

Evaluación del Potencial Solar y Eólico Para la Producción de Hidrógeno Verde
Mediante un Sistema Power to X en Santander

Christian David García Pérez

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero Mecánico

Director

Pablo Andrés Silva Ortiz

Doctor en Ciencias, Programa de Ingeniería Mecánica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Mecánica

Bucaramanga

2026

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL SOLAR Y EÓLICO PARA PTX EN SANTANDER

Dedicatoria

Primordialmente a mis padres Olga Pérez y Gabriel García, por formarme como persona, ser mi principal ejemplo de esfuerzo, por brindarme tanto amor y por hacer posible que hoy logre este sueño.

A mis hermanos Andrés García, Juan García y José García, por enseñarme tanto y ser mi motor de vida.

A mi sobrina Violeta, porque con su sonrisa me alegra la vida.

A Julian Gelvez, porque más que mi amigo se convirtió en mi hermano.

A Rambo y Rocky, por el amor incondicional que me ofrecieron aún sin decir una sola palabra.

A mis amigos, por estar a mi lado y brindarme su apoyo constantemente.

Y a todas esas personas que fueron importantes en este camino y dejaron una huella en mi vida, siempre las recordaré.

A todos ellos, gracias por tanto y perdón por tan poco...

Christian García

Agradecimientos

Agradezco a mi director de tesis, el profesor Pablo Andrés Silva Ortiz, por su orientación, paciencia, disposición y valiosos conocimientos, los cuales fueron fundamentales para el desarrollo de este proyecto.

Al Semillero de Energías Renovables y Descarbonización, por brindarme un espacio de aprendizaje y crecimiento académico, fortaleciendo mi interés por el desarrollo de soluciones energéticas sostenibles.

También agradezco a la Universidad Industrial de Santander, la Escuela de Ingeniería Mecánica y a cada uno de sus profesores por hacer parte de mi formación como profesional y brindarme las herramientas necesarias para afrontar los retos de la ingeniería.

Tabla de Contenido

Introducción	12
Planteamiento del Problema	12
Justificación	13
1. Objetivos.....	15
1.1 Objetivo General.....	15
1.2 Objetivos Específicos.....	15
2. Fundamentos y Consideraciones Técnicas	16
2.1 Marco Referencial.....	16
2.1.1 La energía y transición energética	16
2.1.2 Hidrógeno verde como vector energético	17
2.1.3 Tecnologías de electrólisis.....	18
2.1.3.1 Electrólisis alcalina	18
2.1.3.2 Electrólisis PEM (Proton Exchange Membrane).....	18
2.1.3.3 Comparación de tecnologías	19
2.1.4 Hubs del hidrógeno	20
2.1.4.1 Concepto de hubs.....	20
2.1.4.2 Hubs propuestos en Colombia	20
2.2 Caracterización de la zona de estudio	20
2.2.1 Descripción geográfica de Santander.....	20
2.2.2 Potencial Renovable en Santander.....	22
2.2.3 Infraestructura energética disponible	22
2.2.4 Recursos hídricos disponibles.....	23

3. Metodología	24
3.1 Consideraciones	24
3.2 Fase 1	26
3.2.1 Recopilación de datos	26
3.2.2 Recurso eólico.....	26
3.2.3. Recurso solar.....	28
3.3 Fase 2	30
3.3.1 Producción de hidrógeno	30
3.4 Fase 3	31
3.4.1 Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno verde	31
3.4.1.1 Almacenamiento físico	31
3.4.1.1.1 Almacenamiento comprimido.....	31
3.4.1.1.2 Almacenamiento criogénico.	32
3.4.1.2 Almacenamiento basado en materiales	32
3.4.1.2.1 Hidruros metálicos.	32
3.4.1.2.2 Materiales adsorbentes (MOFs y carbones activados).....	32
3.4.1.3 Almacenamiento químico	33
3.4.1.3.1 Portadores orgánicos líquidos de hidrógeno (LOHCs).....	33
3.4.1.3.2 Amoníaco (NH ₃) como portador de hidrógeno:	33
3.4.1.3.3 Combustibles sintéticos y alcoholes:	33
3.5 Fase 4	34
3.5.1 Análisis tecno económico del sistema	34
3.6 Validación de la metodología	36

3.6.1 Triangulación de fuentes de datos.....	36
3.6.2 Verificación de consistencia con casos de referencia	36
3.6.3 Validación empírica con datos de la estación meteorológica de la UIS	37
3.6.4 Limitaciones de la validación	38
4 Resultados	39
4.1 Potencial renovable en el departamento de Santander.....	39
4.1.1 Recurso eólico.....	39
4.1.2 Recurso solar.....	41
4.2 Resultados de producción energética.....	44
4.2.1 Energía anual eólica.....	44
4.2.2 Energía anual solar.....	46
4.3 Resultados de producción de hidrógeno	47
4.4 Análisis de tecnologías de almacenamiento y aplicaciones potenciales del hidrógeno verde en Santander.....	49
4.4.1 Comparación de tecnologías de almacenamiento	49
4.4.2 Aplicaciones potenciales del hidrógeno verde en Santander	50
4.5 Resultados del análisis tecnoeconómico	51
5 Conclusiones y Recomendaciones	59
Referencias Bibliográficas	63
Apéndices	66

Lista de Tablas

Tabla 1 Comparación electrólisis alcalina y electrólisis PEM	19
Tabla 2 Listado de provincias de Santander.....	21
Tabla 3 Comparación de la irradiancia global media diaria.....	38
Tabla 4 Velocidad del viento promedio por provincia.....	39
Tabla 5 Velocidad del viento en municipios seleccionados	40
Tabla 6 Irradiancia global promedio por provincia	42
Tabla 7 Irradiancia global en municipios seleccionados.....	43
Tabla 8 Producción eólica.....	45
Tabla 9 Producción solar.....	46
Tabla 10 Producción anual de hidrógeno por municipio.....	48
Tabla 11 Comparación de tecnologías de almacenamiento de hidrógeno aplicables a Santander.	49
Tabla 12 Tecnología de almacenamiento recomendada y aplicaciones potenciales por escenarios seleccionados	50
Tabla 13 Estimación del CAPEX por método de factores para cada escenario [USD].....	57
Tabla 14 Comparación de configuraciones de aerogenerador para el escenario eólico.....	57
Tabla 15 Listado completo de municipios caracterizados con irradiancia global y velocidad del viento.....	66
Tabla 16 Análisis económico de San José de Miranda.....	70
Tabla 17 Análisis económico de Suratá.....	71
Tabla 18 Análisis económico de Cerrito.....	72
Tabla 19 Análisis económico de Barrancabermeja.....	73

Lista de Figuras

Figura 1 PEN 2020-2050.....	17
Figura 2 Esquema Power to X.....	18
Figura 3 Mapa de Santander.....	21
Figura 4 Metodología para la evaluación del potencial de producción de hidrógeno verde en el departamento de Santander.....	24
Figura 5 Curva de potencia de la turbina eólica ErgoWind EW50.....	28
Figura 6 Componentes de la radiación solar.....	29
Figura 7 Participación de cada provincia en la velocidad del viento en Santander.....	40
Figura 8 Participación de cada provincia en la irradiancia global en Santander.....	42
Figura 9 CAPEX por escenario.....	53
Figura 10 OPEX por escenario.....	54
Figura 11 LCOH por escenario.....	55

Lista de Apéndices

Apéndice A. Listado completo de municipios caracterizados	66
Apéndice B Análisis económico de cada municipio.....	70

Resumen

Título: Evaluación del Potencial Solar y Eólico Para la Producción de Hidrógeno Verde Mediante un Sistema Power to X en Santander *

Autor: Christian David García Pérez **

Palabras clave: Hidrógeno verde, Power to X, energía solar, energía eólica, electrólisis, transición energética

Descripción: En el presente proyecto se evaluó el potencial solar y eólico del departamento de Santander para la producción de hidrógeno verde mediante sistemas Power-to-X (PtX), con el fin de analizar su viabilidad técnica y económica como alternativa para la transición energética. La metodología fue desarrollada en cuatro fases: caracterización de los recursos renovables (solar y eólico) utilizando información de ESMAP y la UPME, estimación de la producción de hidrógeno mediante un modelo de electrólisis, análisis de tecnologías de almacenamiento y evaluación técnico-económica para tres configuraciones (solar, eólica e híbrida), mediante el CAPEX, OPEX y el costo nivelado del hidrógeno (LCOH), considerando una vida útil de 20 años, una tasa de descuento del 10% y la estimación de costos de capital por el método de factores. Los resultados mostraron que Santander posee un alto potencial renovable: Los Santos presentó el mayor potencial solar, mientras que Suratá destacó por su recurso eólico. El escenario eólico de Suratá obtuvo el menor LCOH, con $9 \frac{USD}{Kg}$, sin embargo, ningún escenario alcanzó el rango competitivo internacional de $3 \text{ a } 6 \frac{USD}{Kg}$, por lo que la producción de hidrógeno verde aún no resulta plenamente competitiva bajo las condiciones evaluadas. Para el sistema eólico se compararon dos configuraciones, dos aerogeneradores de 50kW y veinte de 5kW. Se concluyó que Santander cuenta con condiciones favorables para el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno verde mediante sistemas Power-to-X, cuya competitividad dependerá de reducciones en los costos de capital.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: Pablo Andres Silva Ortiz. PhD, Ingeniería Mecánica

Abstract

Title: Evaluation of Solar and Wind Energy Potential in Santander for Green Hydrogen Production through Power-to-X Systems *

Author: Christian David García Pérez **

Key words: Green hydrogen, Power to X, solar energy, wind energy, electrolysis, energy transition

Description: This study evaluated the solar and wind energy potential of the Santander department for green hydrogen production through Power-to-X (PtX) systems, assessing its technical and economic feasibility as an alternative for the energy transition. The methodology included four stages: renewable resource assessment using ESMAP and UPME data, estimation of hydrogen production through an electrolysis model, analysis of hydrogen storage technologies, and a techno-economic evaluation of solar, wind, and hybrid configurations based on CAPEX, OPEX, and the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH), considering a useful life of 20 years, a discount rate of 10%, and a capital cost estimation through the factors method. The results showed that Santander has significant renewable energy potential: Los Santos exhibited the highest solar potential, while Surata presented the best wind resource. The wind configuration in Surata achieved the lowest LCOH, at $9 \frac{USD}{Kg}$, however, no scenario reached the competitive international range of 3 to $6 \frac{USD}{Kg}$, meaning that green hydrogen production is not yet fully competitive under evaluated conditions. For the wind system, two configurations were compared: two 50 kW wind turbines and twenty 5 kW turbines. The study concludes that Santander has favorable conditions for the development of green hydrogen production projects through Power-to-X systems, whose competitiveness will depend on reductions in capital costs.

* Degree Work

** Faculty of Physicomechanical Engineering. School of Mechanical Engineering. Director: Pablo Andres Silva Ortiz. PhD, Mechanical Engineering.

Introducción

Planteamiento del Problema

En Colombia, las centrales hidroeléctricas son la principal fuente de generación de electricidad. El principal recurso para la hidroelectricidad es el flujo de agua, el cual depende de la precipitación/disponibilidad del agua (Hamududu & Killingtveit, 2012), esto hace que este tipo de sistemas sea vulnerable a fenómenos climáticos como El Niño, aumentando la búsqueda de fuentes alternativas/sistemas de almacenamiento de energía.

A nivel regional, Santander posee un alto potencial renovable, especialmente en energía solar y eólica. El departamento tiene un promedio anual de radiación solar entre 4.5 y 5.0 kWh/m², lo que hace que la región sea un entorno favorable para la implementación de sistemas fotovoltaicos (IDEAM & UPME, 2017).

En general, Colombia posee un alto potencial renovable de energías no convencionales, pero a pesar de esto, la inversión y la implementación de proyectos han enfrentado desafíos regulatorios y económicos en la última década (Reyes et al. 2023). El mayor desafío en el uso de dichos sistemas es la irregularidad de generación/intermitencia, ya que, todas las energías renovables dependen de condiciones climáticas, lo cual dificulta su estabilidad. Esto obliga al uso de tecnologías de almacenamiento, las cuales permitan la producción y el consumo de energía de manera eficiente. Para esto se desarrolla el sistema Power to X (PtX) como una solución para convertir el sobrante de energía eléctrica en sustancias que puedan ser almacenadas de forma segura, además también es clave para afrontar los problemas de descarbonización (Erdem, 2020).

Los sistemas PtX son tecnologías que permiten transformar el exceso de energía en diferentes formas de energía renovables, como hidrógeno, metanol y amoníaco, para su almacenamiento y uso en otros sectores (ValedSaravi, 2025). Su principio básico de

funcionamiento es la electrólisis. Según el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de España (MITERD) la electrólisis es la división de los átomos de una molécula de agua en hidrógeno y oxígeno mediante el uso de electricidad. Según Muñoz et al. (2022) el uso de hidrógeno verde presenta varias ventajas. Este vector de energía se puede almacenar durante periodos largos de tiempo y posee pocas pérdidas al momento de generar electricidad, además, no produce dióxido de carbono. De esta manera, el hidrógeno verde se puede emplear en diversas aplicaciones como: la descarbonización mediante el uso en vehículos de celdas de combustible; en la producción de amoníaco, metanol o en procesos de tratamiento en refinerías; se puede transformar en energía eléctrica mediante el uso de celdas de combustible, entre otros.

Por lo tanto, la pregunta de investigación en este proyecto está asociada en la determinación del potencial renovable de Santander para producir hidrógeno verde mediante sistemas de Power to X y establecer que factores influyen en su viabilidad técnica y económica.

Justificación

Hasta 2019 se habían identificado 192 sistemas Power to X en 32 países diferentes, siendo Alemania su principal promotor con 50 proyectos (Chehade et al. 2019). Estos sistemas han demostrado ser viables para el almacenamiento de energía, la descarbonización de la industria y la estabilidad de sistemas eléctricos. Además, el Plan Nacional de Desarrollo de Colombia apoya el uso de fuente no convencionales de energías renovables, “*Se busca la diversificación energética a partir de la promoción del hidrógeno, el aprovechamiento energético de la biomasa, la geotermia, la energía mareomotriz, eólica y solar*”, hecho que motiva a la exploración de esta tecnología en el país.

La producción de hidrógeno verde en Santander podría presentar una gran oportunidad para mejorar la seguridad energética en el departamento. El desarrollo del sistema Power to X en Santander permitiría aprovechar el potencial renovable en el departamento lo cual reduciría las emisiones de carbono y optimizaría la estabilidad de las energías renovables. Sin embargo, antes de implementar este sistema, es importante evaluar la viabilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde en la región.

Por lo tanto, este trabajo de investigación busca evaluar el potencial renovable (solar y eólico) en Santander, además de analizar la producción de hidrógeno verde a partir de fuentes renovables no convencionales. Los resultados obtenidos en este trabajo podrían servir como base para futuras estrategias de descarbonización en el departamento y contribuir a la hoja de ruta de la transición energética del país.

Para poder determinar el potencial renovable del departamento se recolectarán los datos ofrecidos por instituciones públicas (IDEAM y UPME) y privadas (H2LAC y ECOPETROL), los cuales serán utilizados para estimar la potencia generada por parte de la energía solar y la energía eólica. Con estos datos se utilizará un modelo de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar el potencial solar y eólico y viabilidad de producción de hidrógeno verde mediante sistemas Power to X en el departamento de Santander.

1.2 Objetivos Específicos

Identificar la capacidad solar y eólica de las zonas con mayor producción de energía renovable no convencional basados en las condiciones meteorológicas de Santander.

Determinar el potencial de producción de hidrógeno verde en la región con base en los datos públicos/bases de inventarios de instituciones públicas y privadas nacionales.

Evaluar la viabilidad técnico-económica del proceso global mediante indicadores de desempeño en base termodinámica considerando configuraciones para la producción de hidrógeno verde y el análisis de sensibilidad de tecnologías de almacenamiento.

2. Fundamentos y Consideraciones Técnicas

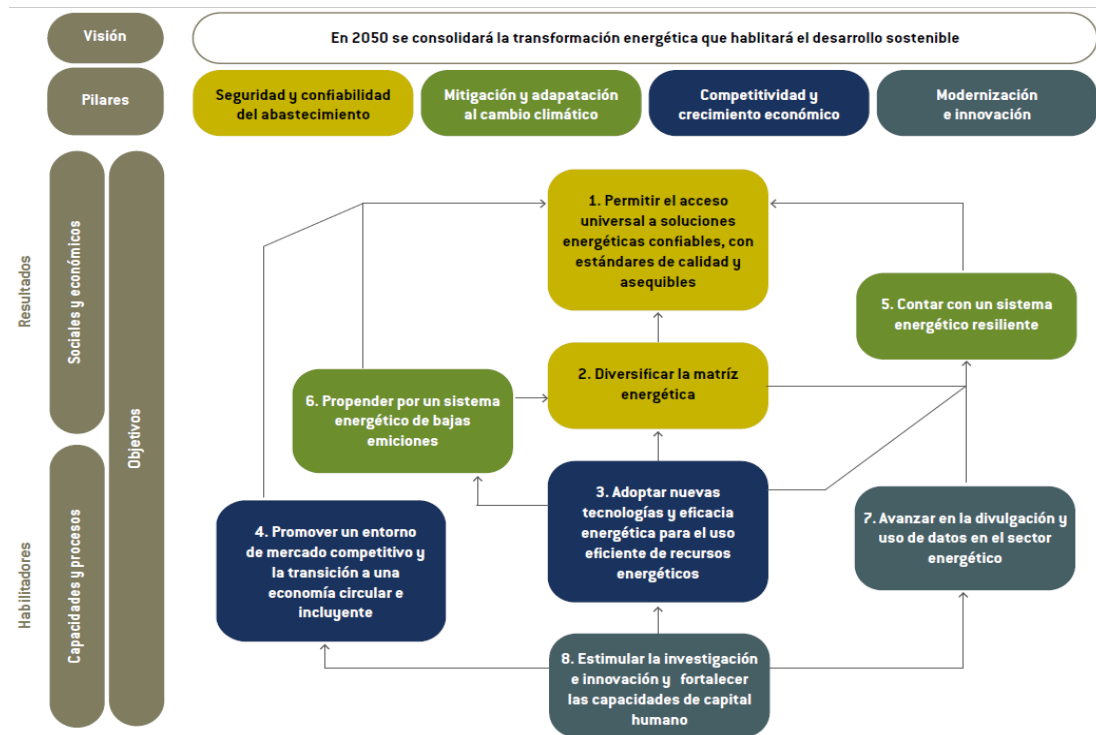
2.1 Marco Referencial

2.1.1 La energía y transición energética

La energía es fundamental para el desarrollo social y económico, lo que la convierte en un recurso del cual dependemos significativamente al ser una de las principales fuentes que impulsa la sociedad. A nivel global, la producción y consumo de energía corresponden al 75% de emisiones de gases invernadero, convirtiéndola también en el principal impulsor del cambio climático. Es por esto que se busca acelerar la transición energética hacia un entorno más seguro y sostenible (IEA, 2023).

Durante el siglo XX hubo un gran avance en el transporte y en otros tipos tecnologías que requerían una gran cantidad de energía, esto hizo que el petróleo, el carbón y el gas natural fueran los principales recursos energéticos debido a su gran abundancia. Debido al cambio climático, se ha impulsado una tendencia hacia el uso de fuentes de energías limpias. Este proceso se conoce como transición energética y se está desarrollando, de diferentes formas, en muchos países, incluido Colombia.

En el caso de Colombia, se tiene el Plan Energético Nacional *PEN 2020-2050: la transformación energética que habilita el desarrollo sostenible*, el cual busca un sector energético descentralizado, descarbonizado y digitalizado como se puede observar en la *Figura 1*.

Figura 1*PEN 2020-2050*

Nota. Tomado de Plan Energético Nacional 2020-2050, por UPME.

2.1.2 Hidrógeno verde como vector energético

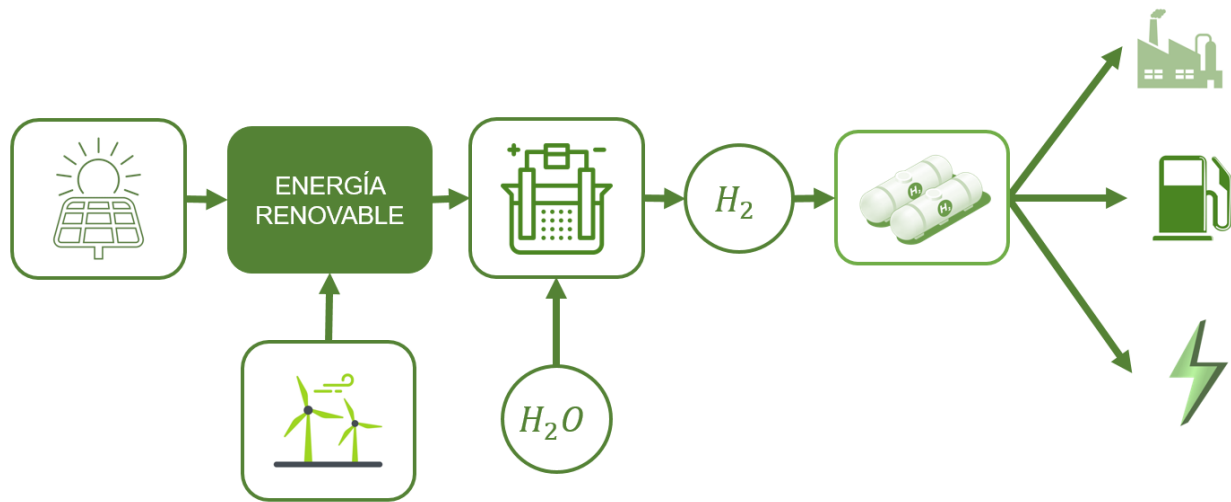
Según Hank (2020), la tecnología Power to X puede considerarse como un concepto tecnológico que permite la integración directa e indirecta de energías renovables mediante sistemas de conversión de electricidad en energía sintética almacenable y productos químicos. La "P" se refiere a la potencia necesaria y la "X" al producto final posible o las aplicaciones potenciales de estos productos.

De acuerdo con la *Figura 2*, la electrólisis del agua consiste en la separación de molécula de agua mediante la aplicación de electricidad. Este proceso es reversible, lo cual permite que el hidrógeno sea usado como energía mediante celdas de combustible. La producción de hidrógeno

mediante este proceso es una solución que contribuye con la descarbonización para abastecer el consumo de energía (Fernández, 2017).

Figura 2

Esquema Power to X



2.1.3 Tecnologías de electrólisis

2.1.3.1 Electrólisis alcalina. Esta tecnología se caracteriza por el uso de un electrolito líquido que permite el transporte de iones entre los electrodos. En este tipo de electrólisis el agua se descompone y produce hidrógeno en el cátodo y oxígeno en el ánodo, y una membrana porosa evita en gran medida la mezcla de los gases generados.

2.1.3.2 Electrólisis PEM (Proton Exchange Membrane). Esta tecnología utiliza una membrana polimérica sólida para conducir protones y separar los gases de reacción. En este sistema el agua se alimenta al ánodo, allí genera oxígeno, protones y electrones; luego los protones atraviesan la membrana hacia el cátodo y allí se combinan con los electrones para formar hidrógeno.

2.1.3.3 Comparación de tecnologías. En la *Tabla 1* será presentada la comparación entre las tecnologías mencionadas anteriormente, considerando sus especificaciones técnicas.

Tabla 1

Comparación electrólisis alcalina y electrólisis PEM

VARIABLE	UNIDAD	ELECTROLIZADOR ALCALINO	ELECTROLIZADOR PEM
Electrólito	-	30% de solución KOH o 25% de solución NaOH	Polímero sólido
Densidad de corriente	A/m ²	2000-4000	10000-20000
Presión de trabajo	MPa	≤3.2	≤5
Temperatura de operación	°C	80-90	50-80
Pureza del hidrógeno	%	≥99.8	≥99.99
Componente exportado	-	O ₂ + Solución alcalina, H ₂ + Solución alcalina	O ₂ + Deionized water, H ₂ +Trace
Materia prima	-	Agua desionizada y álcali	Agua desionizada
Corrosión	-	Corrosión alcalina	No
Características de operación	-	Operación isobárica	Operación con presión diferencial
Características estructurales	-	Placa de extremo, junta, membrana permeable, placa, sujetadores, etc.	Estructura similar, pero con electrodos de membrana y espaciado entre polos cero.
Volumen y peso	-	Grande	Pequeño, aproximadamente 1/3 del electrolizador alcalino
Costo de manufactura	-	Bajo	Alto
Tiempo de vida	años	10	3

Nota. Adaptado de Comparison between hydrogen production by alkaline water electrolysis and hydrogen production by PEM electrolysis, por Yujing Guo et al., 2019.

2.1.4 Hubs del hidrógeno

2.1.4.1 Concepto de hubs. Un hub del hidrógeno consiste en un territorio en el que se pueden aprovechar sinergias en el uso de la infraestructura energética y de transporte compartidas para organizar actividades económicas con respecto a la producción, transporte y la demanda local del hidrógeno (GIZ, 2023).

2.1.4.2 Hubs propuestos en Colombia. Del estudio anterior, el potencial para implementación y desarrollo de Hubs de hidrógeno en el país se definió en las siguientes regiones: Cartagena, ya que presenta condiciones óptimas para el desarrollo de proyectos de mezclas (*blending*), producción de hidrógeno verde y amoníaco a escala comercial; Barranquilla, que cuenta con condiciones similares a las de Cartagena; Valle del Cauca, que aprovecha recursos renovables entre los que se cuentan la disponibilidad de biomasa residual de los cultivos de caña de azúcar en la región; Medellín, para cubrir la demanda nacional por el potencial de energía renovable solar, hidráulica y biomasa disponible; Manizales, que se propone cubrir una demanda local delimitada y hacer uso de los recursos renovables disponibles, incluyendo la biomasa residual; y La Guajira que busca hacer uso de los excelentes potenciales de energía eólica y solar de la región que permiten alcanzar unos costos de producción muy competitivos. Aunque Santander no es un hub del hidrógeno, se deja claro que tiene potencial para la implementación de hubs de hidrógeno verde (GIZ, 2023).

2.2 Caracterización de la zona de estudio

2.2.1 Descripción geográfica de Santander

El área de estudio corresponde al departamento de Santander, el cual se encuentra ubicado en la parte noreste del país en la región Andina. En la *Figura 3* se puede apreciar su ubicación y geográfica y división por provincias. El departamento cuenta con 87 municipios distribuidos en 7

provincias como se presenta en la *Tabla 2*. El listado completo de municipios por provincia se presenta en el Apéndice A. Listado completo de municipios caracterizados.

Figura 3

Mapa de Santander



Nota. Tomado de Mapa de Santander, Wikipedia.

Tabla 2

Listado de provincias de Santander

PROVINCIA	NÚMERO DE MUNICIPIOS
Comunera	16
García Rovira	13

PROVINCIA	NÚMERO DE MUNICIPIOS
Guanentá	17
Metropolitana	10
Yariguíes	6
Soto Norte	6
Vélez	19

Según el DANE, Santander cuenta con 2,184,837 habitantes, del cual el 76.8% vive en cabeceras municipales. La actividad económica de Santander se basa principalmente en la industria manufacturera, seguido del comercio, reparación de vehículos automotores, transporte, alojamiento y servicios de comida (DANE, 2022).

2.2.2 Potencial Renovable en Santander

Según Vergara et al. (2014), una radiación mayor a 3 kWh/m^2 representa un potencial solar adecuado para realizar proyectos de energía solar fotovoltaica, Santander cuenta con zonas desde 3.74 kWh/m^2 hasta 6.14 kWh/m^2 , lo cual destaca el alto potencial en la región. Según Muñoz et al. (2019) los municipios con mejor potencial solar en el departamento son Aratoca, Puerto Parra y Curití, lo cual destaca el alto potencial en la región.

Según datos del *Atlas de Viento de Colombia*, Santander cuenta con zonas en la que la velocidad anual del viento más probable es de 3-4 m/s a 10m de altura (UPME, 2017). Esto hace que la región pueda tener el potencial energético adecuado porque la mayoría de los aerogeneradores comerciales se caracterizan por tener una velocidad de arranque mayor a 2 m/s (Vergara et al, 2014).

2.2.3 Infraestructura energética disponible

Santander cuenta con un único proyecto grande de generación solar en el municipio de Los Santos, y se espera que tenga una capacidad de 80 MW.

2.2.4 Recursos hídricos disponibles

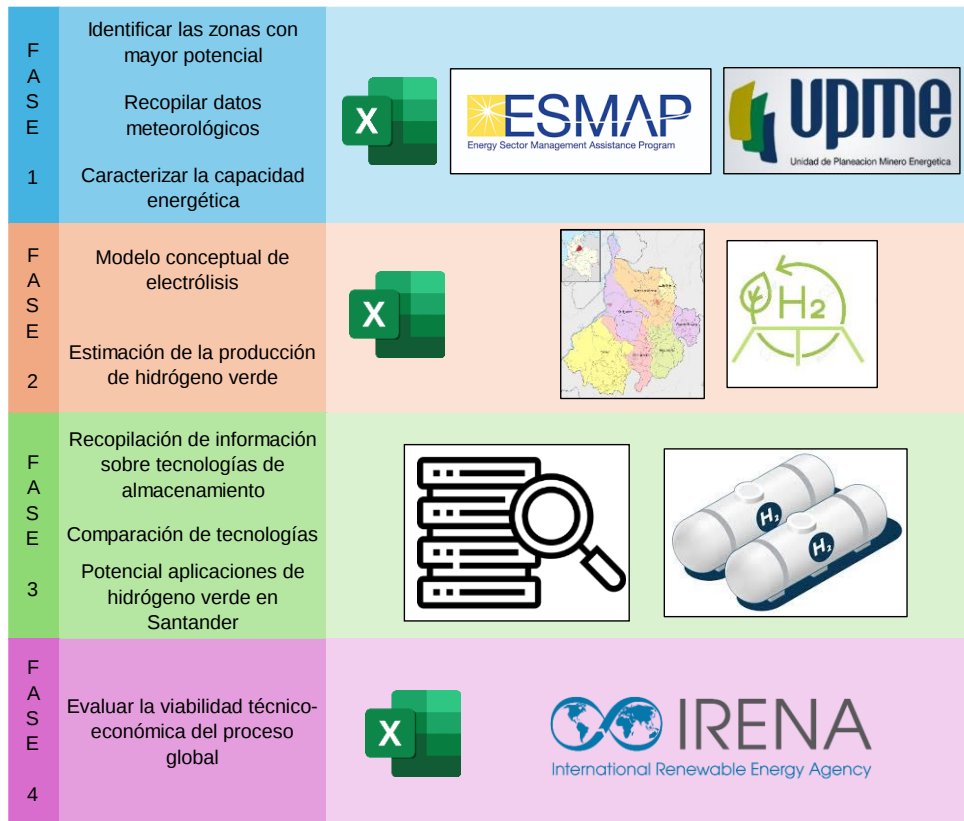
Santander cuenta con una gran riqueza hídrica, entre ellos destacan el Páramo de Santurbán el cual es fundamental para el abastecimiento de agua en el territorio, y sus ríos principales están liderados por el río Magdalena, el cual hace parte de los 3 ríos más grandes del país siendo el más importante de estos.

3. Metodología

El desarrollo del presente trabajo se estructuró en cuatro fases, cada una orientada a responder un objetivo del estudio. La *Figura 4* muestra el esquema general usado.

Figura 4

Metodología para la evaluación del potencial de producción de hidrógeno verde en el departamento de Santander



3.1 Consideraciones

- Se utilizó el panel solar bifacial 710W N-Type Tensite.
- Se asumió un rendimiento de instalación solar del 70%.
- Se utilizó la turbina eólica ErgoWind EW 50 para el estudio de todos los municipios, esta turbina posee una velocidad de arranque de $3 \frac{m}{s}$ y un área de barrido de $199.99 m^2$.

- Se asumió un año completo de operación, empleando valores promedio anuales de los recursos solar y eólico.
- No se modelaron interrupciones operativas, mantenimientos programados o eventos extraordinarios.
- Se asumió un porcentaje de electricidad destinado a la producción H_2 del 100%.
- Se utilizaron los datos recolectados del ESMAP para la irradiancia solar y la velocidad del viento.
- Los datos del electrolizador y tratamiento de aguas (rendimiento y costos) fueron tomados de *Green hydrogen potential in tropical countries: The colombian case, 2023* (Rodriguez et al, 2023).
- Los datos de costos asociados a paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas fueron tomados de AutoSolar e InkPV respectivamente.
- El costo del terreno se calculó como el área total ocupada por cada instalación multiplicada por un costo unitario en cada municipio medido en $\frac{USD}{m^2}$, obtenido a partir de terrenos publicados para las zonas de estudio.
- Para el sistema solar, el área se estimó a partir del área de los módulos y un factor de ocupación del terreno de 0.3, resultando en aproximadamente 1,500 m² por cada 100kW instalados.
- Para el sistema eólico, el área se estimó con base en el espaciamiento recomendado entre aerogeneradores, resultando en aproximadamente 13,000 m².
- Debido al alcance del proyecto, el costo específico de almacenamiento no fue incluido en el análisis tecno-económico.

A partir de este momento serán definidas las etapas de la fase de la metodología propuesta:

3.2 Fase 1

3.2.1 Recopilación de datos

El primer paso para la determinación del potencial solar y eólico fue la selección de los municipios de estudio, ya que Santander cuenta con 87 territorios para estudiar, entonces se decidió analizar los municipios con mayor potencial solar o eólico, también se seleccionaron algunos municipios que destacan por tener la mayor actividad económica del departamento.

Para la caracterización de los recursos solar y eólico se emplearon dos fuentes de información: la primera fue el Atlas global de la *ESMAP* (Energy Sector Management Assistance Program) debido a su facilidad para evaluar distintos puntos en la superficie terrestre; y la segunda fuente de información empleada fue el repositorio de la *UPME* (Unidad de Planeación Minero Energética) por ser la entidad encargada del desarrollo y el aprovechamiento de los recursos energéticos en el país.

3.2.2 Recurso eólico

Debido a que el viento es inestable por naturaleza entonces su estudio como recurso eólico puede ser complicado, además de que depende de factores como la temperatura, presión del aire, humedad y características geográficas. Debido a la gran cantidad de municipios estudiados, para este trabajo se utilizará la velocidad promedio dada por las fuentes de información.

Los datos de velocidad del viento obtenidos de *ESMAP* corresponden a una altura de 50 metros, debido a que el aerogenerador utilizado posee una altura de buje de 27 metros, la velocidad del viento se ajustó mediante la ley de potencia de Hellmann dada en la ecuación 1 (Manwell et al., 2010):

$$v_h = v_{50} * \left(\frac{h}{50}\right)^\alpha \quad (1)$$

Donde:

v_h es la velocidad del viento a la altura que se desea calcular

v_{50} es la velocidad del viento a 50 metros

h es la altura que se interesa conocer

α es el coeficiente de Hellmann

Según Maldonado (2012), la potencia del viento que se puede aprovechar realmente para convertirla en potencia eléctrica está dada por la ecuación 2:

$$P = \frac{1}{2} * \rho * v^3 * (A * N) * 0,59 \quad (2)$$

Donde:

P es la potencia del viento que se aprovecha y se mide en [W].

v es la velocidad con la que incide el viento en el aerogenerador en [m/s].

ρ es la densidad del aire en [kg/m^3].

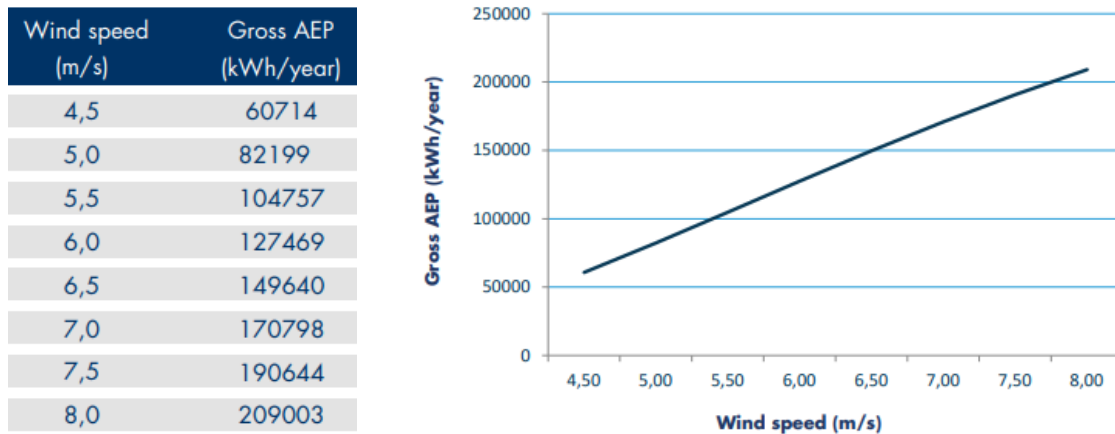
A es el área de la superficie de la pala que enfrenta el viento en [m^2].

0.59 corresponde al número de Beltz, el cual indica el máximo aprovechamiento que se le puede dar al viento para convertir su energía cinética en eléctrica.

Otra forma de hallar la producción eólica es utilizar la curva de potencia del aerogenerador suministrada por el fabricante la cual se encuentra en función de la velocidad del viento incidente. En la *Figura 5* se pudo observar la curva de potencia para la turbina seleccionada para el presente trabajo.

Figura 5

Curva de potencia de la turbina eólica ErgoWind EW50

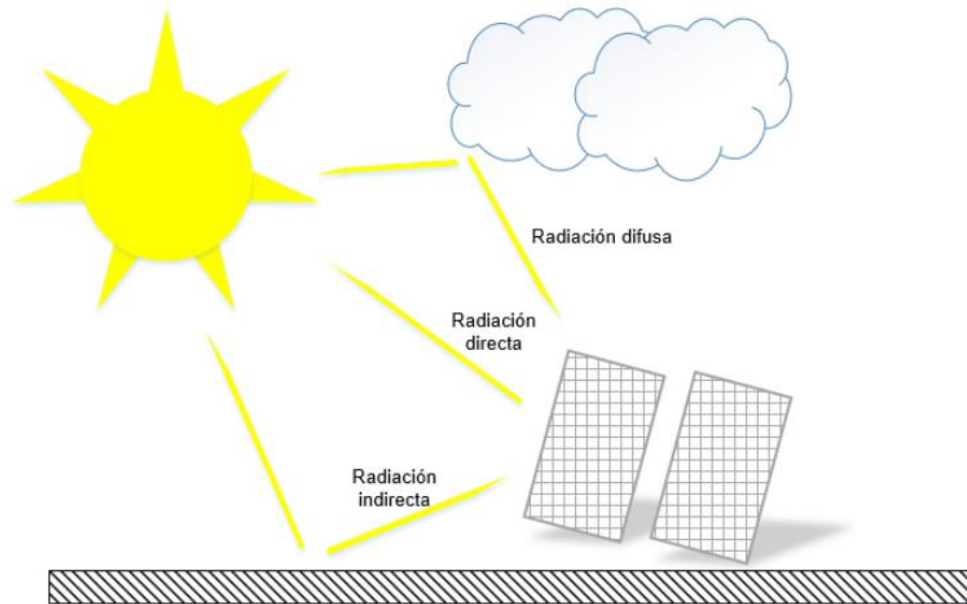


Nota. Tomado de ficha técnica de *ErgoWind EW50*, por Ergo Wind.

3.2.3. Recurso solar

La irradiancia solar es la densidad de potencia de radiación solar que incide en una superficie y está dada en $[W/m^2]$, esta es la variable que se mide para determinar el potencial solar que hay en un lugar de estudio.

La radiación solar que incide sobre una instalación fotovoltaica está compuesta por tres partes, la primera es la radiación directa, esta es la que incide en la superficie sin sufrir ningún tipo de desviación; la segunda es la difusa la cual sufre desviaciones en su trayectoria; y la última es la radiación reflejada y es aquella que se refleja en el suelo e incide en la instalación (ver distribución en Figura 6).

Figura 6*Componentes de la radiación solar*

La generación del panel solar también depende de otros dos factores, el primero es la orientación que se le dé a los módulos fotovoltaicos, si la instalación se va hacer en el hemisferio sur los módulos deberán ir orientados hacia el norte y si se instala en el hemisferio norte debe ir orientado hacia el sur, este ángulo de orientación se conoce como azimut.

El otro factor es el ángulo de inclinación que tendrá la instalación con respecto a la horizontal, esto se debe a que cuando los rayos del sol entran perpendicularmente al panel es cuando se tiene la mayor conversión en energía eléctrica, esto se conoce como ángulo de elevación.

Según Maldonado (2012) para calcular la energía que puede ser producida por un sistema fotovoltaico se usa la ecuación 3:

$$E_{SF} = \frac{G_{dm} * P_m * PR}{G_{CE}} * n \quad (3)$$

Donde:

G_{dm} es la radiación sobre el campo solar [kW/m^2].

P_m es la potencia máxima generada por el sistema fotovoltaico.

PR es el rendimiento de la instalación.

G_{CE} es la irradiancia en condiciones estándar.

n es el número de días.

3.3 Fase 2

3.3.1 Producción de hidrógeno

La producción de hidrógeno se estimó a partir de la energía eléctrica anual disponible para electrólisis. Rodriguez et al. (2023) propone un modelo de electrólisis para calcular la tasa de producción de hidrógeno el cual está dado por la ecuación 4:

$$P_{H_2,i,n} = I_{i,n} \times CF \times 8760 \text{ h} \times D_n \times \frac{1}{\varepsilon_n} \times \frac{1 \text{ Mt}}{1000 \text{ kt}} \quad (4)$$

Donde:

$P_{H_2,i,n}$ es la producción anual de hidrógeno en Mt

$I_{i,n}$ es la capacidad nominal de potencia instalada de una tecnología en GW.

CF es el factor de capacidad

8760 h son las horas anuales

D_n es el porcentaje de electricidad producido que se destinará a la generación de H_2

ε_n es el rendimiento del electrolizador para un año n

Dado que la energía eléctrica anual ya fue previamente estimada, entonces se adaptó la fórmula propuesta en la ecuación 5:

$$P_{H_2} = E_{anual} \times D_n \times \frac{1}{\varepsilon_n} \quad (5)$$

Donde:

P_{H_2} es la producción anual de hidrógeno en kg

E_{anual} es la producción anual de energía eléctrica en kWh

3.4 Fase 3

3.4.1 *Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno verde*

El almacenamiento del hidrógeno es uno de los mayores desafíos técnicos para la viabilidad de sistemas PtX ya que el hidrógeno presenta una baja densidad energética en condiciones normales de presión y temperatura. Para darle solución a esta limitación, se han desarrollado múltiples métodos para aumentar la densidad de almacenamiento, reducir costos y garantizar la seguridad operativa. Según Tahmasbi et al. (2025) y Kumar et al. (2024) estas tecnologías pueden clasificarse en cuatro grandes grupos: métodos físicos, basados en materiales, almacenamiento químico y almacenamiento subterráneo a gran escala. Si bien el almacenamiento subterráneo en cavernas de sal es prometedor a gran escala, quedará excluido del análisis por la inviabilidad en la escala del presente estudio.

3.4.1.1 Almacenamiento físico

3.4.1.1.1 Almacenamiento comprimido. Consiste en comprimir el hidrógeno gaseoso a presiones de 350 a 700 bar en recipientes de alta resistencia. Existen cuatro tipos de tanques (tipo I a IV), los cuales varía en material y relación peso-resistencia: los tanques tipo I son completamente metálicos y más pesados, mientras que los tanques tipo IV combinan un liner plástico con envoltorio de fibra de carbono, siendo lo más ligeros y capaces de soportar hasta 100 Mpa (Tahmasbi et al. 2025). Este método ofrece ventajas claras para aplicaciones a pequeña y mediana escala: bajo costo relativo, rapidez de carga y descarga, y compatibilidad con la infraestructura de distribución existente; su principal limitación es la baja densidad volumétrica en comparación con el estado líquido, así como el consumo energético asociado a la compresión, que puede representar entre un 13% y 18% del valor energético del hidrógeno almacenado (Kumar et al. 2024).

3.4.1.1.2 Almacenamiento criogénico. El hidrógeno se puede licuar a temperaturas inferiores a $-252,8^{\circ}\text{C}$, y aunque permite almacenar grandes volúmenes en espacios reducidos, el proceso de licuefacción consume hasta un 40% de la energía del hidrógeno almacenado y requiere una infraestructura especializada con aislamiento de doble pared al vacío (Tahmasbi et al. 2025). Esta tecnología es ideal para aplicaciones de gran escala y transporte de larga distancia, como el comercio marítimo internacional del hidrógeno, pero es económicamente inviable para las producciones a pequeña escala.

3.4.1.2 Almacenamiento basado en materiales

3.4.1.2.1 Hidruros metálicos. Son compuestos formados por la reacción directa de aleaciones metálicas con hidrógeno mediante quimisorción. Materiales como MgH_2 , NaAlH_4 y LiBH_4 pueden almacenar entre 1,5% y 18,5% en masa de hidrógeno, con densidades volumétricas superiores a $100 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$. Sus principales ventajas son la alta seguridad operativa y la reversibilidad del ciclo de absorción-desorción. Pero, presentan cinéticas de desorción lentas y requieren aporte de calor externo para liberar el hidrógeno, lo que limita su aplicabilidad a sistemas estacionarios con gestión térmica adecuada (Kumar et al. 2024). Son considerados la opción más segura para almacenamiento a pequeña escala.

3.4.1.2.2 Materiales adsorbentes (MOFs y carbones activados). Los marcos organometálicos (MOFs) y los carbones activados pueden almacenar hidrógeno mediante fisisorción en su estructura porosa, con capacidades de hasta 7,5% en masa para MOFs y 5,9% para carbones activados. Operan a bajas presiones y temperatura criogénica (77 K) para maximizar la adsorción, lo que limita su aplicación práctica en condiciones ambiente. Aunque presentan perspectivas prometedoras, no han alcanzado madurez comercial suficiente para el contexto de este trabajo (Kumar et al., 2024).

3.4.1.3 Almacenamiento químico

3.4.1.3.1 Portadores orgánicos líquidos de hidrógeno (LOHCs). Son líquidos orgánicos que almacenan hidrógeno de forma reversible mediante reacciones catalíticas de hidrogenación y deshidrogenación, operando en condiciones cercanas a la temperatura ambiente. Compuestos como el dibenziltolueno (DBT) pueden almacenar hasta 7,2% en masa de hidrógeno con una densidad volumétrica de 57 kg/m³, y su transporte y almacenamiento son compatibles con la infraestructura convencional de combustibles líquidos (Tahmasbi et al. 2025). Su principal desventaja es la necesidad de calor de alta temperatura (300°C) para la deshidrogenación y la dependencia de catalizadores costosos que se degradan con el tiempo. A mediano y largo plazo, los LOHCs representan una opción estratégica para transportar hidrógeno desde zonas de producción como Suratá hacia centros de consumo industrial.

3.4.1.3.2 Amoníaco (NH₃) como portador de hidrógeno: El amoníaco es un portador químico de especial relevancia por su alta densidad de hidrógeno, su infraestructura de producción, transporte y almacenamiento ya consolidada en la industria petroquímica, y su madurez tecnológica a escala industrial. El hidrógeno puede recuperarse del amoníaco mediante craqueo catalítico a temperaturas de 400–900°C (Tahmasbi et al., 2025). Su toxicidad requiere medidas de seguridad específicas, pero su compatibilidad con la infraestructura existente en Barrancabermeja lo convierte en el portador de mayor potencial estratégico para Santander en horizontes de mediano a largo plazo.

3.4.1.3.3 Combustibles sintéticos y alcoholes: El metanol y el etanol pueden actuar como portadores de hidrógeno con densidades de hasta 12–13% en masa, siendo compatibles con infraestructuras de distribución convencionales. Sin embargo, su producción requiere fuentes de

CO₂ capturado para la síntesis, lo que añade complejidad al sistema. Se consideran opciones complementarias de largo plazo en el marco de los sistemas Power-to-X (Tahmasbi et al., 2025).

3.5 Fase 4

3.5.1 Análisis tecno económico del sistema

Se analizaron 3 configuraciones diferentes: solar, eólica e híbrida 50/50. Se consideraron como variables principales la energía anual generada, la producción anual de hidrógeno y el consumo de agua asociado al proceso de electrólisis. En el caso solar se empleó como referencia el municipio de mayor potencial de irradiación, no se analizó el municipio de Los Santos ya que este cuenta con un parque solar; para el caso eólico se consideró el municipio con mayor velocidad del viento; y para el caso híbrido se seleccionó el municipio con el mejor balance entre ambas energías.

El análisis económico se desarrolló mediante la evaluación en costo de inversión (CAPEX), costos de operación y mantenimiento (OPEX) y costo nivelado del hidrógeno (LCOH). Para estimar la inversión inicial se utilizó como base la ecuación propuesta por Rodriguez et al. (2023) para procesos de electrólisis, que consiste en la suma de los costos de generación de energía renovable, electrólisis y tratamiento del agua, se añadieron los costos de terreno y costos indirectos por el método de factores según Peters et al. (2003) como está dado en la ecuación 6:

$$C_{Elec} = \sum(C_{U,i} \times I_i) + C_E \times I_E + C_W \times W + C_I + C_T \quad (6)$$

Donde:

C_{Elec} es el costo total de producir H_2 por electrólisis

$C_{U,i}$ es el costo nominal para los sistemas de producción renovables

I_i es la capacidad nominal instalada requerida en cada escenario

C_E es el costo nominal de un electrolizador

I_E es la capacidad nominal de los electrolizadores necesarios

C_W es el costo del capital asociado al tratamiento de aguas

W es la cantidad de agua a ser tratada

C_I es el costo indirecto

C_T es el costo asociado al terreno e instalación

Los costos anuales de operación y mantenimiento se hallaron de forma diferenciada según el componente. Para el electrolizador se aplicó un porcentaje del costo de inversión y para el sistema fotovoltaico y el aerogenerador se calculó como un costo unitario por la energía generada anualmente, el OPEX de cada tecnología está dado según la ecuación 7:

$$O_{Elec} = \sum(O_{U,i} \times C_{U,i}) + O_E \times C_E \quad (7)$$

Donde

O_{Elec} es el costo de operación y mantenimiento al producir H_2 por electrólisis

$O_{U,i}$ es el costo de operación y mantenimiento para los sistemas de producción renovables

O_E es el costo de operación y mantenimiento de un electrolizador

Luego, se anualizó el costo total del proyecto mediante el factor de recuperación de capital (CRF) con la ecuación 8:

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (8)$$

Donde:

i es la tasa de descuento

n es la vida útil del sistema

Por último, se calculó el costo nivelado del hidrógeno con la ecuación 9:

$$LCOH = \frac{CAPEX_{anualizado} + OPEX_{anual}}{P_{H_2}} \quad (9)$$

3.6 Validación de la metodología

Para la validación de la metodología propuesta se realizó mediante dos estrategias: triangulación de fuentes de datos y la verificación con casos de referencia documentados en la literatura.

3.6.1 Triangulación de fuentes de datos

Para la caracterización se emplearon simultáneamente dos fuentes independientes: El Atlas Global de la ESMAP y el repositorio de la UPME. La comparación entre ambas fuentes para los 87 municipios del departamento permitió identificar convergencias y divergencias en los datos. En los casos donde ambas fuentes presentaron valores similares, se reforzó la confiabilidad del dato. En los casos donde se presentaron diferencias significativas, se optó por el ESMAP como fuente primaria para los cálculos, dado que esta plataforma ofrece mayor resolución espacial y utiliza datos de reanálisis atmosférico con validación satelital. Los valores ofrecidos por la UPME se conservaron en las tablas comparativas.

3.6.2 Verificación de consistencia con casos de referencia

Para verificar que los resultados del modelo de producción solar fueran consistentes con la realidad del departamento, se contrastaron los resultados obtenidos para el municipio de Los Santos con la información disponible sobre el único proyecto fotovoltaico de gran escala documentado en Santander. El municipio de Los Santos registró la mayor irradiancia global del departamento, resultado que es coherente con la decisión de instalar en ese municipio el parque solar más grande del departamento, con una capacidad proyectada de 80 MW. Esta coincidencia entre el resultado del modelo y la decisión de inversión de un proyecto real respalda la validez del criterio de selección de municipios de alto potencial solar utilizado en este trabajo.

Adicionalmente, los valores de irradiancia obtenidos para los municipios del departamento son consistentes con los reportados por Vergara et al. (2014), quienes evaluaron el potencial solar de Bucaramanga y el campus de la UIS, encontrando valores de irradiancia entre 4.5 y $5.5 \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}$ para la zona metropolitana, rango dentro del cual se ubican los resultados obtenidos en este trabajo para municipios de la provincia Metropolitana como Bucaramanga ($5.16 \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}$) y Girón ($5.75 \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}$).

Para el recurso eólico, la validación se realizó comparando los valores obtenidos del ESMAP con los reportados por el Atlas de Viento de Colombia de la UPME (2017). Los municipios de Soto Norte, en particular Suratá ($7.38 \frac{m}{s}$ ESMAP vs $7.00 \frac{m}{s}$ UPME) y Tona ($6.72 \frac{m}{s}$ ESMAP vs $6.50 \frac{m}{s}$ UPME), presentaron la mayor concordancia entre fuentes, lo que refuerza la confiabilidad de los resultados en la zona de mayor potencial eólico del departamento.

3.6.3 Validación empírica con datos de la estación meteorológica de la UIS

Como complemento de la triangulación de datos, se incorporó una validación con mediciones directas provenientes de la estación meteorológica de la Universidad Industrial de Santander (UIS) en la sede campus central de Bucaramanga. Esta estación registra de forma automática las variables meteorológicas cada 10 minutos durante las 24 horas del día, lo que equivale a 144 registros diarios. Debido a interrupciones propias del funcionamiento de la estación, algunos meses no disponen de registros para todos sus días, por lo que el total de datos utilizados fue de 45,504 registros, esta cantidad fue considerada suficiente para obtener un promedio anual representativo. A partir de los registros de dicha estación, se calculó la irradiancia global horizontal media diaria para los doce meses del año 2023, obteniéndose un valor de $4.29 \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}$. Este valor se contrastó con los reportados por las dos fuentes empleadas como se muestra en la *Tabla 3*.

Tabla 3*Comparación de la irradiancia global media diaria*

FUENTE	GHI [kWh/m ² /día]	ERROR RELATIVO A LA UIS
Estación UIS	4,29	-
ESMAP	5,16	+20%
UPME	4	-7%

Nota: El error corresponde a la desviación de cada fuente con el valor medido en la estación.

El valor medido en la estación resultó más cercano al reportado por la UPME, con una diferencia de -7%, que al de la ESMAP, fuente empleada en los cálculos y que sobrestima el valor medido en un 20%. Esta sobreestimación puede deberse por la ubicación de la estación en un entorno urbano, donde factores como la contaminación atmosférica y las obstrucciones tienden a reducir la irradiancia registrada.

La sobreestimación observada en la ESMAP sugiere interpretar las estimaciones de producción como un límite superior y considerar un margen conservador.

3.6.4 Limitaciones de la validación

Gracias a los datos de la estación meteorológica de la UIS se pudo complementar la validación con una medición directa en campo, pero, esta validación se limita a un único municipio de la provincia Metropolitana y a un año de registro, por lo que no representa de manera directa el recurso de los municipios seleccionados para estudio. Asimismo, no se contaron con datos operativos de plantas de electrólisis en condiciones similares a las del departamento. Una validación de mayor rigor requeriría series de tiempo en las estaciones de los municipios evaluados, así como la comparación con la producción real de al menos un sistema de generación renovable operativo en la región.

4 Resultados

4.1 Potencial renovable en el departamento de Santander

La evaluación del potencial renovable permitió identificar municipios con condiciones favorables para la producción de hidrógeno verde a partir de energía solar y eólica. Para ver el listado completo consulte el Apéndice A. Listado completo de municipios caracterizados.

4.1.1 Recurso eólico

El análisis del recurso eólico reveló una velocidad promedio de $3.32 \frac{m}{s}$, con una gran variedad entre provincias. La provincia Soto Norte presenta el mayor potencial, con una velocidad promedio de $4.64 \frac{m}{s}$, mientras que Yariguíes registra el valor más bajo con $2.02 \frac{m}{s}$, lo cual está debajo de la velocidad de arranque del aerogenerador utilizado, lo que indica que esta provincia no es apta para generación eólica en las condiciones del presente estudio. Los valores promedios por provincia se pueden ver resumidos en la *Tabla 4*.

Tabla 4

Velocidad del viento promedio por provincia

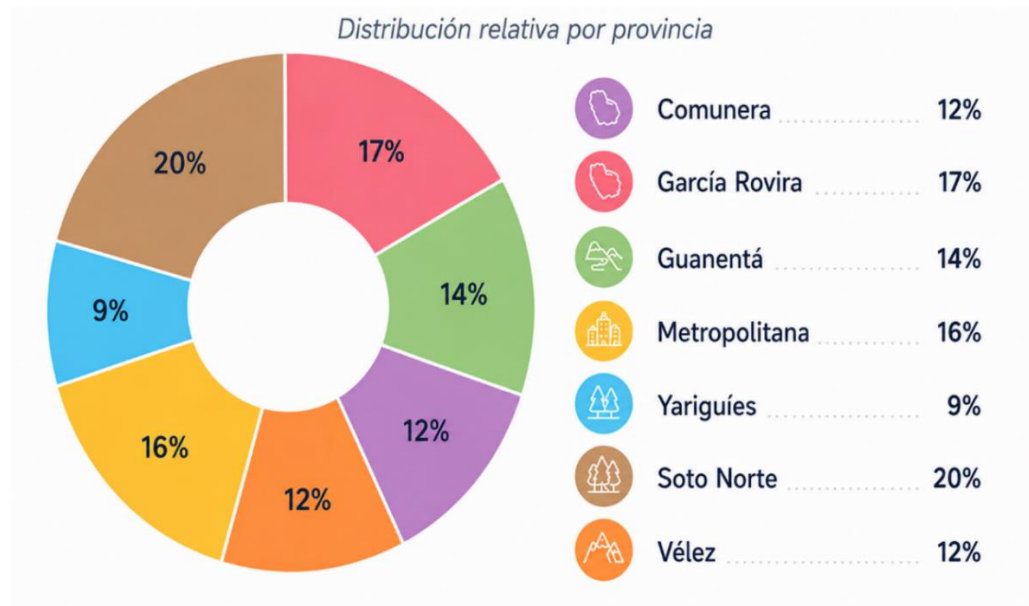
VELOCIDAD DEL VIENTO PROMEDIO POR PROVINCIA [m/s]	
Comunera	2.88
García Rovira	4.13
Guanentá	3.31
Metropolitana	3.69
Yariguíes	2.02
Soto Norte	4.64
Vélez	2.95

Nota. Datos del ESMAP.

Además, la Figura 7 muestra la distribución relativa del promedio de velocidad del viento entre las provincias de Santander.

Figura 7

Participación de cada provincia en la velocidad del viento en Santander



Nota. Gráfico generado con asistencia de herramientas de visualización computacional.

Para el recurso eólico el mayor valor de velocidad del viento se registró en el municipio de Suratá, con un valor de $7.38 \frac{m}{s}$, siendo el municipio más representativo. En la *Tabla 5* se puede ver el listado de los municipios seleccionados con su respectiva velocidad del viento.

Tabla 5

Velocidad del viento en municipios seleccionados

VELOCIDAD DEL VIENTO A 50m [m/s]		
MUNICIPIO	ESMAP	UPME
El Socorro	2.72	3.50
El Guacamayo	4.51	3.00
Guadalupe	3.25	3.50
Palmas del Socorro	2.68	3.50
Cerrito	6.83	6.50

VELOCIDAD DEL VIENTO A 50m [m/s]		
MUNICIPIO	ESMAP	UPME
Guaca	2.44	6.50
San José Miranda	4.57	6.50
Aratoca	3.29	4.50
Barichara	5.64	4.50
Villanueva	5.36	4.50
Bucaramanga	2.94	3.50
Girón	5.14	4.00
Los Santos	5.36	4.50
Zapatoca	4.17	4.50
Barrancabermeja	1.78	2.50
Betulia	1.59	3.00
Suratá	7.38	7.00
Tona	6.72	6.50
Vetas	6.24	6.00
Aguada	4.05	3.50
Bolívar	2.27	3.50
Cimitarra	2.24	3.50
La Paz	5.25	3.50

Nota. Datos tomados de ESMAP y UPME.

4.1.2 Recurso solar

Santander cuenta con una irradiancia global promedio diaria de $5.46 \frac{kWh}{m^2}$, la provincia con menor promedio es Soto Norte con un valor de $4.59 \frac{kWh}{m^2}$ y la que mayor promedio presenta es Comunera con un valor de $5.78 \frac{kWh}{m^2}$. En la *Tabla 6* se puede observar el valor correspondiente a cada provincia.

Tabla 6

Irradiancia global promedio por provincia

IRRADIANCIA GLOBAL PROMEDIO POR PROVINCIA [kWh/m ² /día]	
Comunera	5.78
García Rovira	5.64
Guanentá	5.54
Metropolitana	5.38
Yariguíes	5.34
Soto Norte	4.59
Vélez	5.37

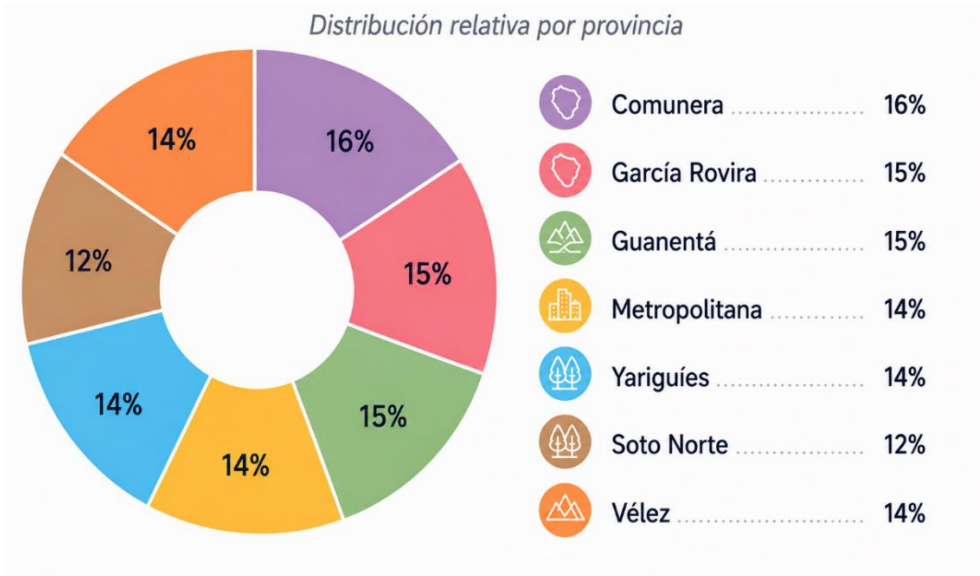
Nota. Datos del ESMAP.

Además, la

Figura 8 muestra la distribución relativa del promedio de irradiancia global entre las provincias de Santander.

Figura 8

Participación de cada provincia en la irradiancia global en Santander



Nota. Gráfico generado con asistencia de herramientas de visualización computacional.

El mayor valor de irradiancia global horizontal (GHI) se registró en Los Santos con $6.15 \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}$, lo cual era de esperarse ya que este municipio cuenta con el parque solar más grande del departamento. Le sigue San José de Miranda con un valor de $6.11 \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}$. En contraste, Vetás presenta la menor irradiancia con $4.14 \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}$. En la *Tabla 7* se puede ver el listado de los municipios seleccionados con su respectiva irradiancia global.

Tabla 7

Irradiancia global en municipios seleccionados

MUNICIPIO	IRRADIANCIA GLOBAL (GHI)[kWh/m ² /día]	
	ESMAP	UPME
El Socorro	6.00	5.00
El Guacamayo	5.87	5.00
Guadalupe	5.83	4.50
Palmas del Socorro	6.01	4.75
Cerrito	5.16	4.00
Guaca	5.25	4.00
San José Miranda	6.11	5.00
Aratoca	5.33	5.00
Barichara	5.75	5.00
Villanueva	5.83	5.00
Bucaramanga	5.16	4.00
Girón	5.75	5.00
Los Santos	6.15	4.50
Zapatoca	5.82	4.50
Barrancabermeja	5.46	5.00
Betulia	5.07	4.50

IRRADIANCIA GLOBAL (GHI)[kWh/m ² /día]		
MUNICIPIO	ESMAP	UPME
Suratá	4.44	4.50
Tona	5.25	4.50
Vetas	4.14	4.00
Aguada	5.81	4.50
Bolivar	5.25	5.00
Cimitarra	5.52	5.00
La Paz	5.87	4.50

Nota. Datos tomados de ESMAP y UPME.

4.2 Resultados de producción energética

A partir de la caracterización de los recursos renovables se estimó la energía anual producida para cada municipio.

4.2.1 Energía anual eólica

La *Tabla 8* muestra la velocidad del viento a 50 metros obtenida del ESMAP, y la velocidad ajustada a 27 metros, esta última fue la que se utilizó para los cálculos posteriores, además también presenta la producción eólica anual estimada mediante dos métodos: la ecuación de potencia del viento (ecuación 2) y la curva de potencia del fabricante. La diferencia entre ambos métodos es mayor a velocidades elevadas, esto se debe a que la ecuación física asume el coeficiente de potencia máximo teórico, sobreestimando la producción real. Por esta razón, los valores obtenidos a partir de la curva del fabricante se consideran más representativos y son los empleados en los cálculos posteriores. Los municipios con velocidad menor a $3 \frac{m}{s}$ a la altura del rotor no registran producción, ya que no superan la velocidad de arranque del aerogenerador ErgoWind EW50. Se

puede observar que el mayor valor de producción corresponde a Suratá con $156,892 \frac{kWh}{año}$, lo que lo hace el municipio con mayor potencial eólico del departamento.

Tabla 8*Producción eólica*

MUNICIPIO	VELOCIDAD DEL VIENTO A 50m [m/s]	VELOCIDAD DEL VIENTO A 27m [m/s]	ENERGÍA PRODUCIDA ANUALMENTE SEGÚN FÓRMULA FÍSICA [kWh/año]	ENERGÍA PRODUCIDA ANUALMENTE SEGÚN CURVA DEL FABRICANTE [kWh/año]
El Socorro	2.72	2.50	0	0
El Guacamayo	4.51	4.14	44,833	45,344
Guadalupe	3.25	2.98	0	0
Palmas del Socorro	2.68	2.46	0	0
Cerrito	6.83	6.27	155,717	135,515
Guaca	2.44	2.24	0	0
San José Miranda	4.57	4.19	46,647	47,677
Aratoca	3.29	3.02	0	0
Barichara	5.64	5.17	87,683	89,264
Villanueva	5.36	4.92	75,261	78,381
Bucaramanga	2.94	2.70	0	0
Girón	5.14	4.72	66,369	69,830
Los Santos	5.36	4.92	75,261	78,381
Zapatoca	4.17	3.83	35,439	32,130
Barrancabermeja	1.78	1.63	0	0
Betulia	1.59	1.46	0	0
Suratá	7.38	6.77	196,447	156,892
Tona	6.72	6.16	148,315	131,230
Vetas	6.24	5.72	118,749	112,584
Aguada	4.05	3.72	32,467	27,466
Bolívar	2.27	2.08	0	0

MUNICIPIO	VELOCIDAD DEL VIENTO A 50m [m/s]	VELOCIDAD DEL VIENTO A 27m [m/s]	ENERGÍA PRODUCIDA ANUALMENTE SEGÚN FÓRMULA FÍSICA [kWh/año]	ENERGÍA PRODUCIDA ANUALMENTE SEGÚN CURVA DEL FABRICANTE [kWh/año]
Cimitarra	2.24	2.05	0	0
La Paz	5.25	4.82	70,722	74,106

Nota. Datos del ESMAP usados.

4.2.2 Energía anual solar

La *Tabla 9* presenta la energía solar anual estimada para los municipios analizados. El mayor valor de generación fue de $157,132 \frac{kWh}{año}$, correspondiente a Los Santos, seguido de San José de Miranda con $156,162 \frac{kWh}{año}$. Los municipios de Soto Norte, en particular Vetás y Suratá, registran los menores valores de producción solar.

Tabla 9

Producción solar

MUNICIPIO	IRRADIANCIA GLOBAL (GHI)[kWh/m ² /día]	ENERGÍA PRODUCIDA ANUALMENTE [kWh/año]
El Socorro	6.00	153,313
El Guacamayo	5.87	149,927
Guadalupe	5.83	148,931
Palmas del Socorro	6.01	153,479
Cerrito	5.16	131,761
Guaca	5.25	134,111
San José Miranda	6.11	156,161
Aratoca	5.33	136,130
Barichara	5.75	146,964
Villanueva	5.83	149,008

MUNICIPIO	IRRADIANCIA GLOBAL (GHI)[kWh/m ² /día]	ENERGÍA PRODUCIDA ANUALMENTE [kWh/año]
Bucaramanga	5.16	131,863
Girón	5.75	146,913
Los Santos	6.15	157,133
Zapatoca	5.82	148,752
Barrancabermeja	5.46	139,529
Betulia	5.07	129,564
Suratá	4.44	113,493
Tona	5.25	134,060
Vetas	4.14	105,751
Aguada	5.81	148,497
Bolívar	5.25	134,060
Cimitarra	5.52	141,036
La Paz	5.87	150,030

Nota. Datos del ESMAP usados.

4.3 Resultados de producción de hidrógeno

Con base en la energía actual disponible y el rendimiento del electrolizador (ecuación 5) se estimó la producción anual de hidrógeno para cada municipio (Tabla 10). Los resultados muestran que los promedios de producción difieren considerablemente entre los recursos: el escenario solar alcanza un promedio de $2,571 \frac{kg}{año}$, frente a $1,514 \frac{kg}{año}$ para el eólico. Esta diferencia se debe a la mayor regularidad del recurso solar en el departamento, mientras que el eólico se concentra en un número reducido de municipios. Aun así, los valores máximos de producción son muy similares; $2,867 \frac{kg}{año}$ para Los Santos (solar), y $2,863 \frac{kg}{año}$ para Suratá (eólico), lo que indica que ambas tecnologías son igualmente competitivas a esta escala de análisis.

Tabla 10*Producción anual de hidrógeno por municipio*

MUNICIPIO	SOLAR	EÓLICO
	PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO ANUAL [kg/año]	PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO ANUAL [kg/año]
El Socorro	2,798	0
El Guacamayo	2,736	827
Guadalupe	2,718	0
Palmas del Socorro	2,801	0
Cerrito	2,404	2,473
Guaca	2,447	0
San José Miranda	2,850	870
Aratoca	2,484	0
Barichara	2,682	1,629
Villanueva	2,719	1,430
Bucaramanga	2,406	0
Girón	2,681	1,274
Los Santos	2,867	1,430
Zapatoca	2,714	586
Barrancabermeja	2,546	0
Betulia	2,364	0
Suratá	2,071	2,863
Tona	2,446	2,395
Vetas	1,930	2,054
Aguada	2,710	501
Bolívar	2,446	0
Cimitarra	2,574	0
La Paz	2,738	1,352
Promedio	2,571	1,514

Nota. Modelo de producción según Rodríguez et al. (2023).

4.4 Análisis de tecnologías de almacenamiento y aplicaciones potenciales del hidrógeno verde en Santander

Una vez estimada la producción de hidrógeno verde para los municipios con mayor potencial renovable en Santander, se determinó como almacenar el hidrógeno producido y cuáles son sus usos potenciales en el contexto regional.

4.4.1 Comparación de tecnologías de almacenamiento

Con base en la revisión bibliográfica presentada se identificaron siete tecnologías de almacenamiento aplicables en diferentes contextos. En la Tabla 11 se presenta una comparación consolidada de estas tecnologías de almacenamiento, considerando sus parámetros técnicos clave y su viabilidad específica para el contexto del departamento de Santander.

Tabla 11

Comparación de tecnologías de almacenamiento de hidrógeno aplicables a Santander

Tecnología	Presión de operación	Densidad gravimétrica (wt%)	Densidad volumétrica (kg/m ³)	Costo relativo	Madurez tecnológica	Escala aplicable	Viabilidad en Santander
H ₂ comprimido	350–700 bar	~5–8	30–90	Bajo	Alta (comercial)	Pequeña–mediana	Alta
H ₂ licuado (criogénico)	1 bar	~100 (líquido)	~71	Muy alto	Alta (industrial)	Grande	Baja
Cryo-comprimido	250–350 bar	~8	~80	Muy alto	Media	Grande	Muy baja
LOHCs	1 bar	~6–7.2	~57	Medio-alto	Media-alta	Mediana–grande	Media (largo plazo)
Amoníaco (NH ₃)	10 bar	~17.8	~108	Medio	Alta (industrial)	Mediana–grande	Alta

Tecnología	Presión de operación	Densidad gravimétrica (wt%)	Densidad volumétrica (kg/m ³)	Costo relativo	Madurez tecnológica	Escala aplicable	Viabilidad en Santander
Hidruros metálicos	<10 bar	1.5–7.6	~100	Medio-alto	Media	Pequeña	Media
LOHCs sintéticos (metanol)	1 bar	~12.5	~99	Medio	Alta (industrial)	Mediana–grande	Media (largo plazo)

Nota. Adaptado de A comprehensive review of hydrogen production and storage methods: fundamentals, advances, and SWOT analysis, por Tahmasbi et al. (2025) y Advancements in hydrogen storage technologies, por Kumar et al. (2024). wt% = porcentaje en masa. Densidad volumétrica referida a hidrógeno almacenado.

4.4.2 Aplicaciones potenciales del hidrógeno verde en Santander

Con base en el análisis de producción y la selección de tecnologías de almacenamiento, la *Tabla 12* presenta las aplicaciones potenciales del hidrógeno verde para los municipios y escenarios evaluados en este trabajo

Tabla 12

Tecnología de almacenamiento recomendada y aplicaciones potenciales por escenarios seleccionados

Municipio / Escenario	Producción H ₂ estimada (kg/año)	Recurso dominante	Tecnología de almacenamiento recomendada	Aplicación potencial	Viabilidad en el tiempo
San José de Miranda	2849	Solar	Comprimido 350 bar, Tipo III	Autoconsumo energético / celdas de combustible estacionarias	Corto plazo

Municipio / Escenario	Producción H ₂ estimada (kg/año)	Recurso dominante	Tecnología de almacenamiento recomendada	Aplicación potencial	Viabilidad en el tiempo
Suratá	2863	Eólico	Comprimido 350 bar, Tipo III/IV	Movilidad pesada / generación distribuida / mercado regional H ₂	Corto-mediano plazo
Cerrito	3675	Híbrido solar-eólico	Comprimido 350 bar, Tipo III	Generación distribuida / celdas de combustible continuas	Corto-mediano plazo
Barrancabermeja	2546	Solar	Amoníaco verde (NH ₃) como portador químico externo	Sustitución H ₂ gris / refinación Ecopetrol / hub regional	Mediano-largo plazo

4.5 Resultados del análisis tecnoeconómico

Para esta sección se analizaron tres configuraciones diferentes: configuración solar, configuración eólica y configuración híbrida (solar+eólico). Y se realizó el análisis en cuatro municipios escogidos por los siguientes criterios:

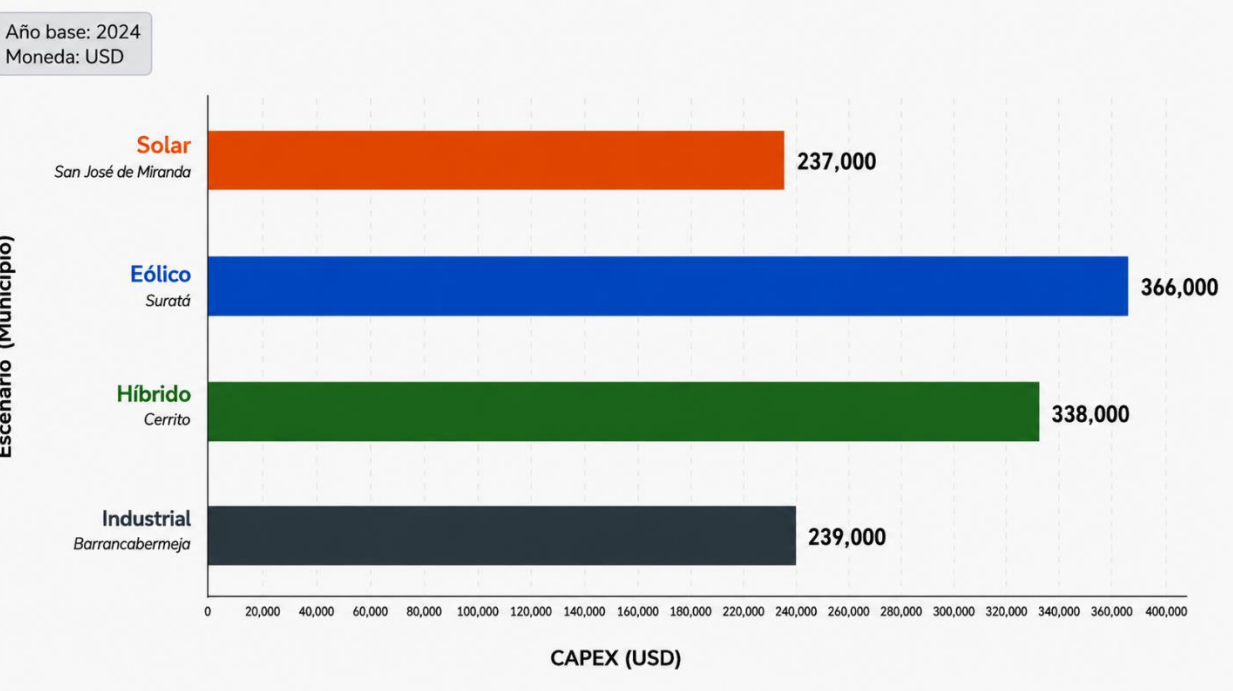
- Se escogió el municipio con mayor irradiancia global para analizar el sistema enfocado en energía solar, el municipio escogido fue San José de Miranda, a pesar de que Los Santos son el municipio con mayor irradiancia global, este último ya cuenta con el mayor parque solar del departamento, por lo que se decidió analizar otro.
- Se escogió el municipio con mayor velocidad del viento para analizar el sistema enfocado en energía eólica, el municipio escogido fue Suratá.

- Se escogió el municipio con la mejor relación de irradiancia solar y velocidad del viento para analizar un sistema híbrido, el municipio escogido fue Cerrito.
- Se escogió el municipio de Barrancabermeja por su importancia industrial en el departamento, además de ser un punto estratégico como posible centro de consumo de hidrógeno.

Los valores de CAPEX presentados en la *Figura 9* se obtuvieron mediante la ecuación 6, sumando los costos de cada componente del sistema: generación renovable, electrolizador y tratamiento de agua, se adicionaron los costos indirectos, el capital de trabajo y el costo del terreno como se muestra en la *Tabla 13*. Para el sistema fotovoltaico se utilizó un costo unitario de 199.38 USD, tomado de AutoSolar (2026). Para el aerogenerador ErgoWind EW50 se empleó un costo de 27,721 USD por unidad, precio dado por InkPV (2026) para una turbina de 50kW. El electrolizador alcalino se valoró en 80,000 USD para una capacidad de 100 kW, siguiendo los valores reportados por Rodríguez et al. (2023). El costo del sistema de tratamiento de agua se calculó proporcionalmente al consumo anual estimado de agua en cada escenario, utilizando el costo unitario de $12.63 \frac{USD}{kt}$ reportado por la misma fuente. La diferencia entre el escenario solar (236,330USD) y el eólico (366,018 USD) se debe principalmente al mayor costo unitario de los aerogeneradores frente a los paneles fotovoltaicos para potencias equivalente, además de la diferencia en los costos de terreno en los municipios seleccionados.

Figura 9

CAPEX por escenario



Nota. Gráfico generado con asistencia de herramientas de visualización computacional.

Tabla 13

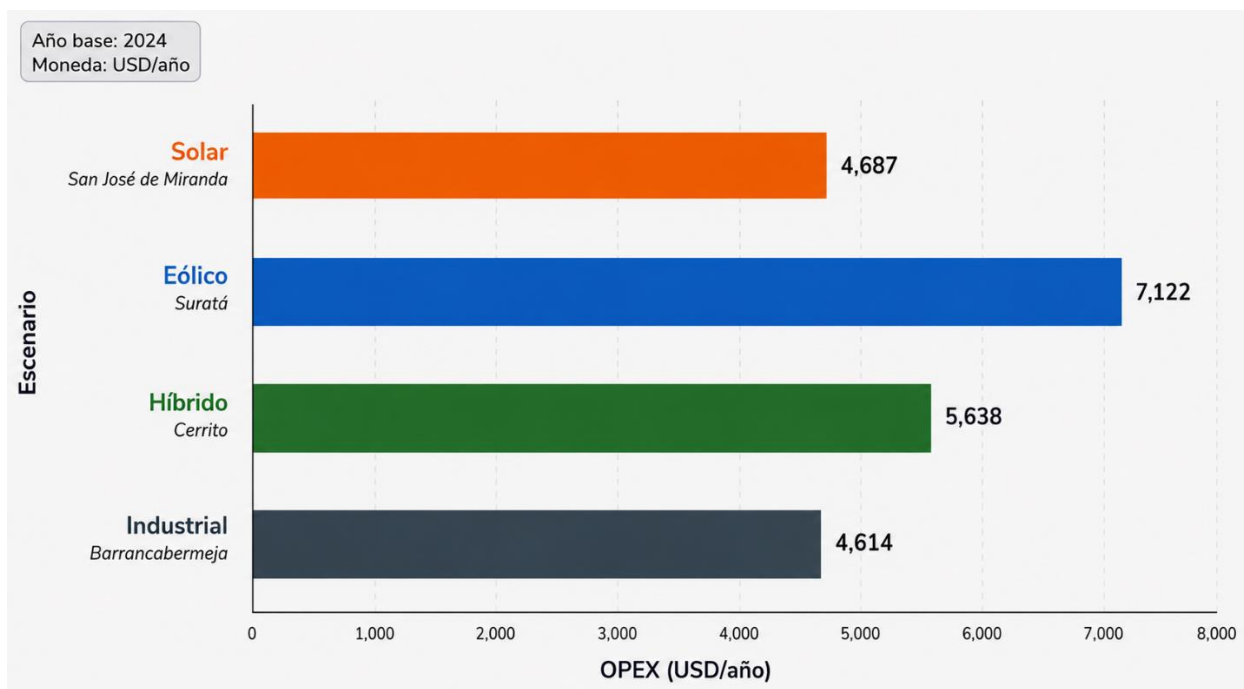
Estimación del CAPEX por método de factores para cada escenario [USD]

Concepto	San José (Solar)	Suratá (Eólico)	Cerrito (Híbrido)	Barranca (Solar)
Equipo instalado	153,508	180,237	166,787	153,466
Costos indirectos (30 %)	46,052	54,071	50,036	46,040
Terreno	15,285	98,436	90,234	17,578
Inversión de capital fija (FCI)	214,845	332,744	307,058	217,083
Capital de trabajo (10 %)	21,485	33,274	30,706	21,708
CAPEX total	236,330	366,018	337,764	238,792

En la *Figura 10* se muestra que los costos de operación y mantenimiento dependen del rendimiento de la instalación, por lo que varían respecto al municipio y el escenario empleado, siendo el escenario eólico el que tiene el mayor costo con un valor de $7,122 \frac{USD}{año}$, y el escenario industrial el del menor valor con $4,614 \frac{USD}{año}$.

Figura 10

OPEX por escenario



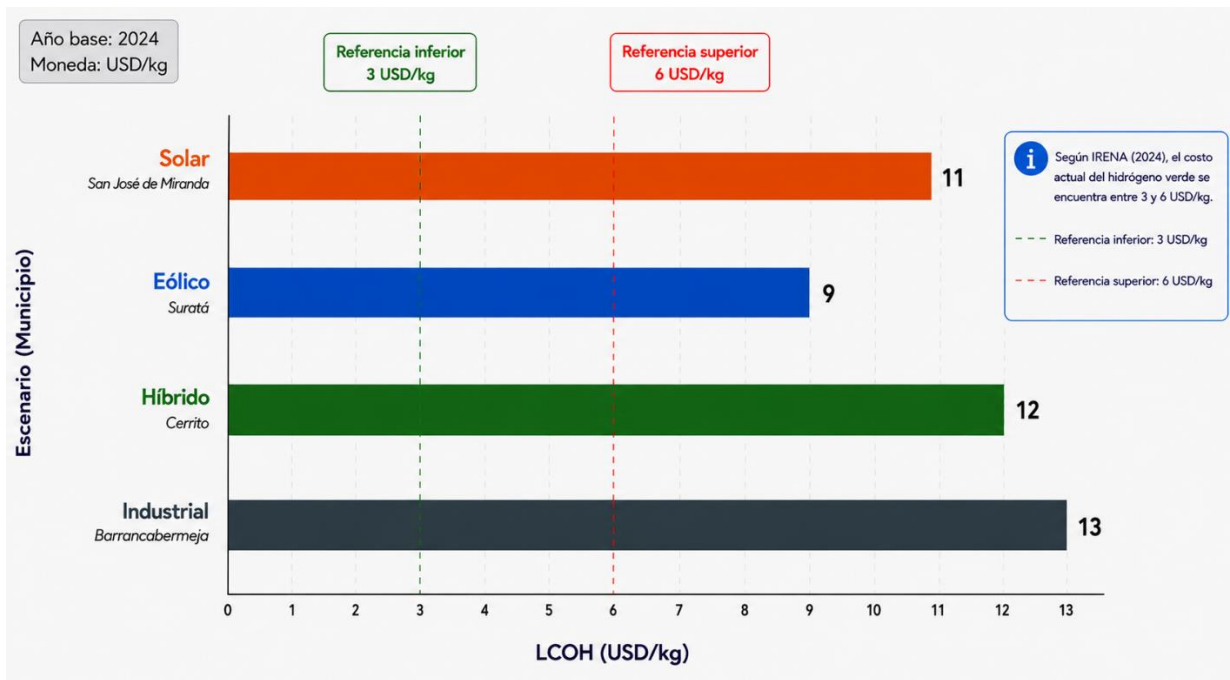
Nota. Gráfico generado con asistencia de herramientas de visualización computacional.

A pesar de su mayor CAPEX, el escenario eólico de Suratá presenta el menor costo nivelado del hidrógeno (LCOH) con $6.96 \frac{USD}{kg}$, frente a $9.66 \frac{USD}{kg}$ del escenario híbrido de Cerrito, como se observa en la *Figura 11*. Este resultado se explica por la mayor producción de hidrógeno que genera el viento en Suratá, lo que diluye el costo de inversión a lo largo de la vida útil del sistema. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), el hidrógeno verde

presenta actualmente costos de producción entre $3 \frac{\text{USD}}{\text{kg}}$, y $6 \frac{\text{USD}}{\text{kg}}$, en este contexto, los escenarios evaluados se ubican en su límite superior.

Figura 11

LCOH por escenario



Nota. Gráfico generado con asistencia de herramientas de visualización computacional.

Con base en los resultados del LCOH obtenidos para los cuatro escenarios evaluados, Suratá se posiciona como el municipio más recomendable para implementar un sistema de producción de hidrógeno verde en Santander, al presentar el menor costo nivelado con $9 \frac{\text{USD}}{\text{kg}}$ en el escenario eólico, valor que se ubica ligeramente por encima del rango competitivo internacional de 3 a 6 USD/kg reportado por IRENA (2024). Esto se debe a la combinación de una velocidad de viento excepcional de 7.38 m/s y una producción anual de $2,863 \frac{\text{kg}}{\text{año}}$ con una sola turbina ErgoWind EW50, lo que permite diluir el mayor CAPEX eólico a lo largo de la vida útil del sistema.

En segundo lugar, se ubica el escenario solar de San José de Miranda, con un LCOH de $11 \frac{USD}{año}$, supera el límite superior del rango competitivo, por lo que su implementación requeriría una reducción en los costos de componentes o un incremento en la escala de producción para mejorar su viabilidad económica. Y luego, se ubica el municipio de Cerrito con el escenario híbrido, con un LCOH de $12 \frac{USD}{kg}$, también por encima del rango de referencia, pero esta configuración presenta la ventaja adicional de una mayor estabilidad en la generación al combinar recursos solar y eólico, reduciendo la intermitencia característica de cada recurso por separado. Finalmente, Barrancabermeja no se recomienda como municipio productor dado su bajo recurso renovable, pero sí como nodo de consumo estratégico dentro de una cadena de valor regional, donde el hidrógeno producido en Suratá podría ser transportado mediante amoníaco verde para su uso en los procesos industriales de refinación de Ecopetrol.

Dado que ninguno de los cuatro escenarios evaluados logró ubicarse dentro del rango de referencia internacional establecido por IRENA (2024), se decidió tomar el escenario con mejor desempeño, el eólico de Suratá, y evaluar si una configuración distinta del sistema de generación permitía acercar el LCOH al límite superior de dicho rango. Para esto se comparó la configuración base, compuesta por dos aerogeneradores ErgoWind EW50 de 50 kW cada uno, frente a una configuración de veinte aerogeneradores Bergey Excel 6 de 5 kW cada uno, manteniendo la misma capacidad instalada para asegurar la correcta comparación entre ambos casos. Los resultados de esta comparación se presentan en la *Tabla 14*.

Tabla 14*Comparación de configuraciones de aerogenerador para el escenario eólico de Suratá*

PARÁMETRO	UNIDAD	ERGOWIND EW50	BERGEY EXCEL 6
Capacidad	kW	50	5
Número de turbinas	-	2	20
Precio unitario	USD	27,721	2,390
Subtotal turbinas	USD	55,442	47,800
Torre + Cimentación + instalación	USD	44,000	64,200
CAPEX eólico	USD	99,442	112,000
Energía anual	kWh/año	313,784	473,691
Producción de hidrógeno	kg/año	5,726	8,644
Electrolizador	USD	80,000	80,000
Tratamiento del agua	USD	795	1,201
Terreno	USD	98,436	131,247
Costos indirectos	USD	54,071	57,960
Capital de trabajo	USD	332,744	382,408
CAPEX TOTAL	USD	366,018	420,649
OPEX eólico	USD/año	3,122	4,713
OPEX electrolizador	USD/año	4,000	4,000
OPEX TOTAL	USD/año	7,122	8,713
CRF	-	12%	12%
Costo anualizado	USD/año	50,115	58,123
LCOH	USD/kg	9	7

Como se observa en la *Tabla 14* la configuración de veinte aerogeneradores Bergey Excel 6 presenta un CAPEX total superior al de la configuración base, debido principalmente a un mayor coste de torre, cimentación e instalación por un mayor número de unidades, a pesar de que el precio unitario del aerogenerador de 5 kW es considerablemente menor. De forma similar, el OPEX también resulta mayor. Sin embargo, esta configuración genera una energía anual de 473,691 kWh

y una producción anual de hidrógeno de 8,644 kg, estos valores son un 51% superiores a los obtenidos en la configuración base. Este incremento en la producción compensa el mayor costo de inversión y operación, resultando en un LCOH de $7 \frac{USD}{kg}$.

5 Conclusiones y Recomendaciones

Los resultados mostraron que Santander presenta condiciones favorables para el desarrollo de proyectos de energía renovable, aunque con una distribución territorial variada. En el recurso solar, el 100% de los municipios analizados superaron los $3 \frac{kWh}{m^2}$ establecido por Vergara et al. (2014) como mínimo para proyectos fotovoltaicos viables, con valores de irradiancia global que oscilaron entre $4.14 \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}$ en Vetas y $6.15 \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}$ en Los Santos. La provincia Comunera presentó el mayor promedio de irradiancia con $5.78 \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}$, mientras que Soto Norte registró el menor con $4.59 \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}$. Este comportamiento inverso en el recurso solar respecto al eólico evidencia una complementariedad entre provincias que podría ser estratégicamente aprovechada en configuraciones híbridas.

En cuanto al recurso eólico, los resultados mostraron que el potencial no es uniforme en todo el departamento, y que solo municipios de provincias específicas, particularmente Soto Norte y García Rovira, presentan velocidades de viento capaces de superar la velocidad de arranque del aerogenerador seleccionado ($3 \frac{m}{s}$). El municipio de Suratá registró la mayor velocidad con $7.38 \frac{m}{s}$, seguido de Cerrito con $6.83 \frac{m}{s}$ y Tona con $6.72 \frac{m}{s}$, valores que se encuentran en un rango de alta productividad para aerogeneradores de pequeña escala. En contraste, municipios de las provincias Yariguíes y Comunera presentaron velocidades insuficientes, lo que descarta el recurso eólico como alternativa viable en esas zonas.

Los resultados demostraron que Santander tiene un potencial real de producción para sistemas de escala pequeña. Utilizando el modelo propuesto por Rodríguez et al. (2023), la mayor tasa de producción solar correspondió al municipio de Los Santos con $2,867 \frac{kg}{año}$ para una capacidad

instalada de 100 kW, seguido de San José de Miranda con $2,850 \frac{kg}{año}$. Para el recurso eólico, Suratá alcanzó una producción de $2,863 \frac{kg}{año}$ con una sola turbina ErgoWind EW50. La producción promedio del recurso solar fue de $2,571 \frac{kg}{año}$, sensiblemente superior al promedio eólico de $1,514 \frac{kg}{año}$ considerando el total de municipios analizados, lo que refleja la mayor cobertura territorial del recurso solar frente al eólico en el departamento.

Un hallazgo relevante de esta fase fue la identificación de municipios con condiciones apropiadas para configuraciones híbridas, en particular Cerrito, que presentó simultáneamente una velocidad del viento de $6.83 \frac{m}{s}$ y una irradiancia de $5.16 \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}$. Este tipo de configuración permite una mayor continuidad en la operación del electrolizador al compensar la intermitencia de cada recurso por separado, lo que mejora el factor de utilización del sistema y, en consecuencia, reduce el costo nivelado de producción.

En cuanto al análisis de tecnologías de almacenamiento, se determinó que el almacenamiento comprimido en tanques Tipo III o Tipo IV a 350 bar es la alternativa más adecuada para el contexto actual de Santander, dada la escala de producción evaluada y la ausencia de infraestructura criogénica o catalítica en la región. A mediano y largo plazo, el amoníaco verde (NH_3) puede establecerse como el portador químico de mayor potencial estratégico para conectar la producción renovable distribuida con la demanda industrial de Barrancabermeja, aprovechando la infraestructura petroquímica existente en la región.

El análisis tecnoeconómico de los cuatro escenarios evaluados mostró que ninguno de los escenarios se ubicó dentro del rango de referencia internacional de 3 a $6 \frac{USD}{kg}$ establecido por IRENA (2024). El escenario eólico de Suratá presentó el menor LCOH con $9 \frac{USD}{kg}$, seguido del

solar de San José de Miranda ($11 \frac{USD}{kg}$), el híbrido de Cerrito ($12 \frac{USD}{kg}$) y el solar de Barrancabermeja ($13 \frac{USD}{kg}$). El escenario eólico se mantiene como el más favorable debido al mayor factor de capacidad del recurso en las zonas de vientos altos del departamento, lo que permite diluir su mayor inversión a lo largo de la vida útil.

Al comparar configuraciones de aerogenerador para el escenario e Suratá, el arreglo de veinte turbinas de 5 kW presentó un LCOH menor ($7 \frac{USD}{kg}$) que las dos turbinas de 50 kW ($9 \frac{USD}{kg}$), esta diferente se explica por una mayor producción de energía estimada para las turbinas de baja potencia, obtenida al escalar la energía en función del área de barrido.

El escenario eólico demandó una inversión inicial aproximadamente un 55% mayor que el escenario solar para una misma escala de producción, debido al mayor costo de adquisición e instalación de los aerogeneradores ErgoWind EW50 frente al panel solar bifacial 710W N-Type Tensite. Sin embargo, la mayor productividad del recurso eólico en municipios como Suratá compensó parcialmente este mayor CAPEX, resultando en un LCOH inferior al solar, aunque solo la configuración ajustada con aerogeneradores Bergey Excel 6 logró acercarse al límite del rango de referencia internacional. El caso de Barrancabermeja confirma que el criterio de selección de proyectos no debe limitarse al recurso renovable disponible, sino que debe contemplar también la infraestructura existente, la demanda local y la posición estratégica como nodo de consumo dentro de una cadena de valor regional del hidrógeno.

En términos generales, los resultados de este trabajo permiten concluir que Santander cuenta con el potencial renovable y las condiciones técnicas necesarias para desarrollar proyectos de producción de hidrógeno verde mediante sistemas Power-to-X a escala pequeña. Aunque ningún escenario alcanzó el rango de costos competitivos a nivel internacional, la competitividad económica del hidrógeno verde en el departamento dependerá de reducciones futuras en los costos

de capital, así como en el aprovechamiento de la infraestructura actual y la demanda industrial existente. Este trabajo constituye una línea base técnica y económica que puede servir como punto de partida para el diseño de estrategias de descarbonización en el departamento y para la formulación de proyectos de mayor escala en el marco de la política nacional de hidrógeno verde.

Con base en los hallazgos anteriores y las limitaciones identificadas en el desarrollo del trabajo, se plantean las siguientes recomendaciones:

Se recomienda ampliar el análisis tecno-económico incorporando estudios de sensibilidad paramétrica que evalúen el impacto de variables como la tasa de descuento, la vida útil del sistema, el precio de la electricidad y la trayectoria de reducción de costos de los electrolizadores sobre el LCOH. En particular, es relevante evaluar cómo una reducción del 20 al 30% en el costo de los electrolizadores PEM afectaría la competitividad de los escenarios evaluados.

Se recomienda desarrollar estudios orientados a la cuantificación de la demanda de hidrógeno en los procesos industriales del departamento, especialmente en el complejo de refinación de Ecopetrol en Barrancabermeja. Conocer con precisión el volumen de hidrógeno gris actualmente consumido permitiría dimensionar adecuadamente la capacidad de producción verde necesaria para sustituirlo y calcular el impacto en términos de reducción de emisiones de CO₂.

Se recomienda evaluar escalas de producción superiores a las consideradas en este trabajo. Dado que el modelo utilizado corresponde a una unidad de 100 kW, tanto para el escenario solar como para el eólico, un estudio de plantas de 1 MW, 5 MW o superiores permitiría identificar economías de escala que reduzcan el LCOH y acerquen los escenarios actualmente no competitivos al rango de referencia internacional.

Referencias Bibliográficas

- Chehade, Z., Mansilla, C., Lucchese, P., Hilliard, S., & Proost, J. (2019). Review and analysis of demonstration projects on power-to-X pathways in the world. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(51), 27637-27655. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.08.260>
- Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2022). Perfil estadístico del departamento de Santander. DANE. dane.gov.co
- García, N. (2021). Industria del hidrógeno verde: costos de producción. https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/32538/1/BCN_Hidrogeno_verde_Costos_de_produccion_Sept21.pdf
- GIZ, COLOMBIA (2023). Estudio técnico, económico e identificación de hubs de hidrógeno verde en Colombia.
- Guo, Y., Li, G., Zhou, J., & Liu, Y. (2019). Comparison between hydrogen production by alkaline water electrolysis and hydrogen production by PEM electrolysis. *IOP Conference Series Earth and Environmental Science*, 371(4), 042022. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/371/4/042022>
- Hamududu, B., & Killingtveit, A. (2012). Assessing climate change impacts on global hydropower. In *Climate change and the future of sustainability* (pp. 109-132). Apple Academic Press.
- Hank, C. (2020). Techno-economic and environmental assessment of Power-to-Liquid processes (Doctoral dissertation, Dissertation, Universität Freiburg, 2020).
- IRENA. (2024). *Renewable power generation costs*. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf

IRENA. (2024). *Green hydrogen auctions: A guide to design*. International Renewable Energy Agency.

https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Oct/IRENA_Green_hydrogen_auctions_guide_to_design_2024.pdf

Kumar, N., Lee, S. Y., & Park, S. J. (2024). Advancements in hydrogen storage technologies: A comprehensive review of materials, methods, and economic policy. *Nano Today*, 56, 102302.

Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2010). *Wind energy explained: theory, design and application*. John Wiley & Sons.

Maldonado, Y. A. M. (2012). *Optimización de recursos energéticos en zonas aisladas mediante estrategias de suministro y consumo*. <https://doi.org/10.4995/thesis/10251/16010>

Maldonado, Y. A. M., Roncancio, G. D. A., & Saavedra, J. D. S. (2019). Evaluación del potencial de energía solar en Santander, Colombia. *Prospectiva*, 17(2).
<https://doi.org/10.15665/rp.v17i2.1645>

Peters, M. S., Timmerhaus, K. D., & West, R. E. (2003). *Plant design and economics for chemical engineers* (5.^a ed.). McGraw-Hill.

Reyes Gil, R. E. ., Turriago Hoyos, Álvaro, Cárdenas Piñeros, M. ., & Danna Buitrago, J. P. . (2023). Análisis de Políticas Públicas para la adopción de Energías Renovables No Convencionales en Colombia. *Cuadernos Latinoamericanos De Administración*, 19(36).

Rodríguez-Fontalvo, D., Quiroga, E., Cantillo, N. M., Sánchez, N., Figueredo, M., & Cobo, M. (2023). Green hydrogen potential in tropical countries: The colombian case. *International Journal Of Hydrogen Energy*, 54, 344-360.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.320>

- Tahmasbi, M., Siavashi, M., & Ahmadi, R. (2025). A comprehensive review of hydrogen production and storage methods: fundamentals, advances, and SWOT analysis. *Energy Conversion and Management*: X, 26, 101005.
- UPME, I. (2017). *Atlas de Radiación Solar de Colombia*.
<https://www.andi.com.co/uploads/radiacion.compressed.pdf>
- UPME, I. (2017). *Atlas de Viento de Colombia*.
https://bdigital.upme.gov.co/flip/index.jsp?pdf=/bitstream/handle/001/1357/Atlas_viento_2017.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Valedsaravi, S. (2025). Techno-Commercial Evaluation of Renewable Energy-Based Power-to-X Plants: A Comparative Analysis of Grid-Connected vs. Islanded Facilities. *IEEE Access*.
- Vergara-Barrios, P. P., Rey-López, J. M., Osma-Pinto, G. A., & Ordóñez-Plata, G. (2014). Evaluación del potencial solar y eólico del campus centra de la Universidad Industrial de Santander y la ciudad de Bucaramanga, Colombia. *Revista UIS Ingenierías*, 13(2), 49–57.
 Recuperado a partir de
<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistauisingenierias/article/view/49-57>

Apéndices

Apéndice A. Listado completo de municipios caracterizados

Tabla 15

Listado completo de municipios caracterizados con irradiancia global y velocidad del viento

PROVINCIA	NÚMERO DE MUNICIPIOS	MUNICIPIO	IRRADIANCIA GLOBAL (GHI)[kWh/m ² /día]		VELOCIDAD DEL VIENTO A 50m [m/s]	
			ESMAP	UPME	ESMAP	UPME
Comunera	16	El Socorro	6.00	5.00	2.72	3.50
		Confines	5.51	5.00	2.36	3.50
		Contratación	5.8	5.00	3.31	3.50
		Chima	5.99	5.00	2.57	3.50
		Galán	5.6	5.00	2.34	4.50
		Gámbita	5.57	5.00	2.36	6.00
		El Guacamayo	5.87	5.00	4.51	3.00
		Guadalupe	5.83	4.50	3.25	3.50
		Guapotá	6.01	5.00	2.84	3.50
		Hato	5.85	5.00	3.68	3.50
		Oiba	5.79	4.00	2.36	2.50
		Palmar	5.96	5.00	3.74	3.50
		Palmas del Socorro	6.01	5.00	2.68	3.50
		Santa Helena del Opón	5.31	4.00	2.09	3.50
		Simacota	5.44	5.00	2.36	3.50
		Suaita	5.89	4.5	2.98	3.50
García Rovira	13	Capitanejo	6.00	5.00	4.81	5.50
		Carcasí	5.41	5	3.01	6.50
		Cepitá	5.82	4.5	5.84	5.00
		Cerrito	5.16	4.00	6.83	6.50
		Concepción	5.40	4.50	2.87	6.50

PROVINCIA	NÚMERO DE MUNICIPIOS	MUNICIPIO	IRRADIANCIA GLOBAL (GHI)[kWh/m ² /día]		VELOCIDAD DEL VIENTO A 50m [m/s]	
			ESMAP	UPME	ESMAP	UPME
		Enciso	5.85	5.00	2.45	6.50
		Guaca	5.25	4.00	2.44	6.50
		Macaravita	5.82	5.5	4.49	6.50
		Málaga	5.38	5.00	3.54	6.50
		Molagavita	5.82	5.00	6.30	5.00
		San Andrés	5.43	4.50	2.85	6.50
		San José de Miranda	6.11	5.00	4.57	6.50
		San Miguel	5.90	5.00	3.64	6.50
Guanentá	17	Aratoca	5.33	5.00	3.29	4.50
		Barichara	5.75	5.00	5.64	4.50
		Cabrera	6.00	5.00	2.94	3.50
		Coromoro	5.30	4.50	2.14	6.00
		Curití	5.72	5.00	3.76	4.50
		Charalá	5.67	4.50	2.18	5.00
		Encino	5.24	4.50	1.64	6.00
		Jordán	4.53	4.50	4.92	4.50
		Mogotes	5.65	4.50	3.44	4.50
		Ocamonte	5.64	4.50	2.19	3.50
		Onzaga	5.41	5.00	3.39	6.00
		Páramo	5.45	5.00	3.00	3.50
		Pinchote	5.85	5.00	2.85	3.50
		San Gil	5.80	5.00	4.14	4.50
		San Joaquín	5.45	4.50	2.74	4.50
		Valle de San José	5.53	5.00	2.72	3.50
		Villanueva	5.83	5.00	5.36	4.50
Metropolitana	10	Bucaramanga	5.16	4.00	2.94	3.50
		El Playón	4.77	4.50	2.45	6.00

PROVINCIA	NÚMERO DE MUNICIPIOS	MUNICIPIO	IRRADIANCIA GLOBAL (GHI)[kWh/m ² /día]		VELOCIDAD DEL VIENTO A 50m [m/s]	
			ESMAP	UPME	ESMAP	UPME
		Floridablanca	5.26	4.50	2.91	4.50
		Girón	5.75	5.00	5.14	4.00
		Lebrija	5.42	4.50	3.05	3.50
		Los Santos	6.15	4.50	5.36	4.50
		Piedecuesta	5.21	4.50	3.88	5.00
		Rionegro	5.31	4.50	2.44	4.00
		Santa Bárbara	4.93	4.00	4.52	6.00
		Zapatoca	5.82	4.50	4.17	4.50
Yariguíes	6	Barrancabermeja	5.46	5.00	1.78	2.50
		Betulia	5.07	4.50	1.59	3.00
		El Carmen de Chucurí	5.35	4.00	2.03	3.50
		Puerto Wilches	5.52	4.50	2.06	3.50
		Sabana de Torres	5.45	4.50	2.25	3.50
		San Vicente de Chucurí	5.2	4.00	2.42	3.50
Soto Norte	6	California	4.45	4.00	2.20	5.50
		Charta	4.63	4.00	2.70	6.00
		Matanza	4.63	4.50	2.57	6.00
		Suratá	4.44	4.50	7.38	7.00
		Tona	5.25	4.50	6.72	6.5
		Vetas	4.14	4.00	6.24	6.00
Vélez	19	Aguada	5.81	4.50	4.05	3.50
		Albania	5.06	4.50	3.89	4.50
		Barbosa	5.67	5.00	3.12	4.50
		Bolívar	5.25	5.00	2.27	3.50
		Cimitarra	5.52	5.00	2.24	3.50
		El Peñón	5.01	4.50	1.98	3.50

PROVINCIA	NÚMERO DE MUNICIPIOS	MUNICIPIO	IRRADIANCIA GLOBAL (GHI)[kWh/m ² /día]		VELOCIDAD DEL VIENTO A 50m [m/s]	
			ESMAP	UPME	ESMAP	UPME
		Chipatá	5.82	4.50	3.86	3.50
		Florián	4.73	4.50	1.94	3.50
		Guavatá	5.34	4.50	2.27	4.50
		Güepsa	5.23	4.50	2.82	3.50
		Jesús María	5.32	4.50	1.77	4.50
		La Belleza	5.32	4.50	3.57	3.50
		La Paz	5.87	4.50	5.25	3.50
		Landázuri	4.61	4.50	2.23	3.50
		Puente Nacional	5.33	5.00	3.14	4.50
		Puerto Parra	5.46	4.50	2.30	3.00
		San Benito	5.93	4.50	3.87	3.50
		Sucre	5.23	4.50	2.82	3.50
		Vélez	5.59	4.50	2.70	3.50
		Mayor valor	6.15	5.50	7.38	7.00
		Menor valor	4.14	4.00	1.59	2.50
		Valor promedio	5.46	4.65	3.32	4.46

Nota. Datos tomados de ESMAP y UPME.

Apéndice B Análisis económico de cada municipio**Tabla 16***Análisis económico de San José de Miranda*

Escenario	San José de Miranda			
	Unidades	Solar	Eólico	Híbrido (Solar + Eólico)
Número de paneles	-	141	0	71
Número de aerogeneradores	-	0	2	1
Energía anual FV	kWh/año	156,162	0	78,081
Energía anual eólica	kWh/año	0	95,354	47,677
Energía anual total	kWh/año	156,162	93,354	125,758
Producción de H ₂	kg/año	2,850	1,740	2,295
Consumo de agua	kg/año	31,346	19,140	25,243
Potencia del electrolizador	kW	100	100	100
CAPEX FV	USD	73,111	0	36,555
CAPEX eólico	USD	0	99,442	49,721
CAPEX electrolizador	USD	80,000	80,000	80,000
CAPEX tratamiento de agua	USD	396	242	319
CAPEX terreno	USD	15,285	152,853	84,069
Costos indirectos	USD	46,052	53,905	49,979
FCI (Inversión de Capital Fija)	USD	214,845	386,442	300,644
Capital de trabajo	USD	21,485	38,644	30,064
CAPEX total	USD	236,330	425,088	330,708
OPEX FV anual	USD /año	687	0	344
OPEX eólico anual	USD /año	0	949	474
OPEX electrolizador anual	USD /año	4,000	4,000	4,000
OPEX total anual	USD /año	4,687	4,949	4,818
CRF Factor de recuperación del capital	-	12%	12%	12%

Escenario	San José de Miranda			
	Unidades	Solar	Eólico	Híbrido (Solar + Eólico)
Costo anualizado	USD	32,446	54,879	43,663
LCOH	USD/kg	11	32	19

Tabla 17*Análisis económico de Suratá*

Escenario	Suratá			
	Unidades	Solar	Eólico	Híbrido (Solar + Eólico)
Número de paneles	-	141	0	71
Número de aerogeneradores	-	0	2	1
Potencia por aerogenerador	kW	50	50	50
Energía anual FV	kWh/año	113,493	0	56,747
Energía anual eólica	kWh/año	0	313,784	156,892
Energía anual total	kWh/año	113,493	313,784	213,638
Producción de H ₂	kg/año	2,071	5,726	3,899
Consumo de agua	kg/año	22,781	62,986	42,884
Potencia del electrolizador	kW	100	100	100
CAPEX FV	USD	73,112	0	36,556
CAPEX eólico	USD	0	99,442	49,721
CAPEX electrolizador	USD	80,000	80,000	80,000
CAPEX tratamiento de agua	USD	288	795	541
CAPEX terreno	USD	9,844	98,436	54,140
Costos indirectos	USD	46,020	54,071	50,046
FCI (Inversión de Capital Fija)	USD	209,263	332,744	271,003
Capital de trabajo	USD	20,928	33,274	27,100
CAPEX total	USD	230,189	366,018	298,104

Escenario	Suratá			
	Unidades	Solar	Eólico	Híbrido (Solar + Eólico)
OPEX FV anual	USD /año	499	0	250
OPEX eólico anual	USD /año	0	3,122	1,561
OPEX electrolizador anual	USD /año	4,000	4,000	4,000
OPEX total anual	USD /año	4,499	7,122	5,811
CRF Factor de recuperación del capital	-	12%	12%	12%
Costo anualizado	USD	31,537	50,115	40,826
LCOH	USD/kg	15	9	10

Tabla 18*Análisis económico de Cerrito*

Escenario	Cerrito			
	Unidades	Solar	Eólico	Híbrido (Solar + Eólico)
Número de paneles	-	141	0	71
Número de aerogeneradores	-	0	2	1
Potencia por aerogenerador	kW	50	50	50
Energía anual FV	kWh/año	131,761	0	65,881
Energía anual eólica	kWh/año	0	271,031	135,515
Energía anual total	kWh/año	131,761	271,031	201,396
Producción de H ₂	kg/año	2,404	4,946	3,675
Consumo de agua	kg/año	26,448	54,404	40,426
Potencia del electrolizador	kW	100	100	100
CAPEX FV	USD	73,112	0	36,556
CAPEX eólico	USD	0	99,442	49,721
CAPEX electrolizador	USD	80,000	80,000	80,000

Escenario	Cerrito			
	Unidades	Solar	Eólico	Híbrido (Solar + Eólico)
CAPEX tratamiento de agua	USD	334	687	510
CAPEX terreno	USD	16,406	164,063	90,234
Costos indirectos	USD	46,034	54,039	50,036
FCI (Inversión de Capital Fija)	USD	215,886	398,230	307,058
Capital de trabajo	USD	21,589	39,823	30,706
CAPEX total	USD	237,474	438,053	337,764
OPEX FV anual	USD /año	580	0	290
OPEX eólico anual	USD /año	0	2,697	1,348
OPEX electrolizador anual	USD /año	4,000	4,000	4,000
OPEX total anual	USD /año	4,580	6,697	5,638
CRF Factor de recuperación del capital		12%	12%	12%
Costo anualizado	USD	32,473	58,150	45,312
LCOH	USD/kg	14	12	12

Tabla 19*Análisis económico de Barrancabermeja*

Barrancabermeja		
Escenario	Unidades	Solar
Número de paneles	-	141
Número de aerogeneradores	-	0
Potencia por aerogenerador	kW	50
Energía anual FV	kWh/año	139,529
Energía anual eólica	kWh/año	0
Energía anual total	kWh/año	139,529
Producción de H ₂	kg/año	2,546

Consumo de agua	kg/año	28,008
Potencia del electrolizador	kW	100
CAPEX FV	USD	73,112
CAPEX eólico	USD	0
CAPEX electrolizador	USD	80,000
CAPEX tratamiento de agua	USD	354
CAPEX terreno	USD	17,578
Costos indirectos	USD	46,040
FCI (Inversión de Capital Fija)	USD	53,833
Capital de trabajo	USD	49,936
CAPEX total	USD	238,792
OPEX FV anual	USD /año	614
OPEX eólico anual	USD /año	0
OPEX electrolizador anual	USD /año	4,000
OPEX total anual	USD /año	4,614
CRF Factor de recuperación del capital		12%
Costo anualizado	USD	32,662
LCOH	USD/kg	13
