

Prospectiva Energética: Hidrógeno Verde en Puebla

(H₂V | PUEBLA)



Editorial

Comisionado y publicado por

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

Programa

Alianzas energéticas bilaterales en países emergentes
y en desarrollo.

www.energypartnership.mx

Coordinación y supervisión

Javier Arturo Salas Gordillo
javier.salasgordillo@giz.de

Autores

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

Fecha

Diciembre 2023

Versión digital

Diseñado por

LAGUNA, CDMX

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

Los contenidos de este reporte han sido preparados tomando en consideración fuentes oficiales y de información pública. Las aseveraciones y opiniones expresadas no necesariamente reflejan las políticas y posturas oficiales del Secretariado de la AE, del Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima (BMWK) y de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

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

Agradecimientos

La Alianza Energética entre México y Alemania agradece la participación y entusiasmo de todas y todos los expertos consultados en la preparación de este estudio.

Sergio Salomón Céspedes Peregrina, Gobernador del Estado de Puebla - Gobierno del Estado de Puebla

Jorge Ermilo Barrera Novelo, Secretario de Economía - Secretaría de Economía del Estado de Puebla

Gabriela Carvajal Rubilar, Directora General - Agencia de Energía del Estado de Puebla

Rodrigo Grimaldo Lopez, Director de Vinculación Institucional - Agencia de Energía del Estado de Puebla

José Roberto Ruiz Lara, Subdirector de Relación con la Federación - Agencia de Energía del Estado de Puebla

Albes R. Urdaneta U., Eficiencia Energética - Ternium México

Pablo Mauricio Álvarez Pérez, Planeador Ambiental - Audi México

Ana Laura Ludlow Echeverria, Vicepresidente de Asuntos Gubernamentales - ENGIE México

Ruben Fernando Madero, Director General - ILER La Esperanza SA de CV

Sergio de la Vega, CEO - Citizens Company

Ludovico Finotto, CEO - QiOn

Itzel Lemus Domínguez, Directora de Seguridad Hídrica - Secretaria de Medio Ambiente, Desarrollo Sustentable y Ordenamiento Territorial

Jorge Luis Zenil Alva, Director de gestión de cambio climático, ciudades inteligentes y transición energética - Secretaria de Medio Ambiente, Desarrollo Sustentable y Ordenamiento Territorial

Rebeca Camacho Rangel, Jefa de departamento de Política Hídrica - Secretaria de Medio Ambiente, Desarrollo Sustentable y Ordenamiento Territorial

Cuahtémoc Gamaliel Ríos Nolasco, Analista especializado consultivo de la dirección de Seguridad Hídrica - Secretaria de Medio Ambiente, Desarrollo Sustentable y Ordenamiento Territorial

Comité Técnico Especializado para el Desarrollo Energético del Estado de Puebla de la Agencia de Energía del Estado de Puebla.

Clúster Energético Poblano

Ibette Sosa Ortega, Gerente Ambiental Corporativo - Holcim México

Gustavo Rosas Ruiz, Director - Yadea México

SEMPRA INFRAESTRUCTURA

Contenido

Lista de Tablas / Figuras	6
Abreviaturas	8
Resumen Ejecutivo	10
1. Introducción	15
2. Bases del hidrógeno verde: Tecnologías, Aplicaciones y Mercados	16
2.1. ¿Qué es el hidrógeno verde?	16
2.2. Conceptos básicos del hidrógeno	16
2.3. Exportación de hidrógeno verde	19
3. Caracterización General del Estado de Puebla	21
3.1. Caracterización social, económica, ambiental y de industria e infraestructura de Puebla	21
3.2. Caracterización energética del estado de Puebla	23
3.2.1. Capacidad instalada de generación eléctrica en Puebla a 2022	24
3.2.2. Consumo de energía eléctrica en Puebla	25
3.2.3. Costo de Energéticos en Puebla	26
3.2.4. Potencial Renovable de Puebla	26
4. Análisis del potencial técnico-económico de producción de H₂ verde en el estado de Puebla	28
4.1. Metodología	28
4.1.1. Exclusión de zonas por consideraciones ambientales y sociales	28
4.1.2. Exclusión de zonas por consideraciones topográficas	29
4.1.3. Cálculo de Costo Nivelado de Hidrógeno	30
4.2. Análisis de los resultados	31
5. Análisis cualitativo de demanda de hidrógeno verde	37
5.1. Mercado actual de hidrógeno en Puebla	37
5.2. Evaluación de competitividad en costo por sector	38
5.2.1. Estimaciones de la paridad de costos	38
5.2.2. Hidrógeno como materia prima	39
5.2.3. Transporte pesado con hidrógeno	41
5.2.4. Hidrógeno como energético	44
5.3. Estimación de alto nivel del crecimiento de la demanda de H ₂	45
5.4. Matriz de indicadores cualitativos	47
5.5. Drivers y barreras del hidrógeno por sector	48
5.5.1. Drivers – industria	48
5.5.2. Barreras – industria	49
5.5.3. Drivers – transporte	49
5.5.4. Barreras – transporte	49
5.5.5. Drivers – energía eléctrica	49

5.5.6. Barreras – energía eléctrica	49
6. Análisis de uso sustentable de agua	50
6.1. Requerimientos de cantidad y calidad de agua para la producción de hidrógeno	50
6.2. Lineamientos para la priorización de los usos del agua en México	50
6.3. Indicadores clave para la evaluación de disponibilidad de agua	51
6.4. Caracterización de la disponibilidad de agua en Puebla	51
6.5. Análisis de las implicaciones de la caracterización del recurso hídrico en Puebla para el desarrollo de proyectos de hidrógeno	54
6.5.1. Disponibilidad de agua total y potencial máximo de producción de hidrógeno	54
6.5.2. Curvas de mérito de producción de hidrógeno, incorporando el consumo de agua	56
6.5.3. Consumo de agua esperable para el desarrollo de proyectos de hidrógeno en Puebla	58
6.5.4. Calidad del Agua	58
6.5.5. Zonas de Pago de Derechos	58
7. Análisis de consideraciones legales, sociales y ambientales	60
7.1. Marco Regulatorio	60
7.1.1. Sector Energético	60
7.1.2. Menciones del hidrógeno en la legislación	60
7.1.3. Consideraciones regulatorias y normativas para proyectos de hidrógeno	61
7.2. Aspectos sociales	62
7.2.1. Conflictos sociales con proyectos de renovables de gran escala	62
7.2.2. Evaluación de Impacto Social (Evis)	63
8. Análisis de interacción con otros mercados	65
9. Análisis de barreras, obstáculos y oportunidades. Recomendaciones y conclusiones para el Estado de Puebla	69
9.1. Barreras y obstáculos	69
9.2. Oportunidades	69
9.2.1. Producción de hidrógeno verde a costos competitivos	69
9.2.2. Descarbonización de la industria	70
9.2.3. Descarbonización del transporte	70
9.3. Recomendaciones	70
9.3.1. Iniciativas y proyectos	70
9.3.2. Cooperación intersectorial y acción gubernamental	71
Anexos	73
10. Bibliografía	83

Lista de Tablas

Tabla 1. Condiciones de exclusión según el uso del suelo.	29
Tabla 2. Condiciones de exclusión según las características topográficas.	30
Tabla 3. Distribución de cultivos en el estado de Puebla	40
Tabla 4. Especificaciones del agua tipo II, de acuerdo con el estándar ASTM 1193.	50
Tabla 5. Clasificación del grado de presión del agua renovable.	51
Tabla 6. Matriz de indicadores cualitativos.	74
Tabla 7. Evolución técnico-económica de las tecnologías de producción de energía renovable e hidrógeno.	75
Tabla 8. Suposiciones de técnicas, operacionales y de CAPEX para las estimaciones de TCO para transporte.	82

Lista de figuras

Figura 1. Esquema de un electrolizador de tipo alcalino para la producción de hidrógeno.	16
Figura 2. Esquema de una celda de combustible de hidrógeno.	16
Figura 3. Datos físicos, técnicos y proporcionales del hidrógeno molecular.	17
Figura 4. Cadena de valor del hidrógeno verde.	18
Figura 5. Transporte del hidrógeno.	20
Figura 6. Distribución de la generación eléctrica en Puebla, por tipo de tecnología y fuente de energía.	24
Figura 7. Histórico y proyecciones de consumo de energía eléctrica en Puebla (con intervalos de confianza del 30%).	25
Figura 8. Distribución del uso de energía en el estado de Puebla.	25
Figura 9. 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.	26
Figura 10. Potencial eólico en el Estado de Puebla.	27
Figura 11. Potencial solar en el Estado de Puebla.	27
Figura 12. Esquema simplificado del proceso de obtención del potencial técnico-económico a partir de las diferentes capas de datos en el estado de Puebla.	28
Figura 13. Zonas de restricción técnica, ambiental o social.	29
Figura 14. Características topográficas de Puebla evaluadas para determinar las zonas adecuadas según la tecnología.	30
Figura 15. Proyección de los costos nivelados de producción de hidrógeno más competitivos entre las 2 fuentes de energía renovable analizadas; a la izquierda la proyección al 2030 y a la derecha la proyección al 2050.	31
Figura 16. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Puebla al 2030 (superior: Recurso solar, inferior: Recurso eólico).	32
Figura 17. Potencial teórico de electrólisis al 2030 en el estado de Puebla.	34
Figura 18. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Puebla al 2050.	35

Figura 19. Diagnóstico actual del mercado de hidrógeno en Puebla.	38
Figura 20. Proyección de paridad de costos entre hidrógeno gris y verde (solar y eólico) como materia prima sector industrial.	39
Figura 21. Análisis de costo de importación y cantidad de amoniaco consumido en México y Puebla.	40
Figura 22. Paridad de costos del hidrógeno en el transporte pesado.	42
Figura 23. 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 6 entre los cuales se considera: eficiencia, CAPEX, costos energéticos, tiempo de vida útil.	43
Figura 24. Comparativo de TCO de diferentes tecnologías para camiones de carga en México 2030.	44
Figura 25. Proyección paridad de costos entre hidrógeno objetivo e hidrógeno verde (solar y eólico) para generación energía.	45
Figura 26. Evolución de la demanda de hidrógeno en Puebla 2020 – 2050.	46
Figura 27. Estimación de infraestructura de generación renovable para satisfacer la potencial demanda de hidrógeno en Puebla (solar y eólico considerando el P10).	47
Figura 28. Matriz de indicadores cualitativos para Puebla.	48
Figura 29. Capacidad instalable máxima de electrólisis a partir de fuentes solares y eólicas en Puebla, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020 y el potencial renovable factible del estado a 2022.	55
Figura 30. Capacidad de producción de hidrógeno en Puebla a partir de fuentes eólicas y solares, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado, y valores de LCOH promedio correspondientes a cada zona (en USD/kg de H ₂).	56
Figura 31. Curvas de mérito de capacidad de electrólisis instalable y consumo de agua correspondiente con base en los LCOH eólico y solar a 2030. En rojo (arriba) y azul (abajo) la demanda estimada del estado bajo un escenario de adopción elevada.	57
Figura 32. Marco regulatorio para las tecnologías de hidrógeno como un energético en México.	61
Figura 33. Conflictos reportados por el proyecto ‘Conversando con Goliath, 2019’.	63
Figura 34. Demanda de hidrógeno bajo en carbono en la U.E (2030).	65
Figura 35. Demanda de hidrógeno bajo en carbono por sector en la UE en 2030	65
Figura 36. LCOH a 2030 para exportación marítima de hidrógeno líquido desde Puerto de Veracruz a Puerto Rotterdam. El hidrógeno es producido en Puebla y enviado, mediante hidroductos, al Puerto de Veracruz en donde cambia de fase, almacena y envía a Europa.	67
Figura 37. LCOH a 2030 para exportación marítima de amoníaco desde Puerto de Veracruz a Puerto Rotterdam. El hidrógeno es producido en Puebla y enviado, mediante hidroductos, al Puerto de Veracruz en donde se realiza la síntesis del portador, almacena y envía a Europa	67
Figura 38. LCOA a 2030 para exportación marítima de amoníaco desde Puerto de Veracruz a Puerto Rotterdam. El hidrógeno es producido en Puebla y enviado, mediante hidroductos, al Puerto de Veracruz en donde se realiza la síntesis del portador, almacena y envía a Europa.	68
Figura 39. Metodología para calcular la paridad de costos entre el hidrógeno y otros energéticos.	78
Figura 40. Portadas del MEDIRSE (arriba) y de la Guía de due diligence técnica para proyectos fotovoltaicos (abajo).	80
Figura 41. Cadena de valor para la producción, transporte y uso final del hidrógeno en el transporte.	81
Figura 42. Costo del hidrógeno en punto de suministro para vehículos (HRS).	81

Abreviaturas

AEEP	Agencia de Energía del Estado de Puebla
ASTM	Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales (<i>American Society for Testing and Materials</i>)
ALK	(Celda de combustible o electrolizador) Alcalino (<i>Alkaline</i>)
BTU	Unidad Térmica Británica (<i>British Thermal Unit</i>)
CAPEX	Gastos de capital (<i>Capital Expenditures</i>)
CO₂	Dióxido de Carbono
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua (de México)
EZ	Electrólisis (<i>Electrolysis</i>)
FC	Celda de Combustible (<i>Fuel Cell</i>)
FCEV	Vehículo eléctrico a celda de combustible (<i>Fuel Cell Electric Vehicle</i>)
FLH	Horas a carga plena (<i>Full Load Hours</i>)
GN	Gas Natural
H₂	Hidrógeno
H₂V	Hidrógeno verde
HRS	Estación de recarga de hidrógeno (<i>Hydrogen Refuelling Station</i>)
ICE	Motor de combustión interna (<i>Internal Combustion Engine</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
PUE	Estado de Puebla
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 Puebla

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

La actividad industrial en el estado de Puebla se concentra principalmente en los municipios de Puebla, San Martín Texmelucan, Cuautlancingo y Huejotzingo. En términos de manufactura, la industria automotriz es su principal motor económico, representando el 81% de sus exportaciones. Los principales socios comerciales e inversionistas en Puebla son Estados Unidos, Alemania y España.

Puebla cuenta con un creciente parque vehicular, se estima que podría demandar 100 mil millones de litros de gasolina al año en 2050 para satisfacer la demanda

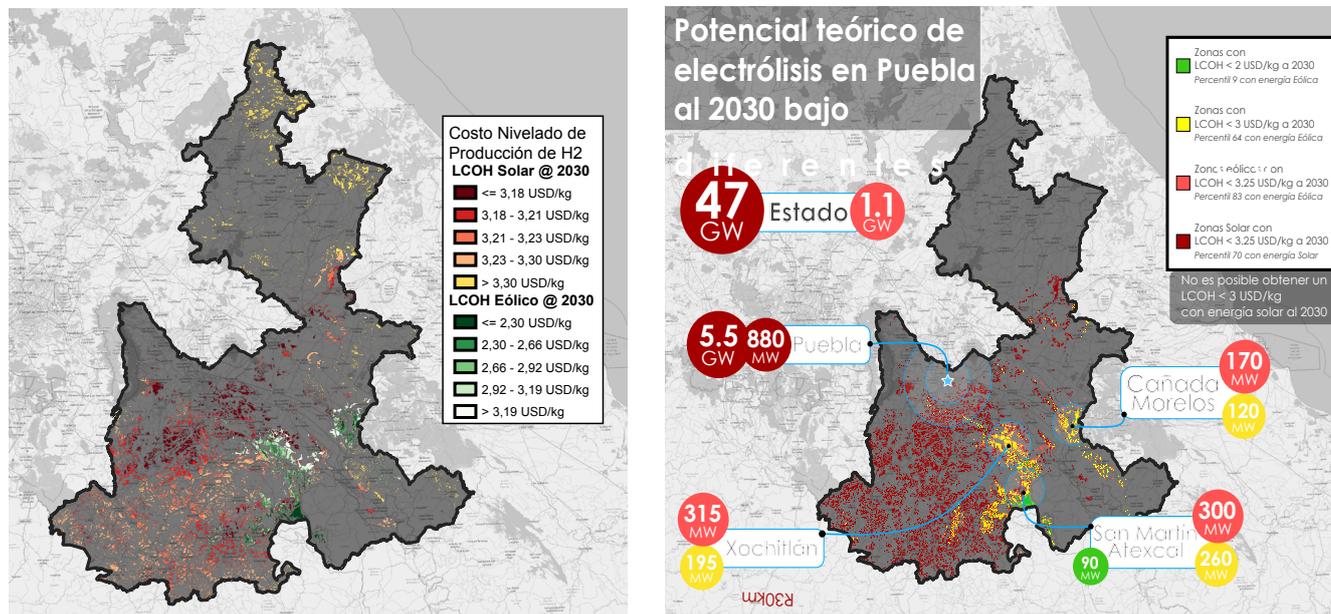
de transporte de carga y de pasajeros, lo que representa una oportunidad para la descarbonización a partir de vehículos de celda de combustible.

En Puebla dos terceras partes de la generación eléctrica provienen de fuentes renovables destacando la contribución de la energía hidroeléctrica (29%), eólica (18%), solar (12%) y geotérmica (6%). La participación del gas natural también es significativa, cercana a una tercera parte, que principalmente corresponde a plantas de ciclo combinado.

Potencial técnico-económico de producción de hidrógeno verde

A partir del recurso renovable de Puebla, se podrían llegar a instalar hasta 1.1 GW de electrolisis alimentados por energía eólica y 47 GW con energía solar, que producirían hidrógeno verde a un costo menor a los 3.25 USD/kg en 2030. Se podrían instalar hasta 90 MW de electrolisis con energía eólica para producir hidrógeno por debajo de los 2 USD/kg en San Martín Atexcal, al sur del estado, y 575 MW por debajo de los 3 USD/kg sumando a las regiones alrededor de Xochitlán y Cañada Morelos.

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 electrolisis en el estado de según el costo objetivo por fuente renovable (derecha).



Los primeros proyectos de generación de hidrógeno a gran escala (cientos de MW) podrían ser alimentados por energía eólica en la región sur del estado. Se identificó un potencial de hasta 5.5 GW de capacidad de electrólisis en un radio de 30 km alrededor de la ciudad de Puebla, que permitirían producir hidrógeno a un costo entre 3 y 3.25 USD/kg en 2030 aprovechando el recurso solar. El principal interés de este potencial sería su cercanía a los centros industriales y actuales consumidores de hidrógeno, como la producción de metanol y la reducción directa de hierro en la industria siderúrgica.

Mercado actual y futuro de hidrógeno en el estado

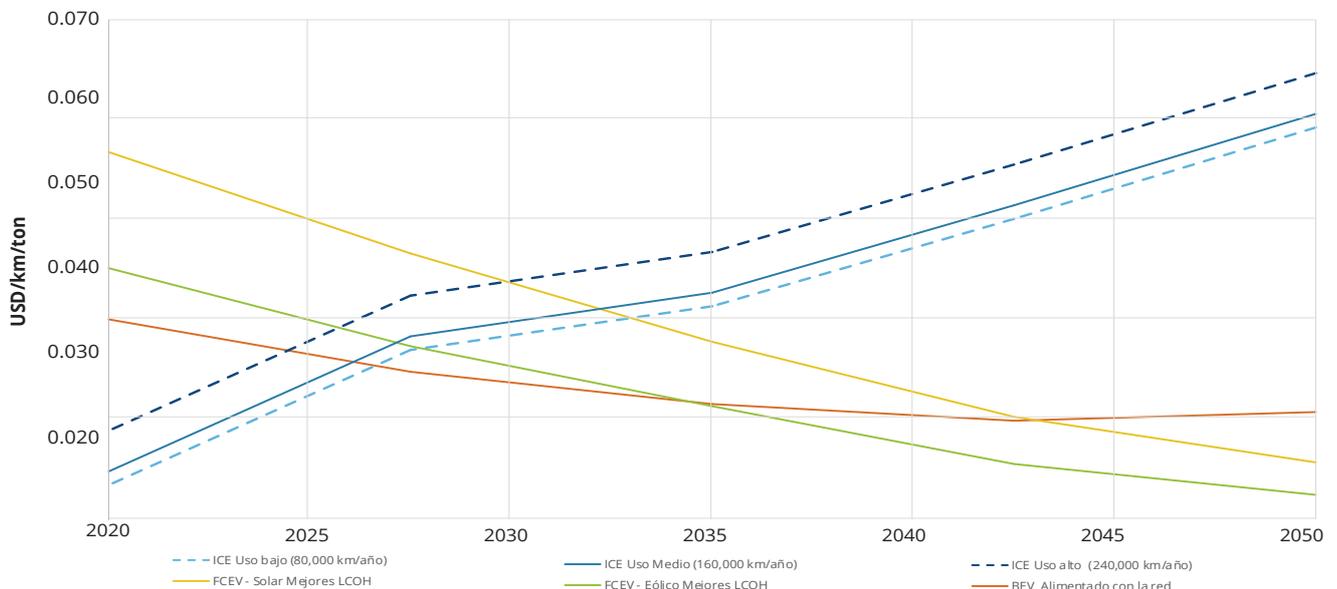
El mercado actual de hidrógeno en Puebla es de 43 mil toneladas de hidrógeno al año. La producción de metanol fue el sector con mayor demanda de hidrógeno, con 74% del mercado total, debido al Complejo Petroquímico de Independencia de Pemex. En una menor proporción se encuentran los sectores del papel, pulpa y cartón que demandaron el 25% para los procesos de blanqueamiento, mientras que tan solo un 1% del hidrógeno en Puebla se consumió en la producción de acero.

El hidrógeno verde podría alcanzar la competitividad económica con el hidrógeno gris para uso como materia prima a mitades de la década del 2030, lo cual podría detonar su adopción en industrias como la producción de metanol, amoníaco, acero, cemento, vidrio flotado, entre otros. En el sector de transporte terrestre de carga, la paridad podría darse incluso durante la presente década debido a su temprana viabilidad económica.

Puebla podría pasar de demandar 43 mil toneladas de hidrógeno anualmente, a una demanda tres veces más grande de 135 mil toneladas en 2050, representando un crecimiento en su adopción de alrededor del 10% anual. Para esto, sería necesario desplegar una potencia instalada de energías renovables de entre 0.7 GW (únicamente con eólica) y 2 GW (sólo con solar), dependiendo de la mezcla de fuentes renovables que sean empleadas.

En términos de impacto climático, estas proyecciones representarían una reducción anual de gases de efecto invernadero (GEI) cercanas a las 1,100 ktonCO₂eq, promoviendo así no solo el desarrollo económico de estado, sino también la descarbonización de la industria y el transporte.

Figura II. Análisis de costos por transporte de una tonelada de carga por kilómetro recorrido entre tecnología convencional (diésel) y las celdas de combustible (FCEV). Considera los supuestos incluidos en el Anexo 7 dentro los cuales se considera: eficiencia, CAPEX, costos energéticos, tiempo de vida útil, entre otros.



Fuente: elaboración propia.

Uso sustentable del agua

Para lograr abastecer la demanda actual de hidrógeno de Puebla se requeriría un volumen de agua equivalente a aproximadamente el 0.04% del consumo total del estado

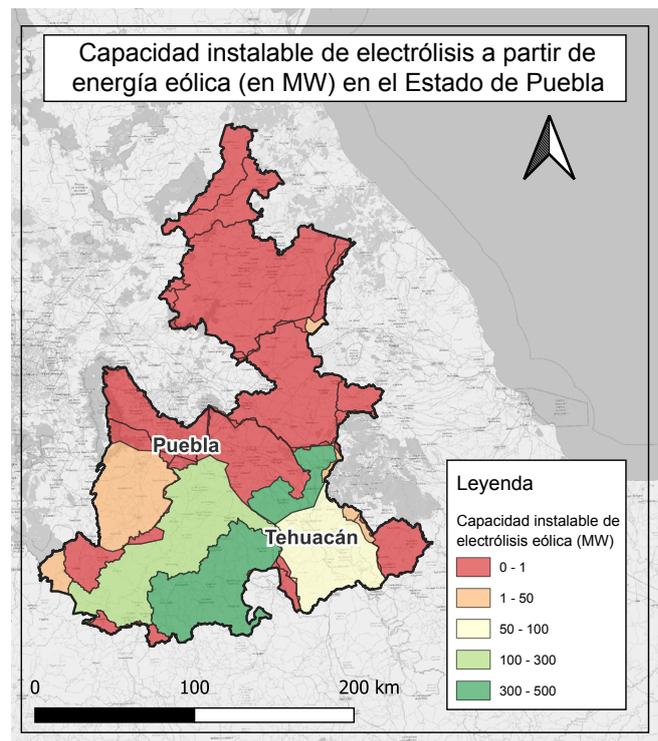
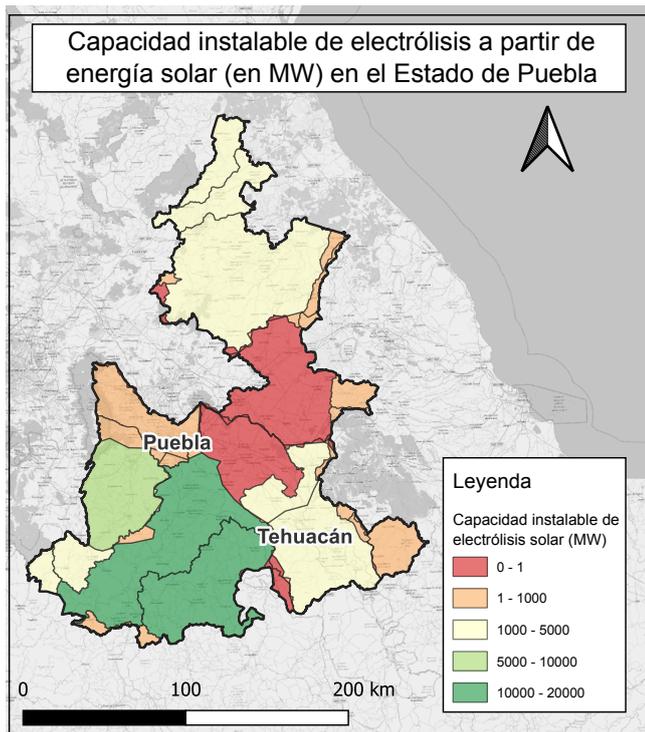
en 2019 (0.90 hm³/año). Bajo un escenario de adopción alto y creciente de hidrógeno verde, hacia 2050 se requeriría el equivalente al 0.11% del consumo actual de agua del estado (2.84 hm³/año) para suministrar el total de demanda proyectada de 135 kton de H₂ por año. Por ello,

no se considera que la producción de hidrógeno verde afectaría significativamente la disponibilidad de agua para otros usos a nivel estatal.

La calidad del agua disponible en el estado no es una limitación para su utilización en proyectos de hidrógeno, ya que los procesos de tratamiento a los que debe someterse para obtener el grado de pureza necesario

para los electrolizadores permitirían tratar los contaminantes presentes. Adicionalmente, se debe recordar que los costos del tratamiento y transporte de agua son poco significativos dentro del proceso de producción de hidrógeno, estos no superan el 2% del costo total, aún si se debe recurrir a la desalinización de agua donde sea una alternativa.

Figura III. Mapa de capacidad instalable de electrólisis en Puebla teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado en 2022 a partir de energía solar (izquierda, escala de 0 a 20,000 MW) y eólica (derecha, escala de 0 a 500 MW).

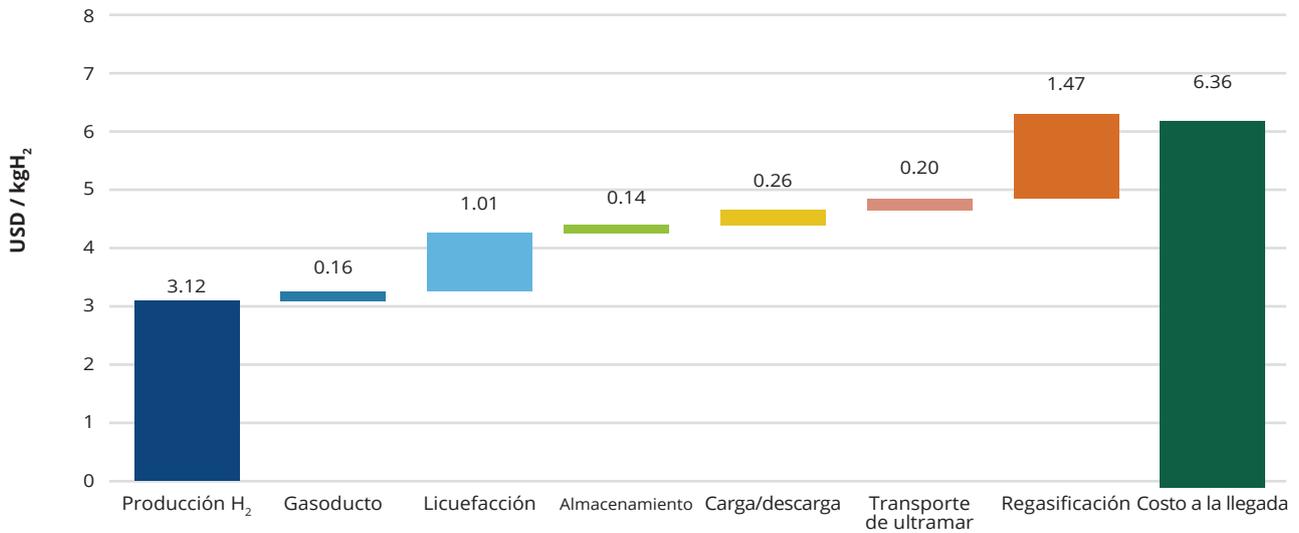


Oportunidades en exportación

Puebla cuenta con regiones de potencial producción de hidrógeno verde de bajo costo desde los cuales se podría considerar a exportar a Europa desde el Puerto de Veracruz, dada su cercanía. Para el 2030, se estima que la Unión Europea llegue a importar 5 millones de

toneladas de H2 verde de diferentes países. Los costos de exportación de hidrógeno verde producido en Puebla, transportado por hidroduto hasta el Puerto de Veracruz y exportado como hidrógeno líquido o amoníaco al Puerto de Rotterdam en Países Bajos en costos proyectados de 6.49 USD/kg y 6.36 USD/kg, respectivamente en 2030.

Figura IV. Figura IV. LCOH a 2030 para exportación marítima de amoniaco desde Puerto de Veracruz a Puerto Rotterdam. El hidrógeno es producido en Puebla y enviado, mediante hidrodutos, al Puerto de Veracruz en donde se realiza la síntesis del portador, almacena y envía a Europa



También se podría entregar amoníaco verde en Rotterdam producido en Puebla a un costo de 870 USD/ton en 2030, lo cual es menor al precio actual del amoníaco en el mercado internacional. Se recomienda hacer una evaluación de largo plazo del costo del amoníaco en el mercado para este tipo de proyectos. Una de las ventajas principales del amoníaco es que este presenta los menores costos de almacenamiento de energía y de transporte y no requiere una etapa de regasificación o crackeo si su uso final es como amoníaco, para el cual existe un mercado e infraestructura para su manejo.

Conclusiones

El gas natural de bajo costo y la falta de incentivos claros para la adopción de hidrógeno verde son de los principales obstáculos que se han identificado para su adopción en el estado, dado que no hay mandatos generales de reducción de emisiones en los segmentos industriales donde el hidrógeno verde podría ser la única alternativa de descarbonización.

Puebla cuenta actualmente con una matriz de generación eléctrica en su mayoría renovable, por lo que el hidrógeno podría ser un habilitador para incrementar la integración de energías renovables variables en la red eléctrica. Se podría aprovechar el recurso eólico en el sur del estado para la producción de hidrógeno verde, logrando costos de hasta 1.8 USD/kg en 2030, y un potencial cercano a 115 MW de electrólisis con un costo de producción de hidrógeno menor a 2 USD/kg a partir de energía eólica, dentro del rango de costos bajo observado a nivel nacional, y 850 GW a un costo menor a 3 USD/kg, con el cual se podrían desplegar los primeros pilotos para probar la tecnología.

Es posible que los primeros proyectos piloto de hidrógeno para la industria se desarrollen por empresas transnacionales que necesitan introducirlo en sus procesos como alternativa para lograr sus metas de descarbonización, en particular en los sectores cementero y automotriz, considerando que el hidrógeno verde tendría paridad de costos como materia prima hacia finales de la década del 2030 y como energético no lo lograría antes de 2050. Una vez lograda la competitividad económica como materia prima, la producción de metanol para Pemex podría ser el consumidor ancla para un proyecto de producción de hidrógeno verde de gran escala.

En el sector de transporte de carga la paridad de costos podría darse durante la presente década, siendo el sector con la competitividad económica más temprana. Este sería también el segmento de mayor demanda de hidrógeno verde en el estado hacia 2050, con cerca de la mitad del consumo total. Se recomienda evaluar las rutas más aptas para el despliegue de largo plazo y el planteamiento de los primeros pilotos, pudiendo considerar, por ejemplo, un corredor de transporte con hidrógeno verde entre Puebla y la CDMX o el Puerto de Veracruz.

Se recomienda realizar estudios adicionales para explorar la viabilidad de posibles proyectos de hidrógeno verde en transporte pesado, industria, exportación y manufactura automotriz de vehículos de celda de combustible.

La integración del hidrógeno verde en los ejes temáticos de los clústeres industriales en el estado podría crear un foro adecuado para detonar las primeras iniciativas y proyectos para impulsar el despliegue del hidrógeno verde. Se recomienda crear mesas de trabajo entre actores público, privado y la academia para debatir sobre los

aspectos claves que deberán contener los instrumentos de planeación estatales en torno al hidrógeno verde.

A nivel gubernamental, los proyectos de hidrógeno verde podrían volverse estratégicos para promover el transporte sustentable y la implementación de energías limpias. Se sugiere el desarrollo de la Estrategia de Hidrógeno Verde de Puebla que integren la visión de los diferentes actores y que lleve la coordinación a través

de una Agencia de Energía del Estado de Puebla. A partir de la visión general plasmada en la Estrategia Estatal, el desarrollo de Hojas de Ruta por segmento de aplicación (industria, energía, transporte de carga, transporte de pasajeros, manufactura, etc.) podrá identificar los segmentos y sitios específicos para priorizar el desarrollo de proyectos, y sentar las bases para el despliegue de iniciativas y las solicitudes de financiamiento a organismos internacionales.

1. Introducción

Actualmente, el mundo vive un proceso de transición energética desde las 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 desde ahora 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 y 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 o combustible.

Las dos condiciones físicas más importantes para la producción de hidrógeno verde son, en consecuencia, la disponibilidad de agua y un alto potencial de recursos renovables. México, por su posición geográfica y su extensión territorial, es un país favorable para la producción de hidrógeno verde a costos competitivos y dentro de él existen regiones que intuitivamente se pueden suponer con alto potencial para el hidrógeno verde.

En este estudio se analiza el potencial que tiene el estado de Puebla para la producción, aprovechamiento y exportación de hidrógeno verde. Con este fin, se llevaron a cabo 7 tareas principales, correspondientes con los capítulos del presente reporte:

1. Una descripción de los conceptos básicos del hidrógeno 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 Puebla, con el fin de trazar la línea base para la adopción del hidrógeno verde;
3. Un análisis del potencial técnico-económico para la producción de hidrógeno verde en el estado, partiendo de la evaluación de su potencial y viabilidad para la instalación de proyectos de energía renovable;
4. Un análisis cualitativo de la demanda de hidrógeno verde en Puebla, 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. Un análisis de consideraciones legales, sociales y ambientales relevantes al desarrollo de proyectos de hidrógeno verde; y
7. Un estudio de interacción con otros mercados internacionales, con el propósito de identificar oportunidades de exportación desde Puebla.

Con base en estos análisis, se realizó una evaluación de barreras, obstáculos y oportunidades para la adopción del hidrógeno verde en Puebla, para culminar con una serie de recomendaciones finales y conclusiones, que se incluyen en el capítulo 8.

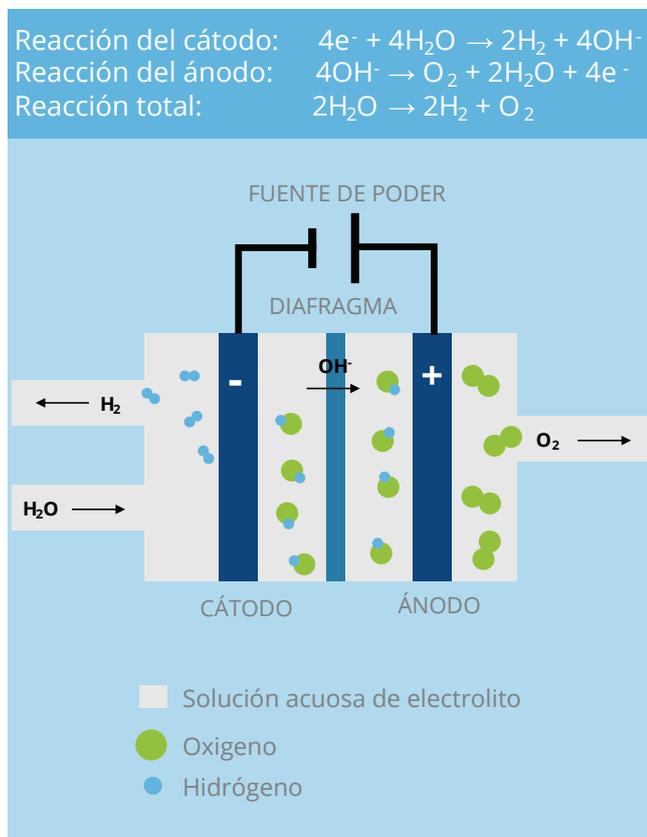
¹ En este reporte, el hidrógeno bajo en carbono hace referencia a aquel cuyos procesos de producción resultan en emisiones significativamente menores a las del hidrógeno producido por métodos convencionales (como el reformado de metano a vapor y la gasificación de carbón). Esto incluye el hidrógeno producido a partir de fuentes no renovables bajas en carbono (como la energía nuclear), combustibles fósiles, pero con la incorporación de sistemas de captura de carbono, y energía renovable (este último conocido como hidrógeno verde).

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.

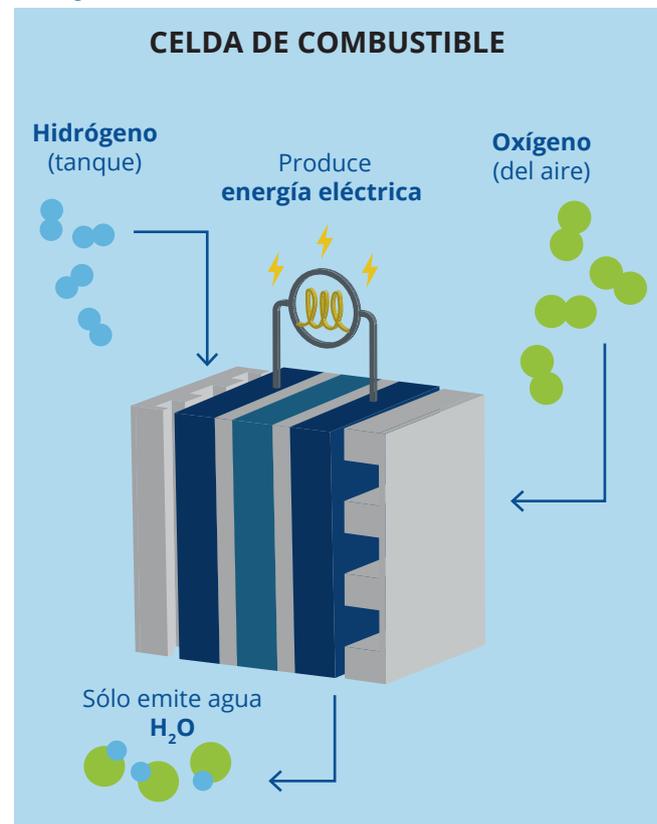
Figura 1. Esquema de un electrolizador de tipo alcalino para la producción de hidrógeno.



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 (H_2), 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. Cadena de valor del hidrógeno verde

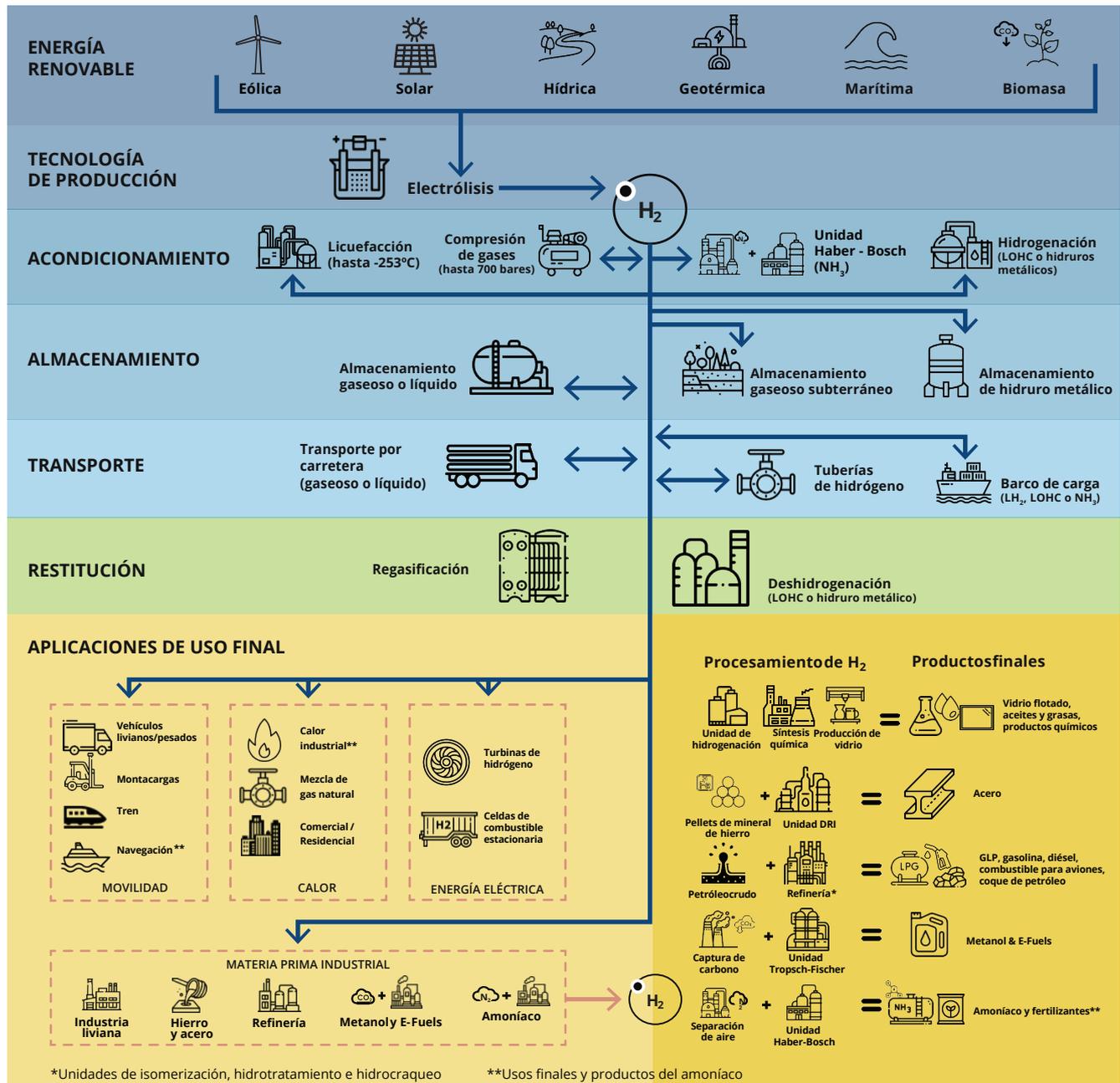
El hidrógeno verde es aquel generado por electrólisis del agua usando fuentes renovables de electricidad, a diferencia de otras formas convencionales, como el reformado de metano a vapor, que generan emisiones

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 naciente economía del hidrógeno. Sin embargo, se proyecta que, gracias a avances tecnológicos, políticas energéticas y compromisos gubernamentales, los proyectos de hidrógeno sean cada vez más competitivos en el futuro, recorriendo el mismo camino que 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.

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

2

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

3

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

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

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

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

4

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

5

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

6

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

7

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

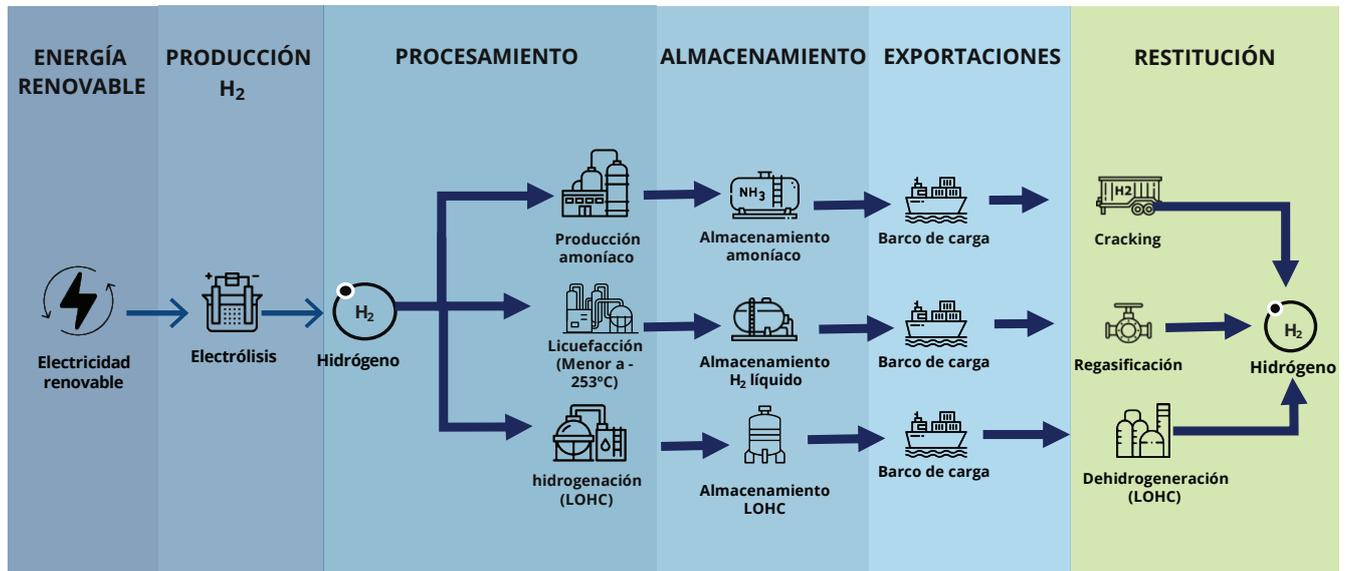
2.3. Exportación de hidrógeno verde

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

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

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

Figura 5. Transporte del hidrógeno.



Fuente: Elaboración propia

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

- **Hidrógeno líquido:** El transporte de LH₂ posee uno de los mayores costos asociados a la síntesis del portador, almacenamiento, carga/descarga y transporte. Los altos costos están principalmente asociados a requerimientos energéticos para lograr temperaturas de licuefacción y nivel tecnológico para contenedores criogénicos de gran capacidad de almacenamiento. Sin embargo, una de sus principales ventajas es que el LH₂ no requiere de etapas de craqueo térmico o deshidrogenación, reduciendo los costos en puertos de destino. El transporte de H₂ en forma líquida será óptimo cuando el lugar de destino lo requiere en esa fase o demanda un hidrógeno de alta pureza.
- **Amoníaco (NH₃):** El NH₃ presenta por lo general bajos costos a lo largo de su cadena de valor incluyendo el

proceso de síntesis. Una de sus principales ventajas radica en el potencial uso de infraestructura existente como lo son los barcos, tanques y terminales. Sin embargo, la principal desventaja está en los altos costos asociados a la restitución del hidrógeno a través de la etapa de craqueo y la baja pureza del hidrógeno que se obtiene. Se proyecta que el transporte de H₂ a través de Amoníaco sea más factible si éste se usa directamente en destino como amoníaco para energía, transporte marítimo o materia prima.

- **Portadores líquidos orgánicos de hidrógeno:** 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 Puebla

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

Población ^[1]

Número de habitantes: 6.6 millones
 Densidad poblacional: 192 habitantes/km²
 Ciudades principales: Puebla de Zaragoza (capital)
 Población de la Zona metropolitana de Puebla-Tlaxcala (ZMPT)*: 2.7 millones (4.2% de Puebla)
 Total de municipios: 217
 Índice de Desarrollo Humano (IDH) 2019: 0.741
 (Crecimiento del 3% desde 2012)

PIB ^[2]

PIB (nominal): \$40,726 MM USD
 Ranking a nivel nacional: 11
 Aporte al PIB nacional: 3.13%
 Crecimiento estimado: 5.7%

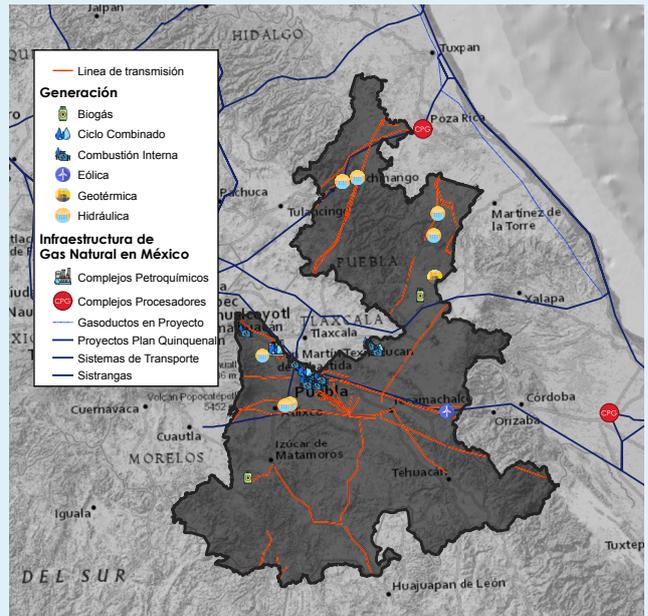
Balance Comercial ^[3]

Exportaciones: \$14,824 MM USD
 Principales destinos: Estados Unidos (63%), Alemania (17%) y Canadá (6%)
 Productos que más vende: equipos de transporte (81%), alimentos (4%) y prendas de vestir (3%)
 Importaciones: \$10,819 MM USD
 Principales proveedores: Estados Unidos (31%), Alemania (19%) y China (9%)
 Productos que más compra: partes y accesorios de vehículos automotores (23%), Iniciadores y Aceleradores de Reacción y Preparaciones Catalíticas (16%) y Motores de Pistón de Combustión Interna de Encendido por Compresión (3%).

Inversión Extranjera ^[4]

IED de 1999 a 2022: \$17,742 MM USD
 Principales inversionistas: Alemania (35%), Estados Unidos (30%) y España (14%)
 Los principales socios comerciales e inversionistas de Puebla son Alemania y los Estados Unidos

Infraestructura ^{[5] [6]}



Proyectos de Energía Renovable

Fuente	Nombre	Capacidad (MW)
Hidroeléctrica ⁷	Mazatepec	220
	Necaxa, Tepexic, Patla y Tezcapa	109, 45, 45 y 5.3
	Atexcaco	36
	Portezuelos I y Portezuelos II	2.8 y 2.1
	Total	465.5
Eólico	Pier IV ⁹	221
	Pier II ¹⁰	66
	Total	287
Geotérmica	Los Humeros ¹¹	95.7

Capacidad instalada de acuerdo con el PAMRNT (CENACE, 2022)

Hidroeléctrica: 235 MW Eólica: 287 MW Solar: 200 MW

* La ZMPT está ubicada en el centro del estado de Puebla y el sur del estado de Tlaxcala. De la parte perteneciente al estado de Puebla, los municipios que la componen son Amozoc, Coronango, Cuautlancingo, Chiautzingo, Domingo Arenas, Huejotzingo, Juan C. Bonilla, Ocoyucan, Puebla, San Andrés Cholula, San Felipe Teotlancingo, San Gregorio Atzompa, San Martín Texmelucan, San Miguel Xoxtla, San Pedro Cholula, San Salvador el Verde, Tepatlaxco de Hidalgo y Tlaltenango.

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

Ante el Cambio Climático

- Ley de Cambio Climático del Estado de Puebla (2013)
- Plan Estatal de Desarrollo 2019-2024 (2019)
- Programa de Gestión de la Calidad del Aire del Estado de Puebla 2012-2020
- Comisión Intersecretarial de Cambio Climático (2013)

De Transición Energética

- Plan Estatal de Desarrollo 2019-2024 (2019)
- Programa Especial para el Desarrollo Energético Sustentable del Estado de Puebla
- Programa Institucional para el Fomento del Desarrollo Energético Sustentable del Estado de Puebla.

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

Clima y Relieve ^[12]

Clima: El 35% del estado presenta clima templado subhúmedo, 25% tiene clima cálido subhúmedo, 19% presenta clima seco y semiseco, 14% tiene clima cálido húmedo, 7% clima templado húmedo y un pequeño porcentaje (0.2%) de clima frío en la cumbre de los volcanes.

Temperatura: La temperatura media anual es alrededor de 17.5°C. La máxima promedio es de 28.5°C y la mínima promedio es de 6.5°C.

Relieve: La superficie estatal forma parte de las provincias Sierra Madre del Sur, Eje Neovolcánico, Sierra Madre Oriental y Llanura Costera del Golfo Norte.

Industrias principales ^[3]

Parques industriales: A 2020, Puebla registra 14 parques industriales, 1 microparque y 2 parques industriales en construcción.

De dichos parques industriales se destacan Puebla 2000 (59 empresas, ubicado en Puebla), FINSA Puebla (35 empresas, ubicado en Cuautlancingo) y Textile City (28 empresas, ubicado en Huejotzingo).

Las industrias más relevantes son la fabricación de equipos de transporte (81% de las exportaciones del estado), alimentos (4%) y prendas de vestir (3%).

También es de gran importancia el Clúster Energético de Puebla, que opera bajo un modelo de triple hélice (incluye representantes de la industria, la academia y el gobierno).

Transporte terrestre ^[14]

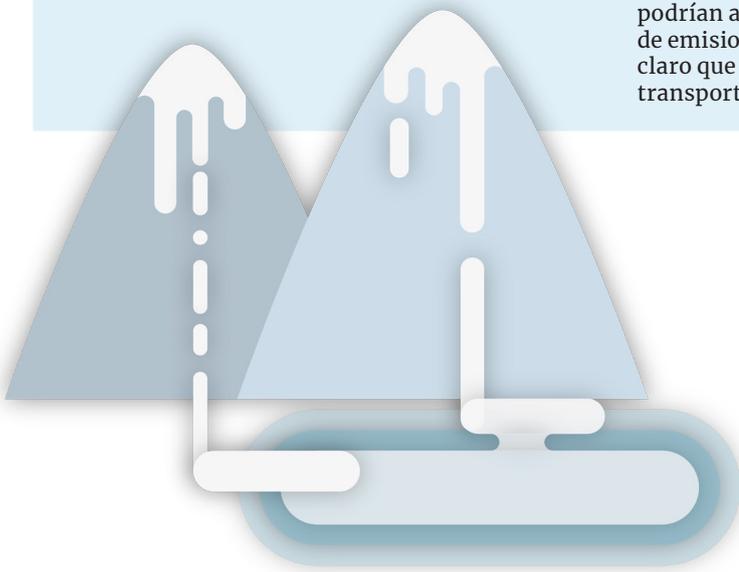
Información del parque automotor por categoría vehicular en Puebla



Con una tasa de crecimiento promedio anual del 4% en los últimos 18 años, se proyecta que para 2050, cerca de 3.4 millones de automóviles recorran las carreteras del estado de Puebla. En cuanto a camiones para pasajeros, se estiman alrededor de 140 mil unidades, mientras que, para camiones y camionetas para carga, las estimaciones realizadas a partir de los datos históricos prevén alrededor de 1.4 millones de vehículos.

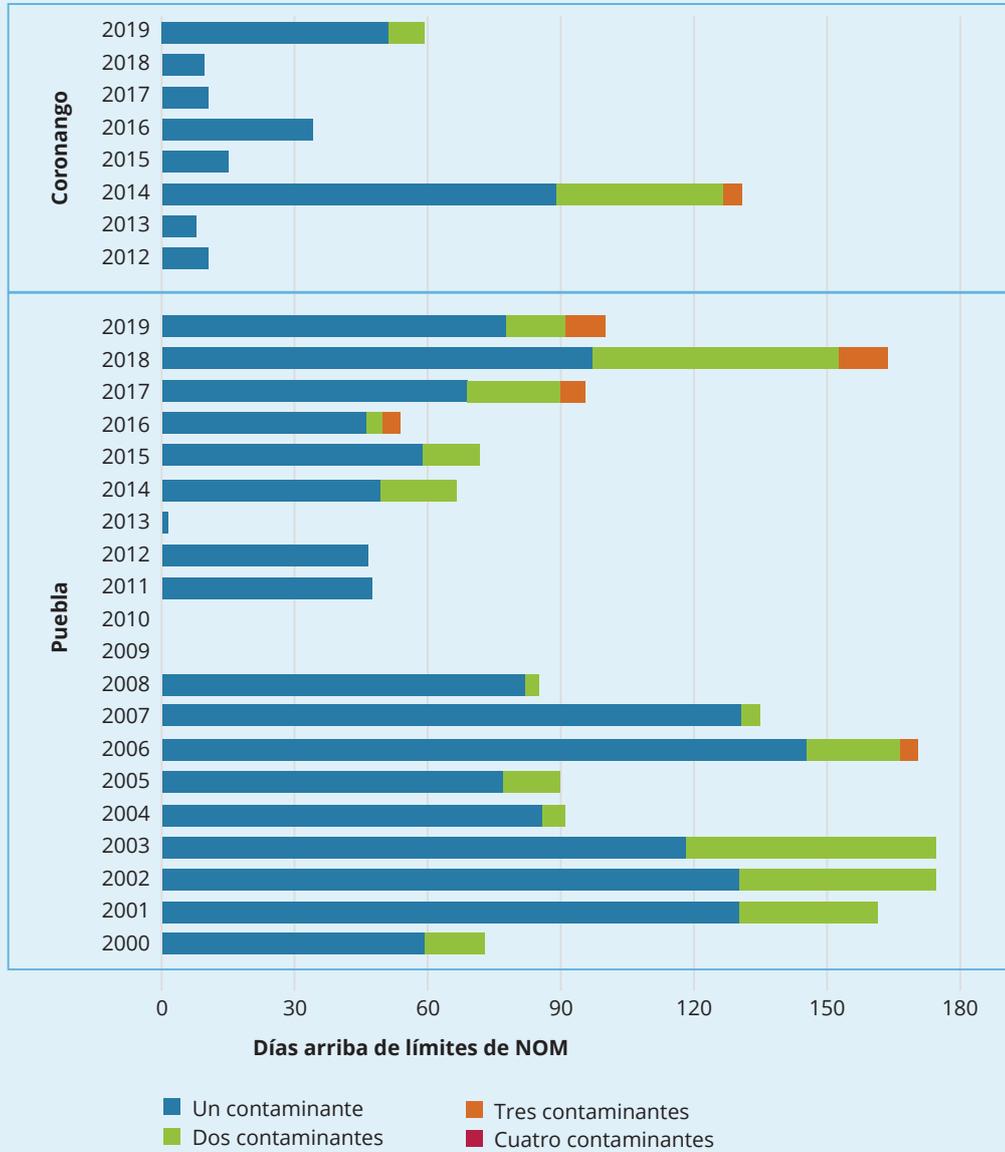
Consecuentemente, para 2050 se estima una demanda de 66,000 millones de litros de combustible para satisfacer la demanda energética de estos tres segmentos vehiculares (esto considerando un escenario BaU, o Business As Usual, donde el crecimiento de la flota de Puebla ocurra con vehículos a combustión).

Considerando dicho escenario BaU, las emisiones de GEI podrían ascender a 173 Mton CO₂eq/año, que equivalen al 32 % de emisiones que produjo todo México en 2018. Por lo tanto, es claro que existe un gran potencial de descarbonización del sector transporte, en el que el hidrógeno puede jugar un papel clave.



Calidad del Aire ^{[15] [16]}

El estado de Puebla cuenta con una red de monitoreo de calidad del aire con 5 estaciones ubicadas en Puebla y Coronango. La gráfica presentada a continuación, extraída del Informe Nacional de Calidad del Aire de 2019, presenta el número de días por año en que se rebasó cualquier norma vigente de calidad del aire entre los años 2000 y 2019.



Así, se observa que ambos municipios monitoreados históricamente han presentado problemáticas de calidad de aire, que son más abundantes en el caso de Puebla. El contaminante que presenta la mayor cantidad de incumplimientos es el PM10, seguido del ozono troposférico y, en menor medida, PM2.5. Vale la pena tener en cuenta que estos tres contaminantes provienen tanto de fuentes fijas, como las industrias, como de fuentes móviles, como el parque automotor. Por esta razón, el potencial del hidrógeno para descarbonizar y descontaminar estos sectores podría tener una contribución altamente positiva en mejorar la calidad del aire del estado.

3.2. Caracterización energética del estado de Puebla

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

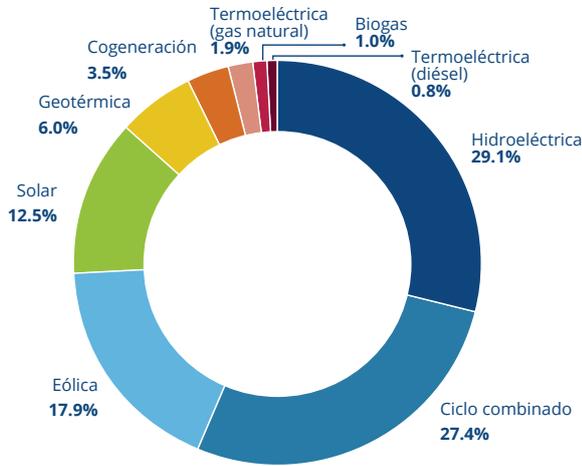
la generación distribuida⁵), las tendencias en su consumo eléctrico, su potencial renovable eólico y solar, y el costo actual y proyectado a futuro de diferentes energéticos en el estado.

⁵ La generación distribuida en México corresponde a los proyectos de pequeña escala (menores a 500kW de potencia instalada) que generalmente se instalan en casas o techos de industrias y, por lo tanto, no son relevantes para los fines de este estudio.

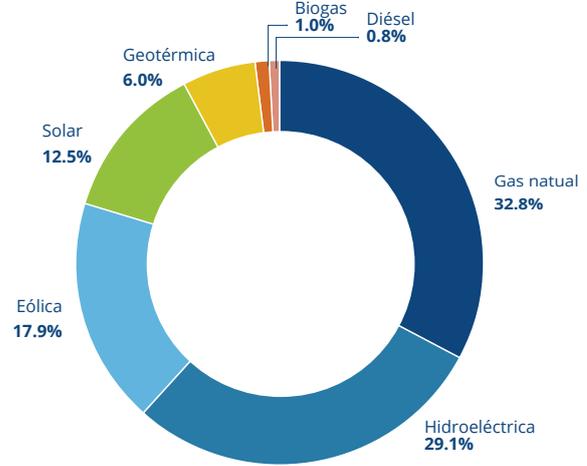
3.2.1. Capacidad instalada de generación eléctrica en Puebla a 2022

Figura 6. Distribución de la generación eléctrica en Puebla, por tipo de tecnología y fuente de energía.

Generación eléctrica en Puebla por tipo de tecnología



Generación eléctrica en Puebla por tipo de combustible



Tipo de planta	Capacidad instalada (MW)	% de participación	Tipo de combustible	Capacidad instalada (MW)	% de participación
Hidroeléctrica	465	29.1%	Hidroeléctrica	465	29.1%
Ciclo Combinado	439	27.4%	Gas Natural	525	32.8%
Cogeneración	57	3.5%			
Termoeléctrica (gas natural)	30	1.9%			
Eólica	287	17.9%	Eólica	287	17.9%
Solar	200	12.5%	Solar	200	12.5%
Geotérmica	96	6.0%	Geotérmica	96	6.0%
Biogás	16	1.0%	Biogás	16	1.0%
Termoeléctrica (diésel)	12	0.8%	Diésel	12	0.8%
Total	1,401	100%	Total	1,401	100%

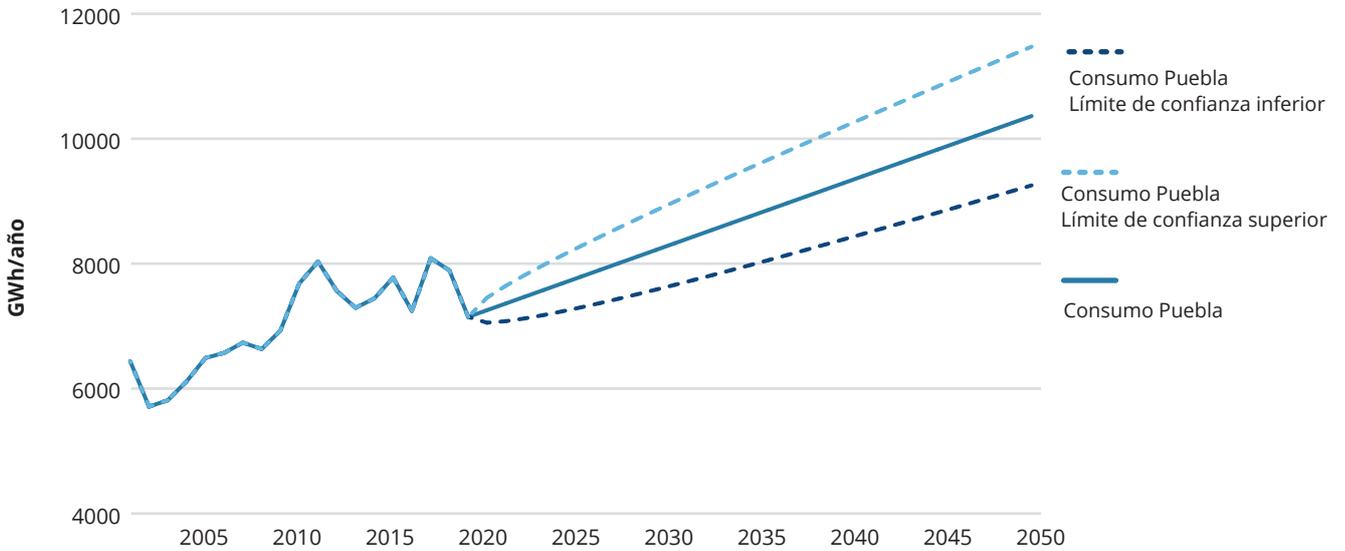
Fuente: elaboración propia a partir de (Observatorio de Transición Energética de México, 2022) y (CENACE, 2022).

Respecto a la generación eléctrica en el estado de Puebla, una primera observación relevante es que la mayoría de la energía del estado (1,064 MW, que corresponden al 66.5%) proviene de fuentes renovables, destacándose la contribución de la energía hidroeléctrica (en especial las centrales Mazatepec y Necaxa, de 220 y 109 MW de capacidad instalada, respectivamente), eólica (proveniente de las plantas Pier II y Pier IV de Iberdrola, de 221 y 66 MW, respectivamente), solar (200 MW) y geotérmica (gracias

a la Central los Humeros, de 95.7 MW). La contribución del gas natural también es significativa, ya que alcanza una participación del 32.8%, principalmente proveniente de plantas de ciclo combinado. Finalmente, existe una fracción de generación con biogás (como otra alternativa de energía renovable) y diésel (como otra fuente de suministro fósil). De esta manera, se observa que también es una matriz eléctrica altamente diversa, con 9 tipos de tecnologías y 7 fuentes distintas de energía.

3.2.2. Consumo de energía eléctrica en Puebla

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



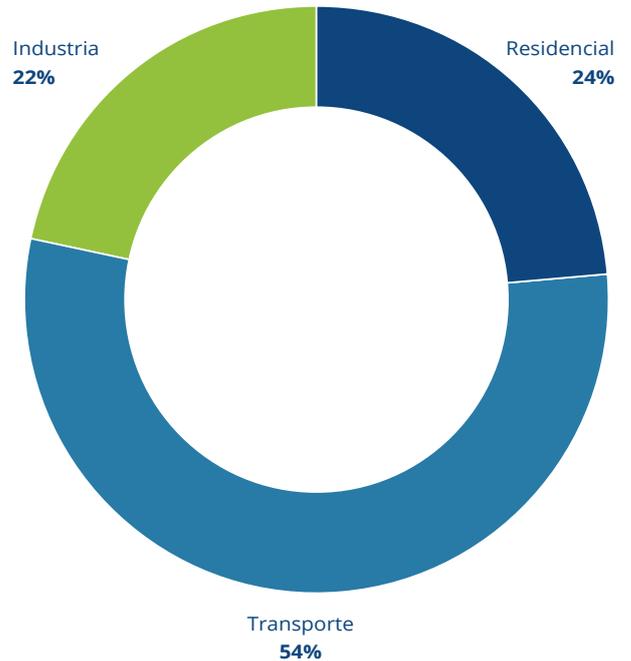
Fuente: elaboración propia a partir de (Gobierno de México, 2022)

El consumo de energía eléctrica en el estado de Puebla ha venido creciendo sostenidamente desde 2010 a una tasa anual promedio de 3.7%, aproximadamente (Gobierno de México, 2022). En términos de consumo de energía eléctrica, Puebla ocupa el décimo puesto a nivel nacional.

El consumo de electricidad per cápita en la ciudad de Puebla es de 1,786 kWh. En Puebla el servicio eléctrico tiene una cobertura del 99.3 % y hay más de 660,000 hogares conectados a la red. Las pérdidas totales en la red de transmisión y distribución, así como las pérdidas comerciales alcanzan aproximadamente un 11 %.

Actualmente, la mayoría de los productores de energía eléctrica en el estado son privados y al lado de la demanda casi dos tercios del consumo total de energía de la ciudad corresponden a instalaciones industriales, y sólo el 25 % residencial. Como sucede en otras ciudades de México, el gobierno local no tiene una influencia significativa en el sector eléctrico que es operado por la empresa estatal de electricidad, CFE (SENER, 2019). En términos energéticos, por su parte, el estado de Puebla destina la mayor cantidad de energía en el sector transporte, seguido por el uso residencial e industrial. La Figura 8 muestra la distribución en el uso de energía en el estado.

Figura 8. Distribución del uso de energía en el estado de Puebla.



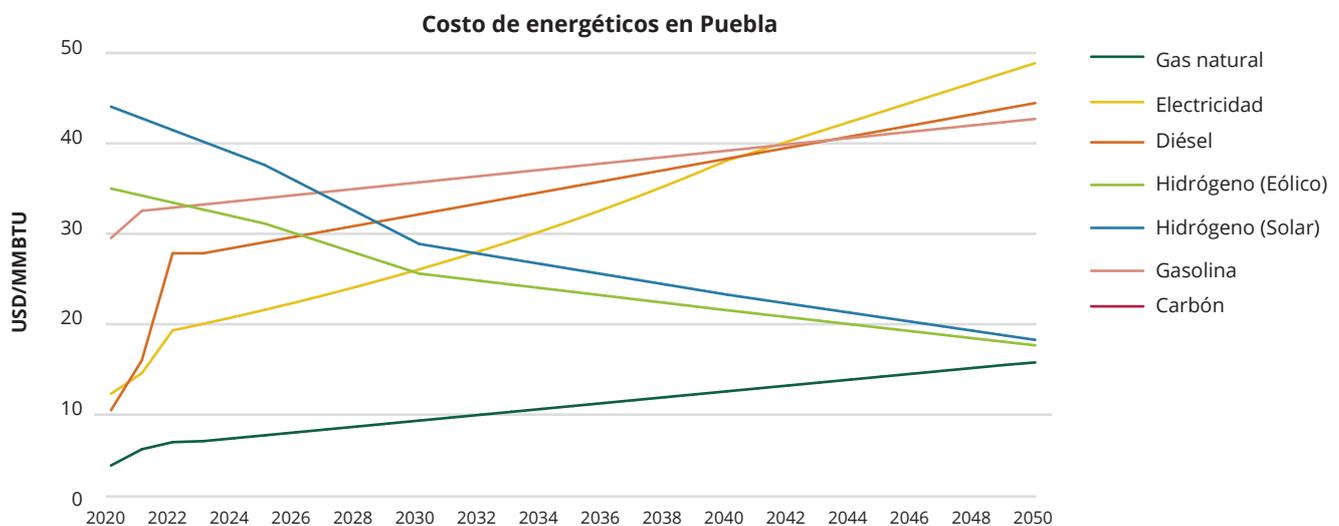
Fuente: CFE, 2019

3.2.3. Costo de Energéticos en Puebla

Se recopilaron y desarrollaron 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 Puebla, las cuales se muestran en la Figura 9. Los valores presentados son resultado de una extrapolación lineal con base en datos históricos. Además, se muestran en unidades energéticas (USD/MM BTU) con el fin de realizar una comparación más equitativa entre ellos.

Los valores presentados entre el 2020 y 2022 corresponden a históricos en este período de tiempo, mientras que para 2023 a 2050 se realizan proyecciones. Por su parte, el cálculo del costo energético del hidrógeno, tanto solar como eólico, se realiza con base en los supuestos detallados en el Anexo 3, considerando los costos nivelados del hidrógeno (LCOH) promedio para cada recurso energético a lo largo del horizonte de tiempo analizado. 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 9. 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 Puebla, sin embargo, existe una dispersión de costos entre estas tecnologías que serán analizados en las siguientes secciones.

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

En términos energéticos, el costo del hidrógeno producido con energía solar y eólica alcanzaría la paridad de costos con la gasolina, el diésel y la electricidad antes del 2040. Por otro lado, durante el período de tiempo analizado, el gas natural sería una fuente energética más económica que el hidrógeno verde en Puebla, sin importar la fuente renovable con la que se produzca. Lo anterior no considera impuestos al carbono. Con un precio a las emisiones de CO₂, (por impuesto o mercado), el gas natural genera un costo adicional de 0.53 USD/MMBTU por cada USD/tCO₂. Por ejemplo, con un precio de 50 USD/tCO₂, el costo del gas natural subiría con 2.65 USD/MMBTU.

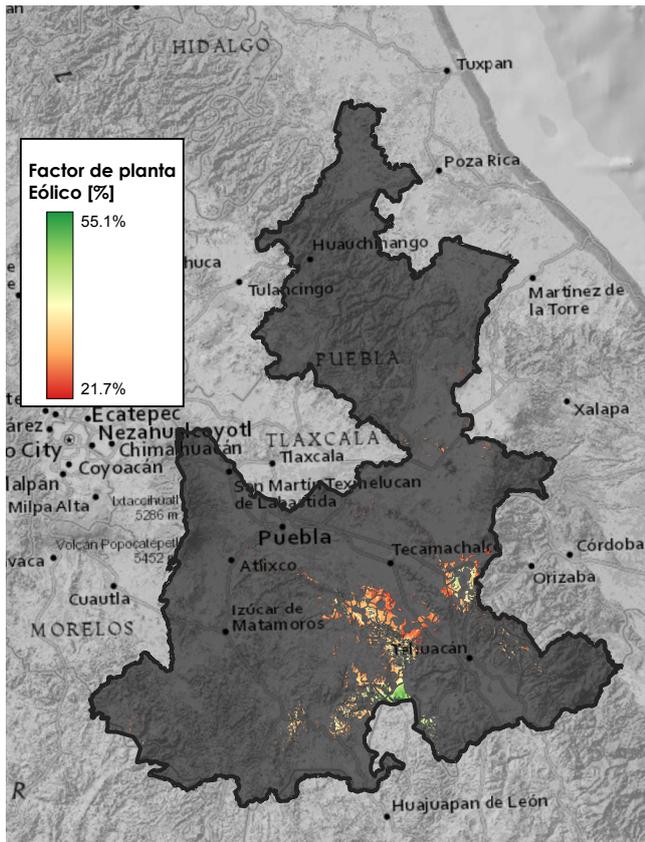
No obstante, el contexto energético mundial del 2022 puso en evidencia que los costos del gas natural y el carbón son susceptibles a alzas estrepitosas. Por ejemplo, el carbón a nivel internacional aumento su costo

un 28 % entre 2020 y 2022, mientras que el gas natural presentó fluctuaciones anuales de hasta el 25 %. Bajo lo mencionado, existe la posibilidad de encontrar paridad de costos anticipadamente entre el hidrógeno verde y el gas natural en situaciones adversas internacionalmente, hecho que se agrava en la medida que México no sea energéticamente independiente de los mercados internacionales, es decir, que produzca sus propios combustibles fósiles y por ende, se exponga a los precios internacionales.

3.2.4. Potencial Renovable de Puebla

Finalmente, en la Figura 10 y la Figura 11 se presenta el potencial renovable eólico y solar en el estado de Puebla, determinados a partir de información del Global Wind Atlas (Global Wind Atlas, 2022) y el Global Solar Atlas (Global Solar Atlas, 2022), respectivamente.

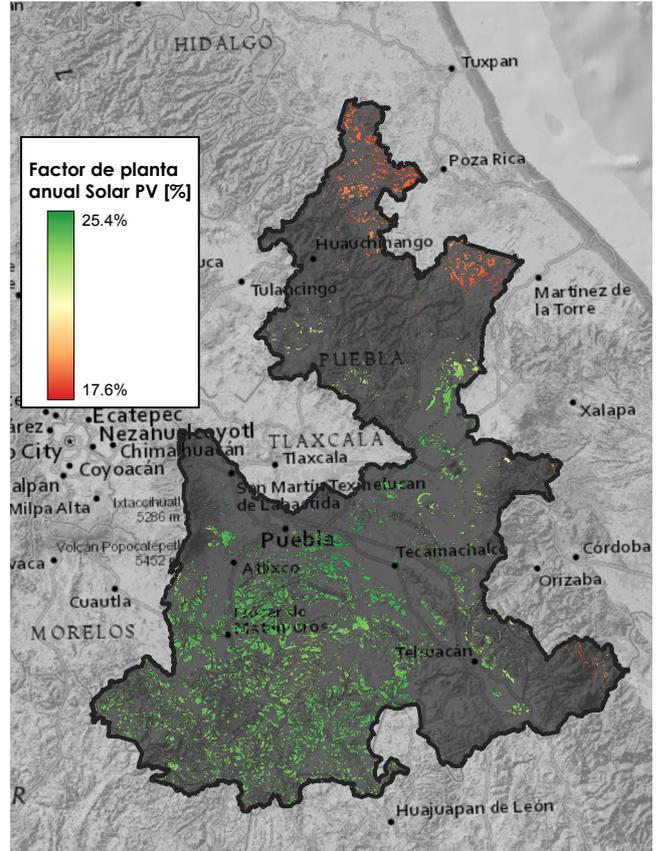
Figura 10. Potencial eólico en el Estado de Puebla.



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

Con respecto al potencial eólico, se resalta cómo este principalmente existe en la región central del sur del estado y algunas zonas dispersas en el centro y el este. Los factores de planta alcanzados oscilan entre un 21.7% y un 55.1%. El potencial en las demás regiones del estado es nulo, de acuerdo con las exclusiones de terreno que se presentarán con más detalle en el capítulo 4 de este informe, asociadas a la disponibilidad del uso de suelo, o es poco viable financieramente.

Figura 11. Potencial solar en el Estado de Puebla.



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

Por su parte, respecto al potencial solar en el estado, se resalta cómo este es mucho amplio, con mayor disponibilidad a lo largo de todo el territorio, principalmente desde el centro hacia el sur. Los factores de planta obtenidos en ese caso oscilan entre el 17.6% y el 25.4%.

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

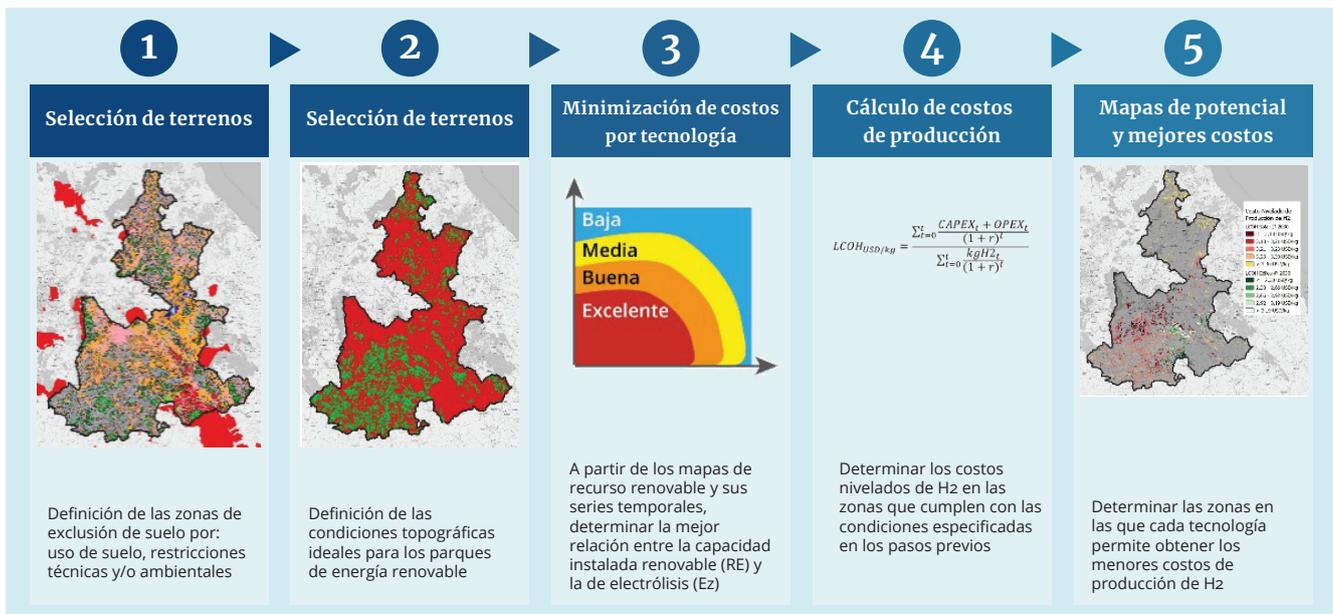
Esta sección tiene por objetivo presentar el análisis técnico-económico del potencial teórico de producción de hidrógeno verde en el estado de Puebla basado en la disponibilidad del recurso renovable y criterios de exclusión sociales y ambientales dependiendo de la tecnología de generación. Para este 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 12. Esquema simplificado del proceso de obtención del potencial técnico-económico a partir de las diferentes capas de datos en el estado de Puebla.



4.1.1. Exclusión de zonas por consideraciones ambientales y sociales

A partir de los datos disponibles en el INEGI sobre la topografía de la región se construyó una capa de exclusión

siguiendo las siguientes consideraciones de distancia según la tecnología de generación:

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

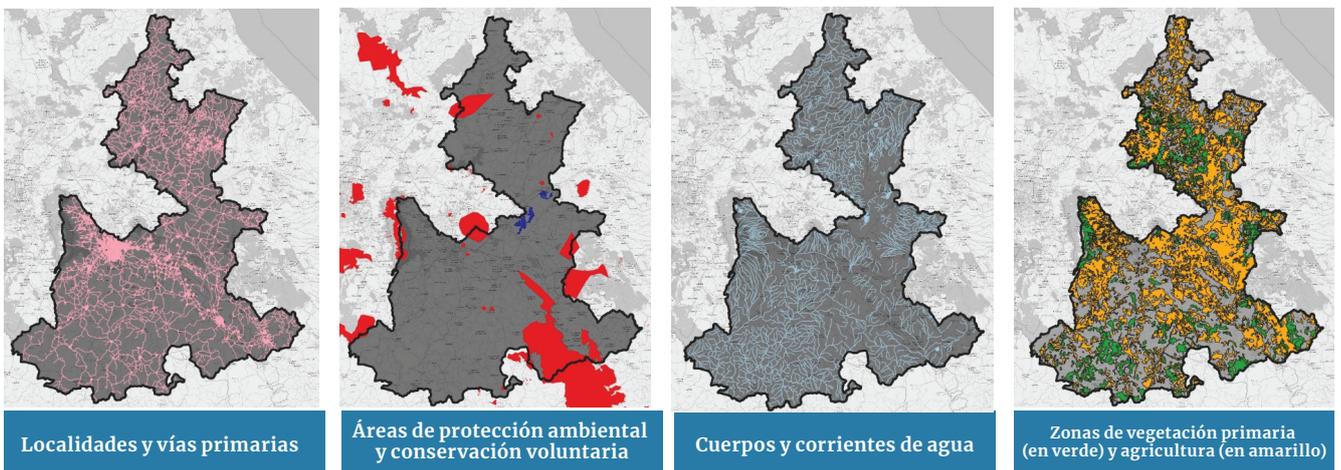
Característica	Distancia mínima a respetar [en metros] (eólico/PV)	Fuente
Aeropuertos	5,000 / 200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016) / Considerado dentro de localidad
Carreteras	200 / 200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016)
Corrientes de agua	300 / 200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016) / (Pillot, Al-Kurdi, Gervet, & Linguet, 2020)
Cuerpos de agua	300 / 200	(Samsatli, Staffell, & Samsatli, 2016) / (Pillot, Al-Kurdi, Gervet, & Linguet, 2020)
Localidades	1,000 / 200	(Ryberg, Robinius, & Stolten, 2018) / (Pillot, Al-Kurdi, Gervet, & Linguet, 2020)
Sitios Arqueológicos	1,000	(Hinicio, 2021)
Terrenos sujetos a inundación	300 / 300	(Pillot, Al-Kurdi, Gervet, & Linguet, 2020)
Vía férrea	200	(Samsatli, Staffell, & 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 (13% de cobertura del estado), compuesta principalmente por bosques de pino y selvas caducifolias y, para el caso de

la energía fotovoltaica, se excluyeron además las zonas con destino agrícola (43% de cobertura del estado).

Figura 13. Zonas de restricción técnica, ambiental o social.



Fuente: elaboración propia.

4.1.2. Exclusión de zonas por consideraciones topográficas

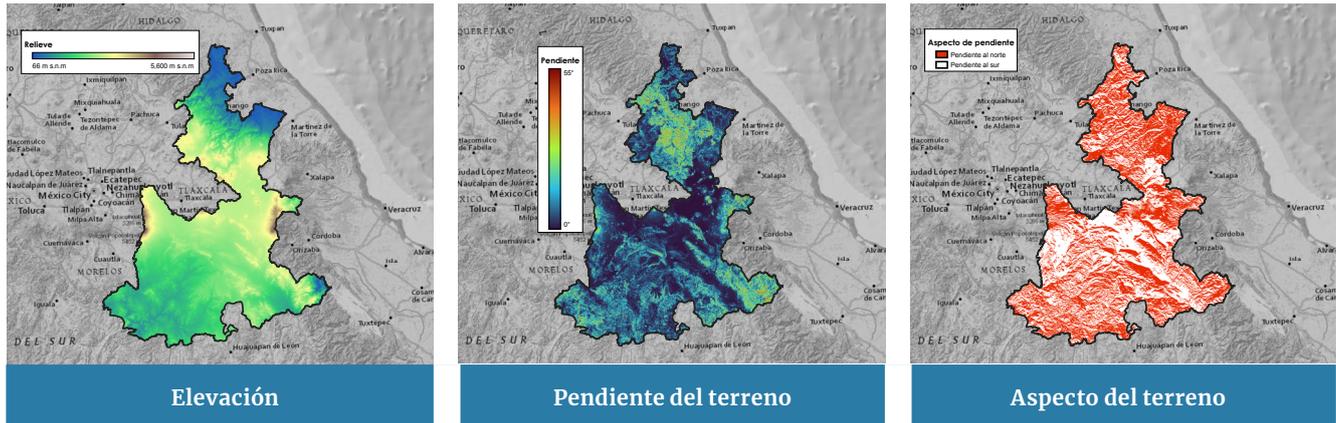
Cada tecnología de generación tiene requisitos diferentes en cuanto a las características físicas del terreno. En el caso de la energía fotovoltaica se verifica la pendiente y la orientación de la pendiente, y para la energía eólica, la pendiente y la elevación como se explica en la Tabla 2:

Tabla 2. Condiciones de exclusión según las características topográficas.

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

Fuente: elaboración propia.

Figura 14. Características topográficas de Puebla evaluadas para determinar las zonas adecuadas según la tecnología.



Fuente: elaboración propia.

4.1.3. Cálculo de Costo Nivelado de Hidrógeno

A partir del potencial renovable identificado según el tipo de recurso y su mapeo geoespacial en Puebla, 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 GlobalSolarAtlas⁶ y GlobalWindAtlas⁷ para el recurso solar y eólico respectivamente.
- Se considera que los proyectos serán de gran escala con el fin de poder obtener una reducción de costos gracias a las economías de escala, es decir, se consideran proyectos por encima de los 100 MW de capacidad de electrólisis.

- Las plantas de energía renovable no se consideran conectadas a la red, por lo que los excesos de energía renovable no se podrán valorizar y serán considerados como vertimientos. En caso de que se considere la posible venta de excesos de energía (en lugar de ser vertidos) los casos de negocio podrían mejorarse.
- Se considera que la producción de hidrógeno es in-situ, por lo tanto, no se contemplan costos 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 Puebla a nivel regional. Se determinó una relación de 1.4 (MW_{RE}/MW_{Ez})⁸ para el caso de la energía solar y de 2.1 (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 rela-

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

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

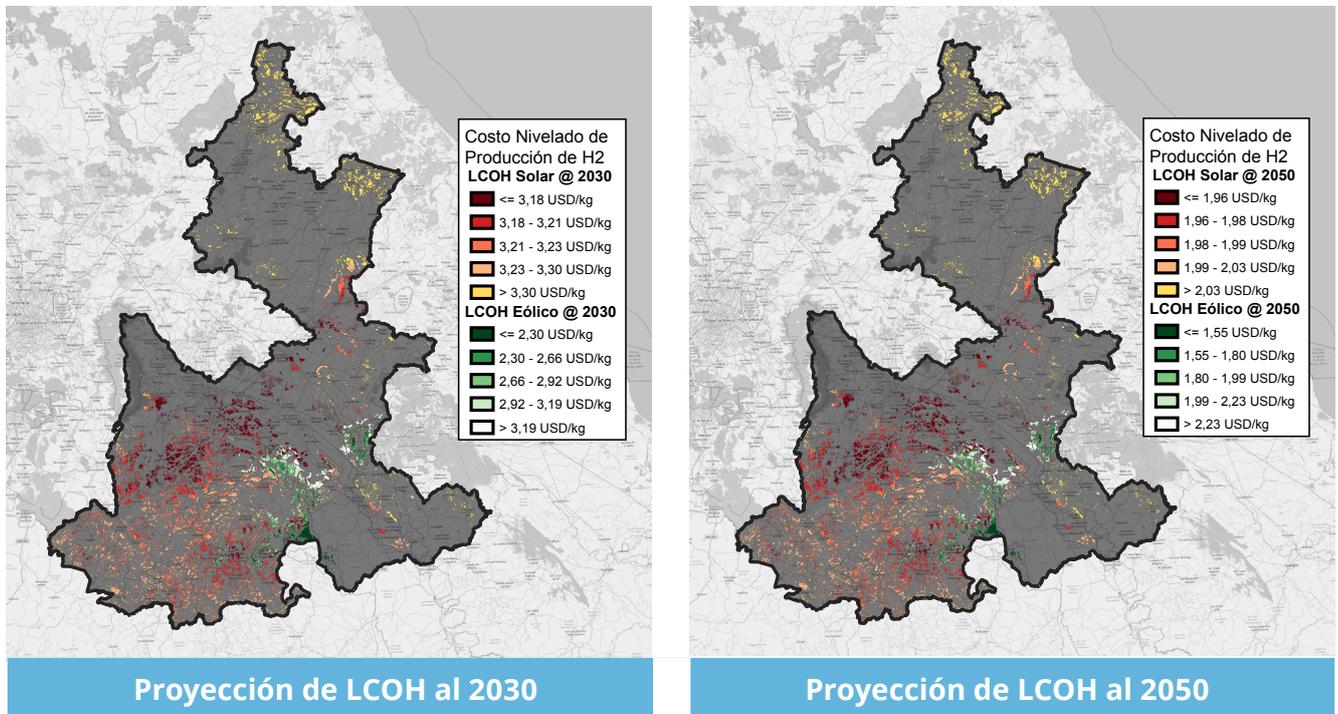
⁸ La relación MW_{RE}/MW_{Ez} hace referencia a las unidades potencia de energía renovable a instalar por cada unidad de potencia de electrólisis con el fin de obtener el menor LCOH en el caso de que no se puedan valorizar los vertimientos de energía renovable.

ción 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 3.
- 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 0⁹, usando la ecuación presentada en el Anexo 4.

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



En tonos verdes, los costos de producción más competitivos a partir de energía eólica, entre más oscuro, menor el costo; en tonos rojos, los costos de producción más competitivos a partir de energía solar PV, 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.

4.2. Análisis de los resultados

Como resultado del cálculo se obtuvo un costo nivelado entre 1.8 y 3.77 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 3.07 y 4.27 USD/kg. Esta diferencia entre el recurso eólico y el solar se debe a los factores de planta que alcanza cada tecnología;

en el caso del recurso eólico, se consiguen factores de capacidad de hasta 55% que con la relación de capacidad RE-EZ¹⁰ adecuada puede conseguir una operación del electrolizador superior al 80%, mientras que con el recurso solar el electrolizador solo alcanza un factor de planta de 34%. Sin embargo, cerca de las zonas industriales y posibles grandes consumidores de hidrógeno, el recurso solar prevalece sobre el eólico.

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

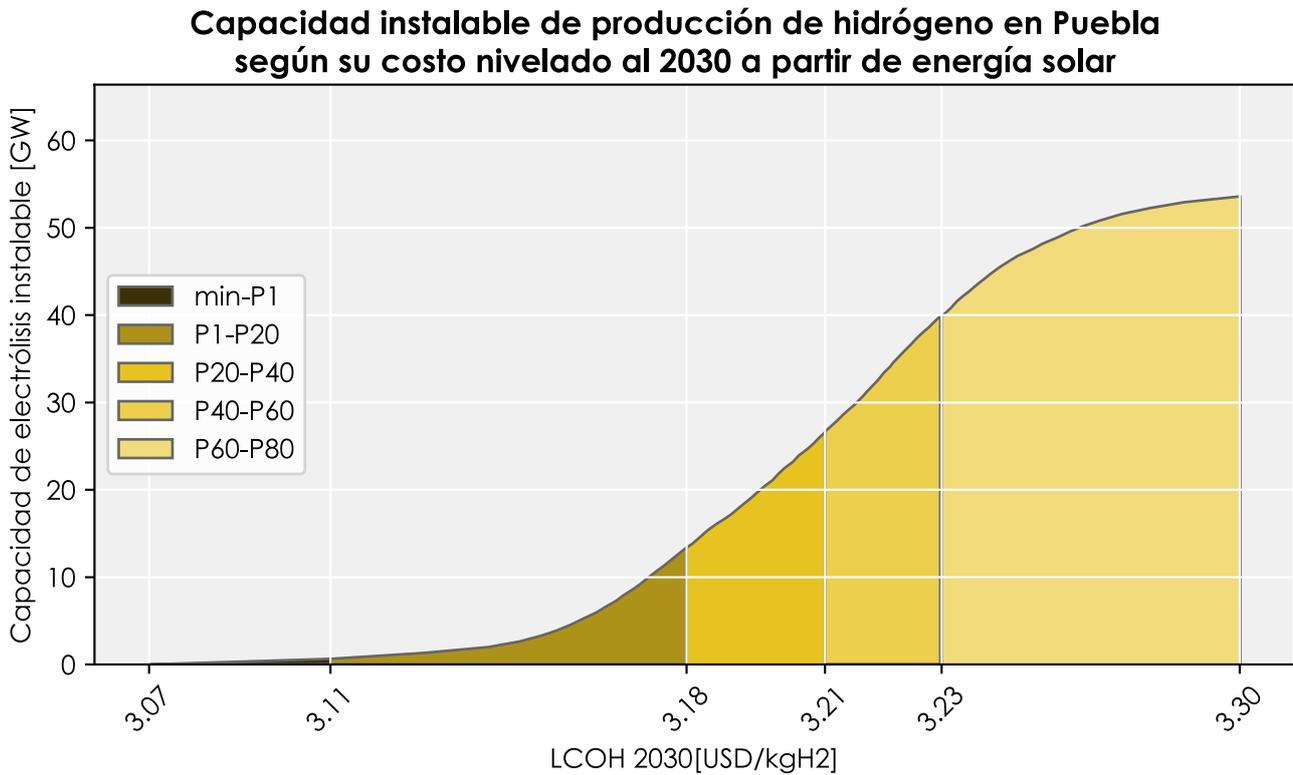
¹⁰ RE-EZ: Relación de potencia instalada entre la planta de energía renovable y el electrolizador en MWRE/MWEZ.

A partir de los mapas generados de costo nivelado de hidrógeno, fue posible evaluar el potencial teórico de capacidad electrólisis instalable en la región (Ver Figura 16). Para ello se fijó que en 1 km² se pueden instalar 31.2 MW de energía solar¹¹, con lo que sería posible abastecer hasta 22.3 MW de electrólisis, o 4 MW de energía eólica¹¹, con lo que sería posible abastecer hasta 1.9 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.

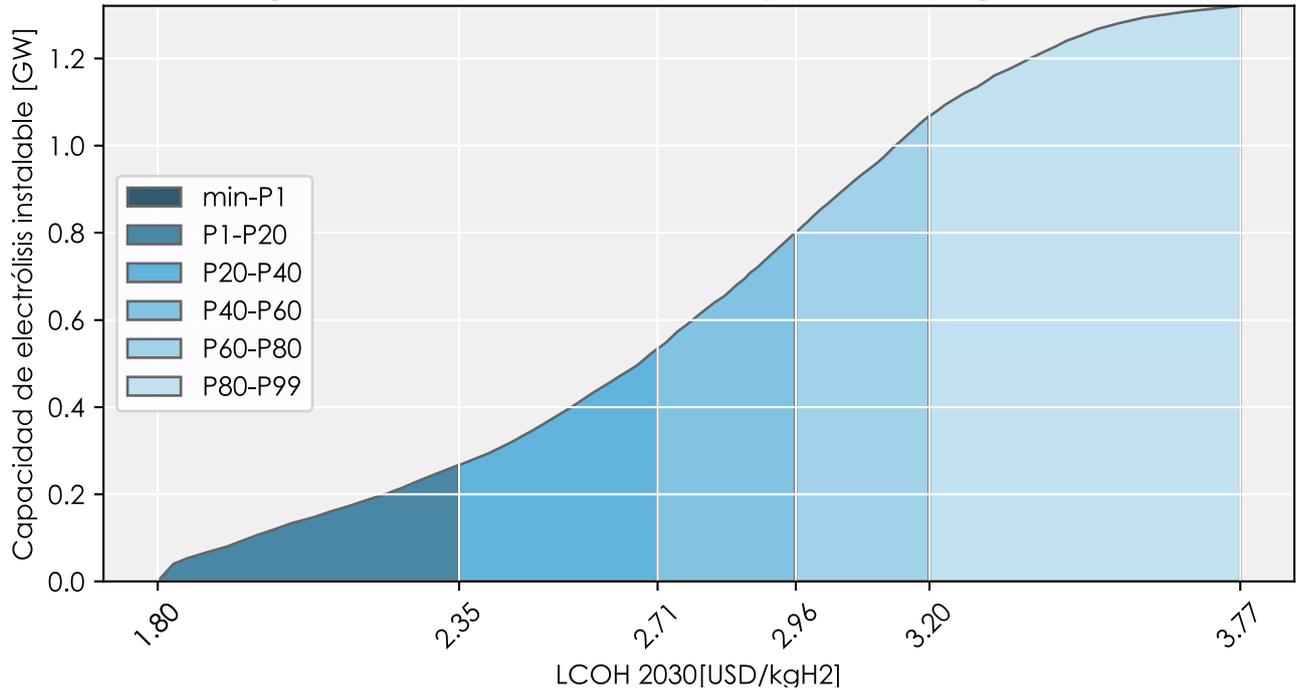
Los potenciales presentados a lo largo de este capítulo son teóricos y están sujetos a que el recurso hídrico esté disponible, en el capítulo 6 se estudia el potencial a partir del agua renovable en el territorio.

Figura 16. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Puebla al 2030 (superior: Recurso solar, inferior: Recurso eólico).



¹¹ 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 3.

Capacidad instalable de producción de hidrógeno en Puebla según su costo nivelado al 2030 a partir de energía eólica



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 representan los mismos quintiles de los mapas de la Figura 15.

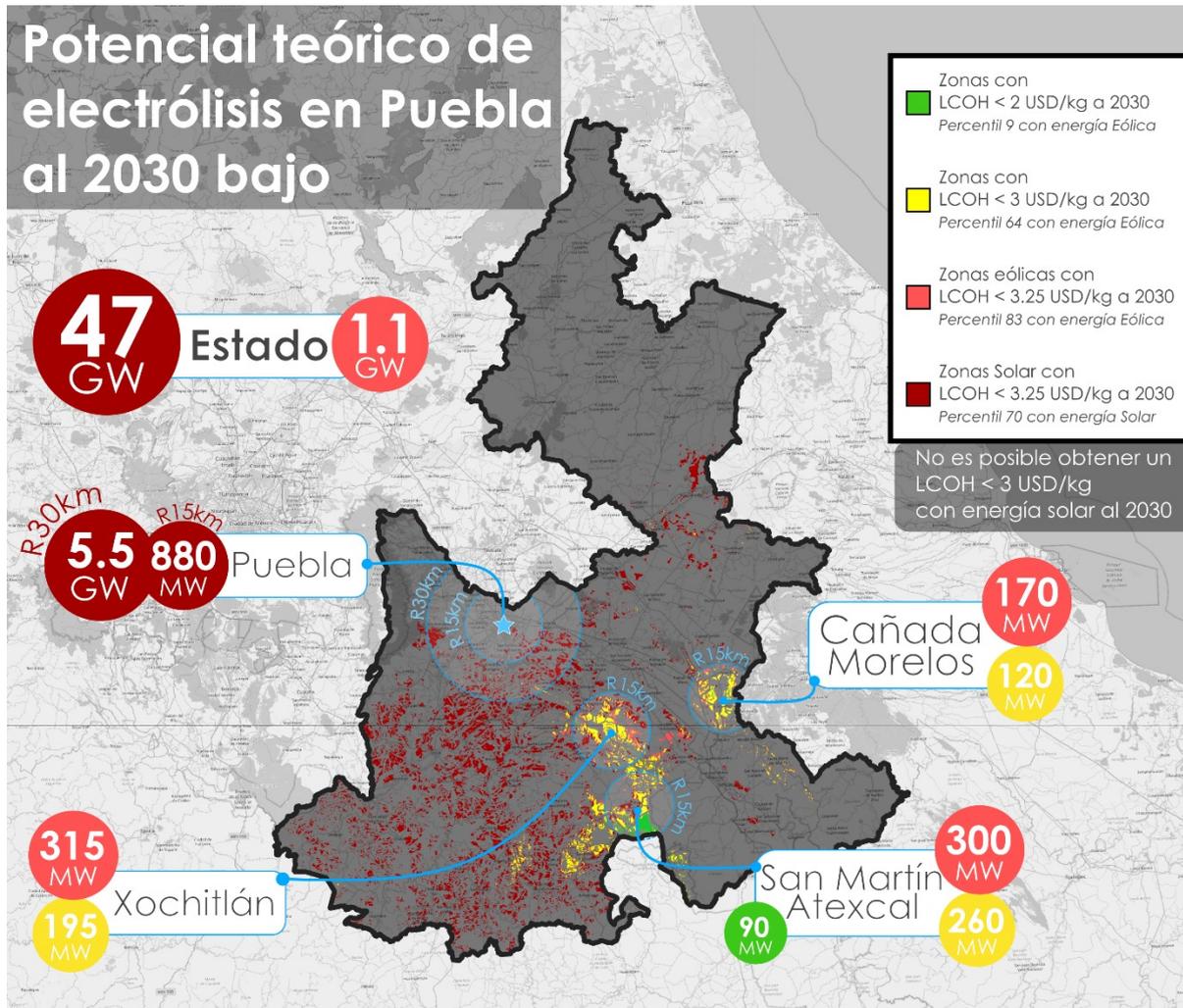
Fuente: elaboración propia.

Es importante tener en cuenta que el potencial inestable ilustrado en la Figura 16, se trata del potencial teórico basado en la superficie que cumple con las condiciones descritas. Sin embargo, pueden existir otras restricciones que no fueron tenidas en cuenta que pudieran reducir esta cifra significativamente.

El estado de Puebla tiene un potencial de producción de hidrógeno menor a 115 MW, bajo un costo inferior a 2 USD/kg a 2030. Sin embargo, tiene un potencial de 850 MW de electrólisis para producir hidrógeno a un costo inferior a 3 USD/kg. Este potencial se basa exclusivamente en energía eólica.

Como se puede observar en las gráficas de la Figura 16, al 2030 el hidrógeno producido a partir del recurso eólico puede ser hasta un 41% más competitivo que el producido a partir del recurso solar. Con el potencial eólico se podrían instalar hasta 13 GW de electrólisis, de los cuales el 85% se produciría a un costo por debajo de 3 USD/kg.

Figura 17. Potencial teórico de electrólisis al 2030 en el estado de Puebla.



Fuente: elaboración propia.

En Puebla se identificó que el potencial renovable que permite los costos de hidrógeno más competitivos en estado se concentra al sur del estado, tanto solar como eólico.

En el mapa presentado en la Figura 17 se resaltaron 4 zonas de interés por costo o por su ubicación:

La zona de San Martín Atexcal (zona dentro de un radio de 15km alrededor de la San Martín de Atexcal), es donde se pueden conseguir los costos nivelados de hidrógeno más bajos del estado. En esta zona existe un potencial de hasta 90 MW de electrólisis (alimentados por 190 MW de eólica) con un costo inferior a 2 USD/kg. Al aumentar el umbral del costo a 3 y 3.25 USD/kg, encontramos un potencial de 260 y 300 MW de electrólisis respectivamente, alimentados igualmente por energía eólica. El costo nivelado de producción de hidrógeno promedio de esta zona es de 2.27 USD/kg.

En la zona de Cañada Morelos (zona dentro de un radio de 15km alrededor de Cañada Morelos), se identificó una concentración de un potencial de generación de hidrógeno a un costo menor a 3 USD/kg de 120 MW o 170 MW

por un costo menor a 3.25 USD/kg, exclusivamente con energía eólica. El costo nivelado promedio de producción de hidrógeno en esta zona es de 2.6 USD/kg.

En la zona de Xochitlán (zona dentro de un radio de 15km alrededor de Xochitlán), también se identificó un potencial de generación de hidrógeno por un costo menor a 3 USD/kg. El potencial identificado corresponde a cerca de 200 MW de electrólisis alimentados por energía eólica, o 315 MW bajo un costo de 3.25 USD/kg. El costo promedio de producción es de 2.7 USD/kg. Esta zona es interesante por su cercanía, entre 50 y 60 km, a los centros industriales de Puebla.

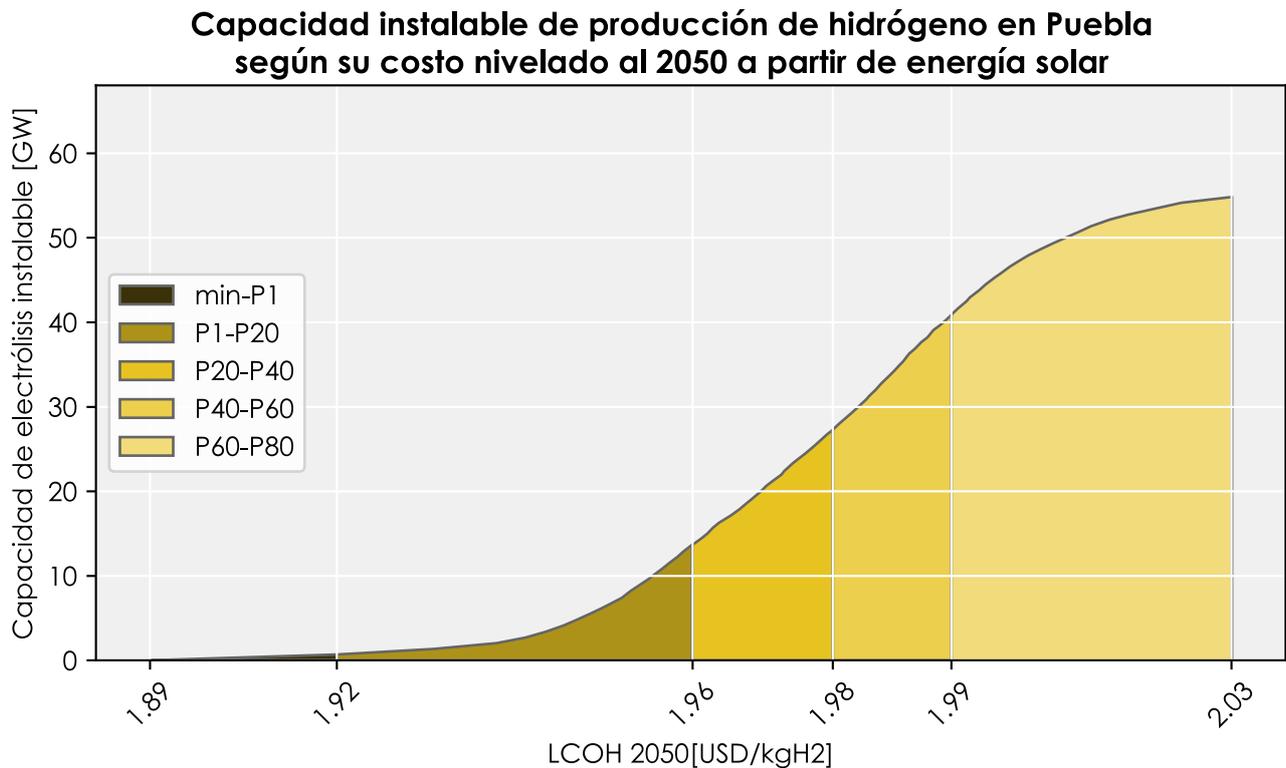
Las 3 zonas previas, se enfocaron en los costos bajos de producción a partir de energía eólica. A partir del recurso solar no es posible obtener un costo nivelado de producción inferior a 3 USD/kg, por lo que el interés en este recurso será por su potencial (gran capacidad instalable) y por su ubicación. Por ello se evaluó el potencial a 15 y 30 km del centro de Puebla. A menos de 15 km de Puebla, podemos identificar un potencial de aproximadamente 900 MW de electrólisis, alimentada por energía solar,

con un costo promedio de 3.15 USD/kg. Además, al duplicar esta distancia, el potencial se sextuplica a 5.5 GW de electrólisis, con un costo promedio de 3.16 USD/kg.

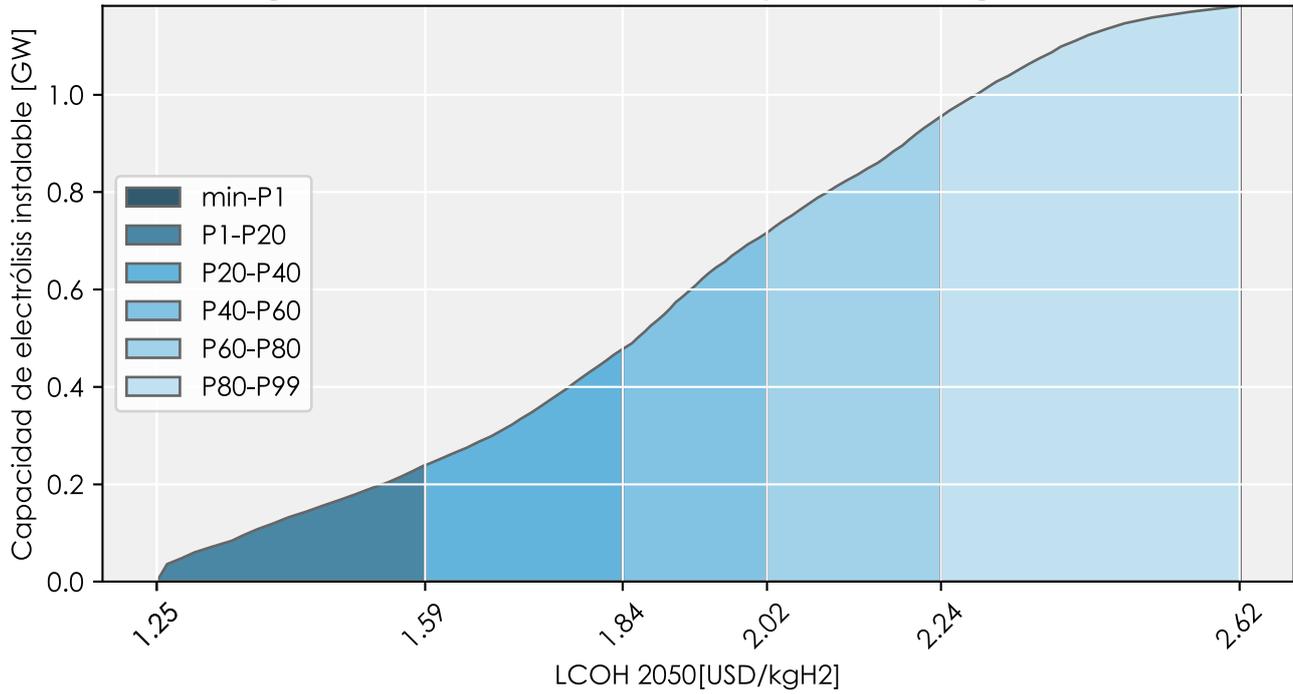
El potencial de generación de hidrógeno en las cercanías de la ciudad de Puebla es interesante, ya que al noroeste del estado, se encuentran industrias con importantes consumos como siderúrgicas con procesos de reducción directa de hierro y producción de metanol.

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 generación de hidrógeno. Cerca de 920 MW de electrólisis alimentado por energía eólica pueden ser instalados con un costo por debajo del menor costo obtenido a partir de energía solar al 2030 (<3.07 USD/kg), y se espera que el potencial eólico a un costo menor que el solar se reduzcan a 550 al 2050 pero este tendrá un costo aún menor (<1.89 USD/kg).

Figura 18. Capacidad instalable de electrólisis según la fuente de energía más competitiva en el estado de Puebla al 2050.



Capacidad instalable de producción de hidrógeno en Puebla según su costo nivelado al 2050 a partir de energía eólica



Fuente: elaboración propia.

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

5. Análisis cualitativo de demanda de hidrógeno verde

En esta sección se identifican los aspectos clave que permitirían desarrollar la industria del hidrógeno verde en el estado de Puebla y con esto entender la potencial demanda en diferentes sectores económicos que habría en los próximos años. Para ello, se realizó el levantamiento en primera instancia del mercado actual del hidrógeno en el estado, seguidamente se desarrollaron estudios de paridad de costos para tres usos finales del hidrógeno como por ejemplo materia prima, transporte y generación de energía eléctrica.

Al finalizar el capítulo, se evaluó a Puebla 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 Puebla

El siguiente capítulo recopila el diagnóstico actual del mercado del hidrógeno en el estado de Puebla. 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.

A continuación, se presenta el estudio del mercado actual del hidrógeno en Puebla:

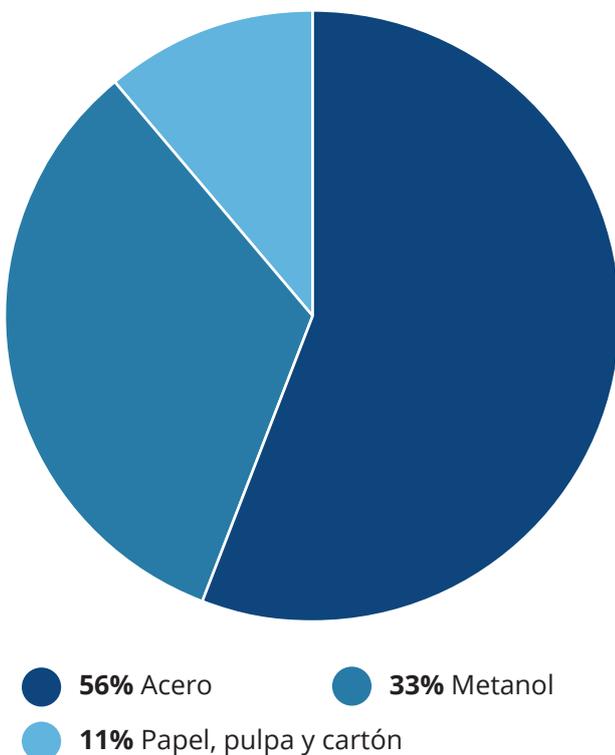
- **Metanol:** De acuerdo con el Anuario Estadístico PEMEX 2020 el estado de Puebla cuenta con el complejo petroquímico de Independencia, el cual produjo 168 kton de metanol para el 2020. Para la producción de esta cantidad de metanol sería necesaria la producción de **32 ktonH₂ anualmente**.
- **Refinería:** De acuerdo con el Anuario Estadístico PEMEX 2020, el estado no cuenta con planta de refinación de petróleo crudo de la empresa PEMEX. Por lo tanto, la demanda de hidrógeno para esta industria a 2022 es de **0 ktonH₂**.
- **Acero:** Según la radiografía de la industria del acero (MX CANACERO, 2022) se identificó lo siguiente:
 - Las empresas Grupo Simec y Termium México cuentan con plantas de producción de acero usando hornos eléctricos.
 - Los hornos eléctricos son usados principalmente para producción de acero a partir de chatarra (la operación del horno eléctrico no involucra hidrógeno). Por lo tanto se asume que el consumo de H₂ se da en la etapa de tratamiento térmico.
 - A partir de entrevistas con actores de la industria mexicana de acero, se estimó que la demanda de hidrógeno en el estado para esta industria en 2022 es de **55 ktonH₂/año**.
- **Amoniaco y químicos:** En cuanto a la producción de amoníaco y químicos que consumen hidrógeno para su producción se encontró que:
 - El estado de Puebla no cuenta con plantas para la producción de amoníaco, por lo que no demanda hidrógeno para la producción de este elemento que sería usado para la producción de fertilizantes.
 - El estado no cuenta con complejos petroquímicos de PEMEX para la producción de amoníaco a partir de H₂. Las plantas de producción de fertilizantes que se planean reactivar en México están en Veracruz, Michoacán y Baja California Sur. Por lo tanto, la demanda de hidrógeno para esta industria a 2022 es de **0 ktonH₂**.
- **Gases industriales:** A partir del informe (GIZ, 2021), no se identificó plantas de producción de gases industriales en Puebla. Por lo tanto, la demanda de hidrógeno para esta industria a 2022 es de **0 ktonH₂**.
- **Papel, Pulpa y cartón:** Según datos del Censo Económico 2019, se totalizaron 316 unidades económicas en Fabricación de Pulpa, Papel y Cartón en todo México, destacando el estado de Puebla con 151 de ellas. Se ha estimado una producción de 1.221 kton de productos de papel y/o cartón anualmente en este estado, de esta cantidad, el 44 % requeriría de un pro-

ceso de blanqueamiento a través del uso de peróxido de hidrógeno lo cual permite estimar una demanda anual de hidrógeno de **10.8 ktonH₂/año**.

- **Vidrio Flotado:** No se identificó plantas de producción de vidrio flotado en el estado. Por parte de esta industria no habría consumo de hidrógeno.

La Figura 19 muestra la participación de mercado de cada una de las industrias analizadas en este capítulo en cuando a demanda de hidrógeno se refiere.

Figura 19. Diagnóstico actual del mercado de hidrógeno en Puebla.



Fuente: Elaboración propia.

5.2. Evaluación de competitividad en costo por sector

El hidrógeno, por la versatilidad que tiene para ser usado en diferentes industrias puede ser analizado 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.

5.2.1. 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 (ver Anexo 4 para más detalles). 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 Puebla 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 producción de amoníaco y otros químicos, procesos industriales o donde se requiera una fuente de calor y/o proceso de hidrogenación. Para el caso específico de la industria en Puebla, 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.

5.2.2. Hidrógeno como materia prima

Como materia prima, se estima que el hidrógeno verde sea competitivo respecto al hidrógeno gris a mediados de la década 2030, aprovechando el P10 de los recursos eólicos del estado. En la siguiente figura se muestra el LCOH gris en su límite superior (LS) e inferior (LI), representando la volatilidad del costo del gas natural, materia prima para la producción del hidrógeno gris producido a través del proceso de SMR. Estos límites se trazaron a partir de los históricos mexicanos de costos del gas natural, en donde se ha calculado una variación anual de $\pm 15\%$. De esta manera, la volatilidad esperada del LCOH gris en sus condiciones de mayor costo tendría la paridad a mediados del 2035. Sin embargo, en un escenario donde el gas natural disminuya sus costos en la franja que define su LI, la paridad de costos se postergaría un par de años, estando cercana al 2041.

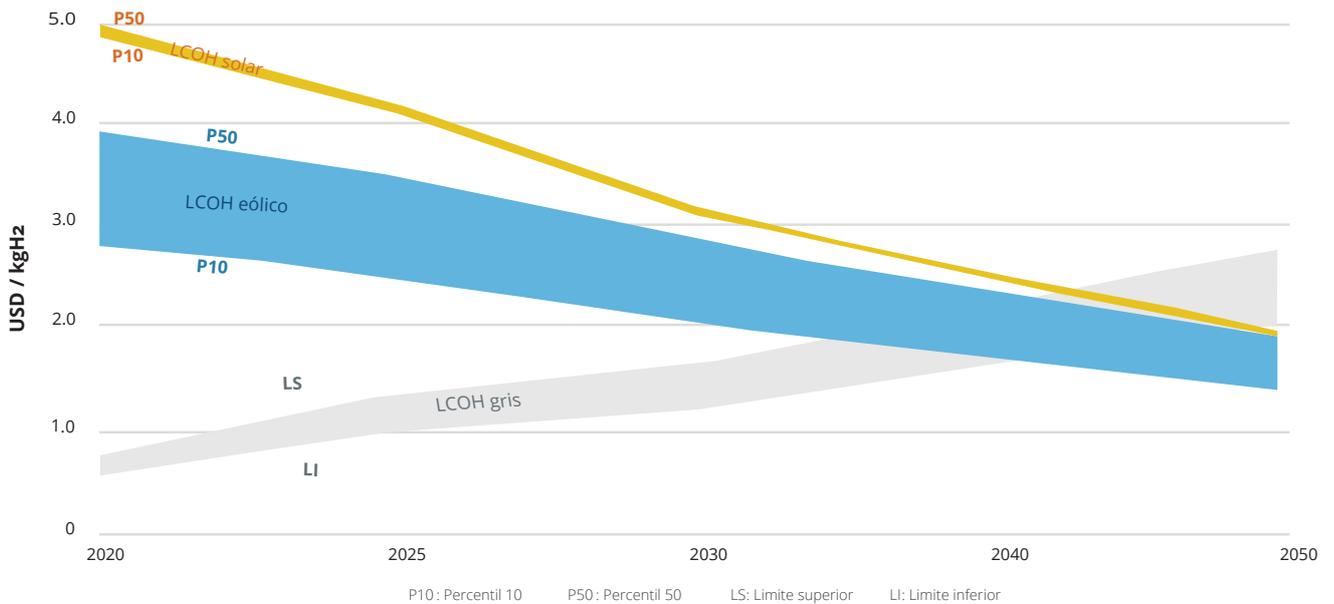
Por su parte, en cuanto a la producción de hidrógeno verde con energía solar fotovoltaica, se encuentra una paridad de costos a principios de la década del 2040, incluso empleando el P10 del estado. La variación del LCOH gris nuevamente aplazaría unos años la paridad

de costos con el hidrógeno verde solar, postergando la paridad a finales de la década del 2040.

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

Por lo tanto, se esperaría que industrias presentes en el estado como la del metanol y producción de peróxido de hidrógeno (para producir papel) y aquellos procesos industriales emergentes que posiblemente involucren el uso de hidrógeno como materia prima, empiecen a adoptar el hidrógeno verde a mediados de la década de 2030, debido a su competitividad en términos económicos y siendo producidos en principio a partir de energía eólica. En la siguiente figura se puede ver con mayor detalle, las proyecciones de LCOH tanto para el hidrógeno gris, como el hidrógeno verde a partir de energía solar fotovoltaica y eólica.

Figura 20. Proyección de paridad de costos entre hidrógeno gris y verde (solar y eólico) como materia prima sector industrial.



Fuente: elaboración propia

Se espera que a medida que el hidrógeno verde alcance la paridad de costos con el hidrógeno gris, las industrias que hoy ya emplean este vector energético como insumo sean las primeras en adoptar el hidrógeno verde. Lo

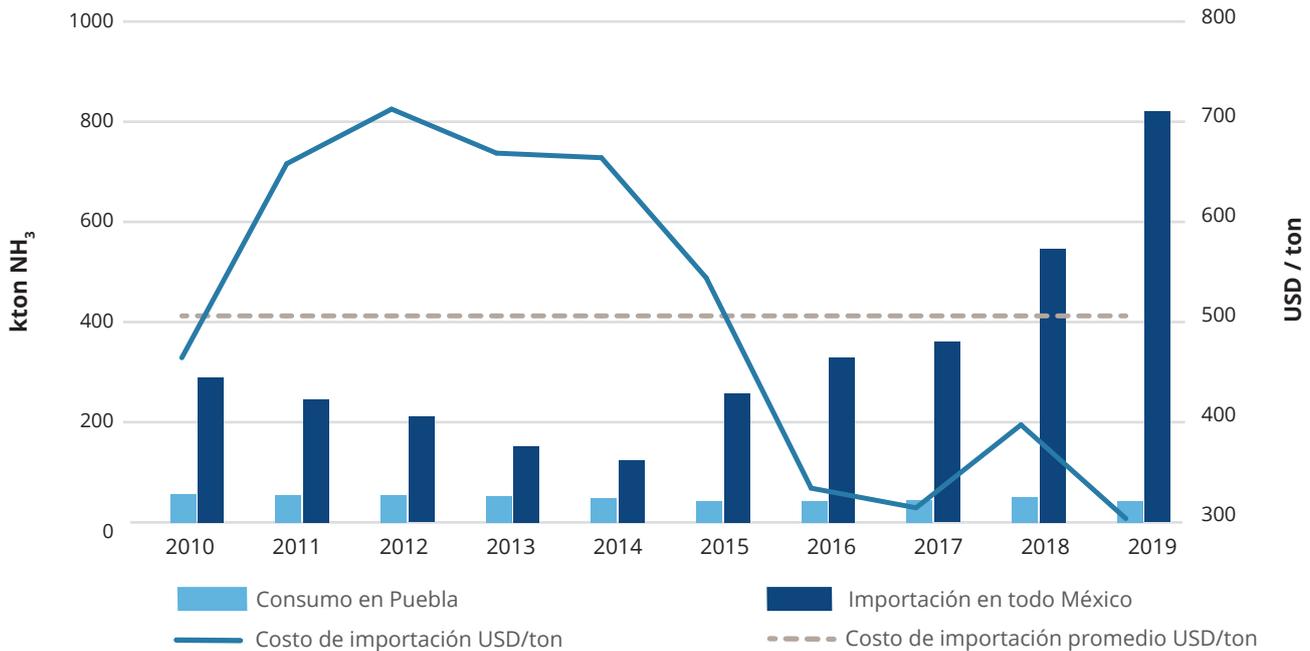
anterior obedece a una ya existente adecuación de los procesos industriales para el uso del hidrógeno y por ende, estas industrias no caerían en sobre costos por la

necesidad de comprar nueva maquinaria o adaptar sus líneas de producción.

A pesar de no tener la infraestructura ya desplegada, el hidrógeno como materia prima podría incentivar la industria agrícola en el estado de Puebla al poder ser utilizado en la producción de amoníaco, industria que en los últimos años ha disminuido a nivel Nacional (ANIQ,

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

Figura 21. Análisis de costo de importación y cantidad de amoníaco consumido en México y Puebla.



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

En este sentido, bajo la consideración del costo promedio en el que México ha estado importando amoníaco (506 USD/tonNH₃), se necesitaría un LCOH de hidrógeno verde cercano a los 1.82 USD/kgH₂, valor que podría alcanzarse a mitades de la década del 2030 (haciendo uso del P10 del potencial eólico del estado). Por otro lado, tomando en consideración los precios alcanzados en los mercados internacionales durante el 2022, este valor sería de 3.5 USD/kgH₂, el cual ya es alcanzable en este estado gracias a los precios competitivos de la energía eólica.

Para dimensionar la oportunidad que tiene el estado, es necesario recordar que en la sección 4 de este documento, se determinó que como parte de las restricciones para poder producir hidrógeno verde en el estado de Puebla la agricultura representa el 43% del total del uso del suelo. Aproximadamente la mitad del suelo de uso agrícola ya es aprovechado considerando la siguiente distribución de cultivos (ver Tabla 3).

Tabla 3. Distribución de cultivos en el estado de Puebla

Producto	Superficie sembrada [Ha]
AJO	562
AJONJOLI	85
AMARANTO	1,969
AVENA FORRAJERA EN VERDE	8,423
AVENA GRANO	254
BROCOLI	2,649
CALABACITA	3,880
CEBADA GRANO	30,637
CEBOLLA	4,585
CHILE VERDE	2,841
COLIFLOR	864
CRISANTEMO (Gruesa)	139
ELOTE	14,915
FRESA	21

Producto	Superficie sembrada [Ha]
FRIJOL	51,180
GLADIOLA (Gruesa)	1,815
LECHUGA	3,037
MAIZ FORRAJERO EN VERDE	7,593
MAIZ GRANO	532,191
MELON	9
PAPA	7,431
PEPINO	284
SANDIA	82
SORGO GRANO	26,915
TOMATE ROJO (JITOMATE)	935
TOMATE VERDE	4,168
TRIGO GRANO	2,536
ZANAHORIA	2,913
TOTAL	712,915

Fuente: (GobMX, 2022)

Considerando la población del estado, se estima que a 2019 el estado demandaba cerca de 41 ktonNH₃ anualmente, equivalente a una demanda de 7.4 ktonH₂ (ANIQ, 2019). Con ánimo de estimar el potencial de consumo de amoníaco en el estado de Puebla, se realizó un ejercicio en el cual se estimó que si se usara la totalidad del suelo con fines agrícolas reportadas por las entidades gubernamentales, esta cifra podría llegar aproximadamente hasta las 82 ktonNH₃, equivalente a 15 ktonH₂ anuales.

5.2.3. Transporte pesado con hidrógeno

El sector del transporte carretero pesado con hidrógeno se espera que alcance la paridad de costos a medidados de 2025 en Puebla¹², con respecto a los de motor de combustión interna (ICEV) de diésel. Esto haría del transporte el sector de aplicación con viabilidad económica más temprana en el estado entre aquellos analizados. Un escenario optimista sugiere que la descarbonización del transporte a partir del hidrógeno verde generado

por energía eólica podría alcanzar la paridad de costos considerando la adquisición de los vehículos en el 2025. Es valioso también considerar que en el mercado existen otras alternativas para descarbonizar el transporte pesado como los vehículos eléctricos con batería (BEV). Respecto a esta última tecnología, cabe la pena señalar que son una alternativa de cero emisiones directas con algunas ventajas y desventajas respecto a los vehículos eléctricos con celdas de combustible (FCEV).

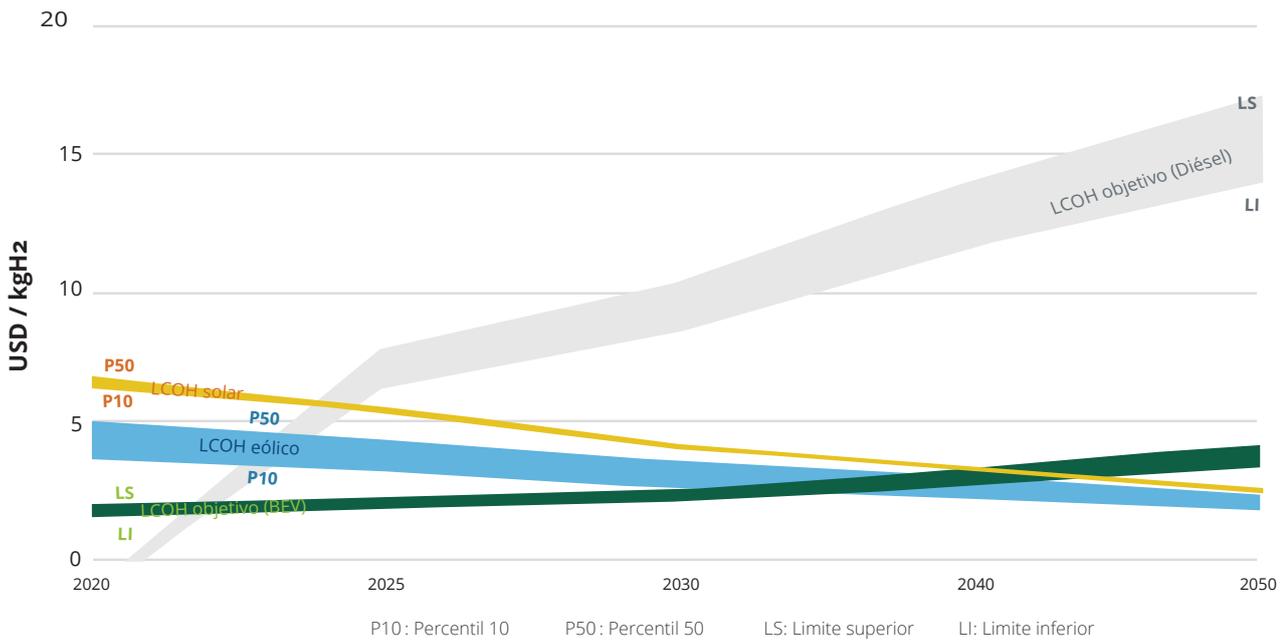
El análisis del sector transporte se realizó a partir de una comparación entre los ICEV (diésel), BEV y FCEV; respecto a su paridad de costos. En este comparativo se propone un análisis donde se consideran los siguientes costos de sus fuentes energéticas primarias:

- **ICEV (diésel):** Proyección de costos del diésel a 2050 (ver Figura 7). Se considera una variación del costo del diésel de un ±10%, para introducir una fluctuación en los costos futuros de este energético, dando así un límite superior (LS) y un límite inferior (LI).
- **BEV:** Proyección de costos de la energía eléctrica en Puebla (ver Figura 7). Se considera una variación del costo de la energía eléctrica de un ±10%, para introducir una fluctuación en los costos futuros de este energético, dando así un límite superior (LS) y un límite inferior (LI). Las proyecciones para esta tecnología no consideran la obtención directa de energía renovable a través de contratos de compra y venta de energía.
- **FCEV:** Costos del hidrógeno verde a partir del recurso renovable solar y eólico en Puebla considerando la cadena de valor del hidrógeno verde hasta el punto de suministro del usuario final (ver Anexo 6). Se consideran el percentil 10 (P10) y el percentil 50 (P50) para cada recurso, en aras de dar una mayor sensibilidad al estudio.

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

¹² 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.

Figura 22. Paridad de costos del hidrógeno en el transporte pesado.



Fuente: elaboración propia

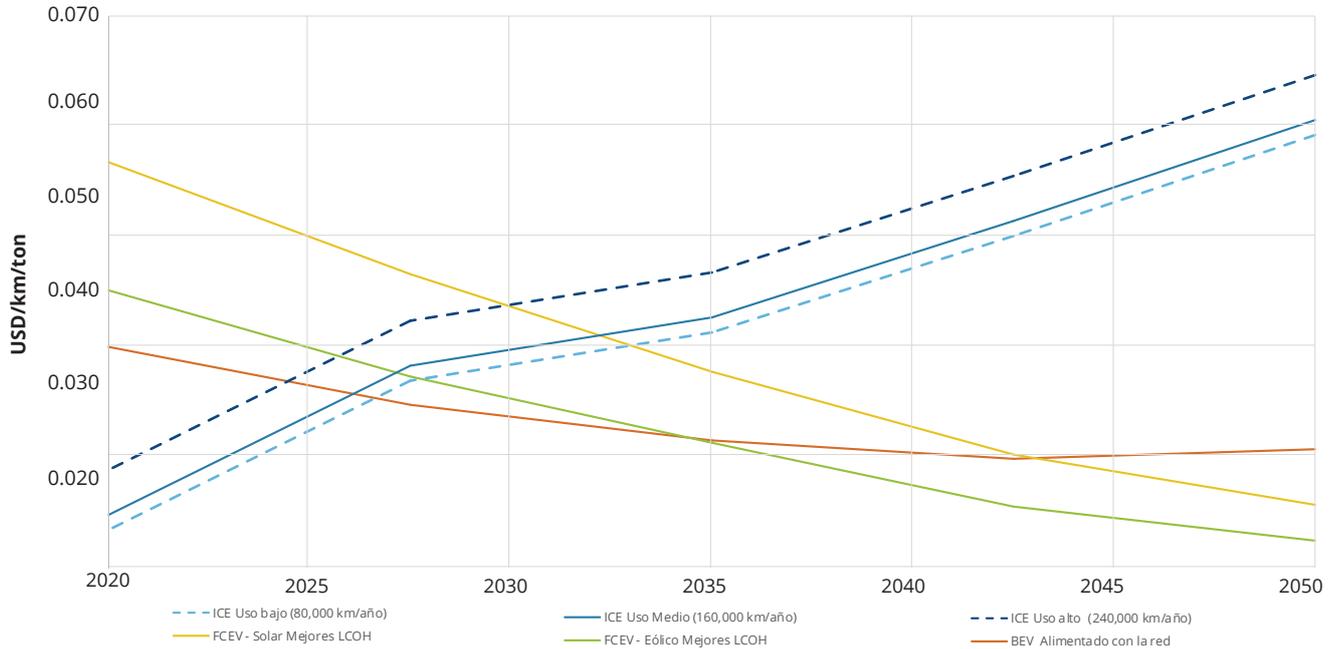
Los camiones de hidrógeno son vehículos eléctricos (EV) que almacenan energía en forma de hidrógeno comprimido y lo emplean para generar electricidad a través de celdas de combustible (fuel cells), que alimentan un motor eléctrico para impulsar al vehículo. Al usar celdas de combustible, la eficiencia 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). Esto es sin considerar ningún incentivo por la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero u otros contaminantes de la atmósfera, los cuales podrían acelerar aún más el que alcance la paridad de costos.

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

sición, 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 22. 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 23. 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 6 entre los cuales se considera: eficiencia, CAPEX, costos energéticos, tiempo de vida útil.



Fuente: elaboración propia.

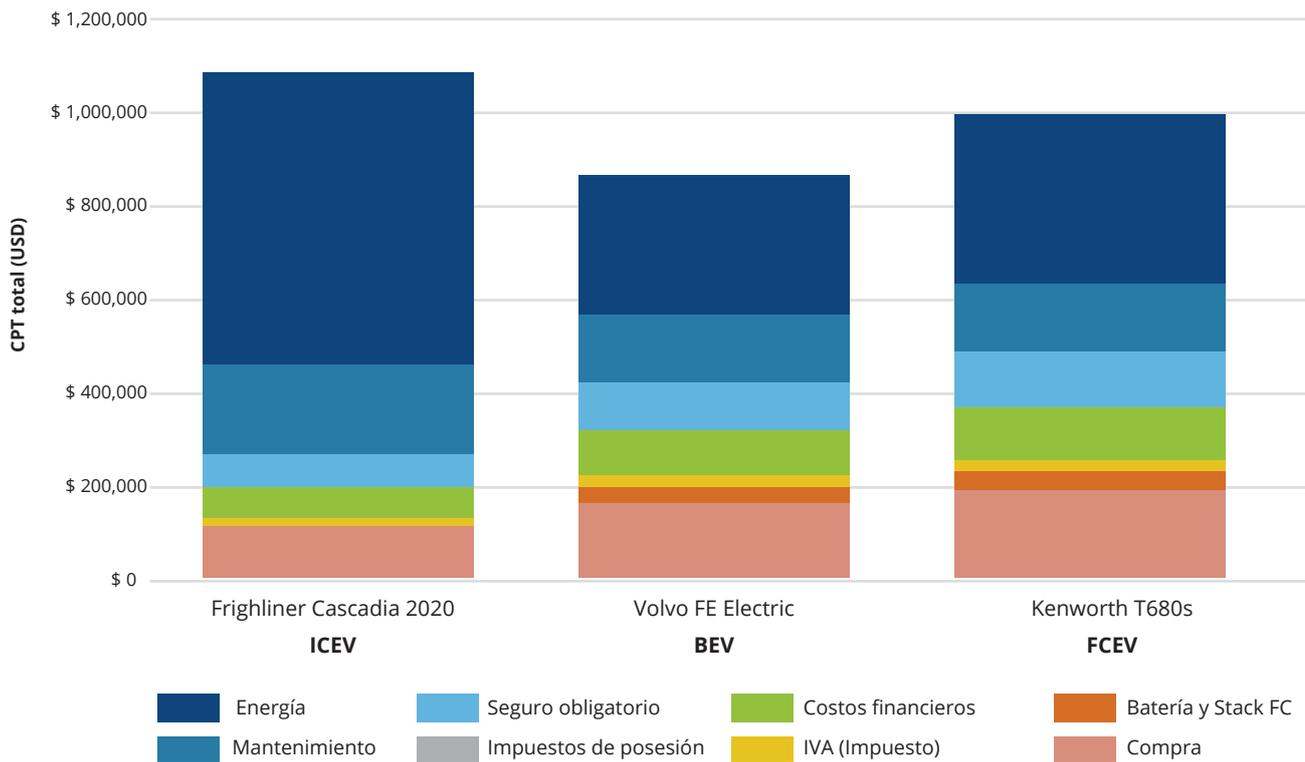
A partir de la información contenida en el gráfico anterior es posible dimensionar, según su nivel de actividad, el costo por tonelada y por kilómetro para un vehículo a combustión (ICEV) en comparación de un vehículo con celda de combustible (FCEV) alimentado con hidrógeno verde producido con energía eólica y solar. Variar un $\pm 50\%$ el nivel de actividad con respecto a los 160 mil kilómetros que recorre un vehículo de carga en México podría postergar la paridad de costos por kilómetro entre 2023 y 2024, alimentándose con H₂V eólico, mientras que para H₂V solar las fechas de paridad se estiman que sean entre 2027 y 2028.

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 24 toma valores promedio a nivel nacional por lo que no contempla el alto potencial eólico específico de Puebla, que reduciría el TCO del FCEV. La Figura 24 representa el CTP 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 24. Comparativo de TCO de diferentes tecnologías para camiones de carga en México 2030.



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

Bajo el contexto del estado de Puebla se han encontrado una serie de pilotos donde se considera el gas natural como energético para la siguiente generación de vehículos de transporte pesado, por ejemplo, la marca Scania ha iniciado la comercialización de sus camiones con gas natural poniéndolo a prueba en la ruta Monterrey-Puebla. Esta misma marca ha traído al estado de Puebla 37 unidades a gas natural para el corredor de transporte público de los cuales 25 son articulados y 12 padrones. Como principal argumento, los representantes de la marca en el país argumentan una reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero, como también una reducción en la contaminación auditiva, trayendo un beneficio para la ciudadanía.

Sin embargo, poniéndolo en perspectiva, Engerer y Horn (2010) citan un estudio de Price Waterhouse Coopers, que se basa en COPERT y CONCAWE, en este se reportan emisiones de CO₂ sobre una base WTW (Well to Wheel) de poco más de 120 gCO₂/km para GNC versus 160 gCO₂/km para diésel y poco más de 190 gCO₂/km para gasolina. Los únicos combustibles con mejores resultados en este análisis son el etanol (110 gCO₂/km) y el biodiésel (90 gCO₂/km). Lo anterior supone una mejora de solamente el 25% comparando los vehículos a gas natural y los diésel (The Contribution of Natural Gas Vehicles to Sustainable Transport, 2010).

Por otro lado, las emisiones de NO_x, SO_x, entre otros gases, también se asocian a la combustión de gas natural,

motivo por el cual las alternativas como BEV y FCEV serían una mejor opción en términos medio ambientales.

Tomando como referencia el análisis realizado en esta sección, se espera que los BEV sean en general más competitivos que los FCEV en términos económicos por lo menos hasta finales de la 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.

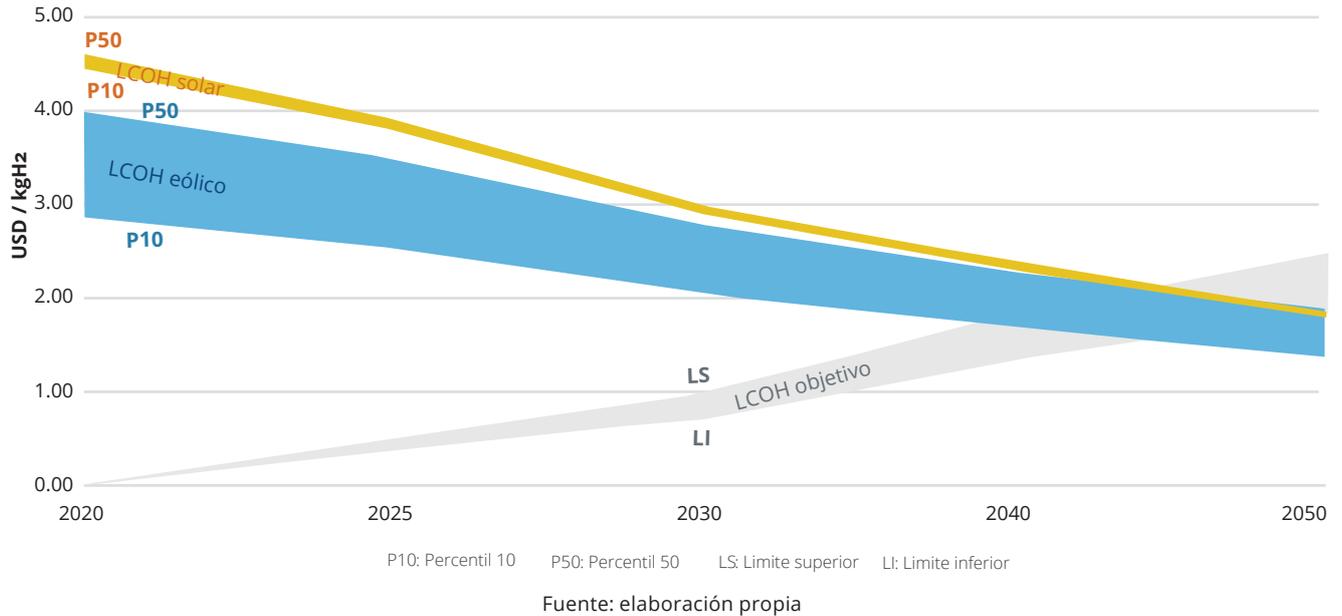
5.2.4. Hidrógeno como energético

Para la generación de energía eléctrica estacionaria, se proyecta que hasta finales de la década del 2030 sea posible alcanzar paridad de costos entre la generación

de energía eléctrica a partir del gas natural y la producida usando celdas de combustible de hidrógeno en Puebla. La principal razón se debe al bajo costo energético del gas natural que se encuentra en el estado. Para 2030, se requeriría contar con un LCOH verde un poco inferior a 1 USD/kg para lograr la paridad en costos con la electricidad producida en ciclos combinados de gas natural. Lo anterior parece difícilmente alcanzable bajo los supuestos con los que se calcularon los LCOH de ori-

gen renovable, sin embargo, políticas para subsidiar este energético y/o programas para incentivar la descarbonización del sector energético, podrían reducir la distancia entre el costo de producción de energía eléctrica con gas natural vs. con hidrógeno verde. En la siguiente figura se puede apreciar las proyecciones de LCOH solar y eólico en el estado, junto con el LCOH objetivo para la generación de energía eléctrica con gas natural.

Figura 25. Proyección paridad de costos entre hidrógeno objetivo e hidrógeno verde (solar y eólico) para generación energía.



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

Según datos del gobierno de México, las ventas internacionales del estado de Puebla en 2021 fueron de US\$17,725M, las cuales crecieron un 16.3% respecto al 2020. Los productos más vendidos internacionalmente durante el 2021 fueron automóviles y otros vehículos automotores diseñados principalmente para el transporte de personas (US\$9,549M), partes y accesorios de vehículos automotores (US\$2,390M) y otros productos en el sector de la panadería y farmacéutica (US\$970M). Estos productos son principalmente vendidos a Estados Unidos, Alemania y China.

En Puebla, los municipios con mayor nivel de ventas internacionales en 2021 fueron Cuautlancingo (US\$7,404M), Puebla (US\$2,621M), Huejotzingo (US\$577M), Amozoc (US\$298M) y Tehuacán (US\$205M).

Por otro lado, las compras internacionales de Puebla en 2021 fueron de US\$13,094M, las cuales crecieron un 32.4% respecto al 2020. Los productos más comprados internacionalmente en el estado de Puebla en 2021 fueron las partes y accesorios de vehículos automotores (US\$2,462M), iniciadores y aceleradores de reacción y preparaciones catalíticas (US\$1,789M), motores de pistón de combustión interna de encendido por compresión (US\$330M). Estos productos son comprados principalmente a Estados Unidos, Alemania y China.

En Puebla, los municipios con mayor nivel de compras internacionales en 2021 fueron Cuautlancingo (US\$7,062M), Puebla (US\$1,795M), Huejotzingo (US\$877M), San Andrés Cholula (US\$369M) y Tehuacán (US\$224M) (México, 2021).

La industria manufacturera en el estado, como lo evidencia lo anteriormente mencionado, es representativa en la economía del estado, esto también lo evidencia

el crecimiento de la misma durante el 2021 (19.2%) de acuerdo con el Indicador Trimestral de la Actividad Económica Estatal (ITAAE) que elabora el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), convirtiéndolo en el sector con mayor crecimiento durante el 2021.

Por otro lado, el sector primario que incluye agricultura, ganadería y pesca, reportó un crecimiento anual del 3.9 %; las secundarias, que involucra a las actividades industriales crecieron 14.1 %, lo que colocó a Puebla en el lugar siete a nivel nacional, mientras que en terciarias que se forma por comercio, servicios y turismo, la variación anual fue de 1.5 % (Puebla, 2022).

Considerando el contexto energético y económico del estado, la estimación de alto nivel del crecimiento de la demanda de H₂ en Puebla ha tenido en cuenta que:

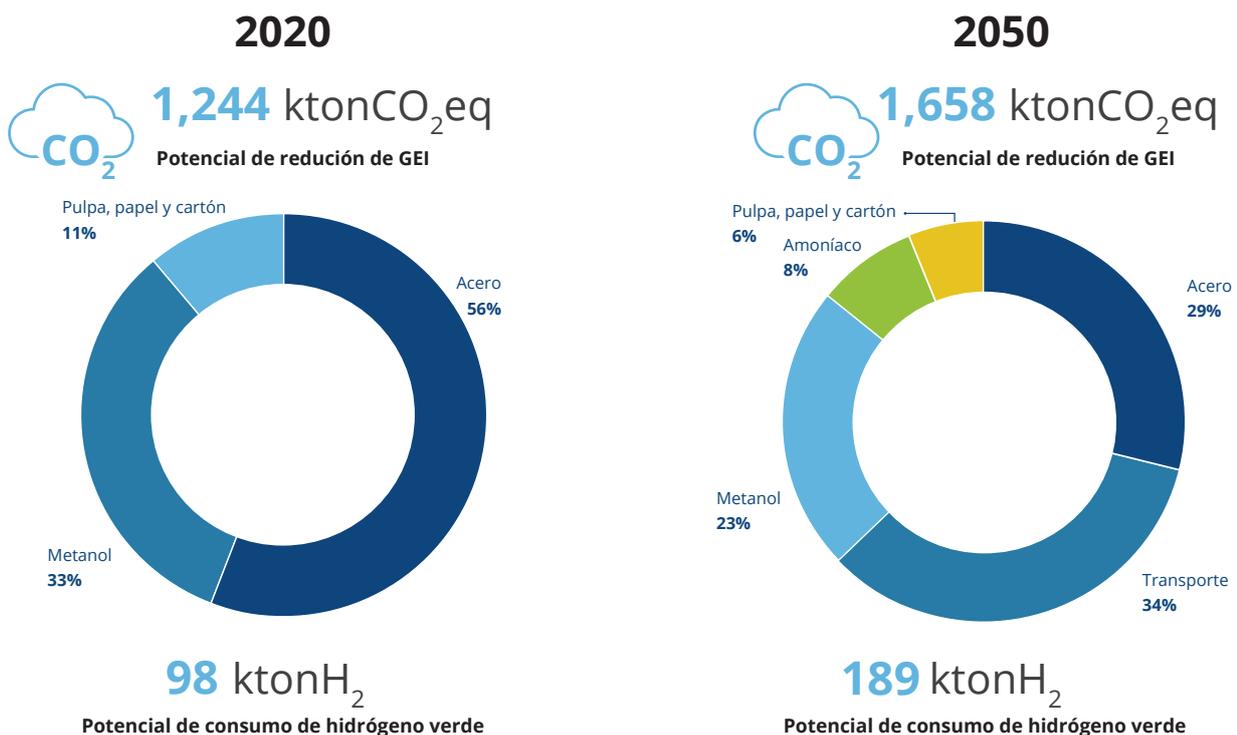
- La descarbonización de la red eléctrica en Puebla debería favorecer la inyección de energía directamente de las fuentes renovables (solar y eólica), por su competitividad en precios frente a otros energéticos como el gas natural, mientras que, el hidrógeno tendría un mayor protagonismo en industrias difíciles de electrificar tales como: la producción de metanol, papel y/o cartón y acero.
- El gas natural será una fuente de producción de calor más económica que el hidrógeno verde, por lo menos hasta el 2050.

- La descarbonización del transporte pesado de carga debería priorizar la tecnología de los BEV en los segmentos de transporte terrestre, mientras que los FCEV estarían especialmente empleados en aquellas aplicaciones con requerimientos operativos específicamente orientados a largas distancias de recorrido diario y/o cortos períodos de tiempo disponible para la carga. Por otro lado, los vehículos a combustión con gas natural en términos económicos son más económicos que aquellos con hidrógeno o con batería, sin embargo, los vehículos con gas natural no representan un beneficio sustancial para el estado en términos ambientales.

Considerando lo anterior, se ha estimado el consumo de hidrógeno en Puebla durante 2020 y la potencial demanda de hidrógeno verde hacia 2050, donde se ha tenido en cuenta: el crecimiento nacional e internacional del mercado de los diferentes sectores mencionados, la paridad de costos, el consumo actual de hidrógeno en el estado y por industria; como también las entrevistas llevadas a cabo para este estudio.

Adicionalmente a la proyección de demanda, en la Figura 30 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.

Figura 26. Evolución de la demanda de hidrógeno en Puebla 2020 – 2050.



Fuente: Elaboración propia.

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

Otra industria que vale la pena analizar es la del amoníaco, que para 2021 no tenía un potencial de consumo anual y, para 2050, este potencial llegaría a 15 ktonH₂ (82 ktonNH₃). Puebla podría aprovechar sus recursos energéticos para producir su propio amoníaco y emplearlo en la industria agrícola, industria que según la sección 5.2, tiene representatividad en la economía del estado y que a su vez ya demanda de este elemento en la mayoría de los cultivos que hoy tiene en su territorio.

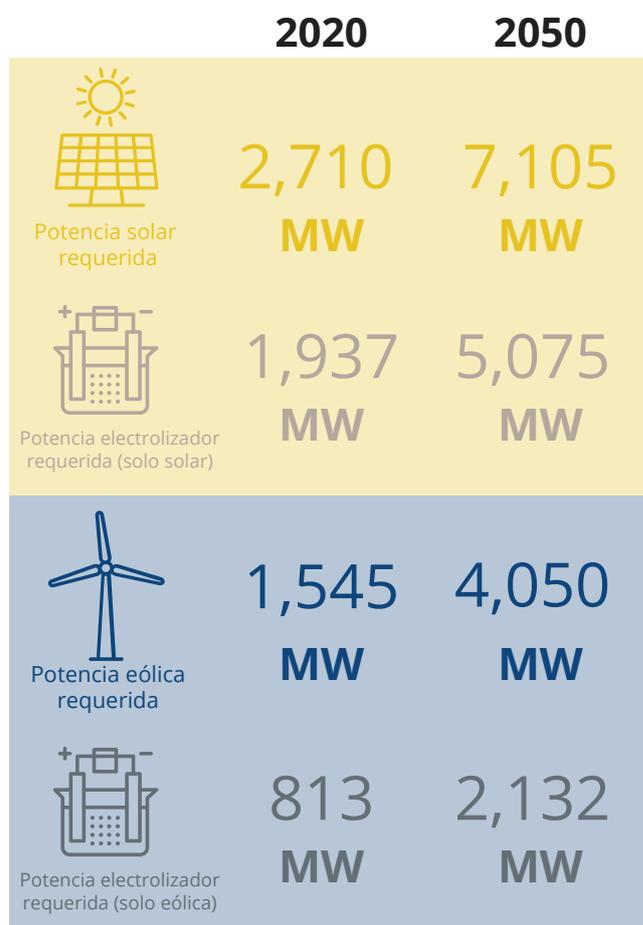
Por otro lado, en cuanto al sector del transporte, la demanda de hidrógeno sería influenciada principalmente en el segmento del transporte pesado, donde se ha comprobado que la paridad de precios se encuentra antes del 2025. Se sugiere que el gobierno de Puebla contemple la producción e hidrógeno verde 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 particularmente con estas dos características.

Adicionalmente a lo mostrado en la figura anterior, el hidrógeno en Puebla podría ser adoptado en la industria automotriz, precisamente en la producción de “acero verde”, como se le conoce al acero producido sin emitir GEI. Para esto se deberán ajustar las líneas de producción para admitir este energético, lo cual sucedería si el estado por medio de algún incentivo promoviera la adopción del hidrógeno verde en esta industria. Se ha identificado que el principal argumento de no adoptar el hidrógeno verde es su costo, ya que los fabricantes temen perder competitividad al adoptar energéticos que encarezcan su producto final. La Figura 27 muestra la potencia de energía renovable necesaria a ser instalada en 2020 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).

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 Puebla, la Figura 27 muestra la potencia de energía renovable y electrólisis necesaria a ser instalada en 2020 y 2050 para satisfacer al 100 % las demandas de hidrógeno para dichos períodos de tiempo, en donde para el 2020 se considera reemplazar en su totalidad el hidrógeno gris

por hidrógeno verde y de esta manera dar una noción de la infraestructura requerida en 2020 para desligarse de la dependencia hacia el hidrógeno gris.

Figura 27. Estimación de infraestructura de generación renovable para satisfacer la potencial demanda de hidrógeno en Puebla (solar y eólico considerando el P10).



Fuente: Elaboración propia.

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 propuestos¹³.

En la siguiente figura, se mostrará la calificación de cada KPI (ver Figura 28), donde Puebla ha obtenido una calificación ponderada de 2.5. El estado cuenta con tres KPIs que poseen puntajes máximos, estos son: el KPI 2 relacionado con el consumo potencial de hidrógeno a 2050,

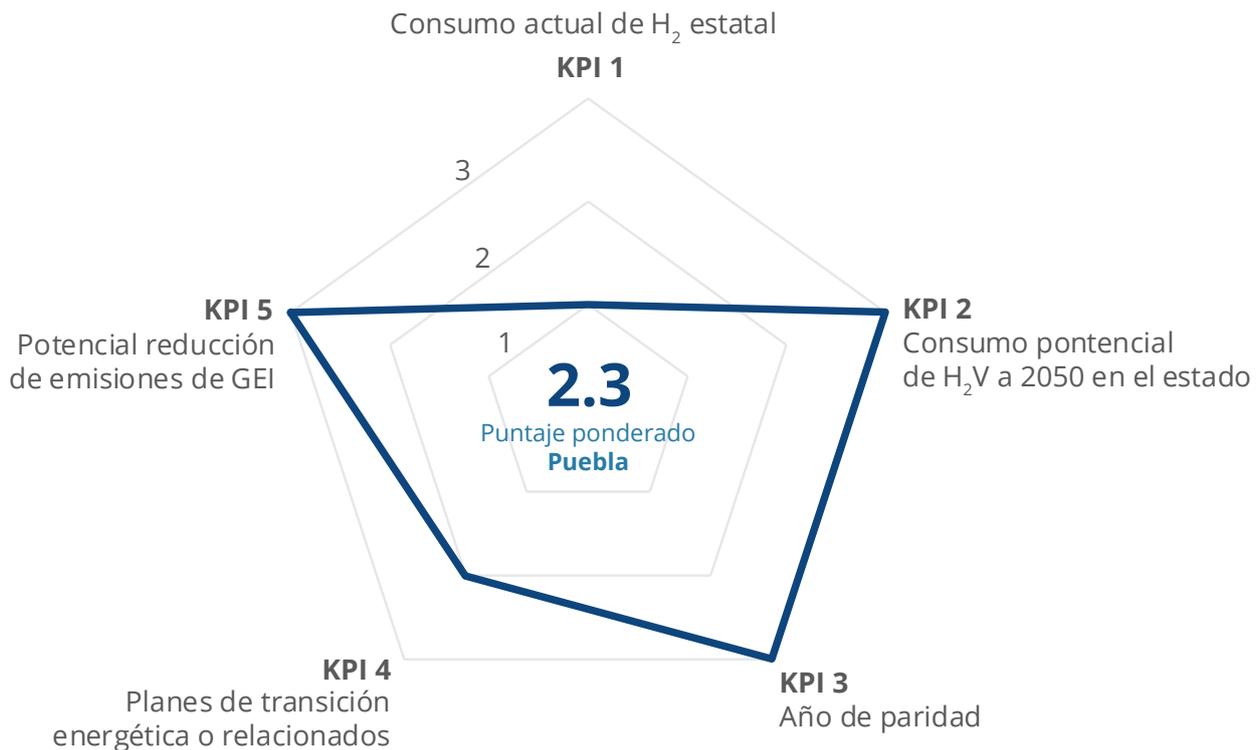
¹³ Los KPIs que se usaron para la matriz de indicadores cualitativos se seleccionaron de acuerdo con la relevancia de hidrógeno dentro del mercado actual y futuro, estos son: KPI 1 - Consumo actual de H₂ estatal, KPI 2 - Consumo potencial de H₂V a 2040 estatal, KPI 3 - Año de paridad, KPI 4 - Planes de transición energética o relacionados, KPI 5 - Potencial reducción de emisiones GEI.

el KPI 3 de año de paridad y el KPI 5 que hace referencia a la capacidad de reducción de GEI a 2050.

A partir de los resultados obtenidos en el subcapítulo 5.2 se identificó que el estado federal tendrá un consumo potencial de hidrógeno a 2050 de 231 ktonH₂/año. El KPI 1 de consumo actual de hidrógeno fue uno con el menor puntaje ya que el estado no cuenta con industrias petroquímicas y de refinación de petróleo que son las que en

su mayoría consumen en la actualidad la mayor cantidad de hidrógeno. Sin embargo, industrias como la producción de metanol, aportan a la demanda actual. Con relación a planes energéticos de transición energética, se identificó que Puebla cuenta con políticas o planes estatales de descarbonización, sin embargo, estos aún no consideran directamente el uso del hidrógeno, pero sí mencionan las energías renovables.

Figura 28. Matriz de indicadores cualitativos para Puebla.



Fuente: Elaboración propia.

5.5. Drivers y barreras del hidrógeno por sector

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

5.5.1. Drivers - industria

- El hidrógeno como materia prima para las industrias del metanol, el papel y/o cartón y el amoníaco, podrían encontrar una oportunidad de descarbonizar sus procesos difíciles de electrificar en el mediano plazo, esto es entre 2030 y 2040.
- Existe un margen de crecimiento de los mercados de la producción de amoníaco y metanol demandantes

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

- La industria automotriz, la cual representa un porcentaje importante de las actividades económicas del estado, tendría la oportunidad de liderar la carrera por la descarbonización de sus procesos productivos a través de generar una demanda de materias primas como el acero verde (con altas expectativas en esta industria).
- La industria es responsable del 22% del consumo energético en el estado. La descarbonización de este sector requerirá no solamente la inclusión de energías renovables, aspecto fundamental para lograr los objetivos nacionales, sino también, la inclusión del hidrógeno verde para aquellos procesos donde el hi-

drógeno podría aprovechar la adecuación de algunas maquinarias que hoy ya hacen uso de gas natural, dando paso a una oportunidad al modernización de los equipos, a un posible menor costo que el recambio tecnológico que harían uso de electricidad.

5.5.2. Barreras – industria

- El hidrógeno como fuente de calor para la industria no es muy atractivo económicamente antes del 2040. Antes de llegar a este año los costos energéticos del gas natural son más competitivos.
- Procesos industriales han sido adaptados para el uso de combustibles fósiles, principalmente gas natural, por lo que la adopción de hidrógeno en estos procesos térmicos requerirá de reconversión tecnológica con costos asociados a modernizaciones y absorción de nuevo conocimiento.
- No existe una industria de refinación en el estado, consideradas como las principales industrias que en la actualidad demandan hidrógeno y que se proyectan a migrar a hidrógeno verde de manera más acelerada.

5.5.3. Drivers – transporte

- La paridad de costos en el transporte pesado (con diésel) tendría lugar antes del 2025, lo que viabiliza el estudio más profundo en la implementación temprana de proyectos piloto haciendo uso de la tecnología de FCEV.
- En el estado ya hay despliegue de buses con gas natural, esto demuestra una intención política y comercial para promover tecnologías de cero y bajas

emisiones. La inercia para introducir FCEV sería menor a consecuencia de la curva de aprendizaje obtenida al emplear estas tecnologías.

5.5.4. Barreras – transporte

- La madurez tecnológica y logística de las empresas fabricantes de FCEV están restringidas a China y Europa.
- Se tiene poco conocimiento sobre la operación y los beneficios de los FCEV en el transporte pesado dentro del estado.

5.5.5. Drivers – energía eléctrica

- Existen recursos renovables por ser aprovechados en Puebla los cuales pueden ser empleados para la producción de hidrógeno verde a precios competitivos.
- A través de celdas de combustible, el hidrógeno lograría tener cabida en el mercado energético antes del 2050. Su adopción más temprana dependerá del abaratamiento de los equipos para la producción y uso de este energético principalmente.
- Costos elevados del gas natural también aumentarían la tracción hacia el uso del hidrógeno como sustituto energético.

5.5.6. Barreras – energía eléctrica

- El hidrógeno es más costoso energéticamente que fuentes como el gas natural, por tal motivo no parece ser atractivo para usos industriales intensivos en energía eléctrica antes del 2040, incluyendo la generación en termoeléctricas.

6. Análisis de uso sustentable de agua

La presente sección tiene como objetivo llevar a cabo una caracterización de la disponibilidad de agua para la realización de proyectos de hidrógeno en el estado de Puebla. 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 Puebla, 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 4. 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. No obstante, esto se puede lograr mediante procesos de destilación, que es el método que se emplea más comúnmente, dado que es el más económico, ya que solo requiere consumo de electricidad (Janssen, 2021).

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

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

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

6.3. Indicadores clave para la evaluación de disponibilidad de agua

Con el ánimo de realizar una evaluación integral de la disponibilidad de agua en Puebla, el equipo consultor hizo 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 (CO-

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

Tabla 5. 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 Puebla

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 Puebla

Disponibilidad de agua¹⁴, agua renovable y grado de presión

- Volumen disponible de agua de acuíferos – 2020: **127 hm³/año**
- Volumen disponible de agua superficial – 2020: **6,714 hm³/año**
- Volumen disponible de agua total – 2020: **6,841 hm³/año**

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

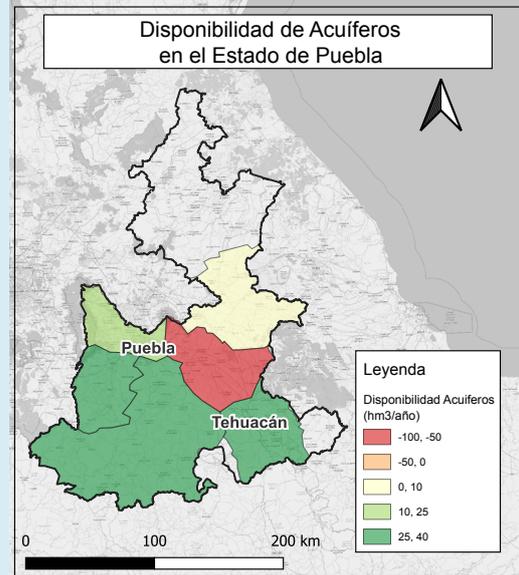
- Agua renovable total – 2019: **11,382 hm³/año**
- Grado de presión – 2019: **21.1% (alto)**
- Grado de presión – 2030: **24.4% (alto)**

Fuente: (CONAGUA, 2022)

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

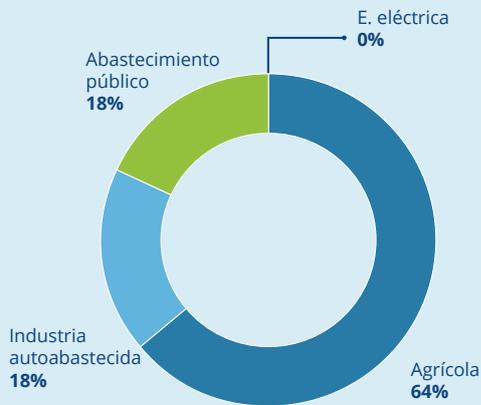
Acuíferos

Total de acuíferos: 6
acuíferos salinizados: 0



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

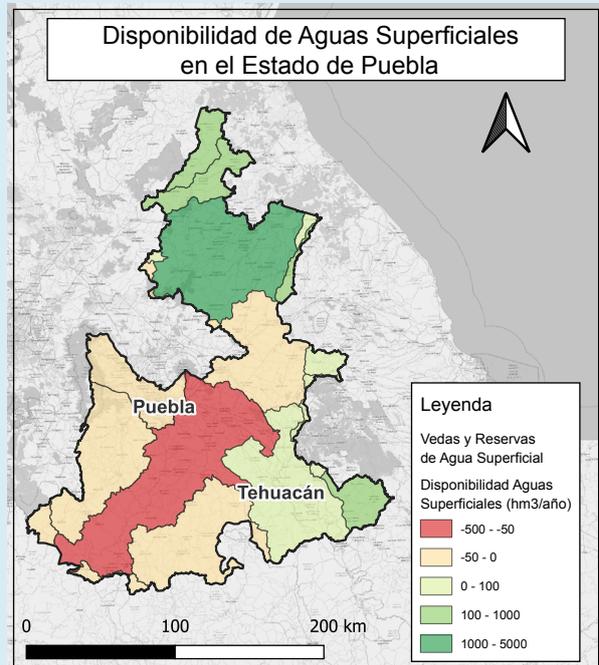
Usos del agua (2019, en hm³/año)



Tipo de uso	Total	Agua superficial	Agua subterránea
Agrícola	1,617	995	622
Abastecimiento público	438	180	257
Industria autoabastecida	451	400	51
Energía eléctrica (excluyendo hidro)	6	0	6
Total	2,512	1,575	938

Fuente: (CONAGUA, 2022).

Aguas superficiales



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

¹⁴Los valores reportados se calcularon al sumar la disponibilidad de agua de los acuíferos y cuencas no sobreexplotados en el estado, es decir, aquellos cuya disponibilidad actual es mayor a 0 hm³/año, de acuerdo con la información disponible.

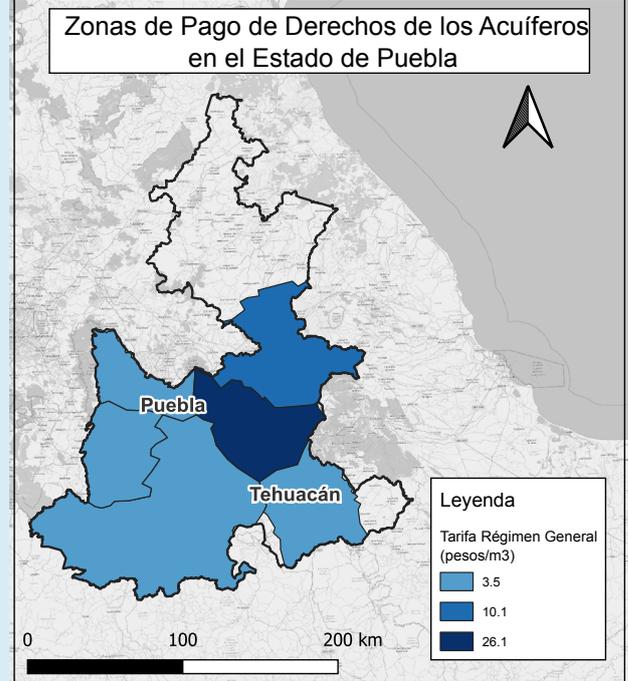
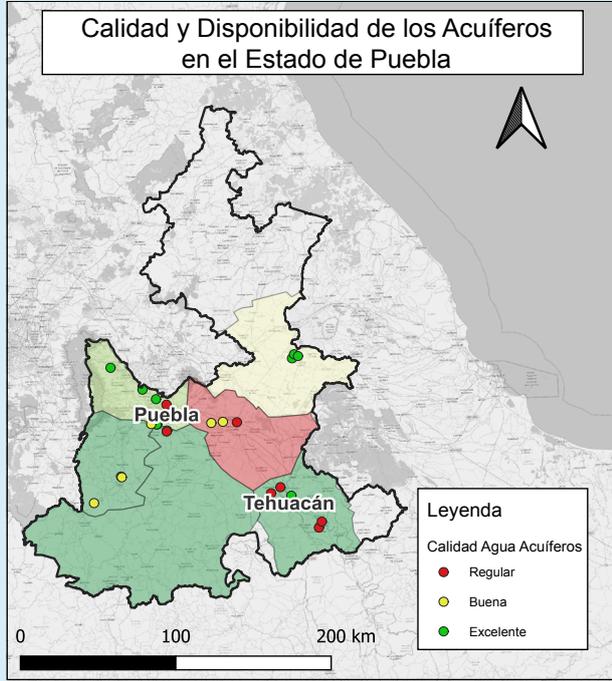
Caracterización de Disponibilidad de Agua - Estado de Puebla

Calidad del agua

Zonas de pago

Acuíferos

Acuíferos

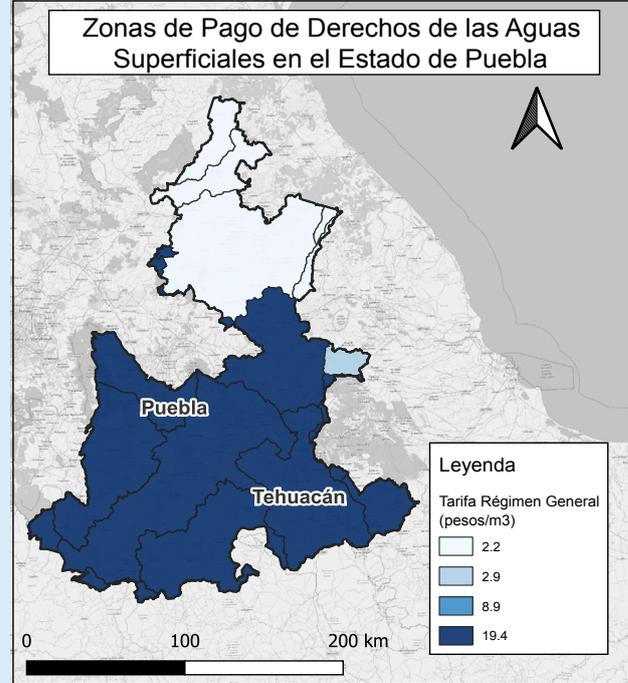
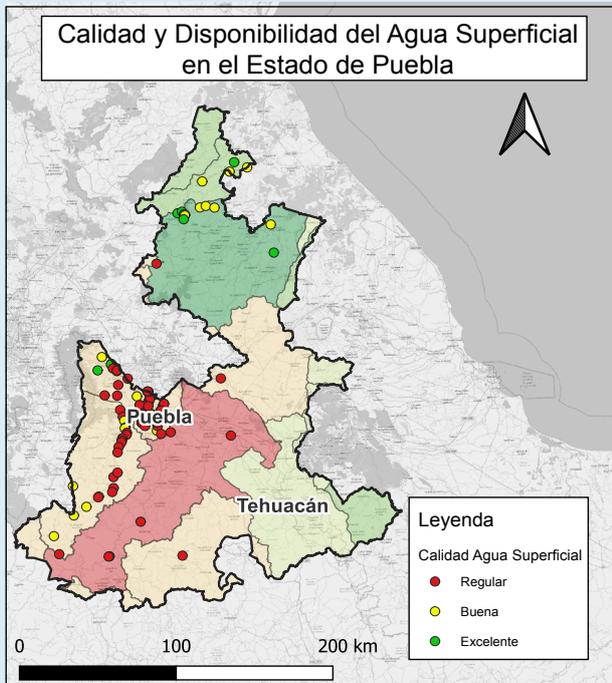


Fuente: Elaboración propia con base en (SINA, 2021).

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

Aguas superficiales

Superficial



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

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

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

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

La disponibilidad de agua total en el estado fue calculada mediante la suma de los volúmenes de agua de los acuíferos y cuencas no sobreexplotadas en Puebla. Es decir, aquellos que, de acuerdo con la información disponible de CONAGUA, tienen una disponibilidad mayor a 0 hm³/año. Esto con el fin de 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 Puebla, 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 Puebla. De esta manera, con base en información reportada para 2020, se encontró que existe una disponibilidad de 127 hm³/año de agua de acuíferos y de 6,714 hm³/año de aguas superficiales¹⁵ en el estado, para un estimado total de 6,841 hm³/año.

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

Para determinar el potencial de instalación de electrólisis considerando las limitaciones de área, se partió de los parámetros de requerimiento de área para electrólisis a partir de fuentes solares (22.29 MW_{EZ}/km²) y eólicas (1.90 MW_{EZ}/km²) presentados previamente en el apartado 4.2. y se multiplicó por el área disponible con potencial para proyectos renovables. Por su parte, para determinar el potencial de instalación de electrólisis con base en las limitaciones de agua, se partió de los requerimientos de agua para la producción de hidrógeno (21 m³/ton de H₂¹⁶) 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:

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

Donde *Cap. real prod.* corresponde a la capacidad real de producción de H₂ (en ton), *disp agua* es la disponibilidad neta de agua del estado (anual), *ef EZ* es la eficiencia de los electrolizadores¹⁷, *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 Coahuila teniendo en cuenta la disponibilidad de agua:

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

La Figura 29 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 58,257 MW (58 GW) de electrólisis en el estado de Puebla si se utilizara todo el potencial solar del estado y 1,106 MW (1 GW) si se utilizara todo el potencial eólico¹⁸. Estas dos cifras ya incorporando como limitante la disponibilidad de agua en el estado a 2020.

¹⁵ Esto con la salvedad de que la mayoría de las zonas con disponibilidad de agua actualmente (un aproximado de 964 hm³/año) corresponden a zonas de reserva y veda, por lo cual sería necesario validar si es posible hacer uso de ese recurso hídrico o no.

¹⁶ Se considera dicho valor al ser un intermedio del rango reportado por (Blanco, 2021), convertido a m³ agua /ton H₂

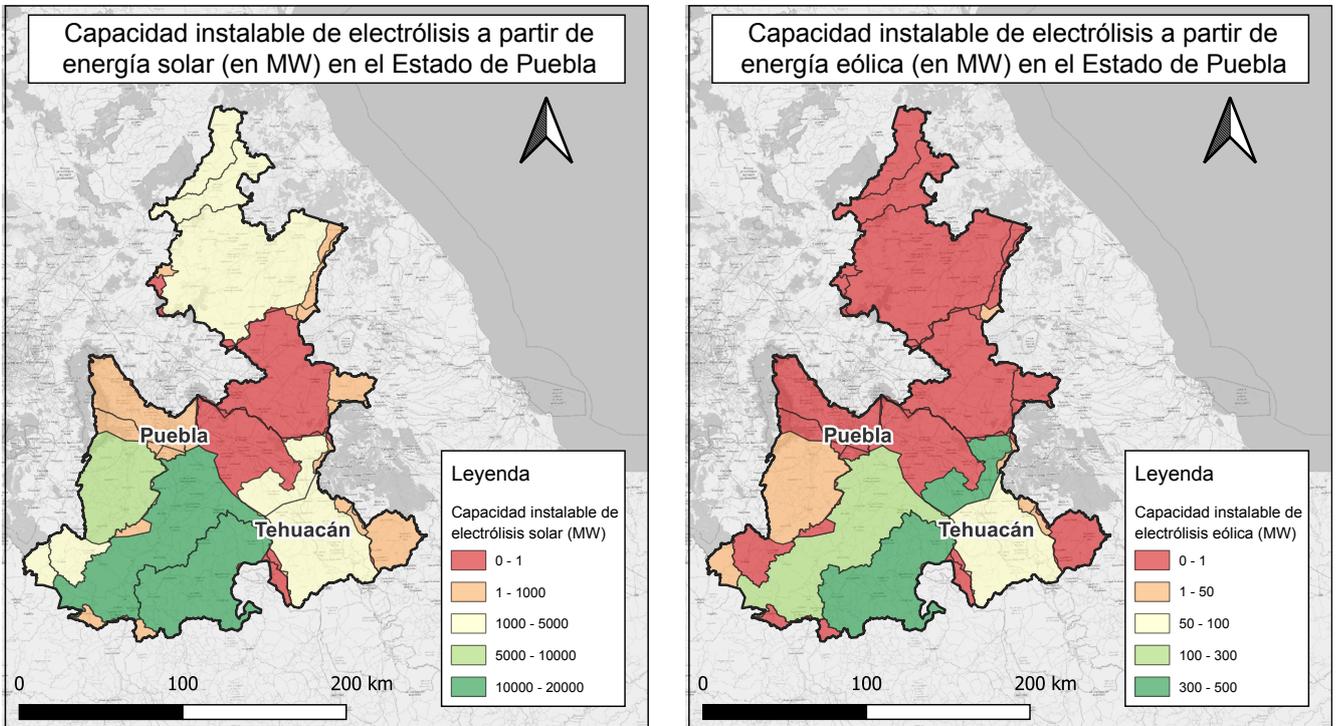
¹⁷ Se considera una eficiencia de 53 MWh de EZ / ton H₂, que es un valor típico de los electrolizadores a la fecha de elaboración del informe.

¹⁸ 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 30 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 Puebla.

Figura 29. Capacidad instalable máxima de electrólisis a partir de fuentes solares y eólicas en Puebla, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020 y el potencial renovable factible del estado a 2022.



Fuente: elaboración propia.

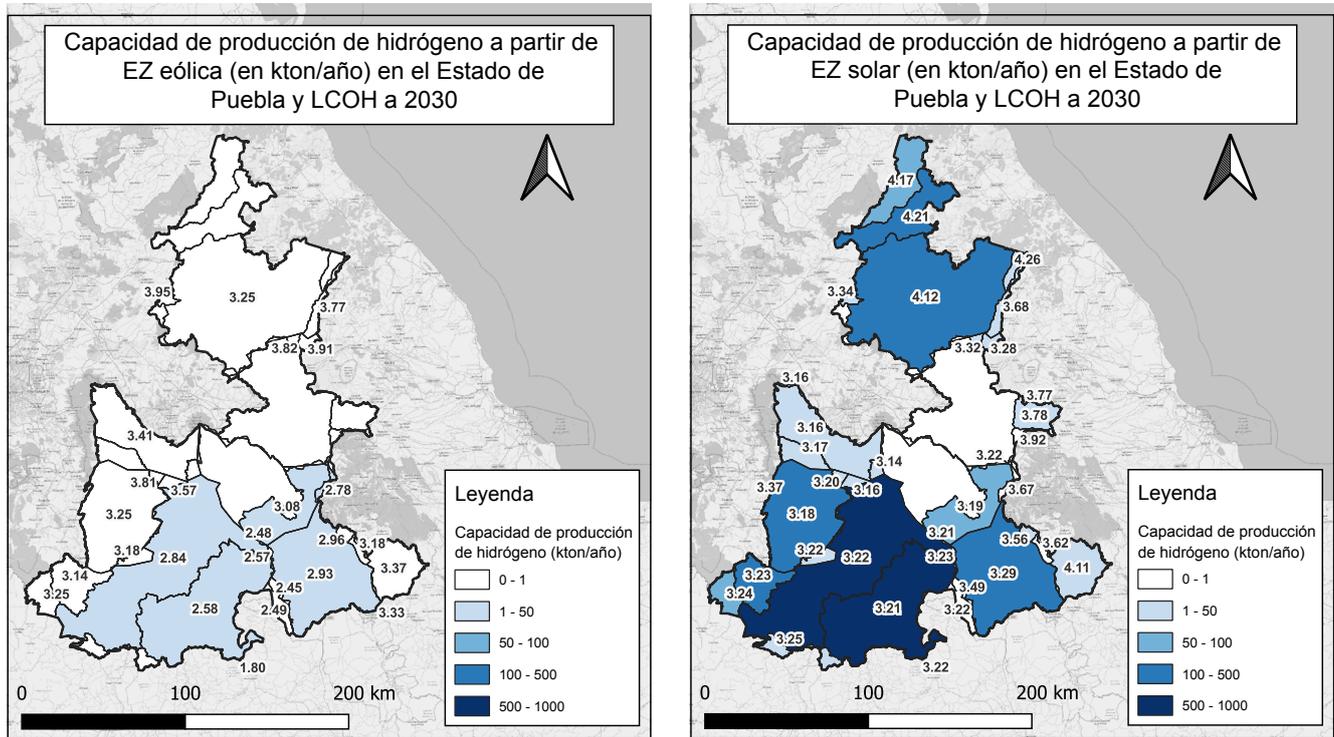
Similarmente, fue posible calcular la cantidad máxima de hidrógeno que sería posible producir en el estado, de acuerdo con las restricciones de área y agua disponible. La Figura 30 muestra los resultados obtenidos, incorporando también el valor del LCOH a 2030 correspondiente en cada zona (que se obtuvo previamente como resultado del análisis del potencial tecno-económico). A partir de este análisis, fue posible encontrar que:

- El potencial máximo de producción de hidrógeno en el estado de Puebla a partir de **fuentes solares**, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020, es de **3,012 kton H₂/año**.
- Los LCOH en estas zonas factibles oscilan entre **3.14 y 4.26 USD/kg H₂ para 2030**.

- El potencial máximo de producción de hidrógeno en el estado de Puebla a partir de **fuentes eólicas**, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua a 2020, es de **114 kton H₂/año**.
- Los LCOH en estas zonas factibles oscilan entre **1.80 y 3.95 USD/kg H₂ para 2030**.

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

Figura 30. Capacidad de producción de hidrógeno en Puebla a partir de fuentes eólicas y solares, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y el potencial renovable factible del estado, y valores de LCOH promedio correspondientes a cada zona (en USD/kg de H₂).



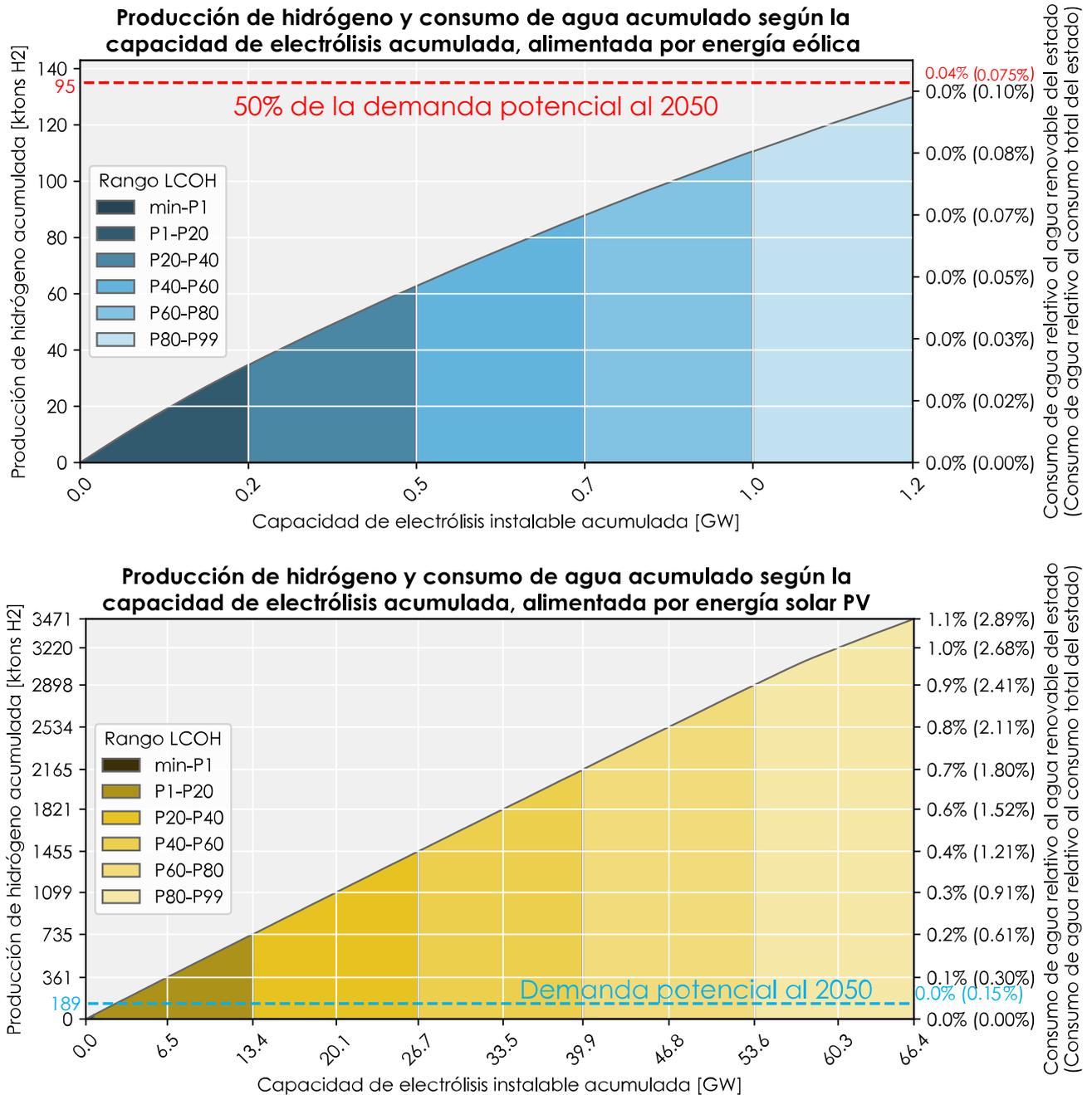
Fuente: elaboración propia.

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

Es importante notar que los potenciales mostrados en la Figura 29 y la Figura 30 corresponden al potencial máximo de producción a partir de la disponibilidad de agua y áreas factibles para el desarrollo de proyectos de generación renovable en el estado, pero no priorizan los mejores LCOH que se pueden obtener en diferentes zonas. Por otra parte, no se recomienda destinar la mayoría del recurso hídrico de alguna región a la produc-

ción de hidrógeno mientras haya otros usos que priorizar, como el suministro de agua potable o de riego. En respuesta a estas dos consideraciones, se elaboraron las curvas de mérito (Figura 31) presentadas a continuación, que muestran la capacidad instalable de electrólisis, la producción de hidrógeno correspondiente y el consumo de agua acumulados para el rango de valores de LCOH obtenidos en Puebla a 2050.

Figura 31. Curvas de mérito de capacidad de electrólisis instalable y consumo de agua correspondiente con base en los LCOH eólico y solar a 2050. En rojo (arriba) y azul (abajo) la demanda estimada del estado bajo un escenario de adopción elevada.



Fuente: elaboración propia.

Al analizar las curvas de mérito, queda en evidencia también el potencial de adopción de hidrógeno verde en el estado bajo un escenario optimista, obtenido del capítulo anterior, ya que se puede observar que **para suministrar toda la demanda de hidrógeno verde a Puebla se requeriría alrededor del 0.15% del consumo de agua del Estado bajo un escenario de adopción elevada para 2050.**

Así mismo, se evidencia que podrían instalarse cerca de 0.3 GW de electrólisis alimentada a partir de energía eólica y 13.4 GW de electrólisis alimentada con ener-

gía solar con el 20% de los mejores LCOH (percentil 20) obtenibles en el estado para cada fuente de energía. Esto implicaría un consumo de agua total de 16.1 hm³/año, equivalentes a aproximadamente el 0.23% del agua renovable disponible del estado y el 0.64% del consumo actual de agua en Puebla a 2019. Además, la mencionada potencia total instalable (13.7 GW) equivale a casi **3 veces los objetivos nacionales a 2025 de Chile**, el país más ambicioso en temas de hidrógeno verde en América Latina, a nivel nacional, que son de 5 GW de electrólisis instaladas (Ministerio de Energía de Chile, 2020).

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

Es importante tener en cuenta que los resultados presentados en los dos apartados anteriores ilustran el potencial máximo de producción de hidrógeno en Puebla 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 Puebla (presentadas en el apartado 4.3. del presente documento), se tiene que **para abastecer el total de la demanda de hidrógeno del estado a 2020, que es de aproximadamente de 98 kton de H₂, se requerirían alrededor de 2 hm³ de agua por año. Esto representa el 0.09% del consumo total de agua del estado a 2019 y el 0.2% del consumo industrial para el mismo año. Así mismo, corresponde al 0.02% de la disponibilidad de agua en el estado de Puebla a 2020.**

Similarmente, para 2050, considerando una demanda de 189 kton H₂/año, el requerimiento de agua sería de 3.97 hm³ anuales, lo que representa el 0.15% del consumo total y 0.86% del consumo industrial de Puebla a 2019. Esto también equivale al 0.06% de la disponibilidad de agua en el estado a 2020.

6.5.4. Calidad del Agua

La caracterización de la calidad del agua presentada en los mapas para agua superficial y subterránea está basada en el semáforo de la información de los indicadores de calidad del agua disponible en el SINA. Este considera la evaluación de 8 parámetros: Demanda Bioquímica de Oxígeno a cinco días (DBO5), Demanda Química de Oxígeno (DQO), Sólidos Suspendidos 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 Puebla en su mayoría es excelente o buena (11 y 5 puntos del total de 23 mapeados, respectivamente). Esto se explica en cierta medida debido a que ningún acuífero de los 6 que pertenecen al estado presenta problemas de salinización, de modo que no son comunes los incumplimientos de parámetros asociados a este fenómeno, como Sólidos Disueltos Totales, Conductividad y Dureza Total. Sin embargo, sí se presentan algunos pocos incumplimientos de estos

parámetros, así como de Manganeso, Plomo, Hierro, Mercurio y Nitratos.

En cuanto a la calidad del agua superficial, se evidencia que esta tiende a ser menor que la del agua subterránea, ya que la mayoría de los puntos mapeados corresponden a calidad regular y buena (63 y 21 puntos de un total de 93, respectivamente, mientras que solo se tienen 9 puntos con calidad excelente. Los parámetros de la regulación mexicana que se llegan a incumplir en estos casos son Coliformes Fecales y *E. Coli* (con mayor frecuencia), así como Porcentaje de Saturación de Oxígeno, Demanda Química de Oxígeno, Demanda Biológica de Oxígeno y Sólidos Suspendidos Totales. Esto puede atribuirse a vertimientos de aguas residuales en los diferentes cuerpos de agua, que hacen que estos terminen con una carga elevada de materia orgánica.

Independientemente de esto, los procesos de tratamiento (probablemente destilación) a los que se sometería el agua a utilizarse en los proyectos de hidrógeno permitirían tratar todos los contaminantes presentes en las fuentes de Puebla, para así obtener la calidad de agua necesaria para la electrólisis. Además, proyecciones realizadas por la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) revelan que el costo del tratamiento y el transporte de agua son poco significativos dentro del proceso de producción de hidrógeno. De hecho, en el caso más conservador posible, en que se necesita utilizar sistemas de desalinización de agua, los valores no superan el 2% del costo total de la producción del hidrógeno (Blanco, 2021). El consumo de energía para estos procesos tampoco supera el 1% del consumo total.

6.5.5. Zonas de Pago de Derechos

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

En el caso del agua de acuíferos, se identifica que las zonas con las tarifas más altas en el estado son las que están la región central de este, mientras que las más bajas están en el sur y el occidente. Por su parte, en el caso del agua superficial, las mejores tarifas se consiguen en el norte del estado, mientras que son más altas desde el centro hacia el sur (también comparadas con las tarifas

para agua subterránea). Por esta razón, **en términos de la disponibilidad y costo del recurso hídrico, es recomendable que los proyectos de hidrógeno realizados en el norte del estado de Puebla estén alimentados por fuentes superficiales, mientras que aquellos que se ubiquen en el sur y el oeste del estado, deberían priorizar el uso de agua subterránea.** La región central del estado, por el contrario, se perfila como la menos idónea para la realización de proyectos de hidrógeno en términos del agua disponible y su tarifa de consumo asociada.

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



7. Análisis de consideraciones legales, sociales y ambientales

7.1. Marco Regulatorio

7.1.1. Sector Energético

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

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

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

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

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

7.1.2. Menciones del hidrógeno en la legislación

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

Figura 32. Marco regulatorio para las tecnologías de hidrógeno como un energético en México.



* Mención del hidrógeno para propósitos energéticos

Fuente: (GIZ, 2021).

7.1.3. Consideraciones regulatorias y normativas para proyectos de hidrógeno

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

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

Producción

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

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

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

Acondicionamiento y manejo

Las empresas de gases industriales actualmente acondicionan y manejan el hidrógeno de acuerdo con la normativa de seguridad laboral de México (Secretaría del Trabajo y Previsión Social) y algunas normas técnicas estadounidenses como la Norma ASME B31.12¹⁹ para el diseño, materiales, fabricación, pruebas e inspección de tuberías a presión y ductos de hidrógeno o la NFPA Código 2²⁰ sobre

¹⁹ ASME, The American Society of Mechanical Engineers: <https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-12-hydrogen-piping-pipelines>

²⁰ NFPA, National Fire Protection Association: <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/detail?code=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.

Transporte

El transporte terrestre de hidrógeno está regulado por el “Reglamento para el transporte terrestre de materiales peligrosos y residuos peligrosos” de la SCT²¹, que no menciona directamente al hidrógeno, pero que su descripción se incluye en la “Clase 2, que abarca gases comprimidos, refrigerados, licuados o disueltos a presión “, división 2.1” Gases inflamables: Sustancias que a 20 ° C y una presión normal de 101.3 kPa se queman cuando se encuentran en una mezcla del 13% o menos en volumen de aire”.

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

Uso en generación de energía

El uso de hidrógeno para la generación eléctrica está considerado por la Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento, ya sea mediante la combustión en turbinas o a partir de un proceso electroquímico en celdas de combustible, siempre y cuando cumpla con los requisitos técnicos de la CRE. La eficiencia mínima no debe ser inferior al 70% del poder calorífico de los combustibles utilizados en la producción de hidrógeno, según la Guía para la Evaluación de Nuevas Tecnologías que Pueden Ser Consideradas como Generadoras de Energía Limpia publicada por la SENER²².

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”²³. Si el CENACE, que es la autoridad reguladora, considera que el equipo no ha sido suficientemente probado en campo en su país de origen o en México, podría exigir pruebas de desempeño realizadas por laboratorios autorizados, como el Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) de la CFE.

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

Uso como insumo químico

El hidrógeno se utiliza comúnmente como materia prima en procesos de producción de margarina, vidrio, acero y resinas sintéticas en México, entre otras aplicaciones. Se deben seguir las regulaciones para la producción, almacenamiento, manipulación y transporte del hidrógeno, que son reglamentos técnicos. No existen regulaciones específicas para el mercado del hidrógeno en México y se considera una sustancia química dentro de un mercado de libre competencia.

Uso en aplicaciones de transporte

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

7.2. Aspectos sociales

7.2.1. Conflictos sociales con proyectos de renovables de gran escala

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

Es importante recalcar que los conflictos sociales no son exclusivos de los proyectos de energías renovables, aunque del total de proyectos de infraestructura en el

²¹ SCT, Secretaría de Comunicaciones y Transportes: <https://www.sct.gob.mx/transporte-y-medicina-preventiva/autotransporte-federal/marco-normativo/noms-de-materiales-y-residuos-peligrosos/>

²² Secretaría de Energía: <https://www.gob.mx/sener/documentos/procedimiento-para-evaluacion-de-tecnologias-limpias>

²³ Centro Nacional de Control de Energía: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ConexionInterconexion.aspx>

país que se encuentran en riesgo por conflictos sociales (110 proyectos en 2017), aproximadamente el 50 por ciento son del sector energético y casi el 30 por ciento son proyectos que resultaron de la reforma energética (Carriles, 2017). Un estudio del Instituto de Investigaciones en Ecosistemas y Sustentabilidad de la UNAM que se enfoca en proyectos con afectaciones medioambientales revela que, entre 2012 y 2017, hubo un total de 530 conflictos socioambientales en México, 74 de los cuales fueron en proyectos energéticos (UCCS, 2018). Esta realidad de conflictividad socioambiental en el desarrollo de megaproyectos de energía y la necesidad de continuar expandiendo la generación eléctrica por medio de fuentes renovables, nos obligan a estudiar a detalle y atender

los factores que generan estos desacuerdos o el hecho de que estos desacuerdos escalen. Lo que está en juego son los derechos de las comunidades locales, la viabilidad de la transición energética y la oportunidad de que sea un proceso democrático y beneficioso para todos. En este sentido, **el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno verde deberá considerar, de forma no limitativa, los mismos lineamientos y consideraciones sociales y ambientales aplicables a los proyectos de generación de energía renovable de gran escala**, al ser el componente que mayor extensión de terreno ocupa y con mayores potenciales conflictos con comunidades o de índole ambiental.

Figura 33. Conflictos reportados por el proyecto 'Conversando con Goliat, 2019'.



Captura de pantalla del mapa de conflictos presentado en: <http://portal.giscloud.com/map/992523/conversando-con-goliat>

7.2.2. Evaluación de Impacto Social (Evis)

Las Disposiciones Administrativas de Carácter General sobre la Evaluación de Impacto Social en el Sector Energético (DACG-Evis)²⁴ establecen las metodologías y el contenido mínimo de las evaluaciones según el tipo de energía y la escala del proyecto. Establecen defini-

ciones, 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.

²⁴ 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).

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).

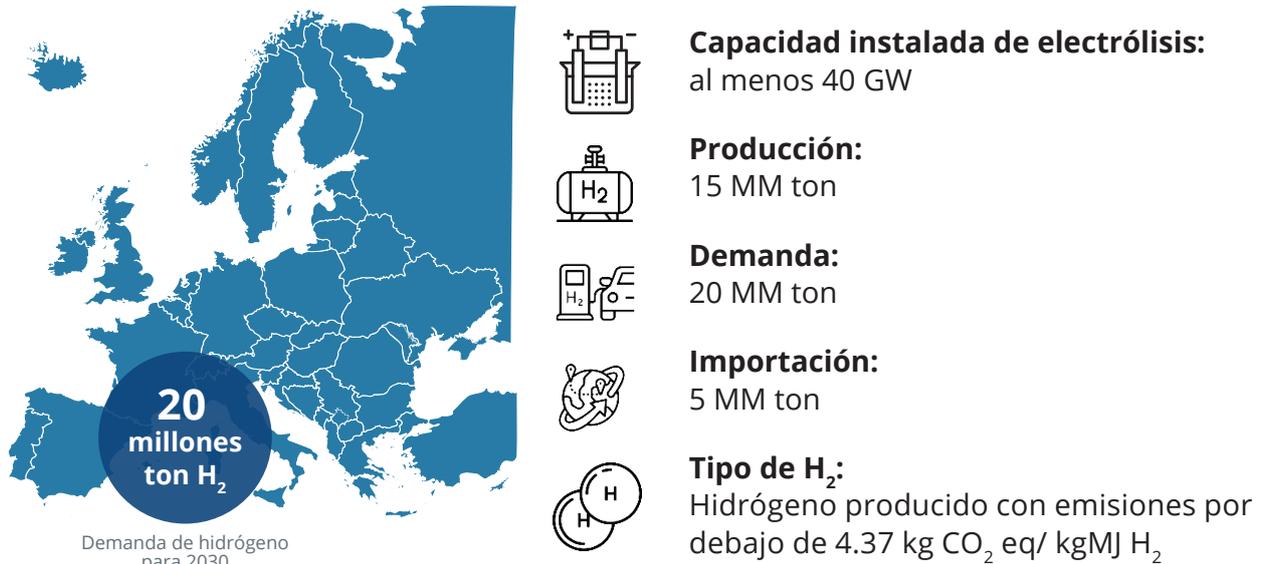


8. Análisis de interacción con otros mercados

UNIÓN EUROPEA

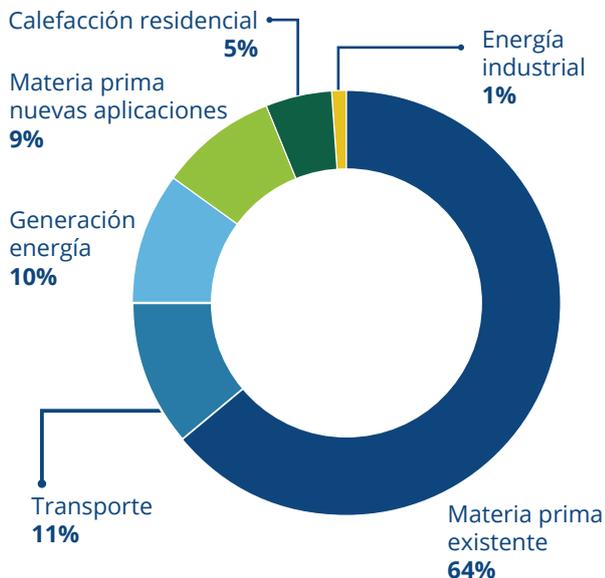
Mercado de hidrógeno en 2030 (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2019)

Figura 34. Demanda de hidrógeno bajo en carbono en la U.E (2030).



Fuente: elaboración propia.

Figura 35. Demanda de hidrógeno bajo en carbono por sector en la UE en 2030



Fuente: elaboración propia.

La Unión Europea jugará un papel relevante dentro de la economía del hidrógeno, principalmente como importador de la molécula y exportador de tecnologías dentro de la cadena de valor.

La región de Medio Oriente y el Norte de África (MENA), Asia y países europeos con recursos renovables (España) son competidores directos de México para abastecer el mercado europeo.

Instrumentos de financiación – Unión Europea (BMW, 2021)

Alemania es el país miembro de la Unión Europea que lidera el diseño, construcción y puesta en operación de vehículos financieros que apoyan a cerrar brechas económicas de los proyectos de hidrógeno. Algunos de los fondos de financiación del Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima (BMWK) son:

H ₂ Global	FRL	H ₂ Uppp
<p>Fondo de financiación basado en el concepto de subastas que busca dinamizar el mercado del hidrógeno verde y productos PtX.</p> <p>H₂ Global busca realizar alianzas con países que cuenten con el potencial de producir y exportar H₂ verde competitivo a Alemania.</p> <p>El fondo cuenta con aproximadamente 900 millones de euros.</p>	<p>Establece los lineamientos de fondos para apoyar proyectos de cooperación internacional (Fuera de la UE) entre los que se encuentra la construcción de plantas de producción de hidrógeno verde, almacenamiento, transporte y otras aplicaciones. Se usan subvenciones no reembolsables de hasta 15 millones de euros por aplicante.</p>	<p>Es el programa para la cooperación en la promoción de proyectos de hidrógeno en países en vías de desarrollo.</p> <p>Dentro del programa se busca que la experiencia /o conocimiento de empresas de la Unión Europea se comparta a los aliados de países en desarrollo al éxito de nuevos proyectos, tanto con estudios como en el desarrollo de proyectos de producción de H₂ verde y sus derivados.</p> <p>H₂ Uppp ya está financiando estudios sobre oportunidades de inversión en México.</p>

Análisis de costos exportación de hidrógeno Puebla – Unión Europea (2030)

Se realizó un análisis de costos con el objetivo de evaluar la posible competitividad económica de exportar hidrógeno verde desde Puebla a Europa a través del Puerto marítimo de Veracruz. La simulación consideró dos portadores de hidrógeno debido a los avances tecnológicos que se han venido desarrollando en su transporte interoceánico, mercados establecidos y proyectos a escala comercial de envío. Los portadores analizados fueron hidrógeno líquido (LH₂) y amoníaco²⁵ (NH₃).

Los resultados arrojaron que los costos en puerto de destino para ambos portadores son ligeramente parecidos, siendo el LH₂ un 2% más costoso con relación al amoníaco. Las simulaciones se realizaron bajo los siguientes supuestos:

- Planta de generación de hidrógeno a partir de recursos renovable, principalmente solar fotovoltaico o eólico. El recurso renovable se ubica en Atenayuca situada en el Municipio de Juan N. Méndez, y cuenta con un potencial de electrólisis de 5 GW en un radio de 30 km.
- El LCOH de producción de hidrógeno en sitio es de 3.12 USD/kg. Este valor se obtuvo como un valor promedio ponderado analizando tanto recursos renovables solares como eólicos.
- El puerto de origen es el Puerto de Veracruz en el estado de Veracruz, mientras que el lugar de destino será el Puerto de Rotterdam en Países Bajos.
- El transporte terrestre entre la planta de hidrógeno en la región de Atenayuca (Puebla) y Puerto Veracruz será a través de un hidroduto dedicado.
- El rango de LCOH para el 2030 en países importadores de hidrógeno como Alemania y Países Bajos se ubica cerca de los 8 USD/kg H₂ según *Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy & Climate Plans* (FCH, 2020)

A partir de las siguientes graficas se observa que los costos de exportación de hidrógeno verde producido en Puebla, transportado por hidroduto hasta el Puerto de Veracruz en Veracruz y exportado como hidrógeno líquido o amoníaco al Puerto de Rotterdam en Países Bajos tienen costos de 6.49 USD/kg y 6.36 USD/kg, respectivamente.

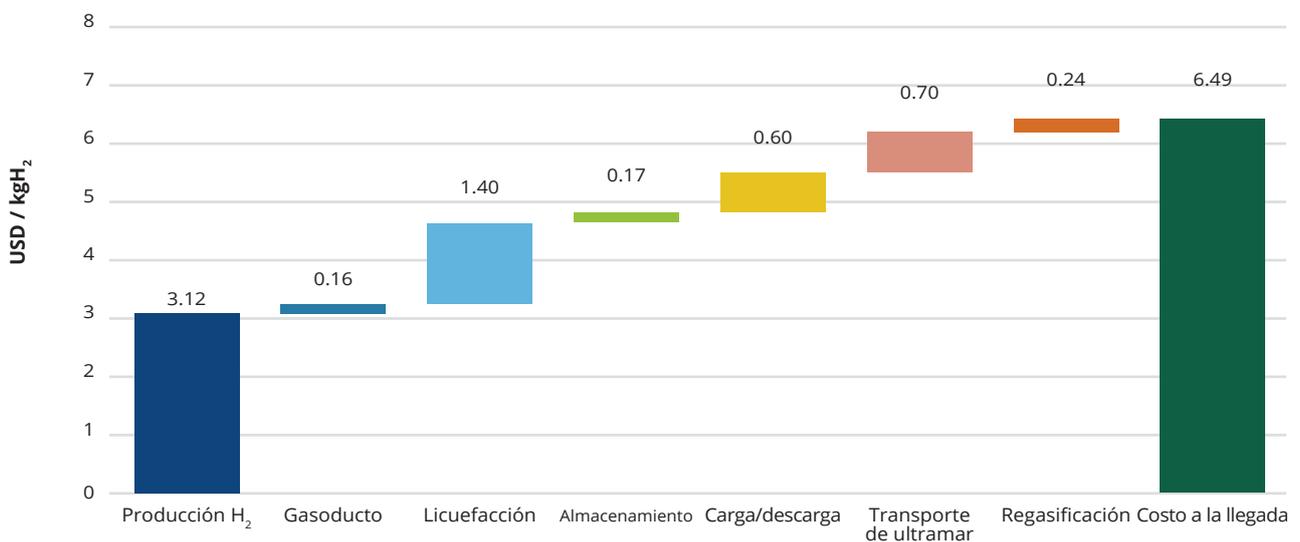
Para la exportación de hidrógeno líquido, se establece que el 22% de los costos totales corresponden a la etapa de licuefacción. El cambio de fase de hidrógeno gaseoso a líquido es costoso, ya que es un proceso energéticamente intensivo para lograr temperaturas por debajo de los -253°C.

²⁵ Dado que el hidrógeno tiene un bajo contenido energético por volumen, en comparación con otros energéticos, para su transporte marítimo se recurre a la licuefacción para convertirlo en hidrógeno líquido (LH₂), lo cual requiere el manejo de temperaturas criogénicas en su cadena de suministro. Alternativamente se pueden emplear los llamados portadores de hidrógeno, como el amoníaco (NH₃) o los portadores líquidos orgánicos de hidrógeno (LOHC), con los cuales es posible utilizar infraestructura existente (buques, tanques de almacenamiento, terminales) para su transporte reduciendo los costos de exportación. Aún es incierto cuál será el método de uso predominante, pero hasta ahora se han anunciado un mayor número de proyectos de producción y exportación de amoníaco verde, el cual ya tiene un mercado para la fabricación de fertilizantes, explosivos y uso como refrigerante. La principal ventaja del LH₂, es la alta pureza del hidrógeno entregado, pero aún es una tecnología costosa y en desarrollo.

La exportación de hidrógeno a través de amoníaco es 2% menos costosa que aquella usando hidrógeno líquido, siendo las etapas de acondicionamiento, síntesis portadora (en puerto de origen) y cracking (en puerto de destino) las de mayor costo con valores respectivamente de 1.01 USD/kg y 1.47 USD/kg. Los costos asociados al cracking corresponden a aproximadamente el 23% del LCOH total de exportación, por lo que una mayor competitividad se logrará si no se realiza este proceso de restitución de NH_3 a H_2 en el lugar de destino.

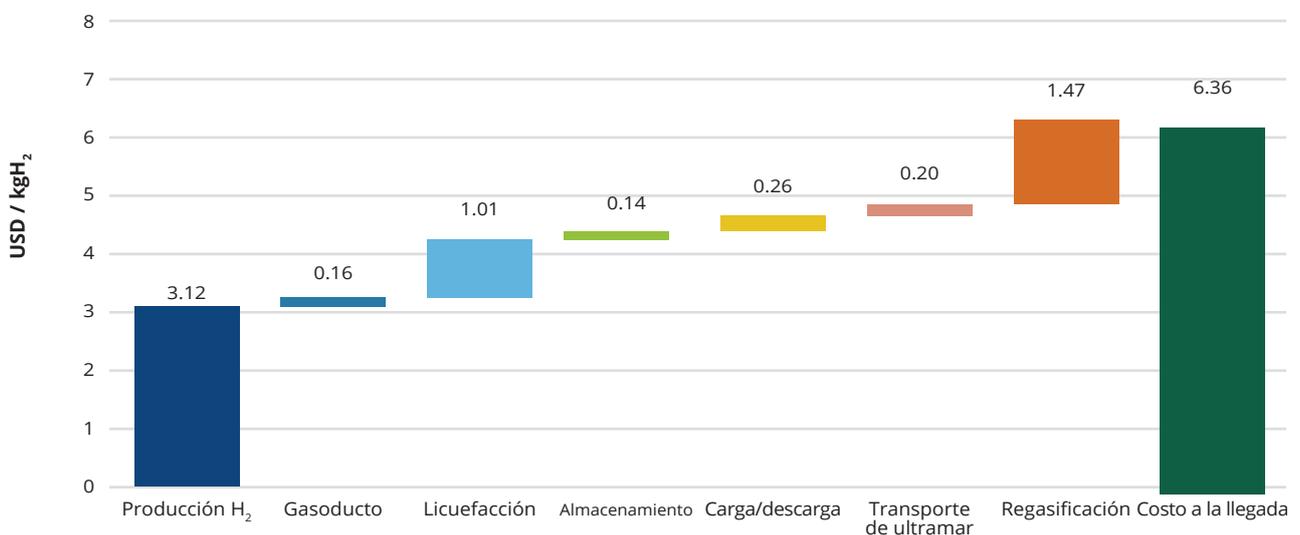
Una de las ventajas principales del amoníaco es que este presenta los menores costos de almacenamiento de energía y de transporte cuando lo comparamos directamente con hidrógeno líquido (17% menor) debido a sus propiedades físicas como por ejemplo su punto de licuefacción a presión ambiente es de -33°C , o incrementando la presión a 7.5 bar su licuefacción se dará a 20°C . Además, ya que el amoníaco es más denso que el hidrógeno; los costos de transporte por ducto (amoniaducto) son menores; esto es 0.5x del costo de transporte por gasoductos para gas natural y de 0.25x del costo de transporte de hidrógeno por hidroductos. Por lo anterior, el amoníaco será considerado como el portador de hidrógeno de mayor preferencia para el comercio internacional.

Figura 36. LCOH a 2030 para exportación marítima de hidrógeno líquido desde Puerto de Veracruz a Puerto Rotterdam. El hidrógeno es producido en Puebla y enviado, mediante hidroductos, al Puerto de Veracruz en donde cambia de fase, almacena y envía a Europa.



Fuente: elaboración propia.

Figura 37. LCOH a 2030 para exportación marítima de amoníaco desde Puerto de Veracruz a Puerto Rotterdam. El hidrógeno es producido en Puebla y enviado, mediante hidroductos, al Puerto de Veracruz en donde se realiza la síntesis del portador, almacena y envía a Europa.



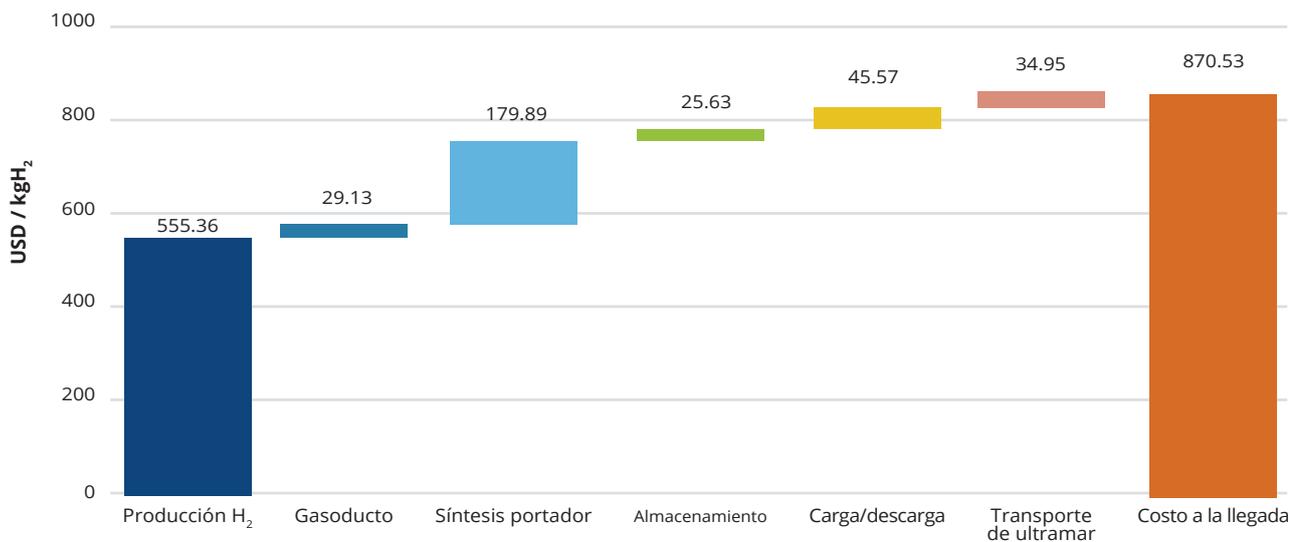
Fuente: elaboración propia.

Durante el 2020 la demanda de hidrógeno puro para la producción de amoníaco fue de 30.9 millones de toneladas, que correspondió al 35% del consumo actual de hidrógeno, ubicándose en el segundo lugar de mayor consumo siendo el primero los usos en refinería. El amoníaco es el segundo *commodity* más producido en el mundo por volumen con valores que superaron los 183 millones de toneladas durante el 2020 siendo el sector de la agricultura el principal mercado de demanda consumiendo aproximadamente el 85% del amoníaco a nivel mundial para la producción y uso de fertilizantes (IRENA, 2022).

El amoníaco se proyecta a tener un crecimiento en su producción debido al crecimiento poblacional a nivel mundial, planes de soberanía alimenticia y usos potenciales para la descarbonización del sector marítimo y generación de energía. Para el 2050 la demanda de amoníaco será de casi 600 millones de toneladas con el potencial de tener amoníaco verde producido a partir de hidrógeno verde de 330 millones de toneladas (IRENA, 2021), (Saygin, 2021).

Puebla cuenta con el potencial teórico de producir amoníaco verde y planear modelos de negocio de exportación a regiones europeas como el Puerto de Rotterdam a 870 USD/ton NH_3 para el 2030. La producción de hidrógeno verde es la etapa con los costos más altos (64%), seguido de la transformación y producción del gas de síntesis portador – NH_3 (21%).

Figura 38. LCOA a 2030 para exportación marítima de amoníaco desde Puerto de Veracruz a Puerto Rotterdam. El hidrógeno es producido en Puebla y enviado, mediante hidrodutos, al Puerto de Veracruz en donde se realiza la síntesis del portador, almacena y envía a Europa.



Fuente: elaboración propia

9. Análisis de barreras, obstáculos y oportunidades. Recomendaciones y conclusiones para el Estado de Puebla

9.1. Barreras y obstáculos

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

- El bajo costo del gas natural lo hará difícil de reemplazar por hidrógeno verde, en particular para aplicaciones de combustión, dado que se proyecte que siga siendo el energético más económico en el estado al menos hasta 2050.
- Actualmente no existe un incentivo para la adopción de hidrógeno verde, dado que las empresas interesadas en su implementación priorizan otras alternativas de reducción de emisiones más competitivas en costo, como la electrificación directa, la eficiencia energética, o el uso de gas natural.
- No hay mandatos generales de reducción de emisiones en los segmentos industriales donde el hidrógeno verde podría ser la única alternativa de descarbonización, y las empresas que lo están considerando persiguen usualmente metas corporativas de reducción de emisiones sin carácter obligatorio.
- El mayor centro actual de consumo del estado, Complejo Petroquímico Independencia de Pemex, se encuentra a más de 130 kilómetros de distancia de las regiones con mayor potencial para la producción de hidrógeno verde de bajo costo.
- La exportación de hidrógeno verde se ve limitada por la capacidad de llegar a las escalas de cientos o miles de MW con bajo costo con los que competiría el hidrógeno o amoníaco verde en el mercado internacional. La distribución del potencial de producción de hidrógeno a partir de energía solar o eólica podría dificultar la concentración de capacidad de electrólisis centralizada, con lo cual se podrían alcanzar economías de escala y la posibilidad de ser un exportador competitivo de hidrógeno o amoníaco verde a Europa, por ejemplo, a través del puerto de Veracruz.

9.2. Oportunidades

9.2.1. Producción de hidrógeno verde a costos competitivos

Puebla podría aprovechar su abundante recurso eólico en el sur del estado para la producción de hidrógeno verde, logrando costos de hasta 1.8 USD/kg en 2030.

- La generación eléctrica en el estado de Puebla está abastecida en su mayoría por fuentes de energía renovable, que aportan el 66.5% de la energía de la red, destacando la participación de plantas hidroeléctricas (29.1%), eólicas (17.9%) y solares (12.5%). El hidrógeno podría ser un habilitador para la integración en la red eléctrica de una mayor participación de energías renovables variables, como la solar y la eólica.
- El potencial eólico factible del estado es más elevado en la región sur-centro, donde se alcanzan factores de planta que llegan hasta a un 55% y se encuentra cercano a centros de actual y potencial demanda de hidrógeno verde.
- El potencial solar en el estado es mucho amplio, con mayor disponibilidad a lo largo de todo el territorio, principalmente desde el centro hacia el sur. Los factores de planta obtenidos en ese caso llegan a un máximo del 25.4%. Sin embargo, es más difícil llegar a costos competitivos empleando este recurso.
- Para 2030, Puebla tendrá un potencial cercano a 115 MW de electrólisis con un costo de producción de hidrógeno menor a 2 USD/kg a partir de energía eólica, dentro del rango de costos bajo observado a nivel nacional, y 850 GW a un costo menor a 3 USD/kg, con el cual se podrían desplegar los primeros pilotos para probar la tecnología.
- Sería posible lograr menores LCOH para proyectos específicos considerando medidas como complementar la producción de hidrógeno con la venta de electricidad renovable a la red o el uso de electrólisis

alcalina, lo cual podría impactar en la reducción de costos en hasta un 15%.

- Para 2050, Puebla tendrá un potencial de 180 MW de electrólisis con un costo menor a 1.5 USD/kg y cerca de 4.6 GW con un costo menor a 2 USD/kg (cerca del 60% del potencial solar al 2050, se encuentra por debajo de este costo).

9.2.2. Descarbonización de la industria

Es posible que los primeros proyectos piloto de hidrógeno para la industria se vean en empresas trasnacionales que necesitan introducirlo en sus procesos como única alternativa para lograr sus metas de descarbonización.

- Se estima que el mercado de hidrógeno en Puebla fue de 43 mil toneladas de hidrógeno en el 2022. La producción de metanol fue el sector con mayor demanda de hidrógeno (74% del mercado total) debido al Complejo Petroquímico Independencia, de Pemex. En una menor proporción se encuentran los sectores del papel, pulpa y cartón que demandaron el 25% para los procesos de blanqueamiento, mientras que un 1% del hidrógeno en Puebla se consumió en el sector del acero.
- El hidrógeno verde alcanzaría la paridad de costos como materia prima a finales de la década del 2030, lo que indica cuando el hidrógeno verde podría ser atractivo en industrias como la producción de metanol, amoníaco, acero, cemento, vidrio flotado; entre otros.
- La producción de metanol para Pemex podría ser el principal off-taker para un proyecto de producción de hidrógeno verde de gran escala, posibilitando su suministro a costos competitivos para otros usos con menor demanda como la producción de acero o los primeros despliegues de vehículos de transporte pesado con celdas de combustible. Sin embargo, un reto por resolver sería el transporte del hidrógeno dado que el complejo se encuentra alejado de las zonas con potencial de producción de hidrógeno verde a bajo costo en el estado.
- Existen empresas en otros segmentos industriales, como la producción de acero y la manufactura automotriz, que actualmente están considerando el uso de hidrógeno verde en sus procesos pese a su mayor costo para lograr sus metas corporativas de reducción de emisiones.

9.2.3. Descarbonización del transporte

Los primeros casos de negocio rentables con hidrógeno verde en el transporte pesado podrían verse antes de 2030,

y se perfila a ser el segmento de mayor demanda de H2V hacia 2050.

- Se estima que en 2050 el estado de Puebla requiera más de 100 mil millones de litros de gasolina anualmente para satisfacer la demanda de los tres segmentos más representativos: automóviles, autobuses de pasajeros y camiones y camionetas para carga.
- El hidrógeno podría ser competitivo respecto a la gasolina y el diésel antes del 2030, y que la electricidad de la red a principios de la década siguiente. Esto podría ser un detonante de su uso en el transporte terrestre de carga o como un medio de almacenamiento eléctrico.
- Para el transporte terrestre de carga, la paridad de costos podría darse durante esta década, considerando el costo total de propiedad de los vehículos, que posiciona a este sector como el de competitividad económica en el corto plazo en Puebla.
- Alrededor de la mitad de la demanda de hidrógeno verde al 2050 en Puebla podría venir del transporte terrestre de carga con vehículos de celda de combustible.

9.3. Recomendaciones

9.3.1. Iniciativas y proyectos

Se requieren estudios adicionales para explorar la viabilidad de posibles proyectos de hidrógeno verde en transporte pesado, industria, exportación y manufactura automotriz de vehículos de celda de combustible.

- Estudiar casos específicos de potencial demanda de hidrógeno en el corto y mediano plazo, a fin de identificar y empezar a construir los primeros proyectos de implementación de tecnologías de hidrógeno verde. Es posible que los primeros proyectos sean a nivel piloto, para lo que se recomienda coordinarlo con diferentes consumidores y potenciales proveedores de hidrógeno verde a través de la conformación de consorcios.
- Se recomienda hacer un estudio detallado del potencial de producción, uso local y exportación de metanol verde para Puebla, el cual podría ser uno de los detonantes de demanda en gran escala y despliegue de tecnologías de H2V en el estado, considerando a Pemex, que es el principal consumidor objetivo en el Complejo Petroquímico Independencia.

- Los primeros parques de generación de hidrógeno a gran escala podrían ser alimentados por energía eólica al sur del estado por su menor costo nivelado de producción; sin embargo, cerca de la ciudad de Puebla, los proyectos de energía solar podrían ser los habilitadores como proyectos piloto o de escala media por su menor distancia a los posibles centros de consumo.
- Al momento de seleccionar fuentes de abastecimiento de agua para los proyectos de hidrógeno, teniendo en cuenta la disponibilidad y calidad del recurso hídrico en el estado de Puebla, se recomienda que los proyectos de hidrógeno realizados en el norte del estado de Puebla estén alimentados por fuentes superficiales, mientras que aquellos que se ubiquen en el sur y el oeste del estado, busquen priorizar el uso de agua subterránea.
- Estudiar el posible desarrollo de un corredor de transporte pesado con hidrógeno verde entre Puebla y la Ciudad de México. El que sea una ruta de alto flujo vehicular podría facilitar el establecimiento de puntos de repostaje de hidrógeno verde en puntos estratégicos. Sin embargo, sería necesario estudiar el potencial de producción de hidrógeno verde en la CDMX y lograr una colaboración entre ambos estados para establecer un plan a largo plazo así como los primeros pilotos. Alternativamente, se podría explorar un desarrollo similar la ruta de Puebla al puerto de Veracruz.
- Realizar un diagnóstico de las capacidades de manufactura existentes y potenciales en Puebla aplicables a las tecnologías de hidrógeno, en particular en el sector automotriz para la fabricación de FCEV de carga pesada, así como otros componentes en la cadena de valor del H₂V (electrolizadores, celdas de combustible, compresores, válvulas, tuberías, tanques de almacenamiento, filtros, etc).
- Los análisis recomendados podrán servir para alinear las capacidades de manufactura con la demanda de hidrógeno que pueda ser atendida a costos competitivos. En torno estos resultados, se podrían establecer hubs temáticos de capacitación, desarrollo y manufactura de las tecnologías identificadas incluso a nivel regional con los estados vecinos en México. Para ello sería recomendable una coordinación entre los sectores industrial, académico y gubernamental.
- Puebla podría producir amoniaco verde y planear modelos de negocio de exportación a destinos europeos como el Puerto de Rotterdam a 870 USD/ton para el 2030 a partir de proyectos de gran escala.

Para esto se recomienda explorar el poder sumar capacidad renovable de bajo costo de estados vecinos a sus regiones sur y este, por ejemplo, el norte de Oaxaca o el oeste de Veracruz. Alternativamente, se podría explorar la producción y exportación de metanol al tener un gran consumidor ancla en el estado.

9.3.2. Cooperación intersectorial y acción gubernamental

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

- Para el desarrollo de una economía del hidrógeno verde en el estado, será necesaria la cooperación de actores en el sector privado y el público. La integración del hidrógeno verde en los ejes temáticos de los clústeres industriales en el estado podría crear un foro adecuado para impulsar las primeras iniciativas y proyectos de hidrógeno verde.
- Dado que el estado de Puebla cuenta con políticas para reducir las emisiones de GEI, especialmente en los sectores energético e industrial, los proyectos de hidrógeno verde podrían volverse estratégicos para promover el transporte sustentable y la implementación de energías limpias para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles.
- En el ámbito gubernamental, es importante la coordinación entre las áreas destinadas al desarrollo económico y medio ambiente, así como los segmentos industriales, de manufactura y el sector de energía. En ese sentido, se sugiere el desarrollo de una Estrategia de Hidrógeno Verde de Puebla que integre la visión de los diferentes actores y que lleve la coordinación a través de una Agencia de Energía del Estado de Puebla, lo cual se ha visto con resultados favorables en otros estados en México y el extranjero.
- A partir de la visión general plasmada en la Estrategia Estatal, el desarrollo de Hojas de Ruta por segmento de aplicación (industria, energía, transporte de carga, transporte de pasajeros, manufactura, etc.) podrá identificar los segmentos y sitios específicos para priorizar el desarrollo de proyectos, y sentar las bases para el despliegue de iniciativas y las solicitudes de financiamiento a organismos internacionales.
- Se sugiere incluir objetivos específicos y medibles dentro de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde para los horizontes mediano (2030) y largo (2050) plazo. El estudio deberá evaluar aquellas demandas futuras en

áreas como la producción de metanol, el transporte, la industria, entre otros. Además, se deberán definir recomendaciones y acciones para la creación de un marco legal que apoye el despliegue de proyectos de energías renovables e hidrógeno verde. Se recomienda incluir análisis transversales como la creación de empleos verdes, certificados de garantías de origen, y fondos de financiación a la I+D y el despliegue de proyectos piloto y demostrativos.

- Se recomienda crear mesas de trabajo entre actores público, privado y la academia para debatir sobre los aspectos claves que deberá contener la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde. El fomento de sinergias entre

actores se debe de promover desde instancias de la construcción temprana del documento.

- Se recomienda realizar un mapeo de las potenciales industrias consumidoras con un mayor nivel de detalle con el fin de evaluar la viabilidad de incorporar hidrógeno verde dentro de sus procesos. El análisis deberá incluir características de cada industria, disponibilidad y costo de fuentes de energía renovable en la zona, tamaño, ubicación geográfica, tipo de proceso industrial que desarrollan y demanda energética. El estudio permitirá establecer una hoja de ruta de hidrógeno verde dentro de aquellos sectores económicos con mayor oportunidad de adopción.

Anexo 1: Listados de bibliografía utilizada en las fichas técnicas

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

Ficha técnica de Caracterización General del Estado de Puebla

1. Resumen. Puebla - INEGI
2. Entidades federativas de México por PIB
3. Puebla: Economía, empleo, equidad, calidad de vida, educación, salud y seguridad pública
4. Exportaciones por entidad federativa – INEGI
5. Conjuntos de datos vectoriales de información topográfica escala 1:250 000 Puebla Serie VI
6. Infraestructura de gas natural en México
7. Centrales eléctricas de México – Observatorio de Transición Energética
8. Propuesta de instalación de una pequeña central hidroeléctrica en el municipio Xicotepec de Juárez, Puebla
9. PIER II: el parque eólico pionero por su diseño de supercomputación – Iberdrola Renovables
10. PIER IV: el parque eólico que suministrará de energía a Grupo Modelo – Iberdrola Renovables

11. Geotérmica Los Humeros
12. Información sobre la implementación de la política climática subnacional – Puebla
13. Relieve. Puebla – INEGI
14. Mexico - Vehículos de Motor Registrados en Circulación 2021, Datos al mes de diciembre
15. ProAire Puebla
16. Informe nacional de calidad del aire 2019

Ficha técnica de Análisis Cualitativo de Demanda de Hidrógeno Verde

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

Anexo 2: Matriz de indicadores cualitativos

La Tabla 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 Puebla. 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 6. Matriz de indicadores cualitativos.

Indicador	Benchmark			Peso	Puntaje
	1	2	3		
KPI 1 - Consumo actual de H₂ 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 H₂V 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 3: Suposiciones tecno-económicas

Los cálculos y análisis realizados dentro de este estudio usaron los siguientes supuestos de costos de

capital y de operación para las diferentes tecnologías, basados en una recopilación de diferentes reportes.

Tabla 7. Evolución técnico-económica de las tecnologías de producción de energía renovable e hidrógeno.

	2022	2025	2030	2040	2050
Solar PV²⁶					
CAPEX [USD/kW]	630	570	513	454	420
Eólica³²					
CAPEX [USD/kW]	885	854	813	730	685
Electrólisis PEM²⁷					
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.

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

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

Proyectos de energía solar ingresados al PEIA (2016-2021)			
Proyecto	MW	ha	MW/km
Central solar BC	300.0	550.0	54.5
ATLACOMULSO	113.4	236.0	48.1
Cuquío	92.1	300.0	30.7
Villanueva	754.0	2400.0	31.4
luciernaga	243.7	617.2	39.5
la palapa	22.5	75.5	29.8
rancho nuevo solar	96.0	192.8	49.8
el coroneo	50.0	125.4	39.9
parque solar suave	160.0	576.2	27.8
parque solar miguel	160.0	543.1	29.5
ABASOLO PV1	150.0	360.3	41.6
Angel 1	361.4	799.5	45.2
comsa 1	1.1	3.3	33.8
las lomas de ocampo	90.0	148.9	60.4
Tepezala 1	120.0	378.0	31.7

Proyectos de energía eólica ingresados al PEIA (2016-2021)			
Proyecto	MW	ha	MW/km
Vientos del caribe	208.0	1871.0	11.1
Gunaa Sicarú	252.0	4700.0	5.4
Presa nueva	403.2	6820.0	5.9
la palmita 1	52.0	753.2	6.9
la palmita 2	62.4	835.9	7.5
santa cruz	138.0	2330.0	5.9
Fenicias	168.0	3378.0	5.0
kabil	68.0	1603.0	4.2
la carabina II	150.0	5050.9	3.0
salitrillos	100.0	1533.0	6.5
mesa la paz	306.0	9784.0	3.1
SINANCHE I y II	151.2	3222.0	4.7
TIZIMIN	86.1	1725.0	5.0
Energía limpia de amistad	200.0	6539.0	3.1
altos II	100.0	2308.0	4.3

²⁶ Proyección de Inicio, basada en los datos del reporte "Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina"

²⁷ Proyección de Inicio, basada en los datos de los reportes: "Hydrogen: The economics of production from renewables" (BNEF, 2019) - "The Future of Hydrogen" (IEA, 2019) - "Technology pathways in decarbonisation scenarios" (Publication Office EU, 2018) - "Green Hydrogen Cost reduction" (IRENA, 2020).

Proyectos de energía solar ingresados al PEIA (2016-2021)			
Proyecto	MW	ha	MW/km
Huerto solar fotovoltaico durango	117.0	112.8	103.7
Piactla	20.0	39.5	50.6
planta cemento cerritos	10.0	52.7	19.0
saucedá solar	124.0	324.3	38.2
Promedio ponderado por capacidad instalada			41.7

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

Proyectos de energía eólica ingresados al PEIA (2016-2021)			
Proyecto	MW	ha	MW/km
Promedio ponderado por capacidad instalada			5.3

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

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

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

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

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

Ecuación 1. Fórmula para calcular el LCOH.

$$LCOH_{USD/kg} = \frac{\sum_{t=0}^t \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^t \frac{kgH2_t}{(1+r)^t}}$$

CAPEX: Gastos de Capital.

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

t: Año de operación

r: Tasa de descuento

Kg H₂: H₂ (kg) producción por año

*Valor Nominal

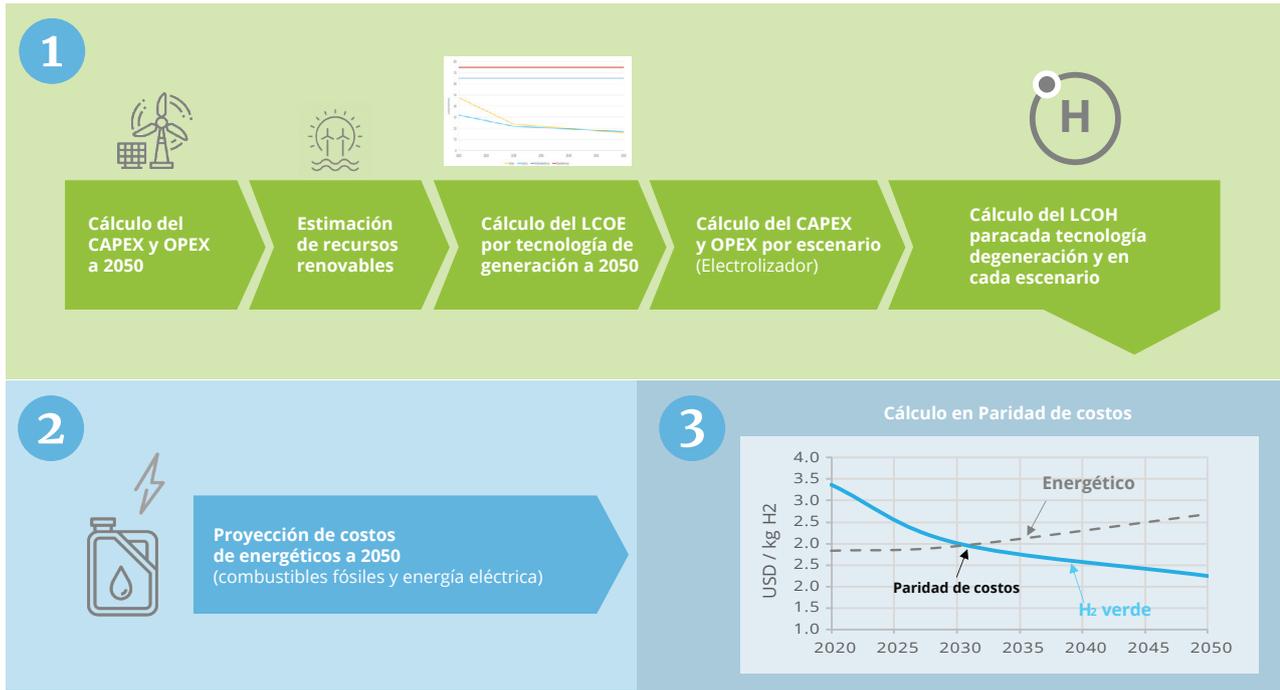
La viabilidad económica en la adopción del H₂V en las diferentes aplicaciones está sujeta a su competitividad en costos contra los energéticos que se emplean actualmente en cada industria.

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

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

La metodología empleada en este documento para determinar la paridad de costos en diferentes industrias consta de tres pasos (ver Figura 39).

Figura 39. 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 3.
- **Paso 2:** Se determina la proyección de costo para diferentes combustibles que eventualmente el hidrógeno sustituiría. Se consideran las proyecciones de la Figura 9.
- **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.

Anexo 5: Recomendaciones sobre aspectos sociales y ambientales

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

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

Comunidades de Energía Renovable

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

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

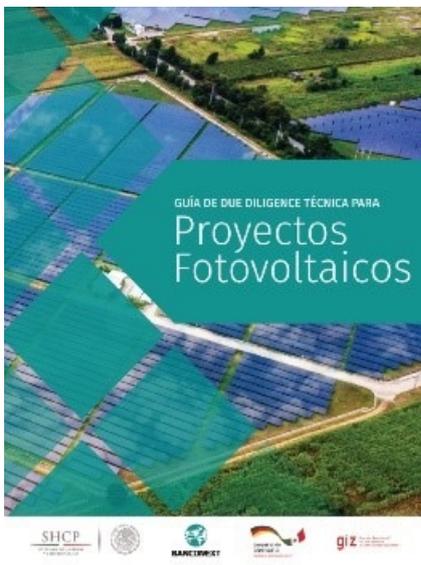
Partiendo de la realidad de que la SENER - la autoridad responsable de asegurar la evaluación de riesgos mitigación de riesgos a través de la revisión de las EvIS - no tiene la suficiente capacidad para controlar la calidad y suficiencia de las EvIS, el Banco Mexicano de Comercio Exterior (BANCOMEXT),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

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

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

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

Figura 40. Portadas del MEDIRSE (arriba) y de la Guía de due diligence técnica para proyectos fotovoltaicos (abajo).



Guía de diligencia técnica para parques solares fotovoltaicos de gran escala

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

Reglamento de la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE)

La Evaluación Ambiental Estratégica a nivel internacional es reconocida como un instrumento de planeación

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

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

La propuesta detallada se encuentra en la siguiente liga:

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

Propuesta de elaboración de un diagnóstico socio-cultural del territorio (DSCT)

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

Más información: CER 2010 - Propuesta para la creación de un Diagnóstico Socio-Cultural del Territorio, disponible aquí:

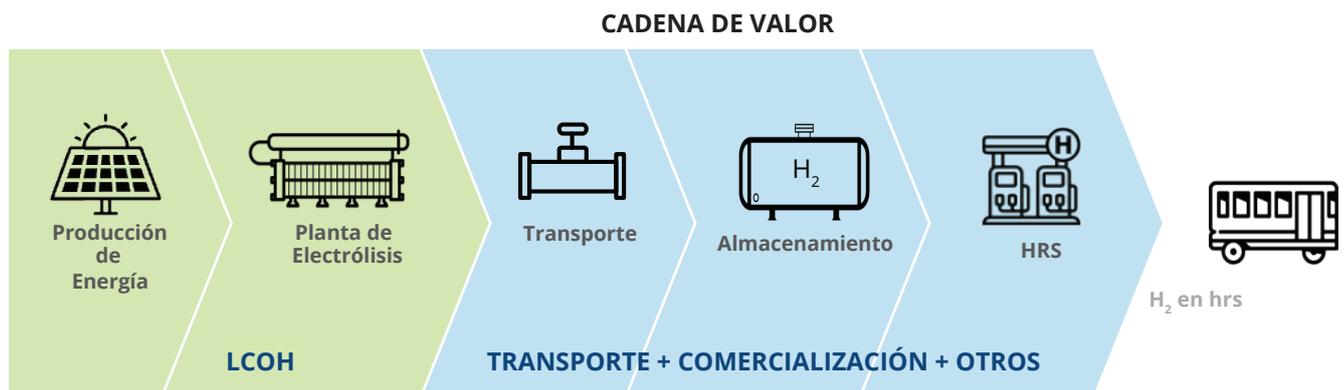
https://proyectocer.org/assets/img/Propuesta-para-la-creaci%C3%B3n-de-un-Diagn%C3%B3stico-Socio-Cultural-del-Territorio_abril-2020.pdf

Anexo 6: Información de transporte

El sector de transporte pesado, por su potencial descarbonización a través de diferentes tecnologías de bajas y/o cero emisiones, ha cobrado relevancia en las conversaciones sobre la descarbonización de la logística a nivel mundial. Se estima que el hidrógeno verde sea protago-

nistas en la transformación de este sector, para ello hay que entender que su cadena de valor se conforma por una serie de eslabones, tal como se puede observar en la Figura 41.

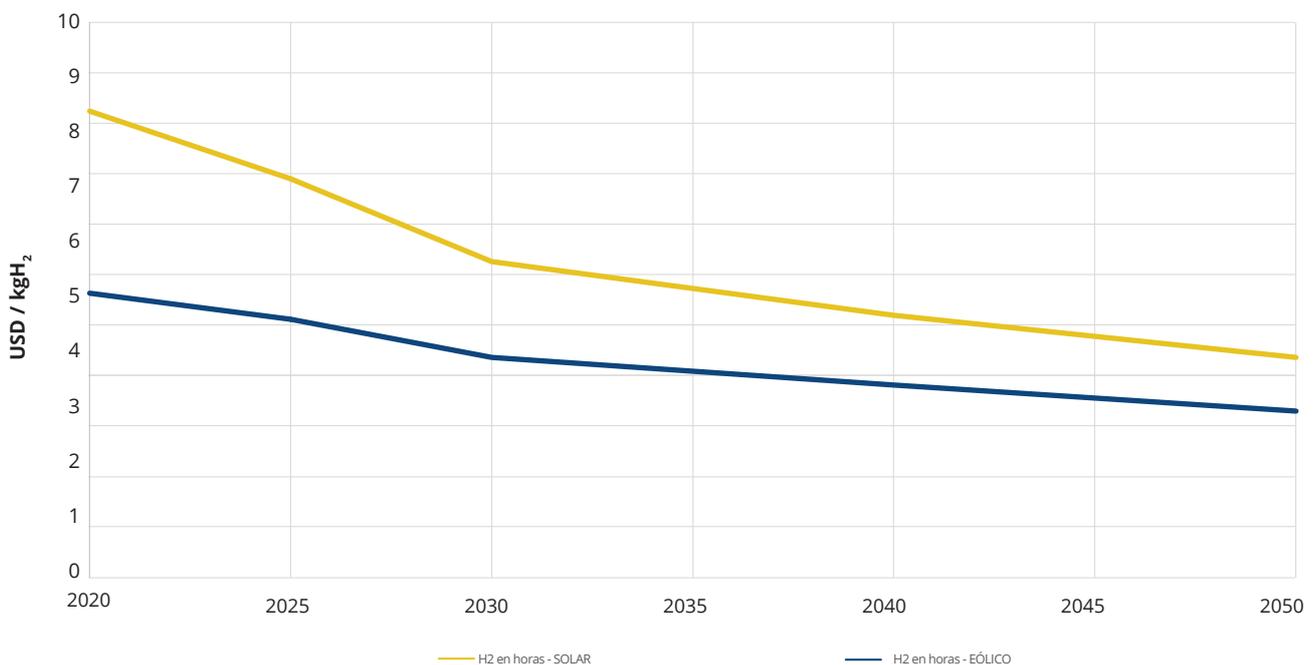
Figura 41. Cadena de valor para la producción, transporte y uso final del hidrógeno en el transporte.



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

de 1.6XLCOH respecto al precio que tendría que pagar un usuario final que hiciera uso del hidrógeno como energético de sus vehículos. Por lo tanto, si se consideran los mejores recursos renovables del estado a partir de la producción de energía eólica y solar, se obtiene una proyección de 2020 a 2050 del hidrógeno verde puesto en la HRS. La Figura 42 muestra dicha proyección.

Figura 42. Costo del hidrógeno en punto de suministro para vehículos (HRS).



Adicionalmente, para las proyecciones de TCO y paridad de costos mostrados en la sección 5.2.3, fueron empleadas algunas suposiciones en el CAPEX y otras técnicas

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

Tabla 8. Suposiciones de técnicas, operacionales y de CAPEX para las estimaciones de TCO para transporte.

	Año	ICEV	BEV	FCEV	Fuente
CAPEX (USD)	2020	286,000	840,623	1,050,779	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 mas información de https://www.tesla.com/semi . FCEV: http://www.diva-portal.se/smash/get/diva2:1372698/FULLTEXT01.pdf
	2025	286,000	649,534	811,918	
	2030	286,000	530,956	663,695	
	2040	286,000	402,477	503,096	
	2050	286,000	351,938	439,923	
Eficiencia (MJ/100km)	Todos los años	941	360	840	Cascadia ICE: https://www.fleetowner.com/running-green/fuel/article/21703965/is-it-truly-possible-for-trucks-to-reach-10-mpg Volvo FE: Calculo Hincio a partir de autnomia 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.

10. Bibliografía

- Ammonia Energy.** (2022). *Hydrogen City & green ammonia from the Port of Corpus Christi*. Retrieved from Hydrogen City & green ammonia from the Port of Corpus Christi
- ANIQ.** (2019). *Volumen de producción y comercio exterior (Toneladas)*. Retrieved from <https://aniq.org.mx/anuario/2019/Capitulo9/amoniac.html>
- Axayacatl, O.** (2022). *Principales cultivos producidos en el estado de Puebla*. Retrieved from <https://blogagricultura.com/cultivos-agricolas-estado-Puebla/>
- Banco de Desarrollo de América del Norte.** (2014). *Proyectos de Energía Eólica Ventika & Ventika II en General Bravo, Nuevo León*. Retrieved from <https://www.nadb.org/es/nuestros-proyectos/proyectos-de-infraestructura/proyectos-de-energia-eolica-ventika--ventika-ii-en-general-bravo-nuevo-leon>
- Banco de Desarrollo de América del Norte.** (2017). *Proyecto de Energía Eólica “El Mezquite” en Mina, Nuevo León*. Retrieved from <https://www.nadb.org/es/nuestros-proyectos/proyectos-de-infraestructura/proyecto-de-energia-eolica-el-mezquiteen-mina-en-nuevo-leon->
- Blanco, H.** (2021). *Hydrogen production in 2050: how much water will 74EJ need?* Retrieved from <https://energypost.eu/hydrogen-production-in-2050-how-much-water-will-74ej-need/#:~:text=Looking%20at%20hydrogen%20production%2C%20the,30.2%20according%20to%20%5B1%5D>.
- BMW.** (2021). *Funding Guideline for International Hydrogen Projects*. Retrieved from https://www.energyforum.in/fileadmin/user_upload/india/media_elements/Presentations/2021108_German_funding_schemes_for_Green_Hydrogen_Projects/20211108_Funding_Guidelines_for_Int_H2_Projects.pdf
- BNEF.** (2019). *Hydrogen: The economics of production from renewables*.
- CANACERO.** (2021). *Radiografía de la industria del acero en México*. Retrieved from https://www.canacero.org.mx/aceroenmexico/descargas/Radiografia_de_la_Industria_del_Acero_en_Mexico_2021.pdf
- ccalogisticsgroup.** (2021). *El 80% del comercio entre México y EU circula por carretera Monterrey-Nuevo Laredo*. Retrieved from <https://www.ccalogistics-group.com/noticia/el-80-del-comercio-entre-mexico-y-eu-circula-por-carretera-monterrey-nuevo-laredo/>
- COFECE.** (2019). *Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)*. Retrieved from <https://www.cofece.mx/consulta-documento-cel/>
- CONAGUA.** (2014). *Vedas, Reservas y Reglamentos de Aguas Nacionales Superficiales*. Retrieved from <https://www.gob.mx/conagua/documentos/vedas-reservas-y-reglamentos-de-aguas-nacionales-superficiales#:~:text=Vedas%2C%20reservas%20y%20reglamentos%20son,al%20otorgamiento%20de%20nuevas%20concesiones.&text=Zona%20reglamentada>.
- CONAGUA.** (2017). <https://www.gob.mx/conagua/articulos/que-es-el-agua-renovable?idiom=es>. Retrieved from <https://www.gob.mx/conagua/articulos/que-es-el-agua-renovable?idiom=es>
- CONAGUA.** (2019). *Estadísticas del Agua en México*. Retrieved from http://sina.conagua.gob.mx/publicaciones/EAM_2019.pdf
- CondorChem.** (2022). *Valorización de efluentes industriales para la recuperación de sulfato amonico*. Retrieved from <https://condorchem.com/es/blog/reutilizacion-efluentes-industriales-sulfato-amonico/>
- Congress website.** (2021). *Infrastructure Investment and Jobs Act, U.S.*. Retrieved from <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/3684/text>
- CRE.** (2022). *Consulta las memorias de cálculo de las tarifas eléctricas*. Retrieved from <https://www.gob.mx/cre/articulos/consulta-las-memorias-de-calculo-de-las-tarifas-electricas?state=published>
- CRE.** (2022). <https://www.cre.gob.mx/IPGN/>. Retrieved from <https://www.cre.gob.mx/IPGN/>
- Datasur.** (2022). *Datasur información que importa*. Retrieved from <https://www.datasur.com/>
- David Severin, R., Martin, R., & Detlef, S.** (2017). *Methodological Framework for Determining the Land*. arXiv.

- Diario Oficial de la Federación.** (2020). *REGLAS Generales de Comercio Exterior para 2020*. Retrieved from https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5595824&fecha=30/06/2020#gsc.tab=0
- Digital MTY.** (2021). *Inauguran planta de energía solar en Galeana*. Retrieved from <https://playersoflife.com/monterrey/inauguran-planta-de-energia-solar-en-galeana/>
- Economista, E.** (2022, 11). *El Economista*. Retrieved from *El Economista*: <https://www.economista.com.mx/estados/La-CFE-fortalece-su-parque-de-generacion-en-el-sistema-electrico-Baja-California-para-evitar-interrupciones-en-temporadas-de-mayor-demanda-20221007-0054.html>
- EIA.** (2022, March 30). *Wind explained*. Retrieved from U.S Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/energyexplained/wind/where-wind-power-is-harnessed.php#:~:text=Wind%20power%20plants%20require%20careful%20planning&text=Good%20places%20for%20wind%20turbines,%20for%20utility%20scale%20turbines.>
- Enel Green Power.** (2018). *Enel Green Power comienza la construcción de un nuevo parque eólico de 100 mw en Puebla*. Retrieved from <https://www.enelgreenpower.com/es/medios/press/2018/09/enel-green-power-comienza-la-construccion-de-un-nuevo-parque-eolico>
- Enel Green Power.** (2018). *Enel Green Power México inaugura Villanueva, la planta solar fotovoltaica más grande de las Américas*. Retrieved from <https://www.enelgreenpower.com/es/medios/news/2018/3/enel-green-power-mexico-inaugura-villanueva-la-planta-solar-fotovoltaica-mas-grande-de-las-americas>
- FCH.** (2020). *Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy & Climate Plans*.
- FCHEA.** (2022). *Fuel Cell and Hydrogen Energy Association*. Retrieved from <https://www.fchea.org/>
- FORBES.** (2022, 20 20). *FORBES MEXICO*. Retrieved from *FORBES MEXICO*: <https://www.forbes.com.mx/invertiran-9331-mdp-en-una-planta-de-metanol-para-el-mercado-asiatico-y-mexicano/#:~:text=El%20metanol%20se%20obtiene%20en%20la%20Ciudad%20de%20M%C3%A9xico.>
- Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.** (2019). *Hydrogen Roadmap Europe*. Retrieved from https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf
- GasolinaMX.** (2022). *PRECIO GASOLINA EN PUEBLA*. Retrieved from <https://www.gasolinamx.com/estado/puebla>
- GIZ.** (2021). *Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación*. CDMX.
- Global Solar Atlas.** (2022). *Global Solar Atlas*. Retrieved from <https://globalsolaratlas.info/map?c=11.523088,8.173828,3>
- Global Wind Atlas.** (2022). *Global Wind Atlas*. Retrieved from <https://globalwindatlas.info/>
- Gobierno de México.** (2016). *Consumo de energía por hogar*. CDMX.
- Gobierno de México.** (2017). *Estadísticas por Entidad Federativa - Consumo de energía eléctrica por entidad federativa*. Retrieved from https://www.datos.gob.mx/busca/dataset/quinto-informe-de-gobierno-mexico-prospero/resource/7fa178cf-b734-4a70-bbf9-26b96994e968?inner_span=True
- Gobierno de México.** (2022). *Data México*. Retrieved from *Gobierno de México*: <https://datamexico.org/es/profile/industry/converted-paper-product-manufacturing>
- Gobierno de México.** (2022). *Ley de Aguas Nacionales*. Retrieved from <http://www.ordenjuridico.gob.mx/Documentos/Federal/pdf/wo83103.pdf>
- GoB MX.** (2022). *Información Geoespacial*. Ciudad de México: *Gobierno de México*.
- Hinicio.** (2021). *Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.
- iccedenuevolaredo.** (2021). *Prontuario Socioeconómico Binacional 2021*. Retrieved from <http://www.iccedenuevolaredo.org/prontuario/>
- IEA.** (2019). *The Future of Hydrogen*. Retrieved from https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
- Index Mundi.** (2022). *Diesel Monthly Price - Mexican Peso per Gallon*. Retrieved from <https://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=diesel&months=120¤cy=mxn>
- Industrias Peñoles.** (2021). *Annual Report 2020*.

- Industrias Peñoles.** (2022). *Nuestra Operación: Químicos*. Retrieved from <https://www.penoles.com.mx/nuestras-operaciones/quimicos.html>
- INEGI.** (2022). *Exportaciones por entidad federativa*. Retrieved from <https://www.inegi.org.mx/temas/exportacionesef/#Tabulados>
- INIMET.** (2010). *AGUA PARA USO EN LABORATORIOS*. Retrieved from <https://www.redalyc.org/pdf/2230/223017807002.pdf>
- Institute for Industrial Productivity.** (2022). *Pulp and Paper*. Retrieved from <http://www.iipinetwork.org/wp-content/Ietd/content/pulp-and-paper.html>
- IRENA.** (2020). *Green Hydrogen Cost reduction*. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>
- Janssen, R.** (2021). *Green hydrogen – nobody seems to want to talk about water*. Retrieved from <https://energyindemand.com/2021/03/13/green-hydrogen-nobody-seems-to-want-to-talk-about-water/>
- KeeUI.** (2021, 11). *Plantas solares más grandes de América Latina*. Retrieved from *Plantas solares más grandes de América Latina: Plantas solares más grandes de América Latina*:: <https://keeui.com/2021/11/02/plantas-solares-mas-grandes-de-america-latina/>
- McKinsey Sustainability.** (2021). *Houston as the epicenter of a global clean-hydrogen hub*. Retrieved from <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/houston-as-the-epicenter-of-a-global-clean-hydrogen-hub>
- México, G. d.** (2021). *Data México*. Retrieved from *Data México - Puebla*: <https://datamexico.org/es/profile/geo/puebla-pu>
- Ministerio de Energía de Chile.** (2020). *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*. Retrieved from https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- MIT.** (2013). *As of September 30, 2016, the Carbon Capture and Sequestration Technologies program at MIT has closed. The website is being kept online as a reference but will not be updated*. Retrieved from https://sequestration.mit.edu/tools/projects/port_arthur.html
- NACIONAL, I. P.** (2014). *METANOL COMO ALTERNATIVA PARA LA GENERACIÓN DE COMBUSTIBLES LIMPIOS*. INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL .
- Ngvjournal.** (2019). Retrieved from <http://www.http://www.ngvjournal.com/noticias/vehiculos-es/llegan-al-puerto-mexicano-de-ensenada-120-autobuses-hyundai-a-gnv/?lang=esl.com/noticias/vehiculos-es/llegan-al-puerto-mexicano-de-ensenada-120-autobuses-hyundai-a-gnv/?lang=es>
- Observatorio de Transición Energética de México.** (2022). *Centrales Eléctricas*. Retrieved from https://ob-trenmx.org/centrales_elec
- PAOT.** (2002). *Consejos de Cuenca: Objetivos y funciones*. Retrieved from https://paot.org.mx/centro/ine-semarnat/informe02/estadisticas_2000/compendio_2000/03dim_ambiental/03_02_Agua/data_agua/RecuadroIII.2.3.1.htm#:~:text=Los%20Consejos%20de%20Cuenca%20se,de%20la%20respectiva%20cuenca%20hidrol%C3%B3gica.
- PEMEX.** (2018). *Libro Blanco 3. Suministro de Hidrógeno en Refinería Miguel Hidalgo, en Tula de Allende, Hidalgo*.
- PEMEX.** (2020). *Anuario estadístico 2020*.
- Pillot, B., Al-Kurdi, N., Gervet, C., & Linguet, L.** (2020). An integrated GIS and robust optimization framework for solar PV plant planning scenarios at utility scale. *Applied Energy* vol. 260.
- Portal.** (2022). *Ocupa México sexto lugar a nivel mundial en consumo de papel*. Retrieved from <https://diarioportal.com/2019/11/04/ocupa-mexico-sexto-lugar-a-nivel-mundial-en-consumo-de-papel/>
- Publication Office EU.** (2018). *Technology pathways in decarbonisation scenarios*. Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018_06_27_technology_pathways_-_finalreportmain2.pdf
- Puebla, G. d.** (2022, 04 28). <https://puebla.gob.mx/>. Retrieved from <https://puebla.gob.mx/>: <https://puebla.gob.mx/index.php/noticias/item/8576-crece-economia-de-puebla-4-4-en-terminos-anales>
- ReadOX.** (2022). *Tin Melt Oxygen Sensor*. Retrieved from <https://www.readox.com/product/tin-melt-oxygen-sensor/>
- Ryberg, D., Robinius, M., & Stolten, D.** (2018). Evaluating Land Eligibility Constraints of Renewable Energy Sources in Europe. *Energies* vol. 11, 1246.

- S&P Global.** (2022). *Plug Power, New Fortress Energy to bring green hydrogen plant to Texas coast*. Retrieved from <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/natural-gas/080522-plug-power-new-fortress-energy-to-bring-green-hydrogen-plant-to-texas-coast>
- SAGARPA.** (2015). *Agenda Técnica Baja California*. Mexico D.F.: Secretaría de agricultura.
- SAGARPA.** (2017). *Planeación Agrícola Nacional*. México: Secretaría de Agricultura, ganadería, desarrollo rural pescay alimentación.
- Samsatli, S., Staffell, I., & Samsatli, N.** (2016). Optimal design and operation of integrated wind-hydrogen-electricity networks for decarbonising the domestic transport sector in Great Britain. *International Journal of Hydrogen Energy*, 447-475.
- Sandia National Laboratories.** (2021). *Overview of federal regulation for hydrogen technologies in the US*.
- Secretaría Economía Puebla.** (2022). *Parques industriales Puebla*. Retrieved from <http://www.secPuebla.gob.mx/parques1.htm>
- SEMARNAT.** (2018). *Informe de la Situación del Medioambiente en México*. Retrieved from <https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgeia/informe18/tema/cap6.html#tema1>
- Sempre.** (2022). *Sempre Infrastructure and Entergy Texas to Advance Renewable Energy and Supply Resiliency*. Retrieved from <https://www.sempra.com/sempra-infrastructure-and-entergy-texas-advance-renewable-energy-and-supply-resiliency>
- SENER.** (2019). *Evaluación Rápida del Uso de la Energía*. Puebla: SENER.
- SINA.** (2021). *Disponibilidad de los acuíferos 2020*. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=acuiferos&ver=mapa>
- SINA.** (2021). *Indicadores de calidad del agua superficial 2020*. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=calidadAgua&ver=mapa&o=7&n=nacional>
- SINA.** (2021). *Indicadores de calidad del agua superficial 2020*. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=calidadAgua&ver=mapa&o=7&n=nacional>
- SINA.** (2022). *Disponibilidad de cuencas hidrológicas 2021*. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=cuencas&ver=mapa>
- SINA.** (2022). *Zonas de pago de derechos de agua subterránea 2022*. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=acuiferos&ver=mapa&o=5&n=nacional>
- SINA.** (2022). *Zonas de pago de derechos de agua superficial 2022*. Retrieved from <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=cuencas&ver=mapa&o=1&n=nacional>
- somosindustria.** (2022). *Mapa parques industriales, monterrey*. Retrieved from <https://www.somosindustria.com/ver/mapa/monterrey/back/>
- (2010).** *The Contribution of Natural Gas Vehicles to Sustainable Transport*. Paris: International Energy Agency.
- Tofani, G. C.** (2021). *Estimation of hydrogen peroxide effectiveness during bleaching using the Kappa number*.
- USAID.** (2012). *BAJA CALIFORNIA: PERFIL ENERGÉTICO 2010-2020*. México: Comisión Estatal de Energía de Baja California.
- VanguardiaMX.** (2022, 10 16). *Vanguardia*. Retrieved from Vanguardia: <https://vanguardia.com.mx/Puebla/por-menos-contaminacion-y-ahorro-taxis-y-rutas-urbanas-de-saltillo-usaran-gas-natural-YF4645625>
- Wikifarmer.** (2022). *Requisitos de los Fertilizantes para las Plantas de Algodón*. Retrieved from Requisitos de los Fertilizantes para las Plantas de Algodón: <https://wikifarmer.com/es/requisitos-de-los-fertilizantes-para-las-plantas-de-algodon/#:~:text=Como%20primera%20regla%20general%2C%20la,imposible%20un%20an%C3%A1lisis%20del%20suelo.>
- WWF.** (2021). *Perspectiva de la industria del carbón en Puebla*. UK PACT, 22.
- YARA.** (2022). *Resumen nutricional de cítricos*. Retrieved from Resumen nutricional de cítricos: <https://www.yara.com.mx/nutricion-vegetal/citricos/resumen-nutricional-de-citricos/#:~:text=El%20nitrato%20de%20potasio%20es,en%20periodos%20con%20mayor%20demanda.>

