de EZ / ton H₂, que es un valor típico de los electrolizadores a la fecha de elaboración del informe.

²¹ Se debe tener en cuenta que esto corresponde al requerimiento total de electrólisis, pero que los factores de carga con los que operan los electrolizadores varían en función del factor de planta renovable disponible en cada zona.

Se debe tener en cuenta que las divisiones territoriales que se observan en estos mapas y los presentados en la Figura 31 son las mismas que se obtuvieron al analizar la

disponibilidad neta de agua en el estado y que resultan del cruce entre las fuentes de agua subterránea y agua superficial en el estado de Guanajuato.

Figura 30. Capacidad instalable máxima de electrólisis a partir de fuentes solares y eólicas en Guanajuato, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020 y el potencial renovable factible del estado a 2022.



Fuente: elaboración propia.

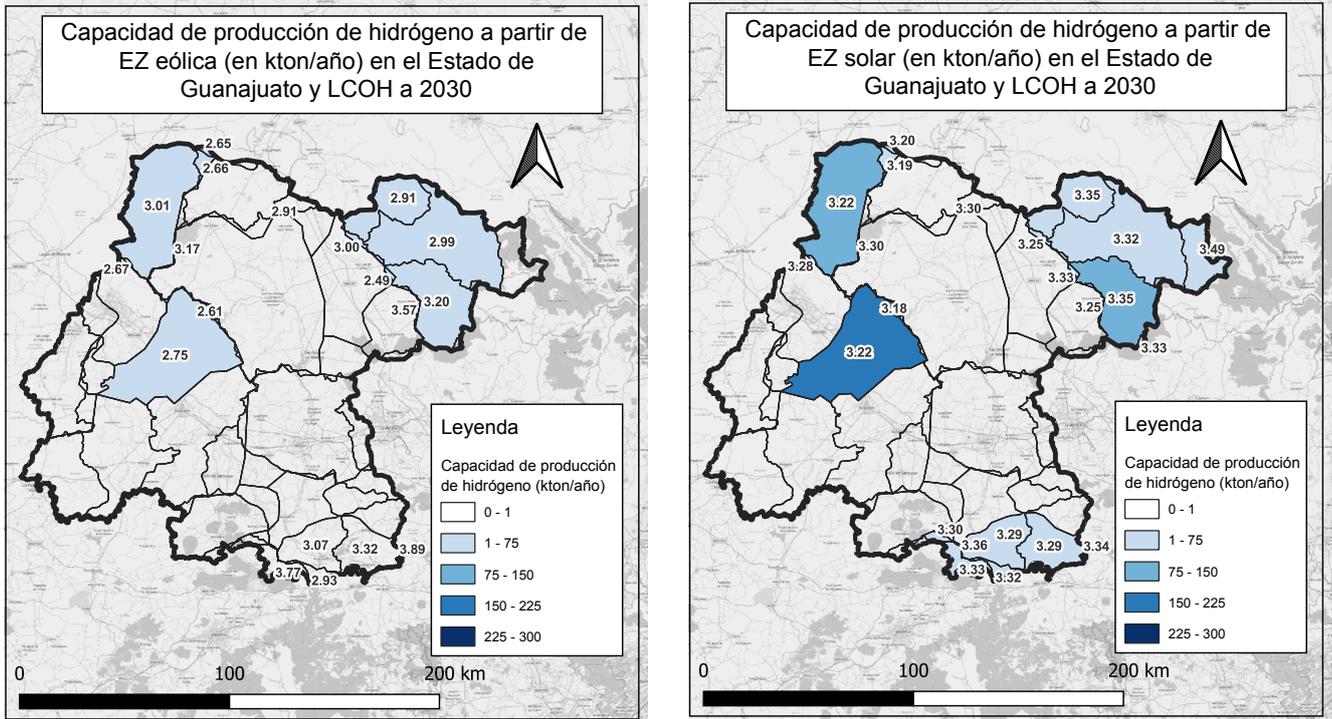
Similarmente, fue posible calcular la cantidad máxima de hidrógeno que sería posible producir en el estado, de acuerdo con las restricciones de área y agua disponible. La Figura 31 muestra los resultados obtenidos, incorporando también el valor del LCOH a 2030 correspondiente en cada zona (que se obtuvo previamente como resultado del análisis del potencial tecno-económico). A partir de este análisis, fue posible encontrar que:

- El potencial máximo de producción de hidrógeno en el estado de Guanajuato a partir de **fuentes solares**, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020, es de **715 kton H₂/año**.
- Los LCOH en estas zonas factibles oscilan entre 3.18 y 3.49 USD/kg H₂ para 2030.

- El potencial máximo de producción de hidrógeno en el estado de Guanajuato a partir de **fuentes eólicas**, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020, es de **86 kton H₂/año**.
- Los LCOH en estas zonas factibles oscilan entre 2.61 y 3.89 USD/kg H₂ para 2030.

Se debe tener en cuenta que **estas cantidades no son acumulativas**, dado que en cada cálculo se considera la disponibilidad total de agua y áreas con potencial renovable factible en el estado. Será responsabilidad de los desarrolladores de proyectos determinar si lo más provechoso es la utilización de uno u otro recurso renovable (o también ambos, si es el caso).

Figura 31. Capacidad de producción de hidrógeno en Guanajuato a partir de fuentes eólicas y solares, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado, y valores de LCOH promedio a 2030 correspondientes a cada zona (en USD/kg de H₂)

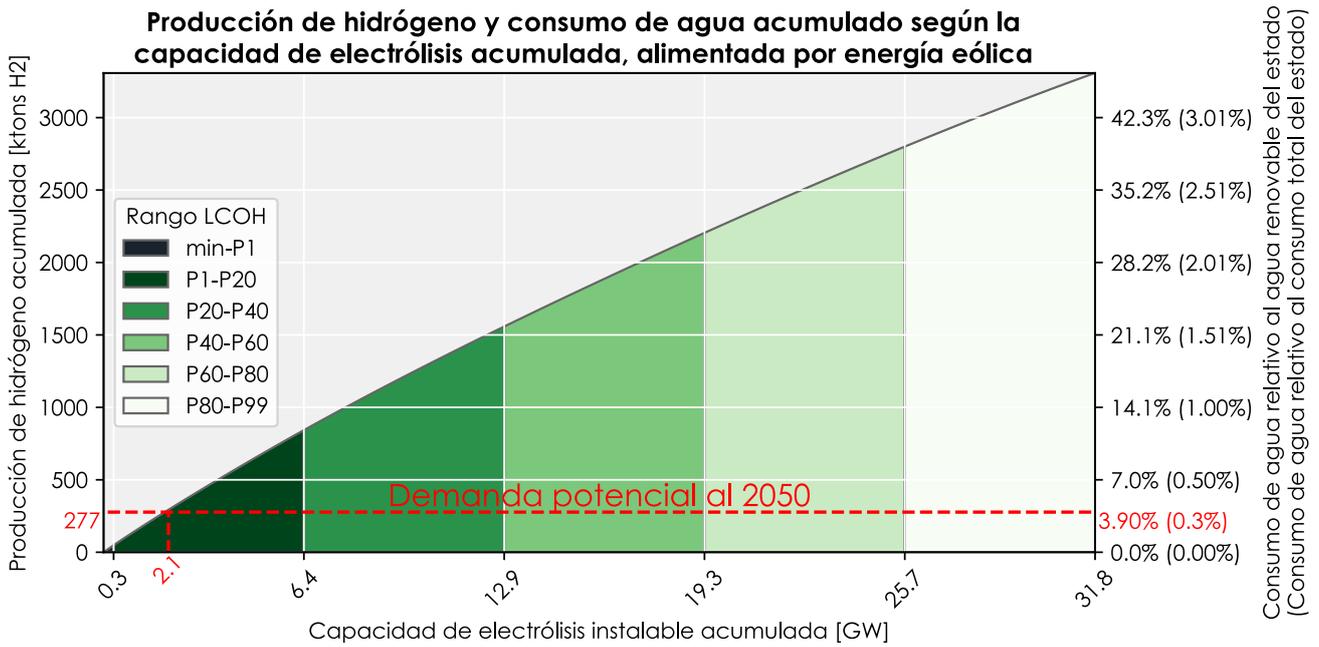
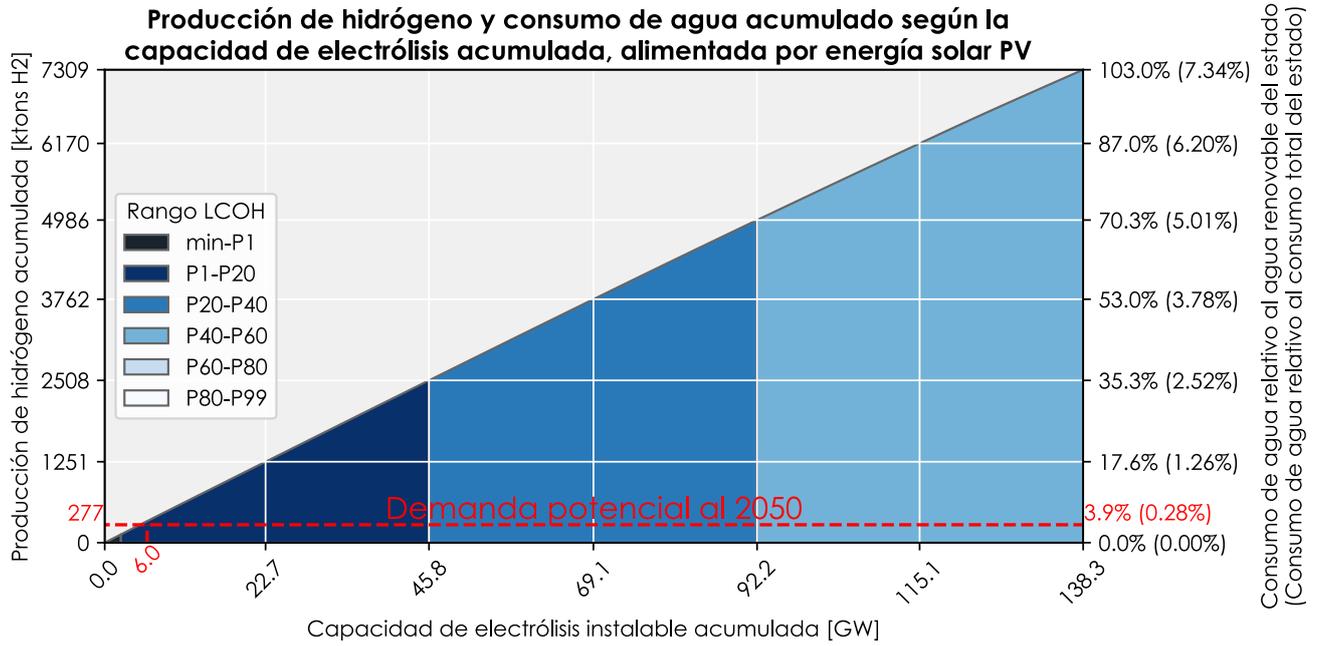


Fuente: elaboración propia.

6.5.2. Curvas de mérito de producción de hidrógeno, incorporando el consumo de agua

Es importante notar que los potenciales mostrados en la Figura 30 y la Figura 31 corresponden al potencial máximo de producción a partir de la disponibilidad de agua y áreas factibles para el desarrollo de proyectos de generación renovable en el estado, pero no priorizan los mejores LCOH que se pueden obtener en diferentes zonas. Por otra parte, no se recomienda destinar la mayoría del recurso hídrico de alguna región a la producción de hidrógeno mientras haya otros usos que priorizar, como el suministro de agua potable o de riego. En respuesta a estas dos consideraciones, se elaboraron las curvas de mérito (Figura 32) presentadas a continuación, que muestran la capacidad instalable de electrólisis, la producción de hidrógeno correspondiente y el consumo de agua acumulados para el rango de valores de LCOH obtenidos en Guanajuato a 2030.

Figura 32. Curva de mérito de capacidad de electrólisis instalable y consumo de agua correspondiente con base en los LCOH eólico y solar a 2030.



Fuente: elaboración propia.

Al analizar las curvas de mérito, queda en evidencia también el potencial de adopción de hidrógeno verde en el estado bajo un escenario optimista, obtenido del capítulo anterior, ya que se puede observar que **para suministrar toda la demanda de hidrógeno verde a Guanajuato se requeriría alrededor del 0.14% del consumo actual de agua del Estado bajo un escenario de adopción elevada para 2050.**

Así mismo, se evidencia que podrían instalarse cerca de 0.5 GW de electrólisis alimentada a partir de energía obtenibles en el estado y 15.1 GW de electrólisis alimentada con energía solar eólica con el 20% de los mejores LCOH (percentil 20). Esto implicaría un consumo de agua total de 18.4 hm³/año, equivalentes a aproximadamente el 8.3% del agua renovable disponible del estado y el 0.5% del consumo actual de agua en Guanajuato a 2019. Dicha potencia total instalable (15.6 GW) equivale a **más de 3 veces los objetivos nacionales para 2025 de Chile**, el país más ambicioso en temas de hidrógeno verde en América Latina, a nivel nacional, que son de 5 GW de electrólisis instaladas (Ministerio de Energía de Chile, 2020).

6.5.3. Consumo de agua esperable para el desarrollo de proyectos de hidrógeno en Guanajuato

Es importante tener en cuenta que los resultados presentados en los dos apartados anteriores ilustran el potencial máximo de producción de hidrógeno en Guanajuato con base en el recurso hídrico y el potencial renovable disponible. Sin embargo, un despliegue realista de proyectos de hidrógeno en el estado no implicaría una demanda de agua tan elevada. En particular, si se consideran las estimaciones de alto nivel del crecimiento de la demanda de hidrógeno verde en Guanajuato (presentadas en el apartado 4.3. del presente documento), se tiene que **para abastecer el total de la demanda de hidrógeno del estado a 2020, que es de aproximadamente de 53 kton de H₂, se requerirían alrededor de 1.12 hm³ de agua por año.** Esto representa el 0.03% del consumo total de agua del estado a 2018 y el 1.11% del consumo industrial para el mismo año. Así mismo, **corresponde al 0.50% de la disponibilidad de agua en el estado de Guanajuato a 2020.**

Similarmente, **para 2050, considerando una demanda de 210 kton H₂/año, el requerimiento de agua sería de 4.41 hm³ anuales, lo que representa el 0.11% del consumo total y 4.37% del consumo industrial de Guanajuato a 2018.** Esto también equivale al 1.99% de la disponibilidad de agua en el estado a 2020.

6.5.4. Calidad del Agua

La caracterización de la calidad del agua presentada en los mapas para agua superficial y subterránea está basada en el semáforo de la información de los indicadores de calidad del agua disponible en el SINA. Este considera la evaluación de 8 parámetros: Demanda Bioquímica de Oxígeno a cinco días (DBO5), Demanda Química de Oxígeno (DQO), Sólidos Suspendedos Totales (SST), Coliformes Fecales (CF), *Escherichia coli* (E. Coli), Enterococos (ENTEROC), Porcentaje de Saturación de Oxígeno (OD%) y Toxicidad (TOX). Así, al integrar los resultados obtenidos para todos los indicadores, la calidad del agua se clasifica en una escala de semáforo verde (que en el presente análisis se denomina “excelente”), amarillo (“buena”) o rojo (“media”).

Teniendo en cuenta esto, se puede notar que la calidad del agua subterránea en Guanajuato tiende a ser excelente o buena (18 y 6 puntos del total de 41 mapeados, respectivamente). Sin embargo, también hay una cantidad considerable de puntos con calidad media (17). Los incumplimientos de la regulación mexicana corresponden en su mayoría a contaminación por flúor, lo cual típicamente se debe a las características de las rocas que interactúan con los acuíferos (Leyva & Martínez, 2017). Adicionalmente, existen algunos incumplimientos de alcalinidad y conductividad, así como contaminación por metales como manganeso, hierro y arsénico, que son más atribuibles a las actividades humanas, incluida la explotación de las fuentes.

En cuanto a la calidad del agua superficial, se evidencia que esta tiende a ser menor que la del agua subterránea, ya que la mayoría de los puntos mapeados corresponden a calidad media (89 de un total de 108 puntos mapeados). Los parámetros de la regulación mexicana que se llegan a incumplir en estos casos son Coliformes Fecales y *E. Coli* (con mayor frecuencia), así como Porcentaje de Saturación de Oxígeno, Demanda Química de Oxígeno, Demanda Biológica de Oxígeno y Sólidos Suspendedos Totales. Esto puede atribuirse a vertimientos de aguas residuales en los diferentes cuerpos de agua, que hacen que estos terminen con una carga elevada de materia orgánica.

Independientemente de esto, los procesos de tratamiento (probablemente destilación) a los que se sometería el agua a utilizarse en los proyectos de hidrógeno permitirían tratar todos los contaminantes presentes en las fuentes de Guanajuato, para así obtener la calidad de agua necesaria para la electrólisis. Además, proyecciones realizadas por la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) revelan que el costo del tratamiento

y el transporte de agua son poco significativos dentro del proceso de producción de hidrógeno. De hecho, en el caso más conservador posible, en que se necesita utilizar sistemas de desalinización de agua, los valores no superan el 2% del costo total de la producción del hidrógeno (Blanco, 2021). El consumo de energía para estos procesos tampoco supera el 1% del consumo total.

6.5.5. Zonas de Pago de Derechos

Por su parte, el análisis de Zonas de Pago de Derechos reveló que, tanto en el caso de los acuíferos, como en de las aguas superficiales, la tarifa del régimen general tiende a tener correlación con la disponibilidad de agua: en los sitios con mayor disponibilidad de agua, la tarifa tiende a ser menor y viceversa. Esto es positivo de cara a la realización de proyectos de hidrógeno, dado que la recomendación de este estudio es utilizar las fuentes de agua que actualmente no tienen problemas de sobreexplotación, por lo que se puede esperar que las tarifas de pago sean menores.

Adicionalmente, para ambas fuentes de suministro de agua, las zonas de menor disponibilidad son las que

tienden a tener mayores problemas de contaminación, lo cual se puede atribuir en buena medida a la actividad humana alrededor de ellas. En consecuencia, **en términos de la disponibilidad y calidad del recurso hídrico, es recomendable que los proyectos de hidrógeno realizados en el estado de Guanajuato estén alimentados por las fuentes subterráneas con mayor disponibilidad, que están ubicadas en todo el norte, el centro y el sureste del estado. De igual forma, la mayor disponibilidad y mejor calidad de agua superficial en el estado se concentra en la región noreste.**

A pesar de esto, y como también se discutió previamente, el costo del suministro, tratamiento y transporte de agua tiende a ser poco significativo en comparación con los demás costos necesarios para la producción de hidrógeno, principalmente la energía eléctrica, razón por la cual **el criterio de mayor peso para la selección de sitios óptimos para proyectos de hidrógeno debería ser el potencial renovable factible de la zona, siempre y cuando también se pueda asegurar el suministro de agua, sin tener que emplear el recurso hídrico de fuentes sobreexplotadas o comprometer la disponibilidad para otros usos, como el agrícola y, primordialmente, el consumo humano.**

7. Análisis de consideraciones legales, sociales y ambientales

7.1. Marco Regulatorio

7.1.1. Sector Energético

Para desarrollar proyectos de hidrógeno verde, se requiere contemplar el marco regulatorio mexicano que actualmente cubre a los proyectos de energías renovables variables (eólica, solar), de infraestructura y de actividades industriales como la producción, transporte y consumo de hidrógeno y otros gases industriales.

Para el sector energético, el marco regulatorio es dominado por la Reforma Constitucional en Materia Energética, (conocida como Reforma Energética) que se publicó en diciembre de 2013, así como sus leyes secundarias. Específicamente, el mandato de la Reforma Energética en el artículo 17 transitorio, establece obligaciones de energías limpias para los participantes del sector eléctrico, así como la necesidad de fijar metas y atender la reducción de emisiones contaminantes del sector. Derivado de este mandato, se adoptaron la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la Ley de Transición Energética (LTE), con el objeto de mitigar de los impactos negativos del sector.

La LIE mandata las responsabilidades de planeación del sector a la Secretaría de Energía (SENER), el papel de controlar el funcionamiento y la penetración de las energías en el sistema eléctrico al Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE) y el papel del regulador del mercado eléctrico a la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Reconociendo las externalidades sociales y ambientales que pueden derivar del desarrollo del sector eléctrico (y de proyectos renovables), la LIE establece la necesidad de realizar Evaluaciones de Impacto Social (Evis) y procesos de Consulta Indígena libre, previa e informada cuando se trate de comunidades indígenas que

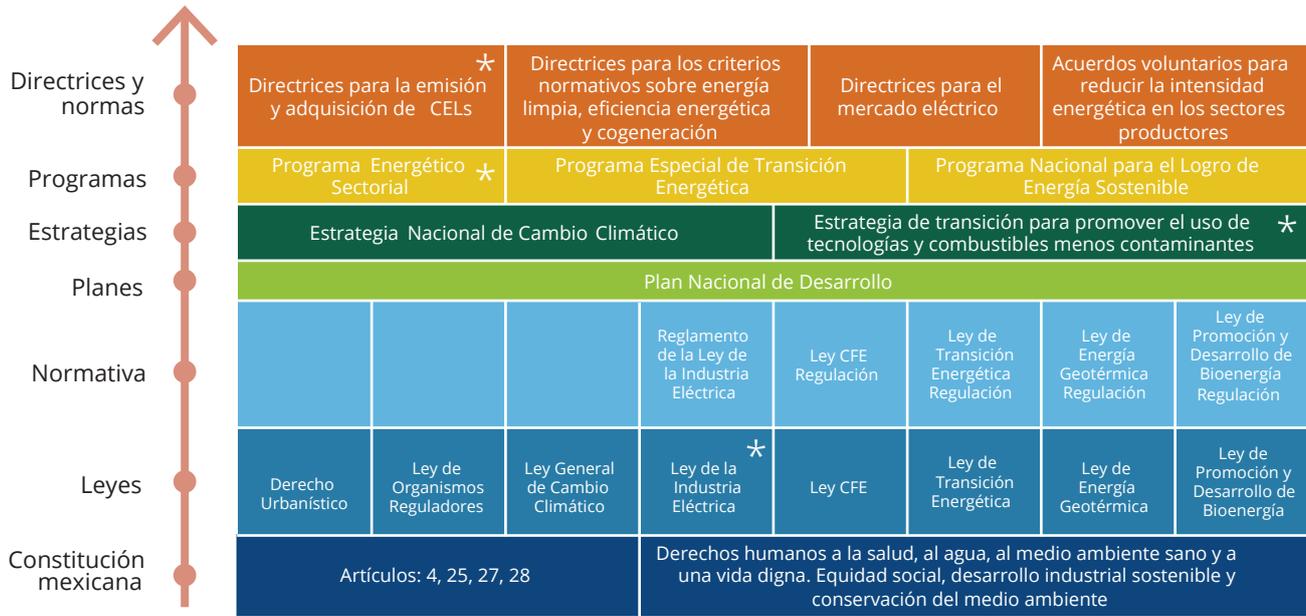
puedan verse afectadas por el desarrollo del proyecto. La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA) mandata la realización de Evaluaciones de Impacto Ambiental para todo proyecto de infraestructura. Estos instrumentos demuestran que los actores locales afectados por los proyectos de energías renovables tienen derecho a ser consultados, compensados y respetados.

Sin embargo, estos instrumentos de consulta y participación no siempre han sido suficientes para garantizar una participación y representación social efectiva (CER, 2019). Las consecuencias de una participación y representación insuficiente pueden ser significativas y en varios casos puede desatar en conflictos sociales importantes.

7.1.2. Menciones del hidrógeno en la legislación

En México aún no existe regulación específica para el hidrógeno como un energético. Sin embargo, éste es mencionado en la *Ley de la Industria Eléctrica* como una energía limpia; en la *Estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios* como una de las tecnologías eficientes para el uso de la bioenergía como resultado de la gasificación de biomasa; en el *Programa Sectorial de Energía* actualizado en 2020, bajo la mención de explorar el uso de otras fuentes de energía, como el hidrógeno; y, finalmente, en las Directrices para la emisión y adquisición de Certificados de Energías Limpias (CELs), haciendo elegible a la “energía producida por el uso de hidrógeno a través de su combustión o su uso en celdas de combustible, siempre y cuando se cumpla con la eficiencia mínima establecida por el CRE y los criterios de emisión establecidos por la SEMARNAT en su ciclo de vida.”

Figura 33. Marco regulatorio para las tecnologías de hidrógeno como un energético en México.



* Mención del hidrógeno para propósitos energéticos

Fuente: (GIZ, 2021).

7.1.3. Consideraciones regulatorias y normativas para proyectos de hidrógeno

El hidrógeno ya cuenta con décadas de uso en el país como un gas industrial, para usos tales como la refinación de crudo, la producción de amoníaco, acero, semiconductores, vidrio plano, resinas sintéticas, margarinas, entre otros usos. Así mismo, existen empresas especializadas en su manejo y suministro tales como Grupo Infra, Linde o Air Liquide.

Además de las menciones específicas al hidrógeno en las leyes y regulaciones en materia energética, el sistema regulador mexicano ofrece oportunidades para la producción y utilización de hidrógeno en el país, que actualmente es explotado por productores privados. A continuación, se describen las normas y leyes relevantes para las etapas clave de la cadena de valor del hidrógeno.

Producción

Si se utiliza gas natural para producir hidrógeno (en plantas de reformado de metano por vapor, SMR), será necesario obtener permisos para su procesamiento, transporte, almacenamiento o manejo (según aplique) por parte de la Comisión Reguladora de Energía, de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley de Hidrocarburos.

Si se produce hidrógeno mediante electrólisis, los permisos requeridos son similares a los de una planta química, por ejemplo: Manifestación de Impacto Ambiental (MIA, SEMARNAT), permisos de operación y registro de actividades (Secretaría de Economía) y cumplimiento de las normas mexicanas para la actividad, como la NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones Eléctricas, la NOM-002-STPS-2010 Prevención y Protección contra incendios, la NOM-005-STPS-1998 Manejo, Transporte y Almacenamiento de sustancias peligrosas, y la NOM-020-STPS-2011 Recipientes a presión y calderas.

Si el proyecto incluye la instalación de una central eléctrica para alimentar los electrolizadores con una capacidad instalada mayor a 500 kW, se requiere un permiso de generación de la CRE, independientemente de si está conectado o no a la red.

Acondicionamiento y manejo

Las empresas de gases industriales actualmente acondicionan y manejan el hidrógeno de acuerdo con la normativa de seguridad laboral de México (Secretaría del Trabajo y Previsión Social) y algunas normas técnicas estadounidenses como la Norma ASME B31.12²² para el diseño, materiales, fabricación, pruebas e inspección de tuberías a presión y ductos de hidrógeno o la NFPA Código²³ sobre aspectos de seguridad de las tecnologías de hidrógeno. No se necesitan permisos especiales de las agencias reguladoras de energía en México para estas actividades.

²² ASME, The American Society of Mechanical Engineers: <https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-12-hydrogen-piping-pipelines>

²³ NFPA, National Fire Protection Association: <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/detail?code=2>

Transporte

El transporte terrestre de hidrógeno está regulado por el “Reglamento para el transporte terrestre de materiales peligrosos y residuos peligrosos” de la SCT²⁴, que no menciona directamente al hidrógeno, pero que su descripción se incluye en la “Clase 2, que abarca gases comprimidos, refrigerados, licuados o disueltos a presión”, división 2.1” Gases inflamables: Sustancias que a 20 ° C y una presión normal de 101.3 kPa se queman cuando se encuentran en una mezcla del 13% o menos en volumen de aire”.

El transporte de hidrógeno por ductos todavía no se lleva a cabo en México, pero podría requerir permisos de la Comisión Reguladora de Energía y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (análisis de impacto ambiental y permisos de paso).

Uso en generación de energía

El uso de hidrógeno para la generación eléctrica está considerado por la Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento, ya sea mediante la combustión en turbinas o a partir de un proceso electroquímico en celdas de combustible, siempre y cuando cumpla con los requisitos técnicos de la CRE. La eficiencia mínima no debe ser inferior al 70% del poder calorífico de los combustibles utilizados en la producción de hidrógeno, según la Guía para la Evaluación de Nuevas Tecnologías que Pueden Ser Consideradas como Generadoras de Energía Limpia publicada por la SENER²⁵.

Para conectar un generador de energía a una red eléctrica, el sistema debe cumplir con los lineamientos del “Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga”²⁶. Si el CENACE, que es la autoridad reguladora, considera que el equipo no ha sido suficientemente probado en campo en su país de origen o en México, podría exigir pruebas de desempeño realizadas por laboratorios autorizados, como el Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) de la CFE.

Si se el uso del hidrógeno se da en una nueva central eléctrica, también es necesaria una Evaluación de Impacto Social presentada a la SENER y los requisitos aplicables a otras centrales de generación eléctrica.

Uso como insumo químico

El hidrógeno se utiliza comúnmente como materia prima en procesos de producción de margarina, vidrio, acero y resinas sintéticas en México, entre otras aplicaciones. Se deben seguir las regulaciones para la produc-

ción, almacenamiento, manipulación y transporte del hidrógeno, que son reglamentos técnicos. No existen regulaciones específicas para el mercado del hidrógeno en México y se considera una sustancia química dentro de un mercado de libre competencia.

Uso en aplicaciones de transporte

Los vehículos impulsados por hidrógeno son, en su mayoría, vehículos eléctricos (EV). En particular, son vehículos eléctricos a celdas de combustible (FCEV). Los FCEV funcionan con almacenando la energía en forma de hidrógeno comprimido en tanques en lugar de baterías, y emplean celdas de combustible para generar electricidad a partir del mismo e impulsar un tren motriz eléctrico. La base legal para su uso se encuentra en la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, de acuerdo con la Ley de Transición Energética. La estrategia identifica la importancia de promover el uso de vehículos híbridos y eléctricos con tecnologías eficientes, incluyendo los FCEV. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, no existe regulación para el uso del hidrógeno como un combustible en México y aquellos aspectos relacionados a su suministro en estaciones de repostaje.

7.2. Aspectos sociales

7.2.1. Conflictos sociales con proyectos de renovables de gran escala

Según el proyecto de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO) “Conversando con Goliat” (2019), de 44 parques eólicos en el país, 21 tenían hechos conflictivos reportados por la prensa. De los proyectos de energía renovable licitados entre 2015 y 2017, gran parte se encuentra detenida o atrasado por cuestiones de índole social, según Fernando Zendejas, subsecretario de Electricidad de la Secretaría de Energía en 2018 (El Financiero, 2018).

Es importante recalcar que los conflictos sociales no son exclusivos de los proyectos de energías renovables, aunque del total de proyectos de infraestructura en el país que se encuentran en riesgo por conflictos sociales (110 proyectos en 2017), aproximadamente el 50 por ciento son del sector energético y casi el 30 por ciento son proyectos que resultaron de la reforma energética (Carriles, 2017). Un estudio del Instituto de Investigaciones en Ecosistemas y Sustentabilidad de la UNAM que se enfoca en proyectos con afectaciones medioambien-

²⁴ SCT, Secretaría de Comunicaciones y Transportes: <https://www.sct.gob.mx/transporte-y-medicina-preventiva/autotransporte-federal/marco-normativo/noms-de-materiales-y-residuos-peligrosos/>

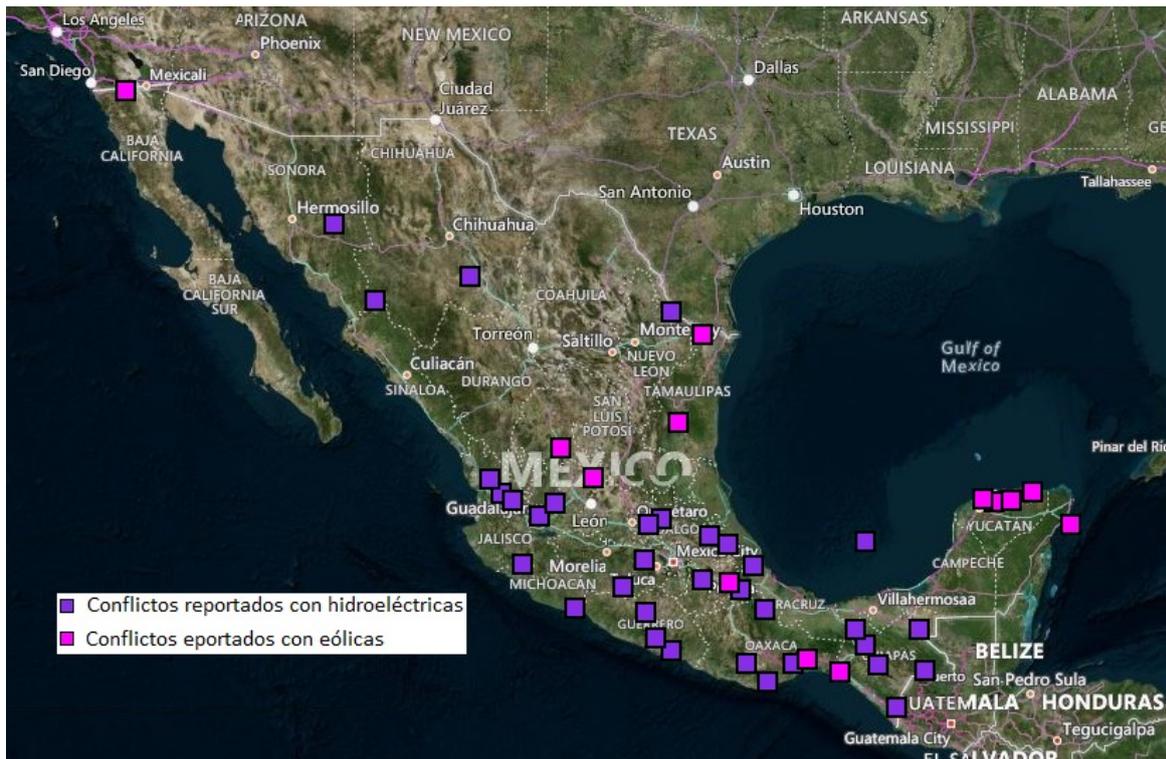
²⁵ Secretaría de Energía: <https://www.gob.mx/sener/documentos/procedimiento-para-evaluacion-de-tecnologias-limpias>

²⁶ Centro Nacional de Control de Energía: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ConexionInterconexion.aspx>

tales revela que, entre 2012 y 2017, hubo un total de 530 conflictos socioambientales en México, 74 de los cuales fueron en proyectos energéticos (UCCS, 2018). Esta realidad de conflictividad socioambiental en el desarrollo de megaproyectos de energía y la necesidad de continuar expandiendo la generación eléctrica por medio de fuentes renovables, nos obligan a estudiar a detalle y atender los factores que generan estos desacuerdos o el hecho de que estos desacuerdos escalen. Lo que está en juego son los derechos de las comunidades locales, la viabilidad

de la transición energética y la oportunidad de que sea un proceso democrático y beneficioso para todos. En este sentido, **el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno verde deberá considerar, de forma no limitativa, los mismos lineamientos y consideraciones sociales y ambientales aplicables a los proyectos de generación de energía renovable de gran escala**, al ser el componente que mayor extensión de terreno ocupa y con mayores potenciales conflictos con comunidades o de índole ambiental.

Figura 34. Conflictos reportados por el proyecto “Conversando con Goliat, 2019”.



Evaluación de Impacto Social (Evis)

Las Disposiciones Administrativas de Carácter General sobre la Evaluación de Impacto Social en el Sector Energético (DACG-Evis)²⁷ establecen las metodologías y el contenido mínimo de las evaluaciones según el tipo de energía y la escala del proyecto. Establecen definiciones, principios y enfoques, entre los cuales destaca la creación de una versión pública de la Evis, así como la determinación de elaborarlo con perspectiva de género e incorporando un enfoque participativo (siempre que el proyecto tenga una capacidad mayor a 10MW). Para ello, la información de las Evis deberá estar siempre desagregada por género, así como diferenciados los impactos y las medidas para prevenirlos, mitigarlos y ampliarlos. Entre las prácticas participativas destaca que las opinio-

nes de las personas en el área núcleo deben estar incorporadas en la identificación, caracterización, predicción y valoración de los posibles impactos sociales.

La Evis debe contemplar un Plan de Gestión Social, el cual debe de incluir al menos “el conjunto de medidas de ampliación de impactos positivos y de medidas de prevención y mitigación de impactos negativos derivados del proyecto, así como las acciones y recursos humanos y financieros que implementará el promovente en materia de comunicación, participación, atención de quejas, inversión social y otras acciones que permitan garantizar la sostenibilidad del proyecto y el respeto a los derechos humanos” (Art. 29, DACG-Evis).

²⁷ Diario Oficial de la Federación: Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones Administrativas de Carácter General sobre la Evaluación de Impacto Social en el Sector Energético (01/06/2018).

8. Oportunidades en la manufactura de tecnologías para la producción y aprovechamiento del hidrógeno

El estado de Guanajuato representó el 6% del total de exportaciones nacionales para el año 2021, estimadas a un valor superior a los 27,000 MM USD. El estado se ubicó en la quinta posición como la economía con mayor exportación, estando detrás de estados como Nuevo León, Chihuahua, Coahuila y Baja California (INEGI, 2023).

Guanajuato posee un comportamiento de exportación estable a lo largo del año. Durante 2021, exportaron en bienes y servicios un promedio de alrededor de 6,700 MM USD por trimestre. La fabricación de equipos de transporte es el sector industrial principal dentro de las exportaciones de Guanajuato. Para el 2021 se presentó un promedio de exportación trimestral avaluado en cerca de 4,800 MM USD, correspondiente al 71% del total de las exportaciones estatales. El segundo sector con mayor participación es la industria de alimentos con 378 MMUSD (6%) y la industria del plástico & hule con 346 MMUSD (5%) (INEGI, 2023). De aquellos estados previamente mencionados como regiones de exportación, sólo se evidenció que el estado de Guanajuato fue

superado por el estado de Coahuila en la exportación de equipos de transporte, con 8,624 MMUSD. La mayor parte de las exportaciones de Guanajuato es destinada a EEUU, con un estimado de 12,800 MM USD, seguido por Canadá (\$740 MM USD) y Colombia (\$370 MM USD). Los resultados de INEGI ilustran con claridad la alta dependencia de Guanajuato del sector automotriz y cómo su intercambio económico con otros mercados internacionales se basa en aquellos productos de fabricación de equipos de transporte. La siguiente figura presenta los principales segmentos de exportación de Guanajuato, todos ellos agrupados dentro del sector de fabricación de equipos de transporte.

Figura 35. Principales actividades económicas de exportación de Guanajuato.



Fuente: Elaboración propia, datos (DataMexico, 2022)

En cuanto a las importaciones de Guanajuato en 2021 asociadas con la industria automotriz, sus compras se dividieron en partes y accesorios de vehículos automotores (\$2,215 MM USD) y productos laminados de hierro o sin alear (\$401 MM USD) (DataMexico, 2022). Los países de origen de las compras internacionales para el 2021 fueron Estados Unidos con \$6,425 MM USD, seguido de Japón con \$2,606 MM USD y China con \$2,145 MM USD.

Los municipios de Guanajuato que presentaron los mayores niveles de ventas internacionales fueron Silao con \$4,048 MM USD, Apaseo el Grande con \$2,534 MM USD, Salamanca con \$2,416 MMUSD, Irapuato con \$1,457 MMUSD y León con \$1,423 MM USD (DataMexico, 2022). En Silao la venta de partes y accesorios de vehículos automotores represento cerca del 45% de toda la economía de exportación con un valor estimado de \$1,575 MM USD siendo Estados Unidos el comprador principal.

El desarrollo económico de la industria manufacturera es impulsado por el despliegue de parques industriales. Guanajuato registró para el 2020 un total de 47 parques industriales, 3 microparques y 5 parques industriales en construcción. Silao es el municipio en donde se alojan la mayor cantidad de parques industriales con un total de 12, seguido de Celaya con 9 y de Apaseo el Grande con 8.

Guanajuato se vislumbra a ser el primer productor de vehículos en Latinoamérica en el corto plazo (Puerto Interior, 2023). El estado posee la mayor cantidad de plantas de ensamble de vehículos en México. La planta de General Motors está ubicada en Silao y ensambla Chevrolet Cheyenne, Chevrolet Silverado y GMC Sierra. La ensambladora de Honda se ubica en Celaya y manufacturan los automóviles Honda Fit y el HR-V. La tercera planta es la de Mazda en el municipio de Salamanca donde ensambla Mazda 3 sedán, el Mazda 2 (hatchback y sedán) y la SUV CX-30. La compañía japonesa Toyota

Motor Manufacturing Guanajuato se dedica a fabricar la pick-up Tacoma.

El hidrógeno es un vector energético que puede suplir insumos fósiles en sectores como el transporte terrestre, tanto de carga como de pasajeros. A nivel mundial, Toyota es de los líderes en el desarrollo de vehículos con celdas de combustible de hidrógeno. Cuentan en la actualidad con modelos comerciales como el Mirai y el Sora. General Motors (GM) cuenta con el vehículo Che-

vrolet Equinox Fuel Cell considerado como uno de los primeros en el mercado, principalmente usado en flotas empresariales y gubernamentales. General Motors ha colaborado con Honda en el desarrollo de celdas de combustible de hidrógeno resultando en el lanzamiento del Chevrolet Colorado ZH2, un camión de uso militar de servicio pesado con celdas de combustible de hidrógeno. Por su parte, Honda lanzó el Honda Clarity, que para el 2021 dejaría de ser producido.

Figura 36. Estructura interna del vehículo de celda de combustible de Toyota Mirai.



Fuente: Inicio.

8.1. Manufactura de vehículos y equipos asociados al hidrógeno

El despliegue de tecnologías asociadas al hidrógeno verde en mercados en crecimiento generará un incremento en la demanda de sus equipos y componentes asociados, como electrolizadores, celdas de combustible, vehículos de celdas de combustible, entre otros. Al ser tecnologías con una curva de aprendizaje por delante, aún no están establecidas las cadenas de suministro para poder cubrir la demanda que se proyecta para los próximos años. Por ejemplo, hay una capacidad de electrólisis anunciada en proyectos a 2030 mucho mayor a la capacidad actual de producción de electrolizadores. Por esto que se prevé que habrá oportunidades para quienes puedan producir equipos de la cadena de valor del hidrógeno a gran escala y con costos competitivos para cubrir la creciente demanda.

Por otro lado, existen mercados emergentes de hidrógeno bajo en carbono en general que están impulsados por estrategias nacionales o regionales de adopción de hi-

drógeno y/o subsidios dedicados a diferentes etapas de su cadena de valor, como es el caso en Europa, Japón, Corea y Estados Unidos. En EEUU ya se cuenta con un pipeline de proyectos de hidrógeno bajo en carbono de miles millones de dólares a ser desplegados en los próximos años, y se estima que el transporte de carga media y pesada sea la aplicación que mayor consumo de hidrógeno bajo en emisiones tenga hacia 2040 y 2050 (US DOE, 2023), lo que irá acompañado de una creciente demanda de vehículos de celda de combustible. Adicionalmente, el principal socio comercial e inversionista del estado de Guanajuato son los Estados Unidos donde, como ya se mencionó, se espera un acelerado despliegue de vehículos impulsados por hidrógeno en las próximas décadas.

A través de estudios anteriores se ha identificado que México podría ser altamente competitivo en la producción de vehículos de celda de combustible debido a factores tales como su robusta industria de manufactura automotriz (GIZ, 2021)²⁸, su cercanía con EEUU y el Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá (TMEC). Sumando a sus capacidades industriales y logísticas, Guanajuatose podría beneficiar estableciendo una in-

²⁸ Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación. Tomo VI: Análisis de la cadena de valor local y del potencial de exportación de hidrógeno verde. Disponible en línea en: https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/Hidro%CC%81geno_AE_Tomo_VI.pdf

dustria de manufactura de vehículos de celda de combustible para exportación.

Guanajuato ya cuenta con cadenas de suministro establecidas para la cadena de valor automotriz, y la experiencia e infraestructura para exportar equipos por mar o tierra a otros mercados emergentes en consumo hi-

drógeno bajo en emisiones, como Asia, Europa o Estados Unidos. Así mismo, la experiencia de grandes armadoras y sus proveedores en la zona, así como infraestructura logística, podrían hacer de **Guanajuato un líder en la manufactura de vehículos de celda de combustible** si se decidiera impulsar el desarrollo de una base tecnológica, de innovación y cooperación para ello desde los sectores público y privado.

9. Barreras, obstáculos, oportunidades y recomendaciones para el Estado de Guanajuato

El gas natural de bajo costo y la falta de incentivos claros para la adopción de hidrógeno verde son de los principales obstáculos que se han identificado para su adopción en el estado.

- **El bajo costo del gas natural lo hará difícil de reemplazar por hidrógeno verde**, en particular para aplicaciones de combustión directa, dado que se estima que el gas natural siga siendo el energético más económico en el estado al menos hasta 2050.
- **Actualmente no existe un incentivo para la adopción de hidrógeno verde**, dado que las empresas interesadas en su implementación priorizan otras alternativas de reducción de emisiones más competitivas en costo, como la electrificación directa, la eficiencia energética, o el uso de gas natural.
- **No hay mandatos generales de reducción de emisiones en los segmentos industriales donde el hidrógeno verde podría ser la única alternativa de descarbonización**, y las empresas que lo están considerando persiguen usualmente metas corporativas de reducción de emisiones sin carácter obligatorio.
- **Las distancias entre las zonas con mejor potencial de producción de hidrógeno verde y aquellas con mayor posible demanda son relativamente largas.** Estas rondan los 100 km, por ejemplo, desde la Zona Central referida anteriormente a Salamanca, Celaya o Irapuato, o de la Zona Noroeste a León (aprox. 80 km).
- **La Zona Noreste tiene buen potencial de producción de hidrógeno verde con costos competitivos, pero no se identificaron centros de potencial demanda cercanos en el estado a una distancia menor de al menos 140 km.**
- **La disponibilidad de agua es limitada en la mayor parte del estado, salvo la región Noroeste**, según datos de la CONAGUA. Por ello, el acceso al agua podría ser un reto que resolver para la producción de hidrógeno a gran escala en las zonas centro y noreste del estado.

9.1. Barreras y obstáculos

A continuación, se presentan algunas barreras y obstáculos que pueden frenar la adopción de hidrógeno verde en varios sectores.

La economía estatal tiene una dependencia fuerte de la industria de extracción y combustión del carbón, que genera más de la mitad de la electricidad. Esto implica una gran dependencia laboral y social de este sector, donde la transición de las competencias laborales y capital invertido hacia el sector de las energías renovables representa un reto.

En el sector energético, el hidrógeno verde no puede competir con alternativas fósiles (carbón y gas natural) antes del 2046-2050 solo con base en su contenido energético, sin incentivos económicos adicionales (como impuestos o precios a las emisiones de CO₂, o subsidios a alternativas verdes).

En la manufactura, la madurez tecnológica y logística de las empresas fabricantes de FCEV están restringidas a China y Europa y actualmente no hay en el estado una industria capaz de producir vehículos con celda de combustión a corto plazo.

Los operadores logísticos todavía tienen dudas sobre la seguridad del suministro de los combustibles como el hidrógeno y el amoníaco para sus operaciones.

9.2. Oportunidades

9.2.1. Producción de hidrógeno verde a costos competitivos

Guanajuato podría aprovechar su abundante recurso eólico en el centro del estado para la producción de hidrógeno verde, logrando costos de hasta 1.85 USD/kg en 2030.

- **El hidrógeno podría ser un habilitador para la integración de mayor capacidad de energía renovable en la red eléctrica**, como la solar y la eólica, cuando sea más conveniente el almacenamiento en forma de hidrógeno que con sistemas de baterías.

- **El potencial eólico factible del estado más elevado está en áreas de concentración en las regiones centro, noreste y noroeste**, donde se alcanzan factores de planta que llegan hasta a un 57%. Con el dimensionamiento adecuado del parque renovable y la capacidad de electrólisis se pueden llegar a obtener factores de planta para el electrolizador por arriba del 80%.
 - **El potencial solar en el estado está dividido de manera más uniforme en el estado**, con mayor concentración hacia el norte. Los factores de planta obtenidos en ese caso llegan a un máximo del 25.3%.
 - De las regiones identificadas con mayor competitividad para la producción de hidrógeno verde, **la zona Central, alimentada por energía eólica, es la que mayor potencial demanda podría tener** con posibles consumidores a distancias menores a los 100 km.
 - La zona Central se encuentra en las cercanías del corredor industrial del Bajío y se podría lograr una producción de hasta 1.85 USD/kg de hidrógeno verde (promedio de 2.95 USD/kg). **En la zona Central se podrían instalar hasta 150 MW de electrólisis para producir hidrógeno verde con un costo menor a 2.5 USD/kg en 2030.**
 - **En la zona Noreste se podrían instalar hasta 125 MW de electrólisis para producir hidrógeno verde con un costo menor a 2.5 USD/kg en 2030** a partir de parques renovables dedicados.
 - **En la zona Noreste se podrían instalar hasta 100 MW de electrólisis para producir H₂V con un costo menor a 2.5 USD/kg en 2030.** Una de las desventajas de esta zona es su cercanía a la Reserva de la Biósfera de Sierra Gorda de Guanajuato. Por otra parte, habría que encontrar un consumidor de hidrógeno en la cercanía para considerar el desarrollo de un proyecto viable.
 - **El estado de Guanajuato tiene un potencial eólico para instalar hasta 1.6 GW de electrólisis para producir hidrógeno a un costo inferior a 3 USD/kg en 2030**, de los cuales **alrededor de 500 MW que permiten un costo menor a 2.6 USD/kg.**
 - **Sería posible lograr menores LCOH para proyectos específicos considerando medidas como complementar la producción de hidrógeno con la venta de electricidad renovable a la red o el uso de electrólisis alcalina**, lo cual podría impactar en la reducción de costos en hasta un 15%.
 - **Para 2050, Guanajuato tendrá un potencial de 180 MW de electrólisis con un costo menor a 1.5 USD/kg** y cerca de 46 GW con un costo menor a 2 USD/kg (cerca del 60% del potencial solar al 2050 se encuentra por debajo de este costo).
- ### 9.2.2. Descarbonización de la industria
- Es posible que los primeros proyectos de hidrógeno para la industria surjan en empresas en las que es la única alternativa para lograr sus metas de descarbonización, la Refinería de Salamanca podría ser el consumidor ancla para el despliegue de H₂V a gran escala en el estado.*
- **Se estima que el mercado de hidrógeno en Guanajuato fue de 53 mil toneladas de hidrógeno en el 2022. La refinación de petróleo fue el segmento con la mayor demanda de hidrógeno (66% del mercado total)** en la refinería de Salamanca de Pemex. En una menor proporción se encuentran los sectores del amoníaco (22%) papel, pulpa y cartón (12%), mientras que menos de un 1% del hidrógeno en Guanajuato se consumió en la producción de acero y de vidrio flotado.
 - **El hidrógeno verde alcanzaría la paridad de costos como materia prima a finales de la década del 2030**, lo que indica cuando el hidrógeno verde podría ser atractivo en industrias como la producción de metanol, amoníaco, acero, cemento, vidrio flotado; entre otros.
 - La zona Central del estado cuenta con una infraestructura robusta de transporte de electricidad y gas, lo que podría habilitar los proyectos de producción de hidrógeno verde cerca del punto de consumo; adicionalmente, una demanda importante de hidrógeno verde podría venir del sector logístico y el petroquímico.
 - **La refinería de Salamanca ser el principal off-taker para un proyecto de producción de hidrógeno verde de gran escala**, posibilitando su suministro a costos competitivos para otros usos con menor demanda en otras aplicaciones industriales, de transporte y logística. Sin embargo, un reto por resolver sería el transporte del hidrógeno dado que el complejo se encuentra a aproximadamente 80km de la zona más cercana de potencial de producción de hidrógeno verde a bajo costo en el estado.
 - Existen empresas en industrias con requerimientos logísticos de lato uso de montacargas en fábricas o centros de distribución, que podrían **considerar el uso de montacargas impulsados con hidrógeno, como una medida de descarbonización** y que se ha mostrado con costos más competitivos que los eléctricos a baterías en despliegues exitosos y económicamente viables en Norte y Sur América.

9.2.3. Descarbonización del transporte

Los primeros casos de negocio rentables con hidrógeno verde en el transporte pesado podrían darse antes de 2030, y se perfila a ser el segmento de mayor demanda de H₂V hacia 2050.

- Se estima que en 2050 el estado de Guanajuato requiera más de 125 mil millones de litros de gasolina anualmente para satisfacer la demanda de los tres segmentos más representativos: automóviles, autobuses de pasajeros y camiones y camionetas para carga.
- El hidrógeno como energético podría ser competitivo respecto a la gasolina y el diésel antes del 2030, y que la electricidad de la red a principios de la década siguiente. Esto podría ser un detonante de su uso en el transporte terrestre de carga o como un medio de almacenamiento eléctrico.
- Para el transporte terrestre de carga, la paridad de costos podría darse durante esta década, considerando el costo total de propiedad de los vehículos, que posiciona a este sector como el de competitividad económica en el corto plazo en Guanajuato.
- El estado está buscando posicionarse a la vanguardia en la implementación de combustibles bajos en emisiones en sistemas de transporte y para ello Guanajuato lanzó un programa de movilidad limpia, con proyectos demostrativos con vehículos a gas natural y eléctricos con baterías.

9.3. Recomendaciones

9.3.1. Iniciativas y proyectos

El corredor industrial de León a Celaya podría ser el eje de desarrollo de un Hub de hidrógeno verde, por su cercanía a producción a costos competitivos y concentración de potenciales consumidores, pudiendo además ser un habilitador del transporte de carga de bajas emisiones con H₂V en el estado.

- Estudiar casos específicos de potencial demanda de hidrógeno en el corto y mediano plazo, a fin de identificar y empezar a construir los primeros proyectos de implementación de tecnologías de hidrógeno verde. Es posible que los primeros proyectos sean a nivel piloto, para lo que se recomienda coordinarlo con diferentes consumidores y potenciales proveedores de hidrógeno verde a través de la conformación de consorcios.

- Se recomienda hacer un estudio detallado del potencial de producción de hidrógeno verde de gran escala en la zona Central, pudiendo tener como principal consumidor a la refinería de Salamanca. Éste podría ser uno de los detonantes de demanda en gran escala y despliegue de tecnologías de H₂V en el estado, considerando que actualmente es el principal consumidor de hidrógeno (gris), y ello podría contribuir a reducir sus emisiones de GHG y otros contaminantes del aire.
- Estudiar el posible desarrollo de un corredor de transporte pesado en el Bajío, pasando por León, Silao, Irapuato, Salamanca y Celaya, con posibles ramificaciones regionales hacia Aguascalientes o San Luis Potosí en el norte, o hacia Querétaro al este, por ejemplo. El que sea una ruta de alto flujo vehicular podría facilitar el establecimiento de estaciones de repostaje de hidrógeno verde en puntos estratégicos. Una ventaja de un posible proyecto de este tipo es la cercanía con la zona de alto potencial de producción de hidrógeno verde del estado, y que pasa por los principales posibles centros de demanda, incluyendo el mayor consumidor actual del estado en Salamanca.
- Eventualmente, se podría plantear el desarrollo de un Hub de hidrógeno verde en este corredor, los cuales se benefician de producción de mayor escala y por ende menores costos, la agregación de demanda para justificar el proyecto, y el uso de infraestructura compartida.
- Desde la zona Noreste de alto potencial de producción se podría buscar alimentar hidrógeno a la Zona Metropolitana de León. Por otra parte, a menos de 10 km de la frontera estatal, en San Luis Potosí, ya hay planes de desarrollar un proyecto de generación de hidrógeno “Planta fotovoltaica de generación de energía eléctrica para la producción de hidrógeno verde Neptuno Solar 1”. Se podrían explorar las posibles sinergias con dicho proyecto.
- Guanajuato podría hacer uso la robustez de su industria automotriz para desarrollar una industria de manufactura para exportación de vehículos de celda de combustible y otras tecnologías de asociadas al hidrógeno.
- Se sugiere realizar un diagnóstico de las capacidades de manufactura existentes y potenciales en Guanajuato aplicables a las tecnologías de hidrógeno, en particular en el sector automotriz para la fabricación de FCEV de pasajeros y de carga, así como otros componentes en la cadena de valor del H₂V (electrolizadores, celdas de combustible, compresores).

res, válvulas, tuberías, tanques de almacenamiento, filtros, etc.).

- Los análisis recomendados podrán servir para alinear las capacidades de manufactura con la demanda de hidrógeno que pueda ser atendida a costos competitivos. En torno estos resultados, se podrían **establecer hubs temáticos de capacitación, desarrollo y manufactura de las tecnologías identificadas incluso a nivel regional con los estados vecinos en México.** Para ello sería recomendable una coordinación entre los sectores industrial, académico y gubernamental.

9.3.2. Cooperación intersectorial y acción gubernamental

El desarrollo de instrumentos de planeación estatal de hidrógeno y la colaboración coordinada entre sectores serán claves para acelerar la materialización de las oportunidades relacionadas con el hidrógeno verde en Guanajuato.

- Para el desarrollo de una economía del hidrógeno verde en el estado, será necesaria la cooperación de actores en el sector privado y el público. **La integración del hidrógeno verde en los ejes temáticos de los clústeres industriales en el estado podría crear un foro adecuado para impulsar las primeras iniciativas y proyectos de hidrógeno verde.**
- Dado que el estado de Guanajuato cuenta con políticas para reducir las emisiones de GEI, especialmente en los sectores energético, industrial, y de transporte, **los proyectos de hidrógeno verde podrían volverse estratégicos para promover el transporte sustentable y la implementación de energías limpias** para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles.
- En el ámbito gubernamental, es importante la coordinación entre las áreas destinadas al desarrollo económico y medio ambiente, así como los segmentos industriales, de manufactura y el sector de energía. En ese sentido, **se sugiere el desarrollo de una Estrategia de Hidrógeno Verde de Guanajuato** que integre la visión de los diferentes.
- A partir de la visión general plasmada en la Estrategia Estatal, el **desarrollo de Hojas de Ruta por segmento de aplicación (industria, energía, transporte de carga, transporte de pasajeros, manufactura, etc.)** podrá identificar los segmentos y sitios específicos para priorizar el desarrollo de proyectos, y sentar las bases para el despliegue de iniciativas y las solicitudes de financiamiento a organismos internacionales.
- **Se sugiere incluir objetivos específicos y medibles dentro de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde para los horizontes temporales en el mediano (2030) y largo (2050) plazo. El estudio deberá evaluar aquellas demandas futuras en áreas como la refinación de crudo, el transporte, la industria, entre otros.** Además, se deberán definir recomendaciones y acciones para la creación de un marco legal y regulatorio que apoye el despliegue de proyectos de energías renovables e hidrógeno verde. Se recomienda incluir análisis transversales como la creación de empleos verdes, certificados de garantías de origen, y fondos de financiación a la I+D y el despliegue de proyectos piloto y demostrativos.
- **Se recomienda crear mesas de trabajo entre actores público, privado y la academia para debatir sobre los aspectos claves que deberá contener la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde.** El fomento de sinergias entre actores se debe de promover desde instancias de la construcción temprana del documento.
- **Se sugiere crear mesas de trabajo entre actores público, privado y la academia para debatir sobre los aspectos claves que deberá contener la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde.** El fomento de sinergias entre actores se debe de promover desde instancias de la construcción temprana del documento.
- Se recomienda realizar un mapeo de las potenciales industrias consumidoras con un mayor nivel de detalle con el fin de evaluar la viabilidad de incorporar hidrógeno verde dentro de sus procesos. **El análisis deberá incluir características de cada industria, disponibilidad y costo de fuentes de energía renovable en la zona, tamaño, ubicación geográfica, tipo de proceso industrial que desarrollan y demanda energética.** El estudio permitirá establecer una hoja de ruta de hidrógeno verde dentro de aquellos sectores económicos con mayor oportunidad de adopción.
- **El establecimiento de metas de estatales de descarbonización, así como incentivos al desarrollo de proyectos,** podrían acelerar el despliegue del hidrógeno verde en el estado, **debiendo enfocarse en las aplicaciones y proyectos con mayor posibilidad de tener factibilidad técnica y económica para su desarrollo.**
- Según se reportó en entrevistas, existe el interés en el tema de diversas industrias, pero hace falta conocimiento técnico. Se sugiere **generar contenido práctico de capacitación técnica y comercial sobre las posibles aplicaciones de hidrógeno,** sus ventajas y retos, que permitan a empresas interesadas comprender los requerimientos e implicaciones de implementar esta tecnología.

Anexo 1: Listados de bibliografía utilizada en las fichas técnicas

Los listados presentados a continuación referencian las fuentes bibliográficas utilizadas para la elaboración de las fichas técnicas de la Caracterización General del Estado de Guanajuato y Análisis Cualitativo de Demanda de Hidrógeno Verde.

Ficha técnica de Caracterización General del Estado de Guanajuato

13. [Resumen. Guanajuato – INEGI](#)
14. [Entidades federativas de México por PIB](#)
15. [Guanajuato : Economía, empleo, equidad, calidad de vida, educación, salud y seguridad pública](#)
16. [Exportaciones por entidad federativa – INEGI](#)
17. [Conjuntos de datos vectoriales de información topográfica escala 1:250 000 Guanajuato Serie VI](#)
18. [Infraestructura de gas natural en México](#)
19. [Enel inaugura en México Don José su proyecto solar de 238 MW | Enel Green Power](#)
20. [Mxsolar – Guanajuato](#)
21. [Apaseo, Guanajuato – Grupo GIMSA](#)
22. [Rehabilitarán con 550 mdp hidroeléctrica de textilera La Carolina en Salvatierra](#)
23. [Información sobre la implementación de la política climática subnacional – Guanajuato](#)
24. [Clima. Guanajuato – INEGI](#)
25. [Mexico – Vehículos de Motor Registrados en Circulación 2021, Datos al mes de diciembre](#)
26. [Informe nacional de calidad del aire 2019](#)

Ficha técnica de Análisis Cualitativo de Demanda de Hidrógeno Verde

1. [Poder calorífico de combustibles.](#)
2. [Poder calorífico del hidrógeno.](#)
3. [Consumo energético en Guanajuato](#)
4. [Precios de gasolina en Guanajuato](#)
5. [Precios del diésel.](#)
6. [Precios del gas natural.](#)
7. [Precios de electricidad.](#)
8. [Precios de electricidad \(Segmentación por regiones\).](#)

Anexo 2: Matriz de indicadores cualitativos

La Tabla 7 presenta la matriz de indicadores cualitativos implementada para la evaluación general de competitividad en la adopción de hidrógeno verde dentro de la economía estatal de Nuevo León. La evaluación se clasifica con valores de 1, 2 y 3 siendo 3 el de mayor impacto. El peso a cada indicador se obtuvo a través de una metodología desarrollada por Hinicio en donde se asigna mayor a aquel KPI que presente un impacto positivo.

Tabla 5. Matriz de indicadores cualitativos

Indicador	Benchmark			Peso	Puntaje
	1	2	3		
KPI 1 - Consumo actual de H ₂ estatal	El consumo actual de hidrógeno en el estado es menor a 50 kton/año	El consumo actual de hidrógeno en el estado está entre 50 kton/año y 100 kton/año	El consumo actual de hidrógeno en el estado es mayor o igual a 100 kton/año	20%	2
KPI 2 - Consumo potencial de H ₂ V a 2040 en el estado	El consumo actual de hidrógeno en el estado es menor a 100 kton/año	El consumo actual de hidrógeno en el estado está entre 100 kton/año y 200 kton/año	El consumo actual de hidrógeno en el estado es mayor o igual a 200 kton/año	20%	3
KPI 3 - Año de paridad de costo	EL hidrógeno no logra paridad de costos en ninguna industria antes del 2040.	EL hidrógeno logra paridad de costos en alguna industria entre el 2030 y el 2040	EL hidrógeno logra paridad de costos en alguna industria antes del 2030.	30%	3
KPI 4 - Planes de transición energética o relacionados	No cuenta con políticas o planes estatales de descarbonización	Cuenta con políticas o planes estatales de descarbonización, no se incluye al hidrógeno directamente, pero se mencionan energías renovables	Cuenta con políticas o planes estatales de descarbonización, y se incluye al hidrógeno en al menos una regulación/normativa	10%	2
KPI 5 - Potencial reducción de emisiones de GEI	El potencial de reducción de GEI a través del hidrógeno en 2020 es menor a 250 ktonCO ₂ eq/año	El potencial de reducción de GEI a través del hidrógeno en 2020 es entre 250 ktonCO ₂ eq/año y 500 ktonCO ₂ eq/año	El potencial de reducción de GEI a través del hidrógeno en 2020 es mayor a 500 ktonCO ₂ eq/año	20%	2

Fuente: Elaboración propia

Anexo 3: Suposiciones tecno-económicas

Los cálculos y análisis realizados dentro de este estudio usaron los siguientes supuestos de costos de costos de capital y de operación para las diferentes tecnologías, basados en una recopilación de diferentes reportes.

Tabla 6. Evolución técnico-económica de las tecnologías de producción de energía renovable y de hidrógeno.

	2022	2025	2030	2040	2050
Solar PV<?>					
CapEx [USD/kW]	630	570	513	454	420
Eólica29					
CapEx [USD/kW]	885	854	813	730	685
Electrólisis PEM<?>					
CapEx [USD/kW]	1100	950	700	500	350
Eficiencia [kWh/kg]	53	51	48	48	45

Los costos de operación se asumieron constantes al 3% del costo de capital para todas las tecnologías.

Además, con el fin de determinar el área específica de las tecnologías de generación, se consultó el listado de

proyectos que son ingresados al PEIA (Programa de Evaluación de Impacto Ambiental), publicado en las Gacetas ecológica de SEMARNAT. Se tomaron como referencia los siguientes proyectos, cuya evaluación de impacto ambiental fue ingresada entre el 2016 y 2021.

Proyectos de energía solar ingresados al PEIA (2016-2021)			
Proyecto	MW	ha	
Central solar BC	300.0	550.0	
ATLACOMULSO	113.4	236.0	
Cuquio	92.1	300.0	
Villanueva	754.0	2400.0	
luciernaga	243.7	617.2	
la palapa	22.5	75.5	
rancho nuevo solar	96.0	192.8	
el coroneo	50.0	125.4	
parque solar suave	160.0	576.2	
parque solar miguel	160.0	543.1	
ABASOLO PV1	150.0	360.3	
Angel 1	361.4	799.5	
comsa 1	1.1	3.3	
las lomas de ocampo	90.0	148.9	
Tepezala 1	120.0	378.0	
Huerto solar fotovoltaico durango	117.0	112.8	

Proyectos de energía eólica ingresados al PEIA (2016-2021)			
Proyecto	MW	ha	
Vientos del caribe	208.0	1871.0	
Gunaa Sicarú	252.0	4700.0	
Presa nueva	403.2	6820.0	
la palmita 1	52.0	753.2	
la palmita 2	62.4	835.9	
santa cruz	138.0	2330.0	
Fenicias	168.0	3378.0	
kabil	68.0	1603.0	
la carabina II	150.0	5050.9	
salitrillos	100.0	1533.0	
mesa la paz	306.0	9784.0	
SINANCHE I y II	151.2	3222.0	
TIZIMIN	86.1	1725.0	
Energía limpia de amistad	200.0	6539.0	
altos II	100.0	2308.0	
Promedio ponderado por capacidad instalada			5.3

<?> Proyección de Inicio, basada en los datos del reporte "Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina" (BID, 2019).

Proyectos de energía solar ingresados al PEIA (2016-2021)

Piactla	20.0	39.5	
planta cemento cerritos	10.0	52.7	
saucedá solar	124.0	324.3	
Promedio ponderado por capacidad instalada			41.7

A las áreas específicas promedio, se les aplicó un factor de corrección del 75% que busca simular la posible separación entre los proyectos, es decir, se aumentó el área requerida por unidad de potencia en un 33%, **resultando**

Proyectos de energía eólica ingresados al PEIA (2016-2021)

en 31.2 MW/km² para el caso de la energía solar y de 4 MW/km² para el caso de la energía eólica.

Anexo 4: Cálculo del LCOH y estimación en la paridad de costos

Con la intención de determinar la competitividad del H₂ verde en diferentes sectores económicos donde este se postula como aditivo y/o suplente, se hace necesario determinar los momentos en que el H₂ consigue paridad de costos con respecto a combustibles como el diésel, la gasolina, el gas natural, entre otros. Para ello, se calcula el LCOH, el cual es equivalente al LCOE, pero para la producción de H₂.

El LCOH tiene en cuenta CAPEX y OPEX a través de la vida útil de un proyecto para la producción de H₂ descontado en su valor presente neto.

El cálculo del LCOH tiene tres componentes principales: Costo de la electricidad (LCOE), costo de operación (OPEX), costos de inversión (CAPEX). Por este motivo, la metodología para encontrar la paridad de costos del hidrógeno con respecto a los energéticos empleados en cada industria parte de determinar estas tres componentes, principalmente (ver Ecuación 1).

Ecuación 1. Fórmula para calcular el LCOH.

$$LCOH_{USD/kg} = \frac{\sum_{t=0}^t \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^t \frac{kgH_{2t}}{(1+r)^t}}$$

CAPEX: Gastos de capital

OPEX: Gastos operacionales (incluyendo el costo de la electricidad (LCOE) y agua)

t: Año de operación

r: Tasa de descuento

kgH₂: Hidrógeno (kg) producción por año

*Valor Nominal

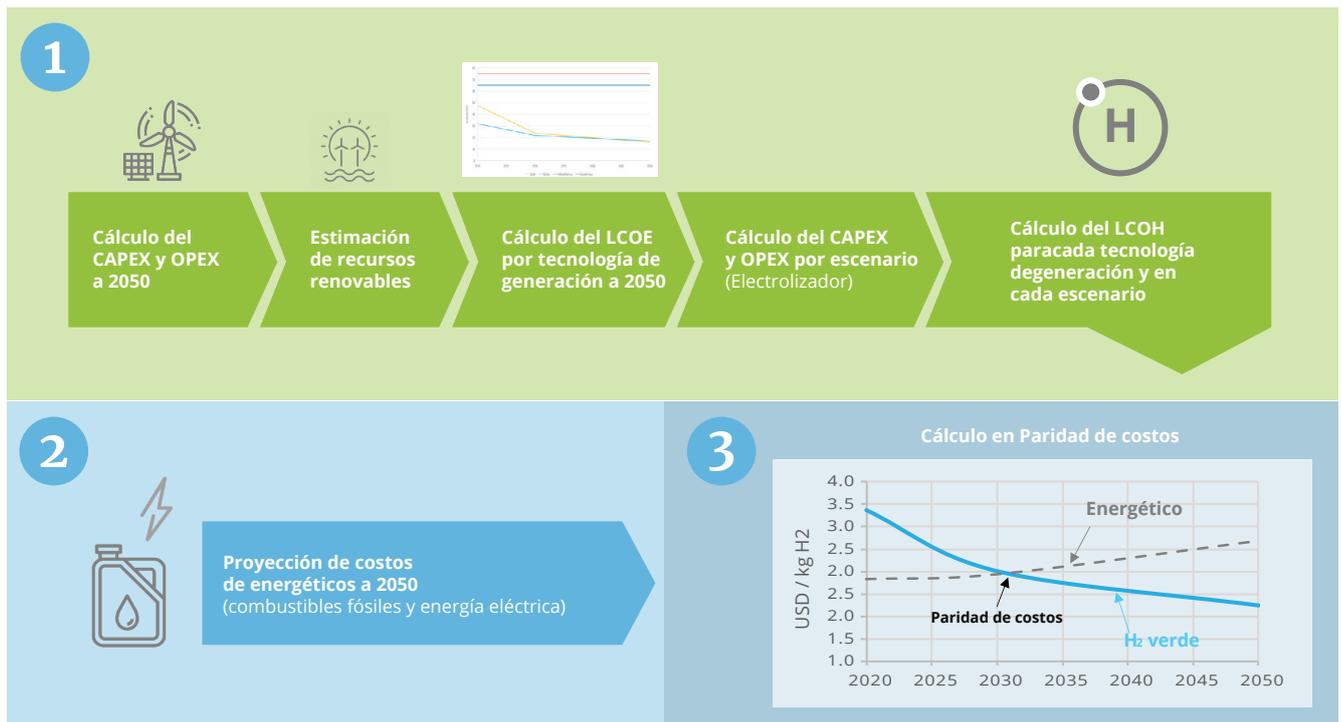
La viabilidad económica en la adopción del H₂V en las diferentes aplicaciones está sujeta a su competitividad en costos contra los energéticos que se emplean actualmente en cada industria.

Esta competencia, puede ser evaluada a través de la paridad de costo, la cual determina el momento en el que una tecnología, con respecto a otra, logra ofrecer los bienes o servicios a los consumidores en las mismas o más favorables condiciones de aquellas otorgadas por la tecnología que pretende sustituir.

Por lo tanto, la paridad de costo se refiere al nivel de costo que establecen dos alternativas con igual valor, en un momento determinado.

La metodología empleada en este documento para determinar la paridad de costos en diferentes industrias consta de tres pasos (ver Figura 37).

Figura 37. Metodología para determinar la paridad de costos.



- **Paso 1:** Calcular el LCOH a partir de la definición de la Ecuación 1 y los supuestos tecno-económicos para la producción de energía renovable (solar y eólica) como también de la tecnología de electrólisis del Anexo 4.
- **Paso 2:** Se determina la proyección de costo para diferentes combustibles que eventualmente el hidrógeno sustituiría. Se consideran las proyecciones de la Figura 8.
- **Paso 3:** Se determina el momento de tiempo donde de la proyección de costos tanto de los energéticos convencionales como del hidrógeno encontrarían paridad de costos.

En el último punto cabe aclarar que la curva “Energético” se construye a partir de determinar el costo que debería tener el hidrógeno para obtener el mismo beneficio que el energético a sustituir para cada industria, por este motivo, tanto la curva “Energético” como también la de “H₂ verde”, se pueden representar en USD/kgH₂.

Anexo 5: Recomendaciones sobre aspectos sociales y ambientales

Aunque el marco regulatorio mexicano actual incluye una gama de instrumentos para atender los riesgos y oportunidades de orden social y ambiental de proyectos de infraestructura, renovables e industriales, la realidad ha mostrado que en varios casos no son suficientes para evitar conflictos sociales y daños ambientales. En este contexto, varios actores nacionales e internacionales han emitido recomendaciones y propuestas para mitigar estos riesgos y mejorar los efectos positivos de tales proyectos.

A continuación, se mencionan algunas recomendaciones orientadas hacia actores públicos y privados, aunque en muchos casos las lecciones aprendidas son relevantes para todos. Si bien el enfoque actual está en proyectos de energía renovable, podrían aplicar a la componente de generación eléctrica de los proyectos de hidrógeno verde y en general a sus desarrollos con mayor huella geográfica, ya sean de producción, transporte o aprovechamiento.

Comunidades de Energía Renovable

Según el consorcio implementador del proyecto 'Comunidades y Energía Renovable' (CER 2019), la representación y participación de ciertos factores relevantes es insuficiente en espacios de toma de decisiones técnicas así como espacios políticos. Los espacios técnicos son donde se diseña, planea y regula el desarrollo, operación y funcionamiento del sector eléctrico, donde la SENER, la CFE, el CENACE y la CRE dictan la mayor parte de los aspectos técnicos, y donde actores como la SEMARNAT tienen poca capacidad de incidir. En el plano político, las decisiones en torno a los proyectos de generación de energía, así como la construcción y diseño de otras obras de infraestructura para la generación, transmisión y/o distribución de la energía eléctrica, tienen importantes implicaciones locales que influyen directamente en la definición de los proyectos, pero donde la participación de los gobiernos estatales y municipales, los consejos comunitarios y las asambleas ejidales (entre otros) tienen un papel limitado en la definición y el resultado de los proyectos de energía renovable. Por ejemplo, los gobiernos locales tienen la facultad de acreditar permisos y reglamentar en materia de uso de suelo, mientras que otros actores como consejos, asambleas ejidales y/o indígenas normalmente son las instituciones que custodian la gestión del territorio. Sin embargo, estos actores están excluidos o tienen un papel secundario en la gobernanza, y en los procesos de planeación y diseño del sector (CER 2019).

Metodología de Identificación de Riesgos Sociales para Proyectos de Energía Renovable a Gran Escala

Partiendo de la realidad de que la SENER – la autoridad responsable de asegurar la evaluación de riesgos mitigación de riesgos a través de la revisión de las EvIS – no tiene la suficiente capacidad para controlar la calidad y suficiencia de las EvIS, el Banco Mexicano de Comercio Exterior (BANCOMEXT), como banca de desarrollo y gran inversionista en proyectos de infraestructura en México, como parte de su Sistema de Gestión de Riesgos Ambientales y Sociales (SARAS), y en cooperación con la consultora IDEAL y la GIZ México, desarrolló una metodología para identificar los riesgos sociales para proyectos de energía renovable a gran escala en México (MEDIRSE). Para la banca de desarrollo – al igual que cualquier inversionista – los riesgos sociales representan riesgos financieros para el organismo, que tiene por lo tanto un incentivo fuerte para mitigarlos.

La MEDIRSE establece un marco de referencia para la identificación de aspectos sociales a considerarse en los estudios de Debida Diligencia (Due Diligence) solicitados a los proyectos de energía, lo que a su vez permite fortalecer su evaluación, contemplando el papel de la banca de desarrollo, no únicamente como gestor de recursos financieros, sino también como pieza clave a favor del desarrollo de infraestructura energética sustentable. La Metodología es un instrumento operativo que funciona a partir del análisis de información documental como principal insumo y que busca proveer a los tomadores de decisiones de información rápida y precisa acerca del proyecto analizado para su financiamiento. La información que se puede analizar abarca proyectos de energía renovable a gran escala, tomando como punto de inicio el momento en el que se busca el financiamiento y a partir de ahí, lo que sea aplicable en materia de regulación, supervisión y seguimiento de las medidas genéricas de mitigación/compensación de impactos y riesgos en materia primordialmente social.

La metodología se ha propuesto como estándar para otros bancos de desarrollo en México, y se puede consultar aquí:

https://energypedia.info/images/4/4b/MEDIRSErevision_largo.pdf

Figura 38. Portadas del MEDIRSE (arriba) y de la Guía de due diligence técnica para proyectos fotovoltaicos (abajo).



Guía de diligencia técnica para parques solares fotovoltaicos de gran escala

El reporte 'Guía de Due Diligence Técnica para Proyectos Fotovoltaicos' publicado por el Banco Mexicano para el Comercio Exterior y la Cooperación Alemania para el Desarrollo Sustentable en México (GIZ) (BANCOMEXT y GIZ 2019) contiene lineamientos técnicos para el desarrollo de un parque solar fotovoltaico de gran escala en México. El capítulo 8 está dedicado específicamente a la gestión de riesgos y cumplimiento normativo en el área ambiental y social.

Reglamento de la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE)

La Evaluación Ambiental Estratégica a nivel internacional es reconocida como un instrumento de planeación y gestión de políticas, programas y planes regionales. Este

instrumento permite la incorporación de aspectos ambientales y algunas consideraciones sociales en el proceso de planeación del desarrollo de un sector en una región específica. La EAE se distingue de otros instrumentos de planeación por ofrecer una valoración ex ante a la determinación de proyectos específicos; al evaluar potenciales impactos acumulados en la región; e identificar alternativas estratégicas de desarrollo, con base en las características ambientales y sociales del área de impacto. La elaboración de este instrumento está mandatada en el artículo 19 de la Ley de Transición Energética para ser elaborada por la SEMARNAT en los polígonos identificados con alto potencial de energías limpias por la SENER. Sin embargo, a mediados de 2022, la SEMARNAT no ha elaborado ninguna EAE, ni cuenta con normatividad, disposiciones, o procedimientos para instrumentarla.

El proyecto CER elaboró una propuesta de Reglamento de la Ley de Transición Energética en materia de EAE, para someterla a consideración de la SEMARNAT. En la propuesta se destaca la relevancia y los beneficios de elaborar la EAE.

La propuesta detallada se encuentra en la siguiente liga:

<https://proyectocer.org/propuestas-de-politicas-publicas>

Propuesta de elaboración de un diagnóstico sociocultural del territorio (DSCT)

Se trata de otra recomendación de parte del proyecto CER – Comunidades y Energía. Esta propuesta, a diferencia de la EvIS y la EAE, no es mandato de ley, ni está adjudicada la responsabilidad de su elaboración a una entidad específica. Se basa en el diagnóstico que la información social y cultural acerca del territorio para la toma de decisiones actualmente es insuficiente, se encuentra desarticulada y alejada de las realidades territoriales. Por ello, sugieren crear un diagnóstico que integre distintas visiones y factores sociales y culturales vinculados al territorio, que contribuyan a una planeación y evaluación integral, participativa y previa al desarrollo de proyectos de energía renovable y de infraestructura. Lo que convierte al DSCT en un instrumento esencial para la planeación y el ordenamiento territorial.

Más información: CER 2010 – Propuesta para la creación de un Diagnóstico Sociocultural del Territorio, disponible aquí:

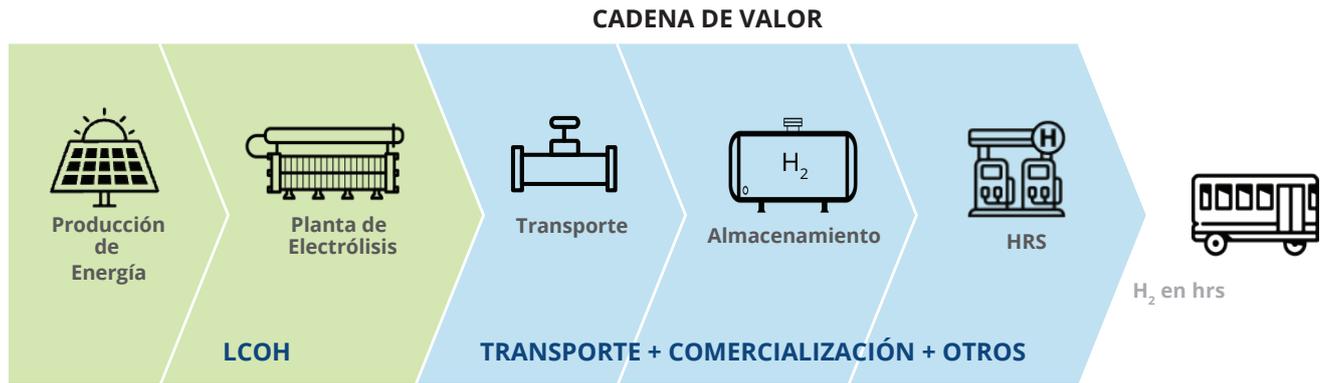
https://proyectocer.org/assets/img/Propuesta-para-la-creaci%C3%B3n-de-un-Diagn%C3%B3stico-Socio-Cultural-del-Territorio_abril-2020.pdf

Anexo 6: Información de transporte

El sector de transporte pesado, por su potencial descarbonización a través de diferentes tecnologías de bajas y/o cero emisiones, ha cobrado relevancia en las conversaciones sobre la descarbonización de la logística a nivel mun-

dial. Se estima que el hidrógeno verde sea protagonistas en la transformación de este sector, para ello hay que entender que su cadena de valor se conforma por una serie de eslabones, tal como se puede observar en la Figura 39.

Figura 39. Cadena de valor para la producción, transporte y uso final del hidrógeno en el transporte.

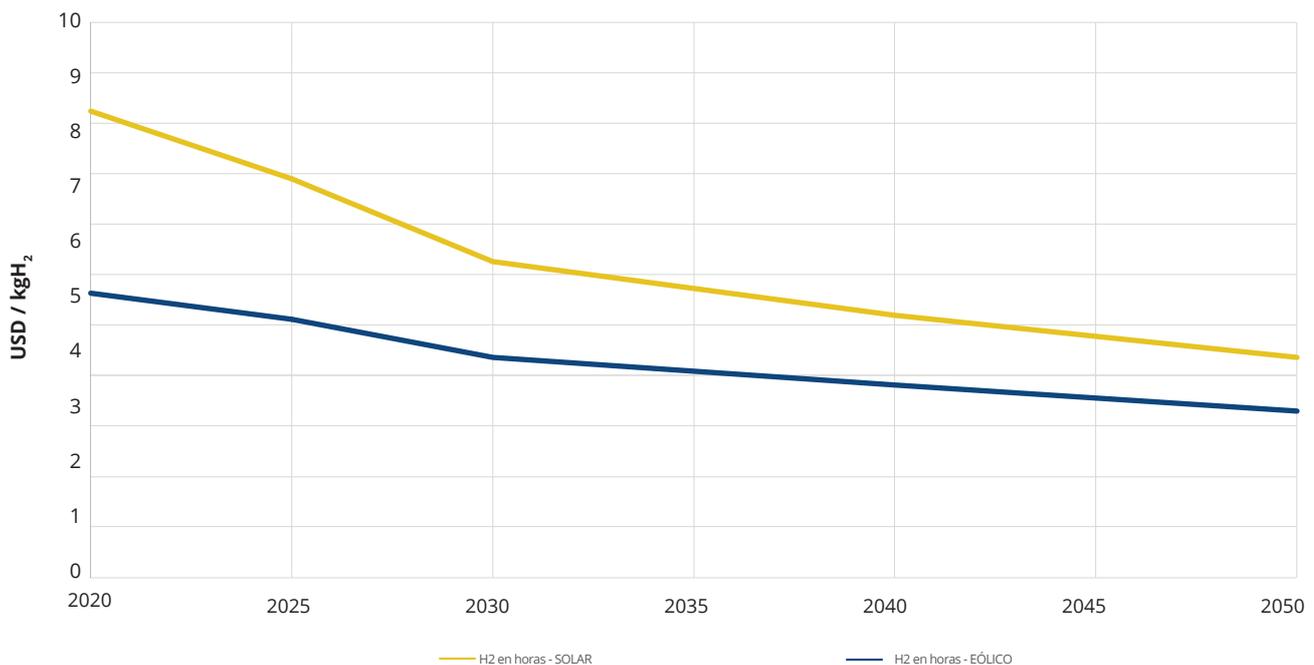


Fuente: Elaboración propia.

De la anterior figura puede verse que el LCOH es solo un componente de los costos que tendría que asumir un usuario final. En la cadena de valor del hidrógeno verde para uso en el transporte debe también considerarse otros cargos relacionados con el transporte, el almacenamiento y la distribución. A partir de la experiencia del equipo consultor de Inicio se estima una relación

de 1.6XLCOH respecto al precio que tendría que pagar un usuario final que hiciera uso del hidrógeno como energético de sus vehículos. Por lo tanto, si se consideran los mejores recursos renovables del estado a partir de la producción de energía eólica y solar, se obtiene una proyección de 2020 a 2050 del hidrógeno verde puesto en la HRS. La Figura 40 muestra dicha proyección.

Figura 40. Costo del hidrógeno en punto de suministro para vehículos (HRS).



Fuente: Elaboración propia.

	Año	ICEV	BEV	FCEV	Fuente
CAPEX (USD)	2020	286,000	840,623	1,050,779	<p>ICEV: https://vehiculo.mercadolibre.com.mx/MLM-801416840-freightliner-nuevo-cascadia-euro-v-modelo-2020-_JM#position=1&type=item&tracking_id=4964f800-97f8-4808-a055-3bcob91367b6</p> <p>BEV: https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/20180725_T%26E_Battery_Electric_Trucks_EU_FINAL.pdf mas información de https://www.tesla.com/semi</p> <p>FCEV: http://www.diva-portal.se/smash/get/diva2:1372698/FULLTEXT01.pdf</p>
	2025	286,000	649,534	811,918	
	2030	286,000	530,956	663,695	
	2040	286,000	402,477	503,096	
	2050	286,000	351,938	439,923	
Eficiencia MJ/100km	Todos los años	941	360	840	<p>Cascadia ICE: https://www.fleetowner.com/running-green/fuel/article/21703965/is-it-truly-possible-for-trucks-to-reach-10-mpg</p> <p>Volvo FE: Calculo Inicio a partir de autonomía y tamaños de batería reportados https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/2020_06_TE_comparison_hydrogen_battery_electric_trucks_methodology.pdf</p> <p>HDV H₂: https://nacfe.org/wp-content/uploads/2020/06/Informational_NACFE_BPS_Truck_White_Paper_Download.pdf</p>
Vida útil (años)	Todos los años	10	10	10	Hinico
Distancia (km/año)	Todos los años	160,000	160,000	160,000	Calculado con información de: http://www.sct.gob.mx/fileadmin/DireccionesGrales/DGP/estadistica/Principales-Estadisticas/PESCT_2019.pdf

Bibliografía

- Ammonia Energy.** (2022). Hydrogen City & green ammonia from the Port of Corpus Christi. Retrieved from Hydrogen City & green ammonia from the Port of Corpus Christi
- ANIQ.** (2019). Volumen de producción y comercio exterior (Toneladas). Retrieved from <https://aniq.org.mx/anuario/2019/Capitulo9/amoniac.html>
- Axayacatl, O.** (2022). Principales cultivos producidos en el estado de Coahuila. Retrieved from <https://blog-agricultura.com/cultivos-agricolas-estado-coahuila/>
- Banco de Desarrollo de América del Norte.** (2014). Proyectos de Energía Eólica Ventika & Ventika II en General Bravo, Nuevo León. Retrieved from <https://www.nadb.org/es/nuestros-proyectos/proyectos-de-infraestructura/proyectos-de-energia-eolica-ventika--ventika-ii-en-general-bravo-nuevo-leon>
- Banco de Desarrollo de América del Norte.** (2017). Proyecto de Energía Eólica “El Mezquite” en Mina, Nuevo León. Retrieved from <https://www.nadb.org/es/nuestros-proyectos/proyectos-de-infraestructura/proyecto-de-energia-eolica-el-mezquiteen-mina-en-nuevo-leon>
- Blanco, H.** (2021). Hydrogen production in 2050: how much water will 74EJ need? Retrieved from <https://energypost.eu/hydrogen-production-in-2050-how-much-water-will-74ej-need/#:~:text=Looking%20at%20hydrogen%20production%2C%20the,30.2%20according%20to%20%5B1%5D>.
- BMW.** (2021). Funding Guideline for International Hydrogen Projects. Retrieved from https://www.energyforum.in/fileadmin/user_upload/india/media_elements/Presentations/2021108_German_funding_schemes_for_Green_Hydrogen_Projects/20211108_Funding_Guidelines_for_Int_H2_Projects.pdf
- BNEF.** (2019). Hydrogen: The economics of production from renewables.
- CANACERO.** (2021). Radiografía de la industria del acero en México. Retrieved from https://www.canacero.org.mx/aceroenmexico/descargas/Radiografia_de_la_Industria_del_Acero_en_Mexico_2021.pdf
- ccalogisticsgroup.** (2021). El 80% del comercio entre México y EU circula por carretera Monterrey-Nuevo Laredo. Retrieved from <https://www.ccalogistics-group.com/noticia/el-80-del-comercio-entre-mexico-y-eu-circula-por-carretera-monterrey-nuevo-laredo/>
- CEMERSC.** (2017). Balance de energía del estado de Guanajuato. Guanajuato: Secretaría de Innovación, Ciencia y Educación Superior.
- COFECE.** (2019). Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIR-CE) . Retrieved from <https://www.cofece.mx/consulta-documento-cel/>
- CONAGUA.** (2014). Vedas, Reservas y Reglamentos de Aguas Nacionales Superficiales. Retrieved from <https://www.gob.mx/conagua/documentos/vedas-reservas-y-reglamentos-de-aguas-nacionales-superficiales#:~:text=Vedas%2C%20reservas%20y%20reglamentos%20son,al%20otorgamiento%20de%20nuevas%20concesiones.&text=Zona%20reglamentada>.
- CONAGUA.** (2017). <https://www.gob.mx/conagua/articulos/que-es-el-agua-renovable?idiom=es>. Retrieved from <https://www.gob.mx/conagua/articulos/que-es-el-agua-renovable?idiom=es>
- CONAGUA.** (2022). Estadísticas del Agua en México - 2021. Retrieved from http://sina.conagua.gob.mx/publicaciones/EAM_2021.pdf
- CondorChem.** (2022). Valorización de efluentes industriales para la recuperación de sulfato amónico. Retrieved from <https://condorchem.com/es/blog/re-utilizacion-efluentes-industriales-sulfato-amonico/>
- Congress website.** (2021). Infrastructure Investment and Jobs Act, U.S. . Retrieved from <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/3684/text>
- CRE.** (2022). Consulta las memorias de cálculo de las tarifas eléctricas. Retrieved from <https://www.gob.mx/cre/articulos/consulta-las-memorias-de-calculo-de-las-tarifas-electricas?state=published>
- CRE.** (2022). <https://www.cre.gob.mx/IPGN/>. Retrieved from <https://www.cre.gob.mx/IPGN/>

- Data Nuevo León.** (2022). Datos de Nuevo León. Retrieved from <http://datos.nl.gob.mx/>
- Datamexico.** (2022, 4 1). datamexico. Retrieved from Subsector 322: <https://datamexico.org/es/profile/industry/paper-manufacturing>
- DataMexico.** (2022). Guanajuato . Retrieved from <https://datamexico.org/es/profile/geo/guanajuato-gt>
- Datasur.** (2022). Datasur información que importa. Retrieved from <https://www.datasur.com/>
- David Severin, R., Martin, R., & Detlef, S.** (2017). Methodological Framework for Determining the Land. arXiv.
- Diario Oficial de la Federación.** (2020). REGLAS Generales de Comercio Exterior para 2020. Retrieved from https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5595824&fecha=30/06/2020#gsc.tab=0
- Digital MTY.** (2021). Inauguran planta de energía solar en Galeana. Retrieved from <https://playersoflife.com/monterrey/inauguran-planta-de-energia-solar-en-galeana/>
- EIA.** (2022, March 30). Wind explained. Retrieved from U.S Energy Information Administration: [https://www.eia.gov/energyexplained/wind/where-wind-power-is-harnessed.php#:~:text=Wind%20power%20plants%20require%20careful%20planning&text=Good%20places%20for%20wind%20turbines,\)%20for%20utility%2Dscale%20turbines.](https://www.eia.gov/energyexplained/wind/where-wind-power-is-harnessed.php#:~:text=Wind%20power%20plants%20require%20careful%20planning&text=Good%20places%20for%20wind%20turbines,)%20for%20utility%2Dscale%20turbines.)
- Enel Green Power.** (2018). Enel Green Power comienza la construcción de un nuevo parque eólico de 100 mw en Coahuila. Retrieved from <https://www.enelgreenpower.com/es/medios/press/2018/09/enel-green-power-comienza-la-construccion-de-un-nuevo-parque-eolico>
- Enel Green Power.** (2018). Enel Green Power México inaugura Villanueva, la planta solar fotovoltaica más grande de las Américas. Retrieved from <https://www.enelgreenpower.com/es/medios/news/2018/3/enel-green-power-mexico-inaugura-villanueva-la-planta-solar-fotovoltaica-mas-grande-de-las-americas>
- Engerer, H. a.** (2010). Natural Gas Vehicles: An Option for Europe. In H. a. Engerer, Natural Gas Vehicles: An Option for Europe”, Energy Policy (pp. 1017-1029). Elsevier.
- FCH.** (2020). Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy & Climate Plans.
- FCHEA.** (2022). Fuel Cell and Hydrogen Energy Association. Retrieved from <https://www.fchea.org/>
- Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.** (2019). Hydrogen Roadmap Europe. Retrieved from https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf
- GasolinaMX.** (2022). PRECIO GASOLINA EN NUEVO LEÓN. Retrieved from <https://www.gasolinamx.com/estado/nuevo-leon>
- GIZ.** (2021). Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación. CDMX.
- GIZ.** (2021). Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.
- Global Solar Atlas.** (2022). Global Solar Altas. Retrieved from <https://globalsolaratlas.info/map?c=11.523088,8.173828,3>
- Global Wind Atlas.** (2022). Global Wind Atlas. Retrieved from <https://globalwindatlas.info/>
- Gobierno de México.** (2016). Consumo de energía por hogar. CDMX.
- Gobierno de México.** (2017). Estadísticas por Entidad Federativa - Consumo de energía eléctrica por entidad federativa. Retrieved from https://www.datos.gob.mx/busca/dataset/quinto-informe-de-gobierno-mexico-prospero/resource/7fa178cf-b734-4a70-bbf9-26b96994e968?inner_span=True
- Gobierno de México.** (2022). Data México. Retrieved from Gobierno de México: <https://datamexico.org/es/profile/industry/converted-paper-product-manufacturing>
- Gobierno de México.** (2022). Ley de Aguas Nacionales. Retrieved from <http://www.ordenjuridico.gob.mx/Documentos/Federal/pdf/wo83103.pdf>
- iccedenuevolaredo.** (2021). Prontuario Socioeconómico Binacional 2021. Retrieved from <http://www.iccedenuevolaredo.org/prontuario/>

- IEA.** (2019). The Future of Hydrogen. Retrieved from https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
- Index Mundi.** (2022). Diesel Monthly Price - Mexican Peso per Gallon. Retrieved from <https://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=diesel&months=120¤cy=mxn>
- Industrias Peñoles.** (2021). Annual Report 2020,.
- Industrias Peñoles.** (2022). Nuestra Operación: Químicos. Retrieved from <https://www.penoles.com.mx/nuestras-operaciones/quimicos.html>
- INEGI.** (2022). Exportaciones por entidad federativa. Retrieved from <https://www.inegi.org.mx/temas/exportacionesef/#Tabulados>
- INEGI.** (2023). Exportaciones por entidad federativa. Retrieved from <https://www.inegi.org.mx/temas/exportacionesef/#Tabulados>
- INIMET.** (2010). AGUA PARA USO EN LABORATORIOS. Retrieved from <https://www.redalyc.org/pdf/2230/223017807002.pdf>
- Institute for Industrial Productivity.** (2022). Pulp and Paper. Retrieved from <http://www.iipinetwork.org/wp-content/Ietd/content/pulp-and-paper.html>
- IRENA.** (2020). Green Hydrogen Cost reduction. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>
- Janssen, R.** (2021). Green hydrogen – nobody seems to want to talk about water. Retrieved from <https://energyindemand.com/2021/03/13/green-hydrogen-nobody-seems-to-want-to-talk-about-water/>
- KeeUI.** (2021, 11). Plantas solares más grandes de América Latina:. Retrieved from Plantas solares más grandes de América Latina:Plantas solares más grandes de América Latina: <https://keeui.com/2021/11/02/plantas-solares-mas-grandes-de-america-latina/>
- Leyva, Z., & Martínez, Á.** (2017). Contaminación de los acuíferos mexicanos por fluoruro. Retrieved from <https://www.cyd.conacyt.gob.mx/?p=articulo&id=495#:~:text=Origen%20de%20la%20contaminaci%C3%B3n%20por,rocas%20%C3%ADgneas%20y%20rocas%20metam%C3%B3rficas.>
- McKinsey Sustainability.** (2021). Houston as the epicenter of a global clean-hydrogen hub. Retrieved from <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/houston-as-the-epicenter-of-a-global-clean-hydrogen-hub>
- MexiCO2.** (2022). Plataforma Mexicana de Carbono. Retrieved from Guanajuato aprueba impuesto al carbono : <https://www.mexico2.com.mx/noticia-ma-contenido.php?id=791>
- Ministerio de Energía de Chile.** (2020). Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. Retrieved from https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- MIT.** (2013). As of September 30, 2016, the Carbon Capture and Sequestration Technologies program at MIT has closed. The website is being kept online as a reference but will not be updated. Retrieved from https://sequestration.mit.edu/tools/projects/port_arthur.html
- Observatorio de Transición Energética de México.** (2022). Centrales Eléctricas. Retrieved from https://obtremx.org/centrales_elec
- PAOT.** (2002). Consejos de Cuenca: Objetivos y funciones. Retrieved from https://paot.org.mx/centro/ine-semarnat/informe02/estadisticas_2000/compendio_2000/03dim_ambiental/03_02_Agua/data_agua/RecuadroIII.2.3.1.htm#:~:text=Los%20Consejos%20de%20Cuenca%20se,de%20la%20respectiva%20cuenca%20hidrol%C3%B3gica.
- PEMEX.** (2018). Libro Blanco 3. Suministro de Hidrógeno en Refinería Miguel Hidalgo, en Tula de Allende, Hidalgo.
- PEMEX.** (2020). Anuario estadístico 2020.
- Pillot, B., Al-Kurdi, N., Gervet, C., & Linguet, L.** (2020). An integrated GIS and robust optimization framework for solar PV plant planning scenarios at utility scale. Applied Energy vol. 260.
- Portal.** (2022). Ocupa México sexto lugar a nivel mundial en consumo de papel. Retrieved from <https://diarioportal.com/2019/11/04/ocupa-mexico-sexto-lugar-a-nivel-mundial-en-consumo-de-papel/>

- Publication Office EU.** (2018). Technology pathways in decarbonisation scenarios. Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018_06_27_technology_pathways_-_finalreportmain2.pdf
- Puerto Interior .** (2023). Guanajuato busca ser la región automotriz más importante de América Latina. Retrieved from <https://puertointerior.guanajuato.gob.mx/blog/2023/01/17/guanajuato-busca-ser-la-region-automotriz-mas-importante-de-america-latina/>
- ReadOX.** (2022). Tin Melt Oxygen Sensor. Retrieved from <https://www.readox.com/product/tin-melt-oxygen-sensor/>
- Ryberg, D., Robinius, M., & Stolten, D.** (2018). Evaluating Land Eligibility Constraints of Renewable Energy Sources in Europe. *Energies* vol. 11, 1246.
- S&P Global.** (2022). Plug Power, New Fortress Energy to bring green hydrogen plant to Texas coast. Retrieved from <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/natural-gas/080522-plug-power-new-fortress-energy-to-bring-green-hydrogen-plant-to-texas-coast>
- Samsatli, S., Staffell, I., & Samsatli, N.** (2016). Optimal design and operation of integrated wind-hydrogen-electricity networks for decarbonising the domestic transport sector in Great Britain. *International Journal of Hydrogen Energy*, 447-475.
- Sandia National Laboratories.** (2021). Overview of federal regulation for hydrogen technologies in the US.
- Secretaría de Economía de Nuevo León.** (2022). N.L. Consumo de Electricidad en Gigawatts. Retrieved from <http://datos.nl.gob.mx/1407-2/>
- Secretaría Economía Coahuila.** (2022). Parques industriales Coahuila. Retrieved from <http://www.sec-coahuila.gob.mx/parques1.htm>
- SEMARNAT.** (2018). Informe de la Situación del Medioambiente en México. Retrieved from <https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgeia/informe18/tema/cap6.html#tema1>
- Sempre.** (2022). Sempre Infrastructure and Entergy Texas to Advance Renewable Energy and Supply Resiliency. Retrieved from <https://www.sempra.com/sempra-infrastructure-and-entergy-texas-advance-renewable-energy-and-supply-resiliency>
- SICOM, S. D.** (2021). Programa Estatal de Movilidad 2021-2024. Guanajuato: SECRETARÍA DE INFRAESTRUCTURA, CONECTIVIDAD Y MOVILIDAD.
- SINA.** (2021). Disponibilidad de los acuíferos 2020. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=acuiferos&ver=mapa>
- SINA.** (2021). Indicadores de calidad del agua superficial 2020. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=calidadAgua&ver=mapa&o=7&n=nacional>
- SINA.** (2021). Indicadores de calidad del agua superficial 2020. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=calidadAgua&ver=mapa&o=7&n=nacional>
- SINA.** (2022). Disponibilidad de cuencas hidrológicas 2021. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=cuencas&ver=mapa>
- SINA.** (2022). Zonas de pago de derechos de agua subterránea 2022. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=acuiferos&ver=mapa&o=5&n=nacional>
- SINA.** (2022). Zonas de pago de derechos de agua superficial 2022. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=cuencas&ver=mapa&o=1&n=nacional>
- somosindustria.** (2022). Mapa parques industriales, monterrey. Retrieved from <https://www.somosindustria.com/ver/mapa/monterrey/back/>
- (2010).** The Contribution of Natural Gas Vehicles to Sustainable Transport. Paris: International Energy Agency.
- Tofani, G. C.** (2021). Estimation of hydrogen peroxide effectivity during bleaching using the Kappa number.
- VanguardiaMX.** (2022, 10 16). Vanguardia. Retrieved from Vanguardia: <https://vanguardia.com.mx/coahuila/por-menos-contaminacion-y-ahorro-taxis-y-rutas-urbanas-de-saltillo-usaran-gas-natural-YF4645625>
- Wang, M.** (2002). Fuel choices for fuel-cell vehicles: well-to-wheels energy and emission impacts. *Journal of Power Sources*, 307-321.
- WWF.** (2021). Perspectiva de la industria del carbón en Coahuila. UK PACT, 22.

