
Editorial

El presente documento de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH se realizó bajo el marco de la consultoría “Diagnóstico de Hidrógeno Verde en Estados Mexicanos Seleccionados”, la cual se implementa por encargo del Ministerio Federal Alemán de Economía y Energía (BMWE). Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad de los autores y no necesariamente representan la opinión de la GIZ.

Publicado por:

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 36 + 40
53113 Bonn, Deutschland
T +49 228 44 60-0
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 - 5
65760 Eschborn, Deutschland
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15
E info@giz.de
I www.giz.de

Bilateral climate and energy partnerships

Programa

Alianzas energéticas bilaterales
www.energypartnership.mx

“Diagnóstico de Hidrógeno Verde en Estados Mexicanos Seleccionados”

Agencia de la GIZ en México
Torre Hemicor, PH

Av. Insurgentes Sur No. 826
Col. Del Valle
C.P. 03100, México D.F.
T +52 55 5536 2344
F + 52 55 5536 2344
E giz-mexiko@giz.de
www.giz.de/mexico

Versión

Diciembre 2024

Edición y Supervisión:

Texto: Luisa Bueno, Saúl Villamizar, Carlos Fernández

Diseño

Laguna · lagunadentro.com

La GIZ es responsable del contenido de la presente publicación.

Por encargo del Ministerio Federal de Economía y Energía (BMWE) de Alemania.



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie



Alianza Energética
Energiepartnerschaft
MÉXICO - DEUTSCHLAND



Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Agradecimientos

Jorge Sergio Narro Ríos, Director General de Energía Sostenible en la Secretaría de Medio Ambiente, Biodiversidad, Cambio Climático y Energía de Campeche (SEMABICCE)

Edwin Iván Álvarez Caamal, Jefe de Departamento en la Dirección General de Energía Sostenible de la Secretaría de Medio Ambiente, Biodiversidad, Cambio Climático y Energía de Campeche (SEMABICCE)

Ricardo Sahui Maldonado, Director de Energía No Renovable en la Secretaría de Medio Ambiente, Biodiversidad, Cambio Climático y Energía de Campeche (SEMABICCE)

Tatiana Romero Castañón, Gerente de Energías Renovables en el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL)

Ralph Wegner, Director General, Mexion Corporation

Fernando Emilio Pineda Caro, Secretario Técnico en la Administración Portuaria Integral de Campeche (API)

Juan Carlos Sadek, Secretaría de Desarrollo Urbano, Movilidad y Obras Públicas (SEDUMOP)

Lorena Espinosa Flores, Asesora técnica en energía, GIZ

Adriana Aragón Tapia, Coordinadora de la Alianza Energética entre México y Alemania.

Fabian Barsky, Asesor técnico de la Alianza Energética entre México y Alemania.

Luis Chávez López, Practicante de la Alianza Energética entre México y Alemania.

Jair Asaf Aguilar Badillo, Practicante de la Alianza Energética entre México y Alemania.

Contenido

Editorial	2
Agradecimientos	3
Abreviaturas	8
Resumen Ejecutivo	9
1. Introducción	13
2. Bases del hidrógeno verde: tecnologías, aplicaciones y mercados	14
2.1. ¿Qué es el hidrógeno verde?	14
2.2. Conceptos básicos del hidrógeno	14
2.3. Cadena de valor del hidrógeno verde	15
2.4. Exportación de hidrógeno verde	17
3. Caracterización general del estado de Campeche	19
3.1. Caracterización social, económica, ambiental y de industria e infraestructura de Campeche	19
3.2. Caracterización energética del estado	21
4. Análisis técnico-económico del potencial de producción de H₂ verde en Campeche	26
4.1. Metodología	26
4.2. Análisis de los resultados	30
4.3. Potencial híbrido	34
4.4. Potencial de producción de derivados	35
5. Análisis cualitativo de la demanda de hidrógeno verde en el estado	37
5.1. Mercado actual de hidrógeno en Campeche	37
5.2. Evaluación de competitividad en costo por sector	38
5.3. Estimación de alto nivel del crecimiento de la demanda de H ₂	47
5.4. Matriz de indicadores cualitativos	49
5.5. Drivers y barreras del hidrógeno por sector	50
6. Análisis de uso sustentable del agua	51
6.1. Requerimientos de cantidad y calidad de agua para la producción de hidrógeno	51
6.2. Lineamientos para la priorización de los usos del agua en México	51
6.3. Indicadores clave para la evaluación de disponibilidad de agua	52
6.4. Caracterización de la disponibilidad de agua en Campeche	52
6.5. Análisis de las implicaciones de la caracterización del recurso hídrico en Campeche para el desarrollo de proyectos de hidrógeno	55
7. Análisis de disponibilidad de CO₂ para proyectos Power-to-X	60
7.1. Ecosistema de H ₂	61
7.2. Avances y visión al futuro del desarrollo de proyectos P-t-X	62

8. Análisis de consideraciones legales, sociales y ambientales	64
8.1. Marco Regulatorio	64
8.2. Aspectos sociales	67
9. Análisis de interacción con otros mercados	69
9.1. Panorama actual de exportación de Campeche	69
9.2. Exportaciones desde Campeche hacia Europa	70
10. Análisis de barreras, obstáculos, y oportunidades. Recomendaciones y conclusiones para el Estado de Campeche	73
10.1. Barreras y Obstáculos	73
10.2. Oportunidades	73
10.3. Recomendaciones	73
10.4. Conclusiones	74
11. Bibliografía	75
Anexo A. Lista de actores entrevistados	78
Anexo B. Matriz de indicadores cualitativos	79
Anexo C. Supuestos técnico-económicos	80
Anexo D. Cálculo de LCOH y estimación en la paridad de costos	81

Lista de Tablas

Tabla 1. Condiciones de exclusión según el uso del suelo.	27
Tabla 2. Condiciones de exclusión según las características topográficas.	28
Tabla 3. Supuestos técnico-económicos para estimación de potencial de amoníaco verde.	35
Tabla 4. Supuestos técnico-económicos para estimación de potencial de metanol verde.	35
Tabla 5. Información de cultivos presentes en Campeche.	41
Tabla 8. Emisiones de CO ₂ reportadas.	60
Tabla 9. Matriz de indicadores cualitativos.	79
Tabla 10. Evolución técnico-económica de las tecnologías de producción de energía renovable e hidrógeno.	80
Tabla 11. Suposiciones de técnicas, operacionales y de CAPEX para las estimaciones de TCO para transporte.	80

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).	9
Figura II. Proyección de los costos nivelados de producción de amoníaco y metanol al 2030, usando como fuente de energía parques híbridos solar y eólico.	10
Figura III. Análisis de sensibilidad de costos por kilómetro recorrido entre tecnología convencional (ICE) y las celdas de combustible (FCEV). Considerando los supuestos por tecnología del Anexo C entre los cuales se considera: eficiencia, CAPEX, costos energéticos, tiempo de vida útil.	11
Figura IV. Mapa de capacidad instalable de electrólisis en Campeche teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado en a partir de energía eólica (izquierda) y solar (derecha).	12
Figura 1. Esquema de un electrolizador de tipo alcalino para la producción de hidrógeno.	14
Figura 2. Esquema de una celda de combustible de hidrógeno.	14
Figura 3. Datos físicos, técnicos y proporcionales del hidrógeno molecular.	15
Figura 4. Cadena de valor del hidrógeno verde.	16
Figura 5. Transporte del hidrógeno.	18
Figura 6. Estimación de emisiones de NO _x y material particulado en Campeche 2016 (SEMARNAT 2018).	21
Figura 7. Generación eléctrica en Campeche.	21
Figura 8. Histórico y proyecciones de consumo de energía eléctrica en Campeche (con intervalos de confianza del 90%).	22
Figura 9. Usuarios de energía eléctrica en el municipio de Campeche.	23
Figura 10. Proyecciones de costos energéticos (En términos de sus propiedades energéticas) de gasolina, diésel, gas natural, electricidad e hidrógeno producido a partir de energía solar y eólica.	23
Figura 11. Potencial eólico en el Estado de Campeche.	25
Figura 12. Potencial solar en el Estado de Campeche.	25
Figura 13. Esquema metodológico para la evaluación del potencial.	26
Figura 14. Zonas de restricción técnica, ambiental o social.	27
Figura 15. Características topográficas de Campeche evaluadas para determinar las zonas adecuadas según la tecnología.	28
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.	29

Figura 17. Ejemplo de interpretación de las Figuras de Capacidad Instalable vs LCOH.	30
Figura 18. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Campeche al 2030 (primera: con recurso eólico, segunda: con recurso solar).	31
Figura 19. Potencial teórico de electrólisis al 2030 en el estado de Campeche.	32
Figura 20. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Campeche al 2050.	33
Figura 21. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Campeche al 2050.	33
Figura 22. Zonificación aleatoria del Estado de Campeche para la evaluación de la hibridación del recurso solar y eólico.	34
Figura 23. Capacidades optimas de energía solar y eólica para un proyecto híbrido.	34
Figura 24. Costos nivelados de producción de hidrógeno verde a partir de proyectos híbridos en comparación con el recurso individual (solar y eólico), todos bajo la misma escala de colores; siendo verde el más competitivo y rojo el menos.	35
Figura 25. Costo Nivelado de Producción de Amoniaco y Metanol en el Estado de Campeche al 2030.	36
Figura 26. Proyección de paridad de costos entre hidrógeno gris y verde (solar y eólico) como materia prima sector industria.	39
Figura 27. Análisis de costo de importación y cantidad de amoniaco consumido en México y Campeche.	40
Figura 28. Paridad de costos del hidrógeno en el transporte pesado.	42
Figura 29. Análisis de sensibilidad de costos por kilómetro recorrido entre tecnología convencional (ICE) y las celdas de combustible (FCEV). Considerando los supuestos por tecnología entre los cuales se considera: eficiencia, CAPEX, costos energéticos.	43
Figura 30. Comparativo de TCO de diferentes tecnologías para camiones de carga en México 2030.	44
Figura 31. Comparación ventajas operativas VEB vs FCEV.	45
Figura 32. Proyección paridad de costos entre hidrógeno objetivo e hidrógeno verde (solar y eólico) para generación energía eléctrica, dado en el costo de hidrógeno para la producción de electricidad.	46
Figura 33. Proyección de paridad de costos entre hidrógeno objetivo e hidrógeno verde (solar y eólico) para generación energía eléctrica, dado en el costo de producción de electricidad.	47
Figura 34. Evolución de la demanda de hidrógeno en Campeche 2024 – 2050.	48
Figura 35. Estimación de infraestructura de generación renovable para satisfacer la potencial demanda de hidrógeno en Campeche (solar y eólico considerando el P10).	49
Figura 36. Matriz de indicadores cualitativos para Campeche.	49
Figura 37. Capacidad instalable máxima de electrólisis a partir de fuentes solares y eólicas en Campeche, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2022 y el potencial renovable factible del estado en el mismo año.	56
Figura 38. Curva de mérito de capacidad de electrólisis instalable y consumo de agua correspondiente con base en los LCOH eólico (arriba) y solar (abajo) a 2030.	57
Figura 39. Fuentes de emisiones de CO2 reportadas en el estado de Campeche.	61
Figura 40. Marco regulatorio para las tecnologías de hidrógeno como un energético en México.	65
Figura 41. Conflictos reportados por el proyecto “Conversando con Goliath, 2019”.	68
Figura 42. LCOA a 2030 para exportación marítima de amoniaco verde hasta Europa.	71
Figura 43. LCOH a 2030 para exportación hidrógeno en forma de amoniaco verde hasta Europa.	71
Figura 44. LCOA al 2030 en la provincia de Huelva para evaluación de competitividad de exportación desde Campeche.	72
Figura 45. Metodología para calcular la paridad de costos entre el hidrógeno y otros energéticos.	82

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>)
SON	Estado de Sonora
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>)
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	Mega watts
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 Calorífico 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 Campeche

El hidrógeno verde es considerado un vector para la descarbonización del transporte, la energía y las industrias, en particular en aquellas consideradas difíciles de electrificar como la producción de cemento, y como un insumo químico para procesos industriales como la refinación de crudo o la producción de amoníaco y el acero. El hidrógeno verde es producido mediante la separación de la molécula del agua (H_2O) en sus elementos constituyentes: hidrógeno y oxígeno, empleando una corriente eléctrica proveniente de fuentes renovables, a través de un dispositivo electroquímico denominado electrolizador.

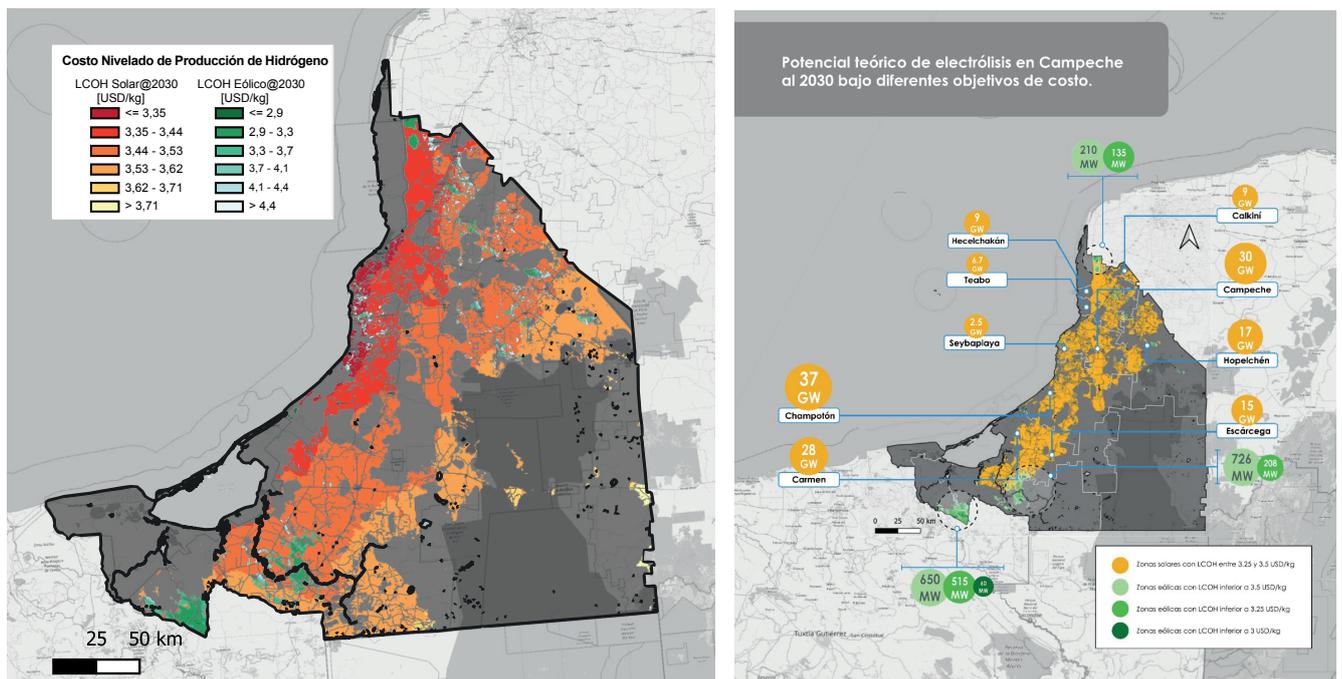
El estado de Campeche ha basado tradicionalmente su economía en la producción petrolera, siendo una de las principales regiones productoras de hidrocarburos en México. Su perfil económico se ha caracterizado por una alta dependencia del sector extractivo, con una industrialización limitada en comparación con otras entidades. Esta particularidad representa tanto un desafío como una oportunidad para el desarrollo de nuevos vectores energéticos como el hidrógeno verde.

En Campeche, la matriz energética actual depende significativamente de combustibles fósiles, con acceso limitado al gas natural, situación que está en proceso de transformación con el desarrollo de infraestructura como el gasoducto Cuxtal 2. Las energías renovables presentan un potencial extraordinario, especialmente el recurso solar, que podría ser aprovechado para la producción de hidrógeno verde.

Potencial técnico-económico de producción de hidrógeno verde

Campeche cuenta con zonas de excelente recurso solar, con mayor concentración en municipios como Champotón y Carmen, que le permitirían tener costos de generación eléctrica renovable competitivos. Con el dimensionamiento adecuado del parque renovable y la capacidad de electrolisis se pueden llegar a obtener factores de planta para el electrolizador sobre el 30%, aprovechando el recurso solar. Esto se traduce en un potencial para producir hidrógeno verde de bajo 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).



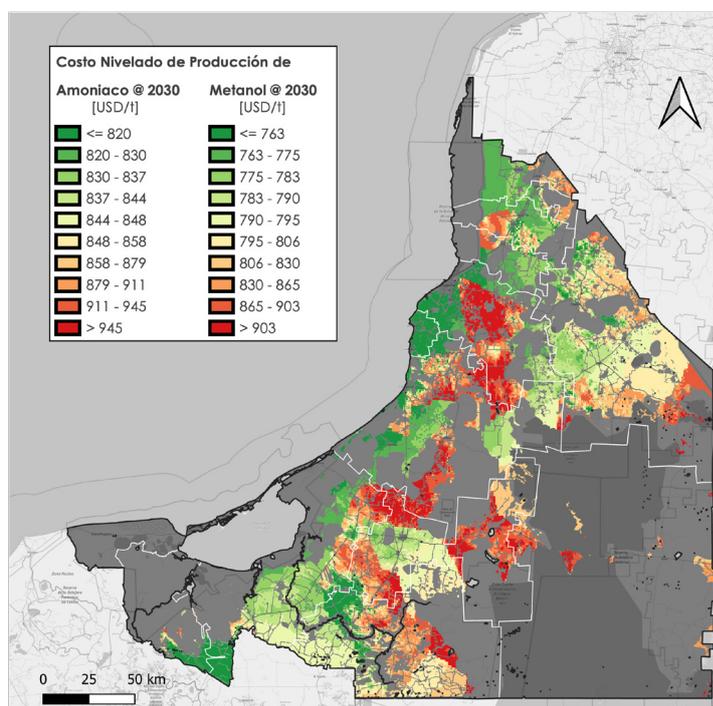
Los análisis realizados proyectan un costo nivelado entre 2.5 y 3.5 USD/kg al 2030 si se aprovecha el recurso solar disponible en el estado. Se podrían instalar hasta 300 GW de electrólisis en el horizonte 2050, con costos cada vez más competitivos a medida que la tecnología madure y se reduzcan los costos de los equipos.

Los principales municipios para la generación de hidrógeno verde podrían ser Champotón por su excelente recurso solar, con un potencial significativo a un costo menor a 3 USD/kg en 2030; Carmen, que podría inte-

grar la producción de hidrógeno verde a las actividades petroleras para su descarbonización; y zonas cercanas a la capital, Campeche, por su infraestructura y potencial acceso a vías de exportación.

Al 2050, se identifica una reducción acelerada de costos que podría situar la producción de hidrógeno verde en Campeche por debajo de los 2 USD/kg, haciéndolo competitivo frente a alternativas fósiles en diversas aplicaciones.

Figura II. Proyección de los costos nivelados de producción de amoniaco y metanol al 2030, usando como fuente de energía parques híbridos solar y eólico.



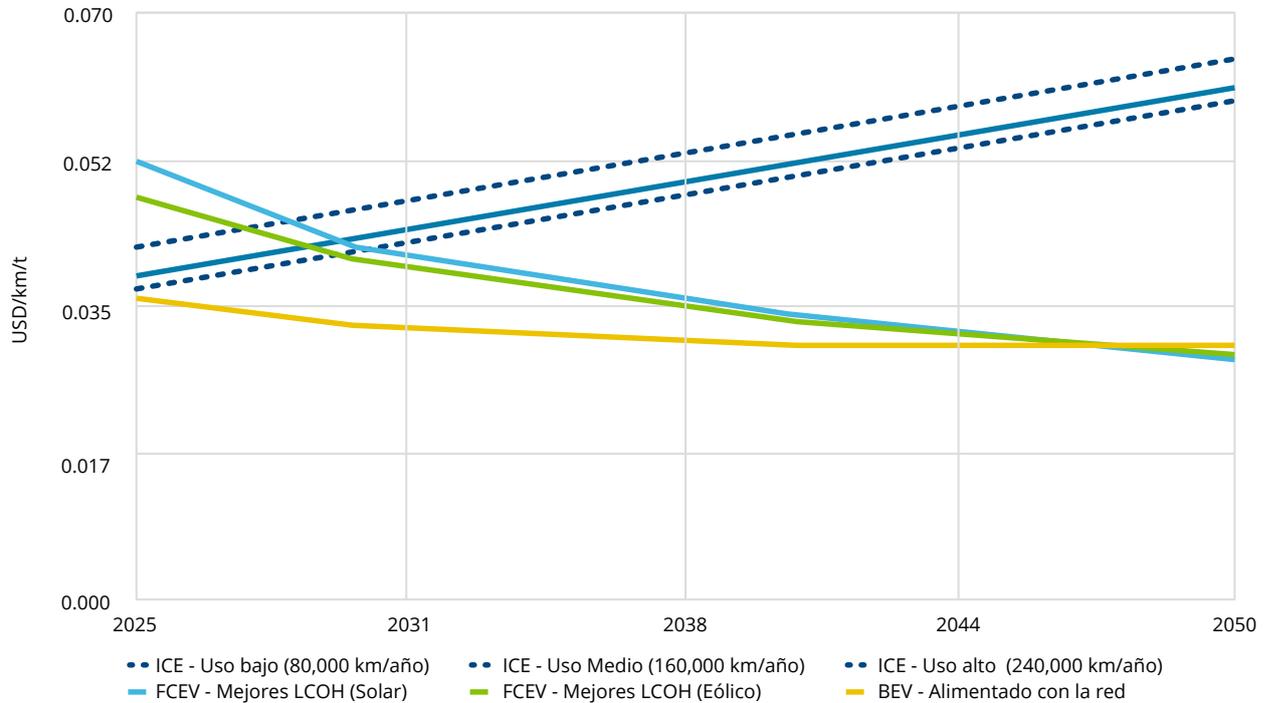
Además, al analizar el potencial de producción de derivados del hidrógeno, como el amoniaco y metanol, se encontró que al 2030 pueden alcanzar costos por debajo de los 1000 USD/t al combinar los recursos solar y eólico (es decir, una fuente de energía renovable híbrida), presentando los mejores costos en la zona costera, Champotón, Seybaplaya y Campeche, lo que facilitaría la potencial exportación de estos productos.

Potencial demanda de hidrógeno en el estado

En el estado de Campeche, actualmente no existe una demanda significativa de hidrógeno, dado su limitado desarrollo industrial. Sin embargo, a futuro se podrían desarrollar diversos mercados aprovechando tanto el potencial de producción como la posición estratégica del estado.

El transporte de carga pesada asociado a la industria petrolera y la logística regional podría alcanzar la paridad de costos contra los vehículos de combustión interna en el corto plazo, antes del 2030. Como se muestra en la Figura II, los vehículos con celdas de combustible (FCEV) podrían llegar a ser más económicos que los convencionales a diésel, en términos de su costo total de propiedad (TCO).

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



Fuente: elaboración propia.

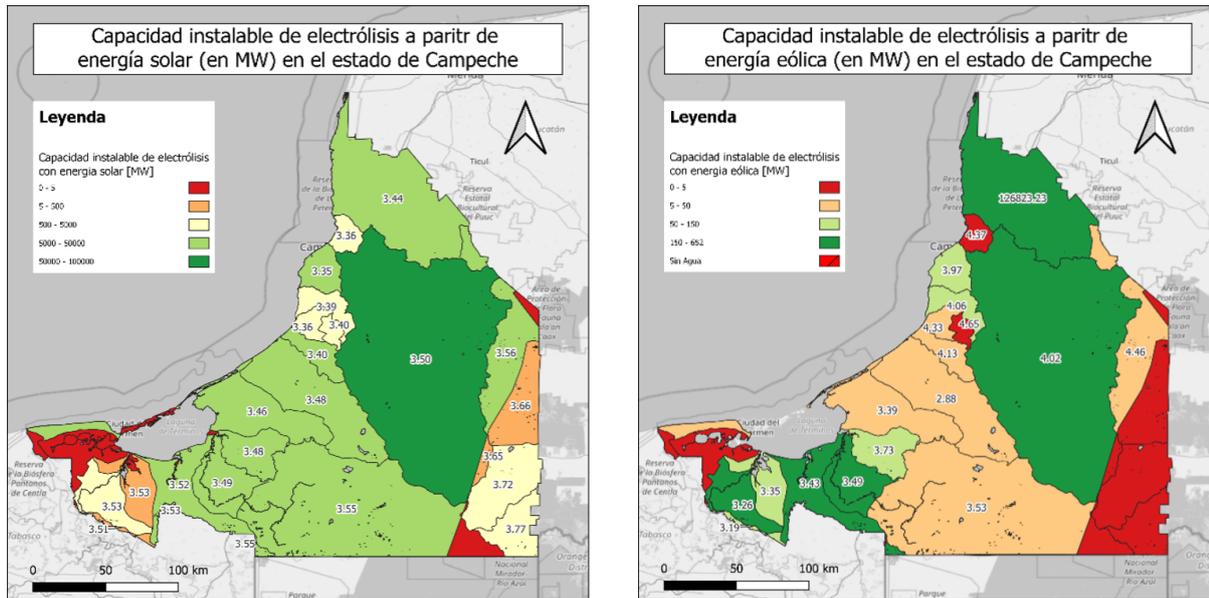
Se estima que al 2050 podría desarrollarse una demanda significativa de hidrógeno verde en el estado y la región, destinado a sectores como la producción de fertilizantes verdes para el sector agrícola local, el transporte pesado asociado a la industria petrolera y la logística regional, y la producción de combustibles sintéticos aprovechando el CO₂ de procesos bioenergéticos locales.

La adopción del hidrógeno verde representaría una oportunidad de diversificación económica y descarbonización para Campeche, pudiendo evitar emisiones significativas de CO₂ anualmente hacia el 2050, contribuyendo a los objetivos nacionales de mitigación del cambio climático.

Uso sustentable del agua

Una ventaja comparativa de Campeche frente a otros estados analizados es su adecuada disponibilidad hídrica. Para satisfacer la demanda potencial de hidrógeno verde al 2050, se requeriría un volumen de agua que no comprometería significativamente la disponibilidad del recurso para otros usos prioritarios. Esta característica posiciona favorablemente al estado para el desarrollo de una industria de hidrógeno verde a gran escala, sin generar presiones adicionales sobre el recurso hídrico.

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



Oportunidades en exportación

La ubicación estratégica de Campeche, con acceso al Golfo de México, presenta oportunidades significativas para la exportación de hidrógeno verde y sus derivados a mercados internacionales. Europa y otros países, con ambiciosas metas de descarbonización y limitaciones para producir suficiente hidrógeno verde localmente, representan mercados potenciales para la exportación, e incluso un potencial abastecimiento de Hubs energéticos de la región, como el caso de Panamá.

Adicionalmente, la posibilidad de abastecer a industrias intensivas en energía ubicadas en estados vecinos, como Tabasco o Veracruz, constituye una oportunidad para desarrollar un mercado regional integrado que aproveche las fortalezas complementarias de cada una de las entidades federativas.

Conclusiones

Campeche cuenta con un extraordinario potencial de energía solar y adecuada disponibilidad hídrica que podría aprovecharse para la producción de hidrógeno verde a gran escala. Aunque, actualmente no existe una demanda industrial significativa de hidrógeno en el estado, se podrían desarrollar diversos mercados que aprovechen tanto el potencial de producción como la posición estratégica de Campeche.

La ausencia de una industria intensiva en el uso de combustibles fósiles representa una oportunidad única para

diseñar desde cero un ecosistema industrial alineado con principios de economía baja en carbono, evitando los costos de transición que enfrentan regiones altamente industrializadas.

El desarrollo de proyectos piloto orientados a la descarbonización del transporte pesado, la producción de fertilizantes verdes para el sector agrícola local, y la generación de combustibles sintéticos aprovechando el CO₂ de procesos bioenergéticos podrían ser las primeras acciones para el despliegue de oportunidades en torno al hidrógeno verde en el estado.

Se recomienda estudiar el desarrollo de un corredor logístico de hidrógeno verde que conecte Campeche con los estados vecinos, especialmente hacia zonas industriales en Tabasco y Veracruz, permitiendo abastecer industrias intensivas en energía con hidrógeno verde producido en Campeche.

El desarrollo de instrumentos de planeación estatal de hidrógeno y la colaboración coordinada entre sectores serán clave para acelerar la materialización de las oportunidades relacionadas con el hidrógeno verde en el estado. Se sugiere el desarrollo de una “Estrategia de Hidrógeno Verde de Campeche”, que integre la visión de los diferentes actores con la coordinación y el apoyo del Gobierno del Estado. Adicionalmente, el desarrollo de Hojas de Ruta por segmento de aplicación (fertilizantes, transporte, exportación, etc.) podrá 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 de fuentes tradicionales, en su mayoría dependientes de los combustibles fósiles y con una alta huella de carbono, hacia tecnologías con menor impacto ambiental, bajo principios de sustentabilidad y modelos de economía circular.

En este contexto, el hidrógeno bajo en carbono¹ ha cobrado relevancia durante los últimos años, y se perfila como un vector energético promotor 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 es empleado desde hace décadas como materia prima (como la refinación de crudo, la producción de amoníaco, metanol y la reducción directa de hierro en la industria del 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 podría ser energía solar fotovoltaica o eólica. Cuando la energía utilizada para la producción de hidrógeno es renovable, se le conoce como “hidrógeno verde”. En ese caso, la energía eléctrica de las fuentes renovables se alimenta a un equipo llamado electrolizador, en el que la molécula de agua se descompone en sus dos elementos fundamentales: oxígeno, que se captura o se libera al medio ambiente, e hidrógeno, que se puede almacenar, comprimir, transportar y aprovechar como materia prima para la producción de productos como amoníaco o metanol, o como combustible.

Las dos condiciones físicas más importantes para la producción de hidrógeno verde son, en consecuencia, un alto potencial de recursos renovables y la disponibilidad de agua. México, por su posición geográfica y su extensión territorial, es un país favorable para la producción de hidrógeno verde a costos competitivos y con regiones que, gracias a sus recursos, tienen un alto potencial para su producción.

En este estudio se analiza el potencial que tiene el estado de Campeche para la producción, aprovechamiento y exportación de hidrógeno verde. Con este fin, se llevaron a cabo 8 tareas principales, correspondientes con los capítulos del presente reporte:

1. Una descripción de los conceptos básicos del hidró-

geno verde, su cadena de valor, mercados y aplicaciones, sentando una base de entendimiento para el resto del reporte;

2. Una caracterización social, económica, ambiental, energética y de la industria e infraestructura de Campeche, 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, amoníaco y metanol verde en el estado, partiendo de la evaluación de su potencial y viabilidad para la instalación de proyectos de energía renovable;
4. Un análisis cualitativo de la demanda de hidrógeno verde en Campeche, con el objetivo de identificar el potencial de adopción 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. Una caracterización de las posibles fuentes de CO₂ que se podrían aprovechar para la producción de metanol;
7. Un análisis de consideraciones legales, sociales y ambientales relevantes al desarrollo de proyectos de hidrógeno verde; y
8. Un estudio de interacción con otros mercados internacionales, con el propósito de identificar oportunidades de exportación desde Campeche.

Con base en estos análisis, y las interacciones efectuadas (entrevistas y taller) con diferentes actores del estado, se realizó una evaluación de barreras, obstáculos y oportunidades para la adopción del hidrógeno verde en Campeche, para culminar con una serie de recomendaciones finales y conclusiones, que se incluyen en el capítulo 8.

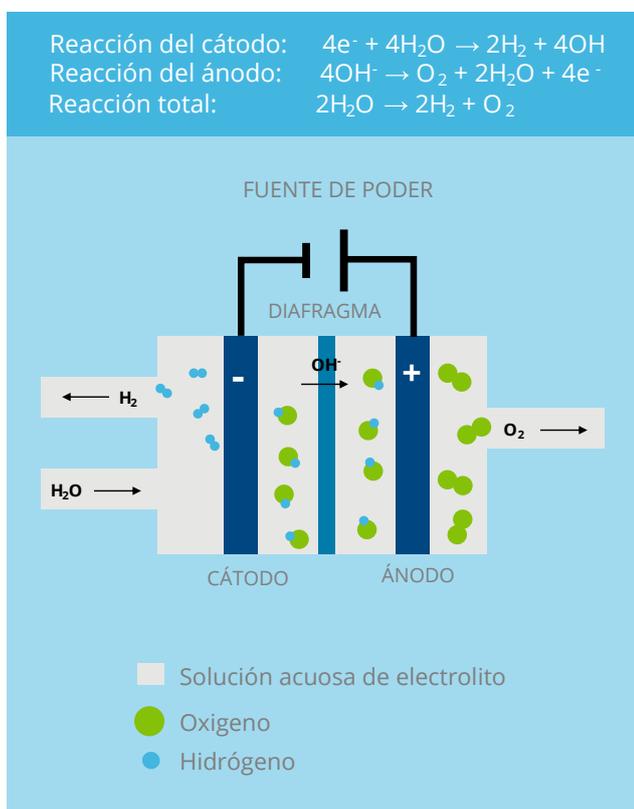
¹ En general, el hidrógeno bajo en carbono hace referencia a aquel procesos de producción resultan en emisiones significativamente menores a las del hidrógeno producido por métodos convencionales, que son principalmente el reformado con vapor de gas natural y la gasificación de carbón. Este término incluye 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, aplicaciones y mercados

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 a partir 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 producción 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 y alimentar procesos industriales, ayudando a descarbonizar una variedad de aplicaciones industriales y contribuir a la transición energética.

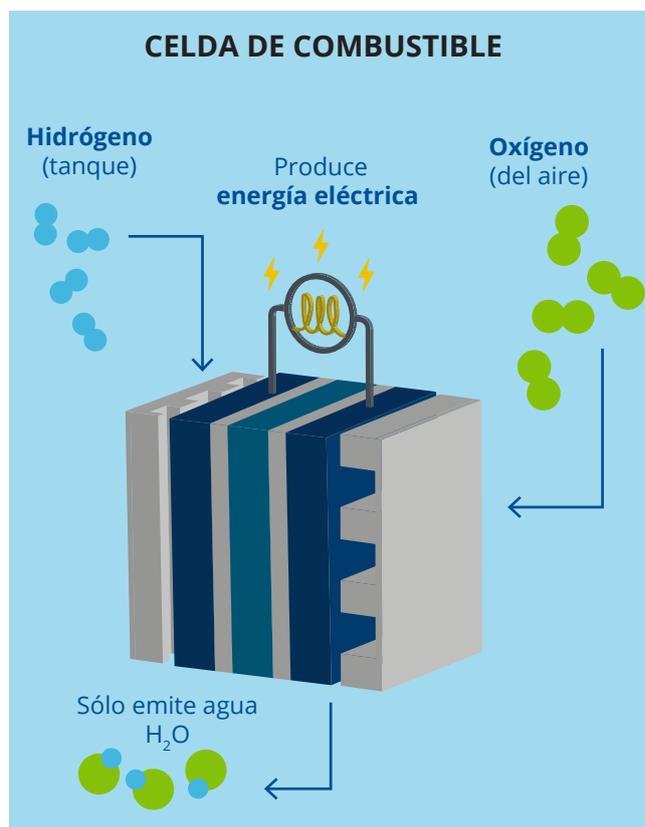
Figura 1. Esquema de un electrolizador de tipo alcalino para la producción de hidrógeno.



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 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: este 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, técnicos proporcionales del hidrógeno molecular.

2.3. Cadena de valor del hidrógeno verde

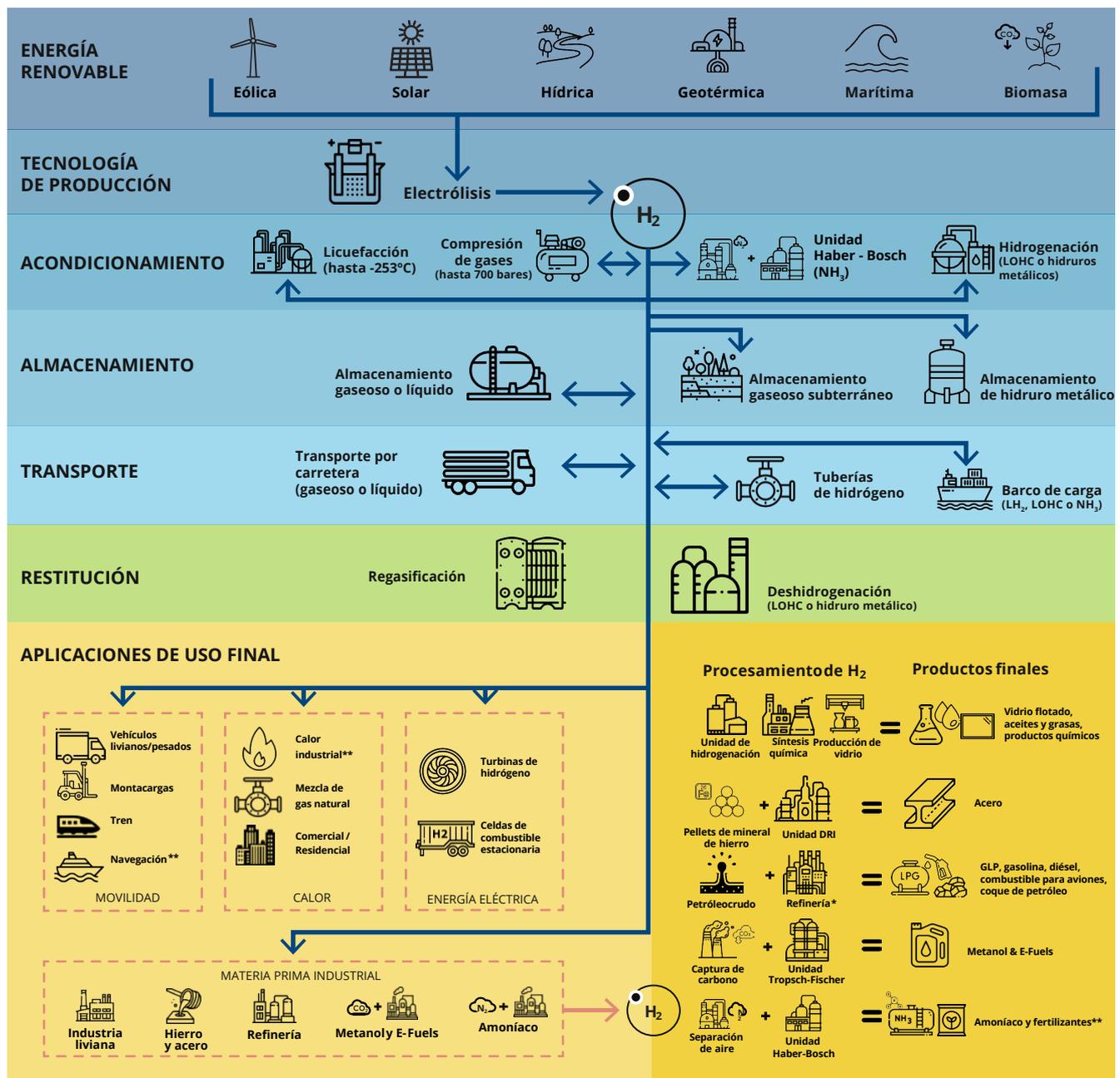
El hidrógeno verde es aquel generado por electrólisis del agua usando fuentes renovables de electricidad, a diferencia de otras formas convencionales, como el reformado de metano a vapor, que generan emisiones de CO_2 . La cadena de valor del hidrógeno verde, por lo tanto, empieza con la generación de 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 nascente 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 lo hizo aquellos 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 cumplir⁴.

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 (H₂) y oxígeno (O₂) 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 H₂ 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°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

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.

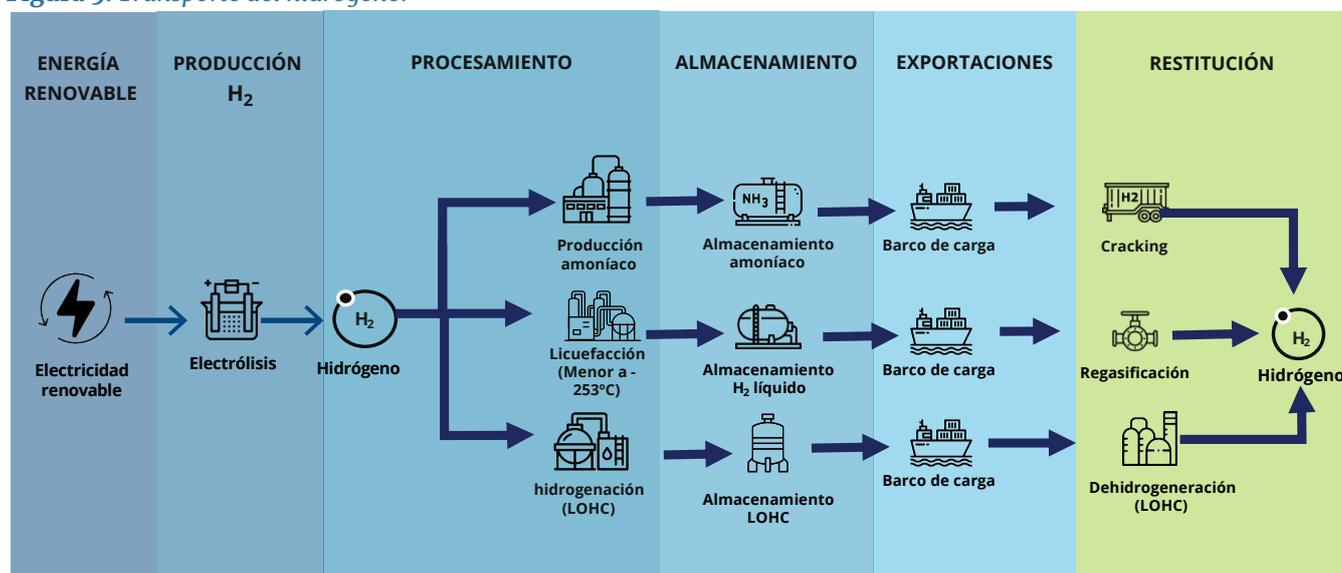
regiones con alto potencial renovable y una relativamente baja demanda local en el corto plazo (Latinoamérica) hacia regiones con un perfil importador de hidrógeno (Unión Europea, Corea del Sur y Japón), que tienen metas ambiciosas de descarbonización, pero no cuentan con los recursos renovables y extensión 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 (LH_2):** El transporte de LH_2 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 LH_2 no requiere de etapas de craqueo térmico o deshidrogenación, reduciendo los costos en puertos de destino. El transporte de H_2 en forma líquida será óptimo cuando el lugar de destino lo requiere en esa fase o demanda un hidrógeno de alta pureza.
- **Amoníaco (NH_3):** El NH_3 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 H_2 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 Campeche

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

Población

Número de habitantes: 928,363 habitantes
Densidad poblacional: 16 habitantes/km²
Ciudades principales: San Francisco de Campeche, Ciudad del Carmen, Champotón
Población de San Francisco de Campeche: 249,623 habitantes
Total de municipios: 13
Índice de Desarrollo Humano (IDH) 2019: 0.753 (decrecimiento de 1.8% respecto al 2015)

PIB

PIB (nominal): \$33,889 MMUSD en 2023
Ranking a nivel nacional: 18 en el 2023
Aporte al PIB nacional: 1.88% en el 2022%
Crecimiento estimado: +7.5%

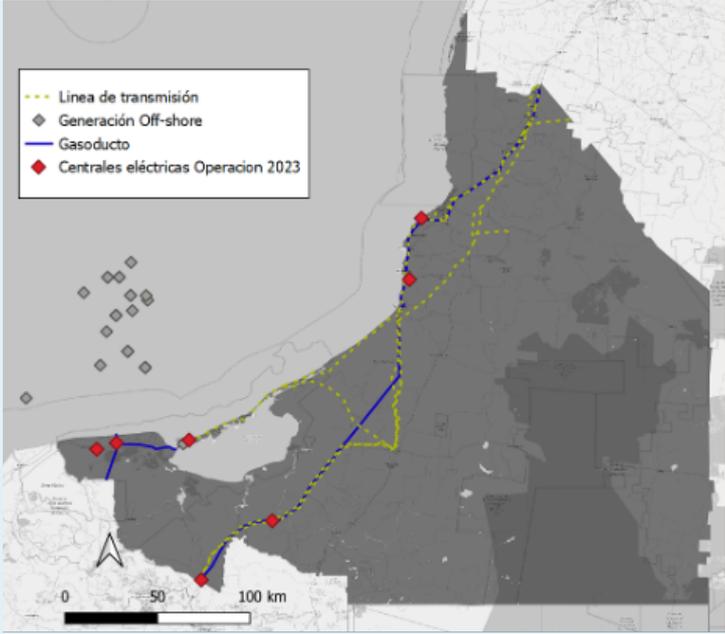
Balance Comercial Internacional

Exportaciones: \$15,692 MMUSD
Principales productos: Extracción de petróleo y gas (98.8%)
Compras internacionales: \$132 MMUSD.
Productos más importados: Equipos para la industria del petróleo y gas. Principalmente de Estados Unidos y China

Inversión Extranjera

IED de 1999 a 2024: \$3,632 MMUSD
Principales inversionistas: Estados Unidos (~\$2,000 MMUSD), España (\$724 MMUSD) y Suiza (\$238MMUSD)
El principal socio comercial e inversionista de Campeche son los Estados Unidos

Infraestructura



Proyectos identificados de Energía Renovable

Fuente	Nombre	Capacidad (MW)	Estado
Solar	Parque Solar La Pimienta	300	En operación
	Parque Fotovoltaico Cazadero	132	Propuesto
	Parque Fotovoltaico Aguacatal 2	14.0	Propuesto
Solar y Eólico	Proyecto Marengo I	208 Solar 45 Eólica	Propuesto

Capacidad instalada de acuerdo con el PAMRNT (CENACE, 2024)

Solar: 300 MW + 25 MW (GD⁵)
Eólica: 0 MW

⁵ Generación distribuida

Políticas y Programas ante el Cambio Climático y la Transición Energética

Ante el Cambio Climático

- Programa Estatal de Cambio Climático de Campeche (PECC)
- Ley de Cambio Climático del Estado de Campeche
- Programa de Acción Climática Municipal (PACMUN)

Transición Energética

- Ley de Planeación y Transición Energética
- Sistema de Información Energética del Estado de Campeche (SIEECAM)
- Programa de Cultura Energética
- Eficiencia energética para edificios públicos (CONUEE)
- Sistemas de bombeo con energía solar

El estado de Campeche ha implementado diversas iniciativas para enfrentar el cambio climático y promover la transición energética. En el ámbito climático, destacan el Programa Estatal de Cambio Climático de Campeche (PECC), que establece estrategias de mitigación y adaptación, y la Ley de Cambio Climático del Estado de Campeche, que proporciona el marco legal para estas acciones. Además, el Programa de Acción Climática Municipal (PACMUN) apoya a los municipios en la elaboración de planes locales contra el cambio climático. En cuanto a la transición energética, se ha desarrollado el Sistema de Información Energética del Estado de Campeche (SIEECAM) para recopilar y analizar datos energéticos, y se promueve la Eficiencia Energética para Edificios Públicos en colaboración con la CONUEE. Asimismo, se han implementado sistemas de bombeo con energía solar en zonas rurales para fomentar el uso de energías renovables.

Clima y Relieve

Clima: Las lluvias en Campeche son abundantes en verano, con una precipitación anual de 1,200 a 2,000 mm, mientras que en la región norte semiseca es de alrededor de 800 mm. Más del 80% del territorio está cubierto por selva tropical. El clima cálido favorece el cultivo de frutas tropicales como mango, chicozapote, plátano, sandía y melón, así como de caña de azúcar, arroz, sorgo, frijol y hortalizas.

Temperatura: La temperatura media anual es alrededor de 27°C. La máxima promedio es de 32°C y la mínima promedio es de 18°C.

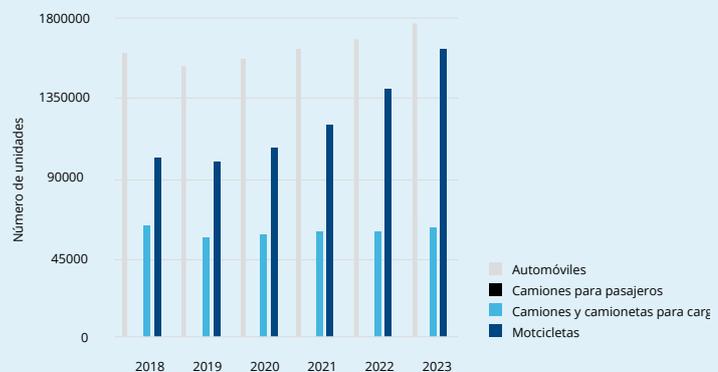
Relieve: El relieve de Campeche se integra a las provincias de la Llanura Costera del Golfo Sur y la Península de Yucatán. En el occidente, suroriente y norte predominan llanuras que experimentan inundaciones frecuentes, así como áreas pantanosas y la formación de ríos como El Viento, El Vapor y Pom, entre otros.

Industrias principales

La economía de Campeche se sustenta principalmente en la industria petrolera, la cual sigue siendo la columna vertebral de la entidad: de acuerdo con datos oficiales del INEGI y la Secretaría de Energía, en 2023 Campeche continúa aportando alrededor del 70% de la producción nacional de crudo, concentrándose mayormente en aguas someras del Golfo de México. Además, sectores como la pesca (especialmente de camarón y pulpo), la silvicultura (madera y chicle) y la agricultura (maíz, arroz y cítricos) mantienen su relevancia en la generación de empleos locales. Por otro lado, el turismo, impulsado por sitios arqueológicos mayas y la riqueza cultural e histórica de su capital, ha ido creciendo de forma sostenida, diversificando la actividad económica del estado.

Transporte terrestre

Vehículos registrados en el estado de Campeche por año



Información del parque automotor por categoría vehicular en Campeche

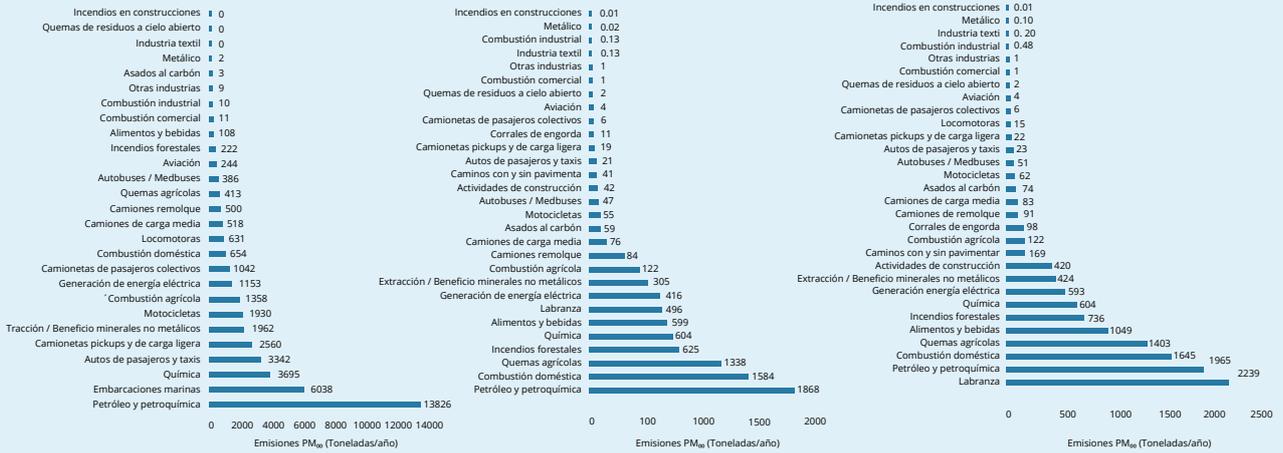
Con una tasa de crecimiento promedio anual del 3.8% en los últimos 4 años, se proyecta que para 2050, cerca de 1.2 millones de automóviles recorran las carreteras del estado de Campeche. En cuanto a camiones para pasajeros, se estiman alrededor de 45 mil unidades, mientras que, para camiones y camionetas de carga, las proyecciones basadas en datos históricos prevén alrededor de 600 mil vehículos.

Consecuentemente, para 2050 se estima una demanda de 23,000 millones de litros de combustible para satisfacer la demanda energética de estos tres segmentos vehiculares, considerando un escenario de "Business As Usual" (BaU), en el cual el crecimiento de la flota de Campeche se mantenga con vehículos de combustión. En este escenario BaU, las emisiones de GEI podrían ascender a 65 Mton CO₂eq/año en 2050, triplicándose respecto a 2020 (22 Mton CO₂eq/año). Esto demuestra el gran potencial de descarbonización del sector transporte en Campeche, donde el hidrógeno podría desempeñar un papel fundamental.

Calidad del Aire

La calidad del aire en Campeche se mantiene en niveles relativamente buenos, pero enfrenta retos debido al crecimiento urbano, el sector petrolero y las actividades agropecuarias e industriales. La quema de leña para uso doméstico es una de las principales fuentes de contaminación, generando altas emisiones de partículas $PM_{2.5}$ y monóxido de carbono (CO), afectando especialmente a comunidades rurales. Además, la industria petrolera y petroquímica en Ciudad del Carmen es una de las mayores emisoras de partículas y gases contaminantes, mientras que en Campeche se registran altos niveles de óxidos de azufre (SO_2) y amoníaco (NH_3). En Calakmul, los compuestos orgánicos volátiles (COV) provienen mayormente de la vegetación.

Figura 6. Estimación de emisiones de NO_x y material particulado en Campeche 2016 (SEMARNAT 2018).



Para 2050, sin medidas de mitigación, el crecimiento demográfico y económico podría deteriorar la calidad del aire, aumentando los riesgos para la salud pública y los ecosistemas. Sin embargo, estrategias como la transición a estufas ecológicas para reducir la quema de leña, la modernización de plantas termoeléctricas hacia energías renovables, el uso de tecnologías limpias en el transporte y la regulación de quemas agrícolas pueden ayudar a disminuir las emisiones y garantizar un ambiente más saludable en la región.

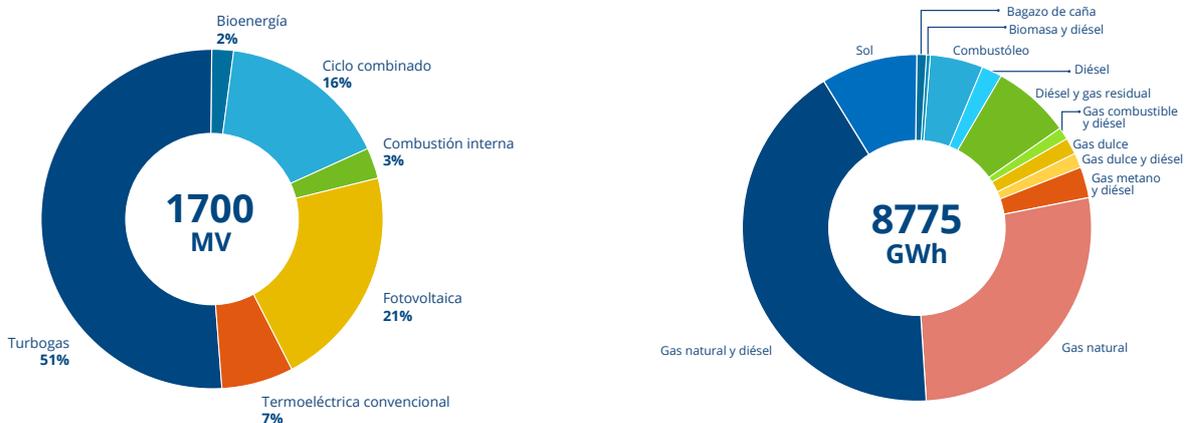
Para monitorear la calidad del aire, Campeche cuenta con un sistema de medición que fue donado por GIZ a la Secretaría de Medio Ambiente, Biodiversidad, Cambio Climático y Energía (SEMABICCE) y posteriormente transferido a los municipios. Sin embargo, este sistema opera de manera irregular y no todos los sensores están en funcionamiento.

3.2. Caracterización energética del estado

A continuación, se presenta información detallada respecto a la generación eléctrica en Campeche (excluyendo

la generación distribuida⁶), 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.

Figura 7. Generación eléctrica en Campeche.



Fuente: Elaboración propia a partir de (CRE 2024)

⁶ 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 y, por lo tanto, no son relevantes para los fines de este estudio.

Generación eléctrica en Campeche

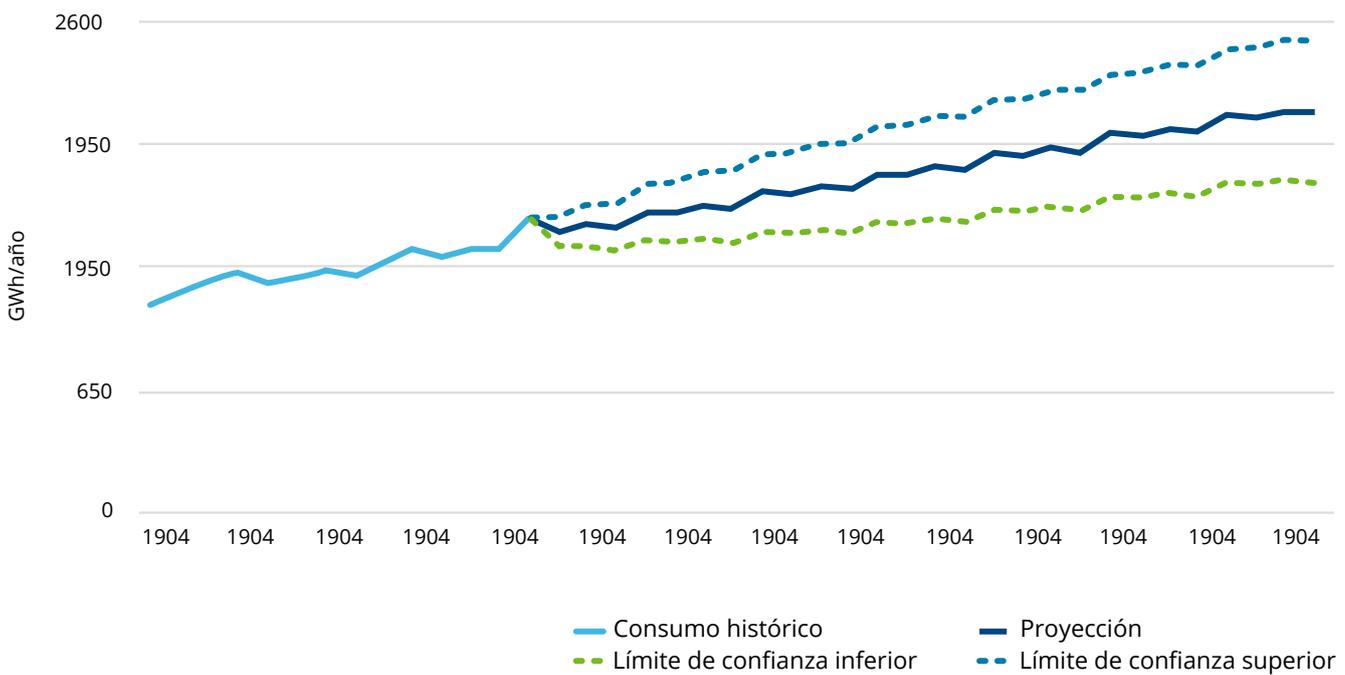
La matriz energética de Campeche presenta una capacidad instalada de cerca de 1,700 MW distribuidos en 34 proyectos operativos, caracterizada por una predominancia de tecnologías convencionales. El sistema de generación mantiene una estructura donde el 77% de la capacidad corresponde a fuentes no renovables, reflejando la histórica influencia del sector petrolero en la entidad. Las turbinas de gas constituyen la tecnología dominante, representando el 51% de la capacidad total instalada, alimentadas principalmente por gas natural y diésel.

El perfil energético del estado está configurado por tres actores principales: la Compañía de Nitrógeno de Cantarell (362 MW), La Pimienta Solar (357 MW) y Energía Campeche (275 MW), que en conjunto representan casi el 60% de la capacidad instalada. La presencia dominante

de PEMEX se evidencia en los 24 proyectos bajo la modalidad de autoabastecimiento, principalmente destinados a sus operaciones productivas.

La capacidad de generación renovable alcanza actualmente el 23% del total instalado, cifra que se sitúa por debajo del promedio nacional, que al 2023 fue de 28% (IRENA 2024). Este escenario refleja la composición actual del sistema eléctrico campechano, donde la estructura de generación mantiene una alineación significativa con las actividades de extracción y procesamiento de hidrocarburos, mientras comienza a incorporar gradualmente capacidad de generación fotovoltaica dentro de su matriz, tendencia que se fortalecerá con la próxima entrada en operación del proyecto solar de 300 MW que actualmente se encuentra en fase de construcción (CRE 2024).

Figura 8. Histórico y proyecciones de consumo de energía eléctrica en Campeche (con intervalos de confianza del 90%).



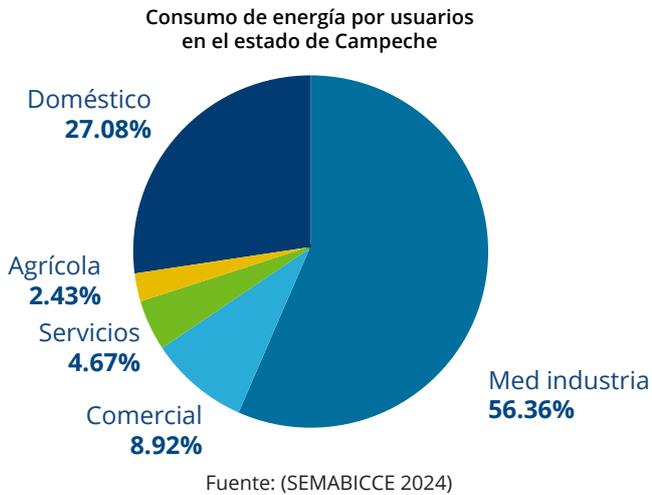
Fuente: Elaboración propia a partir del histórico registrado en (SENER 2024) (Gobierno de México 2021), y proyectado usando el método Holt-Winters.

Consumo de energía eléctrica en Campeche

El consumo de energía eléctrica en el estado de Campeche ha venido creciendo sostenidamente desde 2010 a una tasa anual promedio de 3%, aproximadamente. En términos de consumo de energía eléctrica, Campeche históricamente ha sido la entidad federativa con el menor consumo de México (desde el 2023 ocupa el penúltimo lugar) (SENER 2024) (Gobierno de México 2021).

El uso de la energía eléctrica en Campeche tiene una fuerte dependencia por el tipo de usuario residencial, con una cantidad aproximada de 316 mil usuarios de este tipo, representando el 89.4% del total de usuarios. En la Figura 9 se puede observar la distribución de usuarios de energía eléctrica en el municipio de Campeche.

Figura 9. Usuarios de energía eléctrica en el municipio de Campeche.



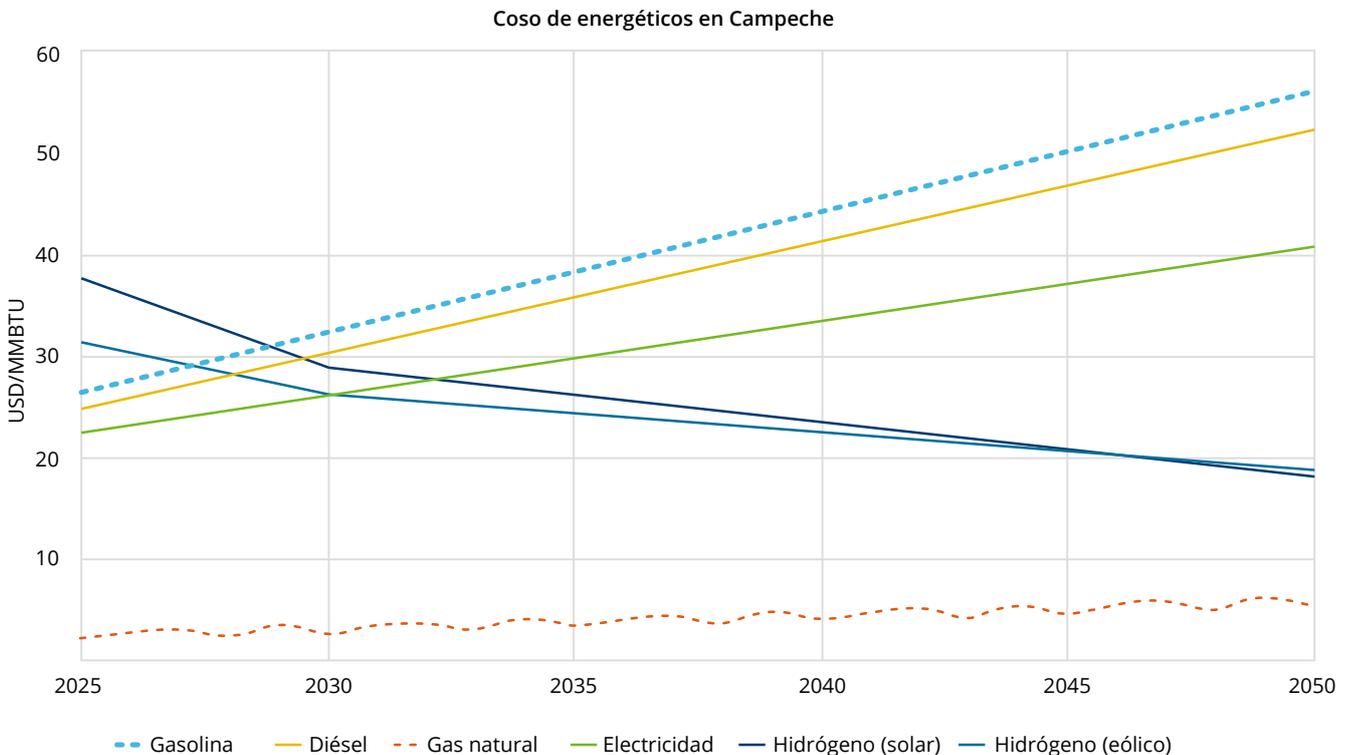
El sector doméstico es responsable de aproximadamente el 56% de la energía que se consume en el estado, mientras que el sector agrícola únicamente consume un 2% y el de media industria al 27% (SEMABICCE 2024).

Costo de energéticos en Campeche

Las proyecciones de los costos hacia 2050 de la gasolina, el diésel, el gas natural, la energía eléctrica y el hidrógeno verde producido a partir de energía solar y energía eólica en el estado de Campeche se muestran en la Figura 10. Los valores presentados son resultado de una extrapolación con base en datos históricos y que considera variación en los costos por efectos de estacionalidad. Además, se muestran en unidades energéticas (USD/MMBTU) con el fin de realizar una comparación más equitativa entre ellos.

Se muestran proyecciones de 2025 a 2050 basadas en precios mensuales históricos de los energéticos, proyectados usando el método Holt-Winters, el cual se basa en las tendencias anuales y estacionalidad. 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 C, considerando los costos nivelados del hidrógeno (LCOH) promedio para cada recurso energético a lo largo del horizonte de tiempo analizado. Vale la pena recordar que 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 energéticos (En términos de sus propiedades energéticas) 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 Campeche, sin embargo, existe una dispersión de costos entre estas tecnologías que serán analizados en las siguientes secciones.

Fuente: elaboración propia a partir de (CRE 2017), (CENACE-SIM s.f.), & (CRE 2024)

En términos energéticos, el costo del hidrógeno producido con energía solar y eólica podría alcanzar la paridad con la gasolina y el diésel entre 2027 y 2030⁷. Sin embargo, es importante considerar que la proyección del costo de hidrógeno se basa en el costo de los equipos en el año en cuestión y no considera el tiempo de desarrollo de los proyectos. Por lo tanto, la paridad real dependerá de los proyectos que inicien construcción en esos años, lo que podría ajustar el tiempo necesario para alcanzar la paridad a un rango de 2 a 5 años adicionales, dependiendo de la escala de cada proyecto.

Por otro lado, el gas natural sería una fuente energética más económica que el hidrógeno verde en Campeche hasta después del 2050, independiente de la fuente renovable con la que se produzca.

No obstante, el contexto energético mundial reciente ha puesto en evidencia que los costos del gas natural y los combustibles fósiles son susceptibles a alzas estrepitosas. Por ejemplo, en Colombia, entre 2022 y 2023, el gas natural tuvo un alza del 28% (Valencia 2023); y en México, durante el invierno del 2021 (Infobae 2021), hubo una disrupción en el suministro lo cual provocó un alza en los precios de hasta 7 veces (CRE 2024). Tanto la volatilidad de los precios de los combustibles, como las metas de descarbonización a nivel nacional son motivos de peso para la introducción de nuevos energéticos. Sin embargo, a través de las entrevistas realizadas a diversos actores del país en el marco de la elaboración de esta serie de documentos, industrias como la producción de acero, automotriz y otras intensivas en el uso de procesos térmicos declaran no poder migrar sus líneas de producción con energéticos más limpios como el hidrógeno verde, hasta que este sea competitivo en términos de costos.

En el caso de Campeche, no existe actualmente una industria consolidada alrededor del gas natural debido al limitado acceso histórico a este recurso en el estado. El gasoducto Mayakan, que ya cuenta con varios años de operación, transporta gas principalmente hacia el estado vecino de Yucatán para abastecer las plantas de CFE ubicadas allí, sin una derivación sustancial hacia Campeche.

Esta situación está en proceso de cambio con el desarrollo del gasoducto Cuxtal 2, el cual contempla una ramificación específica para que las plantas industriales instaladas en Campeche puedan finalmente operar con

gas natural, además de abastecer a los parques industriales emergentes en el estado.

Es relevante mencionar que las plantas Mérida IV y Valladolid II que CFE construye actualmente en Yucatán incorporan la capacidad técnica para utilizar un porcentaje de hidrógeno en sus procesos, estableciendo un precedente técnico importante para la región peninsular.

Aunque existe gas natural circulando por el Mayakan, Campeche carece de infraestructura de almacenamiento presurizado, principalmente porque no se han formalizado solicitudes para que se suministre esta molécula en el estado. Como alternativa, Campeche sí cuenta con acceso a gas LP, proporcionando una opción energética complementaria que ha cubierto parcialmente las necesidades locales ante la ausencia de una red robusta de gas natural.

Para acelerar la adopción del hidrógeno verde como complemento estratégico a la infraestructura gasífera en desarrollo y propiciar una industria descarbonizada en Campeche, es fundamental el involucramiento proactivo del gobierno estatal mediante mecanismos financieros y tributarios específicos que permitan a las industrias locales adquirir o producir este energético en condiciones competitivas. Estos instrumentos podrían incluir garantías para préstamos dirigidos a proyectos de hidrógeno verde, esquemas de depreciación acelerada para las inversiones relacionadas, y la implementación gradual de desincentivos económicos para combustibles fósiles, como impuestos al carbono calibrados progresivamente.

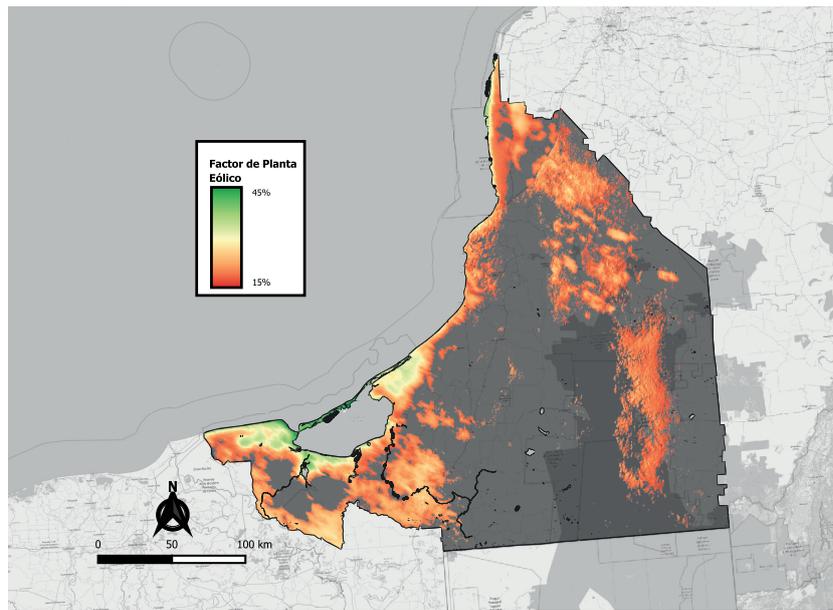
Complementariamente, resulta estratégico fomentar la colaboración público-privada para desarrollar proyectos piloto que demuestren la viabilidad técnica del hidrógeno verde en aplicaciones industriales apropiadas para las condiciones económicas y técnicas de la región, aprovechando la coyuntura de desarrollo infraestructural en el estado para identificar nichos específicos donde este vector energético pueda ofrecer ventajas comparativas frente a alternativas convencionales.

Recurso renovable -Solar y Eólico- en Campeche

Finalmente, en la Figura 11 y la Figura 12 se presenta el potencial renovable eólico y solar en el estado de Campeche, determinados a partir de información del Global Wind Atlas (Global Wind Atlas 2024) y el Global Solar Atlas (Global Solar Atlas 2024), respectivamente.

⁷ No se considera una paridad de costos con la electricidad ya que la Figura 9 solo representa el costo de la energía en la molécula sin considerar los costos de su conversión a electricidad.

Figura 11. *Potencial eólico en el Estado de Campeche.*

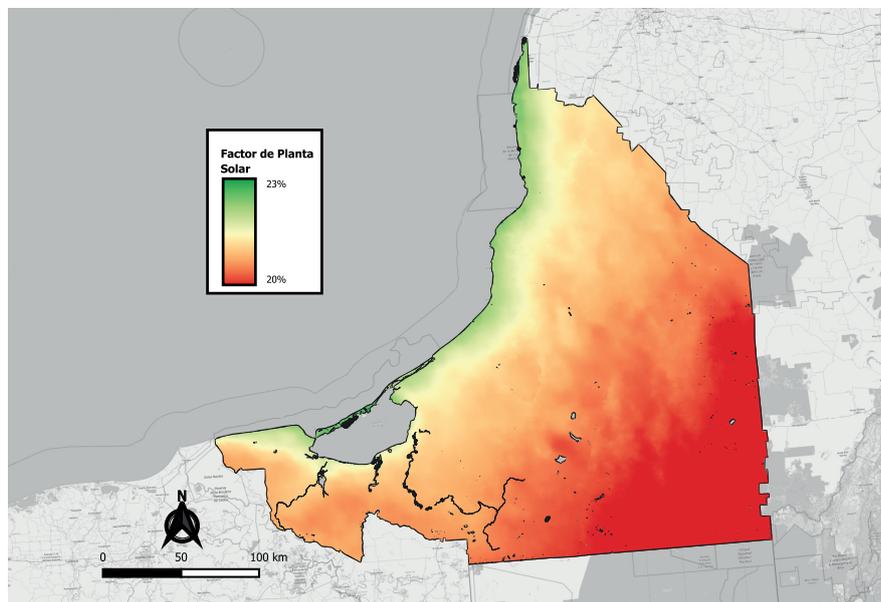


Fuente: elaboración propia a partir de (Global Wind Atlas, 2024).

Con respecto al potencial eólico, se resalta cómo este predomina en el norte y las regiones occidentales del estado, alcanzando factores de planta máximos del 45%

y mínimos del 15%. Es importante tener en cuenta que el mapa desarrollado solamente muestra el potencial en donde la velocidad del viento promedio supera los 5 m/s.

Figura 12. *Potencial solar en el Estado de Campeche.*



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

Con relación al potencial solar en el estado, se resalta cómo la distribución es geográficamente similar a la del potencial eólico: más abundante en el norte y las regiones occidentales de estado. En consecuencia, las instalaciones híbridas de energía renovable podrían ser de gran

interés para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en Campeche, aunque es claro que el potencial solar está presente en muchas más regiones que el eólico. Los factores de planta alcanzados en este caso oscilan entre el 20% y el 23.0%.

4. Análisis técnico-económico del potencial de producción de H₂ verde en Campeche

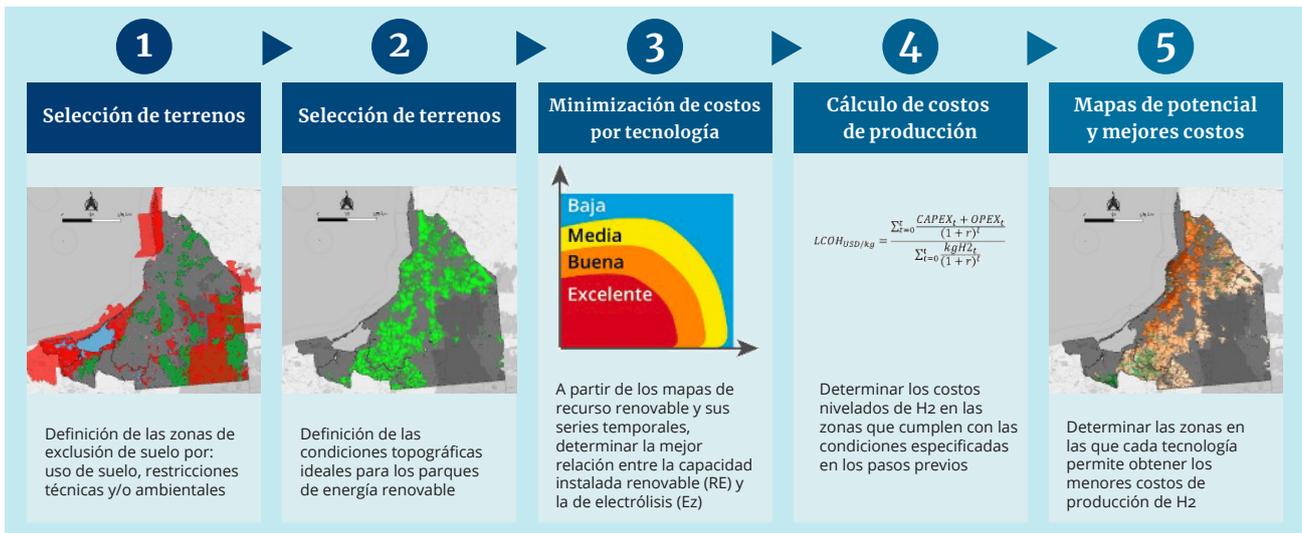
En esta sección se presenta el análisis técnico-económico del potencial teórico de producción de hidrógeno verde en el estado de Campeche basado en la disponibilidad del recurso renovable y criterios de exclusión sociales y ambientales dependiendo de la tecnología de generación. Para este caso, se consideró la generación de energía renovable a partir de paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas, contemplando su despliegue a gran escala para la estimación de costos nivelados.

4.1. Metodología

El análisis se llevó a cabo en 5 etapas:

1. 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.
2. Exclusión de zonas que no cumplan con las condiciones topográficas según la tecnología renovable a instalar.
3. 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.
4. Determinar los costos de generación de hidrógeno para todo el territorio elegible dentro del estado.
5. 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 metodológico para la evaluación del potencial.



Exclusión de zonas por consideraciones socioambientales

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.

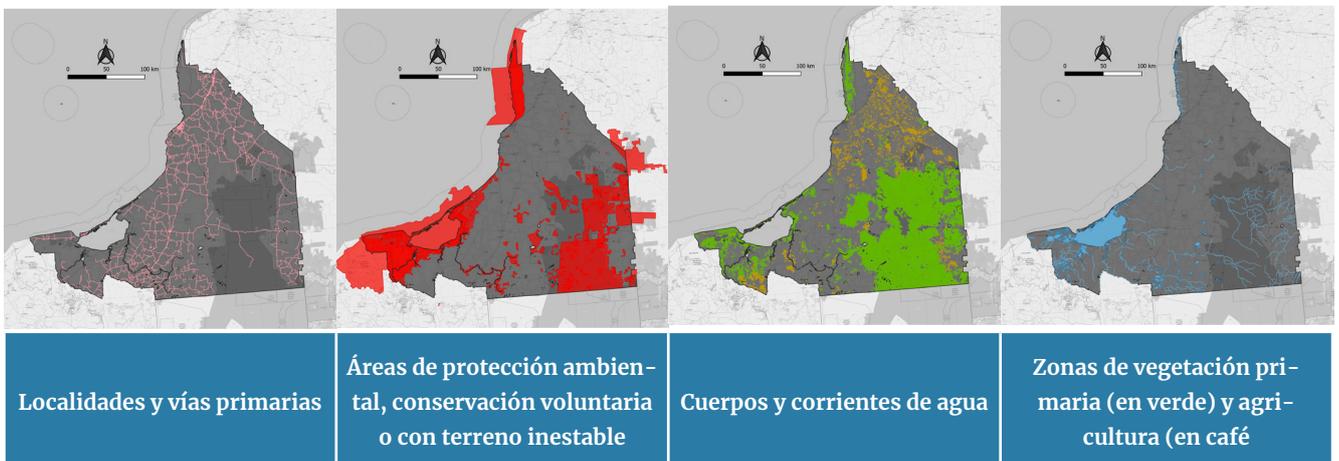
Característica	Distancia mínima a respetar [m] (Eólico/PV)	Fuente
Aeropuertos	5,000 / 200	(Samsatli, Staffell and Samsatli 2016) / Considerado dentro de localidad
Carreteras	200 / 200	(Samsatli, Staffell and Samsatli 2016)
Corrientes de agua	300 / 200	(Samsatli, Staffell and Samsatli 2016) / (Pillot, y otros 2020)
Cuerpos de agua	300 / 200	(Samsatli, Staffell and Samsatli 2016) / (Pillot, y otros 2020)
Localidades	1,000 / 200	(Ryberg, Robinius y Stolten 2018) / (Pillot, y otros 2020)
Sitios Arqueológicos	1,000	(Hinicio, 2021)
Terrenos sujetos a inundación o zonas arenosas	300 / 300	(Pillot, y otros 2020)
Vía férrea	200	(Samsatli, Staffell and Samsatli 2016)
Áreas Naturales Protegidas	1,000	(Hinicio 2021)
Áreas Protección Voluntaria	1,000	Considerado como Área Natural Protegida

Fuente: elaboración propia.

También, se excluyeron las zonas de vegetación primaria, compuesta principalmente por diferentes tipos de selva, y para el caso de la energía fotovoltaica se excluyeron además las zonas con destino agrícola.

Un 35% (~20,000 km²) del territorio está cubierto por vegetación primaria, concentrado principalmente en la parte suroeste del estado.

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



Fuente: elaboración propia.

Exclusión de zonas por consideraciones topográficas

Cada tecnología de generación tiene requisitos diferentes en cuanto a las características físicas del terreno. En el

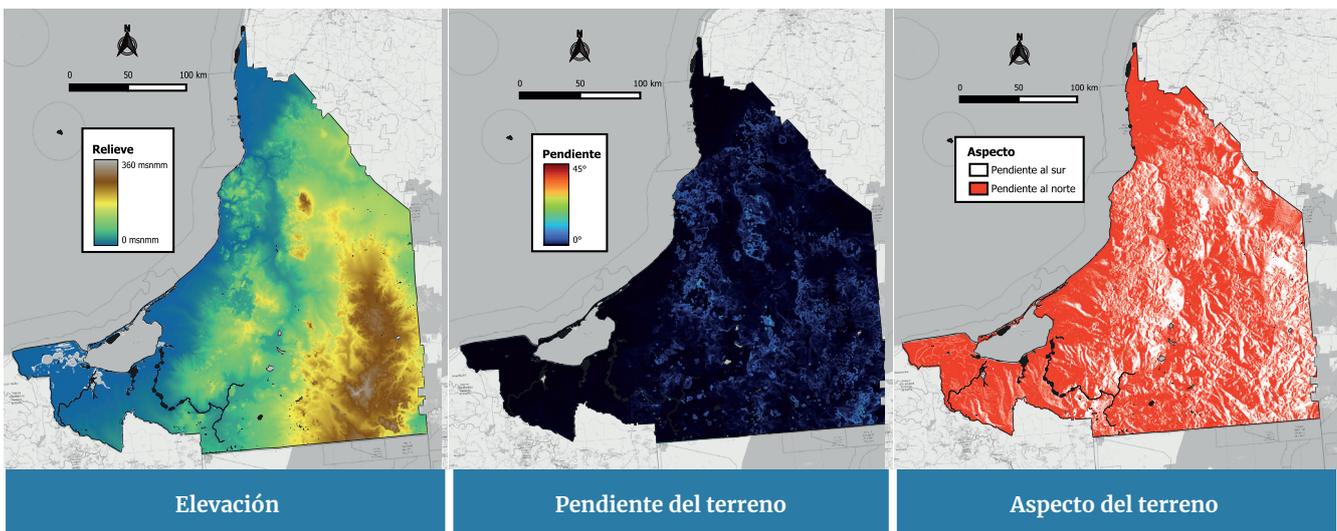
caso de la energía fotovoltaica se verifica la pendiente y la orientación de la pendiente, y para la energía eólica, la pendiente y la elevación como se explica en la Tabla 2:

Tabla 2. Condiciones de exclusión según las características topográficas.

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

Fuente: elaboración propia.

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



Fuente: elaboración propia.

Cálculo de Costo Nivelado de Hidrógeno

A partir del potencial renovable identificado según el tipo de recurso y su mapeo geoespacial en Campeche, 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 GlobalSo-

larAtlas⁸ y GlobalWindAtlas⁹ 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 considera-

⁸ 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>

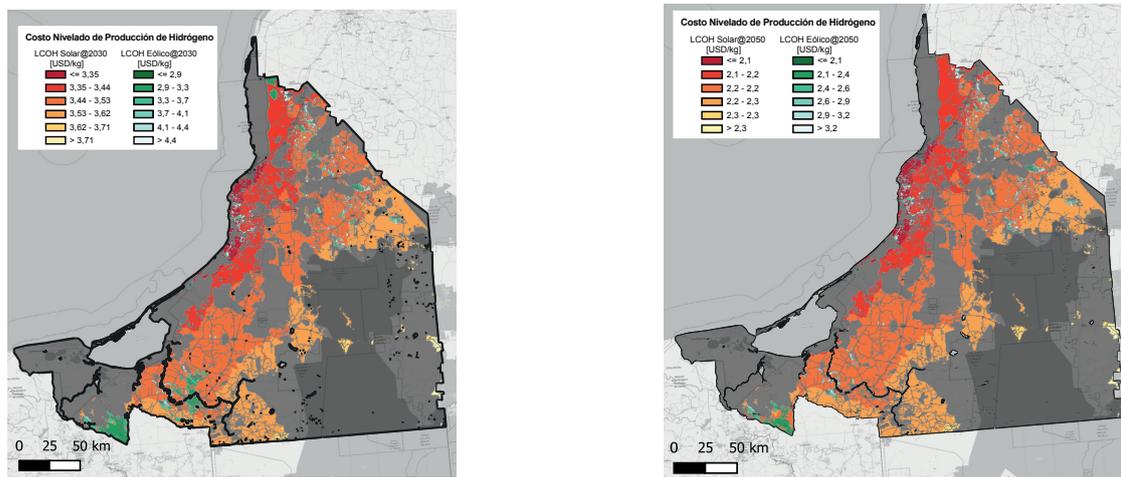
⁹ Global Wind Atlas 3.0, una aplicación gratuita basada en la web, desarrollada y gestionada por la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU). El Atlas Eólico Global 3.0 se publica en colaboración con el Grupo del Banco Mundial, utilizando datos proporcionados por Vortex, gracias a la financiación del Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP). Para más información: <https://globalwindatlas.info>

dos 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 entre un 4% y un 8%. Sin embargo, se recomienda realizar un análisis con mayor detalle para identificar el porcentaje exacto.

- Se considera que la producción de hidrógeno es in-situ, por lo tanto, no se contemplan costos asociados 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 Campeche a nivel regional. Se determinó una relación de 1.7 (MW_{RE}/MW_{Ez})¹⁰ para el caso de la energía solar y de 2.8 (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 en relación con 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 C. Adicionalmente, LCOH (Costo Nivelado de Hidrógeno) es calculado antes de Impuestos, Amortización y Depreciación de los equipos.
- 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 0 (cero)¹¹, usando la ecuación presentada en el Anexo D.

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 alcalina. 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.



Proyección de LCOH al 2030

Proyección de LCOH al 2050

En tonos naranjas, 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 2 opciones.

Fuente: elaboración propia.

¹⁰ 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.

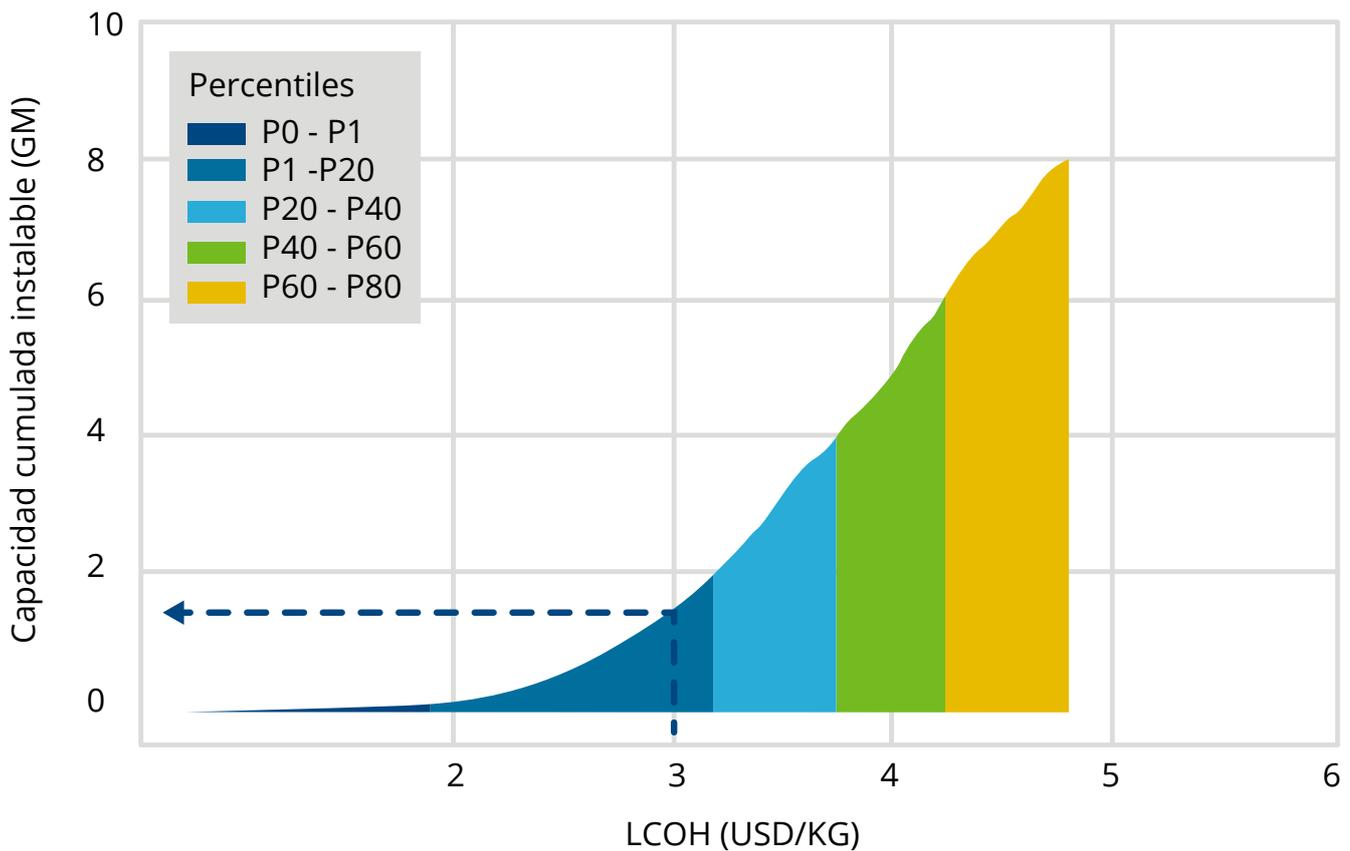
¹¹ Dato obtenido de la base de datos técnica, propiedad de Hinicio.

4.2. Análisis de los resultados

Como resultado del cálculo se obtuvo un costo nivelado entre 2.2 y 4.7 USD/kg al 2030 si se aprovecha el recurso eólico, mientras que si se genera a partir de la energía solar el costo nivelado estaría entre 3.3 y 3.6 USD/kg. Esta 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 45% que, con la relación de capacidad RE-EZ¹² adecuada puede conseguir una operación del electrolizador superior al 80%, mientras que con el recurso solar el electrolizador sólo alcanza un factor de planta de 36%. Sin embargo, en el caso del recurso eólico, el costo de producción de hidrógeno por debajo de 3 USD/kg, se concentra en el 1% del territorio donde el recurso eólico es más competitivo.

A partir de los mapas generados de costo nivelado de hidrógeno, fue posible evaluar el potencial teórico de capacidad electrólisis instalable en la región. Para ello se fijó que en 1 km² se pueden instalar 31.2 MW de energía solar¹³, con lo que sería posible abastecer hasta 18.3 MW de electrólisis, o 4 MW de energía eólica¹³, con lo que sería posible abastecer hasta 1.4 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 optima determinada para las condiciones de recurso renovable del estado. De este modo, la Figura 18 muestra la relación entre el costo nivelado de producción de hidrógeno y la capacidad de electrólisis instalable a partir del recurso eólico y solar en Campeche; esta representación permite identificar de forma rápida el potencial máximo de electrólisis (eje Y) que podría producir hidrógeno por debajo de un determinado LCOH (eje X).

Figura 17. Ejemplo de interpretación de las Figuras de Capacidad Instalable vs LCOH.



Es posible instalar hasta g ~ 1.8 GW, con un costo inferior a 3 USD / kg

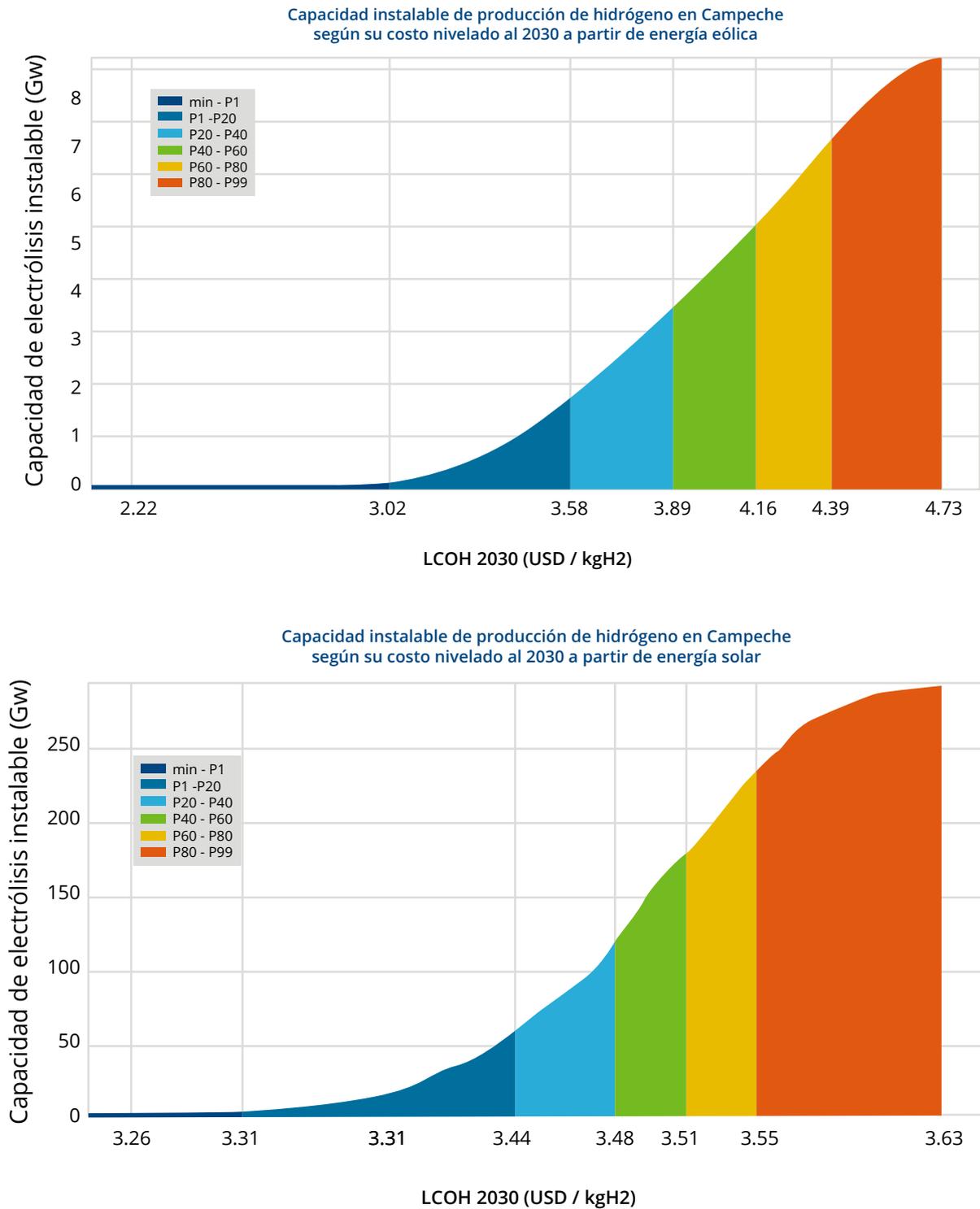
¹² RE-EZ: Relación de potencia instalada entre la planta de energía renovable y el electrolizador en MW_{RE}/MW_{EZ}.

¹³ 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%; detalle de los proyectos recopilados en el Anexo C.

Los potenciales presentados a lo largo de este capítulo corresponden al máximo teórico, asumiendo que se aprovecha todo el terreno que cumple con las condiciones

socioambientales (Figura 14) y topográficas (Figura 15) de alto nivel seleccionadas para este estudio.

Figura 18. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Campeche al 2030 (primera: con recurso eólico, segunda: con recurso solar).



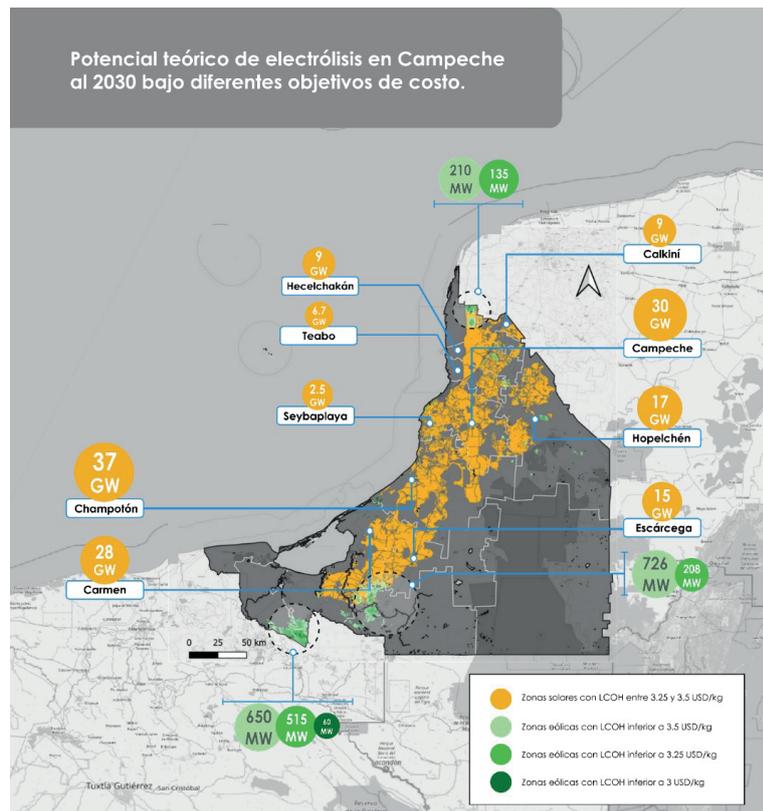
En el eje Y capacidad instalable de electrólisis acumulada por tecnología en Gw y en el eje X los costos de hidrógeno correspondientes. A mayor costo objetivo, mayor será el potencial. Los colores corresponden con los quintiles representados en los mapas de la Figura 16.

Fuente: elaboración propia.

Es importante tener en cuenta que el potencial instalable ilustrado en la Figura 18, se trata del potencial teórico basado en la superficie que cumple con las condiciones descritas. Sin embargo, pueden existir otras restricciones que no fueron tomadas en cuenta que pudieran reducir esta cifra significativamente.

Campeche tiene un potencial de producción de hidrógeno menor a 85 MW, bajo un costo inferior a 3 USD/kg a 2030. Sin embargo, tiene un potencial de 163 GW de electrólisis para producir hidrógeno a un costo inferior a 3.5 USD/kg.

Figura 19. Potencial teórico de electrólisis al 2030 en el estado de Campeche.



Fuente: elaboración propia.

Campeche cuenta con un vasto potencial de generación de hidrógeno dada su extensión y excelente recurso solar, con algunos focos con excelente recurso eólico.

En el mapa presentado en la Figura 19 se resaltaron 5 municipios de interés por su potencial de producción en costo y cantidad, o su ubicación, a partir de energía solar; y se señalaron 3 potenciales focos que se apalancarían de la energía eólica. Entre las principales zonas encontramos:

- Champotón, es el municipio con el mayor potencial de generación de hidrógeno, logrando un potencial de hasta 37 GW de electrólisis, con un costo promedio de producción de 3.4 USD/kg. Esto se debe principalmente a su extensión.
- Entre los municipios de Carmen y Escárcega, se suma un potencial de hasta 43 GW de electrólisis alimen-

tada con energía solar, con un costo promedio de 3.5 USD/kg. Adicionalmente, colinda con una de las zonas de alto potencial eólico, la cual permitiría la instalación de hasta 726 MW de electrólisis con un costo de producción ligeramente inferior (3.36 USD/kg).

- Finalmente, en el extremo sur de los municipios de Carmen y Palizada, encontramos el segundo foco de energía eólica más importante del estado, dentro del cual se podrían instalar hasta 650 MW de electrólisis con un costo promedio de 3.25 USD/kg. Esta zona es de especial interés para la producción de hidrógeno dada su relativa cercanía con la refinería del estado de Tabasco (~100 km).

Al 2050, se identifica una reducción de costos más acelerada por parte del hidrógeno generado a partir de energía solar que con eólica. Sin embargo, en términos generales, el recurso eólico sigue siendo más competitivo para la genera-

ción de hidrógeno. Cerca de 6 GW de electrólisis alimentada por energía eólica pueden ser instaladas con un costo por debajo del menor costo obtenido a partir de energía solar al

2030 (<3.26USD/kg) y cerca de 1.8 GW con un costo menor a 2.5 USD/kg. Por otro lado, la totalidad del potencial solar (~300 GW) se concentrará entre 2 USD/kg y 2.3 USD/kg.

Figura 20. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Campeche al 2050.

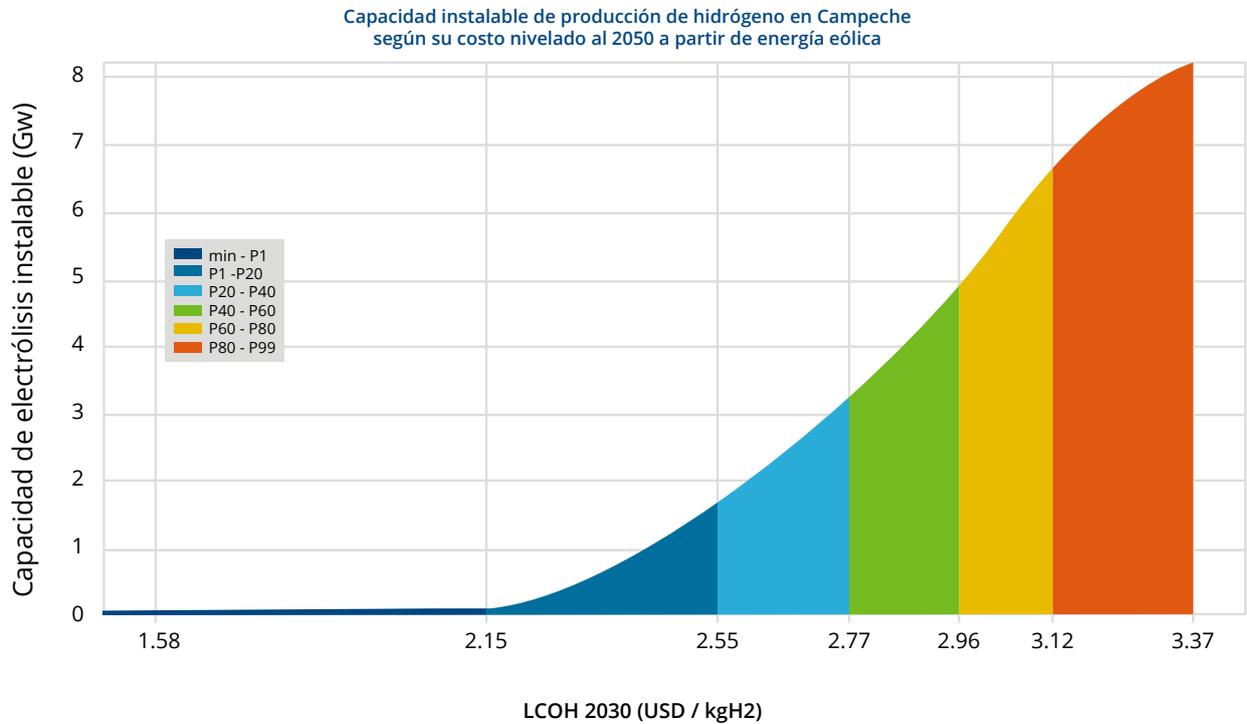
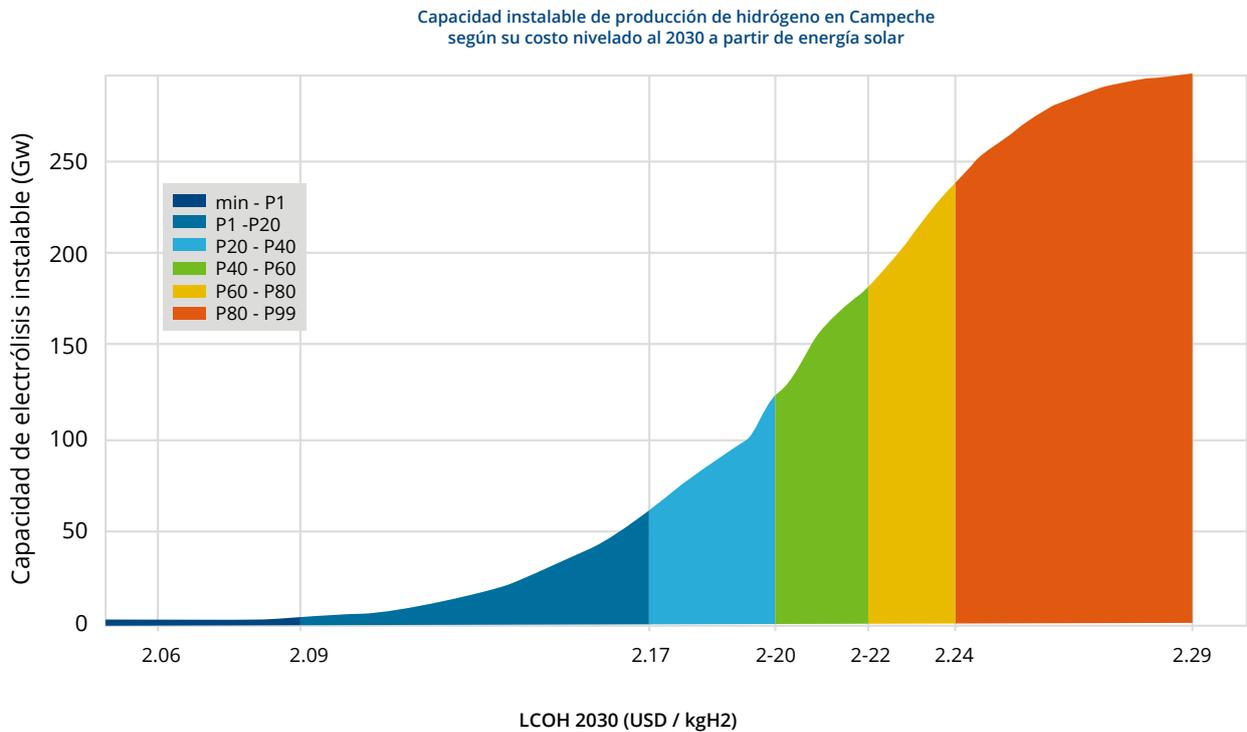


Figura 21. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Campeche al 2050.



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 corresponden con los quintiles representados en los mapas de la Figura 16.

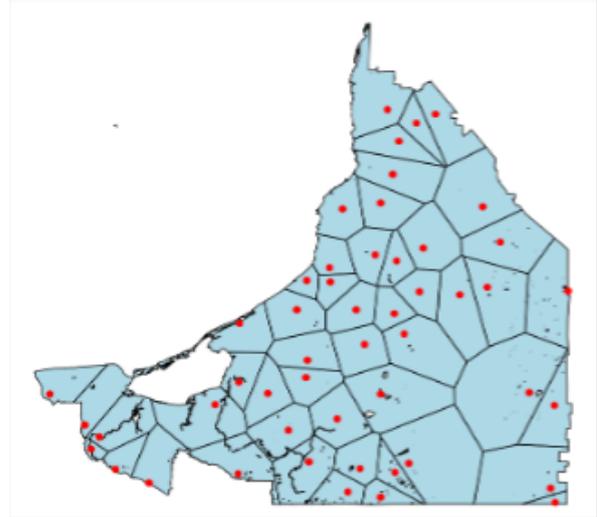
Fuente: elaboración propia.

Para 2050, Campeche tendrá un potencial de hasta 300 GW de electrólisis con un costo menor a 2.5 USD/kg, y solo cerca de 180 MW tendrán el potencial de estar por debajo de los 2 USD/kg.

4.3. Potencial híbrido

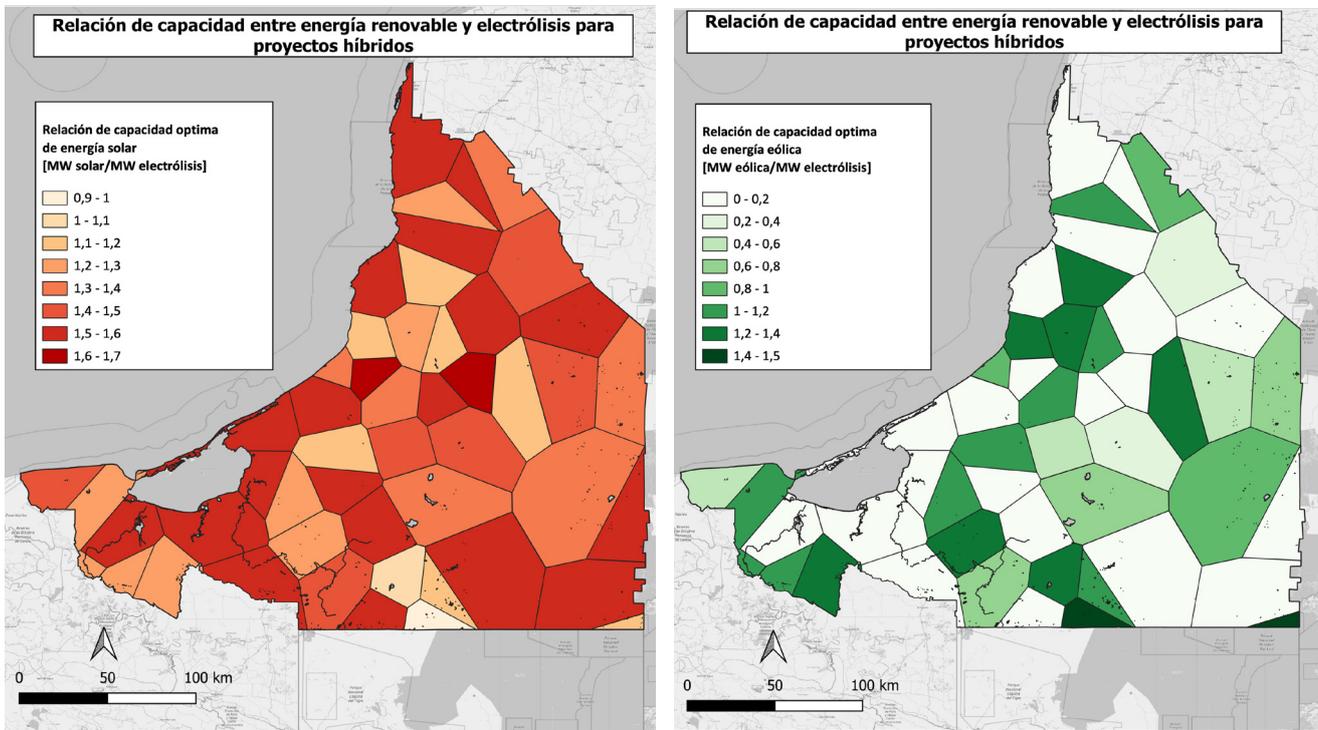
Con el fin de tener un entendimiento sobre las potenciales sinergias entre el recurso solar y eólico, se realizó un análisis de alto nivel para identificar potenciales combinaciones de recurso a lo largo del estado y su impacto sobre el costo nivelado. Este análisis se realizó zonificando de manera aleatoria el estado en 50 zonas, con el fin de poder analizar el recurso renovable de manera representativa, donde se optimizó la capacidad del recurso renovable (solar y eólico) para obtener el menor costo nivelado.

Figura 22. Zonificación aleatoria del Estado de Campeche para la evaluación de la hibridación del recurso solar y eólico.



Como resultado de la optimización, se obtuvo la siguiente configuración de capacidades, solar y eólica, para cada una de las zonas.

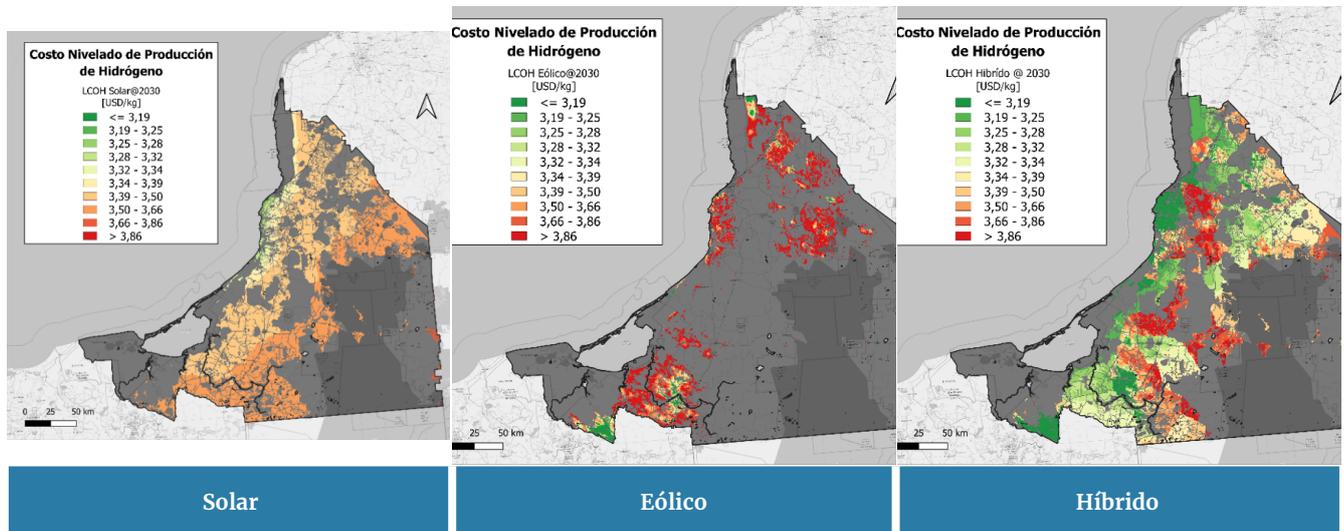
Figura 23. Capacidades optimas de energía solar y eólica para un proyecto híbrido.



En la Figura 24 se puede evidenciar, como la combinación del recurso mejoraría los costos de producción de hidrógeno en la mayoría de las zonas. Por ejemplo, en los municipios de Palizada y Carmen permite disminuir el costo frente a una solución de solo solar y aumenta el

potencial frente a una solución eólica con un costo competitivo. Este fenómeno se reproduce en los municipios de Champotón y Campeche, cerca de la costa, y en la zona norte del estado en límite con el estado de Yucatán.

Figura 24. Costos nivelados de producción de hidrógeno verde a partir de proyectos híbridos en comparación con el recurso individual (solar y eólico), todos bajo la misma escala de colores; siendo verde el más competitivo y rojo el menos.



Fuente: elaboración propia.

4.4. Potencial de producción de derivados

Adicionalmente, para este estudio se evaluó la producción de amoníaco y metanol a partir de hidrógeno

verde, la estimación se realizó teniendo en cuenta los resultados del potencial híbrido. A continuación, se presentan los supuestos técnico-económicos utilizados para este análisis.

Tabla 3. Supuestos técnico-económicos para estimación de potencial de amoníaco verde.

Variable	Unidad	Valor
CAPEX	USD/tpd	700,000
OPEX	USD/tpd	12,500
Consumo de H ₂	tH ₂ /tNH ₃	0.18
Tasa de descuento	%	8
Vida útil	Años	30

Tabla 4. Supuestos técnico-económicos para estimación de potencial de metanol verde.

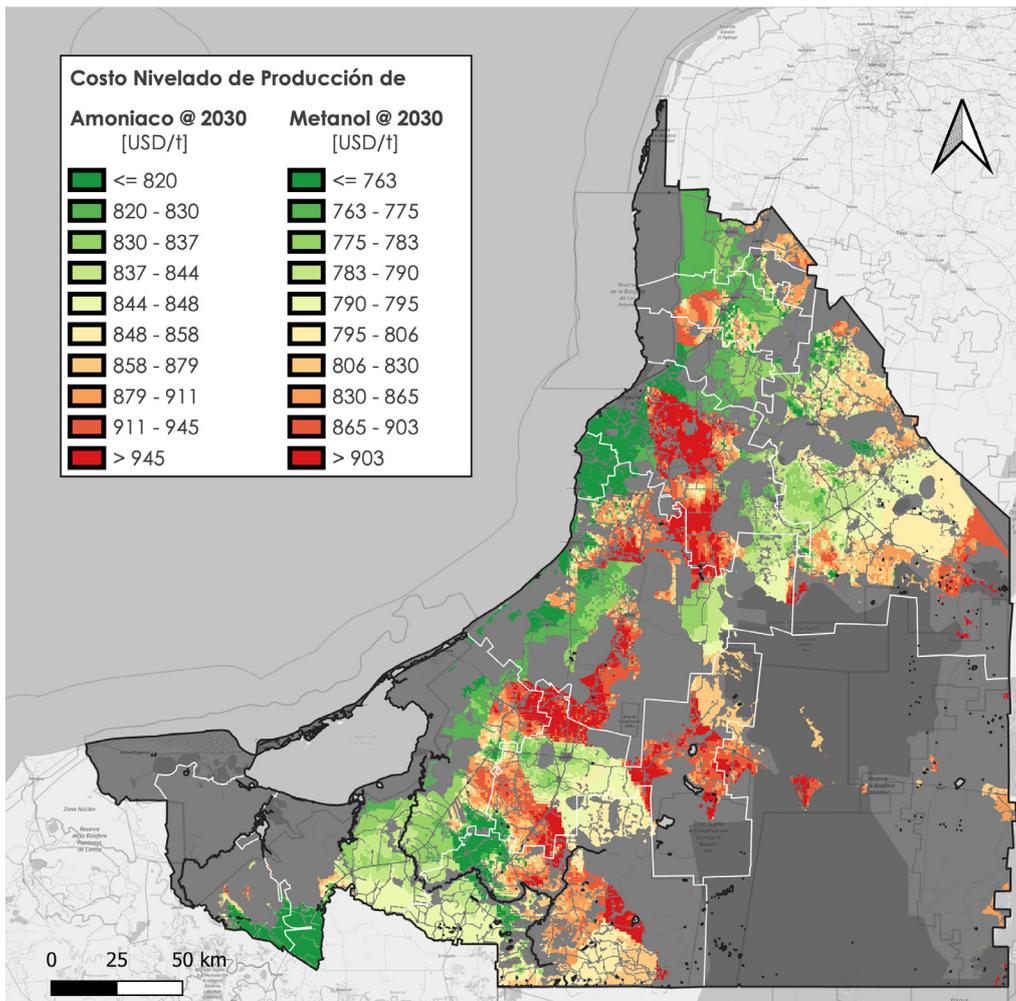
Variable	Unidad	Valor
CAPEX	USD/tpd	280,000
OPEX	USD/tpd	7,000
Consumo de H ₂	tH ₂ /MeOH	0.2
Consumo de CO ₂	tCO ₂ /MeOH	1.4
Costo de CO ₂ ¹⁴	USD/t	100
Tasa de descuento	%	8
Vida útil	Años	30

¹⁴ Tomado de "Technology Readiness and Costs of CCS" **Invalid source specified**. Incluye captura, acondicionamiento y transporte.

Se destaca que el costo nivelado de producción de amoníaco se encuentra entre 780 y 1000 USD/t al 2030, y el de metanol entre 720 y 970 USD/t; si bien estos costos son bastante superiores a los precios actuales de estos productos (495 USD/t y 350 USD/t para amoníaco y metanol, respectivamente), se encuentran en un rango bastante competitivo frente a proyectos alrededor

del mundo. Dado que las tecnologías de producción de amoníaco y metanol son maduras y están altamente desarrolladas, no se espera ninguna reducción en sus costos asociados. La reducción de del costo nivelado de amoníaco y metanol para el futuro se dará gracias a la reducción en el LCOH asociado al hidrógeno que se emplea para producirlos.

Figura 25. Costo Nivelado de Producción de Amoníaco y Metanol en el Estado de Campeche al 2030.



Destacan con los costos más bajos los municipios de Seybaplaya, Campeche y Champotón en la zona costera, y el extremo sur de los municipios de Carmen y Palizada.

Este análisis no consideró la ubicación de la fuente de CO₂, sin embargo, esto será analizado posteriormente dentro de este documento.

5. Análisis cualitativo de la demanda de hidrógeno verde en el estado

En esta sección se presentan los aspectos clave que permitirían desarrollar la industria del hidrógeno verde en el estado de Campeche 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, seguido de estudios de paridad de costos para tres usos finales del hidrógeno: como materia prima, para el transporte y la generación de energía eléctrica

Al finalizar el capítulo, se evaluó a Campeche en 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 mediante el uso de hidrógeno verde.

5.1. Mercado actual de hidrógeno en Campeche

El presente capítulo recopila el diagnóstico actual del mercado del hidrógeno en el estado de Campeche. El objetivo principal es identificar aquellos sectores económicos 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 aplicaciones principales que se dan hoy en día.

Siete sectores económicos¹⁵ se diagnosticaron a través de bases de datos del gobierno, revistas, reportes y entrevistas a actores principales del sector público y privado. El mercado actual del hidrógeno en Campeche ayudó a dar las bases para la evaluación de 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 Campeche.

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

- Metanol:** Actualmente, la producción de Metanol se lleva a mediante la síntesis de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno, obtenidos a partir del reformado de metano en forma de “gas de síntesis”; el estado de Campeche no cuenta con plantas de producción petroquímicas que generen metanol para consumo estatal o para exportación según el Anuario Estadístico PEMEX 2022 (PEMEX 2022). Por lo tanto, el valor del hidrógeno consumido para esta aplicación es **0 ktH₂/año**.
- Refinería:** Las refinerías son grandes centros de producción y consumo de hidrógeno, pues este se requiere para los procesos de: Hidrotratamiento, Hidrocraqueo, Hidrogenación, y Reformado Catalítico, estos pueden variar según los productos de la refinería. Dentro del sistema nacional de refinación de PEMEX no se identificaron plantas de tratamiento de petróleo crudo en Campeche (PEMEX 2022). Por lo tanto, el valor del hidrógeno consumido para esta aplicación es de **0 ktH₂/año**.
- Acero:** La producción de esponja de hierro, necesaria para la producción de acero, requiere la reducción del mineral de hierro con gas de síntesis (es decir, CO y H₂). Según la Cámara Nacional de la Industria del Hierro y el Acero (CANACERO), a 2024 no se identificaron plantas productoras de acero en el estado de Campeche. Por lo tanto, el valor del hidrógeno consumido para esta aplicación es de **0 ktH₂/año**.
- Amoniaco y químicos:** El amoniaco es producido mediante la síntesis de hidrógeno con nitrógeno en un reactor Haber-Bosch; de acuerdo con el Anuario Estadístico PEMEX 2022, Campeche no cuenta con complejos petroquímicos que produzcan amoniaco. Por lo tanto, el valor del hidrógeno consumido para esta aplicación es de **0 ktH₂/año**. Sin embargo, el amoniaco como insumo para la obtención de fertilizantes puede ser un mercado interesante del hidrógeno verde para la descarbonización del estado. En Campeche se reportó una superficie sembrada en el 2021 de 367mil hectáreas, compuesta principalmente por maíz (44%), soya (19%), palma de aceite (8.5%), calabaza semilla (8%), sorgo (8%), caña de azúcar (5%) y arroz palay (4%). A partir de la producción de alimentos presentes en el estado de Campeche es posible estimar una demanda de amoniaco de **16 ktNH₃/año**, equivalente a una demanda de hidrógeno de **2.8 ktH₂/año**¹⁶.

¹⁵ Metanol, refinería, acero, vidrio flotado, amoniaco y químicos, gases industriales, papel, pulpa y cartón.

¹⁶ Dado que no se disponía de datos específicos, el consumo de amoniaco en Campeche se estimó ponderando el consumo nacional de este producto en función del área sembrada tanto a nivel nacional como en el estado.

- **Gases industriales:** A partir del informe (GIZ 2021) no se identificaron plantas de producción de gases industriales, que produzcan hidrógeno, en el estado de Campeche.
- **Papel, Pulpa y cartón:** Según datos del gobierno de México (Datamexico 2022), no existen molinos de producción de papel en el estado de Campeche. Por lo tanto, el valor del hidrógeno consumido para esta aplicación es de **0 ktH₂/año**. En este sector el hidrógeno se requiere en pequeñas cantidades (~600 g de hidrógeno por tonelada de papel) para la producción de peróxido de hidrógeno, el cual es usado para el blanqueamiento del papel.
- **Vidrio Flotado:** Para la producción de vidrio flotado (conocido también como vidrio plano), se requiere una atmosfera de nitrógeno e hidrógeno para evitar la oxidación del estaño fundido (Figueroa Lara, y otros 2021). Según datos del gobierno de México (Datamexico 2022), no hay unidades de producción de vidrio en el estado de Campeche, por tanto, el consumo de hidrógeno es **0 kton/año**.

El diagnóstico del mercado actual del hidrógeno en el estado de Campeche identificó que el consumo total es de aproximadamente **2.8 kt H₂ al año**, sin embargo, este consumo ocurre de manera indirecta a través del consumo de fertilizantes nitrogenados.

5.2. Evaluación de competitividad en costo por sector

Por la versatilidad que tiene para ser usado en diferentes industrias, el hidrógeno puede ser estudiado según el uso final que se le dé. Por ello, la competitividad del hidrógeno verde debe ser analizada uso por uso.

El hidrógeno como materia prima (*feedstock*) debería compararse con su sustituto directo (por ejemplo, con el hidrógeno gris); mientras que en el transporte se debería 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) como también con otras tecnologías de bajas o cero emisiones como podrían ser los vehículos de combustión a gas natural y los vehículos eléctricos con batería.

Estimaciones de la paridad de costos

El concepto de costo nivelado del hidrógeno objetivo (LCOH, por siglas en inglés) determina el costo que debería tener el hidrógeno verde para comparar los costos del energético o materia prima que se desea reemplazar

en una aplicación. Para términos de este documento se calcula el LCOH objetivo como materia prima (comparado con hidrógeno gris), para el transporte (en contraste con vehículos de transporte de carga pesada a diésel) y para la producción de energía eléctrica se toma como el costo de producción de energía a partir de gas natural.

También se considera el LCOH en Campeche 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 en el estado.

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. Para el caso específico de la industria en Campeche, se tiene en cuenta las industrias ya existentes y aquellas con potencial adopción futura.
- 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.
- 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.

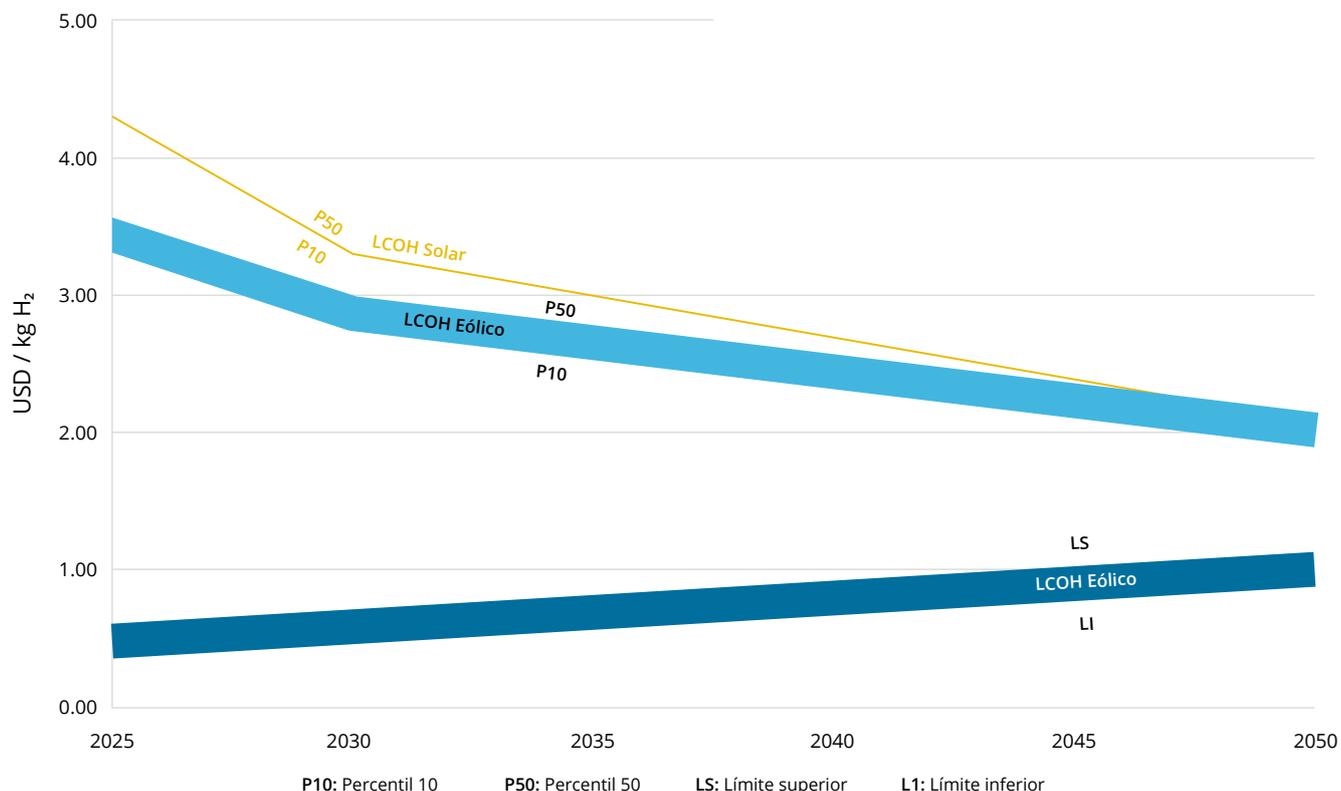
Hidrógeno como materia prima

En la Figura 26 se muestra el LCOH gris en su límite superior (LS) e inferior (LI). Estos límites representan

la volatilidad del costo del gas natural, materia prima para la producción de hidrógeno gris a través del proceso de SMR, y se trazaron a partir de los índices históricos de precios del gas natural en la región de Campeche y

considerando una variación anual de $\pm 15\%$. Para 2050, el límite superior corresponde a un costo de hidrógeno gris de 1.16 USD/kgH₂, mientras que el límite inferior es de 0.86 USD/kgH₂.

Figura 26. Proyección de paridad de costos entre hidrógeno gris y verde (solar y eólico) como materia prima sector industria.



Bajo estos supuestos, el análisis de paridad de costo muestra que el hidrógeno renovable a partir de energía solar y eólica no alcanzarán el costo del hidrógeno gris para su uso como materia prima en aplicaciones industriales antes de 2050. En el caso del hidrógeno producido con energía eólica, el costo nivelado de hidrógeno verde se encuentra entre 1.93 USD/kgH₂ y 2.12 USD/kgH₂, representando un sobre costo de entre 91% y 110% con respecto al costo promedio del hidrógeno gris. Para el hidrógeno producido con energía solar, el costo nivelado estaría entre 2.06 USD/kgH₂ y 2.08 USD/kgH₂, correspondiendo a un sobre costo entre 104% y 106% con respecto al costo promedio del hidrógeno gris.

A pesar de no alcanzar la paridad de costos dentro del horizonte temporal analizado, es importante reconocer que hay una reducción importante en la brecha que separa al hidrógeno renovable del hidrógeno gris. Mientras que el sobre costo esperado para el 2025 es de más de 700% y 550% para el hidrógeno verde producido con energía solar y eólica, respectivamente, para 2050 este se reduce a 105% y 100%. Además, cabe destacar que la volatilidad del costo del gas natural influye en el tiempo donde la pa-

ridad entre el hidrógeno gris y verde se alcanzaría. Si bien 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).

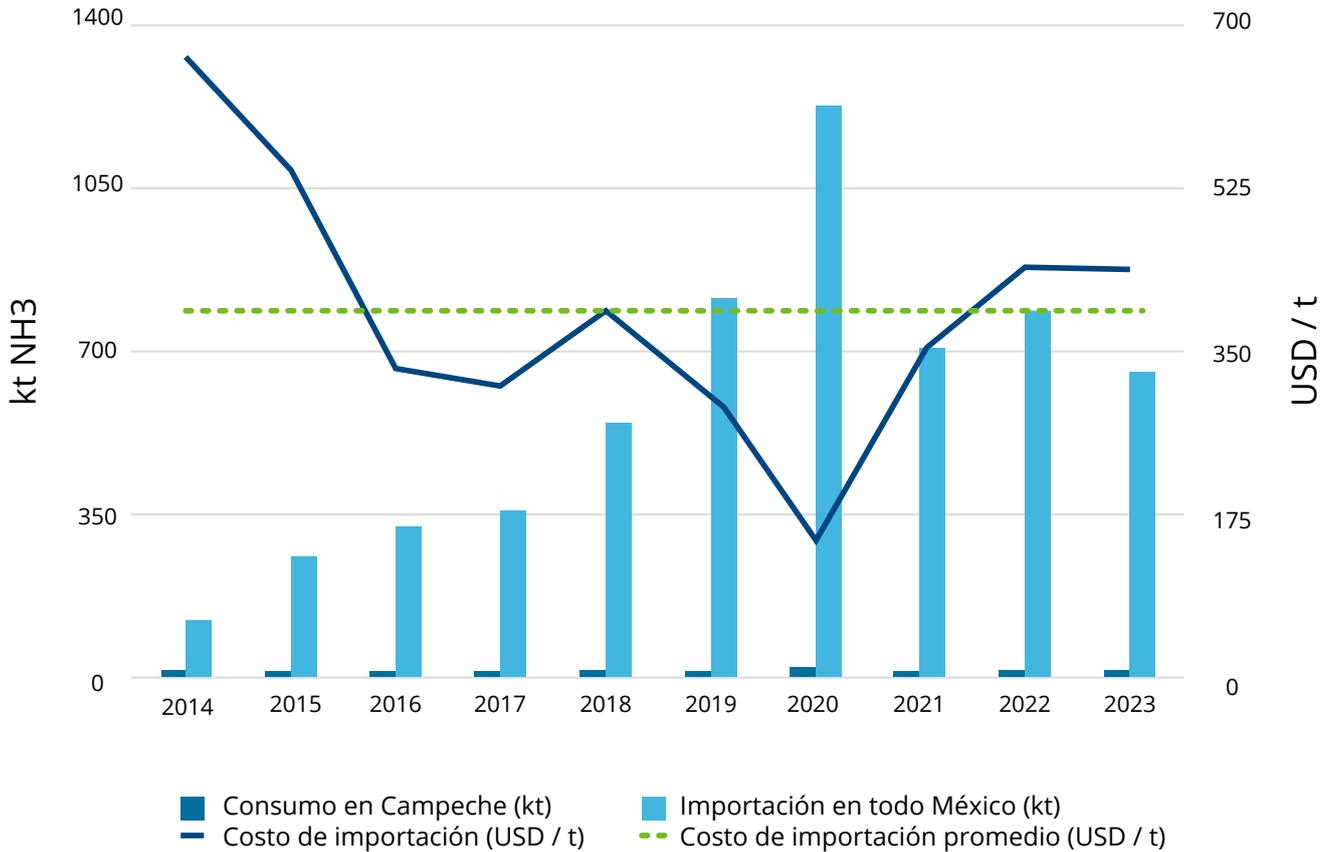
No obstante, como se vio en la sección 5.1, en el estado de Campeche no existe actualmente una demanda para el hidrógeno como materia prima para el sector industrial. La única potencial demanda que podría suplirse con hidrógeno verde producido en Campeche está en la refinería Olmeca, ubicada en el puerto de Dos Bocas en el estado de Tabasco al occidente de Campeche. Sin embargo, esta demanda es incierta y dependerá altamente de las estrategias de descarbonización que PEMEX adopte en el futuro.

El hidrógeno como materia prima podría incentivar la industria agrícola en el estado de Campeche en su potencial de ser utilizado en la producción de amoníaco. Como se puede apreciar en la Figura 27, la cantidad de amoníaco importado por México se ha incrementado en los últimos 10 años, aumentando más de 400% entre 2014 y

2023 y alcanzando un pico de más de 1,200 kilotoneladas anuales en 2020. El costo de importación de amoniaco también ha variado entre estos mismos años y ha estado entre 146 USD/tNH₃ y 665 USD/tNH₃, con un precio promedio de 392 USD/tNH₃. Debido a que el precio del

amoniaco está ligado al precio del gas natural, producirlo con hidrógeno renovable puede ser una oportunidad, pues evitaría la volatilidad de esta materia prima que, como ocurrió en 2022 alcanzó precios por encima de los 1,000 USD/tNH₃.

Figura 27. Análisis de costo de importación y cantidad de amoniaco consumido en México y Campeche.



En este sentido, bajo la consideración del costo promedio en el que México ha estado importando amoniaco (392 USD/tonNH₃), se necesitaría un LCOH de hidrógeno verde de 0.93 USD/kgH₂, valor que está por debajo del menor costo de hidrógeno verde encontrado para 2050. No obstante, si se consideran los precios alcanzados en los mercados internacionales durante el 2022, este valor sería de 4.35 USD/kgH₂, el cual es alcanzable en el estado incluso en el 2025 para hidrógeno verde producido tanto con

energía solar como con energía eólica. En este sentido, el hidrógeno verde producido con el recurso renovable del estado de Campeche puede servir para evitar las fluctuaciones inherentes al costo del amoniaco en mercados internacionales.

Ahora bien, con respecto al uso de amoniaco como fertilizante, la Tabla 5 muestra con mayor detalle la distribución y cantidades de los diferentes cultivos en Campeche.

Tabla 5. Información de cultivos presentes en Campeche.

Cultivo	Cantidad (t/año)	Nota	Área cultivada (ha)	Valor de producción (\$)
Maíz	2.3 M	Representa un uso estimado de 37% de las hectáreas usadas	135,790	2,327 M
Soya	1.6 M	Representa un uso estimado de 19% de las hectáreas usadas	69,730	1,380 M
Palma de Aceite	0.417 M	Representa un uso estimado de 8.5% de las hectáreas usadas	31,195	650 M
Calabaza semilla	0.0016 M	Representa un uso estimado de 8% de las hectáreas usadas	29,360	450 M
Sorgo	1.56 M	Representa un uso estimado de 8% de las hectáreas usadas	29,360	375 M
Caña de azúcar	0.030 M	Representa un uso estimado de 5% de las hectáreas usadas	18,350	911 M
Arroz Palay	0.023 M	Representa un uso estimado de 4% de las hectáreas usadas	14,680	386 M

Fuente: elaboración propia con base en (Axayacatl 2021).

Se puede ver que la variedad y cantidad de cultivos en Campeche puede proveer una oportunidad importante para la adopción del amoníaco producido a partir del hidrógeno renovable. Además, el desarrollo de la industria energética y agrícola del estado estaría acompañada por una contribución a la seguridad alimentaria. Sin embargo, no se debe perder de vista que la agricultura en Campeche no ha alcanzado una madurez industrial y que la producción de cultivos no es centralizada, sino que está distribuida en múltiples agricultores pequeños. Debido a estas barreras, la adopción del amoníaco verde podría verse retrasada en el estado de Campeche. El amoníaco, como vector de hidrógeno para su exportación es analizado más adelante en este reporte.

Transporte pesado con hidrógeno

El análisis de paridad de costos¹⁷ del sector transporte se realizó a partir de una comparación entre los camiones de carga pesada impulsados con diésel por medio de motores de combustión interna con diésel (ICEV), aquellos impulsados con electricidad por medio de batería (BEV) y los propulsados con hidrógeno a partir de celdas de combustible (FCEV).

Los camiones de hidrógeno son vehículos eléctricos (EV) que almacenan energía en forma de hidrógeno com-

primido y lo emplean para generar electricidad a través de celdas de combustible (fuel cells), 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).

Para el análisis de paridad de costos consideran los siguientes costos de sus fuentes energéticas primarias:

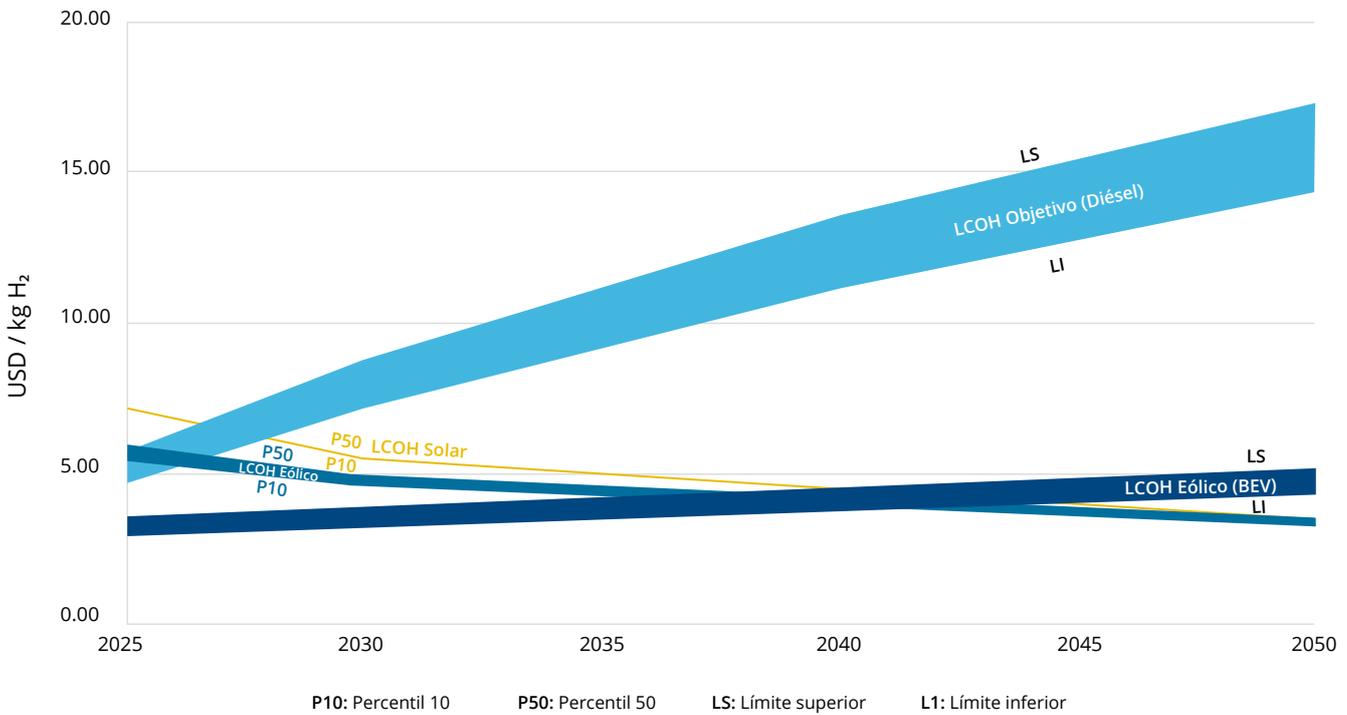
- **ICEV (diésel):** Se considera una variación del costo del diésel de un $\pm 10\%$ para 2050, para introducir una fluctuación en los costos futuros de este energético, dando así un límite superior (LS) y un límite inferior (LI).
- **BEV:** Se toma como referencia una variación del costo de la energía eléctrica de un $\pm 10\%$, 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.

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.

- **FCEV:** Costos del hidrógeno verde a partir del recurso renovable solar y eólico en Campeche considerando la cadena de valor del hidrógeno verde hasta el punto de suministro del usuario final. Se consideran el percentil 10 (P10) y el percentil 50 (P50) para cada recurso, que permita 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.

Figura 28. Paridad de costos del hidrógeno en el transporte pesado.



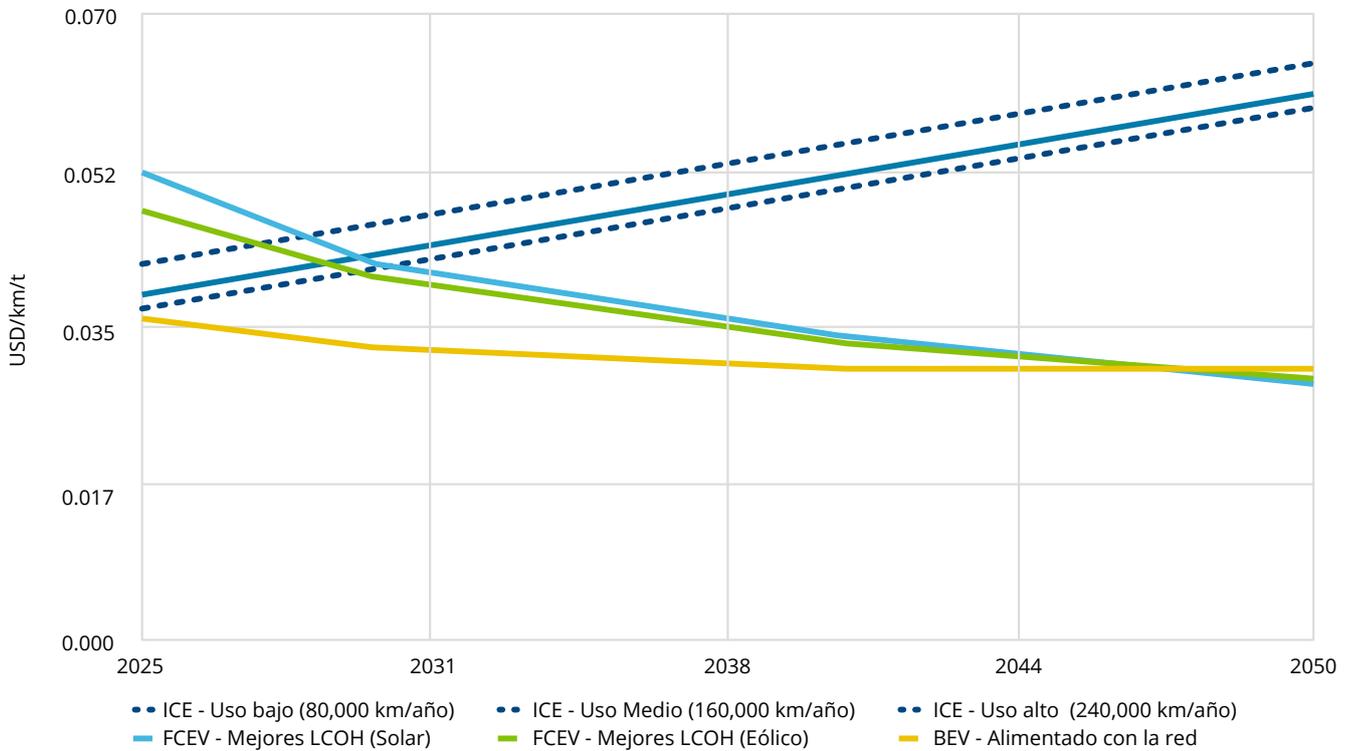
Se espera que el sector del transporte carretero pesado con hidrógeno en Campeche alcance la paridad de costos con respecto a los de motor de combustión interna (ICEV) de diésel entre 2025 y 2030 en Campeche. Entre los sectores analizados, el estudio de paridad de costos haría del transporte el sector de aplicación con viabilidad económica más temprana en el estado. Un escenario optimista sugiere que la descarbonización del transporte a partir del hidrógeno verde generado con energía eólica podría alcanzar la paridad de costos considerando la adquisición de los vehículos en el 2025. 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 y una disponibilidad de los vehículos a precios internacionales.

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 la 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 carga por kilómetro recorrido, 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 para diferentes intensidades de uso en la Figura 30. 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 29. Análisis de sensibilidad de costos por kilómetro recorrido entre tecnología convencional (ICE) y las celdas de combustible (FCEV). Considerando los supuestos por tecnología entre los cuales se considera: eficiencia, CAPEX, costos energéticos.



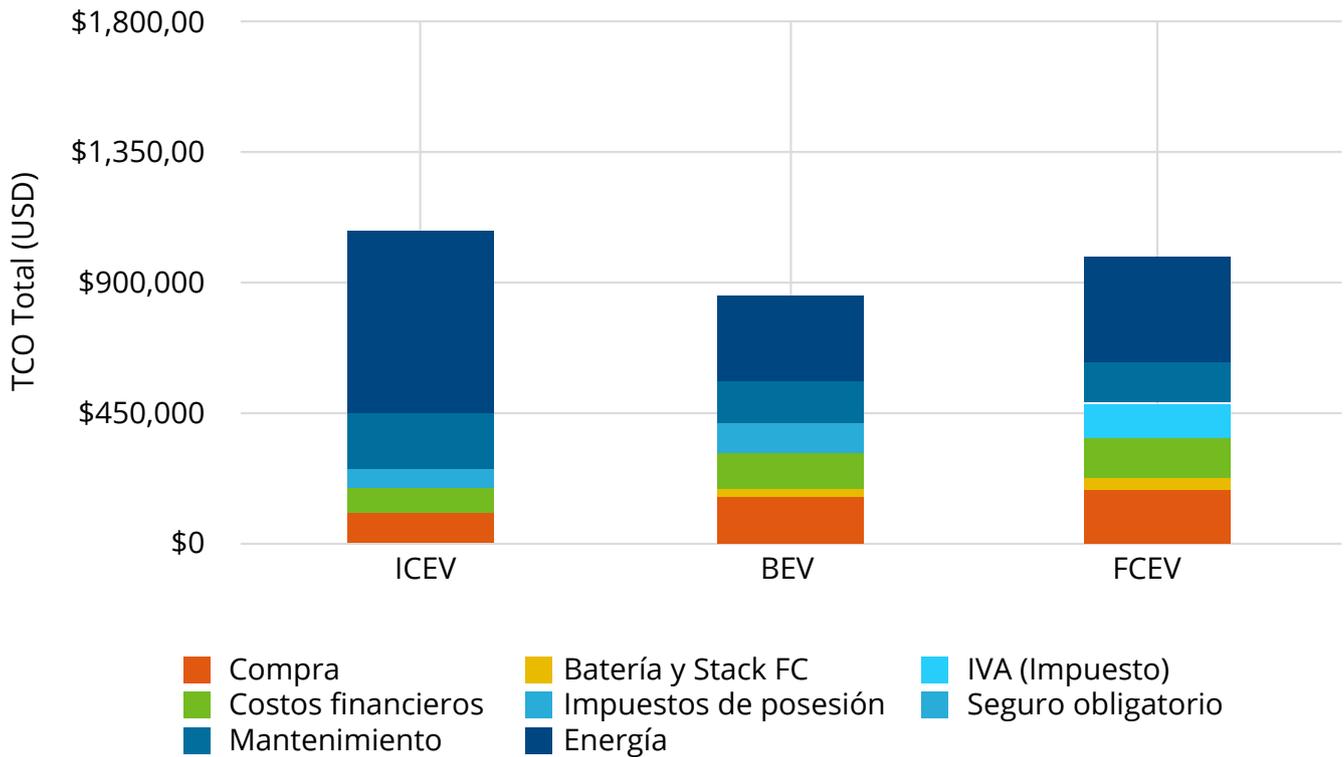
A partir de la información contenida en el gráfico anterior es posible dimensionar, según su nivel de actividad, el costo por tonelada y por kilómetro para un vehículo a combustión (ICEV) en comparación de un vehículo a celda de combustible (FCEV) alimentado con hidrógeno verde producido con energía 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 a 2028, alimentándose con H₂V eólico, mientras que para H₂V solar la fecha de paridad se estima que sean en 2030. Cabe resaltar, que dicha paridad se da considerando los costos nivelados de hidrógeno para proyectos de gran escala, si se considera la escala de un proyecto de movilidad de una flota de 5 camiones (< 1MW de electrolisis), el costo nivelado de producción de hidrógeno con energías renovables podría llegar incluso a doblarse, lo cual aplazaría la fecha de paridad a 2036 para el H₂V eólico y a 2038 para el H₂V solar.

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 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 30 toma valores promedio a nivel nacional. La Figura 30 representa el TCO 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 30. Comparativo de TCO de diferentes tecnologías para camiones de carga en México 2030.



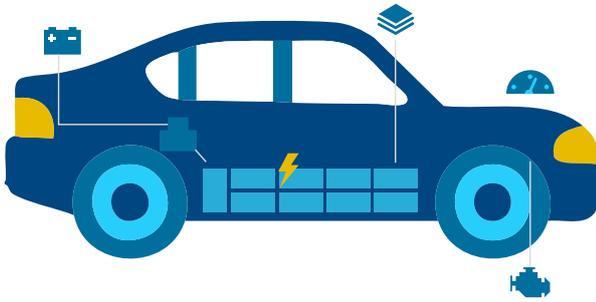
Fuente: elaboración propia a partir de (GIZ 2021).

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 la década del 2040. 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.

Figura 31. Comparación ventajas operativas VEB vs FCEV.

VEHÍCULOS ELÉCTRICOS A BATERÍA (VEB)

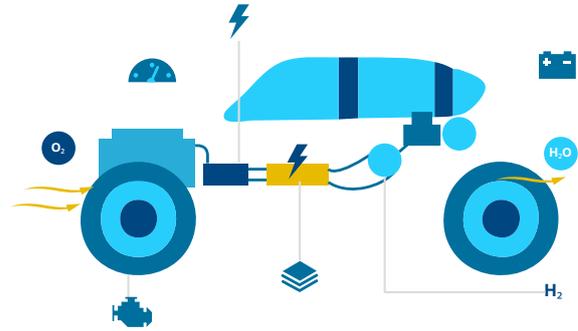


Recarga 40 min - 8 h para 200 - 300 km
Menor costo, mayor eficiencia

Mejor para:

- Vehículos livianos
- Distancias cortas y medianas
- Uso particular

VEHÍCULOS DE CELDA DE COMBUSTIBLE (FCEV)



Recarga 4 min - 6 min para 550 - 750 km
Altos costos, menor eficiencia

Mejor para:

- Transporte de mercancías y autobuses
- Largas distancias
- Uso intensivo (comercial)

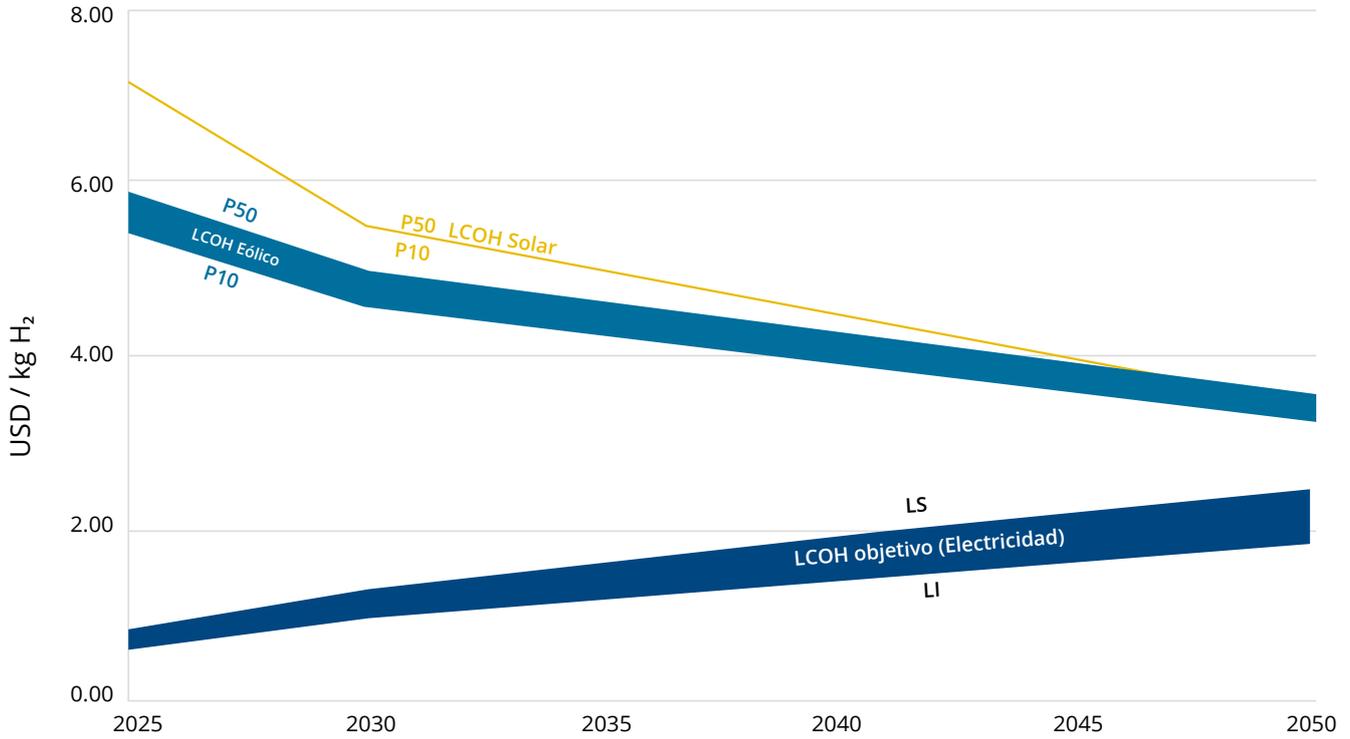
Hidrógeno para generación eléctrica

Además de los sectores que ya se han evaluado, el hidrógeno verde también puede ser empleado en celdas de combustible para proveer electricidad a la red. Esta alternativa, puede sustituir a los combustibles fósiles que proveen mayor electricidad a la red del estado (diésel y combustible) como fuentes de energía, puesto que el hidrógeno puede almacenarse fácilmente y puede aportar flexibilidad y resiliencia a la red eléctrica. Además, no genera gases de efecto invernadero como sí ocurre con el gas natural.

Para el análisis de paridad de costos, se consideró una variación de $\pm 15\%$ respecto a la proyección de los costos de electricidad en el estado de Campeche. Esta proyección

resulta en un precio esperado de la electricidad equivalente en Campeche a 2050 que está entre 1.81 USD/kgH₂ y 2.44 USD/kgH₂. El menor costo de hidrógeno verde se alcanza con el recurso eólico y llega a un valor de 3.22 USD/kgH₂. En este sentido, para el horizonte temporal considerado, el hidrógeno verde no alcanza paridad de costos con los métodos tradicionales de generación de electricidad. Específicamente, el costo promedio del hidrógeno verde producido con energía solar presenta un sobre costo de 62%, mientras que el promedio de aquel producido con energía eólica alcanza un sobre costo de 59%. Uno de los principales drivers de esta diferencia es el costo de la cadena de valor aguas-abajo de la producción del hidrógeno (compresión, almacenamiento, y celda de combustible).

Figura 32. Proyección paridad de costos entre hidrógeno objetivo e hidrógeno verde (solar y eólico) para generación energía eléctrica, dado en el costo de hidrógeno para la producción de electricidad.

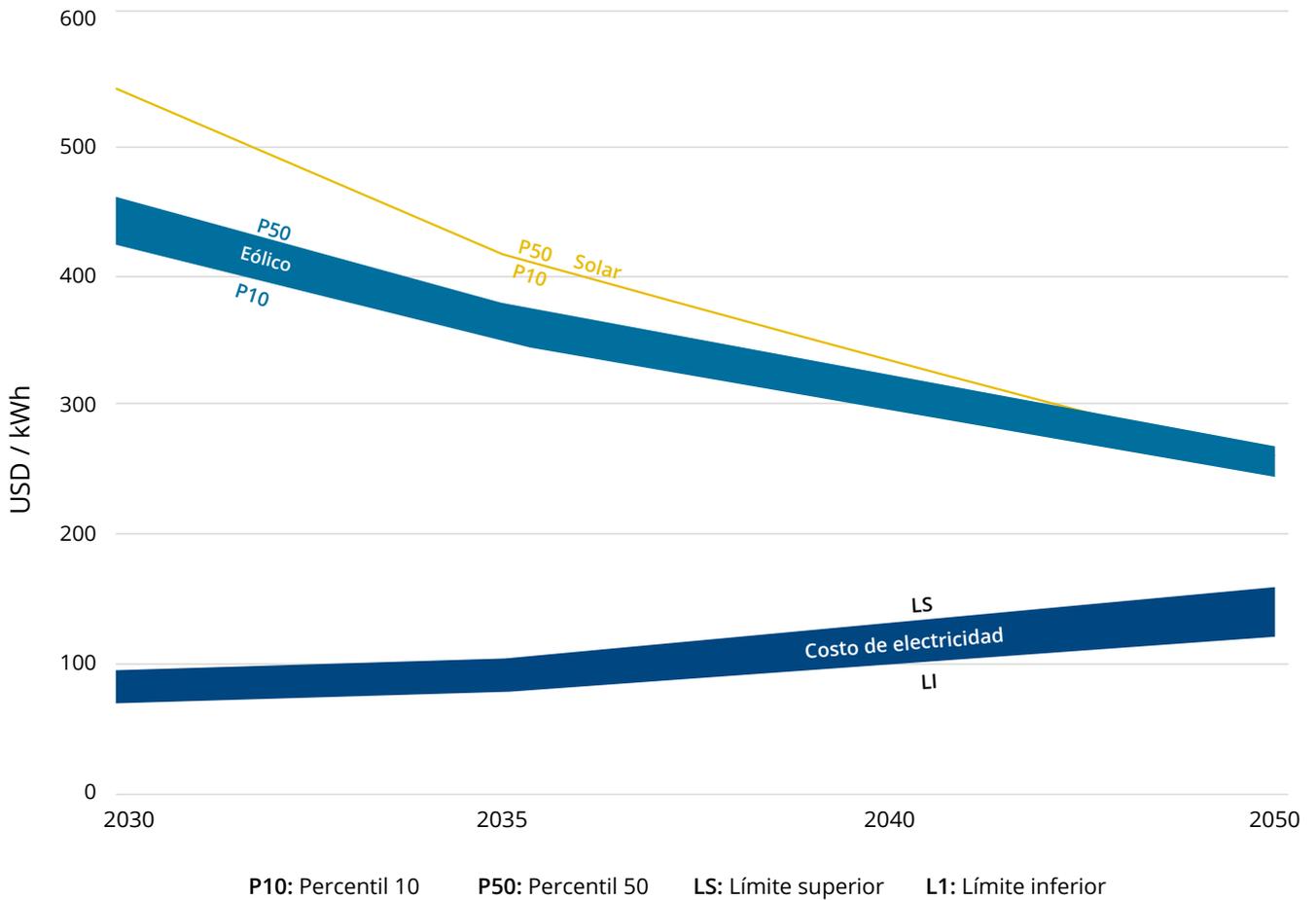


P10: Percentil 10 P50: Percentil 50 LS: Límite superior L1: Límite inferior

Considerando que el diésel y el combustóleo son combustibles fósiles altamente contaminantes, es importante resaltar que el hidrógeno verde podría funcionar como una alternativa temporal frente al limitado acceso a combustibles fósiles menos contaminantes, como el gas natural, complementando su abastecimiento durante el periodo de construcción de los gasoductos. Sin embargo, para que este escenario sea viable, el modelo de negocio

deberá contemplar cómo se asumirá el elevado costo del hidrógeno en comparación con otras opciones energéticas, así como el impacto que tendría la llegada eventual del gas natural económico en la competitividad del hidrógeno como energético. Este enfoque requerirá una cuidadosa evaluación para equilibrar los costos y beneficios en el corto y mediano plazo.

Figura 33. Proyección de paridad de costos entre hidrógeno objetivo e hidrógeno verde (solar y eólico) para generación energía eléctrica, dado en el costo de producción de electricidad.



Después del análisis de paridad de costos para el hidrógeno verde como materia prima, energético para transporte y combustible para energía eléctrica se encontró que para 2050 únicamente el sector de transporte ofrece una ventaja competitiva en el estado de Campeche. Además, la energía eólica podría ser la fuente de generación que permita producir el hidrógeno 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.

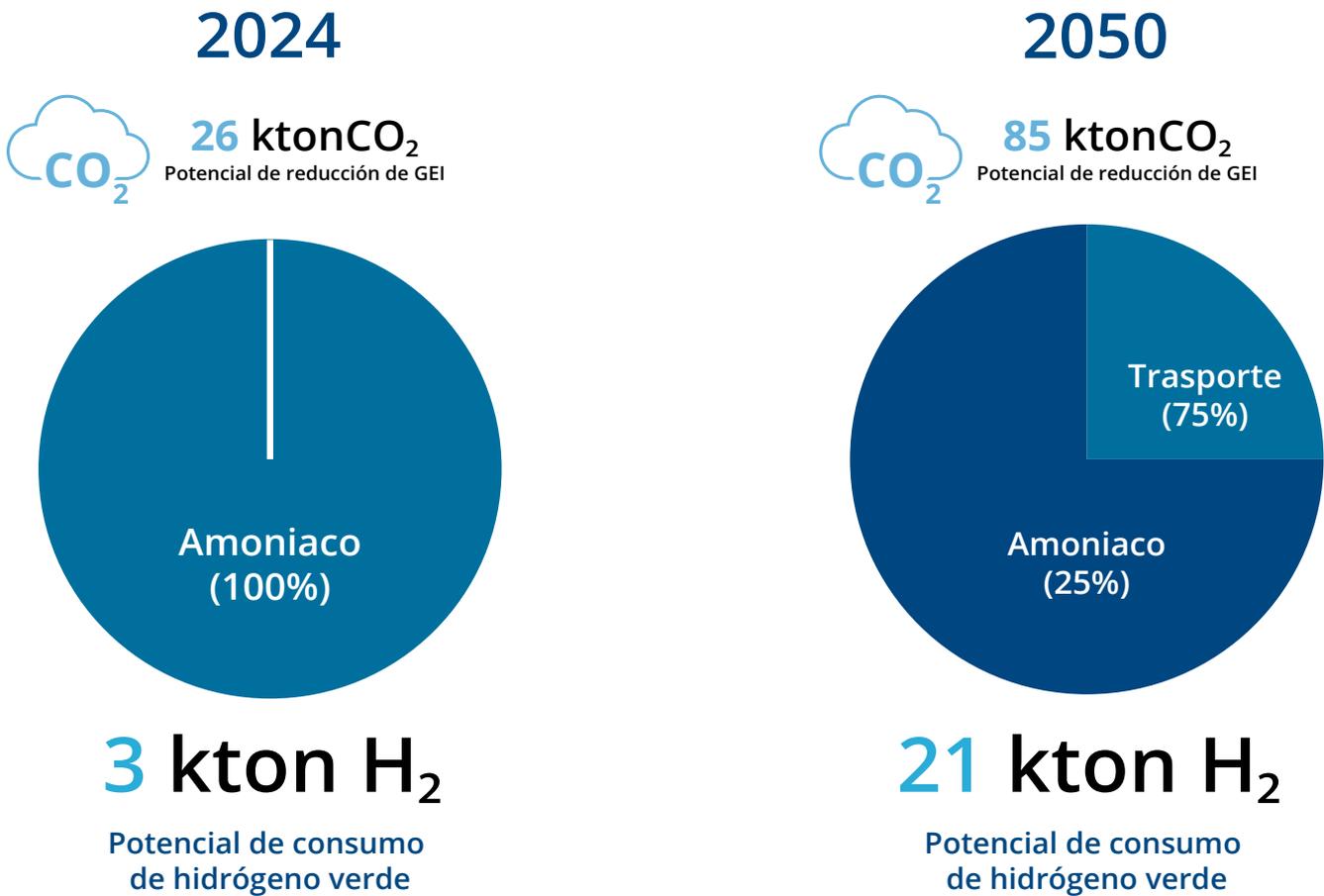
5.3. Estimación de alto nivel del crecimiento de la demanda de H2

Considerando lo anterior, se ha estimado el consumo de hidrógeno en Campeche durante 2024 y estimado la potencial demanda hacia 2050, donde se ha tenido en cuenta: el crecimiento nacional e internacional del mercado de los diferentes sectores mencionados, la paridad de costos y el consumo actual de hidrógeno.

Adicionalmente a la proyección de demanda, en la Figura 34 se realiza una estimación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que podrían reducirse si la adopción del hidrógeno cumpliera las proyecciones realizadas para cada industria.¹⁸

¹⁸ <https://energiaadebate.com/mexico-es-autosuficiente-en-combustoleo/>

Figura 34. Evolución de la demanda de hidrógeno en Campeche 2024 – 2050.



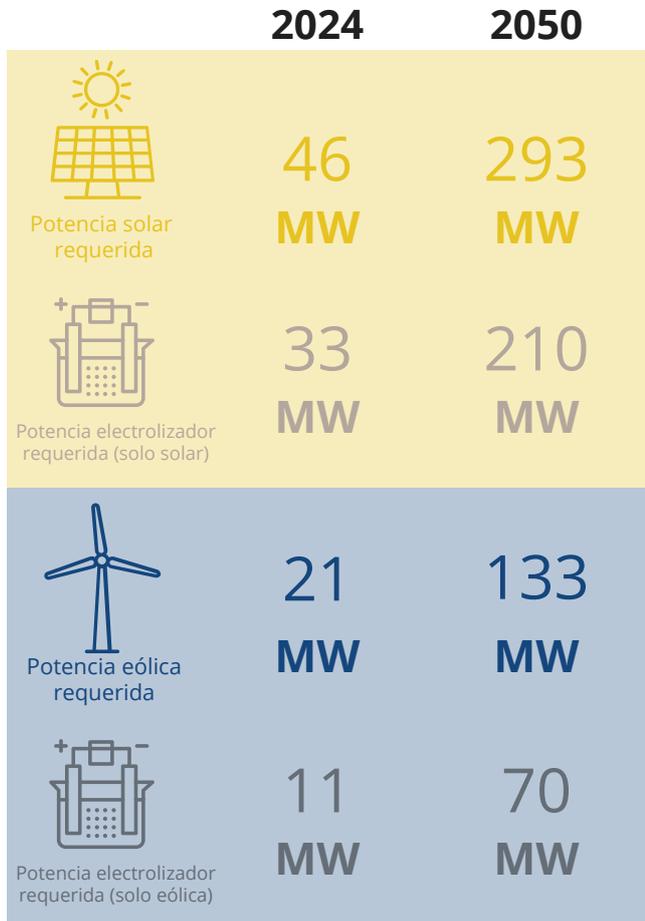
Fuente: Elaboración propia.

El potencial de consumo de hidrógeno en Campeche se multiplicaría por 7 veces en menos de 30 años, siendo el sector transporte, específicamente el transporte pesado, el que más aportaría en su crecimiento, demandando un total de 47 kt de H₂ cada año. Este sector, cuenta con la ventaja de ser el único que alcanza la paridad de costos, alcanzándola antes de 2030. Se sugiere que el gobierno de Campeche contemple la producción e hidrógeno verde localmente para la descarbonización del transporte, priorizando especialmente aquellos usuarios con alta demanda energética como lo pueden ser quienes recorren largas distancias, transportan grandes volúmenes de mercancía o en el ejercicio de su negocio, cumplen par-

ticularmente con estas dos características. El otro sector que representaría una demanda en Campeche para 2050 sería el de amoníaco, en el que se alcanzaría una demanda de 5.3 kt anuales en el 2050.

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 Campeche, la Figura 35 muestra la potencia de energía renovable necesaria a ser instalada en 2024 y 2050, como también la potencia de electrólisis (se asume que el 100% de la demanda sería satisfecha con solo una de las fuentes de energía).

Figura 35. Estimación de infraestructura de generación renovable para satisfacer la potencial demanda de hidrógeno en Campeche (solar y eólico considerando el P10).



Fuente: Elaboración propia.

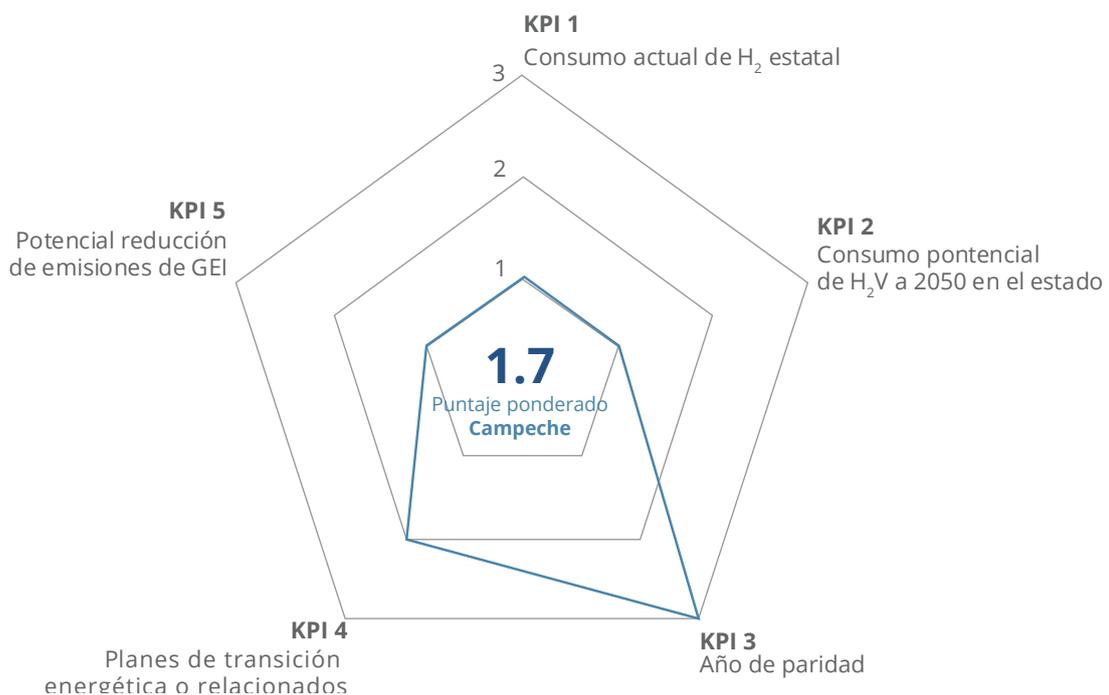
En el anterior gráfico, los valores para 2024 representan la capacidad a instalar asumiendo que el 100% de la demanda encontrada para dicho año se hiciera a través de electrólisis. Para el 2050 representa la capacidad de electrólisis y de generación renovable que sería necesaria instalar para satisfacer la proyección de demanda para este año, asumiendo 100 % de producción del hidrógeno a partir de energías renovables.

5.4. Matriz de indicadores cualitativos

La demanda de hidrógeno a nivel estatal tiene diferentes aspectos que podrían influenciar su adopción. Estos van 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 KPIs propuesto.

En la siguiente figura, se mostrará la calificación de cada KPI (ver Figura 36), donde Campeche ha obtenido una calificación ponderada de 1.6. Campeche cuenta con solo un KPI que posee puntaje máximo: el KPI 3 gracias a la paridad de costo alcanzada el sector transporte antes de 2030, y un KPI con un puntaje medio dadas las iniciativas de descarbonización que avanza el estado de la mano de la SEMABICCE. Por el contrario, en todos los demás KPIs obtiene el puntaje mínimo: KPI 1, pues el consumo actual de hidrógeno llega apenas 3 ktH₂/año, el KPI 2 ya que el consumo a 2050 es menor a 100 kt/año, y en el KPI 5, pues el potencial de reducción de GEI es de tan solo 26 ktCO₂/año.

Figura 36. Matriz de indicadores cualitativos para Campeche.



5.5. Drivers y barreras del hidrógeno por sector

A partir del análisis detallado de los sectores económicos y energéticos de Campeche, se identifican los factores clave que impulsan o limitan la adopción del hidrógeno verde en el estado. Aunque existen barreras estructurales, las oportunidades surgen de un entendimiento estratégico de las ventajas locales y las tendencias globales.

Drivers Estratégicos

- **Resiliencia ante la volatilidad del gas natural:** La producción de amoníaco con hidrógeno verde podría proteger a Campeche de la volatilidad de los precios internacionales del gas natural, una ventaja estratégica para su sector agrícola, altamente dependiente de fertilizantes. Esto no solo asegura la estabilidad del costo de insumos, sino que posiciona al estado como un referente en la transición hacia cadenas de suministro más sostenibles.
- **Posicionamiento en mercados de nicho:** Aunque el estado carece de grandes consumidores industriales actuales, Campeche puede enfocar su estrategia en sectores emergentes, como la exportación de hidrógeno verde o derivados (amoníaco verde), capitalizando su experiencia en el desarrollo de infraestructura flotante para la exportación y la creciente demanda global de insumos descarbonizados.

Barreras Estructurales

- **Desafío en la madurez tecnológica agrícola:** Aunque el hidrógeno verde podría integrarse en el sector agrícola como fertilizante, la naturaleza fragmentada de la agricultura en Campeche dificulta la adopción. La mayoría de las explotaciones son de pequeña escala, con acceso limitado a tecnología avanzada, lo que retrasa la implementación de soluciones tecnológicas como el amoníaco verde.
- **Una oferta de tecnología limitada para el transporte:** La madurez tecnológica y logística de las empresas fabricantes de FCEV están restringidas a China y Europa, por ello el país se enfrenta al reto de desarrollar

una capacidad industrial capaz de producir vehículos con celda de combustión a corto plazo.

- **Falta de conexión industrial y energética:** La inexistencia de grandes consumidores industriales limita las economías de escala necesarias para desarrollar infraestructura de producción y distribución de hidrógeno. Sin embargo, esto podría abrir la oportunidad de una nueva industria basada en combustibles renovables, ya que no existe una infraestructura o activos heredados que condicionen el cambio hacia tecnologías más limpias.

Oportunidades Clave

- **Desarrollo de un nuevo sector industrial basado en combustibles renovables:** Aunque la falta de grandes consumidores industriales puede ser una barrera inicial, también podría convertirse en una oportunidad para detonar una nueva industria en Campeche, enfocada en el uso de insumos bajos en carbono como eje principal. Sin embargo, esto requeriría fomentar condiciones favorables, como infraestructura adecuada, incentivos económicos y un marco regulatorio claro, para atraer inversiones y promover una transición hacia procesos industriales descarbonizados.
- **Transporte pesado como ancla de desarrollo:** El transporte pesado, que podría alcanzar paridad de costos antes de 2030, tiene el potencial de ser la aplicación ancla que justifique el desarrollo inicial de infraestructura de hidrógeno en Campeche. Si se implementan políticas que prioricen este segmento, podrían desencadenarse sinergias con otros sectores, acelerando la transición energética del estado.
- **Aprovechamiento de fluctuaciones en mercados internacionales:** Las variaciones extremas en los precios del amoníaco durante 2022 (más de 1,000 USD/tNH₃) muestran una ventana de oportunidad en la que una vez el sector agrícola se industrialice, pueda apalancarse de proyectos destinados a la exportación, donde se podría gestionar un portafolio de fertilizantes verdes y gris para mitigar los impactos de la volatilidad del gas natural y el amoníaco.

6. Análisis de uso sustentable del 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 Campeche. 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 Campeche, 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 de 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 6. 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 (Hinicio 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. Este nivel de pureza se obtiene al combinar métodos como como ultrafiltración, ósmosis inversa o destilación e intercambio iónico (Instrumentación Analítica 2023).

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 Campeche, se llevó a cabo una revisión de recursos como el Reporte de Estadísticas del Agua en México (CONAGUA 2022), 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 2022).

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 cápita*, 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 (CONAGUA 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 7. 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 Campeche

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 Campeche

Disponibilidad de agua¹, agua renovable y grado de presión

Volumen disponible de agua de acuíferos - 2022:
1,045 hm³/año

Volumen disponible de agua superficial - 2022:
5,312 hm³/año

Volumen disponible de agua total - 2022:
6,357 hm³/año

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

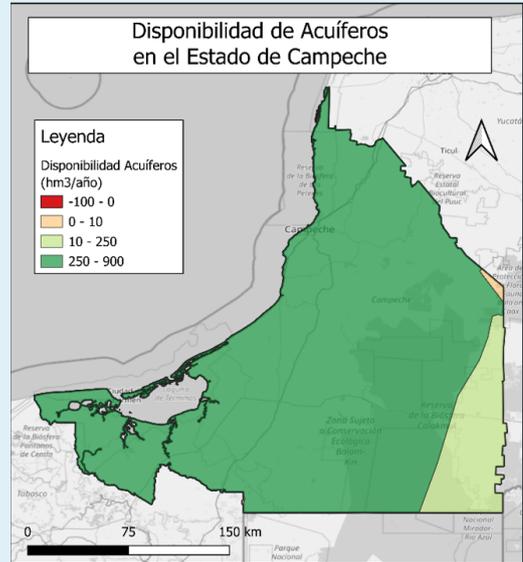
¹ Los valores reportados se calcularon al sumar la disponibilidad de agua de los acuíferos y cuencas no sobreexplotadas en el estado, es decir, aquellos cuya disponibilidad actual es mayor a 0 hm³/año, de acuerdo con la información disponible.

Agua renovable total - 2022: 5,920 hm³/año
 Grado de presión - 2022: 31.1% (Medio)
 Grado de presión - 2030: 45.1% (Bajo)}
 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.

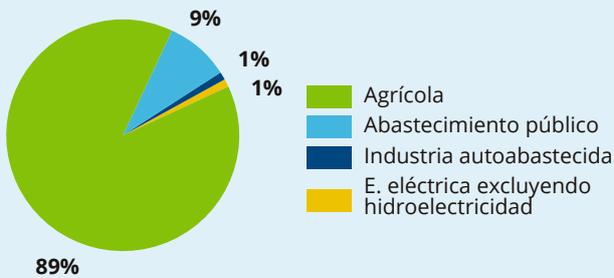
Acuíferos

Total de acuíferos: 3
 # acuíferos salinizados: 0



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

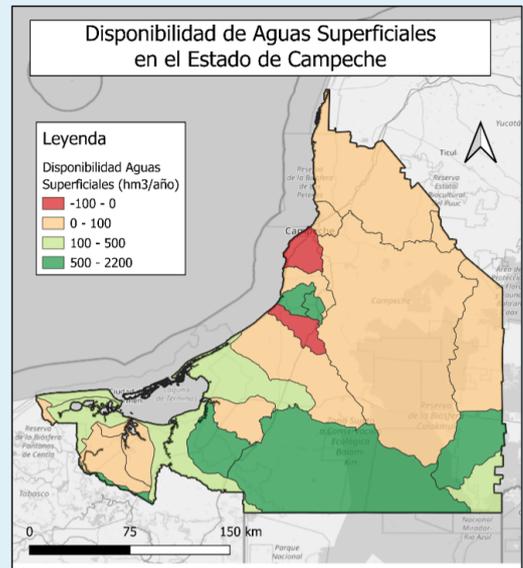
Usos del agua (2022, en hm³/año)



Tipo de uso	Total	Agua superficial	Agua subterránea
Agrícola	1,638	488	1,150
Abastecimiento público	176	100	76
Industria autoabastecida	24	1	23
Energía eléctrica (excluyendo hidro)	4	0	4
Total	1,841	490	1,351

Fuente: (CONAGUA 2022)

Aguas superficiales



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

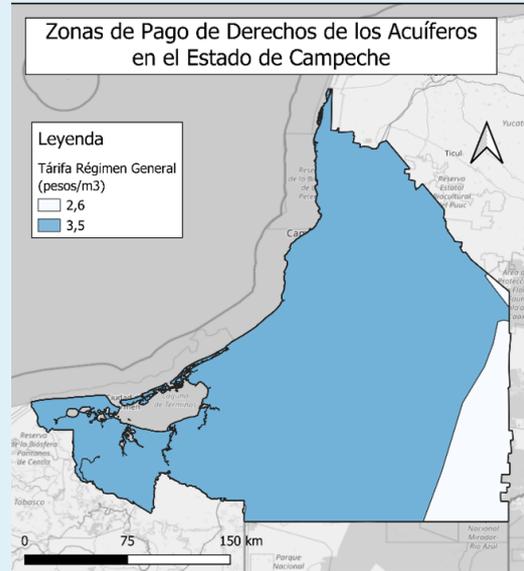
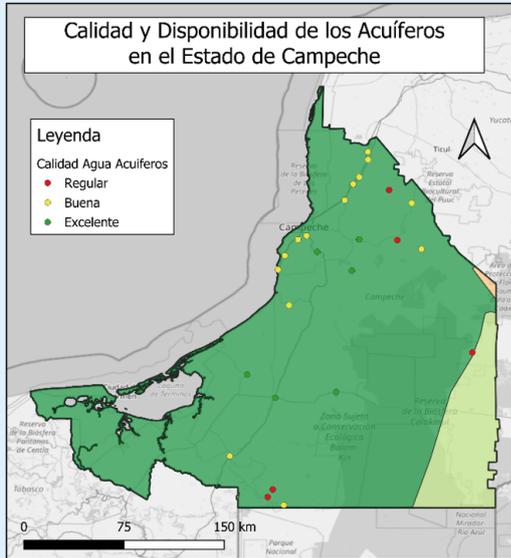
Caracterización de Disponibilidad de Agua - Estado de Campeche

Calidad del agua

Zonas de pago

Acuíferos

Acuíferos

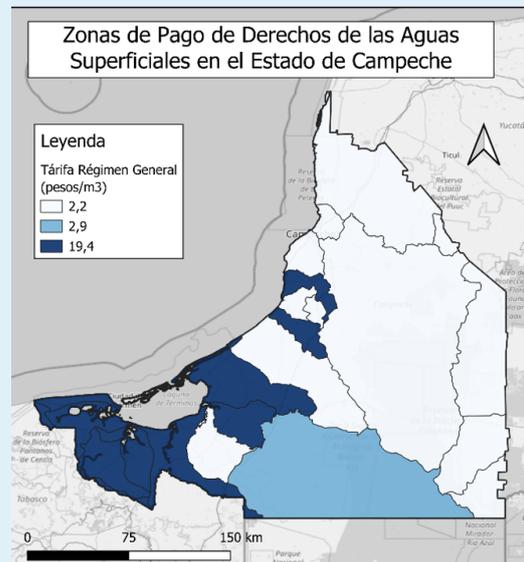
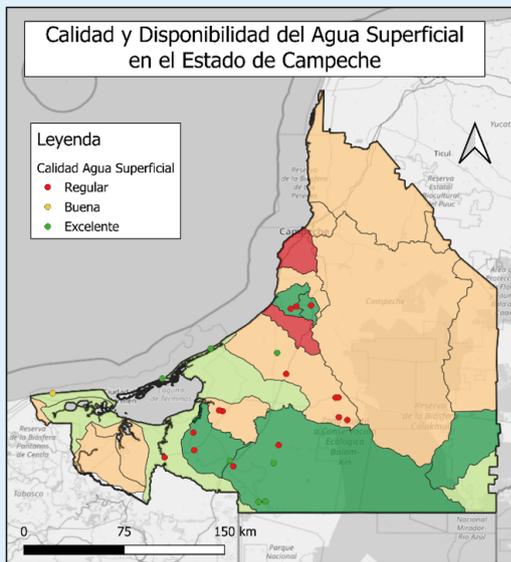


Fuente: Elaboración propia con base en (SINA 2021).

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

Aguas superficiales

Aguas superficiales



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

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

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

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 Campeche. 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 Campeche, 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 Campeche. De esta manera, con base en información reportada para 2022, se encontró que existe una disponibilidad de 1,045 hm³/año de agua de acuíferos y de 5,312 hm³/año de aguas superficiales¹⁹ en el estado, para un estimado total de 6,357 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 kt/año de hidrógeno producibles en Campeche 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 (18.3 MWEZ/ km²) y eólicas (1.4 MWEZ/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/t de H₂²⁰) 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:

$$Cap. \text{ real prod. } H_2(t) = \frac{\text{disp agua}}{\frac{21 \text{ m}^3}{t H_2}} = ef \text{ EZ} * FC \text{ EZ} * Pot. \text{ instalada EZ}$$

Donde *Cap. real prod. H₂* corresponde a la capacidad real de producción de H₂ (en toneladas), *disp agua* es la disponibilidad neta de agua del estado (anual), *ef EZ* es la eficiencia de los electrolizadores²¹, *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 Campeche teniendo en cuenta la disponibilidad de agua:

$$Pot. \text{ instalada EZ} = \frac{\text{disp agua}}{\frac{21 \text{ m}^3}{t H_2}} * ef \text{ EZ} * FC \text{ EZ}$$

La Figura 37 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 291 GW de electrólisis en el estado de Campeche si se utilizara todo el potencial solar factible del estado y 2.5 GW si se utilizara todo el potencial eólico factible²². Estas dos cifras ya incorporando como limitante la disponibilidad de agua en el estado a 2024; sin embargo, la disponibilidad de agua no fue una limitante significativa.

¹⁹ Esto con la salvedad de que la mayoría de las zonas con disponibilidad de agua actualmente (un aproximado de 318 hm³/año) corresponden a zonas de veda, por lo cual sería necesario validar si es posible hacer uso de ese recurso hídrico o no.

²⁰ Se considera dicho valor al ser un intermedio del rango reportado por (Blanco 2021), convertido a m³ agua /t H₂

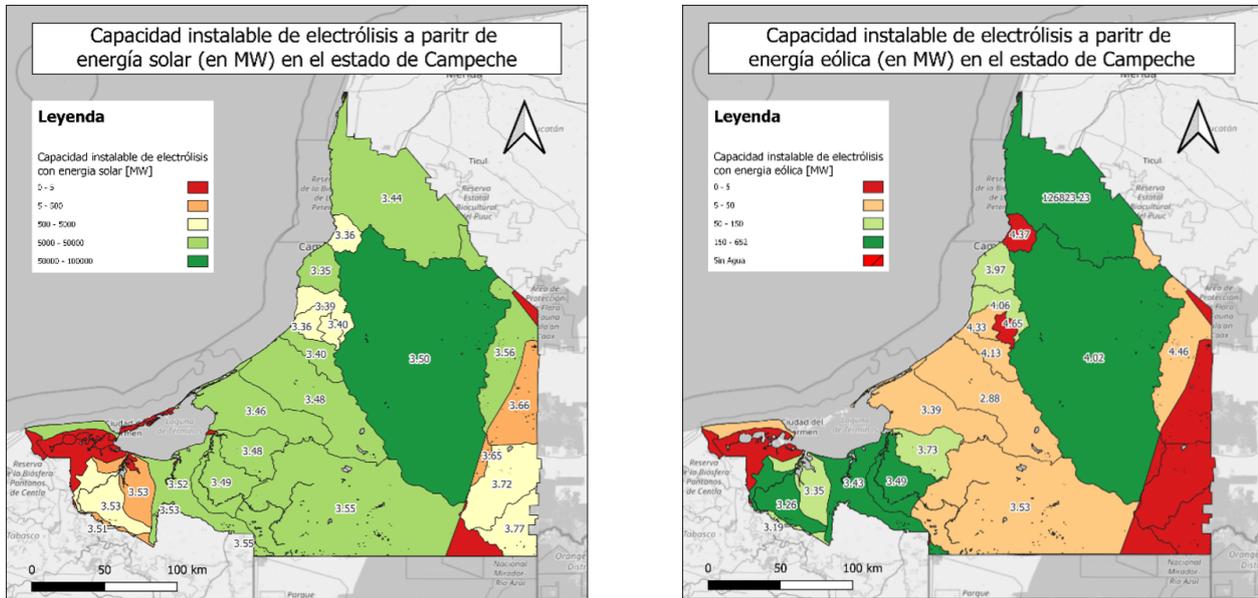
²¹ Se considera una eficiencia de 53 MWh de EZ/t H₂, que es un valor típico de los electrolizadores a la fecha de elaboración del informe.

²² 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 37 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 Campeche.

Figura 37. Capacidad instalable máxima de electrólisis a partir de fuentes solares y eólicas en Campeche, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2022 y el potencial renovable factible del estado en el mismo año.



Fuente: elaboración propia.

A partir de este análisis, fue posible encontrar que:

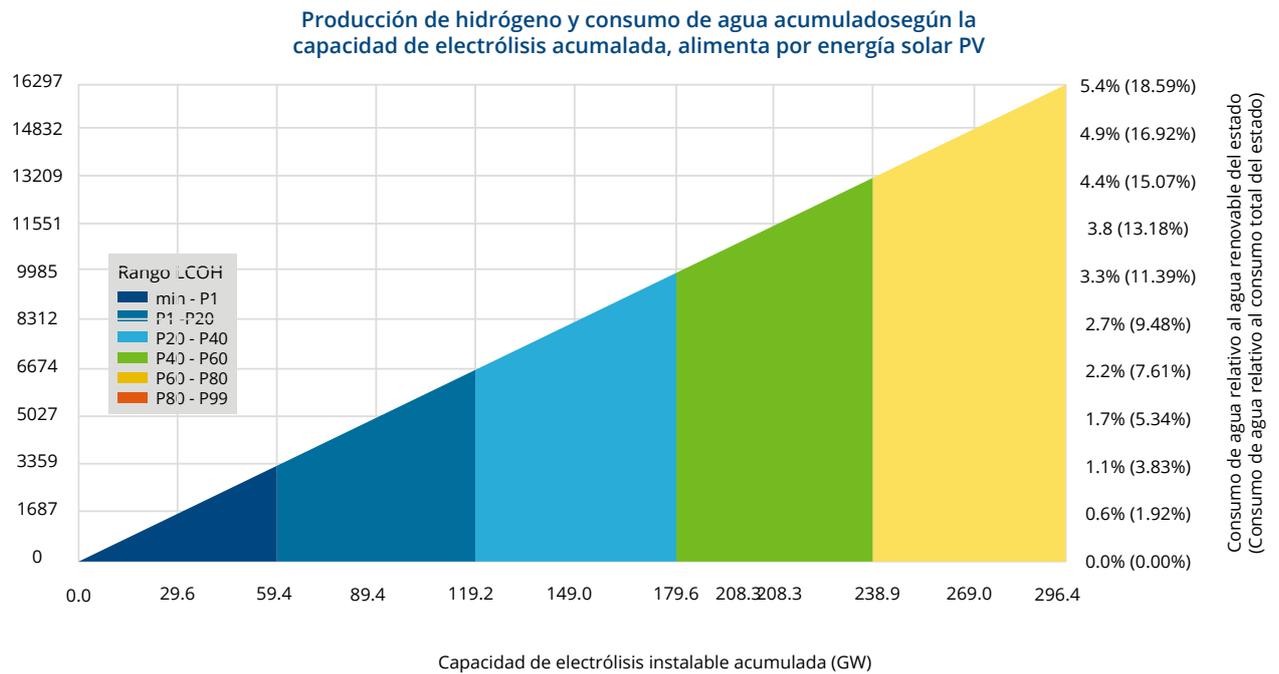
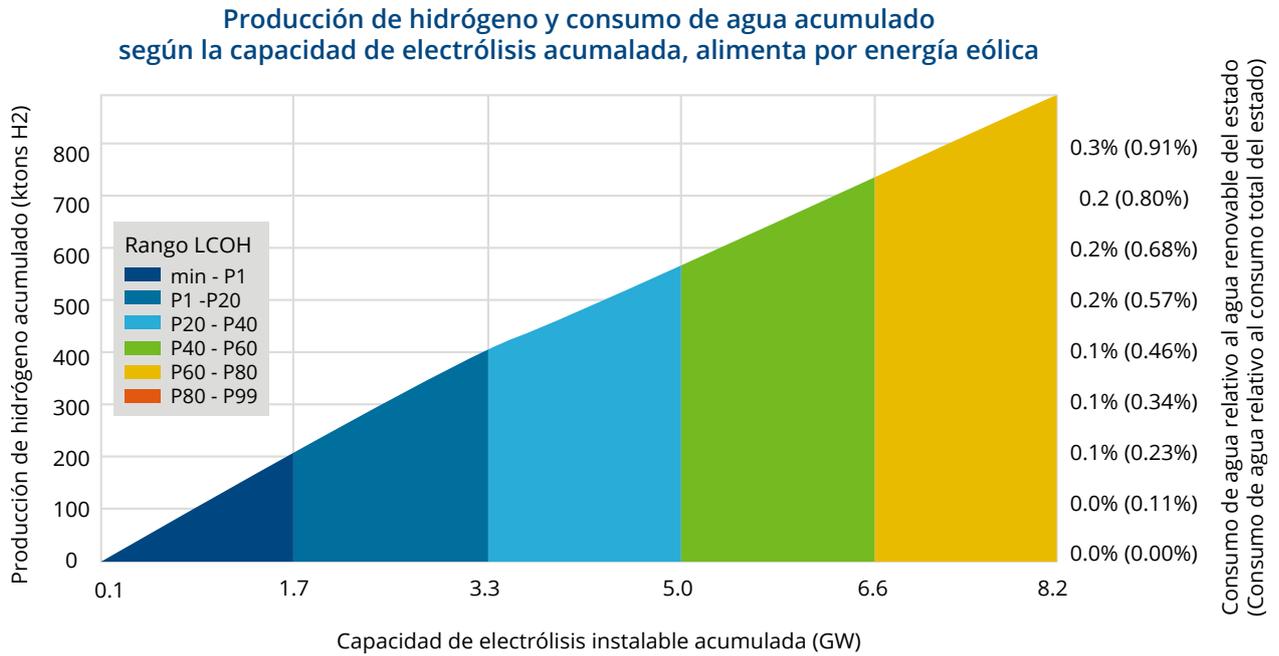
- El potencial máximo de producción de hidrógeno en el estado de Campeche a partir de **fuentes solares**, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2022, es de **16,000 kt H₂/año**.
- Los LCOH en estas zonas factibles oscilan entre **3.26 y 3.63 USD/kg H₂ para 2030**.
- El potencial máximo de producción de hidrógeno en el estado de Campeche a partir de **fuentes eólicas**, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2022, es de **246 kt H₂/año**.
- Los LCOH en estas zonas factibles oscilan entre **2.22 y 4.73 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).

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

Es importante notar que los potenciales mostrados en la Figura 37 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 de los recursos hídricos disponibles para la producción de hidrógeno, evitando así competir con el sector agrícola, especialmente considerando las limitaciones actuales de infraestructura para garantizar un suministro eficiente y equilibrado, a pesar de la abundancia de agua en el estado.

Figura 38. Curva de mérito de capacidad de electrólisis instalable y consumo de agua correspondiente con base en los LCOH eólico (arriba) y solar (abajo) a 2030.



Fuente: elaboración propia.

Así mismo, se evidencia que podrían instalarse cerca de 1.7 GW de electrólisis alimentada a partir de energía eólica con el 20% de los mejores LCOH (percentil 20) obtenibles en el estado y 29.6 GW de electrólisis alimentada con energía solar con el 10% de los mejores LCOH (percentil 10). Esto implicaría un consumo de agua total de 39.6 hm³/año, equivalentes a aproximadamente el 0.6% del

agua disponible del estado y el 2.2% del consumo actual de agua en Campeche en 2022. Dicha potencia total instalable (31.3 GW) equivale a 1.3 veces los objetivos nacionales a 2050 de Chile, el país más ambicioso en temas de hidrógeno verde en América Latina, a nivel nacional, que son de 25 GW de electrólisis instaladas (Ministerio de Energía de Chile 2020).

Consumo de agua esperable para el desarrollo de proyectos de hidrógeno en Campeche

Es importante tener en cuenta que los resultados presentados en los dos apartados anteriores ilustran el potencial máximo de producción de hidrógeno en Campeche 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 Campeche (presentadas en el apartado 5.3. del presente documento), se tiene que **para abastecer el total de la demanda de hidrógeno del estado a 2024, que es de aproximadamente de 3 kt de H₂, se requerirían alrededor de 0.06 hm³ de agua por año.** Esto representa el 0.001% del consumo total de agua del estado a 2022 y el 0.004% del consumo industrial²³ para el mismo año. Así mismo, **corresponde al 0.003% de la disponibilidad de agua en el estado de Campeche a 2022.**

Similarmente, **para 2050, considerando una demanda de 21 kt H₂/año, el requerimiento de agua sería de 0.44 hm³ anuales, lo que representa el 0.024% del consumo total y 0.03% del consumo industrial de Campeche a 2022.** Esto también equivale al 0.007% de la disponibilidad de agua en el estado a 2022.

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 Campeche en su mayoría es buena (14 puntos del total de 25 mapeados, comparado con 4 de calidad media y 6 de calidad excelente). En general, estos puntos que presentan menor calidad de agua están ubicados en zonas de baja disponibilidad de recurso hídrico, lo que típicamente corresponde a regiones de mayor consumo. Esto ayuda a comprender en cierta medida los problemas de contaminación que existen por Sólidos

Disueltos Totales, Dureza Total, Flúor, Arsénico, Hierro, Nitratos y Coliformes Fecales, ya que estos son más comunes en zonas donde existe un alto consumo de agua y, en consecuencia, potenciales problemáticas asociadas de sobreexplotación de los acuíferos y vertimientos de aguas residuales, que inciden en una menor calidad del recurso hídrico.

En cuanto a la calidad del agua superficial, la mayoría de los puntos mapeados cuentan con una calidad regular (15 puntos de 22 mapeados). Los puntos adicionales se distribuyen en 1 con calidad buena y los 6 restantes con excelente calidad. 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 Demanda Química de Oxígeno y Demanda Biológica de Oxígeno. 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 a los que se sometería el agua a utilizarse en los proyectos de hidrógeno permitirían tratar todos los contaminantes presentes en las fuentes de Campeche, 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.

Zonas de Pago de Derechos

Se identificó que existe cierta complementariedad geográfica en los recursos hídricos subterráneos y superficiales del estado de Campeche, ya que en el centro-norte se presenta una disponibilidad media baja de recurso superficial pero superior del recurso subterráneo.

En el análisis de las tarifas de agua superficial en Campeche, se observa una notable variación según la disponibilidad y calidad del recurso. Las zonas centro y noroeste presentan la tarifa más baja (\$2.2/m³), a pesar de contar con una disponibilidad media-baja del recurso y la ausencia de mediciones sobre su calidad. Por otro lado, las tarifas más altas (\$19.4/m³) se encuentran en el suroccidente, desde la región costera, de La Estrella hasta los límites con Tabasco, donde la disponibilidad de agua superficial es media (0 a 500 hm³/año). Además, áreas

²³ Considerando los usos agrícolas y de Industria autoabastecida.

cercanas a Champotón, que carecen de disponibilidad de agua superficial, también comparten esta tarifa elevada. Finalmente, el sur-centro y oriente del estado exhiben una tarifa media (\$2.9/m³), caracterizándose por la mayor disponibilidad de agua superficial (>500 hm³/año) y algunos puntos de medición que indican una calidad regular del recurso.

En cuanto al recurso subterráneo en Campeche, se identifican dos grandes acuíferos con características diferenciadas. El principal acuífero cubre más del 85% del territorio estatal, con una tarifa \$3.5/m³ y una disponibilidad superior a 500 hm³/año, la categoría más alta. En este acuífero, las mediciones de calidad varían según la región: hacia las costas se reporta una buena calidad, mientras que en el centro del estado destaca una calidad excelente. Sin embargo, en los extremos sur y norte se identifican zonas con calidad regular. Por otro lado, el segundo acuífero, que presenta una tarifa de \$2.6/m³, cuenta con una disponibilidad menor, entre 10 y 200 hm³/año, y carece de información sobre la calidad del agua.

Acorde con lo anterior, en términos de la disponibilidad y tarifas del recurso hídrico, es recomendable que los proyectos de hidrógeno que se realicen suroccidente del estado de Campeche estén alimentados por fuentes subterráneas, mientras que aquellos que se ubiquen en otras zonas del estado podrían dar uso de ambas fuentes hídricas.

En este contexto, es relevante mencionar que 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 disponibilidad de CO₂ para proyectos Power-to-X

Las emisiones de CO₂ en México son reportadas anualmente ante el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC). En 2022, se registró una emisión directa de 141,353 kilotoneladas por año (kt/año) a nivel nacional. Del total, el estado de Campeche contribuyó con el 10%, equivalente a 14,398 kt/año, generadas por 14 organizaciones (SEMARNAT 2022).

PEMEX destaca como el principal emisor en la región, siendo responsable del 91% de las emisiones debido a sus actividades de exploración y producción, mientras que otro 5% corresponde a sus operaciones logísticas. Las 12 organizaciones restantes suman el 3.8% de las emisiones totales en Campeche.

En 2023, se detallan las contribuciones de 9 organizaciones principales en la tabla adjunta, junto con sus respectivos porcentajes de aporte. Las emisiones generadas por otras 6 organizaciones con menores contribuciones se agrupan bajo la categoría “Otros”, que en conjunto representa apenas el 0.1% del total. Este análisis refleja la concentración de emisiones en un número limitado de actores clave, particularmente en el sector energético.

Tabla 8. Emisiones de CO₂ reportadas.

Organización	Sector económico	Emisiones reportadas CO ₂ [kt/año]	Porcentaje [%]
PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION	Industria Gas, Petróleo y Petroquímica	13,147	91.3%
PEMEX LOGISTICA	Industria Gas, Petróleo y Petroquímica	708	4.9%
CFE. GENERACIÓN VI. CENTRAL TERMOELÉCTRICA LERMA.	Generación de Energía Eléctrica	203	1.4%
IMPULSORA AZUCARERA DEL TROPICO	Generación de Energía Eléctrica	127	0.9%
ENERGIA CAMPECHE S.A. DE C.V.	Generación de Energía Eléctrica	102	0.7%
CONSTRUCTORA Y PERFORADORA LATINA S.A. de C.V.	Industria Gas, Petróleo y Petroquímica	46	0.3%
PERFORADORA CENTRAL S.A. DE C.V.	Industria Gas, Petróleo y Petroquímica	22	0.2%
ENERGIA NAVIERA S. A P.I C.V.	Generación de Energía Eléctrica	17	0.1%
CFE GENERACIÓN VI. CENTRAL TURBOGAS CARMEN.	Generación de Energía Eléctrica	9	0.1%
OTROS	Generación de Energía Eléctrica	17	0.1%

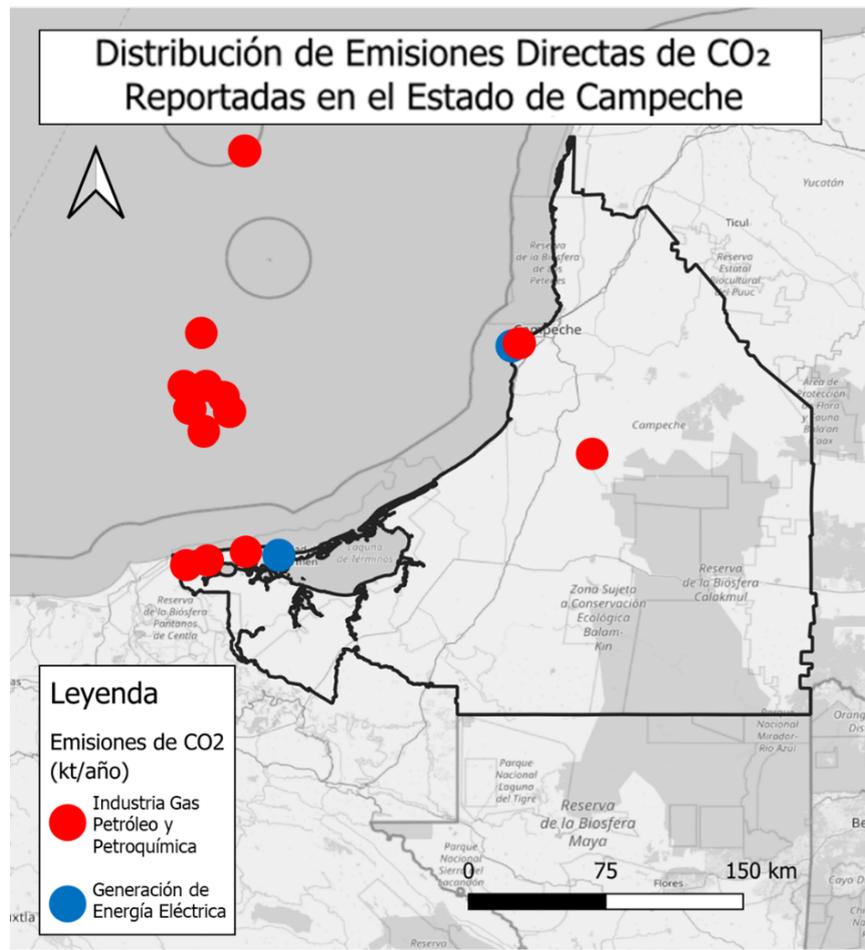
Fuente: Elaboración propia.

En Campeche, los sectores industriales que predominan en las emisiones de CO₂ son la generación de energía eléctrica y la industria de gas, petróleo y petroquímica. En el caso de la generación eléctrica, estas emisiones están relacionadas con diversas tecnologías, como las plantas turbogás y las termoeléctricas operadas por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), las cuales utilizan combustibles fósiles como gas natural y combustóleo, generando CO₂ de origen fósil como resultado de la combustión de hidrocarburos. Por otro lado, el Ingenio La Joya, del Grupo Azucarero, destaca como la única fuente de emisiones biogénicas en el estado. Estas emisiones provienen del procesamiento de

biomasa, específicamente caña de azúcar, y dependiendo de su tecnología y sistemas de producción podrían ser consideradas neutrales en el ciclo del carbono.

En contraste, la industria de gas, petróleo y petroquímica genera emisiones significativas derivadas de procesos como la extracción, refinación y procesamiento de hidrocarburos, que no solo producen CO₂ de fuentes fósiles, sino también otros gases de efecto invernadero, como el metano. La Figura 39 señala la distribución de las emisiones directas de CO₂ reportadas en 2022 en Campeche.

Figura 39. Fuentes de emisiones de CO₂ reportadas en el estado de Campeche.



Fuente: Elaboración propia.

La figura evidencia que las emisiones directas de CO₂ en el estado de Campeche están principalmente concentradas en las zonas costeras cercanas a Ciudad del Carmen en el sur y en el norte aledañas a San Francisco de Campeche.

Las fuentes asociadas a la industria de gas, petróleo y petroquímica son predominantes, lo que refleja la dependencia económica de la región en actividades de hidrocarburos, que generan una significativa contribución a la huella de carbono estatal. Cabe mencionar que estas fuentes también provienen fuera de la costa con las actividades del sector en plataformas marinas.

Las emisiones provenientes de la generación de energía eléctrica son menos numerosas, lo que indica una menor contribución relativa de este sector. En esta categoría se encuentran la Central Termoeléctrica y el Ingenio La Joya localizados cerca de Lerma, y la Central de Turbogás del Carmen.

7.1. Ecosistema de H₂

En el ecosistema del hidrógeno, el dióxido de carbono (CO₂) desempeña un rol crucial en diversos procesos industriales, especialmente en la producción de metanol a través de su hidrogenación. Esta reacción química implica la conversión de CO₂ e hidrógeno (H₂) en metanol (CH₃OH), lo que proporciona una forma de utilizar el CO₂, un gas de efecto invernadero, como un recurso valioso. Para cada tonelada de metanol producida, se requieren aproximadamente 1.4 toneladas de CO₂.

La sostenibilidad de la molécula de metanol, sin embargo, depende de varios factores, entre ellos las fuentes de energía eléctrica utilizadas, las tecnologías empleadas para la producción de hidrógeno (H₂) y la procedencia del CO₂.

En particular, el origen del CO₂ influye directamente en la huella de carbono del proceso. El dióxido de carbono (CO₂) puede clasificarse en dos tipos principales: fósil y biogénico (IEA Bioenergy 2024).

- El CO₂ fósil proviene de la quema de combustibles fósiles y procesos industriales como la producción de cemento y refinación de petróleo, representando una parte significativa de las emisiones globales de gases de efecto invernadero (IPCC 2022).
- El CO₂ biogénico se origina de fuentes renovables como biomasa y residuos agrícolas, y plantas auto-generadoras de energía eléctrica que usan biomasa como combustible (EPA 2017). Este último, al formar parte de un ciclo de carbono neutro, es ideal para tecnologías de captura y utilización de carbono (CCU) para la producción de combustibles sostenibles como el metanol.

La Directiva de Energías Renovables II (RED II) de la Unión Europea, en este sentido, establece criterios de sostenibilidad para reducir emisiones de gases de efecto invernadero del hidrógeno y sus derivados, como el metanol, con directrices sobre aspectos como las fuentes de CO₂ utilizadas en estos procesos (Parlamento Europeo, Consejo de la Unión Europea 2018).

De acuerdo con lo establecido en la RED II, el CO₂ capturado de fuentes biogénicas, puede contribuir a la reducción de las emisiones netas de gases de efecto invernadero. Esto se debe a que reemplaza una fuente de carbono fósil en procesos que, de otro modo, dependerían de insumos de origen fósil o que liberarían CO₂ directamente a la atmósfera (Parlamento Europeo, Consejo de la Unión Europea 2018).

En este sentido, la identificación de fuentes biogénicas de CO₂ en el estado es crucial para estimar el potencial de producción de metanol. Según el inventario de emisiones de la región, **la única fuente biogénica disponible actualmente en Campeche es la del Grupo Azucarero del Trópico con su Ingenio La Joya (Grupo Azucarero del Trópico (a) 2023).**

Este ingenio forma parte de un grupo empresarial con operaciones también en Veracruz, donde cuentan con experiencia en la gestión de flujos de CO₂ más concentrados derivados de la producción de alcoholes (Grupo Azucarero del Trópico (b) 2023). La mayor concentración de CO₂ en estos procesos facilita su captura y reduce significativamente los costos asociados.

Aprovechar los conocimientos y la infraestructura del Grupo Azucarero del Trópico en la gestión de flujos más concentrados de CO₂, junto con las emisiones ya generadas en el Ingenio La Joya en Campeche, podría ser una estrategia clave para desarrollar un sistema de captura de CO₂ en la región. Esto coincide con lo sugerido por NREL en 2021 para el aprovechamiento de biomasa como in-

sumo para generación de energía eléctrica (NREL 2021). **Esta circunstancia presenta una oportunidad clave para establecer sinergias, aprovechando la infraestructura existente y optimizando los procesos hacia soluciones más sostenibles en términos económicos y ambientales.**

Con base en valores promedio del sector y suponiendo una eficiencia de captura conservadora del 70%, se estima que sería posible capturar aproximadamente 89 kilotoneladas de CO₂ al año de esta fuente específica. Esta cantidad de CO₂ capturado permitiría la producción de hasta 63,5 kilotoneladas de metanol anualmente. Este volumen podría ser significativo para impulsar la transición hacia combustibles sostenibles y con aplicaciones estratégicas en varios sectores.

Impulsar la reutilización de residuos agroindustriales locales como fuente de CO₂ biogénico e implementar tecnologías avanzadas de captura y utilización de carbono (CCU) podría posicionar a Campeche como un referente en innovación tecnológica y un líder en la transición energética.

Utilizar el CO₂ biogénico puede ser utilizado en la producción de metanol. La diversidad de aplicaciones es una estrategia impulsar el desarrollo económico y ambiental de la región.

Como combustible marítimo, su uso en bunkering representa una oportunidad para descarbonizar el sector marítimo/portuario y cumplir con las normativas internacionales de reducción de emisiones.

Podría utilizarse como insumo en la producción de biodiesel. En esta aplicación, también podría darse una sinergia con el sector de palma de aceite en Campeche.

Exportación a hubs logísticos, como Panamá, utilizando la ubicación estratégica de Campeche, ampliando el acceso a rutas y mercados internacionales.

7.2. Avances y visión al futuro del desarrollo de proyectos P-t-X

La visión a futuro del desarrollo de proyectos Power-to-X (P-t-X) en Campeche debe centrarse en la integración de esfuerzos tecnológicos, sociales y económicos para maximizar el potencial del estado en el ámbito de las energías renovables. En este contexto, resulta pertinente identificar los avances en la gestión del conocimiento, el desarrollo de proyectos y la participación de actores con potencial influencia en el sector. A continuación, se detallan los hallazgos clave:

- **Potencial eléctrico de biomasa:** La Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) estimó que el potencial de generación de electricidad a partir de biomasa en Campeche asciende a 8.72 GW/año (SEMARNAT 2020). Asimismo, el Instituto de Investigaciones Eléctricas (ahora Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias) ha publicado estudios sobre la generación de energía a partir de biomasa en varios estados mexicanos, incluyendo Campeche. (Instituto de Investigaciones Eléctricas 2008).
- **Producción de bioetanol:** En 2022, WW Energy evaluó la viabilidad de establecer una planta de bioetanol en Campeche, utilizando maíz o caña de azúcar como materia prima (SEMABICCE 2022).
- **Proyectos de innovación:** Iniciativas como *Biomasa Samajo*, un proyecto enfocado en la producción de combustible ecológico y energía térmica a partir de biomasa residual de almendra, fueron reconocidas como el mejor proyecto en el Premio Innovación Sustentable 2018 (Walmart 2018).
- **Aprovechamiento de residuos orgánicos de ganadería:** La Universidad de Campeche ha realizado estudios sobre el uso energético de los residuos de ganadería, destacando su capacidad para generar energía (Universidad de Campeche 2018).

Los avances identificados, como el aprovechamiento de biomasa y residuos orgánicos, son pilares fundamentales que deben ser ampliados mediante inversiones estratégicas, transferencia de tecnología y políticas públicas efectivas.

Una estrategia clave será **establecer alianzas multi-sectoriales que conecten a los actores institucionales,**

industriales y académicos. Por ejemplo, la coordinación entre instituciones como SEMARNAT, SEMABICCE y universidades locales puede facilitar la implementación de proyectos piloto, promoviendo soluciones innovadoras para la generación de energía y el uso de biocombustibles. Al mismo tiempo, la colaboración con empresas privadas garantizará el financiamiento y la escalabilidad de estas iniciativas.

El desarrollo de capacidades locales es otro factor relevante. Programas de formación técnica en tecnologías P-t-X pueden capacitar a comunidades y pequeños productores para participar activamente en la cadena de valor de estas tecnologías, desde la recolección y procesamiento de biomasa hasta la generación de energía y combustibles. Asimismo, la divulgación de los beneficios de estos proyectos contribuirá a unificar el lenguaje y fomentar la colaboración.

A nivel técnico, **la adopción de tecnologías de captura y conversión de CO₂ biogénico será esencial para producir combustibles avanzados como metanol verde o amoníaco renovable.** Estas tecnologías no solo reducirán las emisiones de carbono, sino que también ofrecerán nuevas oportunidades económicas al aprovechar recursos locales como la biomasa residual y el CO₂ generado en actividades agrícolas y ganaderas.

Finalmente, una visión a largo plazo debe considerar la sostenibilidad ambiental y económica de estos proyectos. **La evaluación de su impacto permitirá ajustar estrategias para garantizar que los beneficios económicos vayan de la mano con la protección del medio ambiente y alineado con las metas globales de descarbonización y transición energética.** Este enfoque integrado posicionará al estado como un líder en el desarrollo de tecnologías P-t-X.

8. Análisis de consideraciones legales, sociales y ambientales

8.1. Marco Regulatorio

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.

Sin embargo, este se encuentra en un momento de transición debido a modificaciones legislativas recientes. A la fecha de redacción de este documento, varios cambios han sido aprobados, y se anticipa que otros más serán implementados en el corto plazo. A continuación, se describen los aspectos más relevantes:

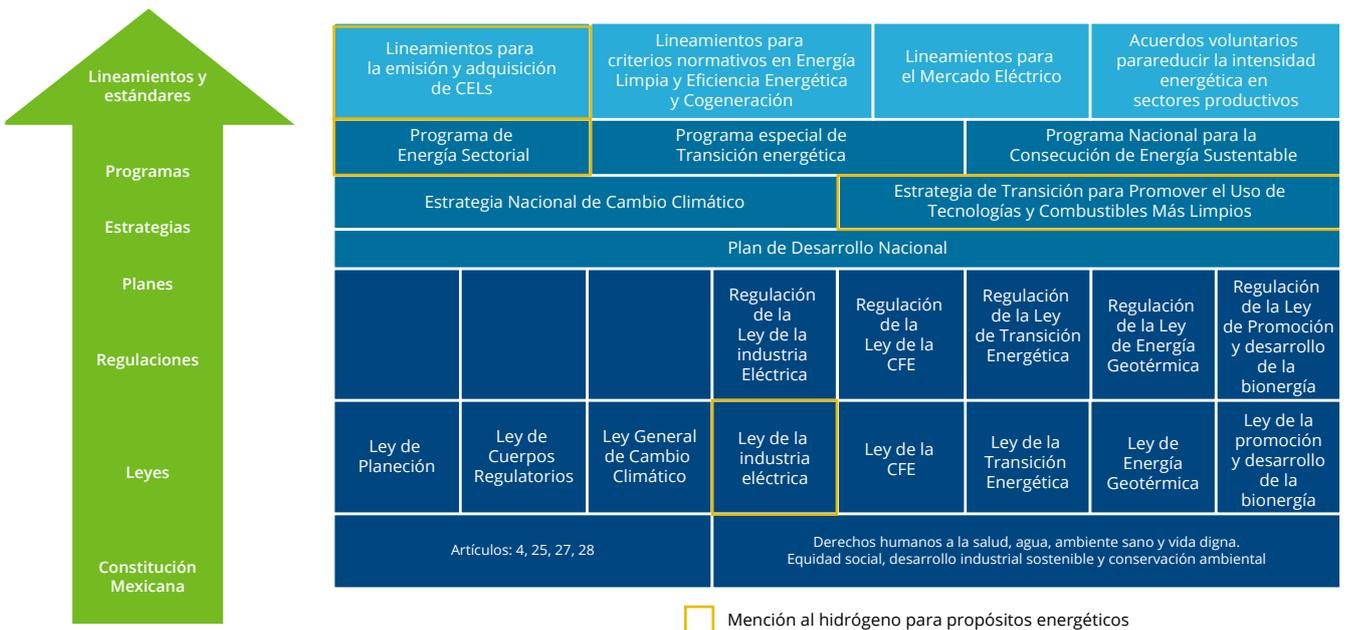
- **Modificaciones Constitucionales en la Reforma Energética:** Se modificaron los artículos 25, 27 y 28 de la Reforma Energética del 2013. Esta redefine a las empresas PEMEX y CFE, que vuelven a ser entidades públicas con preponderancia en el mercado energético. Así mismo, se eliminó la responsabilidad del Estado en la transición energética, lo cual plantea dudas sobre quién asumirá esta función clave en el futuro, especialmente considerando la necesidad de avanzar hacia fuentes de energía más limpias.
- **Cambios en los Entes Regulatorios:** Adicionalmente, en noviembre del 2024, la Cámara de Diputados aprobó la disolución de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Cuyas funciones serán absorbidas por la Secretaría de Energía (SENER), consolidando el control regulatorio bajo una única entidad. Para marzo de 2025 se han realizado modificaciones en la

ley energética con la Ley de Planeación y Transición Energética (LPTE) y la Ley de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Por otra parte, la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA) seguirá exigiendo la realización de Evaluaciones de Impacto Ambiental (EIA), Evaluaciones de Impacto Social (Evis) y procesos de Consulta Indígena, cuando sea aplicable, a los proyectos de infraestructura. Si bien 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.

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

Fuente: (GIZ 2021).

Consideraciones regulatorias y normativas para proyectos de hidrógeno

El hidrógeno ha sido utilizado en México durante décadas como gas industrial en sectores como la refinación de crudo, producción de amoníaco, acero, semiconductores, vidrio plano, resinas sintéticas y margarinas, entre otros. Empresas especializadas como Grupo Infra, Linde y Air Liquide han desempeñado un papel clave en su manejo y suministro.

En marzo de 2024, el gobierno mexicano publicó nuevos lineamientos en materia de hidrógeno, estableciendo una visión nacional a largo plazo y sentando las bases para una estrategia nacional de hidrógeno de bajas emisiones. Estos lineamientos buscan promover la adopción y despliegue del hidrógeno y sus derivados como energéticos en los sectores productivos, contribuyendo al desarrollo sustentable, económico y tecnológico del país.

A continuación, se describen las normas, leyes y lineamientos relevantes para las etapas clave de la cadena de valor del hidrógeno en México.

Producción

La producción de hidrógeno en México puede realizarse mediante diversos métodos, cada uno sujeto a regulaciones específicas:

- **Reformado de Metano por Vapor (SMR):** Si se utiliza gas natural para producir hidrógeno, es necesario

obtener permisos para su procesamiento, transporte, almacenamiento o manejo por parte de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), conforme a la Ley de Hidrocarburos.

- **Electrólisis:** La producción de hidrógeno mediante electrólisis requiere permisos similares a los de una planta química, incluyendo:
 - **Manifestación de Impacto Ambiental (MIA):** Ante la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).
 - **Permisos de operación y registro de actividades:** Ante la Secretaría de Economía.
 - **Cumplimiento de Normas Oficiales Mexicanas (NOM):**
 - NOM-001-SEDE-2012: Instalaciones Eléctricas.
 - NOM-002-STPS-2010: Prevención y Protección contra Incendios.
 - NOM-005-STPS-1998: Manejo, Transporte y Almacenamiento de Sustancias Peligrosas.
 - NOM-020-STPS-2011: Recipientes a Presión y Calderas.

Los nuevos lineamientos promueven todos los tipos de producción de hidrógeno, favoreciendo la transición hacia métodos con menor huella de carbono y que utilicen energías renovables. Esto contribuye a la descarbonización del sector energético e industrial y a una reducción sustantiva de emisiones contaminantes en la movilidad.

Si el proyecto incluye la instalación de una central eléctrica para alimentar los electrolizadores con una capacidad instalada mayor a 500 kW²⁴, se requerirá un permiso de generación del SENER (previamente por parte de la CRE), independientemente de si está conectada o no a la red.

Acondicionamiento y manejo

Las empresas de gases industriales acondicionan y manejan el hidrógeno de acuerdo con la normativa de seguridad laboral de México (Secretaría del Trabajo y Previsión Social) y normas técnicas internacionales como:

- **ASME B31.12:** Diseño, materiales, fabricación, pruebas e inspección de tuberías a presión y ductos de hidrógeno.
- **NFPA Código 2:** Aspectos de seguridad de las tecnologías de hidrógeno.

No se necesitan permisos especiales de las agencias reguladoras de energía en México para estas actividades. Sin embargo, los nuevos lineamientos establecen que el Estado debe coordinar e impulsar el desarrollo de una industria nacional del hidrógeno coherente con su entorno social y ambiental, incorporando las mejores prácticas y reduciendo barreras e incertidumbres.

Transporte

El transporte terrestre de hidrógeno está regulado por el **Reglamento para el Transporte Terrestre de Materiales y Residuos Peligrosos** de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT). Aunque no menciona directamente al hidrógeno, este se incluye en:

- **Clase 2:** Gases comprimidos, refrigerados, licuados o disueltos a presión.
- **División 2.1:** Gases inflamables.

El transporte de hidrógeno por ductos aún no se lleva a cabo en México, pero con los nuevos lineamientos que identifican la infraestructura existente y a desarrollar para la integración del hidrógeno en la matriz energética nacional, es probable que se promueva este medio

de transporte. Esto requeriría permisos de la CRE y la SEMARNAT, incluyendo análisis de impacto ambiental y permisos de paso.

Uso en generación de energía

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

Los nuevos lineamientos propician la implementación del hidrógeno en la matriz energética nacional para contribuir al desarrollo sustentable, la generación de tecnología, la soberanía energética y el beneficio social.

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**. Si el CENACE considera que el equipo no ha sido suficientemente probado en campo, puede exigir pruebas de desempeño realizadas por laboratorios autorizados, como el **Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM)** de la CFE.

Además, si el uso del hidrógeno se da en una nueva central eléctrica, es necesaria una **Evaluación de Impacto Social** presentada a la SENER y cumplir con 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 técnicas para su producción, almacenamiento, manipulación y transporte.

Los lineamientos destacan la importancia de generar condiciones de autosostenibilidad en relación con el consumo y uso de hidrógeno, favoreciendo que los proyectos productivos cumplan con un porcentaje acordado en tecnología, mano de obra, consumibles y recursos de producción nacional. No existen regulaciones específicas para el mercado del hidrógeno en México y se considera una sustancia química dentro de un mercado de libre competencia.

²⁴ Según la estrategia Nacional del Sector Eléctrico el límite se aumenta a 700 kW.

Uso en aplicaciones de transporte

Los vehículos impulsados por hidrógeno son principalmente vehículos eléctricos de celdas de combustible (FCEV). Estos almacenan hidrógeno comprimido en tanques y utilizan celdas de combustible para generar electricidad que impulsa 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**, conforme a la **Ley de Transición Energética**. Sin embargo, no existe una regulación específica para el uso del hidrógeno como combustible en México ni para su suministro en estaciones de repostaje.

Los nuevos lineamientos reconocen esta brecha y abogan por construir un marco regulatorio y normativo para la producción, comercialización y exportación del hidrógeno y sus derivados, tomando en cuenta las opciones del sector gubernamental, industrial, académico y social.

Lineamientos en materia de hidrógeno

Los once lineamientos para el desarrollo del hidrógeno en México, publicados en marzo de 2024, representan un marco estratégico que busca consolidar al país como líder en la producción, uso y exportación de hidrógeno bajo en emisiones. Estos lineamientos abordan aspectos clave como la integración del hidrógeno en la matriz energética nacional, la promoción de tecnologías limpias, la creación de un marco normativo robusto y la coordinación entre sectores gubernamentales, industriales y académicos. Asimismo, establecen prioridades para fomentar el desarrollo sostenible, la soberanía energética, la generación de conocimiento e innovación tecnológica, y el acceso a financiamiento para proyectos relacionados con este energético, sentando las bases para una transición energética eficiente y competitiva a nivel internacional; estos lineamientos dan una señal positiva al ecosistema, y se espera el desarrollo de una estrategia nacional, con el respaldo del gobierno nacional.

Los lineamientos planteados son:

1. **Establecer prioridades del Estado mexicano** en torno a la adopción y despliegue del hidrógeno y sus derivados en los sectores productivos, incluyendo una visión nacional de largo plazo y el desarrollo de una estrategia nacional de hidrógeno de bajas emisiones.
2. **Propiciar una cultura de generación, uso y consumo de hidrógeno** en la matriz energética, industrial, de almacenamiento y movilidad, contribuyendo al desarrollo sustentable y económico, la generación de tecnología, la soberanía energética y el beneficio social.

3. **Promover todos los tipos de producción de hidrógeno**, favoreciendo métodos con menor huella de carbono y uso de energías renovables.
4. **Coordinar condiciones para el desarrollo de una industria nacional del hidrógeno**, coherente con su entorno social y ambiental, incorporando las mejores prácticas y reduciendo barreras e incertidumbres.
5. **Fomentar la cooperación educativa y científica** desde el nivel básico hasta universidades y centros de investigación, para la formación de recursos humanos y transferencia de conocimientos e innovación en la cadena de valor del hidrógeno.
6. **Construir un marco regulatorio y normativo** para la producción, comercialización y exportación del hidrógeno y sus derivados, estableciendo mecanismos para ser líder en la producción con certificación de origen reconocida internacionalmente.
7. **Coordinar estrategias a través de la SENER** para favorecer el desarrollo acelerado del hidrógeno y sus derivados.
8. **Sentar bases financieras, económicas y tecnológicas** para producir hidrógeno bajo en emisiones a un precio competitivo internacionalmente.
9. **Generar condiciones de autosostenibilidad** en el consumo y uso de hidrógeno, favoreciendo la participación nacional en tecnología y recursos.
10. **Identificar y desarrollar infraestructura** para la integración del hidrógeno en la matriz energética, industrial y de movilidad.
11. **Generar alianzas con instituciones financieras de desarrollo** que otorguen financiamiento para proyectos de hidrógeno bajo en emisiones.

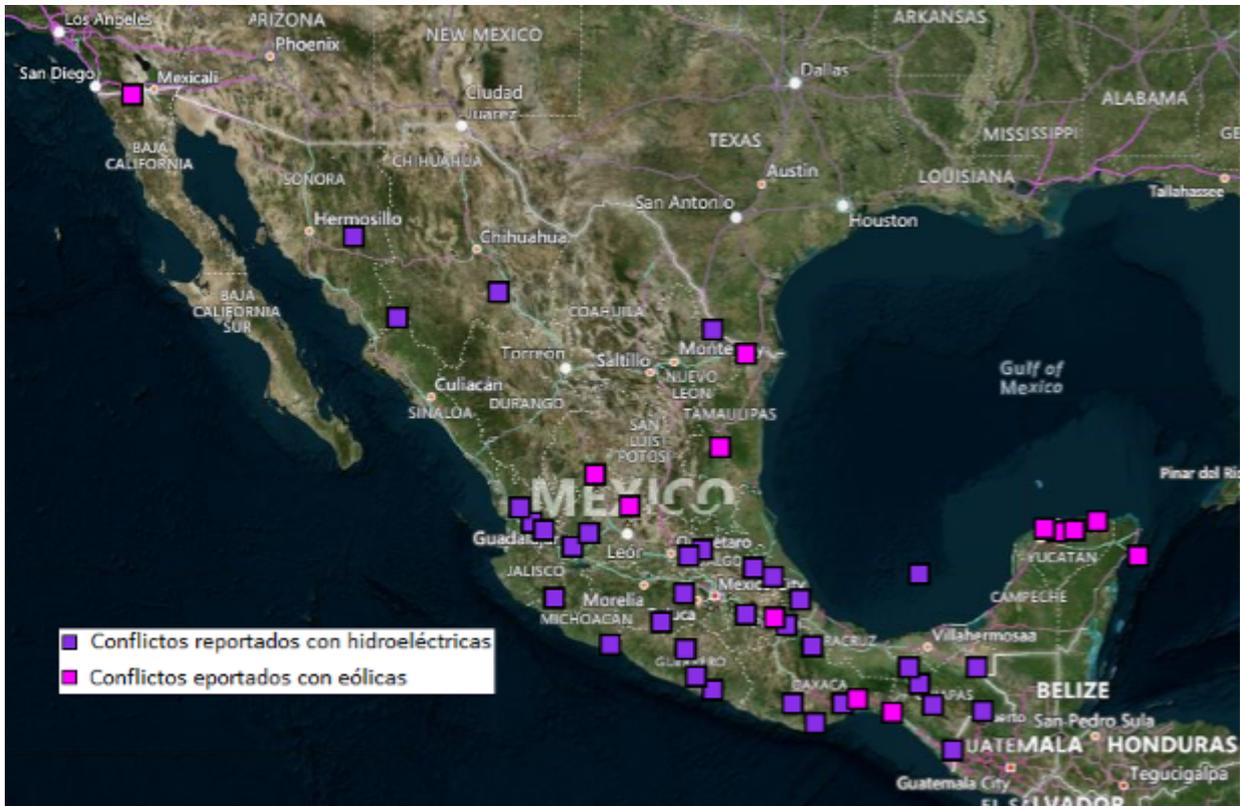
8.2. Aspectos sociales

Existe una 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, que obliga 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 41. 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)²⁵ 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 opiniones 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).

²⁵ 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).

9. Análisis de interacción con otros mercados

9.1. Panorama actual de exportación de Campeche

Estado de Campeche

Panorama de la economía de exportación actual

Datos generales (INEGI 2024)

Participación de México las exportaciones globales del petróleo: 2.6%

Exportación de petróleo en el 2023: 27.6 MMUSD

Participación del petróleo en las exportaciones del estado al 2023: 99%

Participación a nivel nacional en exportaciones de petróleo al 2023: 56%

Durante el 2023, el estado de Campeche se consolidó como una de las principales regiones exportadoras de petróleo y gas en México, representando el 56% de las exportaciones nacionales de este sector. Las exportaciones totales del estado se concentraron principalmente en productos energéticos, con más del 99% provenientes del sector de extracción de petróleo y gas.

Con una infraestructura sólida y una posición geográfica estratégica, Campeche sigue liderando en la producción y exportación de hidrocarburos, destinando una parte importante de su producción a mercados internacionales; sin embargo no se cuenta con información pública oficial sobre los destinos oficiales de los últimos años; según DataMéxico, en el 2015 los principales destinos (a nivel nacional) fueron: Estados Unidos, España, India, Japón y Corea del Sur²⁶ (Datamexico 2022). Reafirmando la importancia de esta industria para el estado.

Infraestructura Portuaria y Ferroviaria del Estado de Campeche

El estado de Campeche, situado en el sureste de México, cuenta con una infraestructura portuaria clave para su desarrollo económico, especialmente en los sectores de exportación, pesca, y logística petrolera. Campeche dispone de **siete puertos** que desempeñan funciones estratégicas en la región:

- **Puerto Isla del Carmen:** Este puerto es el principal centro logístico para la industria petrolera en la Sonda de Campeche, manejando operaciones relacionadas con plataformas offshore y actividades de exportación.
- **Puerto de Seybaplaya:** Este puerto es de gran interés estratégico para el estado de Campeche, dentro de los planes de desarrollo, se busca que este se convierta en un puerto de altura internacional que sirva para la recepción de cruceros. Adicionalmente, en la zona se prevé el desarrollo de infraestructura para la industria cementera.
- **Puerto de Lerma:** Localizado cerca de la ciudad de Campeche, este puerto combina actividades comerciales y pesqueras, destacándose como un centro estratégico para la industria pesquera y camaronera.
- **Puerto de Champotón:** Este puerto está enfocado en actividades pesqueras y de pequeño comercio, contribuyendo al desarrollo económico de la región mediante el suministro de productos del mar.
- **Cayo Arcas:** Este puerto tiene una función especializada como terminal marítima para el manejo y exportación de hidrocarburos, siendo clave en la operación de la industria petrolera en la región. Este puerto se encuentra mar adentro.
- **Yùum K'ak' Náab:** Este puerto es una embarcación flotante fija que sirve como un importante punto de transferencia para hidrocarburos y actividades relacionadas con la logística petrolera, en conexión con la infraestructura de PEMEX.
- **Terminal San Francisco:** Es una terminal enfocada en el manejo de embarcaciones pequeñas, principalmente para el turismo.

²⁶ Si bien no se cuenta con cifras de los destinos por estado, se puede inferir por la ubicación geográfica de Campeche y su alta participación en las exportaciones nacionales, que los destinos principales fueron EEUU, España e India.

Los puertos que se encuentran en la superficie continental cuentan con una desventaja y es que su calado no permite el ingreso de embarcaciones de gran tamaño. Sin embargo, dentro de los planes del estado está el de realizar dragados que permitan aumentar el calado en alguno de ellos. Por ello, las opciones de exportación desde el estado de Campeche requerirían la inversión en terminales marítimos offshore (monoboyas).

Potenciales Hubs de producción de hidrógeno verde

Con base al análisis de potencial realizado en el capítulo 4, los municipios costeros de Campeche cuentan con un alto potencial, buen recurso y acceso al mar lo cual los hace interesantes para el desarrollo de proyectos para la exportación. Más precisamente Seybaplaya, y las zonas cercanas a este municipio de Campeche y Champotón.

Como ejemplo de esto, el proyecto Marengo, el cual tiene por objetivo la exportación de amoníaco verde, se encuentra en Champotón, cerca de la costa donde encuentra una sinergia entre el recurso eólico y solar. Como se presentó en el análisis, la hibridación de recursos permite mejorar significativamente los costos nivelados de producción.

9.2. Exportaciones desde Campeche hacia Europa

Exportación de hidrógeno de Campeche a Europa

Análisis de costos exportación de amoníaco desde Campeche

Con el fin de evaluar la viabilidad económica de producción de hidrógeno verde en Campeche para su exportación hasta Europa en forma de amoníaco²⁷, se realizó un análisis de costos de producción, acondicionamiento, almacenamiento y transporte. El costo del hidrógeno se calculó para ser suministrado al puerto de Huelva, España, donde se está desarrollando una planta de cerca de 100 ktpa, y que podría complementar su producción con importaciones.

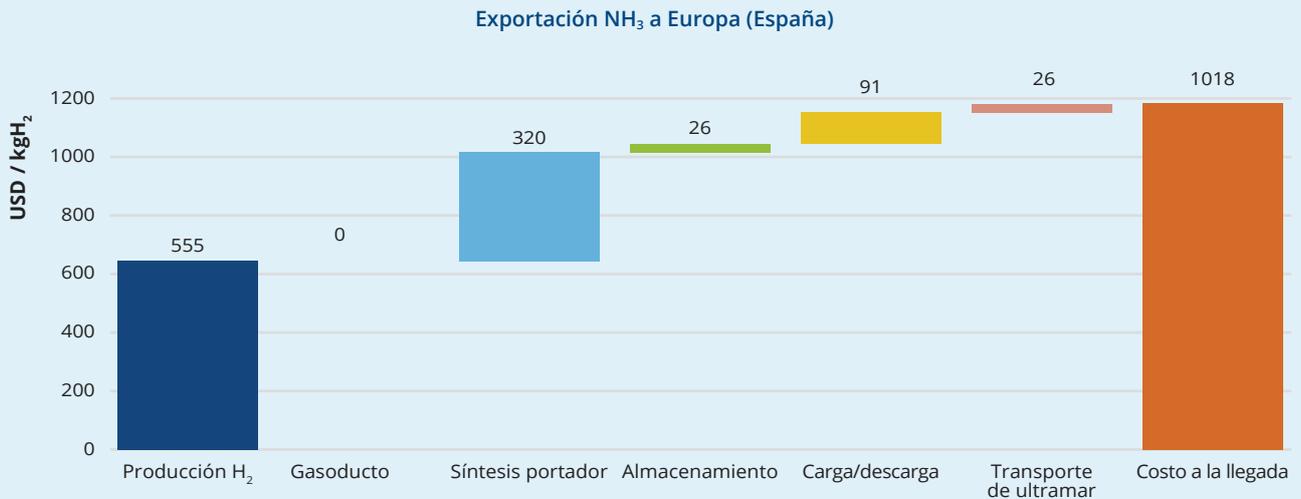
El análisis de costos consideró que el hidrógeno será producido a partir de electrólisis alimentada por un parque renovable híbrido en los alrededores a Seybaplaya, entre los municipios de Seybaplaya, Campeche y Champotón. Esta región se seleccionó debido a su bajo costo de producción, dada la complementariedad de recursos y el acceso al mar. El potencial teórico de electrólisis para el 2030, cuenta con un LCOH inferior a 3.2 USD/kg.

El análisis comparó el transporte de hidrógeno en forma de amoníaco, para su consumo como amoníaco o su re-conversión en hidrógeno por medio de craqueo de esta molécula. Algunas de las consideraciones evaluadas para el análisis son las siguientes.

- Distancia entre puertos de 8,150 km.
- Puerto de Huelva como lugar de destino.
- Demanda anual equivalente al proyecto que se encuentra en desarrollo en Huelva por parte de Iberdrola, 100 ktpa.

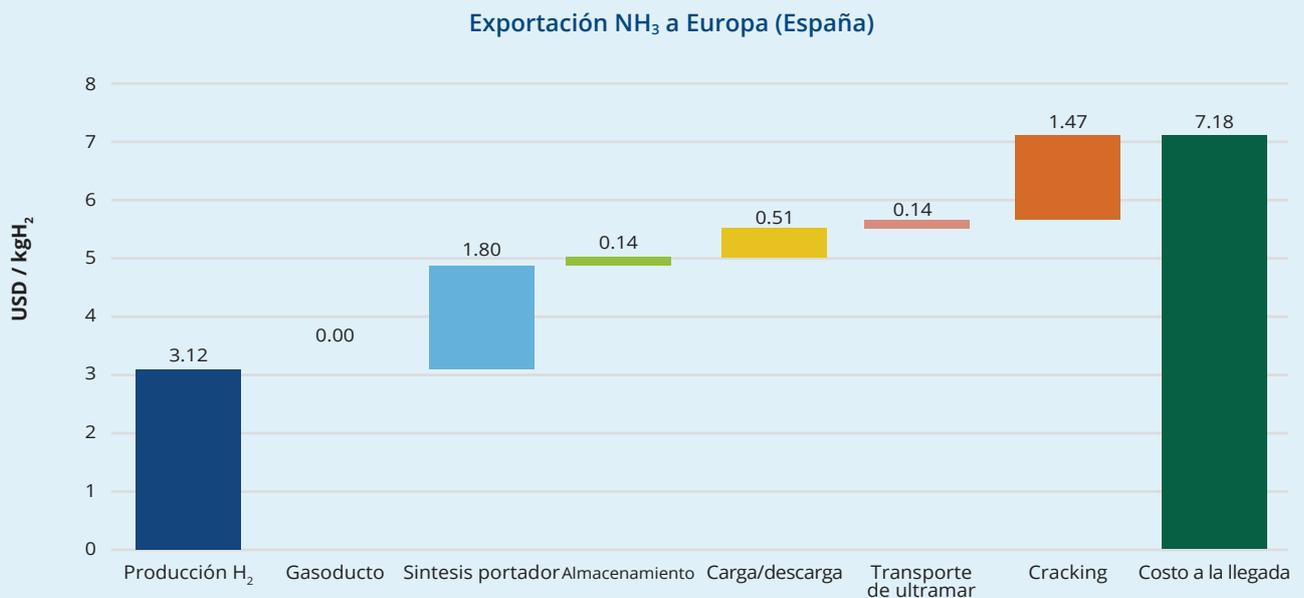
²⁷ Se definió Europa como potencial destino dado que actualmente es uno de los principales destinos de exportación de crudo.

Figura 42. LCOA a 2030 para exportación marítima de amoníaco verde hasta Europa.



Fuente: elaboración propia.

Figura 43. LCOH a 2030 para exportación hidrógeno en forma de amoníaco verde hasta Europa.



Fuente: elaboración propia.

Se puede observar de los cálculos realizados que la síntesis del amoníaco en Campeche tendría un costo aproximado de 875 USD/t; y su transporte marítimo hasta España costaría un 16% adicional, llegando a un costo de 1018 USD/t en puerto de destino. Como referencia, Fertiglobe se adjudicó la primera subasta de H₂ Global por un valor de 1000 USD/t (Importante tener en cuenta que la oferta de Fertiglobe corresponde a precio y no costo).

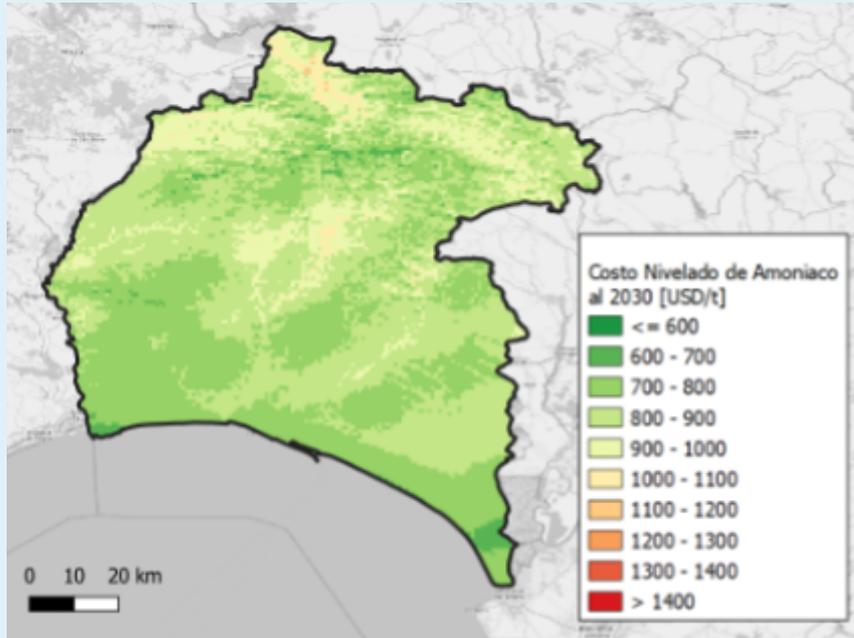
Ahora bien, si el producto final fuese hidrógeno en lugar de Amoníaco, se requiere de un proceso de craqueo en el puerto de destino. Este proceso requiere un consumo intensivo de calor y electricidad, y puede llegar a costar casi tanto como la síntesis del amoníaco. Mediante este proceso el hidrógeno tendría un costo de 7.18 USD/kg, es decir un 130% por sobre el costo de producción. Si bien es un costo alto, se encuentra en el promedio de los LCOH promedio propuestos por diferentes países de la Unión Europea durante la subasta realizada a principios de 2024, donde las ofertas variaron entre 5.8 y 14.8 USD/kg.

Competitividad de la producción de Amoniacó en Campeche frente a España

Con el fin de evaluar el potencial de exportación de hidrógeno verde y derivados desde el estado de Campeche (México) a Huelva (España), se realizó un análisis de contorno del costo de producción de amoniacó verde para la Provincia de Huelva con el fin de comparar con los resultados obtenidos previamente para campeche.

La Figura 44 presenta el mapa de contornos para las dos regiones de comparación, ilustrando los LCOA en USD/t de amoniacó para el 2030 a partir de una fuente híbrida (solar y eólica en ambas ubicaciones).

Figura 44. LCOA al 2030 en la provincia de Huelva para evaluación de competitividad de exportación desde Campeche.



Fuente: elaboración propia.

La producción de amoniacó verde, según este análisis de alto nivel, resulta más competitivo en España. Sin embargo, la región seleccionada como posible puerto de entrada, es una de las regiones con mejor recurso renovable (de ahí que allí se esté desarrollando uno de los grandes proyectos de amoniacó verde); sin embargo, la importación de amoniacó verde desde Campeche podría contribuir al abastecimiento de la Unión Europea.

Otra alternativa, es la exportación de Amoniacó verde desde Campeche hasta Panamá, haciéndose parte importante del suministro de combustibles limpios para los navíos que atraviesan el canal. México acá destaca por su potencial de producción (en volumen) frente a los países de centro américa y complementaría un potencial suministro con Colombia.

10. Análisis de barreras, obstáculos, y oportunidades. Recomendaciones y conclusiones para el Estado de Campeche

10.1. Barreras y Obstáculos

Campeche enfrenta diversos desafíos para el desarrollo de proyectos relacionados con el hidrogeno verde. En primer lugar, la economía del estado se ha concentrado históricamente en la producción y exportación de crudo, lo que ha resultado en una estructura energética poco diversificada y una economía que no está basada en la industrialización. Esta situación dificulta la creación de un consumo ancla para el hidrogeno verde en la región, en industrias donde el hidrógeno (de origen fósil) ya tiene un papel importante. Además, persiste la barrera económica, ya que el costo nivelado actual del hidrogeno verde es significativamente más elevado que el de los combustibles fósiles, especialmente el gas natural, que se espera continúe siendo competitivo en costos por varias décadas, y más aún con el desarrollo del Cuxtal 2 que busca aumentar el acceso a este recurso, dificultando la viabilidad económica del hidrogeno verde como sustituto directo del gas natural.

En cuanto al acceso a recursos, si bien Campeche cuenta con una disponibilidad hídrica adecuada para proyectos industriales, los retos se centran en la necesidad de manejar eficazmente el uso del agua en colaboración con las comunidades locales. Un enfoque participativo y transparente será crucial para garantizar que los proyectos de hidrogeno verde no generen tensiones sociales ni afecten otros usos prioritarios del recurso hídrico.

Finalmente, la falta de incentivos claros representa una barrera relevante. A nivel estatal y federal aún no se han implementado mecanismos como subsidios, créditos fiscales o impuestos al carbono que favorezcan la adopción del hidrogeno verde. Sin embargo, a partir de las entrevistas fue posible identificar que un incentivo claro podría ser el apoyo a la identificación de off-takers y la facilitación de un mercado.

10.2. Oportunidades

A pesar de los desafíos, Campeche posee condiciones favorables que podrían posicionarlo como un actor clave en la producción y exportación de hidrogeno verde. En el ámbito de los recursos renovables, el estado destaca

por su elevado potencial solar, con capacidad proyectada de hasta 300 GW de electrólisis para 2050. Este recurso permitiría alcanzar costos de producción menores a los 2.5 USD/kg, haciendo al hidrogeno verde competitivo en mercados nacionales e internacionales.

Además, el desarrollo de proyectos híbridos que combinen energía solar y eólica podría mejorar aún más la competitividad del hidrogeno. Municipios como Champotón y Carmen se perfilan como zonas estratégicas por su alto potencial tanto en capacidad instalable como en costos.

Si bien Campeche no tiene una industria importante que pudiera ser descarbonizada directamente con hidrógeno, la creación de un corredor industrial y logístico entre Campeche y estados vecinos como Tabasco o Veracruz permitiría desarrollar una sinergia importante entre los estados con el recurso renovable y aquellos con la demanda.

Por otro lado, la ubicación geográfica de Campeche podría ofrecer una ventaja competitiva para la exportación de hidrogeno verde y sus derivados. Con acceso a puertos estratégicos, el estado podría abastecer mercados internacionales, como Europa o incluso Panamá, que han mostrado un fuerte interés en importar combustibles renovables.

10.3. Recomendaciones

Para capitalizar las oportunidades identificadas y abordar los desafíos presentes, se recomienda la formulación e implementación de una estrategia estatal integral de hidrógeno verde con objetivos claramente definidos hacia 2030 y 2050. Esta estrategia debe articularse mediante un proceso colaborativo que integre a actores clave del sector privado, entidades públicas e instituciones académicas, estableciendo un marco regulatorio propicio para la atracción de inversiones en proyectos de hidrógeno. Adicionalmente, se sugiere establecer mecanismos de cooperación con los estados vecinos de la península para generar sinergias en capacidades y recursos, potenciando así el desarrollo de proyectos regionales con mayor impacto y viabilidad económica.

Campeche tiene la ventaja estratégica de no contar actualmente con un desarrollo industrial intensivo en combustibles fósiles, lo que representa una oportunidad única para diseñar desde cero un ecosistema industrial alineado con los principios de economía baja en carbono. Esta característica posiciona al estado favorablemente para convertirse en un proveedor clave de hidrógeno verde que contribuya a la descarbonización de industrias establecidas en estados vecinos, diversificando simultáneamente la economía local más allá de su tradicional dependencia de hidrocarburos. Asimismo, el desarrollo del hidrógeno verde ofrece posibilidades de integración con el sector agrícola mediante la producción de fertilizantes verdes y sistemas energéticos descentralizados que fortalezcan la productividad rural. Complementariamente, existe la oportunidad de desarrollar combustibles sintéticos como el metanol verde, aprovechando el CO₂ capturado de procesos bioenergéticos, como la producción de etanol a partir de caña de azúcar, cerrando así ciclos de carbono y creando cadenas de valor circulares que maximicen el aprovechamiento de recursos locales.

En materia de desarrollo infraestructural, resulta prioritario impulsar proyectos piloto estratégicos que generen aprendizajes aplicables. Estos proyectos deben abarcar diversos sectores económicos, desde aplicaciones industriales y generación eléctrica hasta movilidad y agricultura, creando un portafolio diversificado que maximice el impacto socioeconómico del hidrógeno verde en el estado. Particular atención merece el establecimiento de sistemas de electrólisis en municipios con condiciones óptimas para generación renovable, como Champotón, que puedan evolucionar hacia centros regionales de producción.

En el contexto energético y fiscal actual, se propone evaluar la implementación de instrumentos económicos como un impuesto al carbono calibrado progresivamente para reconfigurar la estructura de incentivos en favor de energéticos con menor huella ambiental. Asimismo, se recomienda que el gobierno estatal asuma un rol facilitador en la creación de un mercado interno para el hidrógeno verde, identificando aplicaciones prioritarias donde este energético pueda ofrecer ventajas competitivas inmediatas.

Dada la evolución constante del marco regulatorio energético en México, se recomienda establecer un observatorio permanente de cambios normativos que permita al estado de Campeche y a sus actores económicos anticiparse y adaptarse estratégicamente a las modificaciones en política energética nacional. Este monitoreo continuo facilitará la identificación oportuna de oportunidades emergentes derivadas de la transición energética en curso.

Finalmente, se propone fortalecer el ecosistema de innovación mediante el fomento de investigación aplicada y colaboraciones intersectoriales orientadas al desarrollo de soluciones integrales basadas en hidrógeno verde. Esta iniciativa debería contemplar el establecimiento de un centro de excelencia en tecnologías de hidrógeno que catalice la formación de capital humano especializado y posicione a Campeche como referente regional en innovación energética sostenible.

10.4. Conclusiones

El estado de Campeche presenta un excepcional potencial para consolidarse como líder en la producción y utilización de hidrógeno verde, sustentado en su sobresaliente capacidad de generación renovable y privilegiada disponibilidad hídrica, factores que lo distinguen significativamente frente a otros estados analizados en esta serie de estudios. La combinación de estos recursos posiciona a Campeche como un candidato idóneo para el desarrollo de proyectos competitivos y sostenibles en el emergente sector del hidrógeno verde.

Para materializar este potencial, Campeche deberá implementar una estrategia integral que aborde sistemáticamente las barreras identificadas en materia de infraestructura, estructura de costos y marco regulatorio. Será fundamental establecer colaboraciones estratégicas con los estados vecinos de la península y regiones colindantes para crear un ecosistema regional complementario que maximice las fortalezas individuales y genere sinergias productivas.

La posibilidad de integrar el hidrógeno verde como vector de diversificación económica representa una oportunidad histórica para Campeche, permitiéndole trascender su tradicional dependencia del sector hidrocarburos hacia un modelo económico más resiliente, innovador y alineado con las tendencias globales de descarbonización. Mediante el desarrollo de aplicaciones en sectores como la industria, el transporte pesado, la agricultura y la producción de combustibles sintéticos, el estado puede generar un portafolio diversificado de soluciones que atiendan tanto necesidades locales como demandas de mercados nacionales e internacionales.

Con una visión estratégica, compromiso institucional y colaboración multisectorial, Campeche puede transformar sus ventajas comparativas en materia de recursos renovables en una posición de liderazgo en la economía del hidrógeno, contribuyendo significativamente a los objetivos nacionales de transición energética mientras genera nuevas oportunidades de desarrollo económico y social para su población.

11. Bibliografía

- Axayacatl, Olmo.** 2021. *Producción Agrícola en Campeche*. <https://blogagricultura.com/estadisticas-agricolas-estado-campeche/>.
- Blanco, Herib.** 2021. *Hydrogen production in 2050: how much water will 74EJ need?* <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>.
- CENACE.** 2024. «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.»
- CENACE-SIM.** s.f. *Sistema de Información de Mercado*. Último acceso: 2024.
- CONAGUA.** 2022. *Estadísticas del Agua en México - 2021*. http://sina.conagua.gob.mx/publicaciones/EAM_2021.pdf.
- . 2017. <https://www.gob.mx/conagua/articulos/que-es-el-agua-renovable?idiom=es>. <https://www.gob.mx/conagua/articulos/que-es-el-agua-renovable?idiom=es>.
- . 2014. *Vedas, Reservas y Reglamentos de Aguas Nacionales Superficiales*. <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>.
- CRE.** 2022. <https://www.cre.gob.mx/IPGN/>. <https://www.cre.gob.mx/IPGN/>.
- . 2024. *Índice de Precio de Gas Natural*. <https://www.cre.gob.mx/IPGN/index.html>.
- CRE.** 2024. *Lista de permisos y autorizaciones otorgados en materia de electricidad*.
- . 2017. *Precios de gasolinas y diésel*. Último acceso: December de 2024.
- Datamexico.** 2022. *datamexico*. 1 de 4. <https://datamexico.org/es/profile/industry/paper-manufacturing>.
- David Severin, Ryberga, Robinius Martin, y Stoltena Detlef.** 2017. «Methodological Framework for Determining the Land.» *arXiv*.
- EPA.** 2017. *Carbon Dioxide Emissions Associated with Bioenergy and Other Biogenic Sources*. <https://19january2017snapshot.epa.gov/climatechange/carbon-dioxide-emissions-associated-bioenergy-and-other-biogenic-sources>.
- Figueroa Lara, José de Jesús, Miguel Torres Torres Rodríguez, Brenda Valle Hernández, y Violeta Mugica Álvarez.** 2021. «El estaño, un metal antiguo imprescindible en la tecnología moderna.» *Boletín de la Sociedad Química de México*.
- GIZ.** 2021. «Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación.» CDMX.
- Global Solar Atlas.** 2024. *Global Solar Atlas*. <https://globalsolaratlas.info/map?c=11.523088,8.173828,3>.
- Global Wind Atlas.** 2024. *Global Wind Atlas*. <https://globalwindatlas.info/>.
- Gobierno de México.** 2021. *Datos Abiertos*. <https://datos.gob.mx/busca/dataset/informes-de-gobierno-y-de-labores/resource/a7526adb-6ac0-4b65-a3c9-c088e0655b59>.
- . 2022. *Ley de Aguas Nacionales*. <http://www.ordenjuridico.gob.mx/Documentos/Federal/pdf/wo83103.pdf>.
- Grupo Azucarero del Trópico (a).** 2023. *Ingenio La Joya: Producción*. <https://www.gat.com.mx/produccionLaJoya.html>.
- Grupo Azucarero del Trópico (b).** 2023. *Ingenio La Gloria: Producción*. <https://www.gat.com.mx/produccionLaGloria.html>.
- Hinicio.** 2021. *Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

- IEA Bioenergy.** 2024. *Fossil vs biogenic CO₂ emissions*. [https://www.ieabioenergy.com/iea-publications/faq/woodybiomass/biogenic-cO₂/](https://www.ieabioenergy.com/iea-publications/faq/woodybiomass/biogenic-cO2/).
- INEGI.** 2024. *Exportaciones por entidad federativa*. <https://www.inegi.org.mx/temas/exportacionesef/#Tabulados>.
- Infobae.** 2021. 17 de febrero. Último acceso: 2024. <https://www.infobae.com/america/mexico/2021/02/17/es-grave-la-situacion-en-texas-no-es-represalia-falta-de-suministro-de-gas-a-mexico-amlo/>.
- INIMET.** 2010. *AGUA PARA USO EN LABORATORIOS*. <https://www.redalyc.org/pdf/2230/223017807002.pdf>.
- Instituto de Investigaciones Eléctricas.** 2008. *ESTIMACIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE BIOMASA PARA PROYECTOS DEL PROGRAMA DE MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO*. <https://www.redalyc.org/pdf/620/62070105.pdf>.
- Instrumentación Analítica.** 2023. *Guía sobre los tipos de agua utilizados en los laboratorios*.
- IPCC.** 2022. *Climate Change 2022*. https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_SPM.pdf.
- IRENA.** 2024. «Perfil estadístico de energías renovables: México.»
- Ministerio de Energía de Chile.** 2020. *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*. https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf.
- NREL.** 2021. *Evaluación energética de la península de Yucatán: Vías para un sistema energético limpio y sustentable*. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/81142.pdf>.
- PAOT.** 2002. *Consejos de Cuenca: Objetivos y funciones*. 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%201a%20respectiva%20cuenca%20hidrol%C3%B3gica.
- Parlamento Europeo, Consejo de la Unión Europea.** 2018. «DIRECTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.»
- PEMEX.** 2022. «Anuario estadístico 2022.»
- Pillot, Benjamin, Nadeem Al-Kurdi, Carmen Gervet, y Laurent Linguet.** 2020. «An integrated GIS and robust optimization framework for solar PV plant planning scenarios at utility scale.» *Applied Energy* vol. 260.
- Ryberg, D.S., M. Robinius, y D Stolten.** 2018. «Evaluating Land Eligibility Constraints of Renewable Energy Sources in Europe.» *Energies* vol. 11 1246.
- Samsatli, S., I. Staffell, and N.J. Samsatli.** 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.
- SEMABICCE.** 2024. *Generación y Consumo de Energía en el Estado*. <https://www.semabicce.campeche.gob.mx/generacion-y-consumo-de-energia-en-el-estado/>.
- . 2022. *Proyecto Integral de Bioenergía*. https://www.semabicce.campeche.gob.mx/prensa/proyecto-integral-de-bioenergia/?utm_source=chatgpt.com.
- SEMARNAT.** 2018. *Informe de la Situación del Medioambiente en México*. <https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgeia/informe18/tema/cap6.html#tema1>.
- SEMARNAT.** 2018. «ProAIRE de Campeche.»
- . 2022. *Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes*. <https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/retc/retc/consulta.php?enfe=04&anio=2022&ncas=124-38-9&tipb=0>.
- . 2020. *Sitios de proyectos con potencial de generación de electricidad por tipo de proyecto y fuente de energía limpia*. https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgeia/compendio_2020/archivos/02_energia/d2_energia03_06.pdf.
- SENER.** 2024. *Sistema de Información Energética*. <https://sie.energia.gob.mx/58165e1a-70dc-42d8-a957-c680936ed774>.
- SINA.** 2022. *Disponibilidad de cuencas hidrológicas 2021*. <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=cuencas&ver=mapa>.
- . 2021. *Disponibilidad de los acuíferos 2020*. <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=acuíferos&ver=mapa>.
- . 2021. *Indicadores de calidad del agua superficial 2020*. <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=calidadAgua&ver=mapa&o=7&n=nacional>.

- . 2021. *Indicadores de calidad del agua superficial 2020*. <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=calidadAgua&ver=mapa&o=7&n=nacional>.
 - . 2022. *Zonas de pago de derechos de agua subterránea 2022*. <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=acuiferos&ver=mapa&o=5&n=nacional>.
 - . 2022. *Zonas de pago de derechos de agua superficial 2022*. <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=cuencas&ver=mapa&o=1&n=nacional>.
- Universidad de Campeche.** 2018. *Producción estimada de biomasa y biogás mediante excretas de porcino y bovino en San Francisco de Campeche*. https://www.researchgate.net/publication/371445691_Produccion_estimada_de_biomasa_y_biogas_mediante_excretas_de_porcino_y_bovino_en_San_Francisco_de_Campeche.
- Valencia, Germán.** 2023. «La problemática sectorial del gas natural.» *Instituto de Estudios Políticos de la UdeA*. <https://bit.ly/GasInflado>.
- Walmart.** 2018. *Biomasa Samajo gana como mejor proyecto del Premio Innovación Sustentable 2018*. https://www.walmartmexico.com/sala-de-prensa/2018/11/22/biomasa-samajo-gana-como-mejor-proyecto-del-premio-innovacion-sustentable-2018?utm_source=chatgpt.com.

Anexo A. Lista de actores entrevistados

Dr. NARRO, Jorge – Secretaría de Medio Ambiente, Biodiversidad, Cambio Climático y Energía de Campeche (SEMABICCE)

Dra. ROMERA, Tatiana - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL)

WEGNER, Ralph – MEXION CORPORATION

PINEDA, Fernando – Administración Portuaria Integral de Campeche (API)

SADEK, Juan Carlos – Secretaría de Desarrollo Urbano, Movilidad y Obras Públicas (SEDUMOP)

Anexo B. Matriz de indicadores cualitativos

La Tabla 6 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 Chihuahua. 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 Hincio en donde se asigna mayor a aquel KPI que presente un impacto positivo.

Tabla 9. 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	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 C. Supuestos técnico-económicos

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 10. Evolución técnico-económica de las tecnologías de producción de energía renovable e hidrógeno.

	2022	2025	2030	2040	2050
Solar PV²⁸					
CAPEX [USD/kW]	630	570	513	454	420
Eólica²³					
CAPEX [USD/kW]	885	854	813	730	685
Electrólisis PEM²⁹					
CAPEX [USD/kW]	1100	950	700	500	350
Eficiencia [kWh/kg]	53	51	48	48	45

Fuente: elaboración propia.

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

CAPEX y otras técnicas que son mostradas en la siguiente tabla por cada una de las tecnologías consideradas en este estudio.

Adicionalmente, para las proyecciones de TCO y paridad de costos, fueron empleadas algunas suposiciones en el

Tabla 11. Suposiciones de técnicas, operacionales y de CAPEX para las estimaciones de TCO para transporte.

	Año	ICEV	BEV	FCEV	Fuente
CAPEX (USD)	2025	286,000	649,534	811,918	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-a055-3bc0b91367b6 BEV: https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/20180725_T%26E_Battery_Electric_Trucks_EU_FINAL.pdf más información de https://www.tesla.com/semi . FCEV: http://www.diva-portal.se/smash/get/diva2:1372698/FULLTEXT01.pdf
	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	Cascadia ICE: https://www.fleetowner.com/running-green/fuel/article/21703965/is-it-truly-possible-for-trucks-to-reach-10-mpg Volvo FE: Cálculo Hincio 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 HDV H ₂ : https://nacfe.org/wp-content/uploads/2020/06/Informational_NACFE_BPS_Truck_White_Paper_Download.pdf
Vida útil (años)	Todos los años	10	10	10	Hincio
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

Fuente: Elaboración propia.

²⁸ Proyección de Hincio, basada en los datos del reporte "Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina"

²⁹ Proyección de Hincio, basada en los datos de los reportes: "Hydrogen: The economics of production from renewables" **Invalid source specified.** - "The Future of Hydrogen" **Invalid source specified.** - "Technology pathways in decarbonisation scenarios" **Invalid source specified.** - "Green Hydrogen Cost reduction" **Invalid source specified.**

Anexo D. Cálculo de 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 posula 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.

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: H₂ (kg) producción por año

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

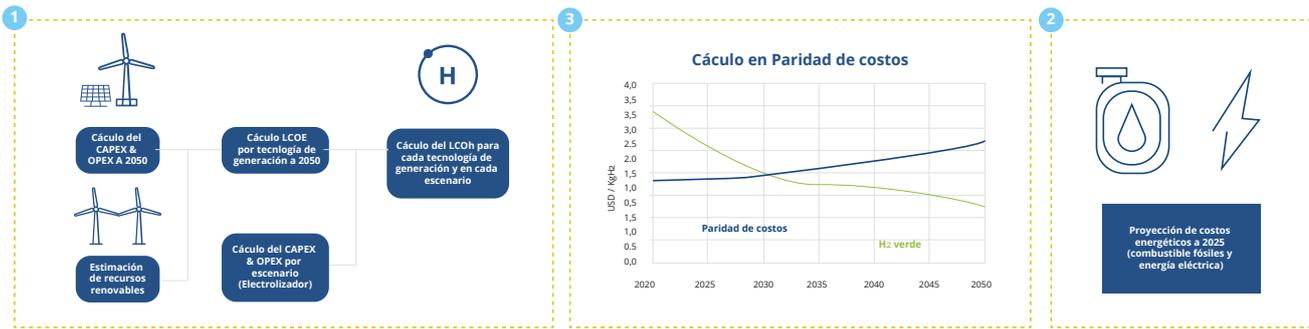
El cálculo del LCOH tiene tres componentes principales: Costo de la electricidad (LCOE), costo de operación (OPEX), costos de inversión (CAPEX). Por este motivo, la metodología para encontrar la paridad de costos del hidrógeno con respecto a los energéticos empleados en cada industria parte de determinar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

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 45).

Figura 45. Metodología para calcular la paridad de costos entre el hidrógeno y otros energéticos.



Fuente: Elaboración propia

- **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 C.
- **Paso 2:** Se determina la proyección de costo para diferentes combustibles que eventualmente el hidrógeno sustituiría. Se consideran las proyecciones de la Error! Reference source not found.

- **Paso 3:** Se determina el momento de tiempo donde 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.

