



# Potencial de Energías Renovables e H<sub>2</sub> Verde en Querétaro

Una alternativa frente al crecimiento de la demanda de suministro eléctrico estatal

Valeria Juárez Casildo,  
Ilse Cervantes Camacho  
Editoras

Red de Expertos en Innovación Automotriz

# POTENCIAL DE ENERGÍAS RENOVABLES E H<sub>2</sub> VERDE EN QUERÉTARO

Una alternativa frente al crecimiento de la demanda de suministro eléctrico estatal





# Índice general

<b>1. ¿Por qué este informe?</b>	<b>5</b>
<b>2. Antecedentes</b>	<b>7</b>
2.1. Diagnóstico de la Infraestructura Eléctrica del Estado de Querétaro . . . . .	9
2.1.1. Contexto Nacional y Posicionamiento Relativo del Estado . . . . .	9
2.1.2. Evolución de la Capacidad Instalada: Período 2019–2023 . . . . .	9
2.1.3. Composición Tecnológica y Dependencia Energética . . . . .	10
2.1.4. Infraestructura y Proyectos de Expansión . . . . .	10
2.1.5. Integración al Sistema Eléctrico Nacional . . . . .	11
2.1.6. Situación Energética Actual . . . . .	11
2.2. El hidrógeno . . . . .	12
2.2.1. Métodos de Producción de Hidrógeno . . . . .	13
2.3. Preguntas que pretende responder este informe . . . . .	14
2.4. Depuración y validación de datos . . . . .	16
<b>3. Potencial Solar</b>	<b>19</b>
3.1. Potencial de recurso mediante interpolación geográfica . . . . .	19
3.2. Potencial geográfico y técnico solar en Querétaro . . . . .	21
3.2.1. Metodología . . . . .	21
3.3. Interpretación del Potencial Técnico Centralizado en Querétaro . . . . .	22
3.3.1. Resultados Potencial Técnico Solar Descentralizado . . . . .	23
3.3.2. Zona Conurbada de la Ciudad de Querétaro . . . . .	23
3.3.3. Zona Conurbada de San Juan del Río . . . . .	24
3.3.4. Implicaciones para la Política Energética Local . . . . .	25
3.3.5. Resultados Potencial Técnico Solar por Municipio . . . . .	26
3.4. Potencial económico del recurso solar en Querétaro . . . . .	27
3.5. Costo Nivelado de Energía Solar Fotovoltaica en Querétaro . . . . .	28
<b>4. Potencial de Hidrógeno Solar</b>	<b>31</b>
4.0.1. Consideraciones para la Generación de Hidrógeno Solar en Zonas Urbanas . . . . .	31
4.0.2. Recursos Hídricos Provenientes de Precipitación Pluvial . . . . .	33
4.0.3. Evaluación del Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) . . . . .	33
4.0.4. Horas de Operación y Duración del Día . . . . .	34
4.0.5. Índice de Sensibilidad . . . . .	34
4.1. Producción de Hidrógeno . . . . .	35
4.1.1. Escenario Centralizado . . . . .	35
4.1.2. Efecto de la Eficiencia del Electrolizador . . . . .	37
4.1.3. Escenario Descentralizado . . . . .	38
4.1.4. Efecto de la Eficiencia del Electrolizador . . . . .	41



4.2.	Costo del Hidrógeno Solar por Municipio . . . . .	41
4.2.1.	Costo de Hidrógeno por Municipio . . . . .	42
4.2.2.	Escenario descentralizado . . . . .	44
4.3.	Uso del agua de lluvia para producción de hidrógeno. . . . .	46
4.3.1.	Porcentaje de Agua de Lluvia requerida por municipio . . . . .	48
4.3.2.	Relevancia y Viabilidad Hídrica . . . . .	50
4.4.	Producción de hidrógeno en relación a la época del año . . . . .	51
4.5.	Sensibilidad de los Costos de producción . . . . .	52
<b>5.</b>	<b>Potencial de Energía Eólica</b>	<b>57</b>
5.1.	Energía eólica en México . . . . .	57
5.2.	Potencial de Energía Eólica en el Estado de Querétaro . . . . .	58
5.2.1.	Caracterización energética del recurso eólico . . . . .	58
5.2.2.	Potencial del recurso . . . . .	59
5.2.3.	Interpolación de velocidad del viento . . . . .	61
5.2.4.	Metodología para cuantificación del potencial técnico eólico . . . . .	61
5.2.5.	Categorización del Recurso Eólico . . . . .	63
5.3.	Densidad de Potencia Eólica Teórica en el Estado . . . . .	64
5.3.1.	Potencial geográfico . . . . .	67
5.3.2.	Potencial técnico . . . . .	68
5.4.	Costos de producción . . . . .	70
<b>6.</b>	<b>Potencial de Hidrógeno Eólico</b>	<b>73</b>
6.1.	Evaluación del Potencial de Hidrógeno a partir del Viento . . . . .	73
6.2.	Costos de producción . . . . .	74
<b>7.</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>81</b>
7.1.	Recomendaciones . . . . .	83
7.1.1.	Priorización del Recurso Solar sobre el Eólico . . . . .	83
7.1.2.	Recomendaciones de Política Pública . . . . .	85
7.1.3.	Limitaciones del Estudio y Necesidades de Investigación Adicional . . . . .	86
7.2.	Créditos . . . . .	86
7.3.	Declaración de conflicto de intereses . . . . .	87
7.4.	¿Cómo citar este informe? . . . . .	87



# CAPÍTULO 1

## ¿Por qué este informe?

El Instituto Politécnico Nacional (IPN), en coherencia con su lema "*La Técnica al Servicio de la Patria*", mantiene un firme compromiso con el desarrollo científico y tecnológico del país. En este marco, la elaboración y entrega del presente informe "**Potencial de energías renovables e hidrógeno verde en Querétaro: Una alternativa frente al crecimiento de la demanda de suministro eléctrico estatal**" representa un esfuerzo orientado a atender uno de los desafíos más significativos de la entidad: el crecimiento acelerado de la demanda energética del sector industrial y la necesidad de fortalecer la infraestructura de generación y transmisión de energía eléctrica.

El estado de Querétaro ha experimentado un dinámico crecimiento económico e industrial que ha generado una demanda energética considerable. Ante este panorama, resulta necesario explorar alternativas que complementen la infraestructura existente y fortalezcan la capacidad de suministro eléctrico. Este informe aporta un análisis sustentado en mediciones climatológicas reales y en el uso de sistemas de información geográfica, con el fin de ofrecer una visión precisa del potencial de fuentes renovables y de la producción de hidrógeno verde. Dichas herramientas proporcionan bases sólidas para que las autoridades y actores estratégicos del estado puedan planear soluciones energéticas que atiendan las necesidades actuales y fortalezcan la seguridad energética de la región.

Al mismo tiempo, el documento responde al eje institucional del IPN de vinculación con la sociedad y con el sector productivo, al mostrar de qué manera la innovación tecnológica y científica puede contribuir al desarrollo regional sostenible. La identificación del potencial de energías renovables e hidrógeno verde en Querétaro constituye tanto una respuesta al crecimiento de la demanda de suministro eléctrico estatal como una oportunidad para impulsar la inversión, la generación de empleo especializado y la transición hacia un modelo energético más sustentable.

De esta forma, el IPN reafirma su papel como aliado estratégico en la transferencia de conocimiento y el desarrollo de proyectos de vanguardia, contribuyendo a la consolidación de Querétaro como un referente en la adopción de tecnologías limpias y en la construcción de un futuro energético más seguro, competitivo y sustentable.





# CAPÍTULO 2

## Antecedentes

Querétaro se distingue por su dinamismo y pujanza económica, así como por su perfil demográfico creciente en el contexto nacional. De acuerdo con los datos más recientes del Censo de Población y Vivienda 2020 del INEGI, el estado cuenta con una población de 2,368,467 habitantes, de los cuales poco más de la mitad son mujeres. En la última década, este territorio ha experimentado un notable aumento poblacional, reflejo de su creciente atractivo como destino de migración interna y oportunidades económicas.

En cuanto al ingreso per cápita, Querétaro se posiciona entre las entidades más prósperas del país. Durante 2023, su Producto Interno Bruto tuvo un crecimiento real anual estimado del 4.2%, lo que lo ubicó entre las primeras entidades en dinamismo económico. Este desempeño se traduce en un PIB per cápita de aproximadamente 259,293 pesos, una cifra que está entre las más elevadas del país y que señala un bienestar superior a la media nacional según la Secretaría de Economía.

Este marco demográfico y económico sitúa a Querétaro como un actor clave en el panorama nacional, con ventajas claras en términos de crecimiento económico y capacidad productiva. Pero es su ecosistema empresarial lo que realmente ha consolidado su relevancia regional.

En este sentido, Querétaro se ha convertido en un foco de desarrollo industrial avanzado. Sectores como la manufactura, las tecnologías de la información, la aeronáutica, la logística y los servicios profesionales han dinamizado su economía, atrayendo inversión en áreas de alto valor agregado. Su capital, Santiago de Querétaro, es uno de los bastiones metropolitanos de mayor expansión y riqueza del país, y su zona metropolitana acoge tanto empresas nacionales como sedes regionales de corporaciones internacionales, beneficiándose de una infraestructura logística eficiente y cercano acceso a otros centros económicos del Bajío.

Este modelo de desarrollo empresarial se apoya sobre una plataforma demográfica joven y migrante, que aporta capital humano dinámico, y sobre indicadores macroeconómicos sólidos que dan sustento al crecimiento. Por esto, Querétaro no solo emerge como una entidad vigorosa en términos de PIB y población, sino como un epicentro de innovación y competitividad empresarial, consolidando su posición como referente en el desarrollo regional moderno.

Según el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), el sector manufacturero concentra más de una cuarta parte del Producto Interno Bruto estatal, lo que lo posiciona como el componente económico más relevante de la entidad Conectando Negocios. Esta fortaleza se traduce en industrias de alto valor tecnológico y exportador, como la automotriz, la aeroespacial, la de plásticos y la metalmecánica.

En particular, el sector automotriz se ha consolidado como uno de los pilares del polo industrial queretano. Este sector emplea a más de 32,000 personas y genera productos con un valor de aproximadamente 3,200



Figura 2.1: Centro de Congresos y Teatro Metropolitano de la Ciudad de Querétaro

millones de dólares anuales. Su relevancia trasciende lo local, pues representa el 23.3 % de toda la producción manufacturera estatal y el 50.5 % de sus exportaciones.

El sector aeroespacial también figura entre los más prominentes. Querétaro concentra cerca del 45 % de la inversión extranjera directa en este rubro a nivel nacional, gracias a la presencia de alrededor de 80 empresas vinculadas a esta industria dentro del clúster aeroespacial. La ciudad capital se ha consolidado como un referente regional al albergar una de las universidades especializadas en aeronáutica del país y atraer a grandes firmas de alto valor tecnológico

Además de estos sectores, Querétaro destaca por su industria de transformación de plásticos y hule, que da empleo formal a más de 29,853 personas y representa un monto significativo en producción. Estos sectores organizados mediante clústeres promueven la colaboración entre empresas, academia y gobierno, consolidando un entorno productivo dinámico y estratégicamente articulado.

No menos relevante es el surgimiento de Querétaro como un centro de desarrollo de infraestructura digital, especialmente con la irrupción de centros de datos hiperescalares de empresas como Amazon, Google y Microsoft. Si bien esto representa una nueva oportunidad de inversión y posiciona al estado como un hub tecnológico, se han planteado preocupaciones sobre la capacidad eléctrica e hídrica para soportar estas enormes cargas operativas.

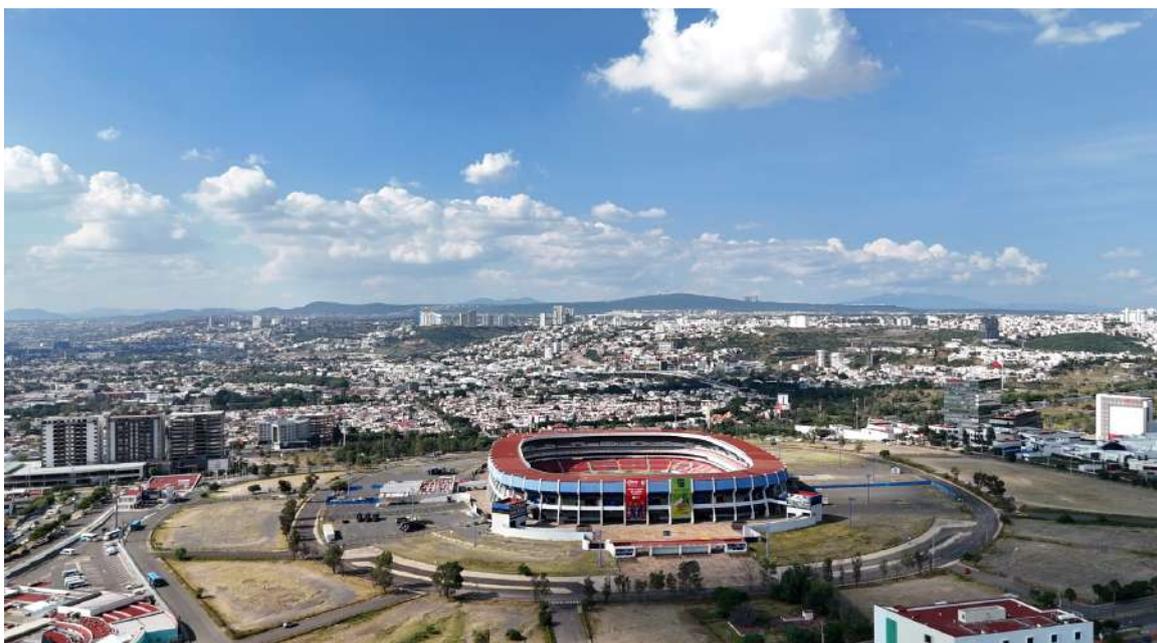


Figura 2.2: Estadio de Corregidora, Ciudad de Querétaro

## 2.1 DIAGNÓSTICO DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DEL ESTADO DE QUERÉTARO

### 2.1.1. Contexto Nacional y Posicionamiento Relativo del Estado

Al cierre de 2023, el Sistema Eléctrico Nacional alcanzó una capacidad instalada total de 89,008 MW, cifra 2.2 % superior a la registrada en 2022. De esta capacidad, el 36.46 % correspondió a fuentes limpias (renovables y no renovables, como nuclear y cogeneración eficiente), mientras que el 63.54 % provino de tecnologías convencionales basadas en combustibles fósiles.

La estructura energética nacional se apoya principalmente en ciclos combinados (39.52 % del total), seguidos por centrales hidroeléctricas (14.17 %), fotovoltaicas (8.39 %) y eólicas (7.92 %). La política pública federal orientó sus acciones a recuperar la soberanía energética, fortalecer a la CFE como empresa pública estratégica y garantizar el acceso universal a la electricidad.

En este contexto nacional, **Querétaro ocupa el lugar 25 a nivel nacional**, con una capacidad instalada de 749 MW, **equivalente al 0.84 % de la capacidad nacional**. Aunque su participación es relativamente pequeña, el estado mantiene una posición estratégica dentro del corredor industrial del Bajío, lo que la hace una de las zonas de mayor crecimiento de demanda energética del país.

### 2.1.2. Evolución de la Capacidad Instalada: Período 2019–2023

El crecimiento eléctrico del estado en contraste, no ha correspondido a su crecimiento industrial. La capacidad instalada en Querétaro se mantuvo en 732 MW de 2019 a 2022, con un incremento a 749 MW en 2023, lo que representa un aumento de 2.3 % interanual (vea Tabla 2.1). La estabilidad de estos valores refleja un sistema sin adiciones masivas de nueva capacidad de generación a gran escala. Esto se debe a que Querétaro no posee grandes centrales eléctricas ni fuentes primarias de energía (carbón, petróleo, grandes presas o vientos de alta capacidad). Su sistema depende de centrales de ciclo combinado interconectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de una creciente red de generación distribuida fotovoltaica (GD) a nivel urbano y residencial.



Tabla 2.1: Evolución de la capacidad instalada en Querétaro 2019–2023. Construcción propia con datos de [32]

Año	Capacidad (MW)	Variación	Part. Nacional (%)	Posición
2019	732	—	0.93	25
2020	732	0 %	0.88	25
2021	732	0 %	0.85	25
2022	732	0 %	0.84	25
2023	749	+2.3 %	0.84	25

Esta tendencia es coherente con la estructura industrial del estado: una economía de alta demanda eléctrica en manufactura y servicios, pero con territorio limitado para generación centralizada.

### 2.1.3. Composición Tecnológica y Dependencia Energética

El análisis tecnológico a nivel nacional indica que la mayor parte de la capacidad instalada proviene de ciclos combinados alimentados por gas natural (35,178 MW), seguidos por tecnologías hidroeléctricas, fotovoltaicas y eólicas. En el caso de Querétaro, los 749 MW instalados provienen principalmente de centrales térmicas de ciclo combinado y combustión interna conectadas al SIN. La participación en tecnologías limpias aún es limitada, aunque existen múltiples instalaciones de generación distribuida solar (principalmente en los municipios de Querétaro, Corregidora, El Marqués y San Juan del Río).

El *Informe Pormenorizado sobre el Desempeño y las Tendencias de la Industria Eléctrica Nacional 2023* [32] muestra a Querétaro dentro de la franja media nacional en capacidad acumulada, reflejando el auge de sistemas fotovoltaicos conectados a red bajo el esquema de contraprestación por medición neta.

La dependencia de gas natural vincula al estado con la red nacional del SISTRANGAS (Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural), que distribuye gas a través de ductos procedentes de Tamaulipas y San Luis Potosí. Esto garantiza un suministro estable pero refuerza la vulnerabilidad del sistema estatal ante interrupciones en el abasto de gas.

Las fuentes fósiles nacionales (ciclo combinado, térmica y turbogás) contribuyeron con más del 70 % de la generación neta nacional, lo que sugiere que la matriz eléctrica queretana mantiene un perfil predominantemente fósil, con avances incipientes hacia la descarbonización.

### 2.1.4. Infraestructura y Proyectos de Expansión

Durante 2023, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) concluyó 1,207 obras eléctricas a nivel nacional con una inversión de 3,175 millones de pesos, orientadas a fortalecer la transmisión, distribución y modernización del sistema. Si bien el Informe no lista proyectos específicos para Querétaro, se reconoce su inclusión en los planes de ampliación de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD). Estas inversiones buscan mantener la confiabilidad del suministro eléctrico en zonas de crecimiento industrial del Bajío, como el corredor Querétaro–San Juan del Río–El Marqués, y garantizar el acceso a energía en comunidades rurales.

El Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE) continúa operando en coordinación con CFE Distribución, ampliando la cobertura a nivel nacional mediante la extensión de redes, particularmente en localidades aisladas. A nivel de planeación, el PRODESEN 2024–2038 contempla para la región centro del país la incorporación de infraestructura de redes inteligentes, nuevos centros de transformación, y proyectos de refuerzo de líneas de transmisión de 230 y 400 kV, con el objetivo de reducir pérdidas y mejorar la eficiencia operativa.

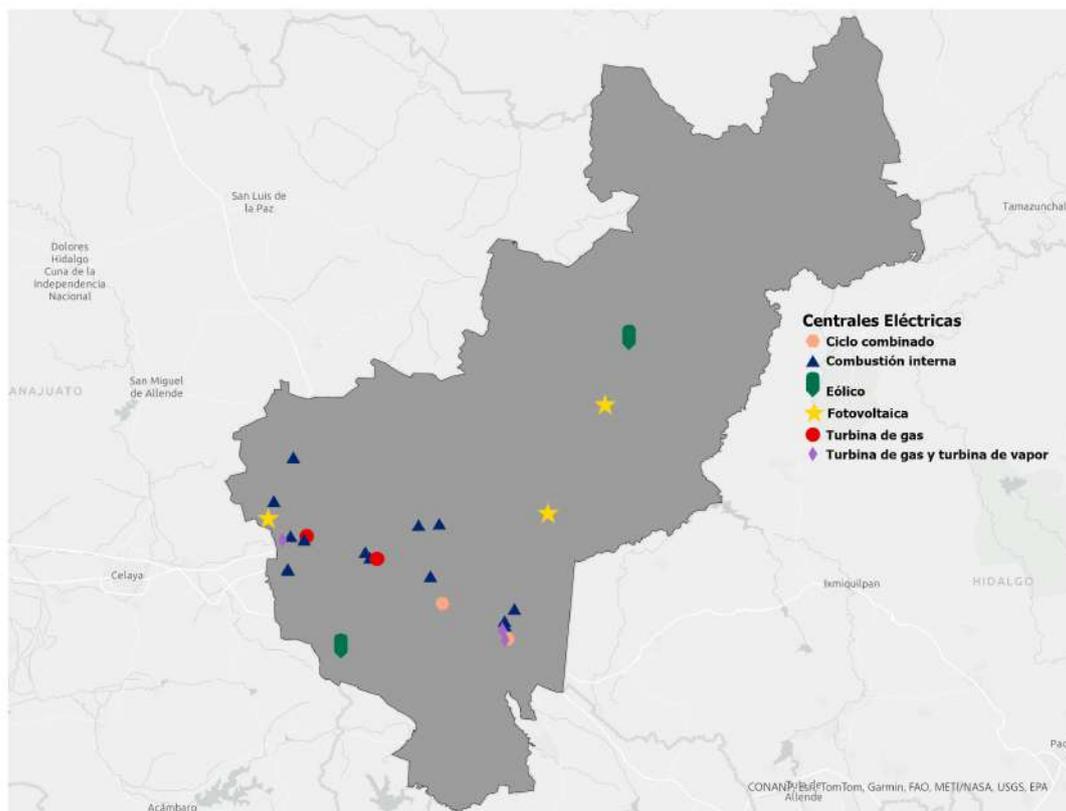


Figura 2.3: Centrales de Generación de energía en el estado de Querétaro

### 2.1.5. Integración al Sistema Eléctrico Nacional

Querétaro representa 0.84 % de la capacidad total del país, lo que lo ubica en el rango inferior de participación generadora, pero con alta relevancia funcional en el balance eléctrico del Sistema Interconectado Nacional. Su sistema se integra a la Gerencia de Control Regional Centro Occidente (GCR-CO), que agrupa a Guanajuato, Michoacán, San Luis Potosí y Querétaro, coordinada por el CENACE. Esta región es una de las de mayor demanda eléctrica industrial, por lo que Querétaro desempeña un papel clave en la estabilidad de carga y transmisión hacia los centros industriales del Bajío.

La confiabilidad del suministro estatal depende en gran medida de las interconexiones con el Estado de México y Guanajuato, que aseguran el flujo eléctrico constante y permiten mantener índices de continuidad del servicio superiores al promedio nacional. A pesar de no ser un estado generador significativo, Querétaro tiene índices bajos de pérdidas en distribución, gracias a su red compacta y densamente urbanizada, lo que contribuye a la eficiencia general del sistema nacional.

### 2.1.6. Situación Energética Actual

En términos de demanda, el consumo energético estatal está dominado por el sector industrial, seguido por los sectores comercial y residencial. La CFE Suministrador de Servicios Básicos (CFE SSB) mantiene el liderazgo en ventas de energía, aunque algunos parques industriales y empresas se han incorporado al esquema de Suministro Calificado dentro del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Esto es, la situación energética queretana se caracteriza por:

- Demanda creciente, especialmente industrial



Figura 2.4: Ilustración de una planta de producción de hidrógeno

- Baja participación en generación nacional, pero con tendencia ascendente en energía solar distribuida
- **Proyección estratégica:** Su posición geográfica y su infraestructura industrial lo convierten en un nodo de equilibrio energético regional, indispensable para el soporte del corredor económico Bajío-Centro.
- **Reto principal:** Incrementar su participación en la generación limpia estatal sin comprometer la confiabilidad del sistema interconectado.

## 2.2 EL HIDRÓGENO

Debido a sus propiedades energéticas, el hidrógeno ha sido identificado como un vector energético con un gran potencial para la transición hacia un sistema energético más limpio y sostenible. Puede ser utilizado como combustible, tanto en procesos de combustión directa como en celdas de combustible, y su combustión produce solo agua como subproducto.

El hidrógeno es una de las principales opciones para almacenar energía renovable. La energía del hidrógeno (H<sub>2</sub>) se considera una de las fuentes de energía más importantes del futuro próximo [34], se puede obtener de forma limpia a partir de agua y transformarlo en energía útil con alta eficiencia y sin impacto negativo en el medio ambiente, ya que el único desecho de su combustión es vapor de agua [30]. Además, tiene aplicación en turbinas de gas para aumentar la flexibilidad del sistema de energía.

La principal dificultad para el uso generalizado del hidrógeno es el almacenamiento, debido a que es el gas más ligero de todos (densidad= 0.089 kg/m<sup>3</sup>). Por ello se han desarrollado diferentes métodos para tratar con esa particularidad. El almacenamiento de hidrógeno se divide en métodos físicos y métodos químicos.

Los métodos físicos comprenden la compresión, la licuefacción y la crio-compresión, que permiten conservar el hidrógeno en forma molecular mediante presión y/o bajas temperaturas.



Los métodos químicos emplean materiales absorbentes —como las estructuras organometálicas (MOF), los materiales de carbono y las estructuras orgánicas covalentes (COF)—, así como hidruros metálicos (simples o complejos) y hidruros químicos, entre los que destacan los borohidruros y el borazano.

Cada técnica ofrece ventajas distintas en capacidad, densidad energética y estabilidad, según la aplicación y los requerimientos operativos del sistema.

### 2.2.1. Métodos de Producción de Hidrógeno

El Hidrógeno puede producirse entre otros métodos por la electrólisis del agua, que es un proceso electroquímico que utiliza electricidad para descomponer el agua (H<sub>2</sub>O) en sus componentes básicos: hidrógeno (H<sub>2</sub>) y oxígeno (O<sub>2</sub>). Este método permite producir hidrógeno verde cuando la energía utilizada proviene de fuentes renovables.

La electrólisis del agua puede realizarse mediante distintas tecnologías que varían según el tipo de electrolito, la temperatura de operación y los materiales utilizados. El electrolito es la sustancia que permite el paso de iones entre el ánodo y el cátodo, garantizando la continuidad de la reacción electroquímica. Su naturaleza —líquida, sólida o polimérica— influye directamente en la eficiencia, durabilidad y costo del proceso de producción de hidrógeno.

**1. Electrólisis alcalina (AE, electrolito líquido):** Utiliza una disolución acuosa de hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH) como electrolito. Los electrodos suelen ser de níquel, hierro o sus aleaciones. Opera entre 60 y 80 °C y a presiones de hasta 30 bar, con una eficiencia del 50 % al 70 %. Es una tecnología madura, de bajo costo y larga vida útil (20–30 años), adecuada para capacidades entre 1 y 500 Nm<sup>3</sup>/h.

**2. Electrólisis alcalina de membrana (AME):** Emplea una membrana sólida aniónica (OH<sup>-</sup>) en lugar de un electrolito líquido. Sus electrodos suelen ser de níquel o hierro recubiertos con níquel-fósforo. Opera a temperaturas de 20–200 °C y presiones de hasta 30 bar, con una eficiencia de 60–80 %. Actualmente se encuentra en escala de laboratorio, con capacidades menores a 230 Nm<sup>3</sup>/h.

**3. Electrólisis con membrana polimérica ácida (PEME):** Usa una **membrana de intercambio protónico (H<sup>+</sup>)**, normalmente de polímeros como Nafion®, y electrodos de materiales nobles (platino o iridio). Funciona a 50–80 °C y hasta 30 bar, con una eficiencia del 40–80 %. Produce hidrógeno de alta pureza y tiene una vida útil de 10–20 años, con capacidades similares a la AME (1–230 Nm<sup>3</sup>/h).

**4. Electrólisis de óxido sólido (SOE):** Opera a altas temperaturas (600–1000 °C) utilizando una membrana cerámica de materiales como YSZ (óxido de circonio estabilizado con itrio). Los electrodos se fabrican con cerámicos conductores de Ni o Mn. Al trabajar en condiciones térmicas elevadas, alcanza eficiencias de hasta 95 % y requiere menos energía (2.8–3.5 kWh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>). Su vida útil es de 1–12 años y se utiliza en sistemas de demostración o aplicaciones especializadas.

En términos de costos, la electrólisis alcalina (AE) es la tecnología más económica y consolidada, con menores requerimientos de materiales y una vida útil prolongada, lo que reduce el costo nivelado del hidrógeno. La **AME**, aunque más eficiente, aún presenta costos elevados debido al desarrollo incipiente de sus membranas aniónicas. La **PEME** implica inversiones significativamente mayores por el uso de materiales nobles como platino e iridio y el alto costo de sus membranas poliméricas, aunque ofrece alta densidad de corriente y pureza del hidrógeno. Finalmente, la **SOE** exhibe los mayores costos de capital y operación, derivados de su complejidad térmica y materiales cerámicos especializados, a pesar de su elevada eficiencia energética; su aplicación se limita actualmente a proyectos piloto y de investigación.

El hidrógeno verde representa una opción prometedora para la descarbonización de sectores industriales y



de transporte que dependen de combustibles fósiles. Sin embargo, su adopción a gran escala depende de la reducción de los costos de producción, la mejora en la eficiencia de las tecnologías de electrólisis y el desarrollo de una infraestructura adecuada para su almacenamiento y distribución.

### 2.3 PREGUNTAS QUE PRETENDE RESPONDER ESTE INFORME

Dado el perfil energético actual de Querétaro —caracterizado por alta dependencia de combustibles fósiles, vulnerabilidad ante interrupciones en el suministro de gas natural, y escasa capacidad de generación propia— resulta imperativo cuantificar con precisión el potencial solar, eólico y de almacenamiento de energía mediante hidrógeno disponible en el territorio estatal. El conocimiento detallado de estos recursos permitiría diseñar estrategias de diversificación energética que reduzcan la dependencia interregional, disminuyan las emisiones de carbono, y fortalezcan la resiliencia del sistema eléctrico ante contingencias. La energía solar, dada la alta radiación disponible en el estado, representa la opción más inmediata para incrementar la generación distribuida. El potencial eólico, aunque menos explorado, podría complementar la generación solar en períodos de baja insolación. El almacenamiento mediante hidrógeno, por su parte, ofrece una solución de largo plazo para gestionar la intermitencia de las renovables, almacenar excedentes energéticos estacionales, y eventualmente alimentar aplicaciones en transporte pesado e industria. Sin esta caracterización técnica integral, cualquier estrategia de transición energética estatal carecería de fundamento cuantitativo sólido, limitando su viabilidad técnica y económica.

Este informe busca responder las siguientes preguntas cruciales para orientar la planificación energética estatal:

1. ¿Cuál es el potencial técnico aprovechable de energía solar fotovoltaica en el territorio queretano, considerando restricciones de uso de suelo, áreas urbanas disponibles y radiación solar efectiva?
2. ¿Dónde se localizan geográficamente en Querétaro las zonas con mayor potencial solar que permitan maximizar la generación fotovoltaica considerando las limitaciones de instalación existentes?
3. ¿Qué regiones específicas del estado presentan condiciones geográficas óptimas para el desarrollo de



proyectos eólicos de mediana y pequeña escala, según velocidades de viento, topografía y proximidad a infraestructura eléctrica existente?

4. ¿Dónde se localizan las zonas con mayor potencial combinado solar-eólico que permitan maximizar el factor de planta anual y minimizar la intermitencia energética?
5. ¿Cuál es la capacidad potencial de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis alimentada por energía solar excedente en el estado, y en qué ubicaciones geográficas resulta técnicamente más viable su implementación?
6. ¿Cuál es el costo nivelado de energía (LCOE) para sistemas solares fotovoltaicos en Querétaro bajo condiciones realistas de importación de tecnología?
7. ¿Cuál es el costo económico de producción de hidrógeno verde en Querétaro, incluyendo costos de electrolizadores?
8. ¿Cómo se compara económicamente la producción descentralizada de hidrógeno en Querétaro frente a su generación centralizada?
9. ¿Cuál es el potencial geográfico específico de Querétaro para proyectos híbridos que integren generación solar, eólica y almacenamiento con hidrógeno?
10. ¿Qué estrategias de política pública, regulación e incentivos serían necesarias para viabilizar económicamente la transición hacia un sistema energético diversificado en Querétaro?

### Metodología para responder las interrogantes planteadas

Las preguntas anteriores se responden de manera objetiva mediante un enfoque metodológico integral que combina tres componentes fundamentales.

Primero, se emplean ediciones históricas provenientes de bases de datos que resguarda la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) y el Servicio Meteorológico Nacional (SMN). Estas bases de datos contienen series temporales extensas de variables críticas como radiación solar global horizontal, velocidades de viento a diferentes alturas, temperatura ambiente y precipitación, que incluyen importantemente en el potencial. El uso de información histórica real —en lugar de modelos teóricos o estimaciones— garantiza que los resultados reflejen las condiciones climáticas y operativas efectivamente observadas en el territorio queretano.

Segundo, se aplican herramientas de Sistemas de Información Geográfica (GIS) que permiten establecer geográficamente las ubicaciones específicas donde es posible cosechar energía solar y eólica, considerando las múltiples limitaciones de instalación existentes. Mediante análisis geoespacial multicriterio se integrarán capas de información sobre: uso actual del suelo y cambios de uso permitidos, topografía y pendientes, proximidad a infraestructura eléctrica existente (subestaciones, líneas de transmisión), distancia a centros de demanda industrial, restricciones ambientales (áreas naturales protegidas, zonas de conservación), disponibilidad hídrica para enfriamiento de equipos, características geológicas y sísmicas, y densidad poblacional. Este análisis espacial permitirá identificar no solo dónde existe el recurso energético, sino dónde resulta técnicamente viable y ambientalmente aceptable su aprovechamiento, generando mapas de potencial que discriminen entre zonas de alta, media y baja viabilidad.

Tercero, se realizan evaluaciones de precio realistas que incorporen las condiciones específicas de importación de tecnología en México. Dado que el país tiene una capacidad de manufactura de paneles solares, aerogeneradores, electrolizadores ni sistemas de almacenamiento de hidrógeno a escala comercial limitada o nula, todos estos equipos deben importarse, lo que impacta significativamente en los costos finales. Las evaluaciones económicas considerarán: costos de adquisición de equipos en mercados internacionales a precios actuales, aranceles de importación aplicables, costos logísticos de transporte internacional y nacional hasta



los sitios de instalación en Querétaro, costos de instalación y puesta en marcha por personal especializado, costos de operación y mantenimiento durante la vida útil del proyecto, y costos de financiamiento bajo condiciones del sistema financiero mexicano. Esta aproximación garantiza que los indicadores económicos resultantes —como el costo nivelado de energía (LCOE) o el costo de producción de hidrógeno— reflejen la realidad económica del estado y no estimaciones teóricas basadas en condiciones de otros países con industrias manufactureras desarrolladas.

La integración de estos tres componentes metodológicos permite caracterizar de manera rigurosa y cuantitativa el **potencial geográfico** (dónde se puede cosechar energía), el **potencial técnico** (cuánta energía se puede generar considerando limitaciones tecnológicas y de instalación), y el **potencial económico** (a qué costo se puede generar esa energía bajo condiciones realistas de mercado). Esta triple caracterización resulta indispensable para fundamentar decisiones de política energética estatal que sean simultáneamente técnicamente viables, económicamente factibles y territorialmente apropiadas.

## 2.4 DEPURACIÓN Y VALIDACIÓN DE DATOS

El estudio se fundamenta en la información proporcionada por 1629 Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMAS) estratégicamente distribuidas en la región. Estas estaciones han generado un conjunto robusto de aproximadamente  $2,94 \times 10^8$  registros que comprenden variables fundamentales como radiación solar, velocidad y dirección del viento, temperatura y presión atmosférica. Esta amplia base de datos constituye el fundamento técnico sobre el cual se desarrolla el análisis del potencial energético solar y eólico de la entidad.



Figura 2.5: Proceso de depuración de datos provenientes de Estaciones Meteorológicas Automatizadas (EMAs)

En una primera etapa se aplicó un proceso de filtrado y control de calidad primario con el propósito de eliminar errores instrumentales o registros incompletos. Se excluyeron los datos sin medición o con valores ausentes, equivalentes al 0,02 % del total, así como las lecturas mal registradas (0,17%) que excedían los límites físicos esperados para cada variable, como radiaciones negativas o velocidades del viento fuera del rango operativo de los sensores. Además, se aplicó un criterio de representatividad diaria que implicó la eliminación del 3.08 % de los registros correspondientes a días cuya cobertura de datos no alcanzó el umbral mínimo requerido, establecido en un 80 % de mediciones válidas por día. El resultado de esta fase fue un conjunto de datos depurado a nivel diario, apto para el análisis estadístico de tendencia y variabilidad (vea Figura2.5).

Posteriormente, los datos fueron sometidos a una validación estadística y de consistencia temporal con el fin de asegurar su coherencia en escalas mensuales y anuales. En esta etapa se identificaron y eliminaron los datos anómalos, que representaron el 2.03 % del total, mediante técnicas de detección de valores atípicos basadas en límites intercuartílicos y desviaciones estándar respecto a promedios históricos. Asimismo, se aplicó un criterio de representatividad mensual y anual que llevó a descartar el 0.8 % adicional de los registros, correspondiente a estaciones o periodos que no contaban con una cobertura suficiente para garantizar la validez de los indicadores de largo plazo. Este proceso aseguró que los valores finales utilizados en los mapas de potencial solar y eólico reflejaran condiciones climáticas reales y estables.



En conjunto, el flujo de depuración reflejó una reducción acumulada inferior al 7% de los datos totales, lo que evidencia la alta calidad y densidad de la red EMAS en el estado de Querétaro. Los datos finales obtenidos constituyen una base sólida para el cálculo del recurso solar —medido a través de la irradiancia global media—, del potencial eólico —a partir de la velocidad y la densidad de potencia del viento—, y para la estimación de la producción de hidrógeno verde mediante sistemas de electrólisis alimentados por estas fuentes renovables.

Finalmente, el análisis e integración de los datos climatológicos utilizó sistemas de información geográfica (SIG) que permiten integrar datos geospaciales con información climática, como la radiación solar o el régimen de vientos, para determinar con precisión las regiones con mejores condiciones para la generación de hidrógeno a partir de fuentes renovables. Esto mejora la toma de decisiones al optimizar la ubicación de plantas de producción de hidrógeno y maximizar su eficiencia energética.

Los SIG permiten realizar análisis multicriterio al combinar diversos factores geográficos, técnicos y económicos, como proximidad a fuentes de energía, permitiendo una planificación más eficiente y sostenible de los proyectos de hidrógeno. Estas capacidades hacen que los SIG sean una herramienta poderosa para optimizar la producción de hidrógeno y facilitar su integración en un sistema energético sostenible.







## CAPÍTULO 3

# Potencial Solar

### 3.1 POTENCIAL DE RECURSO MEDIANTE INTERPOLACIÓN GEOGRÁFICA

Para el caso del estado de Querétaro, la estimación del potencial solar de recurso se realiza a partir de los valores de irradiancia global horizontal (GHI) registrados en las Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMAS) ubicadas dentro y en torno al territorio estatal. Con el fin de obtener una representación continua y espacialmente coherente del recurso, se aplica un procedimiento de interpolación geográfica que permite estimar la irradiancia en zonas donde no existen mediciones directas, a partir de los valores observados en estaciones cercanas.

El método empleado es la distancia inversa ponderada (IDW, *Inverse Distance Weighting*), una técnica determinística ampliamente utilizada en estudios climatológicos y de energía solar por su capacidad para preservar los gradientes locales del recurso. Este método asume que la influencia de una estación sobre el valor interpolado disminuye con la distancia, de modo que los puntos más próximos tienen mayor peso en el cálculo. La estimación de la irradiancia en un punto  $x_0$  se expresa como:

$$G(x_0) = \frac{\sum_{i=1}^n w_i G(x_i)}{\sum_{i=1}^n w_i}, \quad \text{donde } w_i = \frac{1}{d_i^p}.$$

En esta expresión,  $G(x_i)$  representa la irradiancia medida en la estación  $i$ ,  $d_i$  la distancia entre el punto de interpolación y la estación, y  $p$  el exponente de ponderación que controla la influencia espacial de cada punto. En este estudio se adopta un valor  $p = 2$ , determinado mediante calibración cruzada, lo cual proporciona un equilibrio adecuado entre suavizado espacial y preservación de variabilidad local.

La interpolación se realiza sobre una malla regular de 500 m  $\times$  500 m, que cubre la totalidad del territorio queretano. Con el propósito de minimizar los efectos de borde, se incluyen estaciones ubicadas en los estados colindantes (Guanajuato, Hidalgo, San Luis Potosí y Michoacán), de manera que se garantice la continuidad espacial del gradiente de irradiancia. Previamente, los datos de entrada son sometidos a un control de calidad para descartar valores atípicos y asegurar la coherencia temporal de las series.

Posteriormente, se realiza una validación cruzada (*leave-one-out*) para evaluar la precisión de la superficie interpolada. En cada iteración, una estación es excluida del conjunto de datos, se estima su valor mediante los puntos restantes y se calcula el error de predicción. Los indicadores empleados son el Error Cuadrático Medio (RMSE), el Error Medio Absoluto Porcentual (MAPE) y el coeficiente de eficiencia de Nash-Sutcliffe (NSE). Los resultados obtenidos muestran valores promedio de RMSE  $\pm 0.35$  kWh/m<sup>2</sup>/día, MAPE  $\pm 8$  % y NSE  $\pm 0.9$ , lo cual confirma la consistencia estadística y espacial del modelo.

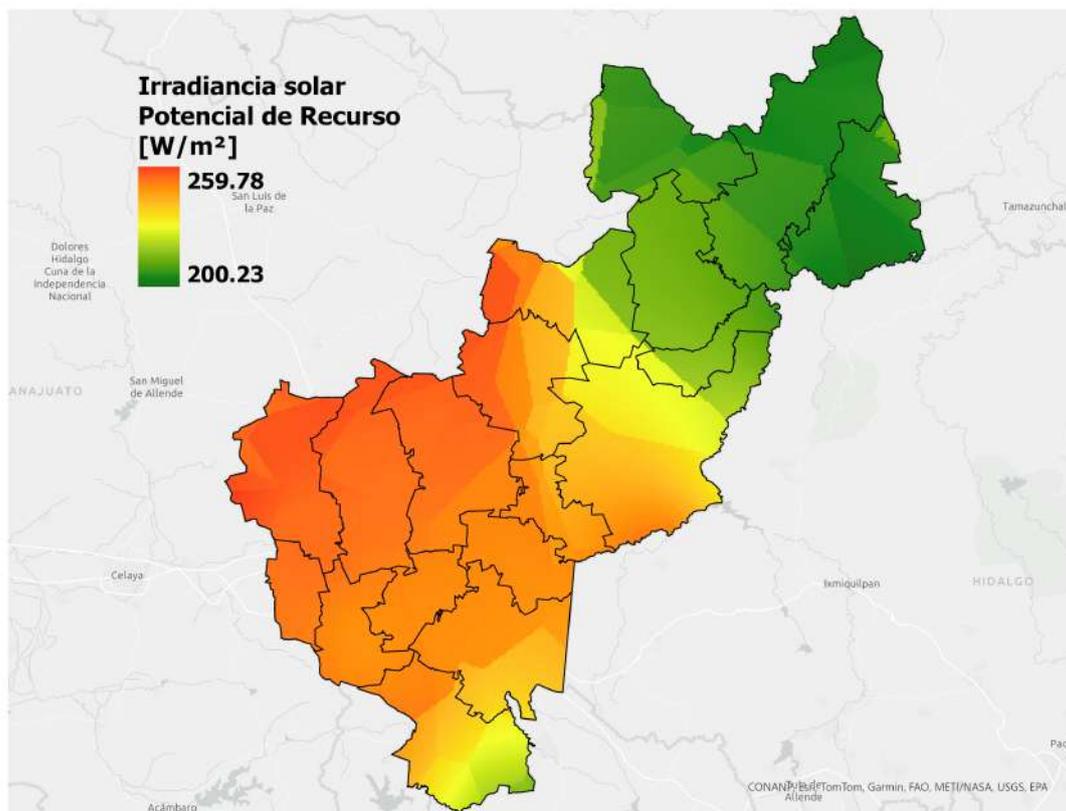


Figura 3.1: Irradiancia global media anual del Estado de Querétaro

La Figura 3.1 revela una distribución espacial heterogénea de la irradiación solar en el territorio queretano, con un gradiente claramente definido que disminuye en dirección suroeste-noreste. Los municipios ubicados en la porción suroccidental del estado registran los valores más elevados de irradiación global media anual, alcanzando máximos de 259.78 W/m<sup>2</sup>, lo que posiciona a esta región como la zona de mayor potencial para el desarrollo de proyectos solares fotovoltaicos de gran escala. Esta concentración del recurso solar responde a condiciones climáticas y topográficas particulares que favorecen una mayor exposición a la radiación directa.

En contraste, la región central del estado presenta valores intermedios que oscilan entre 220 y 240 W/m<sup>2</sup>, manteniendo aún un potencial significativo para aplicaciones solares tanto de generación distribuida como de mediana escala. Los municipios del noreste, si bien exhiben los registros más bajos del estado con aproximadamente 200.23 W/m<sup>2</sup>, conservan niveles de irradiación que resultan técnica y económicamente viables para el aprovechamiento solar. Es importante destacar que incluso los valores mínimos registrados en Querétaro se encuentran dentro de rangos favorables para la implementación de tecnologías fotovoltaicas, lo cual subraya el potencial generalizado del estado para la generación solar.

El procedimiento de interpolación geográfica mediante IDW proporciona una base sólida y de alta resolución para la estimación del potencial solar de recurso en Querétaro. Este resultado constituye el insumo fundamental para las etapas posteriores de evaluación del potencial técnico y económico de generación fotovoltaica en el estado.



### 3.2 POTENCIAL GEOGRÁFICO Y TÉCNICO SOLAR EN QUERÉTARO

#### 3.2.1. Metodología

Con el mapa de irradiancia global horizontal (GHI), se determina el potencial geográfico y el potencial técnico del recurso solar en el estado de Querétaro. Estas etapas permiten cuantificar, respectivamente, la energía colectable en las superficies disponibles para la instalación fotovoltaica y la producción efectiva considerando las condiciones de conversión energética.

El potencial geográfico ( $G_i$ ) se calcula a partir de la irradiancia media anual y del área disponible para la instalación de módulos fotovoltaicos. Este potencial representa la energía total que podría captarse durante un año en una celda  $i$  del territorio donde existen condiciones físicas adecuadas, según la expresión:

$$G_i = I_i(A_i) \delta_t A_i,$$

donde  $I_i(A_i)$  es la irradiancia solar media anual (en  $W/m^2$ ) sobre la superficie disponible,  $A_i$  es el área efectiva (en  $m^2$ ) y  $\delta_t = 8760$  corresponde al número de horas en un año. El potencial geográfico total se obtiene sumando los valores de todas las celdas del territorio

$$G = \sum_i G_i.$$

De forma complementaria, se determina el potencial geográfico por unidad de superficie como:

$$G_i = I_i(A_i) \delta_t,$$

el cual se expresa en  $kWh m^{-2} año^{-1}$  y permite comparar espacialmente el recurso.

Para definir las áreas disponibles  $A_i$ , se emplean capas cartográficas de uso del suelo y pendiente derivadas de información del INEGI. Se consideran dos esquemas de aprovechamiento: (1) generación centralizada en zonas áridas o de pastizal con pendientes menores al 4 %, (2) generación descentralizada, que corresponde a techos urbanos y superficies edificadas. También se considera factible la instalación de paneles solares donde el territorio no incluye campos de cultivo, las áreas protegidas, sitios arqueológicos, gasolineras, zonas recreativas, parques acuáticos, instalaciones de entretenimiento, aeropuertos, puertos, áreas industriales, oleoductos y gasoductos que pudieran atravesar ciertas ciudades, así como usos de suelo reservado:

En cada escenario, se aplica un factor de idoneidad ( $F_i$ ) que representa la fracción del área útil para la instalación de módulos, conforme a la relación:

$$A_i = F_i A'_i,$$

donde  $A'_i$  es el área total de la celda. De acuerdo con la literatura, para escenarios centralizados se adopta  $F_i = 0,62$ , mientras que para sistemas distribuidos los valores varían entre 0.1 y 0.3 según la densidad urbana y las características de construcción.

El potencial técnico ( $TP_i$ ) incorpora la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, las pérdidas del sistema y los efectos de la temperatura sobre el rendimiento. Es importante recalcar que para estimar el efecto de la temperatura, se tomaron en cuenta las temperaturas históricas diarias del estado. Este potencial representa la energía anual realmente generable por unidad de superficie, expresado como:

$$TP_i = G_i \eta_{\text{eff}}(T) F_i,$$



donde  $\eta_{\text{eff}}(T)$  es la eficiencia efectiva de conversión del módulo, definida como:

$$\eta_{\text{eff}}(T) = \eta_a K [1 + a_p(T + DT - 25)].$$

En esta expresión,  $\eta_a$  es la eficiencia nominal del módulo fotovoltaico,  $K$  es el *performance ratio* (0.75),  $a_p$  es el coeficiente de temperatura de la potencia máxima ( $-0,0041 \text{ }^\circ \text{C}^{-1}$ ),  $T$  la temperatura ambiente promedio y  $DT$  el incremento térmico medio anual del módulo.

Se analizan tecnologías de silicio policristalino con eficiencias nominales entre 15.5 % y 21.1 %, considerando las variaciones de temperatura y radiación a lo largo del territorio queretano. Los resultados permiten obtener mapas del rendimiento técnico, los cuales muestran una disminución del 90 % al 97 % respecto al potencial geográfico, dependiendo del tipo de tecnología y de las condiciones locales.

### 3.3 INTERPRETACIÓN DEL POTENCIAL TÉCNICO CENTRALIZADO EN QUERÉTARO

La Figura 3.2 muestra la distribución espacial del potencial técnico centralizado para proyectos de energía solar en el estado de Querétaro, expresado en  $\text{GWh}/\text{km}^2$  año. Este análisis revela una marcada heterogeneidad territorial que refleja tanto la disponibilidad del recurso solar como las condiciones técnicas y espaciales para el desarrollo de instalaciones de generación fotovoltaica de escala significativa.

Los valores más elevados de potencial técnico centralizado se concentran en la región occidental del estado, particularmente en zonas específicas donde se alcanzan máximos de  $244.02 \text{ GWh}/\text{km}^2$  año, representadas en tonalidades rojas y naranjas intensas. Estas áreas emergen como sitios prioritarios para el establecimiento de plantas solares de gran capacidad, al conjuntar alta irradiancia con condiciones favorables de topografía y disponibilidad de terreno. La concentración de este potencial en zonas delimitadas sugiere que existen localizaciones específicas que optimizan la relación entre recurso solar disponible y viabilidad técnica de instalación.

En la porción central del estado se observa una distribución más fragmentada del potencial técnico, con valores que oscilan predominantemente entre  $200$  y  $230 \text{ GWh}/\text{km}^2$  año, representados en tonalidades amarillas y naranjas claras. Esta configuración espacial indica la presencia de múltiples sitios de potencial moderado a alto que, si bien no alcanzan los valores máximos de la región occidental, mantienen condiciones apropiadas para proyectos de generación solar de mediana escala o esquemas de generación distribuida. La naturaleza dispersa de estas áreas de potencial sugiere oportunidades para desarrollar una red diversificada de instalaciones que contribuyan a la resiliencia del sistema energético estatal.

La región nororiental del estado presenta los valores más bajos de potencial técnico centralizado, con registros en torno a  $179.65 \text{ GWh}/\text{km}^2$  año, indicados en tonalidades azules y moradas. No obstante, es fundamental señalar que incluso estos valores mínimos representan un potencial aprovechable desde la perspectiva técnica y económica, especialmente para aplicaciones de autoabastecimiento o generación distribuida que no requieren las economías de escala de las grandes plantas centralizadas. Adicionalmente, se observan extensas áreas marcadas en gris que corresponden a zonas excluidas del análisis de potencial centralizado, probablemente debido a restricciones de uso de suelo, áreas naturales protegidas, zonas urbanas consolidadas o limitaciones topográficas que inhabilitan el desarrollo de proyectos solares de gran escala.

Esta caracterización espacial del potencial técnico centralizado proporciona elementos estratégicos para la toma de decisiones en materia de inversión energética. Los resultados sugieren una estrategia de desarrollo escalonada que priorice las zonas de mayor potencial en la región occidental para proyectos de gran capacidad, mientras se exploran esquemas complementarios en las regiones central y nororiental que aprovechen las condiciones locales específicas. La identificación precisa de estas zonas de oportunidad permite optimizar la



ubicaciones óptimas donde confluyen alta irradiancia, infraestructura adecuada y condiciones técnicas favorables para maximizar la generación solar descentralizada.

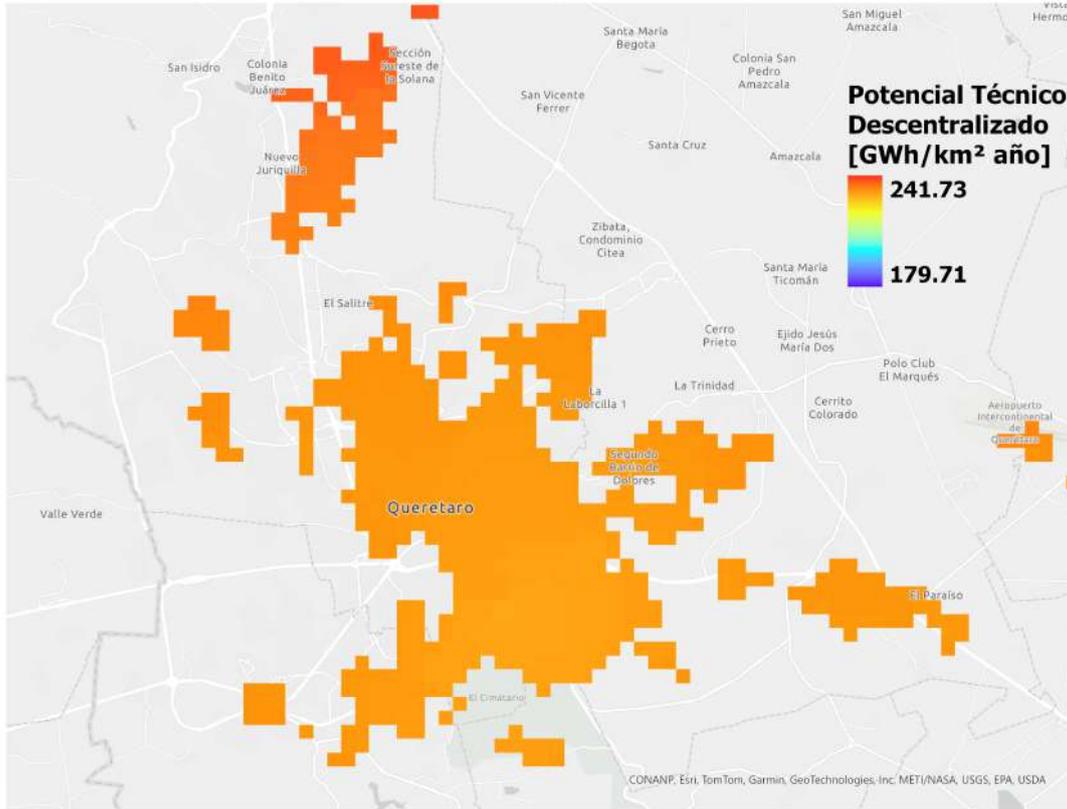


Figura 3.3: Potencial técnico descentralizado para la zona conurbada de la Ciudad de Querétaro

Los espacios en gris dentro y alrededor de la mancha urbana corresponden a áreas donde no se identifica potencial descentralizado aprovechable, ya sea por limitaciones en la infraestructura existente, restricciones de uso de suelo, presencia de áreas verdes o zonas de conservación que deben preservarse. Esta segmentación del territorio permite focalizar los esfuerzos de promoción e inversión en aquellas zonas donde la viabilidad técnica está plenamente demostrada.

### 3.3.3. Zona Conurbada de San Juan del Río

En contraste con el patrón observado en la capital del estado, la zona conurbada de San Juan del Río presenta un potencial técnico descentralizado más fragmentado y disperso, con valores que se distribuyen en el mismo rango de 205 a 241.73 GWh/km<sup>2</sup> año. La configuración espacial muestra múltiples núcleos o clústeres de potencial, tanto en el centro urbano de San Juan del Río como en localidades periféricas y asentamientos dispersos en el territorio municipal.

Esta distribución policéntrica refleja un modelo de desarrollo urbano caracterizado por la presencia de diversos centros poblacionales de menor escala, así como por la existencia de corredores industriales y zonas de actividad económica distribuidas en el territorio. Los valores de potencial identificados, representados predominantemente en tonalidades amarillas, indican condiciones técnicas apropiadas para el desarrollo de proyectos de generación distribuida, aunque con una menor concentración espacial que en el caso de la capital estatal.

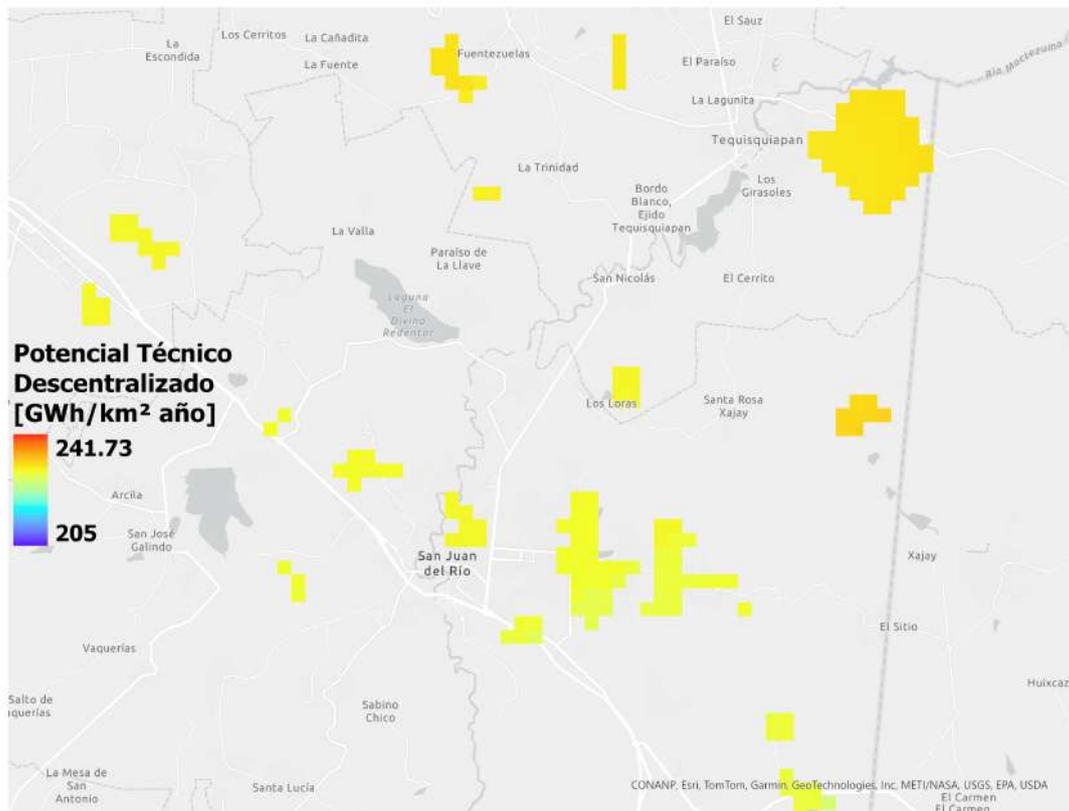


Figura 3.4: Potencial técnico descentralizado para la zona conurbada de la Ciudad de San Juan del Río, Querétaro

La fragmentación observada no representa una limitante para el aprovechamiento del recurso, sino que sugiere oportunidades diferenciadas según las características específicas de cada núcleo urbano. Las áreas de mayor potencial, localizadas tanto en la zona urbana consolidada como en algunos desarrollos periféricos, constituyen sitios prioritarios para la implementación de esquemas de generación distribuida que atiendan las necesidades energéticas locales. Asimismo, la presencia de potencial en localidades menores abre la posibilidad de desarrollar proyectos comunitarios o de pequeña escala que contribuyan a la democratización del acceso a energías limpias.

### 3.3.4. Implicaciones para la Política Energética Local

El análisis comparativo de ambas zonas conurbadas revela que Querétaro cuenta con un potencial técnico descentralizado considerable y ampliamente distribuido en sus principales centros urbanos. Este potencial representa una oportunidad estratégica para reducir la presión sobre la infraestructura de transmisión y distribución eléctrica, al tiempo que se promueve la generación de energía limpia en los puntos de consumo. La implementación de programas de fomento a la generación distribuida en estas zonas podría contribuir significativamente a los objetivos de transición energética del estado, particularmente en sectores residenciales y comerciales donde la demanda eléctrica ha experimentado un crecimiento sostenido.

La diferenciación en los patrones espaciales entre ambas conurbaciones sugiere la necesidad de diseñar estrategias de promoción adaptadas a las características urbanas específicas de cada región, maximizando así el aprovechamiento efectivo del potencial identificado y facilitando la participación de diversos actores en el desarrollo de la generación solar distribuida.



### 3.3.5. Resultados Potencial Técnico Solar por Municipio

La Tabla 3.1 presenta el potencial técnico y geográfico del Estado de Querétaro para la generación de energía solar fotovoltaica centralizada. Los datos se organizan por municipio e incluyen tres indicadores principales: la irradiación horizontal global (GHI) expresada en  $W/m^2$ , el potencial geográfico medido en TWh/año, y el potencial técnico también en TWh/año. El potencial geográfico representa la capacidad teórica de generación considerando la superficie disponible del territorio para plantas solares de gran escala, mientras que el potencial técnico incorpora factores de viabilidad práctica para la instalación de sistemas fotovoltaicos centralizados, tales como restricciones de conexión a la red, accesibilidad del terreno y disponibilidad de infraestructura eléctrica.

Tabla 3.1: Potencial Técnico y Geográfico del Estado de Querétaro. Escenario Centralizado

Municipio	GHI ( $W/m^2$ )	Potencial Geográfico (TWh/año)	Potencial Técnico (TWh/año)
Querétaro	255.89	62.69	44.05
El Marqués	254.31	47.40	33.30
Colón	253.53	117.33	82.45
Corregidora	252.97	16.80	11.81
Huimilpan	250.42	26.74	18.79
Pedro Escobedo	250.04	12.90	9.06
Tequisquiapan	249.85	24.84	17.45
Ezequiel Montes	247.71	23.89	16.78
Tolimán	247.43	95.85	67.35
San Juan del Río	245.75	48.48	34.07
Amealco de Bonfil	237.48	57.09	40.11
Cadereyta de Montes	235.58	182.06	127.93
Peñamiller	234.80	28.37	19.94
San Joaquín	217.62	30.44	21.39
Pinal de Amoles	214.22	11.16	7.84
Arroyo Seco	208.98	0.77	0.54
Jalpan de Serra	206.62	NA	NA
Landa de Matamoros	204.51	NA	NA

El Estado de Querétaro presenta condiciones favorables para el desarrollo de plantas solares centralizadas, con una irradiación horizontal global que oscila entre  $204.51$  y  $255.89$   $W/m^2$  en sus diferentes municipios. Los valores más elevados de GHI se registran en Querétaro capital con  $255.89$   $W/m^2$ , El Marqués con  $254.31$   $W/m^2$ , Colón con  $253.53$   $W/m^2$  y Corregidora con  $252.97$   $W/m^2$ , lo que indica condiciones de irradiación consistentemente altas en la región central del estado.

Los municipios con mayor potencial técnico para generación centralizada son Cadereyta de Montes, con  $127.93$  TWh/año, seguido por Colón con  $82.45$  TWh/año y Tolimán con  $67.35$  TWh/año. Estos tres municipios concentran las mayores capacidades para el establecimiento de parques solares de gran escala en la entidad. En contraste, Querétaro capital, a pesar de contar con el mayor índice de irradiación ( $255.89$   $W/m^2$ ), presenta un potencial técnico de  $44.05$  TWh/año, mientras que su potencial geográfico alcanza  $62.69$  TWh/año. Esta diferencia sustancial refleja las limitaciones para el desarrollo de generación centralizada en áreas urbanas consolidadas, donde el uso de suelo está predominantemente destinado a actividades habitacionales, comerciales e industriales, dejando escasa superficie disponible para proyectos solares de gran envergadura.

El potencial geográfico muestra una distribución marcadamente concentrada, siendo Cadereyta de Montes el municipio líder con  $182.06$  TWh/año, cifra significativamente superior al resto de la entidad. Le siguen Colón con  $117.33$  TWh/año y Tolimán con  $95.85$  TWh/año. Esta distribución indica que estos municipios cuentan con extensas áreas rurales y territorios desocupados apropiados para el emplazamiento de plantas



solares fotovoltaicas centralizadas, combinando disponibilidad territorial con niveles adecuados de irradiación solar.

Los municipios de Jalpan de Serra y Landa de Matamoros no registran datos de potencial técnico ni geográfico para generación centralizada, debido a limitaciones topográficas severas asociadas a su ubicación en la Sierra Gorda Queretana. Por su parte, municipios como Arroyo Seco y Pinal de Amoles presentan los potenciales más bajos, con 0.54 TWh/año y 7.84 TWh/año respectivamente en términos técnicos, lo que refleja condiciones desfavorables para el desarrollo de plantas solares centralizadas, relacionadas con su orografía accidentada, escasa disponibilidad de terrenos planos extensos y limitada infraestructura eléctrica regional.

La relación entre el potencial geográfico y técnico varía considerablemente entre municipios, evidenciando las restricciones específicas de cada territorio para la generación centralizada. En promedio, el potencial técnico representa aproximadamente el 70 % del potencial geográfico, reflejando las limitaciones prácticas de conexión, transmisión y operación de plantas solares de gran escala. Municipios como San Juan del Río, con 34.07 TWh/año de potencial técnico frente a 48.48 TWh/año de potencial geográfico, y Amealco de Bonfil con 40.11 TWh/año frente a 57.09 TWh/año, muestran relaciones favorables que sugieren condiciones apropiadas para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos centralizados a mediana y gran escala, incluyendo disponibilidad de subestaciones eléctricas y líneas de transmisión existentes.

### 3.4 POTENCIAL ECONÓMICO DEL RECURSO SOLAR EN QUERÉTARO

El potencial económico del recurso solar en el estado de Querétaro se evalúa a partir de los costos asociados a la instalación y operación de sistemas fotovoltaicos, con el propósito de estimar la viabilidad financiera del aprovechamiento solar en diferentes escenarios de desarrollo. Este análisis considera tanto los costos directos de los módulos fotovoltaicos como los gastos asociados al balance del sistema, el mantenimiento, la operación y, en su caso, el arrendamiento del terreno requerido para la instalación. Los cálculos se hacen en dólares americanos.

El costo total de generación por unidad de área, denominado **potencial económico** ( $EP_i$ ), se determina mediante la relación:

$$EP_i = \frac{a h_1 (M + B) + \text{COM} h_1 (M + B) + L}{TP_i},$$

donde  $a$  es el **factor de anualidad** ( $\text{año}^{-1}$ ),  $h_1$  representa la energía generada por unidad de área ( $\text{kW m}^{-2}$ ),  $M$  es el costo de inversión de los módulos fotovoltaicos ( $\text{US\$/kW}$ ),  $B$  corresponde al costo del *balance of system*,  $\text{COM}$  es el costo anual de operación y mantenimiento expresado como fracción del costo total, y  $L$  es el arrendamiento anual del terreno ( $\text{US\$/m}^2 \text{ año}^{-1}$ ). Finalmente,  $TP_i$  corresponde al potencial técnico por unidad de superficie ( $\text{kWh m}^{-2} \text{ año}^{-1}$ ).

El factor de anualidad  $a$  depende de la tasa de interés ( $r$ ) y de la vida útil del sistema ( $LT$ ), y se calcula como:

$$a = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-LT}}.$$

Para el contexto nacional, y aplicable a Querétaro, se consideran tasas de interés en el rango de 0.08 a 0.20 y periodos de vida útil entre 5 y 20 años, lo cual permite analizar distintos horizontes de inversión y condiciones de financiamiento.



En el caso particular del estado de Querétaro, el cálculo del potencial económico se realiza bajo las siguientes consideraciones metodológicas:

- El costo de los módulos de silicio multicristalino se ubica en el rango de 0.3 a 0.5 US\$/W, tomando en cuenta que la tecnología aún es importada y que los costos de transporte e importación influyen en el precio final.
- El costo del balance de sistema (*BoS*) se estima entre 1.0 y 1.5 US\$/W, en función de los componentes eléctricos, estructuras de soporte e infraestructura complementaria.
- Los costos de operación y mantenimiento varían entre 5.7 y 14.3 US\$/kW año, de acuerdo con el tiempo de operación y la probabilidad de fallas.
- El arrendamiento del terreno se considera únicamente para configuraciones centralizadas, con valores de referencia entre 400 y 800 US\$/acre año, mientras que en escenarios descentralizados no aplica este costo.

### 3.5 COSTO NIVELADO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN QUERÉTARO

La Figura 3.5 presenta la distribución espacial del Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) para sistemas solares fotovoltaicos centralizados en el Estado de Querétaro. El mapa utiliza una escala de colores que va desde el azul (USD 0.1/kWh) hasta el rojo (USD 0.14/kWh), permitiendo identificar las zonas más competitivas económicamente para el desarrollo de plantas solares de gran escala.

El análisis de la distribución geográfica revela una marcada heterogeneidad en los costos de generación a lo largo del territorio estatal. Las zonas con los costos más bajos (tonalidades azules, entre 0.1 y 0.11 USD/kWh) se concentran principalmente en la región centro-sur y suroeste del estado, abarcando porciones significativas de municipios como Huimilpan, Amealco de Bonfil, Pedro Escobedo y la zona sur de Querétaro capital. Estas áreas representan las ubicaciones más atractivas desde el punto de vista económico para la instalación de proyectos fotovoltaicos centralizados, donde la combinación de alta irradiación solar, topografía favorable y potencial disponibilidad de terrenos genera las mejores condiciones de competitividad.

La región centro-este del estado, que incluye territorios de Colón, Tolimán y Ezequiel Montes, presenta costos intermedios (tonalidades verdes y amarillas, entre 0.11 y 0.13 USD/kWh). Aunque estos valores son superiores a los de las zonas más competitivas, continúan siendo económicamente viables para el desarrollo de generación centralizada, particularmente considerando los altos potenciales técnicos y geográficos que caracterizan a estos municipios según los datos de la Tabla 3.1.

Las zonas con los costos más elevados (tonalidades naranjas y rojas, entre 0.13 y 0.14 USD/kWh) se localizan predominantemente en la región noreste del estado, particularmente en áreas de Cadereyta de Montes y zonas limítrofes. Esta distribución de costos superiores puede estar asociada a factores como mayor distancia a puntos de interconexión eléctrica, topografía más accidentada que incrementa los costos de construcción y mantenimiento, o menor densidad de infraestructura vial que dificulta el acceso y la logística de los proyectos.

La región norte del estado, correspondiente a la Sierra Gorda, aparece en tonalidades grises, lo que indica exclusión para generación centralizada. Esta exclusión es consistente con las limitaciones identificadas en la Tabla 3.1 para municipios como Jalpan de Serra, Landa de Matamoros, Pinal de Amoles y Arroyo Seco, donde las condiciones topográficas, ambientales y de infraestructura restringen significativamente el potencial de desarrollo de plantas solares de gran escala.

La variabilidad espacial del LCOE observada en el mapa responde a múltiples factores técnicos y económicos. Entre los principales determinantes se encuentran: las diferencias en la irradiación solar entre regiones, que

afectan directamente la productividad de los sistemas fotovoltaicos; las características topográficas del terreno, y el uso de suelo, que impacta en la exclusión de territorios.

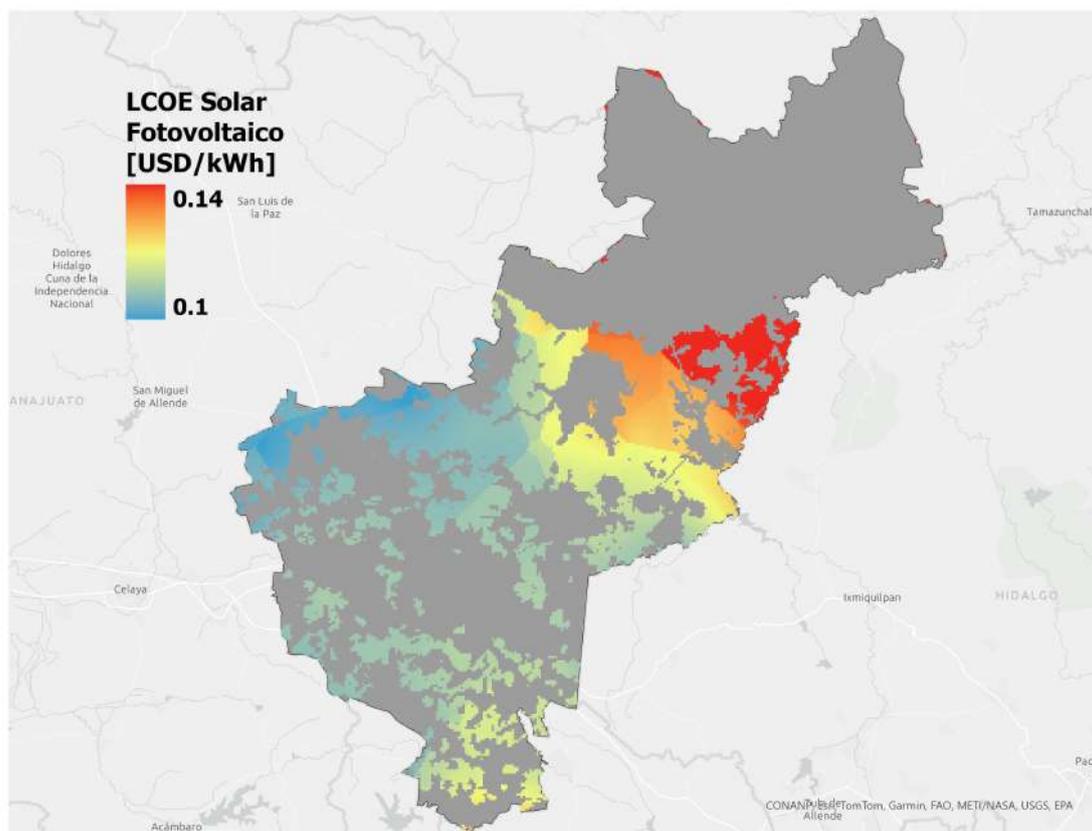


Figura 3.5: Costo Nivelado de Energía en el escenario centralizado para el estado de Querétaro

Desde una perspectiva de planificación energética, los resultados evidencian que el estado cuenta con amplias zonas donde el LCOE solar es altamente competitivo, particularmente en comparación con los costos de generación mediante fuentes convencionales. Las regiones centro y sur del estado emergen como las áreas prioritarias para el desarrollo de nuevos proyectos de generación centralizada, donde la combinación de bajos costos nivelados y adecuada disponibilidad de infraestructura ofrece las condiciones óptimas para maximizar la viabilidad económica y técnica de las inversiones en energía solar fotovoltaica.

Por otro lado, la Figura 3.6 presenta el Costo Nivelado de Energía (LCOE) calculado para un escenario de generación fotovoltaica descentralizada en las cinco principales zonas urbanas del Estado de Querétaro. Los resultados muestran valores de LCOE que oscilan entre 0.114 y 0.131 USD/kWh, con una variación máxima de 14.9% entre las zonas analizadas. Juriquilla registra el LCOE más bajo (0.114 USD/kWh), mientras que San Juan del Río presenta el valor más alto (0.131 USD/kWh). Las zonas de Colón, Santiago de Querétaro y Tequisquiapan muestran valores intermedios de 0.118, 0.122 y 0.126 USD/kWh, respectivamente.

Esta variación geográfica del LCOE en el escenario descentralizado se explica por la disponibilidad del recurso solar natural, las condiciones climatológicas locales y los factores microclimáticos propios de cada zona urbana. Aunque el potencial total de generación depende del área disponible, ello no se traduce necesariamente en menores costos nivelados de electricidad (Tabla 3.2). El incremento progresivo del LCOE de norte a sur del estado se asocia directamente con la distribución del recurso solar en la región y no con la extensión territorial de cada localidad.



Los valores obtenidos son competitivos frente a las tarifas eléctricas comerciales e industriales vigentes en México, lo que indica la viabilidad técnico-económica de sistemas fotovoltaicos descentralizados para las zonas urbanas analizadas del Estado de Querétaro.

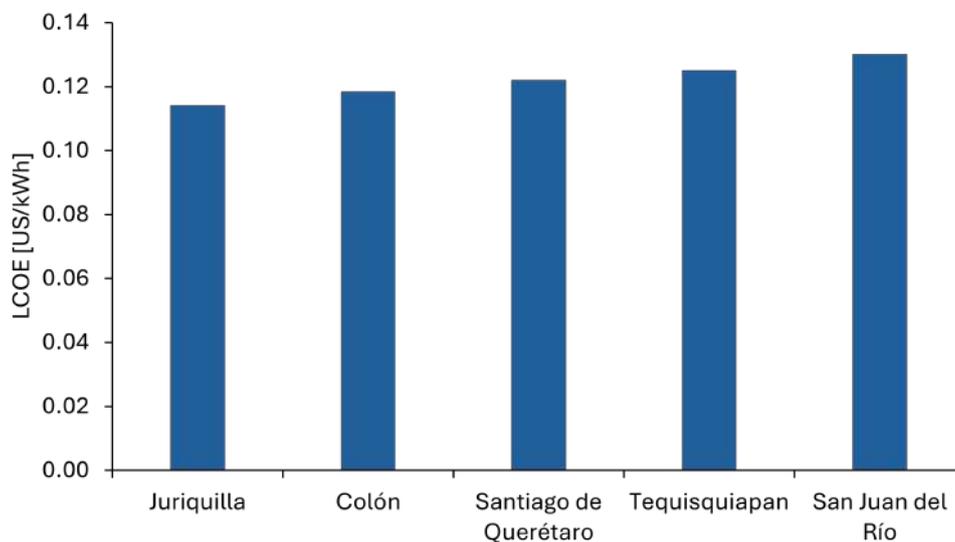


Figura 3.6: Costo Nivelado de Energía en el escenario descentralizado para las zona urbanas del Estado de Querétaro.

Tabla 3.2: Potencial Técnico y Geográfico del Estado de Querétaro. Escenario Descentralizado

Ciudad	Potencial Geográfico (TWh/año)	Potencial Técnico (TWh/año)	LCOE (USD/kWh)
Juriquilla	4.17	0.42	0.115
Colon	0.89	0.09	0.18
Santiago de Querétaro	34.04	3.21	0.12
Tequisquiapan	3.03	0.30	0.124
San Juan del río	4.15	0.41	0.128



## CAPÍTULO 4

# Potencial de Hidrógeno Solar

La combinación de energía solar y producción de hidrógeno verde es una estrategia eficaz para la descarbonización a gran escala, tanto en la generación de energía como en sectores industriales y de transporte, donde el uso directo de electricidad no es siempre viable.

La generación anual de hidrógeno ( $\overline{M_{H_2,i}}$ ), expresada en toneladas por kilómetro cuadrado (Ton/km<sup>2</sup>), se determinó aplicando la ecuación 4.1 [25].

$$\overline{M_{H_2,i}} = \frac{\eta_{elec} \overline{E_{pvs,i}}}{HHV_{H_2}} \quad (4.1)$$

donde  $HHV_{H_2}$  representa el Poder Calorífico Superior del hidrógeno (39.4 kWh/kg),  $\eta_{elec}$  denota la eficiencia del electrolizador y  $\overline{E_{pvs}}$  corresponde al potencial técnico de energía fotovoltaica disponible, medido en kWh/km<sup>2</sup> por año.

La cuantificación total de hidrógeno por unidad de superficie en el territorio se realizó mediante operaciones de álgebra de mapas usando sistemas de información geográfica, utilizando información ráster geoespacial y celdas con área ( $A_i$ ) en km<sup>2</sup>. La masa total de hidrógeno generada ( $M_{H_2}$ ) en megatoneladas anuales (Mton/año) se calculó mediante la ecuación 4.2.

$$M_{H_2} = \sum \overline{M_{H_2,i}} A_i \quad (4.2)$$

### 4.0.1. Consideraciones para la Generación de Hidrógeno Solar en Zonas Urbanas

La aplicación de metodologías de análisis espacial para evaluar la capacidad de producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables representa un componente esencial en la planificación energética territorial. No obstante, en la literatura especializada se observa frecuentemente la exclusión sistemática de las áreas urbanizadas dentro de los criterios de restricción territorial implementados [25]. Esta exclusión obedece fundamentalmente a dos razones: el enfoque prioritario hacia modelos de generación energética centralizada a gran escala, y las particularidades propias de los entornos urbanos, definidos por infraestructura diversa y elevada concentración de actividades humanas que limitan potencialmente la instalación de sistemas de energías renovables.

Sin embargo, la exclusión del análisis urbano constituye una limitación metodológica significativa que impide la evaluación integral de las capacidades territoriales para la generación energética y la producción de hidrógeno. Los núcleos urbanos presentan condiciones favorables para implementar esquemas de generación distribuida y consumo local, prescindiendo de la transmisión desde ubicaciones remotas. Por tanto, se requiere abordar el estudio de los espacios urbanos mediante un tratamiento diferenciado.



La investigación científica demuestra que las zonas urbanizadas presentan oportunidades relevantes y capacidades técnicas considerables para el aprovechamiento energético y la generación de hidrógeno [28, 10, 11, 22]. Los sitios urbanos aptos para el aprovechamiento de la radiación solar se identificaron mediante la clasificación de Uso de Suelo y Vegetación del INEGI [17], aplicando un factor de aprovechamiento técnico de la superficie disponible en el entorno urbano. El análisis considera un esquema de generación distribuida fundamentado en la incorporación de sistemas fotovoltaicos sobre cubiertas de edificaciones residenciales y comerciales.

Se definieron criterios de exclusión para áreas naturales protegidas, sitios arqueológicos, estaciones de servicio de combustible, áreas recreativas, instalaciones turísticas acuáticas, centros de entretenimiento, aeropuertos y puertos marítimos, zonas industriales, e infraestructura petrolera que atraviesa el tejido urbano. Subsecuentemente, se aplicó un factor de descuento del 10% sobre la superficie obtenida para calcular el Área Efectiva Disponible (EAA) susceptible de aprovechamiento energético, conforme a la metodología empleada en investigaciones previas [5].



### 4.0.2. Recursos Hídricos Provenientes de Precipitación Pluvial

El agua representa un componente fundamental para el proceso de electrólisis, razón por la cual se evaluó la precipitación como fuente viable de suministro hídrico para la producción de hidrógeno.

El cálculo de la masa de agua necesaria ( $\overline{W_{req,i}}$ ), medida en Ton/km<sup>2</sup>, se efectuó mediante la Ecuación 4.3:

$$\overline{W_{req,i}} = \overline{M_{H_2,i}} \cdot E_r \quad (4.3)$$

donde  $E_r$  corresponde a la relación estequiométrica del proceso electrolítico, que establece un consumo de 10 kg de agua por cada kilogramo de hidrógeno producido. Se adoptó un valor de densidad del agua de 1000 kg/m<sup>3</sup> para simplificar los cálculos. La cuantificación del volumen total de agua se realizó para cada celda espacial del territorio bajo estudio. Seguidamente, se estableció la precipitación media anual registrada en cada estación meteorológica. La representación espacial de la precipitación en el territorio nacional se logró aplicando el método de interpolación por el inverso del cuadrado de la distancia (ID2W).

La necesidad hídrica se expresó también como fracción porcentual respecto a la precipitación anual, denominándose Porcentaje de Agua de Lluvia Requerida (PWreq). Un valor de PWreq del 20 % significa que el agua necesaria para producir hidrógeno, basándose en el potencial solar total del área, representa el 20 % de la precipitación total registrada en dicha zona.

La evaluación consideró dos niveles de análisis de disponibilidad hídrica: estatal y local. La variabilidad espacial inherente a la precipitación fundamenta la necesidad del análisis a escala estatal, lo cual permite examinar las variaciones por unidad de área.

### 4.0.3. Evaluación del Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH)

El Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) constituye un indicador económico que refleja el precio medio de generación de hidrógeno por kilogramo (USD/kg), considerando la totalidad de erogaciones de capital y operación durante la vida útil del sistema. La estimación del LCOH se desarrolló conforme a los enfoques metodológicos presentados por [26] y [35], utilizando la Ecuación 4.4.

$$LCOH = \frac{\sum_{j=0}^N ((CAPEX + OPEX)(1 + I)^{-j})}{\sum_{j=0}^N ((M_{H_2}[j])(1 + I)^{-j})} \quad (4.4)$$

siendo  $I$  la tasa de actualización financiera (fijada en 10 % para el presente análisis),  $N$  el periodo de operación del proyecto, y CAPEX las inversiones iniciales vinculadas a la adquisición del sistema electrolítico, determinado mediante:

$$CAPEX = UCE \times \frac{M_{H_2} R_{en}}{Top} \quad (4.5)$$

donde UCE representa el precio por unidad de potencia del electrolizador en USD/kW,  $R_{en}$  constituye la demanda energética teórica para generar 1 kg de hidrógeno (52.5 kWh/kg), y Top especifica las horas anuales de funcionamiento (normalmente 8,760 horas, conforme a [25], [35], [31]). Esta investigación implementó un análisis comparativo entre el LCOH tradicional y un escenario modificado donde Top se limita únicamente a las horas efectivas de radiación solar (periodo de luz natural). Los costos de operación (OPEX) se establecieron aplicando la Ecuación 4.6:

$$OPEX = CIE + COM + CORP \quad (4.6)$$



donde COM designa los gastos de operación y mantenimiento, mientras que CORP alude a los costos de sustitución de componentes, valuados en 2% y 25% del CAPEX respectivamente [16], [25]. La evaluación del costo de inversión eléctrica (CIE) se obtiene mediante la ecuación 6.5:

$$CIE = E_{gc} \cdot E_{pvs} \quad (4.7)$$

siendo  $E_{gc}$  el precio de generación eléctrica en USD/kWh, y  $E_{pvs}$  la energía proporcionada por la instalación fotovoltaica en kWh.

#### 4.0.4. Horas de Operación y Duración del Día

En la estimación del LCOH se adopta frecuentemente la premisa de operación continua durante las 8760 horas anuales; no obstante, la producción de hidrógeno mediante electrólisis solar se limita exclusivamente al periodo diurno. Esta restricción temporal debe incorporarse necesariamente en el análisis económico.

La extensión del periodo de radiación solar está determinada fundamentalmente por la posición latitudinal del emplazamiento, lo cual posibilita la estimación teórica de la radiación disponible mediante datos geográficos. Sin embargo, el tiempo efectivo de insolación presenta mayor complejidad, dado que variables meteorológicas tales como cobertura nubosa, temperatura ambiente, humedad relativa y velocidad del viento ejercen influencia directa sobre este parámetro. En la presente investigación, el tiempo de insolación se estableció a partir de registros diarios de irradiancia horizontal global, aplicando los protocolos establecidos por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) [37], calculando valores medios anuales para los periodos con información disponible.

Adicionalmente al periodo diurno, se incorporaron los intervalos temporales durante los cuales la irradiancia solar alcanzó niveles suficientes para generar potencia aprovechable en los sistemas fotovoltaicos [37].

Es pertinente destacar que la cuantificación del potencial de hidrógeno no se encuentra condicionada por el régimen operativo del electrolizador, puesto que se fundamenta en mediciones empíricas de radiación solar que contemplan la totalidad del tiempo de exposición. En contraste, el LCOH experimenta modificaciones al incorporar los costos operacionales distribuidos a lo largo del ciclo de vida del sistema electrolítico.

#### 4.0.5. Índice de Sensibilidad

Para determinar el efecto de diferentes variables sobre el LCOH y la generación de hidrógeno, se empleó el índice de sensibilidad (SI), expresado mediante la ecuación:

$$SI = \frac{[max_y - min_y(x)]}{max_y(x)} \quad (4.8)$$

siendo  $y$  el parámetro modificado y  $x$  la variable de respuesta analizada. Los índices de sensibilidad se determinaron considerando factores tales como el precio del electrolizador (contemplando costos de importación), la eficiencia del sistema electrolítico, la energía fotovoltaica disponible, el precio de la electricidad y las horas operativas.

Se analizó también la incidencia de los costos de generación eléctrica para contrastar distintas alternativas tecnológicas de producción energética. Se desarrollaron dos escenarios diferenciados. El primero estableció los costos en función del recurso energético disponible, conforme a la metodología propuesta en [5]. Este escenario establece una relación inversa entre los precios eléctricos y la capacidad de generación; consecuentemente, las entidades con mayor potencial de producción solar fotovoltaica registran menores costos de generación.

### 4.1 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

#### 4.1.1. Escenario Centralizado

Las Figuras 4.1 y 4.2 presentan la distribución espacial del potencial de producción de hidrógeno solar mediante electrólisis en el Estado de Querétaro, considerando dos escenarios de eficiencia del electrolizador: 75 % y 65 %, respectivamente. Los mapas emplean una escala cromática que permite identificar las zonas con mayor capacidad productiva, expresada en toneladas por kilómetro cuadrado por año (Ton/km<sup>2</sup> año).

En el escenario con eficiencia del 75 % (Figura 4.1), el potencial de producción oscila entre 3421.87 y 4647.99 Ton/km<sup>2</sup> año. Las zonas con mayor capacidad productiva (tonalidades rojizas y naranjas, superiores a 4400 Ton/km<sup>2</sup> año) se localizan predominantemente en la región noreste del estado, abarcando territorios de Cadereyta de Montes y áreas limítrofes. Esta distribución refleja la combinación favorable de alta irradiación solar y disponibilidad de superficie técnicamente aprovechable para sistemas fotovoltaicos centralizados.

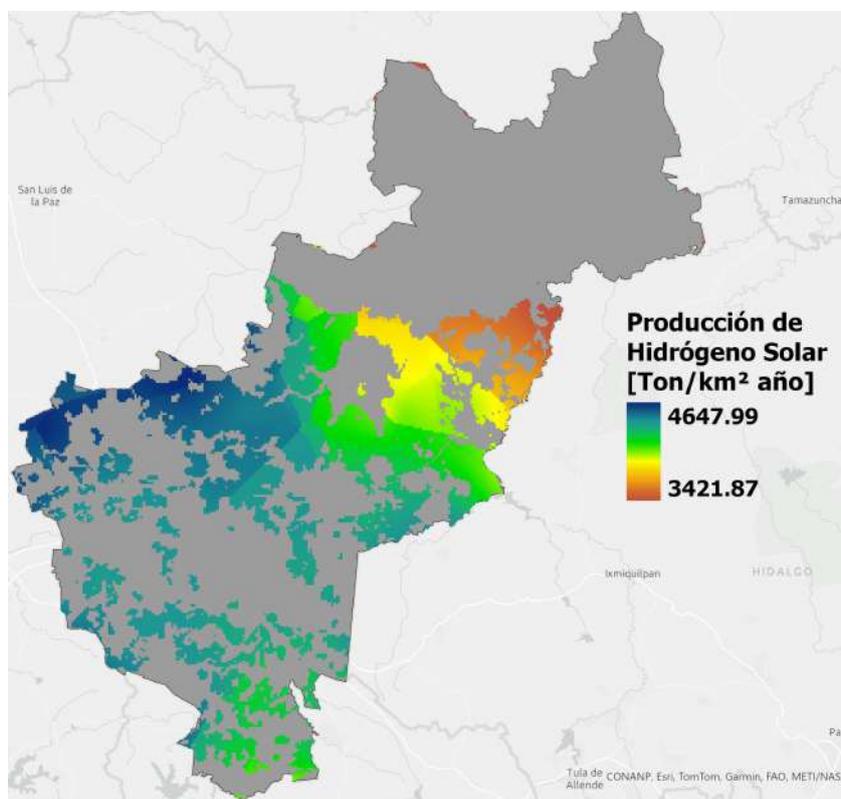


Figura 4.1: Potencial de producción de hidrógeno solar fotovoltaico en esquema centralizado en el estado de Querétaro considerando  $\eta_{elec} = 75\%$ .

La región centro-este del estado, que incluye porciones de Colón, Tolimán y Ezequiel Montes, presenta capacidades intermedias-altas (tonalidades amarillas y verde claro, entre 3800 y 4200 Ton/km<sup>2</sup> año). Estas zonas mantienen condiciones competitivas para la producción de hidrógeno solar, respaldadas por los elevados potenciales técnicos fotovoltaicos identificados previamente en estos municipios.

Las áreas centro y sur del estado, correspondientes a municipios como Querétaro, El Marqués, Corregidora, Pedro Escobedo y Huimilpan, exhiben capacidades moderadas (tonalidades verdes y turquesas, entre 3600 y 3900 Ton/km<sup>2</sup> año). Aunque estos valores son inferiores a los registrados en la región noreste, la producción estimada resulta técnicamente significativa y económicamente viable para el desarrollo de instalaciones de generación de hidrógeno.

La zona suroeste del estado, incluyendo territorios de Amealco de Bonfil, San Juan del Río y áreas adyacentes, presenta los potenciales más bajos dentro del territorio evaluado (tonalidades azules y azul oscuro, entre 3400 y 3600 Ton/km<sup>2</sup> año). Esta distribución correlaciona con menores valores de irradiación solar y restricciones en la disponibilidad de terrenos apropiados para sistemas centralizados.

La región norte del estado, correspondiente a la Sierra Gorda, aparece sin datos (tonalidad gris), confirmando las limitaciones previamente identificadas para generación centralizada en municipios como Jalpan de Serra, Landa de Matamoros, Pinal de Amoles y Arroyo Seco.

En el escenario con eficiencia del 65 % (Figura 4.2), el rango de producción se reduce a valores entre 2963.74 y 4025.78 Ton/km<sup>2</sup> año, manteniendo el mismo patrón de distribución espacial observado en el escenario anterior. Las zonas de mayor potencial continúan localizándose en la región noreste, mientras que las áreas con menores capacidades se mantienen en el suroeste del estado.

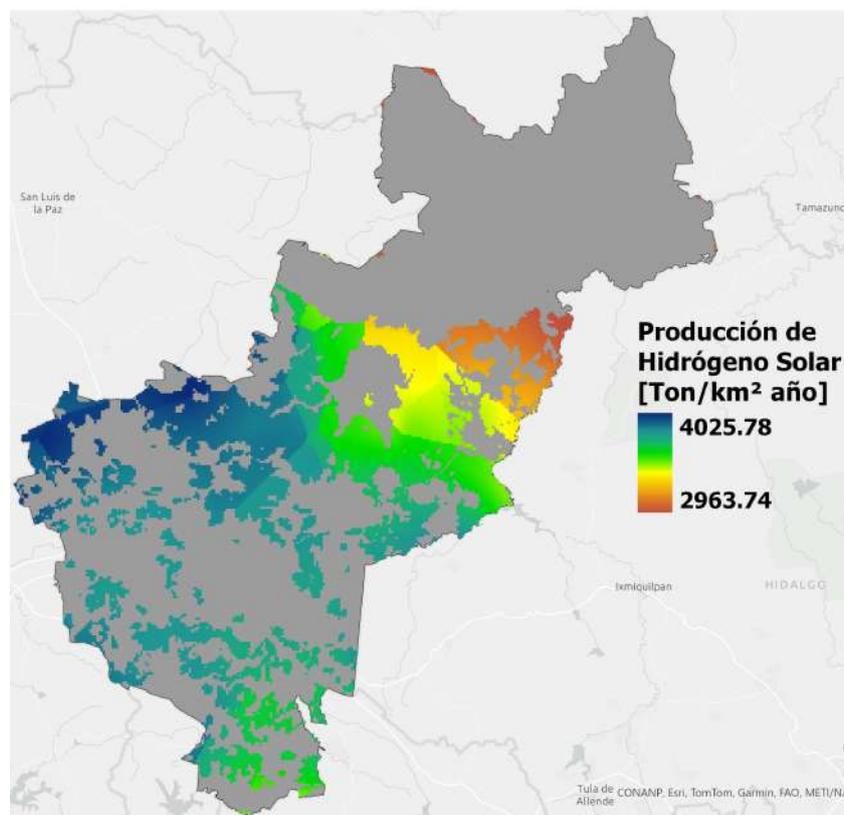


Figura 4.2: Potencial de producción de hidrógeno solar fotovoltaico en esquema centralizado en el estado de Querétaro considerando  $\eta_{elec} = 65\%$ .

Los resultados demuestran que el Estado de Querétaro posee un potencial considerable para la producción de hidrógeno solar mediante electrólisis alimentada por energía fotovoltaica. Incluso en el escenario conservador de eficiencia del 65 %, las capacidades productivas superan las 2900 Ton/km<sup>2</sup> año en la mayoría del territorio evaluado, valores que resultan competitivos a nivel internacional.

La identificación de zonas específicas con potenciales superiores a 4000 Ton/km<sup>2</sup> año en la región noreste establece áreas prioritarias para el desarrollo de proyectos piloto y plantas de producción a escala industrial. Estos territorios ofrecen condiciones óptimas que maximizan la viabilidad técnica y económica de las inversiones en infraestructura de hidrógeno verde.



La variabilidad espacial observada en el potencial productivo fundamenta la necesidad de implementar estrategias de planificación territorial diferenciada. Las regiones con menores capacidades productivas no deben descartarse, sino evaluarse para aplicaciones específicas como producción distribuida, almacenamiento energético local o integración con sistemas híbridos que complementen otras fuentes renovables.

La producción estimada representa una contribución significativa hacia la descarbonización del sector energético estatal. Considerando únicamente el 1 % de la superficie técnicamente aprovechable en las zonas de mayor potencial, la capacidad productiva anual superaría ampliamente la demanda actual de hidrógeno industrial en la región, con excedentes susceptibles de exportación o reconversión hacia aplicaciones en movilidad sustentable y almacenamiento energético.

### 4.1.2. Efecto de la Eficiencia del Electrolizador

La Tabla 4.1 presenta el potencial total de generación de hidrógeno solar por municipio en el Estado de Querétaro bajo dos escenarios de eficiencia del electrolizador (75 % y 65 %) en esquema centralizado. Los valores se expresan en kilotoneladas por año (kTon/año), representando la capacidad productiva anual total de cada municipio considerando la superficie técnicamente aprovechable y las condiciones de irradiación solar específicas de cada territorio.

Los resultados revelan una marcada heterogeneidad en las capacidades productivas municipales. Cadereyta de Montes emerge como el municipio con mayor potencial de generación, alcanzando 3467.88 kTon/año con eficiencia del 75 % y 3003.59 kTon/año con eficiencia del 65 %. Esta capacidad excepcional correlaciona directamente con el elevado potencial técnico fotovoltaico (127.93 TWh/año) y el extenso potencial geográfico (182.06 TWh/año) identificados previamente para este municipio, confirmando su posición como el territorio más favorable del estado para el desarrollo de infraestructura de hidrógeno verde a gran escala.

Tabla 4.1: Potencial de generación de hidrógeno solar por municipio en Querétaro con diferentes eficiencias de electrolizadores. Escenario centralizado

Municipio	H <sub>2</sub> Solar (kTon/año, 75 %)	H <sub>2</sub> Solar (kTon/año, 65 %)
Amealco de Bonfil	1,087.38	941.80
Pinal de Amoles	212.61	184.15
Arroyo Seco	14.59	12.63
Cadereyta de Montes	3,467.88	3,003.59
Colón	2,234.91	1,935.69
Ezequiel Montes	455.00	394.08
Landa de Matamoros	4.53	3.93
El Marqués	902.76	781.90
Pedro Escobedo	245.63	212.74
Peñamiller	540.39	468.04
Querétaro	1,194.00	1,034.15
San Joaquín	579.83	502.20
San Juan del Río	923.52	799.88
Tequisquiapan	473.09	409.75
Tolimán	1,825.64	1,581.22
Corregidora	320.09	277.23
Huimilpan	509.31	441.12

Colón se posiciona como el segundo municipio con mayor capacidad productiva, registrando 2234.91 kTon/año (75 % eficiencia) y 1935.69 kTon/año (65 % eficiencia). Estos valores reflejan la combinación de alto potencial técnico fotovoltaico (82.45 TWh/año) y condiciones territoriales favorables previamente identificadas. Tolimán ocupa el tercer lugar con 1825.64 kTon/año y 1581.22 kTon/año para los escenarios



de 75 % y 65 % respectivamente, consolidando la región centro-este del estado como el área con mayor concentración de potencial para hidrógeno solar.

Los municipios de la zona central presentan capacidades productivas intermedias pero significativas. Querétaro capital registra 1194.00 kTon/año (75 %) y 1034.15 kTon/año (65 %), mientras que San Juan del Río alcanza 923.52 kTon/año y 799.88 kTon/año respectivamente. Amealco de Bonfil, con 1087.38 kTon/año (75 %) y 941.80 kTon/año (65 %), demuestra un potencial considerable que, junto con sus favorables condiciones de LCOE solar identificadas previamente, lo posiciona como un territorio altamente competitivo para proyectos de hidrógeno verde.

El Marqués presenta 902.76 kTon/año (75 %) y 781.90 kTon/año (65 %), valores que, aunque menores a los de Cadereyta o Colón, resultan técnicamente relevantes considerando su proximidad a zonas de alta demanda energética e industrial. San Joaquín registra 579.83 kTon/año y 502.20 kTon/año, mientras que Peñamiller alcanza 540.39 kTon/año y 468.04 kTon/año, representando oportunidades intermedias para desarrollo de proyectos de mediana escala.

Los municipios con menores capacidades productivas incluyen Huimilpan (509.31 kTon/año y 441.12 kTon/año), Tequisquiapan (473.09 kTon/año y 409.75 kTon/año), Ezequiel Montes (455.00 kTon/año y 394.08 kTon/año), Corregidora (320.09 kTon/año y 277.23 kTon/año) y Pedro Escobedo (245.63 kTon/año y 212.74 kTon/año). Aunque estos valores son comparativamente menores, continúan representando capacidades sustanciales para aplicaciones específicas y desarrollo de proyectos distribuidos.

Los municipios de la Sierra Gorda presentan limitaciones severas. Pinal de Amoles registra apenas 212.61 kTon/año (75 %) y 184.15 kTon/año (65 %), mientras que Arroyo Seco alcanza solamente 14.59 kTon/año y 12.63 kTon/año. Landa de Matamoros exhibe el menor potencial con 4.53 kTon/año (75 %) y 3.93 kTon/año (65 %), confirmando las restricciones topográficas, ambientales y de infraestructura que caracterizan a esta región montañosa.

### 4.1.3. Escenario Descentralizado

Las Figuras 4.3 y 4.4 presentan la distribución espacial del potencial de producción de hidrógeno solar mediante electrólisis en el Estado de Querétaro en el escenario descentralizados, considerando dos eficiencias del electrolizador: 75 % y 65 %, respectivamente. Los mapas emplean una escala cromática que permite identificar las zonas con mayor capacidad productiva, expresada en toneladas por kilómetro cuadrado por año (Ton/km<sup>2</sup> año).

En el escenario con eficiencia del 75 % (Figura 4.3), el potencial de producción oscila entre 3420.93 y 4601.48 Ton/km<sup>2</sup> año. La distribución espacial revela que las zonas urbanas con mayor capacidad productiva (tonalidades naranjas y rojas) se concentran predominantemente en dos regiones: la zona urbana de Querétaro capital y El Marqués en el centro del estado, y las áreas urbanas del suroeste, particularmente en San Juan del Río y sus localidades circundantes. Esta distribución responde a la combinación de alta densidad de superficies edificadas aprovechables (techos residenciales y comerciales) y condiciones favorables de irradiación solar.

Las zonas urbanas con capacidades intermedias (tonalidades amarillas, entre 3800 y 4200 Ton/km<sup>2</sup> año) se distribuyen de manera dispersa en localidades de menor tamaño ubicadas en la región central y sur del estado. Estas localidades, aunque presentan menor superficie urbana total, mantienen índices de irradiación competitivos que las hacen viables para esquemas de generación y consumo local de hidrógeno.

Las áreas urbanas con menor potencial relativo (tonalidades verdes, entre 3400 y 3700 Ton/km<sup>2</sup> año) corresponden principalmente a localidades pequeñas ubicadas en la región norte y noreste del estado, donde

la combinación de menor irradiación efectiva y reducida disponibilidad de superficie edificada limita la capacidad productiva por unidad de área.

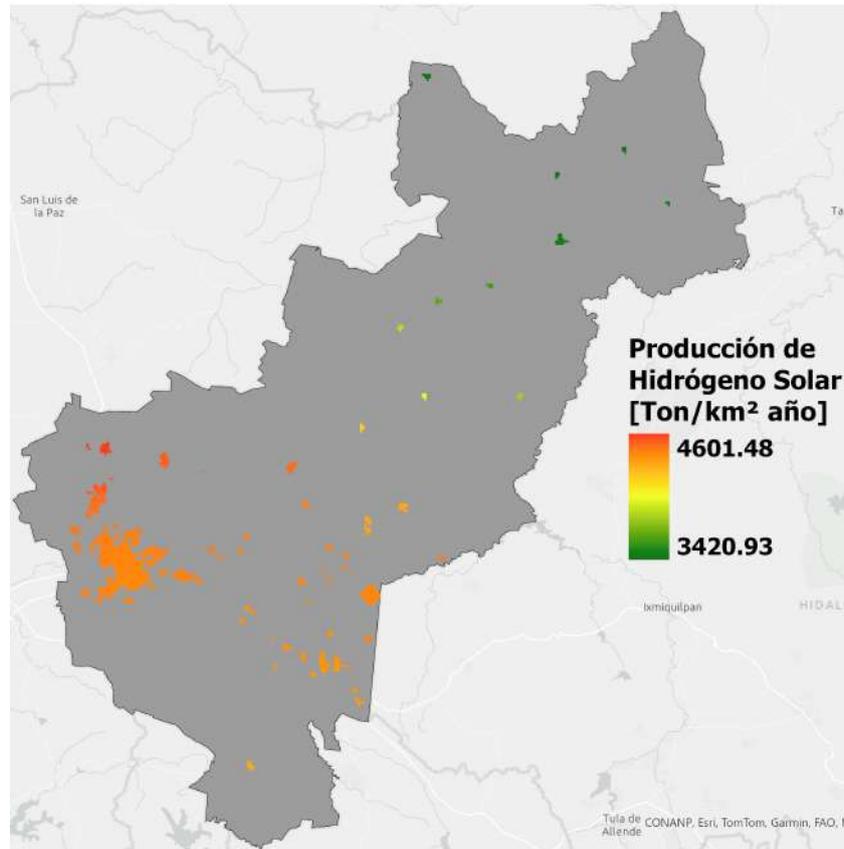


Figura 4.3: Potencial de producción de hidrógeno solar fotovoltaico en esquema descentralizado en el estado de Querétaro considerando  $\eta_{elec} = 75\%$ .

Es relevante observar que la mayoría del territorio estatal aparece en tonalidad gris, lo cual no indica ausencia de potencial solar, sino la exclusión de zonas no urbanizadas del análisis descentralizado. Este enfoque metodológico reconoce que el modelo descentralizado se fundamenta en la integración de sistemas fotovoltaicos sobre infraestructura urbana existente, por lo que únicamente se evalúan las áreas con clasificación de uso de suelo urbano.

En el escenario con eficiencia del 65 % (Figura 4.4), el rango de producción se reduce a valores entre 2964.8 y 3987.95 Ton/km<sup>2</sup> año, manteniendo el patrón de distribución espacial identificado previamente. Las zonas urbanas de Querétaro capital, El Marqués y San Juan del Río continúan presentando los mayores potenciales, mientras que las localidades menores del norte y noreste mantienen los valores más bajos.

Los resultados del esquema descentralizado demuestran que las zonas urbanas de Querétaro poseen capacidades significativas para la producción de hidrógeno mediante generación distribuida. Los valores obtenidos, que superan las 3400 Ton/km<sup>2</sup> año incluso en el escenario conservador, resultan competitivos y técnicamente viables para aplicaciones de hidrógeno verde urbano.

La concentración del potencial en las principales zonas urbanas del estado presenta ventajas estratégicas importantes. En primer lugar, la producción descentralizada elimina pérdidas asociadas al transporte y distribución de hidrógeno, permitiendo esquemas de generación y consumo local. En segundo lugar, las áreas urbanas con mayor potencial (Querétaro, El Marqués y San Juan del Río) coinciden con los principales

centros de demanda energética e industrial del estado, facilitando la integración del hidrógeno verde en procesos productivos, sistemas de movilidad urbana y almacenamiento energético residencial.

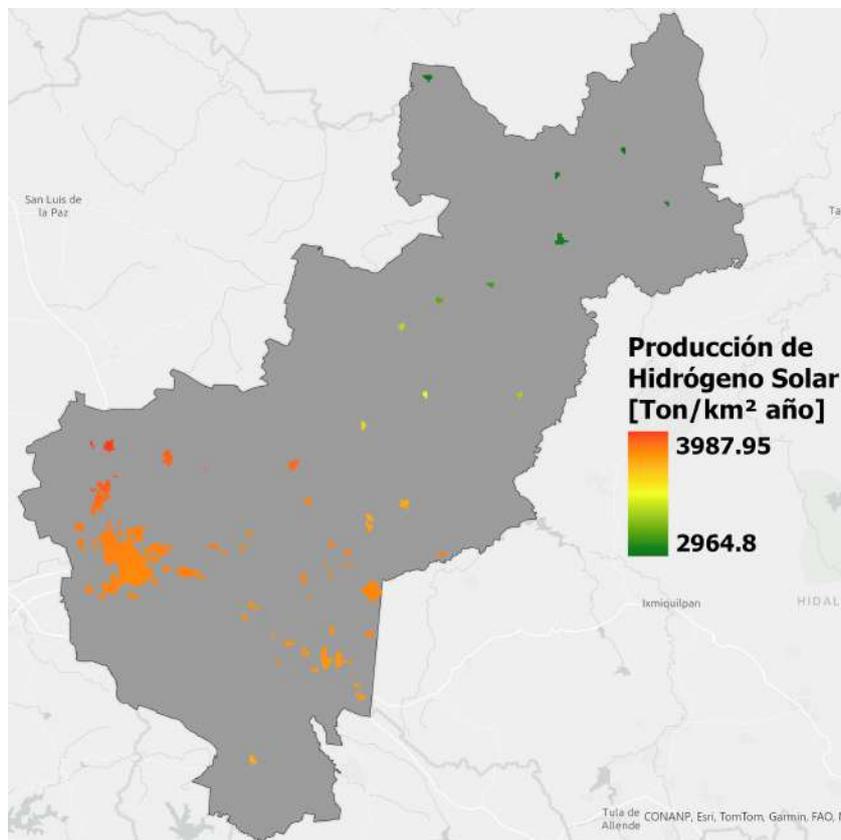


Figura 4.4: Potencial de producción de hidrógeno solar fotovoltaico en esquema descentralizado en el estado de Querétaro considerando  $\eta_{elec} = 65\%$ .

La producción descentralizada presenta particular relevancia para la transición energética urbana. Los sistemas fotovoltaicos integrados en edificaciones, además de generar electricidad para electrólisis, pueden operar en esquemas híbridos que proporcionen energía directa a las construcciones, optimizando el aprovechamiento de la infraestructura instalada. Esta dualidad funcional mejora significativamente los indicadores económicos y energéticos del sistema.

El potencial identificado en localidades menores, aunque inferior en términos absolutos, resulta proporcionalmente significativo para comunidades con menor densidad poblacional. Estas áreas pueden desarrollar esquemas de autosuficiencia energética mediante microrredes que integren generación fotovoltaica, producción de hidrógeno y sistemas de almacenamiento, reduciendo su dependencia de redes de distribución convencionales.

La comparación implícita entre esquemas centralizados y descentralizados revela que, aunque la producción por unidad de área resulta similar en ambos modelos, la distribución espacial difiere sustancialmente. El modelo descentralizado concentra el potencial en zonas urbanas específicas con alta densidad de superficie edificada, mientras que el centralizado distribuye el potencial de manera más uniforme en función del recurso solar y la disponibilidad territorial. Esta complementariedad sugiere que una estrategia óptima de desarrollo del hidrógeno verde en Querétaro debe integrar ambos esquemas, asignando generación centralizada a grandes proyectos de exportación o aplicaciones industriales de gran escala, y generación descentralizada para consumo urbano local y aplicaciones distribuidas.



### 4.1.4. Efecto de la Eficiencia del Electrolizador

Al igual que en el escenario centralizado, el análisis comparativo entre los escenarios de 75 % y 65 % de eficiencia revela una reducción aproximada del 13-15 % en la capacidad de producción de hidrógeno en todas las zonas urbanas evaluadas. Esta disminución representa diferencias de hasta 613 Ton/km<sup>2</sup> año en las áreas urbanas de mayor potencial, particularmente en Querétaro capital y San Juan del Río.

El impacto de la eficiencia del electrolizador resulta crítico en el contexto urbano descentralizado por razones económicas y espaciales. En primer lugar, las limitaciones de superficie disponible en entornos urbanos implican que cada metro cuadrado de área fotovoltaica debe maximizar su productividad. Electrolizadores de baja eficiencia requieren mayor capacidad fotovoltaica instalada para alcanzar objetivos productivos equivalentes, incrementando los requerimientos de superficie en un contexto donde este recurso es intrínsecamente limitado.

En segundo lugar, los sistemas descentralizados urbanos generalmente operan a escalas menores que las plantas centralizadas, lo cual magnifica la importancia de la eficiencia en la viabilidad económica de los proyectos. La diferencia del 10 % en eficiencia del electrolizador puede determinar la factibilidad económica de instalaciones residenciales o comerciales pequeñas, donde los costos fijos de infraestructura representan una proporción mayor del LCOH total.

Los resultados justifican enfáticamente la selección de tecnologías de electrólisis de alta eficiencia para aplicaciones descentralizadas urbanas. Electrolizadores PEM, que ofrecen eficiencias del 70-80 % junto con mayor flexibilidad operativa, modularidad y capacidad de respuesta dinámica, resultan particularmente apropiados para integración con sistemas fotovoltaicos residenciales y comerciales. Aunque el costo de capital inicial de estas tecnologías supera al de electrolizadores alcalinos convencionales, el incremento en producción de hidrógeno, combinado con menores requerimientos de espacio y mayor adaptabilidad a perfiles de generación solar intermitente, compensa la inversión adicional mediante mejores indicadores de retorno financiero y mayor viabilidad técnica en entornos urbanos con restricciones espaciales.

La sensibilidad observada subraya también la importancia de continuar impulsando el desarrollo tecnológico de sistemas electrolíticos de alta eficiencia. Incrementos incluso marginales en la eficiencia del electrolizador se traducen en mejoras proporcionales en la capacidad productiva de hidrógeno sin requerir expansión de la infraestructura fotovoltaica, aspecto particularmente valioso en contextos urbanos donde la disponibilidad de superficie constituye el factor limitante principal.

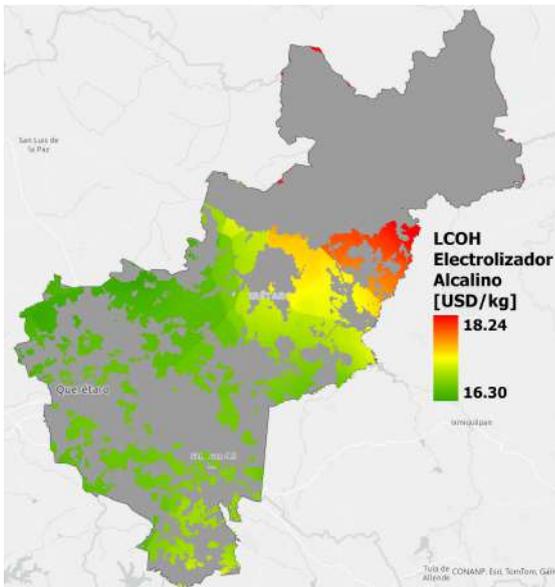
## 4.2 COSTO DEL HIDRÓGENO SOLAR POR MUNICIPIO

Los mapas 4.5 y 4.6 ilustran el costo nivelado del hidrógeno producido mediante electrólisis alimentada con energía solar fotovoltaica centralizada. Se evalúan dos tecnologías de electrólisis bajo escenarios que consideran la producción local de equipos versus la importación de los mismos con sus costos de transporte asociados.

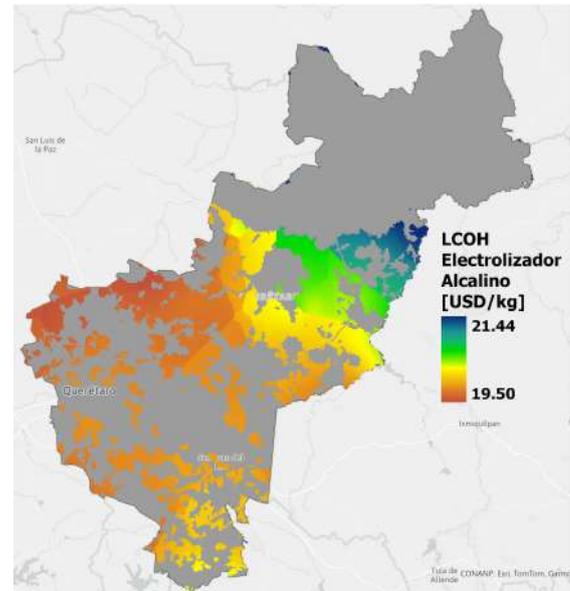
Para la electrólisis alcalina, el escenario internacional sin importación opera con un CAPEX del electrolizador de 1,700 USD/kW y genera costos de hidrógeno entre 16.30 y 25.43 USD/kg. Las regiones con mejor recurso solar, ubicadas principalmente en el centro-occidente y noroccidente del territorio, alcanzan los costos más competitivos cercanos a los 16.30 USD/kg. Conforme se avanza hacia las zonas centro-orientales y nororientales, los costos se incrementan gradualmente hasta alcanzar valores superiores a 23 USD/kg en las áreas con menor disponibilidad de radiación solar. Esta variación espacial refleja directamente la influencia del factor de capacidad fotovoltaica sobre la economía de producción del hidrógeno.

Cuando se incorporan los costos de importación y transporte de los electrolizadores alcalinos, el CAPEX se eleva a 2,200 USD/kW, lo que comprime el rango de costos del hidrógeno a 19.50-21.44 USD/kg. Este

escenario muestra una distribución geográfica donde las diferencias regionales se atenúan significativamente, aunque persiste la tendencia de costos ligeramente superiores en las regiones centro-orientales y nororientales, mientras que las zonas occidentales mantienen cierta ventaja competitiva con valores cercanos a los 19.50 USD/kg.



(a) LCOH con  $CAPEX_{elec}=1,700$  USD/kW.



(b) LCOH con  $CAPEX_{elec}=2,200$  USD/kW

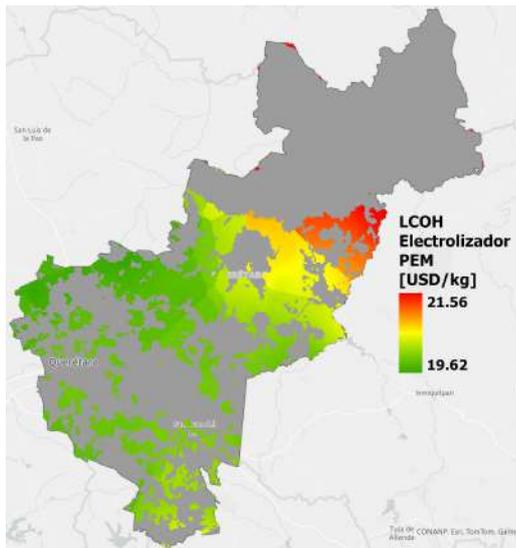
Figura 4.5: Costo nivelado de hidrógeno solar centralizado para electrólisis alcalina en el escenario internacional (a) y en el escenario con gastos de importación y transportación (b).

La tecnología PEM presenta costos sistemáticamente superiores debido a su mayor CAPEX. En el escenario internacional sin importación, con un CAPEX de 2,000 USD/kW, los costos del hidrógeno oscilan entre 19.62 y 21.56 USD/kg, manteniendo patrones espaciales similares a los observados en la electrólisis alcalina. Al considerar la importación y transporte, el CAPEX se incrementa a 2,600 USD/kW, elevando los costos del hidrógeno al rango de 23.88 a 25.82 USD/kg, nuevamente con una distribución geográfica comparable pero con valores absolutos sustancialmente más elevados.

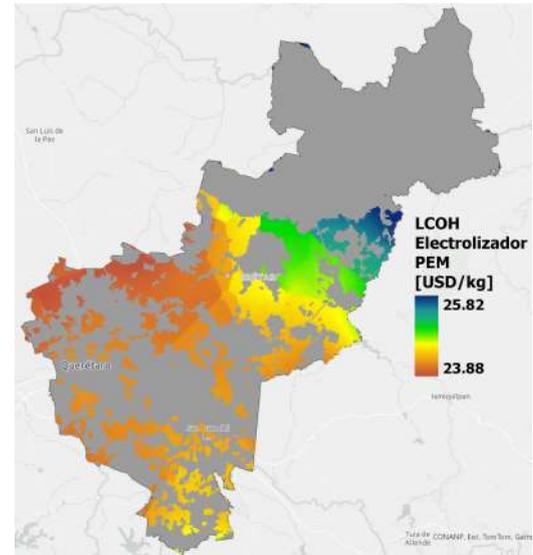
El análisis comparativo revela que la tecnología de electrólisis alcalina mantiene una ventaja económica consistente de aproximadamente 3 a 4 USD/kg respecto a la tecnología PEM bajo condiciones de CAPEX similares. La incorporación de costos de importación y transporte incrementa el LCOH entre 3.20 y 4.20 USD/kg dependiendo de la tecnología, lo que reduce parcialmente las ventajas comparativas derivadas de la disponibilidad del recurso solar en diferentes regiones del territorio. Este efecto homogeneizador sugiere que las decisiones sobre la localización de plantas productoras de hidrógeno verde deben balancear no solamente el recurso renovable disponible, sino también la logística de aprovisionamiento de equipamiento y la infraestructura de importación existente.

### 4.2.1. Costo de Hidrógeno por Municipio

La Tabla 4.2 presenta el LCOH para quince municipios del estado de Querétaro, comparando escenarios de producción centralizada con y sin costos de importación y transportación de electrolizadores, evaluando tecnologías alcalina y PEM. En el escenario sin importación y transportación, la electrólisis alcalina registra costos entre 16.41 y 18.22 USD/kg, con Querétaro presentando el valor mínimo de 16.41 USD/kg y Arroyo Seco el máximo de 18.22 USD/kg. La variación intermunicipal es relativamente reducida, con una amplitud de 1.81 USD/kg, equivalente a una desviación del 10.5% respecto al valor mínimo. Los municipios de



((a)) LCOH con  $CAPEX_{elec}=2,000$  USD/kW



((b)) LCOH con  $CAPEX_{elec}=2,600$  USD/kW

Figura 4.6: Costo nivelado de hidrógeno solar centralizado para electrólisis PEM en el escenario internacional (a) y en el escenario con gastos de importación y transportación (b).

Querétaro, San Joaquín, Colón y Toluca exhiben costos inferiores a 16.70 USD/kg, indicando condiciones favorables de recurso solar. La tecnología PEM en este mismo escenario presenta costos entre 19.61 y 21.43 USD/kg, manteniendo a Querétaro como el municipio más competitivo y Arroyo Seco como el de mayor costo. El diferencial entre ambas tecnologías se sitúa consistentemente entre 3.00 y 3.21 USD/kg, representando una sobrecosto del 18-19% para PEM respecto a alcalina.

Al incorporar los costos de importación y transportación, el escenario muestra incrementos sustanciales en el LCOH. Para electrólisis alcalina, los costos oscilan entre 19.72 y 21.54 USD/kg, con incrementos absolutos de 3.31 a 3.32 USD/kg respecto al escenario sin importación, equivalentes a aumentos porcentuales del 20.1-20.3%. La tecnología PEM alcanza costos de 23.99 a 25.80 USD/kg, con incrementos de 4.38 a 4.40 USD/kg, representando aumentos del 22.3-22.5%. Querétaro mantiene su posición como el municipio más competitivo en ambas tecnologías, mientras que Arroyo Seco permanece como el de mayor costo. Los resultados demuestran que la incorporación de costos de importación y transportación genera incrementos proporcionales uniformes en todos los municipios, sin alterar significativamente el ordenamiento competitivo territorial. La tecnología alcalina mantiene su ventaja económica absoluta independientemente del escenario logístico, con diferenciales de aproximadamente 4.27 USD/kg en el escenario con importación. La homogeneidad de los incrementos sugiere que los costos de importación y transportación no exhiben sensibilidad geográfica significativa dentro del territorio estatal, implicando que la infraestructura logística y los puntos de entrada de equipamiento presentan accesibilidad equivalente para los municipios analizados. Esta condición indica que las decisiones de localización para plantas de producción de hidrógeno verde en Querétaro deben priorizar el recurso solar disponible y la demanda local, dado que las penalizaciones por importación de equipamiento resultan espacialmente invariantes.



Tabla 4.2: Precio nivelado del hidrógeno en el estado de Querétaro y su dependencia con los costos de importación (Escenario centralizado).

Municipio	SIN IMPORTACIÓN Y TRANSPORTACIÓN		CON IMPORTACIÓN Y TRANSPORTACIÓN	
	LCOH [USD/kg]		LCOH [USD/kg]	
	ALC	PEM	ALC	PEM
Amealco de Bonfil	16.69	19.89	20.01	24.27
Pinal de Amoles	17.55	20.75	20.86	25.13
Arroyo Seco	18.22	21.43	21.54	25.80
Cadereyta de Montes	16.96	20.17	20.28	24.54
Colón	16.47	19.67	19.78	24.05
Ezequiel Montes	16.60	19.80	19.92	24.18
Landa de Matamoros	17.83	21.03	21.14	25.41
El Marqués	16.46	19.66	19.78	24.04
Pedro Escobedo	16.55	19.75	19.87	24.13
Peñamiller	17.06	20.26	20.37	24.63
Querétaro	16.41	19.61	19.72	23.99
San Joaquín	17.45	20.66	20.77	25.03
San Juan del Río	16.64	19.84	19.96	24.22
Tequisquiapan	16.57	19.77	19.88	24.15
Tolimán	16.69	19.90	20.01	24.27
Corregidora	16.53	19.73	19.85	24.11
Huimilpan	16.53	19.74	19.85	24.11

### 4.2.2. Escenario descentralizado

La Tabla 4.3 presenta el potencial de generación de hidrógeno solar para los cinco asentamientos urbanos de Querétaro con mayor potencial de generación de hidrógeno solar. Juriquilla encabeza con 238,25 GWh/km<sup>2</sup> año de potencial solar, traducido en 4,538,52 toneladas de H<sub>2</sub> por km<sup>2</sup> al año. Le siguen Colón con 236,81 GWh/km<sup>2</sup> año y 4,507,55 ton H<sub>2</sub>/km<sup>2</sup> año, Santiago de Querétaro con 234,28 GWh/km<sup>2</sup> año y 4,434,42 ton H<sub>2</sub>/km<sup>2</sup> año, Tequisquiapan con 232,96 GWh/km<sup>2</sup> año y 4,427,10 ton H<sub>2</sub>/km<sup>2</sup> año, y San Juan del Río con 231,10 GWh/km<sup>2</sup> año y 4,397,44 ton H<sub>2</sub>/km<sup>2</sup> año. La variación entre municipios resulta mínima, aproximadamente 3% entre el valor máximo y mínimo, lo que indica condiciones de irradiación solar uniformemente favorables en todo el estado. Este potencial representa un recurso energético sustancial para el desarrollo de infraestructura de producción de hidrógeno verde.

Tabla 4.3: Asentamientos urbanos con mayor potencial de generación de hidrógeno solar en Querétaro.

Población	Potencial solar [GWh/km <sup>2</sup> año]	Producción de H <sub>2</sub> [Ton/km <sup>2</sup> año]
Juriquilla	238.25	4,538.52
Colón	236.81	4,507.55
Santiago de Querétaro	234.28	4,434.42
Tequisquiapan	232.96	4,427.10
San Juan del Río	231.10	4,397.44

La Tabla 4.4 presenta el costo nivelado del hidrógeno (LCOH) bajo dos escenarios: con y sin importación y transporte. Los resultados se expresan en dólares estadounidenses por kilogramo para electrolizadores alcalinos (ALC) y de membrana de intercambio protónico (PEM). En el escenario descentralizado sin importación, los costos ALC oscilan entre 17,06 USD/kg para Juriquilla y 17,26 USD/kg para San Juan del Río, mientras que los costos PEM varían de 20,27 a 20,46 USD/kg. Al incorporar importación y transporte, los costos aumentan marginalmente: ALC entre 18,99 y 19,18 USD/kg, y PEM entre 22,83 y 23,02 USD/kg. Los resultados evidencian tres aspectos estratégicos fundamentales para el estado. En primer lugar, la uniformidad del potencial solar en los cinco municipios analizados permite una estrategia descentralizada de producción de hidrógeno, reduciendo la dependencia de grandes plantas centralizadas y los costos asociados



Tabla 4.4: Precio nivelado del hidrógeno en el estado de Hidalgo y su dependencia con los costos de importación (Escenario descentralizado).

Municipio	SIN IMPORTACIÓN Y TRANSPORTACIÓN		CON IMPORTACIÓN Y TRANSPORTACIÓN	
	LCOH [USD/kg]		LCOH [USD/kg]	
	ALC	PEM	ALC	PEM
Juriquilla	17.06	20.27	18.99	22.83
Colón	17.10	20.31	19.02	22.87
Santiago de Querétaro	17.17	20.37	19.09	22.93
Tequisquiapan	17.21	20.41	19.13	22.97
San Juan del Río	17.26	20.46	19.18	23.02

al transporte de energía. En segundo lugar, la diferencia de costos entre ambos escenarios, aproximadamente 2 USD/kg en ALC y 2,5 USD/kg en PEM, favorece claramente la producción local. Esta diferencia representa un ahorro del 10-12 %, factor determinante para la competitividad del hidrógeno verde queretano frente a alternativas importadas. Finalmente, con costos LCOH entre 17-20 USD/kg en producción local, Querétaro se posiciona favorablemente para desarrollar una economía del hidrógeno que respalde sectores estratégicos como el transporte de carga, la industria aeroespacial presente en el estado, y la manufactura automotriz. Este potencial resulta particularmente relevante considerando los compromisos de México en reducción de emisiones y la creciente demanda de combustibles limpios en el corredor industrial del Bajío.

Por otro lado, la Figura 4.7 presenta la variación mensual del costo nivelado del hidrógeno (LCOH) a lo largo del año en el escenario descentralizado con  $\eta_{ele} = 75\%$ , para dos tecnologías de producción de hidrógeno. Los resultados se muestran mediante dos tecnologías: Electrólisis Alcalina (ALC) en azul y Electrólisis por Membrana de Intercambio Protónico (PEM) en naranja.

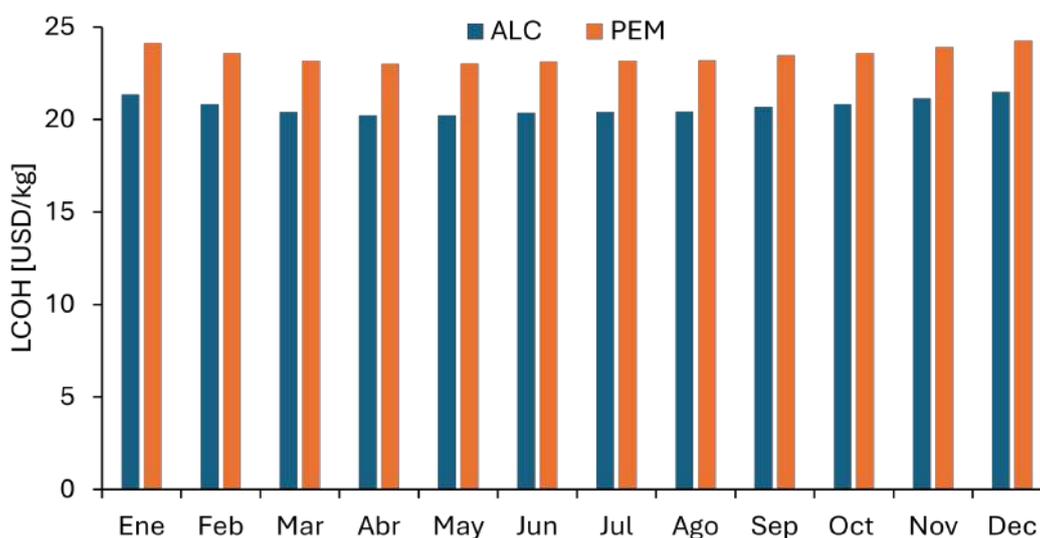


Figura 4.7: Variación del LCOH a lo largo del año en el escenario descentralizado con  $\eta_{ele}=75\%$ , para dos tecnologías de producción de hidrógeno.

Los valores de ALC oscilan entre 20,5 y 21,5 USD/kg, mostrando una variabilidad mensual mínima de aproximadamente 1 USD/kg. Los meses de enero, marzo y diciembre registran los valores más bajos, cercanos a 20,5 USD/kg, mientras que los meses intermedios del año mantienen valores ligeramente superiores, alrededor de 21 USD/kg. Esta variación representa únicamente un 4 % respecto al promedio anual, evidenciando una notable estabilidad en los costos de producción.



Los valores de PEM presentan un rango entre 23 y 24,5 USD/kg, manteniéndose consistentemente entre 3 y 3,5 USD/kg por encima de los valores ALC. La diferencia porcentual entre ambas tecnologías se mantiene constante en aproximadamente 15% a lo largo del año, reflejando que la tecnología PEM implica costos sistemáticamente superiores independientemente de la estacionalidad. Esta diferencia obedece a los mayores costos de capital asociados a las membranas de intercambio protónico y los materiales catalizadores utilizados en la tecnología PEM.

La estabilidad observada en ambas tecnologías a lo largo del año resulta de particular relevancia para el estado de Querétaro. En primer lugar, la baja variabilidad estacional del LCOH (inferior al 5%) indica que el recurso solar en la región mantiene características favorables durante todo el año, sin dependencia crítica de estaciones específicas. Esta consistencia permite planificar operaciones de producción continua sin necesidad de sobrecapacidad instalada para compensar períodos de baja irradiación. En segundo lugar, la predictibilidad de costos facilita el establecimiento de contratos de suministro a largo plazo con precios estables, factor determinante para atraer inversión industrial y desarrollar cadenas de valor basadas en hidrógeno verde. Finalmente, la diferencia sistemática entre tecnologías ALC y PEM proporciona información estratégica para la toma de decisiones sobre inversión en infraestructura, permitiendo evaluar el balance entre menor costo de capital (ALC) versus mayor eficiencia y densidad de potencia (PEM) según las necesidades específicas de cada aplicación industrial en el estado.

### 4.3 USO DEL AGUA DE LLUVIA PARA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO.

Si bien en muchos estudios científicos se ha reportado que la producción de hidrógeno a gran escala no pone en riesgo los recursos hídricos del planeta [3, 21, 4], en este estudio se muestra un escenario donde se propone la utilización de agua de lluvia para ser utilizada en el proceso de electrólisis después de acondicionarla.

La Figura 4.8 presenta la distribución espacial del porcentaje de agua de lluvia requerida para materializar el potencial técnico solar de producción de hidrógeno en el Estado de Querétaro, considerando una eficiencia del electrolizador del 75%. El mapa emplea una escala cromática que varía desde 0% (tonalidades verdes y turquesas) hasta 16.98% (tonalidades rojas), permitiendo identificar las zonas donde la demanda hídrica para electrólisis representa una fracción mayor de la precipitación anual disponible.

La distribución espacial revela una marcada heterogeneidad territorial en los requerimientos hídricos relativos. Las zonas con mayores demandas (tonalidades rojas y naranjas, superiores al 12%) se concentran en áreas específicas de la región centro-este del estado, particularmente en territorios de Colón, Tolimán y sectores de Cadereyta de Montes. Esta concentración responde a la combinación de elevado potencial de producción de hidrógeno (derivado de alta irradiación solar y extensa superficie técnicamente aprovechable) con precipitaciones relativamente moderadas que caracterizan estas zonas semiáridas.

Las áreas con demandas intermedias-altas (tonalidades rosadas, entre 8-12%) se distribuyen de manera irregular en la región central, abarcando porciones de Ezequiel Montes, zonas específicas de Querétaro capital, El Marqués y sectores orientales de varios municipios. Estas áreas representan territorios donde el balance entre potencial productivo y disponibilidad pluvial genera requerimientos hídricos moderados que, aunque superiores al promedio estatal, permanecen dentro de rangos manejables mediante sistemas convencionales de captación.

La región sur y suroeste del estado presenta los requerimientos hídricos relativos más bajos (tonalidades verdes, turquesas y azules claras, inferiores al 4%). Municipios como Amealco de Bonfil, Pedro Escobedo, Huimilpan y San Juan del Río exhiben extensas áreas donde la demanda de agua para electrólisis representa fracciones mínimas de la precipitación anual. Esta favorable condición resulta de la combinación de precipitaciones relativamente abundantes (típicamente superiores a 600 mm anuales en estas regiones) con

potenciales de producción significativos pero no extremos, generando ratios agua requerida/agua disponible especialmente ventajosos.

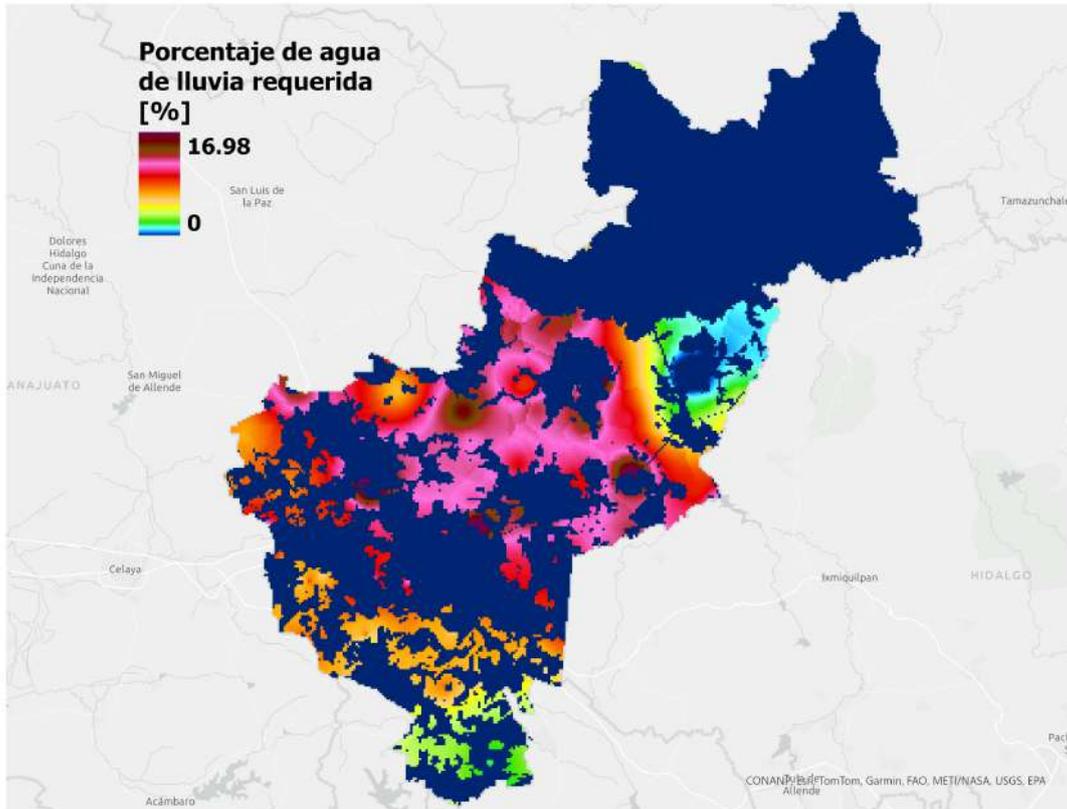


Figura 4.8: Porcentaje de agua de lluvia requerida para transformar el potencial técnico solar a hidrógeno ( $\eta_{elec} = 75\%$ ).

La región norte del estado, correspondiente a la Sierra Gorda, aparece predominantemente en tonalidad azul oscuro, indicando requerimientos prácticamente nulos. Esta situación no refleja necesariamente abundancia hídrica extraordinaria, sino en muchos casos la ausencia de potencial técnico aprovechable para generación centralizada en estos territorios montañosos, como se ha identificado consistentemente en análisis previos.

Un patrón notable observable en el mapa es la variabilidad a pequeña escala dentro de algunos municipios. Cadereyta de Montes, por ejemplo, presenta zonas con demandas superiores al 12% (rojas) adyacentes a áreas con requerimientos inferiores al 6% (turquesas). Esta heterogeneidad intramunicipal refleja la variabilidad espacial tanto de la precipitación como del potencial solar, subrayando la importancia de análisis de resolución espacial fina para la planificación específica de emplazamientos de plantas de hidrógeno.

Los resultados demuestran que la viabilidad hídrica para la producción de hidrógeno solar en Querétaro varía significativamente según la ubicación específica del proyecto. Las áreas con requerimientos inferiores al 5% (que representan aproximadamente el 60-65% del territorio evaluado) presentan condiciones óptimas donde la captación pluvial puede abastecer completamente las demandas de electrólisis sin comprometer otros usos del agua ni generar estrés hídrico ambiental. Estas zonas, concentradas principalmente en el sur y suroeste del estado, deben priorizarse para proyectos de hidrógeno que busquen maximizar la sostenibilidad hídrica.

Las zonas con demandas entre 5-10% (aproximadamente 25-30% del territorio) requieren planificación hídrica más cuidadosa pero continúan siendo perfectamente viables. Infraestructura de captación dimensio-



nada apropiadamente, sistemas de almacenamiento estacional con capacidad para 6-9 meses, y estrategias de gestión que consideren la variabilidad interanual de precipitaciones permiten operación sostenible de plantas de hidrógeno en estos territorios. La integración con otras fuentes hídricas complementarias (agua tratada, condensados industriales) puede proporcionar seguridad adicional de suministro.

Las áreas con requerimientos superiores al 10 % (aproximadamente 5-10 % del territorio, principalmente en sectores específicos de Colón, Tolimán y Cadereyta de Montes) presentan desafíos más significativos que demandan evaluación caso por caso. Aunque estos porcentajes no resultan técnicamente prohibitivos, requieren infraestructura de captación y almacenamiento más robusta, análisis detallados de sostenibilidad hídrica de cuenca, y posiblemente la incorporación de fuentes hídricas complementarias. El desarrollo de proyectos en estas zonas debe justificarse por ventajas particulares como proximidad a demanda, disponibilidad de infraestructura eléctrica, o condiciones económicas excepcionales que compensen los mayores requerimientos de inversión en gestión hídrica.

La distribución espacial observada proporciona elementos valiosos para la planificación territorial estratégica del hidrógeno verde. Los municipios que combinan altos potenciales de producción con bajos requerimientos hídricos relativos emergen como territorios óptimos para desarrollo acelerado. **Amealco de Bonfil resulta particularmente destacable**, presentando capacidad productiva superior a 1,000 kTon/año con requerimientos hídricos de apenas 1.42 % de la precipitación anual, además de condiciones favorables de LCOE solar identificadas previamente. Esta convergencia de factores favorables lo posiciona como candidato prioritario para inversiones iniciales en infraestructura de hidrógeno verde.

La relevancia del análisis espacial de requerimientos hídricos trasciende la mera evaluación de viabilidad técnica. En un contexto de creciente estrés hídrico regional asociado a sobreexplotación de acuíferos, crecimiento demográfico, expansión de actividades económicas demandantes de agua, y cambio climático, la identificación de zonas donde la producción de hidrógeno puede realizarse con mínima presión sobre recursos hídricos convencionales representa un valor estratégico fundamental. El hidrógeno verde basado en captación pluvial ofrece la posibilidad de desarrollar una industria energética de gran escala sin agravar los desafíos hídricos existentes, e incluso potencialmente contribuyendo a soluciones mediante infraestructura de captación que simultáneamente favorezca la recarga de acuíferos.

La variabilidad espacial identificada también tiene implicaciones para la diferenciación de estrategias de desarrollo. Proyectos en zonas de bajo requerimiento hídrico pueden comercializarse y certificarse como "hidrógeno verde hídrico-sostenible", potencialmente accediendo a mercados premium o incentivos específicos para productos con mínima huella hídrica. Esta diferenciación puede resultar particularmente valiosa en mercados de exportación donde la sostenibilidad integral del proceso productivo constituye factor determinante de competitividad.

Los resultados subrayan finalmente la importancia de mantener enfoque de planificación integrada que considere simultáneamente múltiples dimensiones: potencial energético solar, disponibilidad hídrica, infraestructura eléctrica existente, proximidad a demanda, características del uso de suelo, y restricciones ambientales. La selección óptima de emplazamientos para plantas de hidrógeno requiere análisis multicriteria que pondere apropiadamente estos factores, reconociendo que la maximización de un solo parámetro (como el potencial solar absoluto) no necesariamente conduce a la solución más viable integralmente considerada.

### 4.3.1. Porcentaje de Agua de Lluvia requerida por municipio

La Tabla 4.5 muestra el porcentaje de agua de lluvia necesario para generar el máximo potencial de hidrógeno solar en diferentes municipios del estado de Querétaro, bajo dos escenarios de eficiencia de los electrolizadores: 75 % y 65 %.



Tabla 4.5: Porcentaje de agua de lluvia necesaria para producir el máximo potencial de hidrógeno solar en los municipios de Querétaro. Escenario centralizado

Municipio	H <sub>2</sub> O (% agua lluvia, $\eta = 75\%$ )	H <sub>2</sub> O (% agua lluvia, $\eta = 65\%$ )
Amealco de Bonfil	1.42	1.89
Pinal de Amoles	0.26	0.34
Arroyo Seco	0.02	0.03
Cadereyta de Montes	3.41	4.54
Colón	4.04	5.38
Ezequiel Montes	2.26	3.01
El Marqués	1.69	2.26
Pedro Escobedo	0.90	1.20
Peñamiller	1.20	1.60
Querétaro	2.22	2.96
San Joaquín	1.73	2.31
San Juan del Río	1.33	1.77
Tequisquiapan	1.95	2.60
Tolimán	4.18	5.58
Corregidora	1.54	2.05
Huimilpan	1.49	1.98

Los resultados revelan una demanda hídrica relativamente moderada en la mayoría de los municipios del estado. Tolimán presenta el mayor requerimiento con 4.18 % (eficiencia 75 %) y 5.58 % (eficiencia 65 %), seguido por Colón con 4.04 % y 5.38 %, y Cadereyta de Montes con 3.41 % y 4.54 % respectivamente. Estos tres municipios, que poseen los mayores potenciales de producción de hidrógeno identificados previamente, consecuentemente demandan las mayores proporciones de agua pluvial para materializar su capacidad productiva completa.

Los municipios de la región central presentan demandas hídricas intermedias. Querétaro capital requiere 2.22 % (75 %) y 2.96 % (65 %), mientras que Ezequiel Montes demanda 2.26 % y 3.01 %. Tequisquiapan registra 1.95 % y 2.60 %, San Joaquín 1.73 % y 2.31 %, El Marqués 1.69 % y 2.26 %, Corregidora 1.54 % y 2.05 %, y Huimilpan 1.49 % y 1.98 %. Estos valores moderados indican que la disponibilidad hídrica no constituiría una limitante crítica para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en estos territorios.

Los municipios con menores demandas hídricas incluyen Amealco de Bonfil (1.42 % y 1.89 %), San Juan del Río (1.33 % y 1.77 %), Peñamiller (1.20 % y 1.60 %), Pedro Escobedo (0.90 % y 1.20 %), Pinal de Amoles (0.26 % y 0.34 %), y Arroyo Seco (0.02 % y 0.03 %). Estos bajos porcentajes reflejan tanto menores potenciales absolutos de producción como, en algunos casos, mayores índices de precipitación que reducen la proporción relativa de agua requerida.

La comparación entre escenarios de eficiencia evidencia incrementos consistentes de aproximadamente 30-35 % en los requerimientos hídricos al reducir la eficiencia del electrolizador del 75 % al 65 %. Este incremento responde al hecho de que sistemas menos eficientes requieren mayor cantidad de energía para producir la misma masa de hidrógeno, lo cual implica procesar mayores volúmenes de agua para generar cantidades equivalentes del combustible.



### 4.3.2. Relevancia y Viabilidad Hídrica

Los resultados demuestran que la disponibilidad de agua pluvial no constituye una restricción significativa para el desarrollo del potencial completo de hidrógeno solar en Querétaro. Incluso en los municipios con mayores demandas relativas (Tolimán, Colón y Cadereyta de Montes), los requerimientos no superan (por municipio completo) el 6% de la precipitación anual total, porcentaje que puede considerarse ambientalmente sostenible y técnicamente manejable mediante sistemas apropiados de captación pluvial.

Es importante destacar que, aunque el mapa de la Figura 4.8 presenta zonas con porcentajes superiores a los registrados en la Tabla 4.5, esta aparente discrepancia responde a diferencias en la escala de análisis. El mapa constituye una representación de alta resolución espacial con celdas de 500 m × 500 m, capturando la variabilidad local del recurso solar y la precipitación en cada punto específico del territorio. Consecuentemente, existen áreas puntuales dentro de los municipios que efectivamente superan los valores municipales agregados. Sin embargo, al calcular el requerimiento hídrico considerando la totalidad de la superficie municipal aprovechable y la precipitación promedio del territorio completo, los porcentajes se reducen sustancialmente debido al efecto de promediación espacial. Esta diferencia metodológica subraya la importancia de distinguir entre análisis de detalle para selección de emplazamientos específicos (donde el mapa de alta resolución resulta fundamental) y evaluaciones agregadas a nivel municipal para planificación estratégica regional (donde los valores tabulados proporcionan estimaciones representativas del potencial territorial global).

La viabilidad de utilizar agua de lluvia como fuente primaria para la electrólisis presenta múltiples ventajas estratégicas. En primer lugar, elimina la competencia con otros usos prioritarios del recurso hídrico como abastecimiento urbano, riego agrícola o procesos industriales convencionales. En segundo lugar, reduce la presión sobre acuíferos sobreexplotados, problemática particularmente relevante en varias regiones de Querétaro donde los niveles freáticos han experimentado descensos significativos en décadas recientes. En tercer lugar, la captación pluvial distribuida contribuye a la recarga de mantos acuíferos al reducir el escurrimiento superficial y promover la infiltración.

La implementación de sistemas de captación pluvial a escala requerida para plantas de hidrógeno presenta desafíos técnicos pero perfectamente resolubles. Para municipios como Tolimán, que requiere el 5.58% del agua pluvial en el escenario conservador, esto representa aproximadamente 55-60 mm de precipitación anual del total que recibe el municipio (típicamente entre 400-600 mm anuales en esa región). Superficies de captación del orden de 10-20 km<sup>2</sup> distribuidas estratégicamente en el territorio municipal resultan suficientes para abastecer esta demanda, representando menos del 1% de la superficie total del municipio.

Los municipios con demandas superiores al 3% (Tolimán, Colón, Cadereyta de Montes y Querétaro) deben desarrollar infraestructura de captación pluvial integrada con las plantas de producción de hidrógeno. Sistemas de techos colectores, canales de conducción, tanques de almacenamiento estacional y plantas de tratamiento de agua constituyen inversiones complementarias necesarias que, aunque incrementan el CAPEX inicial, resultan económicamente justificables considerando los ahorros en costos de suministro hídrico convencional y los beneficios ambientales asociados.

Los municipios con demandas inferiores al 2% presentan condiciones especialmente favorables para desarrollo acelerado. Territorios como Amealco de Bonfil, San Juan del Río, Pedro Escobedo y Huimilpan pueden materializar su potencial de hidrógeno con infraestructura hídrica relativamente simple y costos de inversión reducidos en este componente.

La variabilidad interanual de la precipitación representa un factor de riesgo que debe considerarse en el diseño de sistemas de captación. Años con precipitaciones inferiores al promedio histórico pueden requerir capacidades de almacenamiento estacional más robustas o fuentes complementarias de suministro hídrico. El diseño de tanques de almacenamiento con capacidad para 6-12 meses de operación continua proporciona



resiliencia ante variabilidad climática y permite operación ininterrumpida de las plantas de hidrógeno.

La calidad del agua captada constituye otro aspecto relevante. El agua pluvial generalmente presenta menor contenido de sales disueltas y contaminantes que aguas superficiales o subterráneas, lo cual reduce los requerimientos de tratamiento previo a la electrólisis. No obstante, es necesario implementar sistemas de filtración, sedimentación y purificación que garanticen la calidad requerida por los electrolizadores, particularmente para tecnologías PEM que demandan agua con conductividad extremadamente baja.

Los resultados también subrayan nuevamente la importancia de la eficiencia del electrolizador desde la perspectiva de sostenibilidad hídrica. El incremento del 30-35 % en demanda de agua al reducir la eficiencia del 75 % al 65 % representa volúmenes adicionales significativos en términos absolutos. Para Cadereyta de Montes, por ejemplo, esta diferencia equivale a aproximadamente 1.13 puntos porcentuales de la precipitación anual total, lo cual en un municipio con superficie superior a 1,100 km<sup>2</sup> representa millones de metros cúbicos adicionales de agua requerida anualmente.

La integración de sistemas de reciclaje de agua en las plantas de hidrógeno puede reducir sustancialmente la demanda hídrica neta. El proceso de electrólisis genera oxígeno como subproducto, y sistemas de condensación pueden recuperar parte del vapor de agua asociado. Tecnologías de reciclaje avanzadas pueden reducir el consumo neto de agua hasta en 20-30 %, lo cual disminuiría los porcentajes presentados en la Tabla 4.5 a valores aún más manejables.

La perspectiva de cambio climático añade incertidumbre a las proyecciones de disponibilidad hídrica. Modelos climáticos regionales sugieren posibles modificaciones en los patrones de precipitación para el centro de México, incluyendo cambios en la distribución estacional, incremento en la variabilidad interanual y posibles reducciones en la precipitación total anual en algunas regiones. Estos escenarios refuerzan la necesidad de diseñar infraestructura de captación y almacenamiento con márgenes de seguridad adecuados y flexibilidad para adaptarse a condiciones climáticas cambiantes.

En conclusión, el análisis hídrico confirma que el agua no representa una barrera limitante para el desarrollo del potencial completo de hidrógeno solar en Querétaro. Los requerimientos moderados identificados, combinados con la viabilidad técnica de sistemas de captación pluvial y las ventajas ambientales de esta fuente de suministro, posicionan al estado como un territorio altamente favorable para la producción sostenible de hidrógeno verde a gran escala.

## 4.4 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN RELACIÓN A LA ÉPOCA DEL AÑO

La Tabla 4.6 presenta la producción mensual estimada de hidrógeno solar para el estado de Querétaro considerando dos escenarios de eficiencia de electrolizadores: 75 % y 65 %. Los resultados revelan una marcada variabilidad estacional en la capacidad productiva, directamente correlacionada con la disponibilidad del recurso solar a lo largo del año.

Tabla 4.6: Producción mensual de hidrógeno solar en el estado de Querétaro con diferentes eficiencias de electrolizadores

Mes	H <sub>2</sub> Solar (kTon/mes, 75 %)	H <sub>2</sub> Solar (kTon/mes, 65 %)
Ene	7.40	6.41
Feb	8.01	6.94
Mar	10.27	8.90
Abr	10.40	9.01



Mes	H <sub>2</sub> Solar (kTon/mes, 75 %)	H <sub>2</sub> Solar (kTon/mes, 65 %)
May	10.27	8.90
Jun	9.46	8.20
Jul	9.56	8.28
Ago	9.98	8.65
Sep	8.11	7.03
Oct	8.19	7.10
Nov	7.45	6.45
Dic	7.03	6.09

El análisis de los datos mensuales muestra que la producción máxima se concentra en el periodo comprendido entre marzo y agosto, alcanzando su punto culminante en abril con 10.40 kTon/mes para el escenario de mayor eficiencia y 9.01 kTon/mes para el de menor eficiencia. Durante este semestre de alta productividad, los valores se mantienen consistentemente por encima de 9.46 kTon/mes y 8.20 kTon/mes respectivamente, reflejando las condiciones óptimas de irradiación solar características de la región durante estos meses. En contraste, el periodo de menor producción se registra entre noviembre y febrero, con valores mínimos en diciembre de 7.03 kTon/mes y 6.09 kTon/mes para cada escenario.

La producción anual total estimada alcanza 106.68 kTon de hidrógeno con electrolizadores de 75 % de eficiencia, mientras que se reduce a 92.41 kTon al considerar equipos con 65 % de eficiencia. Esta diferencia de 14.27 kTon anuales, equivalente al 15.5 % de la capacidad productiva, evidencia el impacto significativo que la selección tecnológica tiene sobre el rendimiento global del sistema. La Figura ?? ilustra gráficamente esta comparación, donde la brecha entre ambos escenarios se mantiene constante a lo largo del año, siendo más pronunciada durante los meses de mayor irradiación.

La relevancia de estos resultados radica en múltiples aspectos técnicos y económicos. En primer término, la variabilidad estacional identificada tiene implicaciones directas sobre el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento y la planificación de la demanda. La diferencia del 45 % entre la producción máxima de abril y la mínima de diciembre requiere estrategias de gestión que garanticen el suministro continuo o que permitan ajustar la demanda según la disponibilidad estacional del recurso.

Desde la perspectiva económica, la diferencia productiva entre ambos escenarios de eficiencia constituye un factor determinante en el análisis de viabilidad financiera. Si bien los electrolizadores de mayor eficiencia implican una inversión inicial superior, el incremento del 15.5 % en la producción anual impacta directamente en los ingresos proyectados y en el tiempo de recuperación de la inversión. Este diferencial productivo debe evaluarse frente al costo incremental de la tecnología para determinar la configuración óptima del sistema.

Adicionalmente, los resultados permiten estimar el potencial de descarbonización del estado. Considerando que cada tonelada de hidrógeno verde desplaza aproximadamente 11 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente comparado con procesos convencionales de reformado de gas natural, la producción anual estimada representa un potencial de mitigación entre 1.02 y 1.17 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> anuales. Esta capacidad posiciona a Querétaro como un actor relevante en la transición energética nacional y en el cumplimiento de compromisos de reducción de emisiones.

## 4.5 SENSIBILIDAD DE LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN

La Figura 4.9 presenta un análisis de sensibilidad del Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) respecto a cuatro parámetros críticos: costos de importación, eficiencia del electrolizador, disponibilidad de energía y costo de electricidad, comparando tecnologías de electrólisis alcalina y PEM bajo dos escenarios de operación: 8,760



h/año (operación continua) y 3,237 h/año (operación limitada a horas de luz solar).

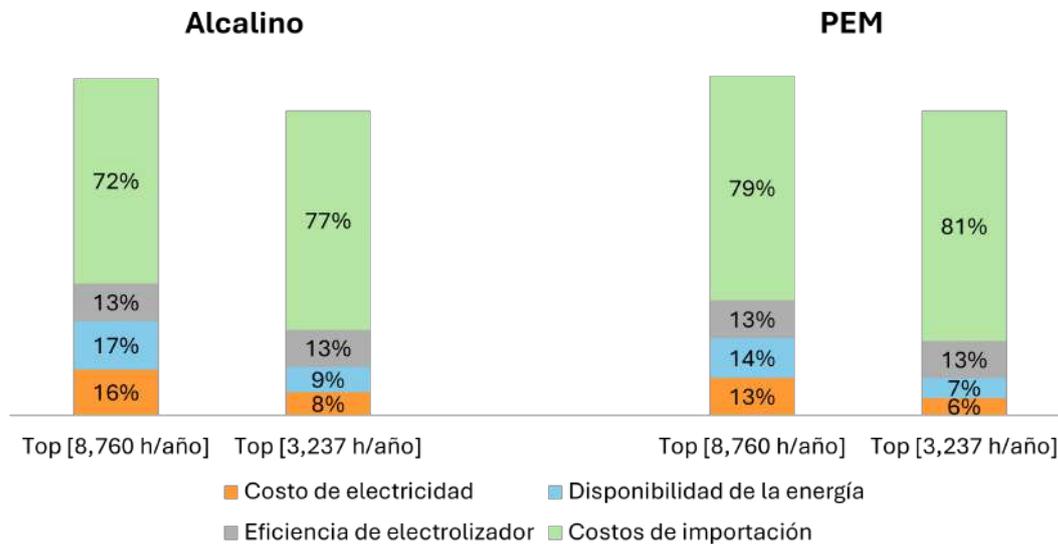


Figura 4.9: Análisis de sensibilidad del precio en relación a variables clave.

Para electrolizadores alcalinos operando 8,760 h/año, los costos de importación representan el factor dominante con 72 % de influencia sobre el LCOH, seguido por el costo de electricidad (16 %), disponibilidad energética (17 %) y eficiencia del electrolizador (13 %). Esta distribución refleja que, bajo operación continua, el costo de adquisición del equipo constituye la variable más determinante en la viabilidad económica del proyecto, dado que el CAPEX se amortiza sobre mayor cantidad de horas productivas.

Al reducir las horas de operación a 3,237 h/año (solamente durante periodo diurno), la estructura de sensibilidad se modifica sustancialmente. Los costos de importación disminuyen su influencia relativa a 77 %, mientras que los costos de electricidad y disponibilidad energética reducen su participación a 8 % y 13 % respectivamente. La eficiencia del electrolizador mantiene su contribución en 13 %. Esta redistribución indica que, con menor factor de utilización anual, el peso relativo del CAPEX aumenta en la estructura de costos totales, ya que la inversión inicial debe amortizarse sobre menor producción acumulada de hidrógeno.

Para electrolizadores PEM operando 8,760 h/año, los costos de importación representan 79 % de la sensibilidad total, seguidos por el costo de electricidad (13 %), disponibilidad energética (14 %) y eficiencia del electrolizador (13 %). La mayor influencia de los costos de importación respecto a la tecnología alcalina refleja el precio de capital superior de los sistemas PEM, consecuencia de componentes más sofisticados (membranas poliméricas, catalizadores de metales nobles) y procesos de manufactura más complejos.

En el escenario de operación solar directa (3,237 h/año), la tecnología PEM presenta costos de importación con 81 % de influencia, mientras que eficiencia del electrolizador, disponibilidad energética y costo de electricidad contribuyen 13 %, 7 % y 8 % respectivamente. La reducción adicional en la influencia de los costos operativos (electricidad y disponibilidad energética) subraya que, bajo operación solar directa con sistemas PEM de alto costo de capital, la inversión inicial domina completamente la estructura económica del proyecto.

Los resultados demuestran inequívocamente que los costos de importación constituyen el factor crítico para la viabilidad del hidrógeno verde en México, representando entre 72 % y 81 % de la sensibilidad del LCOH según tecnología y régimen operativo. Esta dominancia tiene implicaciones estratégicas fundamentales para la política industrial y energética nacional. El desarrollo de capacidades locales de manufactura de electrolizadores, mediante transferencia tecnológica, joint ventures con fabricantes internacionales, o inversión



en investigación y desarrollo nacional, emerge como prioridad absoluta para reducir costos y acelerar la penetración del hidrógeno verde.

La diferencia en sensibilidad entre operación continua (8,760 h/año) y operación solar directa (3,237 h/año) evidencia el trade-off fundamental entre factor de utilización y dependencia del costo de capital. Sistemas que operan exclusivamente con generación solar directa presentan factores de utilización del 37 % (3,237/8,760), lo cual incrementa el peso relativo del CAPEX en el LCOH final. Esta relación fundamenta estrategias híbridas que combinen generación solar con almacenamiento energético o complemento con generación eólica para extender las horas efectivas de operación y mejorar la amortización de la inversión en electrolizadores.

La contribución relativamente menor pero consistente de la eficiencia del electrolizador (13 % en todos los escenarios) confirma que, aunque no es el factor dominante, mantiene relevancia significativa. Cada punto porcentual de mejora en eficiencia se traduce en reducción proporcional del LCOH, justificando la selección de tecnologías de alta eficiencia incluso si implican costos de capital marginalmente superiores, siempre que el diferencial de precio no supere el valor presente de los ahorros energéticos acumulados.

La influencia del costo de electricidad (8-16 % según escenario) subraya la ventaja competitiva de regiones con recursos renovables abundantes y baratos. Querétaro, con LCOE solar entre 0.1-0.14 USD/kWh identificados previamente, presenta costos eléctricos competitivos que favorecen la viabilidad del hidrógeno verde. Estrategias de integración vertical que desarrollen simultáneamente capacidad de generación solar y producción de hidrógeno pueden internalizar los beneficios de electricidad de bajo costo y mejorar significativamente la competitividad económica.

La disponibilidad energética (7-17 % de sensibilidad) refleja la importancia del recurso solar como determinante de viabilidad. Las variaciones en irradiación entre ubicaciones específicas dentro del estado generan diferencias proporcionales en producción de hidrógeno y, consecuentemente, en LCOH. Este resultado valida la relevancia del análisis espacial detallado desarrollado previamente, donde se identificaron zonas específicas con potencial solar superior que naturalmente presentarán LCOH más competitivos.

La comparación entre tecnologías alcalina y PEM revela estructuras de sensibilidad similares pero con mayor peso del costo de importación en PEM. Esta diferencia sugiere que, en contextos donde los costos de capital dominan la economía del proyecto (como en escenarios de operación solar directa), la tecnología alcalina puede presentar ventajas económicas si su menor costo de capital compensa su inferior eficiencia y menor flexibilidad operativa. No obstante, para aplicaciones que requieren respuesta dinámica rápida, operación intermitente frecuente, o alta pureza del hidrógeno, las ventajas técnicas de PEM pueden justificar su mayor inversión inicial.

Los resultados fundamentan la necesidad de políticas públicas orientadas específicamente a reducir costos de importación. Mecanismos como: eliminación o reducción de aranceles para equipos de electrólisis, financiamiento preferencial para adquisición de tecnología, desarrollo de tecnología propia o esquemas de depreciación acelerada fiscal, pueden impactar sustancialmente la viabilidad económica de proyectos al incidir sobre el factor de mayor sensibilidad. Adicionalmente, el establecimiento de objetivos nacionales de capacidad de manufactura local de electrolizadores, con incentivos para inversión en plantas de producción doméstica, reduciría estructuralmente la dependencia de importaciones y fortalecería la cadena de valor nacional del hidrógeno.







# CAPÍTULO 5

## Potencial de Energía Eólica

La energía eólica se fundamenta en la conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica mediante aerogeneradores. El viento se origina por las diferencias de presión atmosférica generadas por el calentamiento desigual de la superficie terrestre. Su contenido energético depende de la velocidad del flujo y de la densidad del aire. La potencia capturada es proporcional al cubo de la velocidad del viento, por lo que ligeras variaciones en ésta provocan cambios significativos en la energía producida. Dado que la velocidad del viento aumenta y se estabiliza con la altura, los aerogeneradores se instalan en torres elevadas para maximizar su rendimiento.

La orografía influye de manera decisiva en la distribución del viento. Elementos geográficos como montañas, colinas o valles modifican la dirección y velocidad del flujo. En zonas con pendientes pronunciadas, el viento tiende a acelerarse al canalizarse por valles o al ascender colinas, lo que puede favorecer la instalación de parques eólicos. Sin embargo, en terrenos con topografía compleja, la generación de turbulencias reduce la eficiencia y estabilidad operativa de los aerogeneradores.

Las regiones costeras y las llanuras ofrecen condiciones más favorables para el aprovechamiento eólico, debido a la mayor uniformidad del viento y a la menor interferencia del relieve. En contraste, las zonas montañosas presentan vientos más intensos pero también más inestables, lo que exige una caracterización detallada del recurso antes de su explotación.

### 5.1 ENERGÍA EÓLICA EN MÉXICO

En México, diversos estudios han estimado el potencial eólico, aunque con limitaciones por el uso de datos escasos o no validados. [15] empleó datos de 131 estaciones meteorológicas y encontró una velocidad media anual máxima de 4.7 m/s. Posteriormente, [14] identificó en Tamaulipas densidades de potencia cercanas a 1000 W/m<sup>2</sup>.

El conjunto MERRA-2 tiende a sobrestimar las velocidades del viento hasta en un 18% en zonas con alta variabilidad topográfica [27], mientras que ERA5, aunque más confiable, presenta baja resolución y subestima velocidades en terrenos complejos hasta en 48% [12].

El Atlas del Viento de México intentó mejorar ERA5 mediante reducción de escala, pero los resultados fueron sobrestimados en regiones con alto potencial [13]. Asimismo, los datos del Global Wind Atlas [7] muestran discrepancias significativas con los del NREL [23].

En consecuencia, no existe aún una caracterización precisa del recurso eólico nacional. Los mapas de la SENER [33] derivan de estudios con limitaciones metodológicas, por lo que se requiere una evaluación



basada en mediciones meteorológicas confiables que permitan validar los modelos y estimar con mayor exactitud el potencial eólico del país.

## 5.2 POTENCIAL DE ENERGÍA EÓLICA EN EL ESTADO DE QUERÉTARO

El procesamiento de información anemométrica se realizó empleando registros de la red de CONAGUA, caracterizados por intervalos temporales variables de 10, 15, 20 y 30 minutos, además de mediciones horarias, según las especificaciones de cada instalación de monitoreo. La metodología inicial para la evaluación del recurso eólico mediante observaciones climatológicas requiere la implementación de procedimientos de filtrado y validación de datos. Se adoptaron los criterios de calidad establecidos por la Organización Meteorológica Mundial como marco normativo [37]. Para las variables meteorológicas, se considera aceptable la información proveniente de estaciones que mantengan disponibilidad mínima de 8/9 partes de los registros esperados en escalas anuales, mensuales y diarias.

### 5.2.1. Caracterización energética del recurso eólico

Los promedios de velocidad del viento calculados en bases anuales o mensuales permiten cuantificar distintas categorías de potencial eólico en el territorio queretano:

1. Potencial de recurso: Representa la capacidad teórica total distribuida en el territorio analizado.
2. Potencial geográfico: Delimita las superficies físicamente aptas para emplazamiento de aerogeneradores, incorporando restricciones topográficas y de uso de suelo.
3. Potencial técnico: Cuantifica la energía efectivamente aprovechable en las áreas disponibles, integrando las eficiencias y pérdidas características de los sistemas de conversión.

La caracterización del potencial de recurso se fundamenta en la densidad de potencia eólica expresada en  $W/m^2$  (Ecuación 5.1), calculable mediante la expresión que relaciona la densidad atmosférica ( $\rho$ ) con el cubo de la velocidad del viento. La densidad del aire puede determinarse mediante ecuaciones de estado considerando la temperatura, o alternativamente como función de la elevación sobre el nivel del mar.

$$WPD = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (5.1)$$

Siguiendo la aproximación propuesta por [24], la densidad atmosférica se estima mediante una correlación altitudinal (Ecuación 5.2) que relaciona linealmente la densidad con la coordenada vertical  $z$  respecto a la superficie terrestre, partiendo de un valor base de  $1.225 \text{ kg/m}^3$  y aplicando un factor de corrección negativo proporcional a la elevación.

$$\rho = 1,225 - (1,194 \times 10^{-4}) \times z \quad (5.2)$$

donde  $z$  representa la variación altitudinal respecto al nivel de referencia superficial.

Aplicando el modelo digital de elevación correspondiente al territorio queretano, se determinó la distribución espacial de la densidad atmosférica en función de la altimetría regional (Figura 5.1).

Los protocolos estándar de medición meteorológica establecen la altura de 10 metros sobre la superficie como nivel de referencia para anemometría, contrastando con las alturas operativas de aerogeneradores comerciales que superan los 80 metros. Esta discrepancia dimensional requiere la aplicación de modelos de extrapolación vertical para obtener estimaciones representativas de la velocidad del viento a las cotas de

operación turbinaria. Las metodologías predominantes comprenden la ley exponencial de potencias y el perfil logarítmico. Este último incorpora explícitamente el parámetro de longitud de rugosidad superficial, variable determinante en la caracterización del cizallamiento vertical del flujo eólico. La clasificación de coberturas territoriales en Querétaro con sus correspondientes valores de rugosidad aerodinámica se presenta en la Figura 5.2.

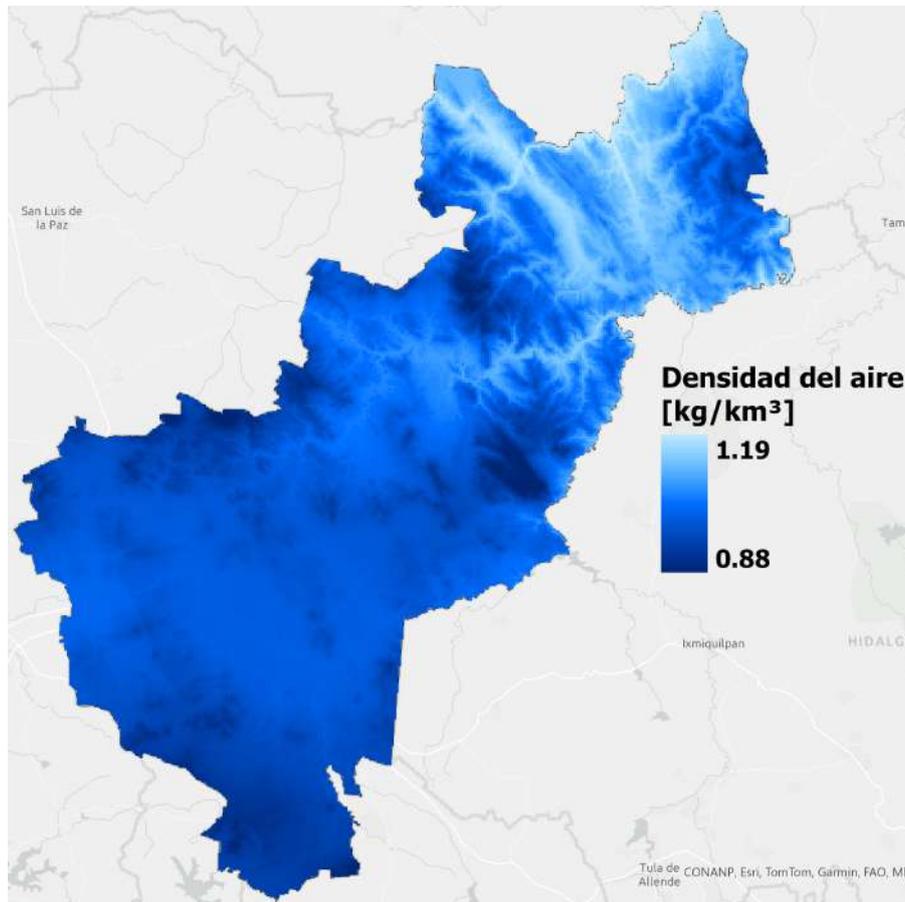


Figura 5.1: Distribución espacial de la densidad atmosférica según altimetría en el estado de Querétaro.

El potencial geográfico efectivo resulta condicionado por exclusiones territoriales donde el emplazamiento de infraestructura eólica resulta inviable, incluyendo áreas naturales protegidas, coberturas forestales densas, ecosistemas prioritarios y otros usos restrictivos del territorio. La Tabla 5.1 especifica los criterios de exclusión implementados en la presente evaluación.

El cálculo del potencial eólico se estructuró en tres etapas principales: potencial del recurso, potencial geográfico y potencial técnico. Cada nivel considera parámetros atmosféricos, espaciales y de conversión energética, siguiendo la metodología validada por para el territorio mexicano.

### 5.2.2. Potencial del recurso

El potencial del recurso representa la energía cinética disponible en el viento antes de aplicar restricciones geográficas o tecnológicas. Se determina mediante la densidad de potencia eólica (*wind power density*, *WPD*):

$$WPD(x, y) = \frac{1}{2} \rho(x, y) v(x, y)^3 \quad (5.3)$$

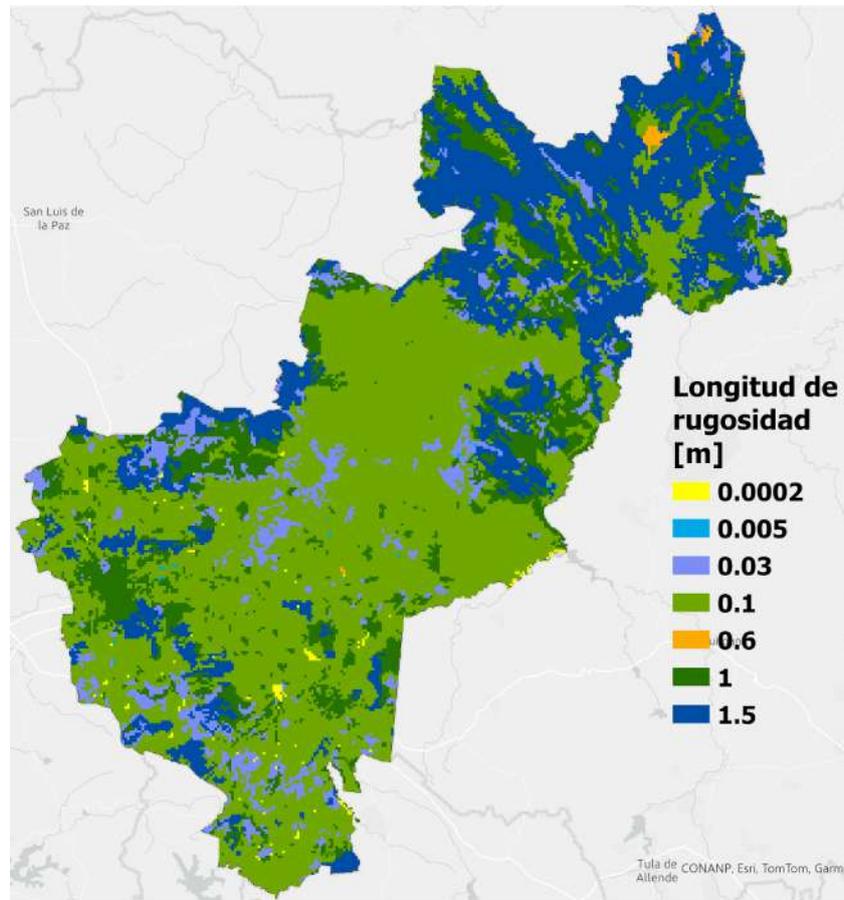


Figura 5.2: Clasificación de longitud de rugosidad según tipología de cobertura territorial en el estado de Querétaro. Fuente: elaboración propia con base en cartografía de uso de suelo de INEGI [17].

Tabla 5.1: geográficas

Restricción	Buffer
Carreteras	200 m
Aeropuertos	2500 m
Asentamientos urbanos	1000 m
Zonas protegidas	-
Cuerpos de agua	200 m
Selvas	-
Oleoductos	100 m
Zonas arqueológicas	-

donde  $\rho$  es la densidad del aire ( $\text{kg/m}^3$ ) y  $v$  la velocidad media anual del viento ( $\text{m/s}$ ). La densidad del aire se ajustó en función de la altitud ( $h$ ) utilizando el modelo de Atmósfera Estándar Internacional (ISA):

$$\rho(h) = \frac{\rho_0 M}{RT_0} \left( 1 - \frac{Lh}{T_0} \right)^{\frac{gM}{RL} - 1} \quad (5.4)$$

donde  $\rho_0 = 101,325 \text{ Pa}$ ,  $T_0 = 288,15 \text{ K}$ ,  $L = 0,0065 \text{ K/m}$ ,  $g = 9,81 \text{ m/s}^2$ ,  $M = 0,02896 \text{ kg/mol}$  y  $R = 8,314 \text{ J/mol} \cdot \text{K}$ . La velocidad del viento a la altura del buje ( $z$ ) se estimó mediante la ley logarítmica del perfil de viento:



$$v(z) = v(z_1) \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_1/z_0)} \quad (5.5)$$

donde  $z_0$  representa la rugosidad del terreno.

### 5.2.3. Interpolación de velocidad del viento

Las mediciones de las estaciones meteorológicas fueron interpoladas para crear una superficie de valores de velocidad del viento a lo largo del territorio poblano. Aunque la velocidad del viento es una variable compleja de predecir, varios estudios han reportado que los métodos de kriging e IDW son los que mejores resultados ofrecen [6]. La efectividad del método IDW depende fuertemente del coeficiente utilizado; algunos estudios han señalado que un exponente de 3 (ID3W) produce resultados precisos [36], mientras que en otros un exponente de 2 es suficiente (ID2W) [20]. En este estudio, se utilizó el método IDW con un exponente de 2 para interpolar la velocidad del viento, y la selección del número de vecinos se determinó midiendo el error cuadrático medio (RMSE) mediante validación cruzada, utilizando una muestra aleatoria del 3 % de las estaciones. Los resultados indicaron que un mayor número de vecinos (12) condujo a una interpolación más precisa, reduciendo el valor del RMSE. Un estudio realizado por NREL también encontró que, para la interpolación de la velocidad del viento, el método IDW presenta mejores resultados con un mayor número de vecinos [9].

### 5.2.4. Metodología para cuantificación del potencial técnico eólico

La cuantificación del potencial técnico se fundamenta en la energía producible por un aerogenerador, determinada mediante la integración de su curva característica de potencia ( $P(v)$ ) con la función de densidad de probabilidad del régimen de vientos ( $f(v)$ ) para un horizonte temporal definido, típicamente anual (Ecuación 5.6).

$$PT = \int_{vcut_{in}}^{vcut_{out}} P(v)f(v) dv = \sum_{vcut_{in}}^{vcut_{out}} P(v)f(v) \quad (5.6)$$

donde PT representa la potencia anual entregada por el aerogenerador, integrando sus especificaciones operativas tales como  $vcut_{in}$ , correspondiente al umbral mínimo de velocidad para iniciar la generación eléctrica, y  $vcut_{out}$ , definida como el límite superior de velocidad admisible durante la operación segura del equipo.

La caracterización probabilística del régimen de velocidades se realiza mediante la distribución estadística de Weibull (Ecuación 5.7), modelo parametrizado por un factor de forma ( $k$ ) y un parámetro de escala ( $c$ ) que requieren determinación empírica.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (5.7)$$

La literatura especializada documenta múltiples técnicas para la estimación de los parámetros  $k$  y  $c$ , habiendo sido objeto de análisis comparativos exhaustivos. Las metodologías más frecuentemente implementadas incluyen Máxima Verosimilitud (MMV), Regresión Lineal (RL), Método de Momentos, Desviación Estándar y Densidad de Potencia. Para la presente investigación, se adoptó la técnica RL para la aproximación paramétrica en cada estación meteorológica analizada.

La técnica de regresión lineal se fundamenta en la transformación de la Función de Distribución Acumulada de Weibull (Ecuación 5.7) mediante logaritmos sucesivos, permitiendo su expresión como función lineal:



$$\ln[-\ln[1 - F(v)]] = k \ln(v) - k \ln(c) \quad (5.8)$$

El procedimiento de aplicación comprende las siguientes fases operativas:

1. Procesamiento de registros anemométricos para determinar la distribución acumulada de frecuencias. Inicialmente se construye el histograma de frecuencias mediante clasificación de datos de velocidad, posteriormente se calcula su forma acumulativa.
2. Transformación logarítmica de variables mediante el cálculo de  $\ln(v_i)$  y  $\ln\{-\ln[1 - F(v_i)]\}$ .
3. Solución del sistema de mínimos cuadrados ordinarios para la determinación de los parámetros de forma y escala.

### Técnica de Desviación Estándar

Diversos estudios han documentado la aplicación del Método de Desviación Estándar para estimación paramétrica con precisión satisfactoria ([19], [8]). El parámetro  $k$  mantiene dependencia funcional con la desviación estándar ( $\alpha$ ), expresada mediante la Ecuación (5.9), mientras que el parámetro  $c$  se vincula con la velocidad media del viento, determinándose mediante la aplicación de la Ecuación (5.10). En estas expresiones,  $\bar{v}$  representa la velocidad media del viento y  $\gamma$  denota la función gamma de Euler.

$$k = \left(\frac{\alpha}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (5.9)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (5.10)$$

La generación eléctrica anual esperada ( $E_{expected}$ ) para cada celda de la retícula espacial se computó mediante la Ecuación 5.11, incorporando el número total de horas efectivas de operación ( $h_{eff}$ ) en el período anual.

$$E_{expected} = h_{eff} \times PT \quad (5.11)$$

El presente trabajo adopta como tecnología de referencia el aerogenerador Vestas V110-2.0 con capacidad nominal de 2 MW y diámetro de rotor de 110 m, cuya curva característica de potencia se ilustra en la Figura 5.3. Los criterios de distribución espacial establecen separaciones de cinco y ocho diámetros de rotor en direcciones transversal y longitudinal respectivamente entre unidades consecutivas.

El Factor de Capacidad (CF) constituye un indicador fundamental en la evaluación de recursos renovables, cuantificando la relación entre la producción eléctrica efectiva de una instalación y su capacidad teórica de generación bajo operación continua a potencia nominal durante un intervalo temporal especificado. En este estudio, el CF se evaluó en escalas temporal anual y mensual conforme a la Ecuación (5.12), donde  $E_{nom}$  representa la energía teórica generada por un aerogenerador operando a capacidad nominal durante el período de análisis.

$$CF = \frac{ET}{E_{nom}} \quad (5.12)$$

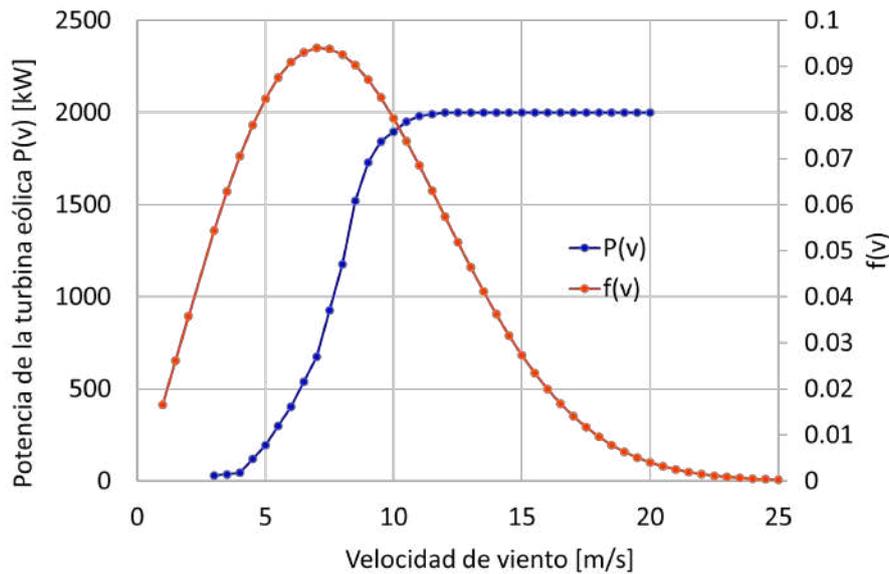


Figura 5.3: Característica de potencia del aerogenerador Vestas V110-2.0 de 2 MW.

### 5.2.5. Categorización del Recurso Eólico

La clasificación del potencial eólico implementada en este estudio se fundamenta en el sistema de categorización establecido por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL), el cual estratifica el recurso eólico en siete niveles jerárquicos basándose en mediciones estandarizadas a 50 metros de altura sobre el nivel del suelo. Esta altura de referencia constituye un estándar internacional para la caracterización preliminar del recurso eólico en evaluaciones territoriales de gran escala.

El sistema de clasificación correlaciona simultáneamente dos parámetros fundamentales: la densidad de potencia eólica expresada en  $W/m^2$  y la velocidad media del viento en  $m/s$ . El nivel 1, categorizado como recurso pobre, abarca densidades de potencia inferiores a  $200 W/m^2$  y velocidades medias entre  $0.0$  y  $5.9 m/s$ , representando condiciones marginales para aprovechamiento energético. El nivel 2, designado como recurso limitado, comprende densidades entre  $200$  y  $300 W/m^2$  con velocidades de  $5.9$  a  $6.7 m/s$ , indicando viabilidad técnica restringida que requiere evaluaciones económicas detalladas para determinar factibilidad comercial.

Tabla 5.2: Tipos de potencia eólica medidas a 50 metros sobre el nivel del suelo según la clasificación basada en la densidad de potencia eólica de NREL.

Potencial	Recurso	Densidad de Potencia [ $W/m^2$ ]	Velocidad del Viento [ $m/s$ ]
1	Pobre	0-200	0.0-5.9
2	Limitado	200-300	5.9-6.7
3	Regular	300-400	6.7-7.4
4	Bueno	500-600	7.4-7.9
5	Excelente	500-600	7.9-8.4
6	Excepcional	600-800	8.4-9.3
7	Sobresaliente	>800	>9.3

La categoría 3, clasificada como recurso regular, corresponde a densidades de potencia entre  $300$  y  $400 W/m^2$  y velocidades de  $6.7$  a  $7.4 m/s$ , estableciendo el umbral mínimo para considerar proyectos eólicos



comercialmente viables bajo condiciones favorables de mercado. El nivel 4, identificado como recurso bueno, presenta densidades de 500 a 600 W/m<sup>2</sup> con velocidades de 7.4 a 7.9 m/s, representando condiciones atractivas para desarrollo eólico con retornos económicos competitivos.

El nivel 5, calificado como excelente, mantiene el mismo rango de densidad de potencia que el nivel anterior pero con velocidades superiores entre 7.9 y 8.4 m/s, reflejando una mejor consistencia del recurso que se traduce en factores de capacidad más elevados. La categoría 6, designada como excepcional, alcanza densidades de 600 a 800 W/m<sup>2</sup> con velocidades de 8.4 a 9.3 m/s, caracterizando zonas de alto potencial energético donde los proyectos eólicos alcanzan rentabilidad superior. Finalmente, el nivel 7, clasificado como sobresaliente, agrupa los sitios con densidades superiores a 800 W/m<sup>2</sup> y velocidades excediendo 9.3 m/s, representando las localizaciones más favorables para desarrollo eólico con los mayores factores de capacidad y menores costos nivelados de energía.

Esta taxonomía permite identificar territorialmente las zonas con mayor aptitud para instalación de parques eólicos, facilitando la priorización de áreas para estudios de prefactibilidad detallados y optimizando la asignación de recursos en etapas exploratorias del desarrollo de proyectos.

### 5.3 DENSIDAD DE POTENCIA EÓLICA TEÓRICA EN EL ESTADO

La distribución espacial de la densidad de potencia eólica teórica en el estado de Querétaro en la Figura 5.5(a) revela una marcada heterogeneidad territorial con valores que oscilan entre 3.67 y 112.79 W/m<sup>2</sup>. El análisis cartográfico evidencia un patrón de distribución caracterizado por condiciones predominantemente desfavorables en la mayor parte del territorio estatal, con incrementos localizados en sectores específicos.

Las regiones nororientales y centro-orientales del estado presentan las densidades de potencia más bajas, con valores inferiores a 40 W/m<sup>2</sup>, representados en tonalidades azules y verdes claras. Estas zonas corresponden aproximadamente al 60 % de la superficie estatal y se caracterizan por condiciones anemométricas débiles que limitan significativamente cualquier aprovechamiento energético del recurso eólico. Conforme se avanza hacia el centro-occidente del territorio, se observa un incremento gradual en la densidad de potencia, alcanzando valores intermedios entre 40 y 70 W/m<sup>2</sup> en las regiones centrales y noroccidentales, visualizado mediante tonalidades verde-amarillas.

El elemento más destacado corresponde a una zona de concentración energética localizada en el sector centro-occidental del estado, específicamente en áreas cercanas al límite con San Luis de la Paz. Esta región alcanza el valor máximo de densidad de potencia de 112.79 W/m<sup>2</sup>, aproximadamente 30 veces superior al mínimo registrado. La configuración espacial de esta zona de alta densidad, representada mediante tonalidades naranja-rojas que forman un núcleo concéntrico, sugiere la presencia de condiciones meteorológicas o topográficas específicas que generan efectos de canalización del flujo eólico. La extensión territorial de esta zona favorable resulta relativamente limitada, estimándose en menos del 5 % de la superficie total del estado.

Los valores documentados sitúan al territorio queretano de manera generalizada en la categoría inferior de la clasificación NREL, correspondiente a recurso pobre con densidades inferiores a 200 W/m<sup>2</sup>. Incluso la zona de mayor potencial identificada permanece significativamente por debajo del umbral mínimo de 200 W/m<sup>2</sup> establecido como límite para recursos clasificados como limitados. Esta caracterización indica que el desarrollo de proyectos eólicos comercialmente viables en Querétaro enfrenta restricciones técnicas y económicas severas bajo las condiciones tecnológicas actuales.

La concentración del recurso más favorable en una zona geográfica específica y limitada implica que cualquier iniciativa de aprovechamiento eólico deberá focalizarse en esta área, requiriendo tecnologías especializadas pa-

ra operación en condiciones de viento bajo, con aerogeneradores de mayor diámetro de rotor y torres de altura elevada. La viabilidad económica de tales proyectos dependería críticamente de esquemas de apoyo gubernamental o estructuras tarifarias preferenciales que compensen los factores de capacidad reducidos esperados.

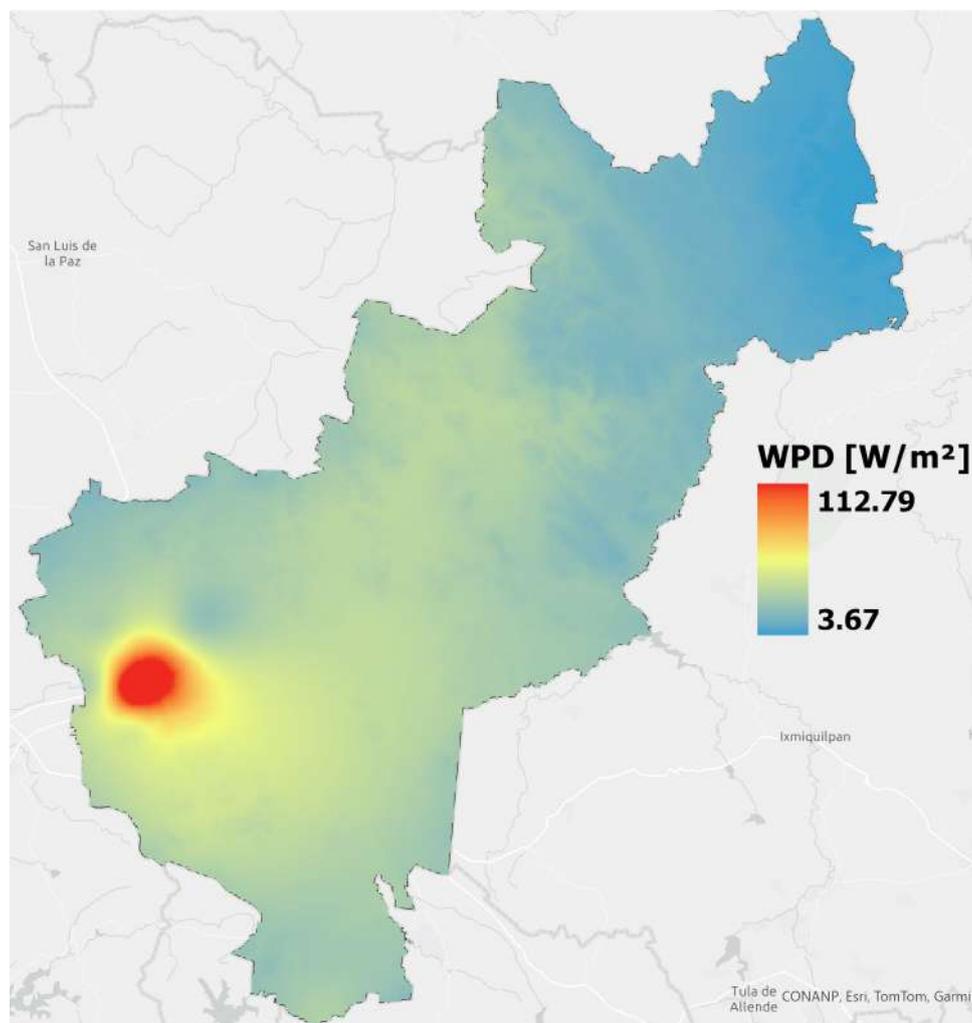


Figura 5.4: Densidad de potencia teórica del viento en el estado de Querétaro.

Este diagnóstico contrasta marcadamente con los resultados documentados para el recurso solar fotovoltaico en el estado, el cual ha demostrado competitividad sustancialmente superior. La disparidad entre ambos recursos orienta las estrategias de transición energética estatal hacia el aprovechamiento solar como vector primario de descarbonización, relegando la energía eólica a un papel secundario en localizaciones muy específicas. Esta conclusión resulta fundamental para la asignación eficiente de recursos en el desarrollo de infraestructura de generación renovable, permitiendo priorizar inversiones en tecnologías con mayor potencial de contribución a los objetivos de sostenibilidad energética del estado de Querétaro.

En la Tabla 5.3 se muestran los parámetros de la distribución de Weibull para algunos de los municipios con más potencial del estado de Querétaro y que se reportan con el fin de ayudar a la evaluación de proyectos de generación eólica en el estado.

La tabla presenta los parámetros de forma ( $k$ ) y escala ( $c$ ) de la distribución de Weibull determinados para dieciocho municipios del estado de Querétaro, expresados en metros por segundo. Estos parámetros caracterizan estadísticamente el régimen de vientos en cada localidad y constituyen elementos fundamentales para la evaluación del potencial eólico territorial.



Municipio	k [m/s]	c[m/s]
Amealco de Bonfil	2.11	3.86
Pinal de Amoles	2.20	2.74
Arroyo Seco	2.25	2.51
Cadereyta de Montes	2.13	3.14
Colón	2.11	3.53
Ezequiel Montes	2.16	3.55
Jalpan de Serra	2.17	2.14
Landa de Matamoros	2.20	1.83
El Marqués	2.08	3.51
Pedro Escobedo	2.29	4.01
Peñamiller	2.23	3.21
Querétaro	2.22	3.59
San Joaquín	2.16	2.77
San Juan del Río	2.23	3.79
Tequisquiapan	2.18	3.68
Tolimán	2.18	3.46
Corregidora	2.20	4.10
Huimilpan	2.34	4.20

Tabla 5.3: Parámetros de la distribución de Weibull para algunos municipios de Querétaro.

El parámetro de forma  $k$  exhibe valores relativamente homogéneos entre municipios, oscilando en un rango estrecho entre 2.08 y 2.34 m/s. El Marqués presenta el valor mínimo de 2.08 m/s, mientras que Huimilpan registra el máximo de 2.34 m/s. Esta uniformidad en el parámetro de forma indica que la variabilidad temporal de la velocidad del viento mantiene características similares en todo el territorio estatal, con distribuciones que presentan dispersión moderada respecto a sus valores medios. Los valores de  $k$  cercanos a 2.0-2.3 son típicos de regímenes de viento continentales con variabilidad estacional moderada, sugiriendo distribuciones de velocidad relativamente simétricas sin eventos extremos frecuentes.

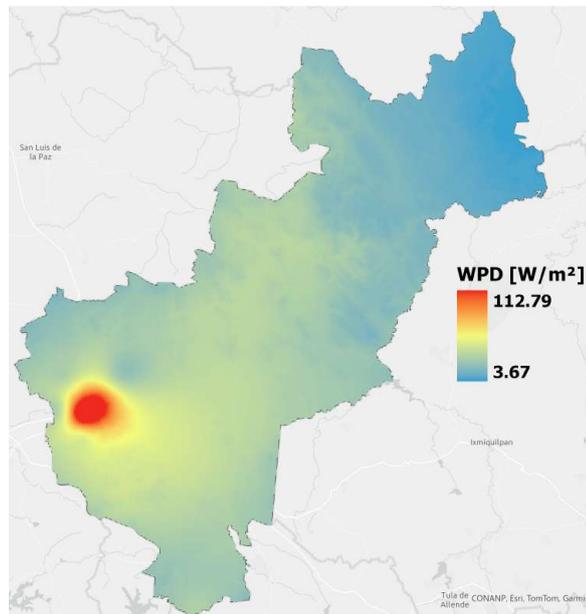
El parámetro de escala  $c$  muestra mayor variabilidad intermunicipal, con valores que se extienden desde 1.83 hasta 4.20 m/s. Landa de Matamoros presenta el parámetro de escala más bajo con 1.83 m/s, indicando las condiciones de viento más débiles del estado. En contraste, Huimilpan registra el valor máximo de 4.20 m/s, seguido por Corregidora con 4.10 m/s y Pedro Escobedo con 4.01 m/s. Este parámetro se relaciona directamente con la velocidad media del viento, por lo que estos tres municipios representan las zonas con mayor intensidad promedio del recurso eólico en Querétaro.

La distribución geográfica del parámetro  $c$  revela disparidades significativas en el potencial eólico municipal. Municipios como Jalpan de Serra con 2.14 m/s, Arroyo Seco con 2.51 m/s, Pinal de Amoles con 2.74 m/s y San Joaquín con 2.77 m/s presentan parámetros de escala inferiores a 3.0 m/s, caracterizando zonas con recurso eólico limitado. Un grupo intermedio conformado por Cadereyta de Montes, Peñamiller, Tolimán, Ezequiel Montes, Querétaro, Tequisquiapan y San Juan del Río exhibe parámetros entre 3.14 y 3.79 m/s, representando condiciones moderadas aunque aún insuficientes para aprovechamiento comercial convencional.

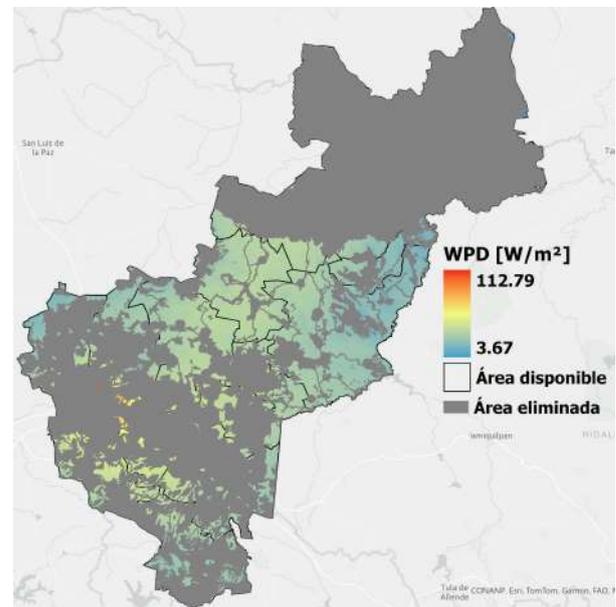
La relevancia de estos resultados radica en que ambos parámetros combinados determinan la densidad de potencia eólica y, consecuentemente, la viabilidad técnico-económica de proyectos de generación. Los valores de escala documentados, incluso en los municipios más favorables, resultan considerablemente bajos comparados con regiones de alto potencial eólico donde típicamente se registran parámetros  $c$  superiores a 7-8 m/s. Esta caracterización paramétrica confirma las limitaciones del recurso eólico estatal previamente identificadas mediante la densidad de potencia, reforzando la conclusión de que Querétaro no presenta condiciones competitivas para desarrollo eólico a gran escala bajo tecnologías y condiciones económicas convencionales.

### 5.3.1. Potencial geográfico

La Figura 5.5(b) presenta la distribución espacial de las zonas geográficamente factibles para la cosecha de energía eólica en Querétaro, tras aplicar restricciones territoriales y el criterio de velocidad mínima de viento de 4.5 m/s.



((a)) Densidad de potencia teórica de viento en el estado de Querétaro (Potencial de recurso).



((b)) Restricciones geográficas que delimitan el potencial de recurso.

Figura 5.5: Áreas geográficamente disponibles para la coseña de energía eólica (solo considerando restricciones geográficas). Estas restricciones eliminan zonas del potencial de recurso.

Los resultados revelan una disponibilidad territorial severamente limitada para la cosecha de energía eólica a escala comercial en el estado. Las áreas factibles, representadas en blanco, se concentran principalmente en el centro y sur del territorio. La mayor parte de la superficie estatal queda excluida debido a las restricciones geográficas aplicadas, siendo particularmente relevante que las zonas de mayor potencial eólico del estado coinciden con áreas urbanas densamente pobladas. Esta superposición geográfica elimina del análisis precisamente los sitios donde las velocidades de viento serían más favorables, ya que el buffer de exclusión de 1000 m alrededor de asentamientos urbanos responde a criterios de seguridad, normativas acústicas y prevención de impactos por parpadeo de sombras sobre poblaciones.

La exclusión de zonas urbanas para desarrollo de parques eólicos convencionales es técnicamente necesaria, pero no implica la inexistencia de potencial energético en estas áreas. Las zonas urbanas con velocidades de viento superiores a 4.5 m/s representan oportunidades para la implementación de sistemas de generación eólica distribuida a escala micro, mediante aerogeneradores de pequeña capacidad instalados en techos de edificaciones residenciales, comerciales e industriales. Este enfoque de aprovechamiento no se evalúa en el presente informe, que se concentra exclusivamente en el análisis del potencial geográfico para instalaciones de escala comercial. La exploración del potencial de microeólica urbana requeriría metodologías específicas que consideren la rugosidad del entorno construido, efectos de turbulencia, aspectos estructurales de las edificaciones y viabilidad económica a escala residencial, análisis que queda fuera del alcance de este estudio.

La fragmentación de las áreas disponibles para desarrollo comercial constituye el hallazgo más relevante del análisis. A diferencia de regiones con amplias extensiones continuas aptas para desarrollo eólico, Querétaro presenta un mosaico disperso de zonas factibles que dificulta la implementación de parques eólicos comerciales. Los proyectos eólicos requieren áreas contiguas extensas para optimizar la configuración de



aerogeneradores, minimizar costos de interconexión eléctrica y compartir infraestructura de acceso, operación y mantenimiento. La distribución fragmentada identificada incrementa significativamente los costos unitarios de desarrollo y reduce la competitividad económica frente a otras tecnologías renovables.

Las restricciones geográficas aplicadas responden a criterios de seguridad, protección ambiental y compatibilidad con infraestructura existente. Los buffers de exclusión de 2500 m alrededor de aeropuertos garantizan seguridad aeronáutica, mientras que las exclusiones en áreas naturales protegidas, selvas y zonas arqueológicas atienden compromisos de conservación del patrimonio natural y cultural. Estos criterios, aunque técnicamente justificados, eliminan porciones sustanciales del territorio en un estado con alta densidad de infraestructura vial, asentamientos dispersos y áreas bajo protección.

El umbral de 4.5 m/s como velocidad mínima de viento representa un criterio de viabilidad operativa básica para aerogeneradores comerciales. Por debajo de este valor, los factores de capacidad resultan insuficientes para justificar económicamente la inversión con tecnología convencional actual. La concentración relativa de áreas factibles en la región norte del estado responde a condiciones topográficas y climáticas más favorables, con menor rugosidad del terreno y patrones de viento más consistentes. No obstante, incluso en esta región el territorio disponible aparece fragmentado, limitando las opciones de configuración de proyectos de escala significativa.

### 5.3.2. Potencial técnico

El potencial técnico representa la energía realmente aprovechable mediante aerogeneradores dentro de las zonas geográficas viables. Se determinó utilizando la curva de potencia de una turbina comercial de 2 MW (modelo Vestas V90), con velocidades de arranque y corte  $v_{ci} = 3$  m/s y  $v_{co} = 20$  m/s, respectivamente:

$$P(v) = \begin{cases} 0, & v < v_{ci} \\ P_{\text{rated}} \left( \frac{v^3 - v_{ci}^3}{v_r^3 - v_{ci}^3} \right), & v_{ci} \leq v \leq v_r \\ P_{\text{rated}}, & v_r < v \leq v_{co} \\ 0, & v > v_{co} \end{cases} \quad (5.13)$$

donde  $v_r = 12$  m/s es la velocidad nominal. La energía anual generada se obtiene mediante:

$$E_T = \sum_{t=1}^{8760} P(v_t) Dt \quad (5.14)$$

y el *factor de capacidad* ( $CF$ ) se define como:

$$CF = \frac{E_T}{P_{\text{rated}} \times 8760} \quad (5.15)$$

La Figura 5.6 presenta la distribución espacial del potencial técnico eólico en el estado de Querétaro, expresado en términos de energía generada por unidad de área (GWh/km<sup>2</sup> año). El mapa revela una concentración geográfica extremadamente limitada del recurso eólico aprovechable, con valores que oscilan entre 2.43 y 4.79 GWh/km<sup>2</sup> año.

El análisis cartográfico evidencia que la mayor parte del territorio estatal, representado en tonalidades grises, ha sido excluido del análisis de potencial técnico debido a restricciones territoriales que imposibilitan el emplazamiento de infraestructura eólica. Estas exclusiones comprenden zonas urbanas, áreas naturales protegidas, coberturas forestales densas, cuerpos de agua y otras categorías de uso de suelo incompatibles con el desarrollo eólico. Como resultado, las áreas habilitadas para aprovechamiento eólico se concentran

en fragmentos dispersos del territorio, principalmente en la región centro-occidental y suroccidental del estado.

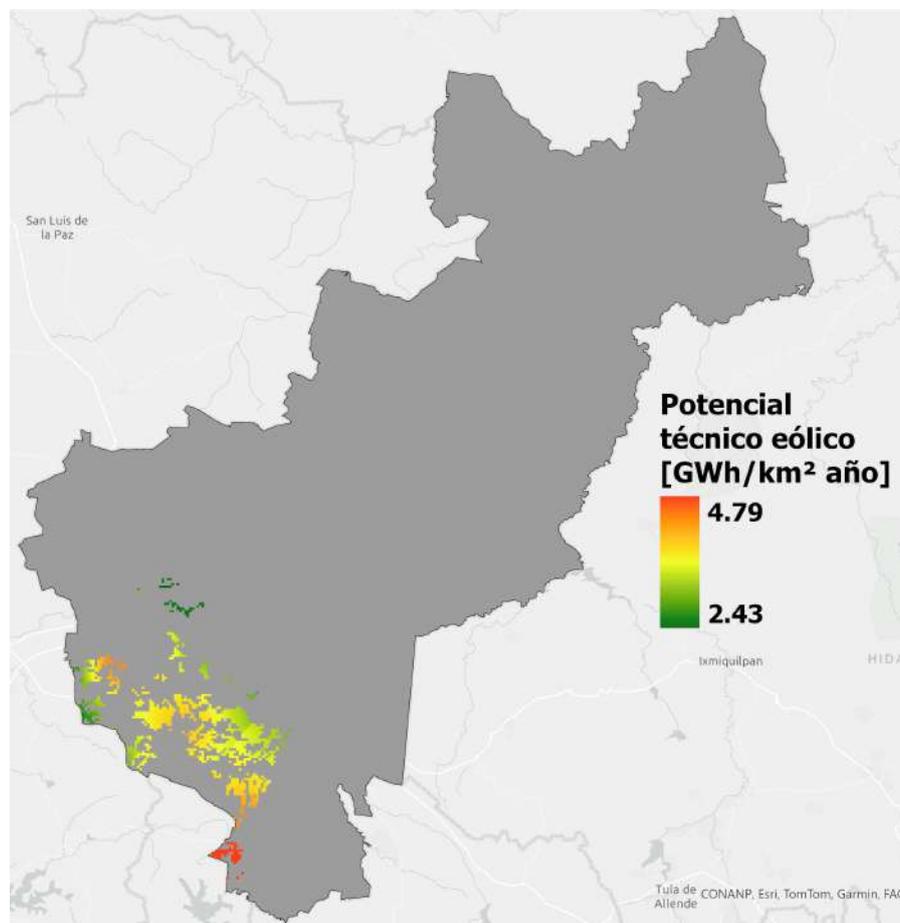


Figura 5.6: Energía eólica por unidad de área.

Las zonas con mayor potencial técnico, representadas mediante tonalidades amarillas y naranja-rojas que alcanzan el valor máximo de 4.79 GWh/km<sup>2</sup> año, se localizan en sectores puntuales del centro-occidente estatal. Estos núcleos de mayor productividad energética presentan extensión territorial reducida, configurando parches discontinuos que se distribuyen en áreas de transición entre zonas excluidas. Las regiones con potencial intermedio, visualizadas en tonalidades verde-amarillas con valores entre 3.0 y 4.0 GWh/km<sup>2</sup> año, muestran distribución fragmentada en el cuadrante suroccidental del estado. Las áreas con menor potencial técnico, representadas en verde con valores cercanos a 2.43 GWh/km<sup>2</sup> año, aparecen dispersas en pequeños polígonos aislados.

Un aspecto crítico del análisis corresponde a la exclusión de zonas urbanas del potencial técnico evaluado. Las áreas urbanas consolidadas, particularmente los municipios de Querétaro, Corregidora y San Juan del Río que conforman la zona metropolitana estatal, han sido removidas del análisis territorial disponible. Esta exclusión resulta particularmente relevante dado que el análisis paramétrico de Weibull previamente documentado identificó a estos municipios, especialmente Corregidora, Huimilpan y Pedro Escobedo, como las zonas con parámetros de escala más elevados y, consecuentemente, con mayor potencial eólico teórico del estado. La coincidencia espacial entre las áreas de mayor recurso eólico y las zonas de desarrollo urbano implica que las regiones potencialmente más productivas para generación eólica resultan inaccesibles para aprovechamiento debido a incompatibilidad de usos del suelo.

La relevancia de estos resultados es determinante para la evaluación realista del potencial eólico estatal. Los



valores de potencial técnico documentados, con máximos de 4.79 GWh/km<sup>2</sup> año, resultan significativamente inferiores a los observados en regiones con desarrollo eólico comercial consolidado, donde típicamente se registran valores superiores a 15-20 GWh/km<sup>2</sup> año. La fragmentación territorial del recurso disponible genera deseconomías de escala adicionales, incrementando costos de infraestructura de interconexión y reduciendo la viabilidad de proyectos de gran capacidad que permitan amortizar eficientemente las inversiones fijas.

La exclusión de las zonas urbanas, que paradójicamente concentran el mejor recurso eólico identificado en el análisis paramétrico, elimina las áreas más prometedoras del territorio habilitado para desarrollo. Esta situación configura un escenario donde el recurso eólico técnicamente aprovechable se restringe a zonas de potencial secundario, agravando las limitaciones intrínsecas del recurso identificadas previamente mediante la densidad de potencia. La configuración resultante indica que el potencial eólico explotable en Querétaro se limita a aplicaciones de pequeña escala en localizaciones muy específicas, reforzando la conclusión de que el estado no presenta condiciones competitivas para desarrollo eólico significativo. Este diagnóstico orienta definitivamente las estrategias de planificación energética hacia la priorización de recursos renovables alternativos, particularmente solar fotovoltaico, como vector principal para la transición energética estatal y la producción de vectores energéticos como el hidrógeno verde.

## 5.4 COSTOS DE PRODUCCIÓN

El LCOE cuantifica el costo promedio de por vida de la generación eléctrica, lo que permite una comparación objetiva del desempeño tecnoeconómico de la energía eólica frente a fuentes de energía alternativas [38]. En este trabajo, se calculó con base en un Parque Eólico (WF) de 100 MW de acuerdo con la Ecuación 5.16.

$$LCOE = \frac{\sum_{j=0}^N ((CAPEX_{OW} + OPEX_{OW})(1 + i)^{-j})}{\sum_{j=0}^N ((ET[j])(1 + i)^{-j})} \quad (5.16)$$

donde  $i$  es la tasa de descuento,  $N$  representa la vida útil del proyecto, CAPEX (en USD) corresponde a los costos iniciales de inversión, y OPEX a los costos de operación y mantenimiento.

La estimación del CAPEX<sub>OW</sub> para el WF se evaluó según la Ecuación 5.17. Este incluye la turbina ( $C_{Tb}$ ), el desarrollo y permisos ( $C_{DevC}$ ), la cimentación ( $C_f$ ), la transmisión eléctrica ( $C_{Te}$ ), la instalación ( $C_{In}$ ) y los costos indirectos ( $C_{sf}$ ). Los valores utilizados en este trabajo se muestran en la Tabla ?? y se consideraron de acuerdo con el NREL [stehly2024cost].

$$CAPEX_{OW} = C_{DC} + C_{Tb} + C_d + C_{Te} + C_{In} + C_{sf} \quad (5.17)$$

La Figura 5.7 presenta la distribución espacial del costo nivelado de energía eólica (LCOE) en el estado de Querétaro, expresado en USD/MWh. El mapa revela una concentración geográfica extremadamente restringida de las áreas técnicamente viables para generación eólica, con costos que oscilan entre 154.01 y 180.97 USD/MWh.

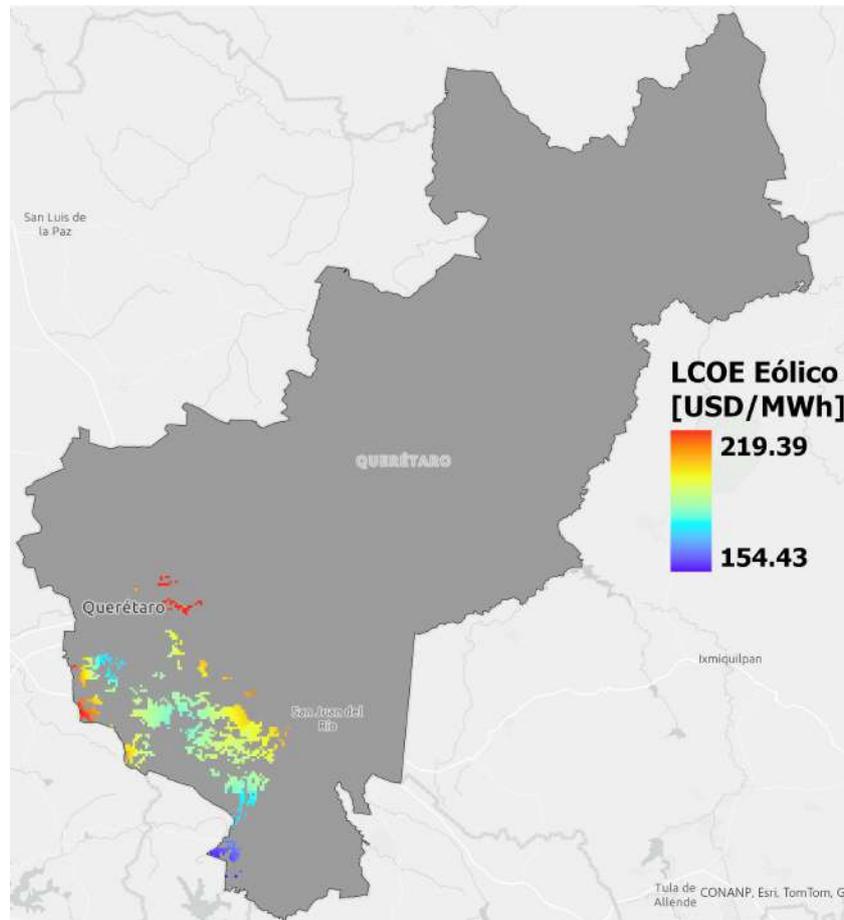


Figura 5.7: Costo Nivelado de la generación de energía eólica en Querétaro.

El análisis cartográfico evidencia que la inmensa mayoría del territorio estatal, representado en tonalidades grises, carece de condiciones técnicas o territoriales para el desarrollo de proyectos eólicos comercialmente evaluables. Las zonas habilitadas para aprovechamiento se concentran en fragmentos dispersos y de extensión muy reducida en el sector centro-occidental y suroccidental del estado, configurando un patrón de disponibilidad territorial altamente fragmentado que limita severamente las posibilidades de implementación de proyectos de escala comercial.

Las áreas que presentan los costos más competitivos, visualizadas mediante tonalidades violetas y azules con valores cercanos a 154.01 USD/MWh, se localizan en polígonos puntuales del centro-occidente. Estas zonas de menor costo relativo corresponden a las áreas identificadas previamente con mayor densidad de potencia y parámetros de Weibull más favorables. Sin embargo, su extensión territorial resulta extremadamente limitada, estimándose en menos del 2% de la superficie estatal total. Las zonas con costos intermedios, representadas en tonalidades verde-amarillas con valores entre 160 y 170 USD/MWh, muestran distribución fragmentada en el cuadrante suroccidental. Las áreas con los costos más elevados, visualizadas mediante tonalidades naranja-rojas que alcanzan 180.97 USD/MWh, aparecen dispersas en pequeños polígonos periféricos donde el recurso eólico resulta marginal.

La relevancia de estos resultados se comprende al contextualizar los valores de LCOE documentados con los referentes internacionales y nacionales de competitividad energética. Los costos nivelados identificados en Querétaro, incluso en las zonas más favorables con valores de 154.01 USD/MWh, resultan significativamente superiores a los observados en regiones con desarrollo eólico comercial consolidado en México, donde proyectos en estados como Oaxaca, Tamaulipas o Nuevo León alcanzan LCOE entre 30 y 50 USD/MWh.



Esta disparidad de costos, que supera en más de tres veces los valores competitivos nacionales, refleja directamente las limitaciones intrínsecas del recurso eólico estatal caracterizadas por bajas velocidades de viento, densidades de potencia reducidas y factores de capacidad inferiores al 20 %.

Adicionalmente, la comparación con los costos de generación solar fotovoltaica en el estado, previamente establecidos en el análisis de producción de hidrógeno verde, evidencia la disparidad de competitividad entre recursos renovables en el territorio queretano. Mientras que la energía solar permite alcanzar costos de hidrógeno entre 16.30 y 25.43 USD/kg con LCOE fotovoltaico implícito significativamente inferior a 100 USD/MWh, la energía eólica presenta costos que inhabilitan su participación competitiva en la matriz de generación renovable estatal bajo condiciones actuales de mercado.

La fragmentación territorial del recurso aprovechable introduce penalizaciones económicas adicionales asociadas a la infraestructura de interconexión eléctrica. Los polígonos dispersos y de pequeña extensión impiden el desarrollo de parques eólicos de capacidad significativa que permitan diluir los costos fijos de infraestructura de transmisión, subestaciones y líneas de interconexión. Esta configuración territorial favorece únicamente desarrollos de pequeña escala con capacidades unitarias inferiores a 10-20 MW, incrementando los costos específicos de inversión y mantenimiento.

Los resultados obtenidos confirman definitivamente que la energía eólica no constituye una alternativa viable para la transición energética del estado de Querétaro bajo las condiciones tecnológicas y económicas actuales. La combinación de recurso eólico limitado, costos nivelados no competitivos, fragmentación territorial y restricciones de uso de suelo en las zonas de mayor potencial configura un escenario donde la contribución eólica a la matriz energética estatal resultará marginal o inexistente. Esta conclusión orienta inequívocamente las estrategias de planificación energética y las inversiones en infraestructura renovable hacia el aprovechamiento del recurso solar fotovoltaico, que ha demostrado condiciones técnicas, económicas y territoriales sustancialmente superiores para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica y producción de vectores energéticos como el hidrógeno verde en el territorio queretano.



## CAPÍTULO 6

# Potencial de Hidrógeno Eólico

### 6.1 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE HIDRÓGENO A PARTIR DEL VIENTO

El potencial de producción de hidrógeno se derivó de la energía eólica generada. La masa de hidrógeno ( $M_{H_2}$ ) en Ton/km<sup>2</sup> año se calculó mediante la Ecuación 6.1, siguiendo las guías de [29, 2].

$$M_{H_2} = \frac{\eta_{converter} ET}{R_{en}} \quad (6.1)$$

donde  $R_{en}$  representa la energía requerida por el electrolizador para producir hidrógeno (52.5 kWh/kg) con una eficiencia del 75 %, y  $\eta_{converter}$  es la eficiencia del convertidor, establecida en 97 %. La producción de hidrógeno por unidad de área para las regiones seleccionadas se calculó utilizando álgebra de mapas en ArcGIS Pro™.

El análisis del potencial de producción de hidrógeno eólico en Querétaro de la Figura 6.1 muestra una distribución geográfica marcadamente concentrada. Los resultados indican que la capacidad productiva se localiza principalmente en la región centro-sur del estado, mientras que el resto del territorio presenta potencial nulo o insignificante. Los valores de producción obtenidos varían entre 44.97 y 88.56 toneladas de hidrógeno por kilómetro cuadrado al año.

Las zonas de mayor potencial, con valores cercanos a 88 toneladas anuales por kilómetro cuadrado, aparecen representadas en colores amarillos y naranjas y forman núcleos discretos en el centro-sur estatal. Alrededor de estas áreas de máxima capacidad se encuentran regiones con valores intermedios entre 60 y 80 toneladas anuales, mostradas en tonos verdes y cianes. Las zonas de menor potencial, en color azul, registran aproximadamente 45 toneladas por kilómetro cuadrado al año. El resto del territorio estatal, especialmente las regiones norte, noreste y oeste, carece de potencial significativo para la producción de hidrógeno eólico.

Estos resultados son fundamentales para la planificación energética del estado. La identificación precisa de las zonas con mayor potencial permite enfocar las inversiones en áreas donde la producción de hidrógeno será más eficiente y económicamente viable. La concentración espacial del recurso facilita el desarrollo de infraestructura compartida y reduce los costos mediante economías de escala.

Los hallazgos demuestran que Querétaro posee regiones específicas capaces de contribuir significativamente a la producción de hidrógeno verde como vector energético limpio. Las áreas con potencial superior a 80 toneladas por kilómetro cuadrado representan ubicaciones estratégicas para implementar proyectos piloto o comerciales de electrólisis alimentada por energía eólica.

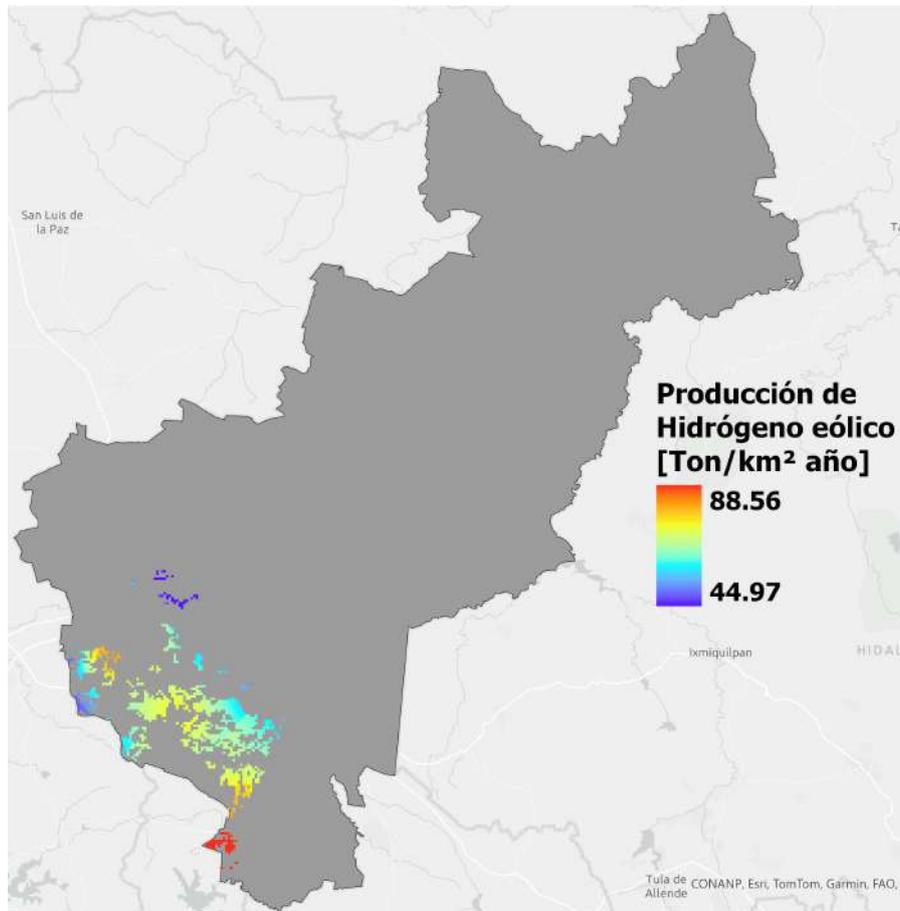


Figura 6.1: Masa de hidrógeno eólico por unidad de área.

La información generada sirve como herramienta para la toma de decisiones gubernamentales sobre ordenamiento territorial energético y asignación de recursos. Para el sector privado, estos datos reducen la incertidumbre en la evaluación de proyectos y permiten estimar con mayor precisión la viabilidad técnica y económica de inversiones en hidrógeno verde. La caracterización espacial del potencial eólico representa un insumo esencial para diseñar políticas públicas que impulsen la transición energética y el desarrollo de cadenas de valor vinculadas al hidrógeno como combustible limpio.

## 6.2 COSTOS DE PRODUCCIÓN

El LCOH permite evaluar las diferentes rutas de producción de hidrógeno, facilitando la comparación consistente entre tecnologías al integrar los costos de capital, operación y reemplazo a lo largo de su vida técnica, de acuerdo con la Ecuación 6.2 [1].

$$\text{LCOH} = \frac{\sum_{j=0}^N ((\text{CAPEX}_{H_2} + \text{OPEX}_{H_2})(1+i)^{-j})}{\sum_{j=0}^N ((M_{H_2}[j])(1+i)^{-j})} \quad (6.2)$$

El  $\text{CAPEX}_{H_2}$  se calcula mediante la Ecuación 6.3, utilizando el costo del electrolizador (EC) para tecnologías PEM y ALK. El valor de EC se considera según los costos publicados por la IEA [18].

El  $\text{OPEX}_{H_2}$  incluye la inversión en electricidad (CIE), los costos de operación y mantenimiento (COM), correspondientes al 2% del  $\text{CAPEX}_{H_2}$ , y los costos de reemplazo (CORP), considerados como el 25% del

CAPEX<sub>H<sub>2</sub></sub>, tal como se detalla en la Ecuación 6.4. La CIE se calcula siguiendo la Ecuación 6.5. Aunque la vida útil de los electrolizadores PEM y ALK es de 10 y 15 años, respectivamente, el cálculo del LCOH puede adoptar la vida útil del parque eólico (WF), ya que los costos de reemplazo están incluidos.

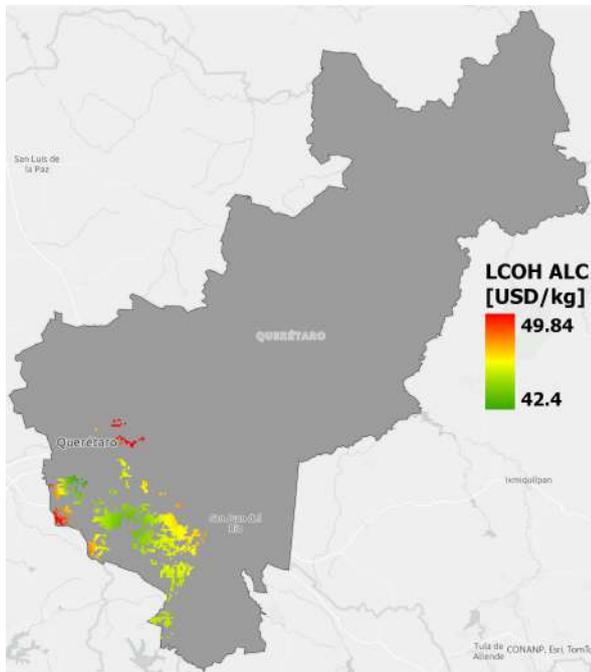
$$\text{CAPEX}_{H_2} = EC \times \left( \frac{M_{H_2} R_{en}}{t} \right) \quad (6.3)$$

$$\text{OPEX}_{H_2} = \text{CIE} + \text{COM} + \text{CORP} \quad (6.4)$$

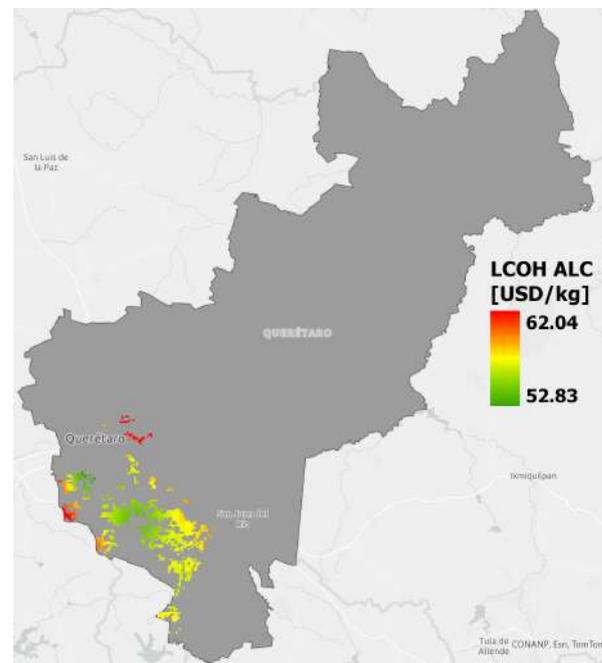
$$\text{CIE} = \text{LCOE} \cdot ET \quad (6.5)$$

En la Figura 6.2 muestra los costos nivelados de producción de hidrógeno eólico mediante electrólisis alcalina bajo dos escenarios de inversión de capital. La Figura 6.2(a) muestra los resultados para un escenario internacional con un costo de capital de electrolizador alcalino de 1,700 USD/kW, mientras que la Figura 6.2(b) presenta el escenario con un costo de capital de 2,200 USD/kW, considerando gastos de transporte y tramitación aduanal.

En el primer escenario, los costos nivelados de hidrógeno varían entre 42.4 y 49.84 USD por kilogramo. Las zonas con menores costos de producción, representadas en tonos verdes y amarillos, se concentran en la misma región centro-sur del estado donde se identificó el mayor potencial de producción. Los costos más bajos, cercanos a 42 USD/kg, corresponden a las áreas con mayor potencial eólico. Las zonas con costos intermedios aparecen en tonalidades amarillas y naranjas, mientras que las áreas con los costos más elevados, próximos a 50 USD/kg, se muestran en color rojo.



((a)) LCOH con CAPEX<sub>elec</sub>=1,700 USD/kW.

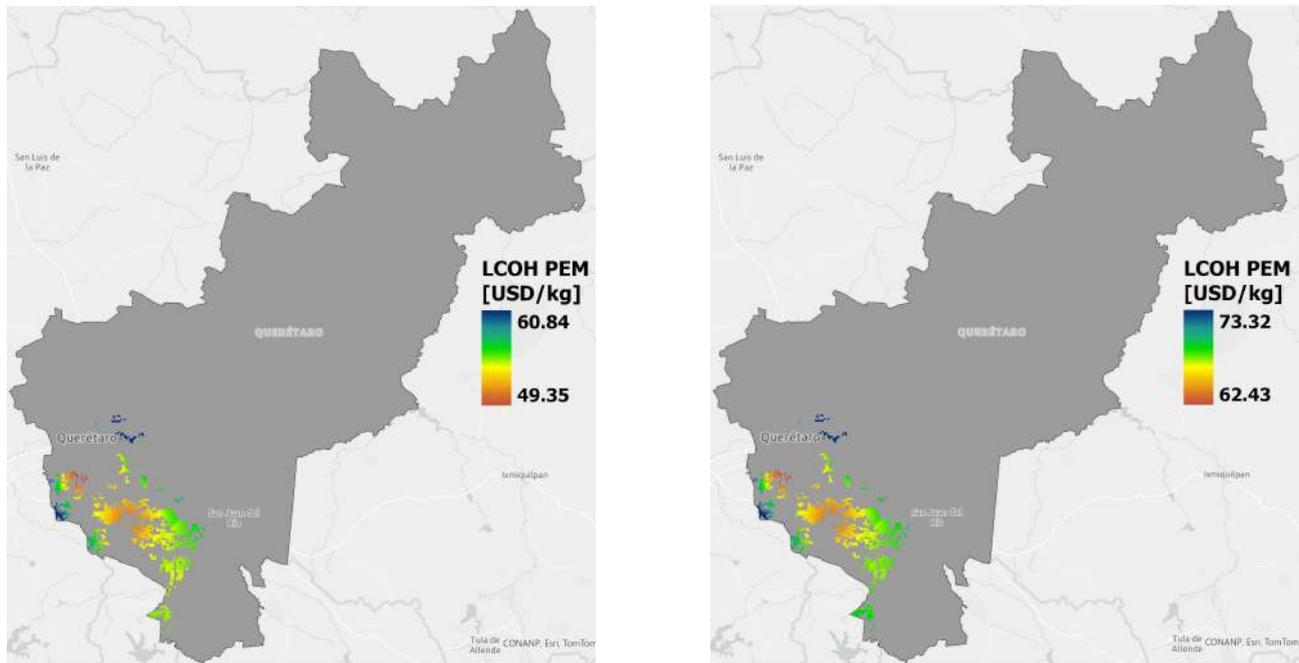


((b)) LCOH con CAPEX<sub>elec</sub>=2,200 USD/kW

Figura 6.2: Costo nivelado de hidrógeno eólico para electrólisis alcalina en el escenario internacional (E1) y en el escenario con gastos de importación y transportación (E2).

En el segundo escenario, con mayor costo de capital, los valores del costo nivelado se incrementan significativamente, oscilando entre 52.83 y 62.04 USD por kilogramo. La distribución espacial mantiene el

mismo patrón que el escenario anterior, con las zonas de menor costo localizadas en las mismas regiones centro-sur. Sin embargo, el aumento del costo de capital genera un incremento aproximado de 10 USD/kg en toda la gama de valores, elevando el costo mínimo a 52.83 USD/kg y el máximo a 62.04 USD/kg.



((a)) LCOH con  $CAPEX_{elec}=2,000$  USD/kW.

((b)) LCOH con  $CAPEX_{elec}=2,600$  USD/kW

Figura 6.3: Costo nivelado de hidrógeno eólico para electrólisis PEM en el escenario internacional (E1) y en el escenario con gastos de importación y transportación (E2).

Los resultados obtenidos son determinantes para evaluar la viabilidad económica de la producción de hidrógeno verde en Querétaro. La comparación entre ambos escenarios evidencia la sensibilidad crítica del costo nivelado de hidrógeno respecto al costo de capital del electrolizador, con un incremento del 25 % en el precio de esta tecnología generando aumentos superiores al 20 % en el costo final del hidrógeno producido.

Los costos calculados, que oscilan entre 42 y 62 USD por kilogramo según el escenario considerado, deben contextualizarse dentro del panorama actual de precios del hidrógeno. Estos valores resultan considerablemente elevados en comparación con el hidrógeno gris producido mediante reformado de gas natural, cuyo costo típicamente se sitúa entre 1 y 2 USD/kg. Esta brecha económica representa el principal desafío para la competitividad del hidrógeno verde y subraya la necesidad de políticas públicas de apoyo, esquemas de subsidios o mecanismos de certificación de carbono que valoren el beneficio ambiental del proceso.

La información generada permite a los tomadores de decisiones comprender la estructura económica de proyectos de hidrógeno verde en el estado. Las diferencias espaciales en los costos nivelados, aunque relativamente moderadas dentro de la zona de potencial identificada, orientan la selección de ubicaciones óptimas donde la combinación de recurso eólico y eficiencia económica resulta más favorable.

Los resultados muestran que el costo nivelado de hidrógeno eólico mediante electrólisis PEM (Figura 6.3) presenta valores entre 49.35 y 60.84 USD/kg en el escenario internacional (CAPEX de 2,000 USD/kW), incrementándose a un rango de 62.43 a 73.32 USD/kg en el escenario con gastos de importación y transportación (CAPEX de 2,600 USD/kW). La distribución espacial revela que las zonas de menor costo se concentran en la región sur del estado, específicamente en los municipios de Arroyo Seco, Jalpan de Serra y Landa de Matamoros, donde confluyen mejores condiciones de recurso eólico y topografía favorable.



En contraste, los municipios del norte y centro del estado presentan costos significativamente superiores, alcanzando los valores máximos del rango evaluado.

La diferencia de aproximadamente 13 USD/kg entre ambos escenarios representa un incremento del 26 % en el costo de producción atribuible exclusivamente a factores de importación de equipos y logística de transportación. Esta sensibilidad económica al CAPEX evidencia la relevancia de desarrollar cadenas de suministro locales o regionales para tecnologías de electrólisis. No obstante, incluso en el escenario más favorable, los costos obtenidos superan sustancialmente los valores competitivos de hidrógeno producido mediante otras rutas tecnológicas o en regiones con recurso eólico superior, confirmando que la producción de hidrógeno eólico en Querétaro enfrenta limitaciones significativas de viabilidad económica bajo condiciones actuales de mercado y tecnología.

Para el sector privado, estos datos establecen referencias realistas sobre los niveles de inversión requeridos y los precios de venta necesarios para alcanzar rentabilidad. La inclusión del escenario con costos de importación y tramitación resulta particularmente relevante para el contexto mexicano, donde la disponibilidad local de tecnología de electrólisis es limitada. Los resultados sugieren que la reducción de costos de capital mediante desarrollo de capacidades de manufactura nacional o acuerdos comerciales preferenciales tendría impactos significativos en la viabilidad económica de la industria del hidrógeno verde en la región.

La Tabla 6.1 presenta el análisis detallado del costo nivelado de hidrógeno para siete municipios del estado de Querétaro que cuentan con disponibilidad de energía eólica. Los datos incluyen la energía eólica disponible anualmente, la masa de hidrógeno producible, y los costos nivelados calculados mediante dos tecnologías de electrólisis: alcalina y PEM (membrana de intercambio protónico).

Huimilpan encabeza la producción potencial con 330.81 GWh anuales de energía eólica disponible, lo que se traduce en una capacidad de producción de 6.11 mil toneladas de hidrógeno al año. Le sigue Pedro Escobedo con 176.22 GWh anuales y 3.26 mil toneladas, y San Juan del Río con 155.01 GWh y 2.86 mil toneladas. Amealco de Bonfil registra 237.90 GWh con 4.40 mil toneladas, mientras que Corregidora alcanza 142.95 GWh con 2.64 mil toneladas. Los municipios con menor potencial son El Marqués con 42.77 GWh y 0.79 mil toneladas, y Querétaro capital con apenas 1.86 GWh y 0.03 mil toneladas.

Tabla 6.1: Costo nivelado de hidrógeno para los municipios con disponibilidad de energía eólica en el estado de Querétaro en el escenario internacional.

Municipio	Energía [GWh/año]	Masa H2 [kTon/año]	Alcalino LCOH [USD/kg]	PEM LCOH [USD/kg]
Amealco de Bonfil	237.90	4.40	43.54	54.2
El Marqués	42.77	0.79	45.87	55.76
Pedro Escobedo	176.22	3.26	46.01	57.27
Querétaro	1.86	0.03	45.65	56.01
San Juan del Río	155.01	2.86	47.27	58.85
Corregidora	142.95	2.64	45.92	57.15
Huimilpan	330.81	6.11	45.2	56.27

Los costos nivelados mediante electrólisis alcalina varían entre 43.54 y 47.27 USD por kilogramo. Amealco de Bonfil presenta el costo más bajo con 43.54 USD/kg, seguido por Huimilpan con 45.2 USD/kg y El Marqués con 45.87 USD/kg. Los costos más elevados corresponden a San Juan del Río con 47.27 USD/kg, Pedro Escobedo con 46.01 USD/kg, y Corregidora con 45.92 USD/kg. Querétaro capital muestra un costo de 45.65 USD/kg.



Para la tecnología PEM, los costos se incrementan sustancialmente, oscilando entre 52.83 y 58.85 USD por kilogramo. Amealco de Bonfil mantiene el costo más bajo con 54.2 USD/kg, mientras que El Marqués presenta 55.76 USD/kg y Huimilpan 56.27 USD/kg. Los costos más altos corresponden a San Juan del Río con 58.85 USD/kg, Pedro Escobedo con 57.27 USD/kg, y Corregidora con 57.15 USD/kg.

Los resultados presentan información estratégica para la planificación territorial de proyectos de hidrógeno verde en Querétaro. La identificación de Huimilpan como el municipio con mayor capacidad productiva absoluta, capaz de generar más de 6,000 toneladas anuales de hidrógeno, lo posiciona como candidato prioritario para el desarrollo de infraestructura a escala comercial. Sin embargo, Amealco de Bonfil emerge como la opción más competitiva económicamente, combinando una capacidad productiva considerable con el costo nivelado más bajo en ambas tecnologías de electrólisis.

La variación relativamente moderada en los costos nivelados entre municipios, con diferencias de aproximadamente 4 USD/kg en electrólisis alcalina y 6 USD/kg en tecnología PEM, sugiere que múltiples ubicaciones podrían resultar económicamente viables. Esta distribución permite diseñar estrategias descentralizadas de producción que consideren otros factores como proximidad a demanda industrial, disponibilidad de agua, acceso a infraestructura de transporte y conectividad eléctrica.

La comparación entre tecnologías de electrólisis revela que los sistemas alcalinos ofrecen ventajas económicas significativas, con costos entre 10 y 12 USD/kg inferiores a los sistemas PEM. Esta diferencia resulta determinante para la viabilidad comercial y sugiere que, en el contexto actual de costos de capital, la electrólisis alcalina constituye la opción más adecuada para proyectos iniciales en el estado. No obstante, la tecnología PEM ofrece ventajas técnicas en términos de flexibilidad operativa y capacidad de respuesta a variaciones en la generación eólica que podrían justificar su implementación en aplicaciones específicas.

Los volúmenes de producción calculados permiten dimensionar el potencial del estado para abastecer demanda regional o desarrollar cadenas de valor industriales. La producción agregada de los siete municipios superaría las 19,000 toneladas anuales, cantidad suficiente para aplicaciones industriales significativas como refinación de combustibles, producción de fertilizantes o movilidad de flotas vehiculares pesadas. Esta capacidad posiciona a Querétaro como actor relevante en el desarrollo de la economía del hidrógeno en el centro de México y justifica inversiones en infraestructura de almacenamiento, distribución y utilización de este vector energético.







# CAPÍTULO 7

## Conclusiones

El análisis integral del potencial de energías renovables y producción de hidrógeno verde en el estado de Querétaro revela características diferenciadas entre los recursos disponibles y establece parámetros claros para la planificación energética regional.

### Recurso Solar Fotovoltaico

El recurso solar en Querétaro presenta una distribución homogénea en todo el territorio estatal, con niveles de irradiancia suficientemente elevados para garantizar generación eléctrica estable y consistente. Los valores de irradiancia global media anual oscilan entre 200.23 y 259.78 W/m<sup>2</sup>, con un gradiente que disminuye en dirección suroeste-noreste. Los municipios de la porción suroccidental registran los valores más elevados, posicionando esta región como la zona de mayor potencial para proyectos solares fotovoltaicos de gran escala.

El potencial técnico centralizado alcanza valores máximos de 244.02 GWh/km<sup>2</sup> año, con Cadereyta de Montes liderando la capacidad de generación con 127.93 TWh/año, seguido por Colón con 82.45 TWh/año y Tolimán con 67.35 TWh/año. El costo nivelado de energía solar fotovoltaica en el escenario centralizado varía entre 0.10 y 0.14 USD/kWh, con las zonas más competitivas concentradas en las regiones centro-sur y suroeste del estado. En el escenario descentralizado, las cinco principales zonas urbanas presentan costos nivelados entre 0.114 y 0.131 USD/kWh, valores competitivos frente a las tarifas eléctricas comerciales e industriales vigentes en México.

### Recurso Eólico

En contraste, el recurso eólico muestra una distribución geográfica marcadamente heterogénea y concentrada. La densidad de potencia eólica teórica varía entre 3.67 y 112.79 W/m<sup>2</sup>, con valores que sitúan al territorio queretano de manera generalizada en la categoría inferior de recurso pobre según la clasificación NREL. Únicamente algunos municipios en zonas de mayor elevación registran velocidades de viento aprovechables. La región centro-sur del estado, particularmente los municipios de Huimilpan, Amealco de Bonfil, Pedro Escobedo, San Juan del Río y Corregidora, concentra la capacidad eólica identificada, aunque esta representa menos del 5% de la superficie estatal.

El potencial técnico eólico alcanza valores máximos de apenas 4.79 GWh/km<sup>2</sup> año, significativamente inferiores a los observados en regiones con desarrollo eólico comercial consolidado. El costo nivelado de energía eólica oscila entre 154.01 y 180.97 USD/MWh, valores que resultan tres veces superiores a los proyectos eólicos competitivos en estados como Oaxaca, Tamaulipas o Nuevo León. Esta disparidad refleja las limitaciones intrínsecas del recurso eólico estatal caracterizadas por bajas velocidades de viento y factores



de capacidad inferiores al 20 %.

### **Producción de Hidrógeno Verde Hidrógeno Solar**

El potencial técnico de producción de hidrógeno mediante electrólisis alimentada por energía solar confirma que todos los municipios del estado poseen capacidad para desarrollar esta actividad. En el escenario centralizado con eficiencia del electrolizador del 75 %, los valores oscilan entre 3,421.87 y 4,647.99 Ton/km<sup>2</sup> año. Cadereyta de Montes lidera con 3,467.88 kTon/año, seguido por Colón con 2,234.91 kTon/año y Tolimán con 1,825.64 kTon/año. La producción anual total estimada alcanza 106.68 kTon de hidrógeno.

Los costos nivelados de hidrógeno solar mediante electrólisis alcalina varían entre 16.41 y 18.22 USD/kg en el escenario sin importación, con Querétaro presentando el valor mínimo. Al incorporar costos de importación y transportación, los valores se incrementan a un rango de 19.72 a 21.54 USD/kg. Para tecnología PEM, los costos son significativamente superiores, alcanzando 23.99 a 25.80 USD/kg en el escenario con importación. La tecnología alcalina mantiene una ventaja económica consistente de aproximadamente 4 USD/kg respecto a la tecnología PEM.

El análisis hídrico revela que los requerimientos de agua pluvial para materializar el potencial completo de hidrógeno solar resultan moderados. Los porcentajes varían entre 0.02 % para Arroyo Seco y 5.58 % para Tolimán en el escenario de eficiencia del 65 %. Estos valores demuestran que la disponibilidad de agua pluvial no constituye una restricción significativa para el desarrollo del potencial completo de hidrógeno solar en Querétaro.

El potencial de hidrógeno derivado de energía eólica replica la distribución heterogénea del recurso primario. Solo un número limitado de municipios cuenta con condiciones adecuadas para producción significativa. Huimilpan lidera con 6.11 kTon/año a partir de 330.81 GWh anuales, seguido por Amealco de Bonfil con 4.40 kTon/año y Pedro Escobedo con 3.26 kTon/año. La producción agregada de los siete municipios con disponibilidad eólica supera las 19,000 toneladas anuales. Los costos nivelados mediante electrólisis alcalina varían entre 43.54 y 47.27 USD/kg, con Amealco de Bonfil presentando el costo más bajo. Para tecnología PEM, los valores oscilan entre 54.2 y 58.85 USD/kg. Estos costos representan el doble o triple de los obtenidos mediante energía solar, reflejando tanto el alto costo de la electricidad procedente del viento como la disponibilidad limitada del recurso.

### **Implicaciones Estratégicas**

El análisis comparativo revela que la producción de hidrógeno verde en Querétaro está claramente dominada por la energía solar, tanto en volumen potencial como en competitividad económica. La ruta solar presenta ventajas económicas y de disponibilidad territorial determinantes frente a la alternativa eólica. Los costos nivelados obtenidos, aunque superiores a los estándares internacionales, reflejan de manera realista el contexto mexicano actual caracterizado por costos financieros elevados, ausencia de políticas de incentivos específicos para hidrógeno verde e infraestructura incipiente.

El análisis de sensibilidad demuestra que los costos de importación de electrolizadores constituyen el factor crítico para la viabilidad del hidrógeno verde, representando entre 72 % y 81 % de la sensibilidad del costo nivelado según tecnología y régimen operativo. Esta dominancia tiene implicaciones fundamentales para la política industrial y energética, señalando el desarrollo de capacidades locales de manufactura como prioridad absoluta para reducir costos y acelerar la penetración del hidrógeno verde.



Figura 7.1: Acueducto de la Ciudad de Querétaro

## 7.1 RECOMENDACIONES

### 7.1.1. Priorización del Recurso Solar sobre el Eólico

Los resultados demuestran que el recurso solar presenta condiciones técnicas y económicas sustancialmente superiores al eólico en Querétaro. El potencial técnico solar alcanza valores de hasta 244.02 GWh/km<sup>2</sup> año con costos nivelados de energía entre 0.10 y 0.14 USD/kWh, mientras que el potencial eólico es limitado (máximo 4.79 GWh/km<sup>2</sup> año) con costos de 154-181 USD/MWh. Se recomienda enfocar recursos y esfuerzos de planificación energética en el desarrollo solar fotovoltaico como vector principal de transición energética.

#### Zonas Prioritarias para Proyectos Solares Centralizados

Los municipios de Cadereyta de Montes (127.93 TWh/año), Colón (82.45 TWh/año) y Tolimán (67.35 TWh/año) concentran el mayor potencial técnico solar del estado. Estas zonas deben considerarse prioritarias para desarrollos de gran escala. Se recomienda realizar estudios de prefactibilidad detallados en estas regiones, incluyendo caracterización específica de sitios, evaluación de puntos de interconexión eléctrica disponibles, y análisis de disponibilidad de terrenos.

#### Exploración de Potencial Microeólico Urbano

Se recomienda evaluar la viabilidad de aerogeneradores a escala micro en edificaciones urbanas donde se concentran las mejores condiciones de viento pero están excluidas para parques comerciales. El estudio debe incluir caracterización del recurso en alturas de techos, análisis estructural y económico por sector, adecuaciones normativas y un programa piloto demostrativo.

#### Investigación en Tecnologías de Bajo Viento

Se debe investigar aerogeneradores con velocidades de arranque inferiores a 4.5 m/s para ampliar las zonas aprovechables del estado. Esta línea tecnológica permitiría incorporar áreas actualmente excluidas por recurso



marginal, incrementando significativamente el potencial geográfico disponible para cosecha de energía eólica en Querétaro.

### **Integración Híbrida Solar-Eólica**

La microeólica debe integrarse con sistemas solares fotovoltaicos en esquemas de generación distribuida que optimicen perfiles temporales y reduzcan almacenamiento. Esta diversificación aprovecha el recurso eólico urbano complementando el potencial solar del estado, requiriendo coordinación entre autoridades energéticas, de desarrollo urbano y organismos de investigación

### **Desarrollo de Generación Distribuida en Zonas Urbanas**

Las cinco principales zonas urbanas (Santiago de Querétaro, Juriquilla, San Juan del Río, Tequisquiapan y Colón) presentan potencial técnico descentralizado significativo con costos nivelados entre 0.114 y 0.131 USD/kWh. Se recomienda priorizar el desarrollo de sistemas fotovoltaicos en techos de edificaciones existentes, particularmente en sectores comercial e industrial con alta demanda diurna que coincide con generación solar.

### **Tecnología de Electrólisis para Hidrógeno Verde**

Los resultados indican que la electrólisis alcalina presenta ventajas económicas de 10-12 USD/kg sobre tecnología PEM en todos los escenarios analizados. Para proyectos iniciales de hidrógeno verde, se recomienda tecnología alcalina como opción más viable económicamente. La tecnología PEM debe reservarse para aplicaciones que requieran específicamente sus ventajas técnicas (respuesta dinámica rápida, operación intermitente).

### **Ubicación Óptima para Producción de Hidrógeno Solar**

Amealco de Bonfil presenta la combinación más favorable de: costo nivelado de hidrógeno más bajo (16.41 USD/kg con electrólisis alcalina), capacidad productiva superior a 1,000 kTon/año, y requerimientos hídricos mínimos (1.42% de agua pluvial). Se recomienda considerar este municipio para proyectos piloto o demostrativos de producción de hidrógeno verde solar.

### **Limitaciones del Recurso Eólico**

El análisis confirma que únicamente siete municipios (Huimilpan, Amealco de Bonfil, Pedro Escobedo, San Juan del Río, Corregidora, El Marqués y Querétaro) presentan recurso eólico aprovechable, concentrado en menos del 5% de la superficie estatal. Los costos nivelados de hidrógeno eólico (43.54-47.27 USD/kg alcalino, 54.2-58.85 USD/kg PEM) son el doble que los solares. No se recomienda priorizar inversiones en generación eólica excepto en aplicaciones muy específicas donde pueda complementar generación solar.

### **Viabilidad Hídrica de Producción de Hidrógeno**

Los requerimientos de agua pluvial para producción de hidrógeno son moderados en todos los municipios analizados, variando entre 0.02% (Arroyo Seco) y 5.58% (Tolimán con eficiencia 65%). Se confirma que la disponibilidad hídrica no constituye restricción técnica para desarrollo del potencial de hidrógeno verde. Se recomienda implementar sistemas de captación pluvial como fuente primaria de agua para electrólisis, especialmente en municipios con requerimientos inferiores al 3%.

### **Sensibilidad a Costos de Importación**

El análisis de sensibilidad revela que los costos de importación de electrolizadores representan 72-81% de la variabilidad del costo nivelado de hidrógeno. El incremento de CAPEX de electrolizadores de 1,700 a 2,200



USD/kW (considerando importación y transportación) eleva el LCOH en aproximadamente 3.3 USD/kg para tecnología alcalina. Esta sensibilidad crítica debe considerarse en evaluaciones económicas de proyectos.

### **Infraestructura Eléctrica Requerida**

Los municipios de mayor potencial solar (Cadereyta, Colón, Tolimán) requieren refuerzo de infraestructura de transmisión para evacuar generación proyectada. Se recomienda coordinación con CFE para identificar capacidad disponible en subestaciones existentes y planificar ampliaciones necesarias antes de autorizar proyectos de gran escala.

### **Monitoreo y Caracterización de Recursos**

El estudio se basó en 1,629 estaciones meteorológicas, pero la densidad espacial de medición resulta insuficiente en regiones montañosas. Se recomienda instalar estaciones adicionales en zonas de alto potencial identificadas (Cadereyta, Colón, Tolimán, Amealco) para refinar caracterización de recursos, reducir incertidumbre en estimaciones de generación, y validar resultados de interpolación espacial.

## **7.1.2. Recomendaciones de Política Pública**

### **Ordenamiento Territorial Energético**

Se recomienda elaborar un Plan de Ordenamiento Territorial Energético que delimite formalmente zonas prioritarias, aptas y restringidas para desarrollo de proyectos renovables basándose en los resultados del presente estudio. Este plan debe integrar consideraciones de potencial técnico, restricciones ambientales, disponibilidad de infraestructura eléctrica, y usos de suelo existentes.

### **Simplificación Administrativa**

Los tiempos actuales de tramitación de permisos (hasta de 18-24 meses) constituyen barrera significativa para desarrollo de proyectos. Se recomienda evaluar la viabilidad de crear una ventanilla de trámites para proyectos de energías renovables que coordine permisos de uso de suelo, construcción, impacto ambiental y conexión eléctrica, con objetivo de reducir tiempos sin comprometer evaluaciones técnicas y ambientales necesarias.

### **Información Pública de Recursos**

Se recomienda publicar la información generada en este estudio (mapas de potencial técnico, costos nivelados, caracterización de recursos) en formato digital accesible para desarrolladores, investigadores y público general. Esta transparencia reduce costos de prospección inicial y facilita identificación de ubicaciones óptimas para proyectos.

### **Capacitación Técnica Especializada**

El desarrollo del sector renovable requiere personal técnico calificado para diseño, instalación, operación y mantenimiento de sistemas. Se recomienda evaluar la conveniencia de establecer programas de capacitación técnica en instituciones educativas existentes, enfocados en: instalación de sistemas fotovoltaicos, operación de plantas solares, y sistemas de producción de hidrógeno verde.

### **Actualización Periódica del Inventario**

Los recursos renovables y tecnologías evolucionan continuamente. Se recomienda actualizar el inventario de potencial técnico y económico cada 3-5 años incorporando: nuevas mediciones meteorológicas, avances tecnológicos en eficiencia de equipos, cambios en costos de tecnologías, y nuevas restricciones o habilitaciones territoriales.



### Coordinación Intermunicipal

Los municipios con mayor potencial (Cadereyta, Colón, Tolimán) comparten características similares y pueden beneficiarse de coordinación en: armonización de reglamentos de construcción, planificación de infraestructura eléctrica compartida, y gestión conjunta de recursos hídricos para proyectos de hidrógeno. Se recomienda evaluar mecanismos de coordinación intermunicipal para optimizar desarrollo regional.

### Monitoreo de Desempeño

Se recomienda establecer sistema de registro y monitoreo de proyectos renovables implementados que documente: capacidad instalada, generación efectiva, costos de inversión reales, y desempeño operativo. Esta información permite validar estimaciones del presente estudio, identificar desviaciones, y ajustar proyecciones futuras.

### 7.1.3. Limitaciones del Estudio y Necesidades de Investigación Adicional

#### Evaluación de Impactos Ambientales

El estudio cuantifica potencial técnico y económico pero no evalúa exhaustivamente impactos ambientales potenciales de desarrollo masivo de infraestructura solar. Se recomienda realizar evaluaciones ambientales estratégicas que analicen: impactos en biodiversidad, uso de suelo, recursos hídricos, y paisaje, particularmente en zonas de alto potencial.

#### Análisis de Integración a Red

El estudio evalúa potencial de generación pero no analiza en detalle capacidad de la red eléctrica existente para integrar volúmenes significativos de generación intermitente. Se recomienda realizar estudios de integración a red que evalúen: capacidad de transformación disponible en subestaciones, límites de transmisión en líneas existentes, estabilidad de voltaje y frecuencia, y necesidades de almacenamiento energético.

#### Mercados de Hidrógeno

El estudio cuantifica costos de producción de hidrógeno pero no caracteriza exhaustivamente mercados potenciales y demanda efectiva. Se recomienda realizar estudio complementario de mercado que identifique: consumidores industriales actuales de hidrógeno gris susceptibles de sustitución, potencial de demanda en movilidad (transporte pesado, autobuses), y viabilidad de exportación a otras regiones.

## 7.2 CRÉDITOS

Este estudio fue financiado por la Secretaría de Investigación y Posgrado del Instituto Politécnico Nacional a través de los siguientes proyectos de investigación:

- Proyecto extraordinario de la Red de Expertos en Innovación Automotriz “Potencial de Energías Renovables e Hidrógeno Verde en Querétaro”
- **20211649** “Potencial del Hidrógeno Solar y Eólico en México y su Impacto en la Transportación Eléctrica”
- **20221372** “Encontrando patrones en datos de viento y su relación con la orografía y el clima para simplificar la estimación de la posible penetración de la energía eólica en la transportación
- **20232798** y **20241096** Proyecto de Innovación para estudiantes a cargo de Valeria Juárez Casildo.



Las editoras agradecen a CONAGUA, en particular a la Gerencia de Aguas Superficiales e Ingeniería de Ríos, Subdirección General Técnica por la base de datos climatológicos proporcionados que hicieron posible este estudio. Gratis los recibimos, el conocimiento que aportaron también se brinda de la misma manera.

Las editoras agradecen de manera especial a la M. Rosa Etna Cervantes Camacho, al M. Eduardo Porras Calderón de la CONAGUA, así como al Fis. Carlos A. Cervantes Ortiz de la Organización Meteorológica Mundial, por su valiosísimo apoyo, sin el cual no hubiera sido posible este estudio.

### 7.3 DECLARACIÓN DE CONFLICTO DE INTERESES

Las editoras declaran que no tienen intereses financieros en competencia ni relaciones personales o políticas que puedan haber influido en el trabajo presentado en este estudio.

### 7.4 ¿CÓMO CITAR ESTE INFORME?

Juárez Casildo, V., Cervantes, I., Red de Expertos en Innovación Automotriz. (2025). Potencial de Energías Renovables e H<sub>2</sub> Verde en Querétaro: Una alternativa frente al crecimiento de la demanda de suministro eléctrico estatal. LANCEI : Laboratorio Nacional CONAHCYT En Electromovilidad Inteligente, 4(1). Recuperado a partir de <https://cv.cicataqro.ipn.mx/dsm/index.php/biocq/article/view/97>







## Bibliografía

- [1] Marcus J. Adams et al. "Review on onshore and offshore large-scale seasonal hydrogen storage for electricity generation: Focusing on improving compression, storage, and roundtrip efficiency". En: *International Journal of Hydrogen Energy* 73 (2024), págs. 95-111. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.05.421>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319924021311>.
- [2] Soufiane Bahou. "Techno-economic analysis of green hydrogen production from onshore wind for Morocco". En: *International Journal of Hydrogen Energy* 129 (2025), págs. 51-59. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.04.281>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319925019615>.
- [3] Rebecca R. Beswick, Alexandra M. Oliveira y Yushan Yan. "Does the Green Hydrogen Economy Have a Water Problem?" En: *ACS Energy Letters* 6.9 (2021), págs. 3167-3169. DOI: 10.1021/acsenerylett.1c01375.
- [4] Sofia G. Simoes and Justina Catarino and Ana Picado and Tiago F. Lopes and Santino di Berardino and Filipa Amorim and Francisco Gírio and C.M. Rangel and Teresa Ponce de Leão. "Water availability and water usage solutions for electrolysis in hydrogen production". En: *Journal of Cleaner Production* 315 (2021), pág. 128124. ISSN: 0959-6526. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.128124>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652621023428>.
- [5] Carlos A. Cervantes-Ortiz, Ilse Cervantes y Rosa E. Cervantes-Camacho. "The effect of parameters and irradiance estimation techniques on PV potential quantification: The case of Mexico". En: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 45 (2021), pág. 101131. ISSN: 2213-1388. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101131>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138821001417>.
- [6] Xin Chen et al. "Improving the accuracy of wind speed spatial interpolation: A pre-processing algorithm for wind speed dynamic time warping interpolation". En: *Energy* 295 (2024), pág. 130876. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130876>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544224006480>.
- [7] Neil N. Davis et al. "The Global Wind Atlas: A High-Resolution Dataset of Climatologies and Associated Web-Based Application". En: *Bulletin of the American Meteorological Society* 104.8 (2023), E1507-E1525. DOI: <https://doi.org/10.1175/BAMS-D-21-0075.1>. URL: <https://journals.ametsoc.org/view/journals/bams/104/8/BAMS-D-21-0075.1.xml>.
- [8] Luiz Filipe de Assis Tavares et al. "Assessment of the offshore wind technical potential for the Brazilian Southeast and South regions". En: *Energy* 196 (2020), pág. 117097. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117097>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544220302048>.
- [9] Dmitry Duplyakin et al. *Bias Characterization, Vertical Interpolation, and Horizontal Interpolation for Distributed Wind Siting Using Mesoscale Wind Resource Estimates*. Inf. téc. NREL, 2021.



- [10] Vincenzo Franzitta et al. "Hydrogen Production from Sea Wave for Alternative Energy Vehicles for Public Transport in Trapani (Italy)". En: *Energies* 9.10 (2016). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en9100850. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/9/10/850>.
- [11] Daniele Groppi et al. "A GIS-based model to assess buildings energy consumption and usable solar energy potential in urban areas". En: *Sustainable Cities and Society* 40 (2018), págs. 546-558. ISSN: 2210-6707. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.05.005>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210670718301902>.
- [12] Giovanni Gualtieri. "Reliability of ERA5 Reanalysis Data for Wind Resource Assessment: A Comparison against Tall Towers". En: *Energies* 14.14 (2021). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en14144169. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/14/4169>.
- [13] Andrea Hahmann, Alfredo Peña Diaz y Jens Carsten Hansen. *WRF Mesoscale Pre-Run for the Wind Atlas of Mexico*. Inf. téc. 2016. URL: <https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal>.
- [14] Quetzalcoatl Hernandez-Escobedo et al. "Is the wind a periodical phenomenon? The case of Mexico". En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15.1 (2011), págs. 721-728. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.023>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110003102>.
- [15] Q. Hernández-Escobedo, F. Manzano-Agugliaro y A. Zapata-Sierra. "The wind power of Mexico". En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14.9 (2010), págs. 2830-2840. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.019>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110001991>.
- [16] IEA. *The future of hydrogen*. Inf. téc. International Energy Agency, 2019. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.
- [17] INEGI. *Uso de suelo y vegetacion*. Inf. téc. 2018. URL: <https://www.inegi.org.mx/temas/usosuelo/>.
- [18] International Energy Agency (IEA). *Electrolysers*. <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers>. Página del Energy System, sección Low-Emissions Fuels, International Energy Agency. 2025. (Visitado 21-08-2025).
- [19] Dongbum Kang, Kyungnam Ko y Jongchul Huh. "Comparative Study of Different Methods for Estimating Weibull Parameters: A Case Study on Jeju Island, South Korea". En: *Energies* 11.2 (2018). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en11020356. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/2/356>.
- [20] Merve Keskin et al. "Comparing Spatial Interpolation Methods for Mapping Meteorological Data in Turkey". En: *Energy Systems and Management*. Ed. por Ali Nezihi Bilge, Ayhan Özgür Toy y Mehmet Erdem Günay. Cham: Springer International Publishing, 2015, págs. 33-42. ISBN: 978-3-319-16024-5.
- [21] M. A. Khan et al. "Seawater electrolysis for hydrogen production: a solution looking for a problem?" En: *Energy Environ. Sci.* 14 (9 2021), págs. 4831-4839. DOI: 10.1039/D1EE00870F. URL: <http://dx.doi.org/10.1039/D1EE00870F>.
- [22] Birol Kılıks y Siir Kılıks. "Hydrogen Economy Model for Nearly Net-Zero Cities with Exergy Rationale and Energy-Water Nexus". En: *Energies* 11.5 (2018). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en11051226. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/5/1226>.
- [23] Vanesa Magar et al. "Wind Energy and the Energy Transition: Challenges and Opportunities for Mexico". En: *Sustainability* 15.6 (2023). ISSN: 2071-1050. DOI: 10.3390/su15065496. URL: <https://www.mdpi.com/2071-1050/15/6/5496>.
- [24] Dimitrios Mentis et al. "Assessing the technical wind energy potential in Africa a GIS-based approach". En: *Renewable Energy* 83 (2015), págs. 110-125. ISSN: 0960-1481. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.072>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115002633>.



- [25] Djilali Messaoudi et al. "GIS based multi-criteria decision making for solar hydrogen production sites selection in Algeria". En: *International Journal of Hydrogen Energy* 44.60 (2019), págs. 31808-31831. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.10.099>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031991933887X>.
- [26] M. Minutillo et al. "Analyzing the levelized cost of hydrogen in refueling stations with on-site hydrogen production via water electrolysis in the Italian scenario". En: *International Journal of Hydrogen Energy* 46.26 (2021). European Fuel Cell Conference and Exhibition 2019, págs. 13667-13677. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.110>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920343160>.
- [27] C.F. Morales-Ruvalcaba et al. "Estimating wind speed and capacity factors in Mexico using reanalysis data". En: *Energy for Sustainable Development* 58 (2020), págs. 158-166. ISSN: 0973-0826. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.08.006>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082620302878>.
- [28] Ali Mostafaeipour, Hossein Rezayat y Mostafa Rezaei. "A thorough investigation of solar-powered hydrogen potential and accurate location planning for big cities: A case study". En: *International Journal of Hydrogen Energy* 45.56 (2020), págs. 31599-31611. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.211>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920332389>.
- [29] Omid Nematollahi et al. "A techno-economical assessment of solar/wind resources and hydrogen production: A case study with GIS maps". En: *Energy* 175 (2019), págs. 914-930. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.125>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544219305419>.
- [30] Office of Energy efficiency and Renewable energy. *Hydrogen Production*. URL: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production>.
- [31] F. Posso et al. "Preliminary estimation of electrolytic hydrogen production potential from renewable energies in Ecuador". En: *International Journal of Hydrogen Energy* 41.4 (2016), págs. 2326-2344. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.11.155>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319915310624>.
- [32] Secretaría de Energía (SENER). *Informe pormenorizado 2023: desempeño y tendencias de la industria eléctrica nacional*. Primera edición. Derechos Reservados. Insurgentes Sur 890, Col. Del Valle, C.P. 03100, Ciudad de México. Ciudad de México, México: Secretaría de Energía, 2024. URL: <https://www.gob.mx/sener>.
- [33] SENER. *Atlas Nacional de Zonas con alto potencial de energías limpias*. Inf. téc. 2023. URL: <https://www.gob.mx/sener/articulos/atlas-nacional-de-zonas-con-alto-potencial-de-energias-limpas>.
- [34] "Chapter 13 - Hydrogen storage". En: *Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications*. Ed. por Tom Smolinka y Jurgen Garche. Elsevier, 2022, págs. 455-486. ISBN: 978-0-12-819424-9. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819424-9.00006-9>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128194249000069>.
- [35] Samir Touili et al. "A technical and economical assessment of hydrogen production potential from solar energy in Morocco". En: *International Journal of Hydrogen Energy* 43.51 (2018), págs. 22777-22796. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.10.136>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319918333639>.
- [36] Samuel Van Ackere et al. "Wind Resource Mapping Using Landscape Roughness and Spatial Interpolation Methods". En: *Energies* 8.8 (2015), págs. 8682-8703. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en8088682. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/8/8/8682>.



- [37] World Meteorological Organization. *Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation (2014 edition updated in 2017)*. Geneva: WMO, 2017.
- [38] Ming Zhang et al. "Cost analysis of onshore wind power in China based on learning curve". En: *Energy* 291 (2024), pág. 130459. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130459>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544224002305>.