UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Evaluación de factibilidad para la producción de hidrógeno a partir de energía eólica en Colombia

Mateo Ramirez Sossa

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento Ciencias de la Computación y la Decisión
Medellín, Colombia
2023

Evaluación de factibilidad para la producción de hidrógeno a partir de energía eólica en Colombia

Mateo Ramirez Sossa

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Sistemas Energéticos

Director (a):
Carlos Jaime Franco Cardona, PhD

Línea de Investigación:
Toma de decisiones
Grupo de Investigación:
Sistemas energéticos

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Ciencias de la Computación y de la Decisión
Medellín, Colombia
2023

Dedicatoria

A mis padres, Piedad y Luis Hernando por todo su apoyo incondicional y búsqueda incesante de bienestar familiar, a mis hermanos Daniela y Anderson por su comprensión y paciencia, a mi abuela Fabiola por su apoyo y cariño permanente; a Renata, Simon y Nicolas, futuras estrellas, con esto espero inspirar luz en sus caminos, la disciplina, la honestidad y la gallardía son pilares fundamentales para sus sueños.

Agradecimientos

A la Universidad Nacional de Colombia y la Facultad de Minas por darme la oportunidad y hacerme beneficiario de la beca de exención de derechos académicos.

Al profesor Carlos Jaime Franco por su paciencia, honestidad, sabiduría y apoyo constante.

A Minciencias, Colombia, cuyo programa "Valuing Variability in the Colombian Electricity Market", Convocatoria 852, Contrato 80740-540-2020, hizo posible este logro.

Resumen

Evaluación de factibilidad para la producción de hidrógeno a partir de energía eólica en Colombia

La producción de hidrógeno tradicionalmente se ha realizado a partir de combustibles fósiles, generando un alto impacto ambiental; sin embargo, tiene el potencial para descarbonizar aplicaciones intensivas en energía dada la abundancia de la materia prima para su producción y el hecho de que cuando se comprime tiene una alta densidad energética. En los últimos años, Colombia por su ubicación geográfica y avances en políticas públicas, se viene posicionando como destino de inversión para la implementación de proyectos de energías renovables; pero por su carácter variable y desfase con la demanda es necesario explorar alternativas que permitan aprovechar de la mejor manera la energía producida; por esto, dada la versatilidad del hidrógeno como vector energético, se visualiza como una oportunidad su producción mediante electrólisis aprovechando picos de generación.

En esta tesis se evaluó la factibilidad de producir hidrógeno a partir de energía eólica en Colombia; se identificaron los métodos de producción de hidrógeno y los parámetros para la generación de hidrógeno usando energía eólica, se desarrolló un modelo para evaluar la viabilidad de producir hidrógeno verde en Colombia, y se identificaron barreras técnicas y económicas que permiten estructurar recomendaciones para el desarrollo de estos proyectos.

Palabras clave: Costo Nivelado del Hidrógeno, electrólisis, energía eólica, evaluación de factibilidad, producción de hidrógeno

Abstract

Feasibility evaluation for hydrogen production with wind energy in Colombia

Hydrogen production has traditionally been carried out from fossil fuels, generating a high environmental impact. However, it has the potential to decarbonize energy-intensive applications given the abundance of raw materials for its production and the fact that it has high energy density when compressed. In recent years, Colombia has been positioning itself as an investment destination for renewable energy projects due to its geographical location and advances in public policies. Still, due to its variable nature and mismatch with demand, it is necessary to explore alternatives that allow optimal energy utilization. Therefore, given the versatility of hydrogen as an energy carrier, its production through electrolysis, taking advantage of generation peaks, is seen as an opportunity.

This thesis assessed the feasibility of producing hydrogen from wind energy in Colombia. It identified hydrogen production methods and parameters for hydrogen generation using wind energy. A model was developed to evaluate the viability of producing green hydrogen in Colombia, and technical and economic barriers were identified to structure recommendations for developing these projects.

Keywords: electrolysis, feasibility evaluation, Hydrogen production, Levelized Cost of Hydrogen, wind energy

Contenido

Resumen IX

Lista de tablas XIV

Lista de abreviaturas XVI

Introducción 1

1. Antecedentes 3
1.1 Mercado del hidrógeno 3

2. Marco Teórico 8
2.1 Producción de hidrógeno 8
2.2 Hidrógeno gris y azul 9
2.3 Hidrógeno verde 9
2.4 Electrólisis 10
2.4.1 Electrolizador PEM 11
2.4.2 Electrolizador alcalino 11
2.5 Compresión del hidrógeno 13
2.6 Almacenamiento del hidrógeno 14
2.7 Energía eólica 17
2.8 Balance de planta 18
2.8.1 Fuente de energía 19
2.8.2 Pureza del agua 19
2.8.3 Acondicionamiento del hidrógeno 20
2.8.4 Enfriamiento o climatización 20
2.8.5 Pila (*stack*) 21
2.9 Costo Nivelado del Hidrógeno 21

3. Revisión de literatura 22

4. Objetivos y metodología 27
4.1 Objetivos 27
4.2 Metodología 27

5. Barreras para el desarrollo de proyectos 29

6. Modelo de evaluación de proyectos de hidrógeno a partir de energía eólica ... 33
6.1 Criterios de evaluación financiera y ambiental 33
6.2 Descripción del modelo desarrollado 38

7. Evaluación de la factibilidad de producir hidrógeno a partir de energía eólica en Colombia ... 40
7.1 Tipo y potencia de electrizador, ubicaciones y turbina eólica ... 40
7.2 Costos caso base ... 41
7.3 Costos basados en proyecciones según curva de aprendizaje ... 43
7.4 Costos según estrategias de IRENA ... 45
7.5 Resultados escenario base ... 47
7.6 Resultados escenario Curva de Aprendizaje ... 48
7.7 Resultados Escenarios IRENA ... 49
7.8 Resultados análisis de sensibilidad ... 51
7.9 Evaluación ambiental ... 53

8. Conclusiones, recomendaciones y trabajo futuro ... 57
8.1 Conclusiones generales de la tesis ... 57
8.2 Conclusiones asociadas con el logro de objetivos ... 57
8.2.1 Objetivo específico 1 ... 57
8.2.2 Objetivo específico 2 ... 58
8.2.3 Objetivo específico 3 ... 58
8.2.4 Objetivo general ... 59
8.3 Recomendaciones ... 59
8.4 Trabajos futuros ... 61

A. Anexo: Velocidad promedio del viento a 10 metros de altura (m/s) ... 63

B. Anexo: Desviación Weibull para la velocidad del viento f(C,k) ... 64

C. Anexo: Parámetro de escala C de la distribución Weibull ... 65

D. Anexo: Densidad de energía eólica a 80 metros de altura (W/m2) ... 66

E. Anexo: Hoja de datos turbina eólica Vestas 2 MW ... 67

F. Anexo: Escenario Plantas energía eólica para producción de hidrógeno con electrolizador de 200 KW, ubicadas en el Departamento de La Guajira y Boyacá a 2022 68

G. Anexo: Distribución de porcentajes LCOH ... 69

9. Referencias ... 71

Lista de figuras

Pág.

Figura 1 LCOH verde según factores de capacidad renovable moda y máximo. Fuente: (i-deals, 2021) 6
Figura 2 Métodos de producción de hidrógeno (Shiva Kumar & Himabindu, 2019) 8
Figura 3 Modelo conceptual electrolizador. Fuente: (Chinchilla, 2014) 10
Figura 4 Tipos de almacenamiento de hidrógeno (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2020b) 15
Figura 5 Balance de Planta (Fuente: Tomado de Caparrós Mancera et al., 2020) 18
Figura 6. Cumplimiento de objetivos acorde a metodología de trabajo 28
Figura 7 Modelo de evaluación técnica-financiera 38
Figura 8 Estructura de costos de balance de planta. (Elaboración propia) 43
Figura 9 Evaluación emisiones realizadas GWP 54
Figura 10. Evaluación descargas AP 55

Lista de tablas

Pág.

Tabla 1 Usos de hidrógeno (Abdalla et al., 2018; Bensmann et al., 2016; Schwengber et al., 2016) 4
Tabla 2 Comparación entre electrolizador alcalino y PEM. (GIZ et al., 2021) 12
Tabla 3 Rangos de presión para tecnologías de almacenamiento de hidrógeno. Fuente (Bensmann et al., 2016) 15
Tabla 4 Trabajos realizados en Colombia 22
Tabla 5 Trabajos realizados en Colombia 23
Tabla 6 Trabajos internacionales 25
Tabla 7 Barreras tecnico-economicas y jurídicas para la producción de hidrógeno. 29
Tabla 8 Identificación de criterios de evaluación financiera 33
Tabla 9 Identificación de las actividades impactantes del proyecto en las diferentes etapas 36
Tabla 10 CAPEX energía eólica (US$/kW) y electrolizador (US$/kW) 41
Tabla 11 Costos de capital de balance de planta (Bristowe & Smallbone, 2021) 41
Tabla 12 Costos por parámetros según curva de aprendizaje, año de instalación 2030 44
Tabla 13 Costos por parámetro según estrategias de IRENA, año de instalación 2050 45
Tabla 14 Casos a evaluar 46
Tabla 15 Escenarios a evaluar 46
Tabla 16 Planta de producción ubicada en La Guajira, capacidad electrolizador: 5 MW, año de instalación: 2022 47
Tabla 17 Planta de producción ubicada en Boyacá, capacidad electrolizador: 5 MW, año de instalación: 2022 47
Tabla 18 Planta de producción ubicada en La Guajira, capacidad electrolizador: 5 MW, año de instalación: 2030 48
Tabla 19 Planta de producción ubicada en La Guajira, capacidad electrolizador: 5 MW, año de instalación 2030 48
Tabla 20 Planta de producción ubicada en La Guajira, capacidad electrolizador 5 MW, año 2030 49

Tabla 21 Planta de producción ubicada en Boyacá, capacidad electrolizador 5 MW, año 2030 49
Tabla 22 Planta de producción ubicada en La Guajira, capacidad electrolizador: 5 MW, año de instalación: 2050 50
Tabla 23 Planta de producción ubicada en La Guajira, capacidad electrolizador 5 MW, año de instalación: 2050 50
Tabla 24 Resultados planta de producción ubicada en La Guajira, capacidad electrolizador 5 MW, año de instalación: 2030 51
Tabla 25 Resultados planta de producción ubicada en Boyacá, capacidad electrolizador 5 MW, año de instalación: 2030 51
Tabla 26 Resultados planta de producción ubicada en La Guajira, capacidad electrolizador 5 MW, año de instalación: 2030 51
Tabla 27 Planta de producción ubicada en Boyacá, capacidad electrolizador 5 MW, año de instalación: 2030 52
Tabla 28 Planta de producción ubicada en La Guajira, capacidad electrolizador: 5 MW, año de instalación: 2050 52
Tabla 29 Planta de producción ubicada en Boyacá, capacidad electrolizador 5 MW, año de instalación: 2050 52

Lista de abreviaturas

Abreviaturas

Abreviatura	Término
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
BOP	Balance de Planta (*Balance Of Plant*)
CCM	*Catalyst Coated Membrane* (Membrana Recubierta de catalizadores)
GEI	Gases de Efecto Invernadero
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.
LCOH	Costo Nivelado del hidrógeno
Kg	Kilogramo
Kt	Kilotonelada
MtH2/año	Megatoneladas por año de hidrógeno
MW	Mega Watt
PTL	*Porous Transport Layer* (Capa de transporte porosa)
SA	*Stack assembly* (Conjunto de pila)
SMR	*Steam Methane Reforming* (Reformado de vapor de gas)
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética

Introducción

La energía es el sector económico a nivel mundial con la mayor cantidad de emisiones de CO2 (Ritchie & Roser, 2020) y tiene una tendencia acelerada de crecimiento en los últimos 30 años (IEA, 2021), para contrarrestar el cambio climático es necesario el despliegue de soluciones a gran escala para suplir las demandas de sectores intensivos en energía con altas contribuciones en emisiones como: transporte, industria, petrolero, generación eléctrica y agricultura, entre otros. En esta búsqueda, el hidrógeno como molécula con alta eficiencia en el almacenamiento y transporte de grandes cantidades de energía, se viene posicionando como alternativa con potencial para descarbonizar sectores que tradicionalmente no ha sido posible con otros vectores energéticos, pues alternativas como las baterías actualmente son inviables para ciertas aplicaciones dado su costo o densidad energética.

Sin embargo, la producción de hidrógeno tiene varios retos, pues si bien es uno de los elementos más abundantes en la tierra, actualmente se produce principalmente de combustibles fósiles. En este sentido la producción de hidrógeno es responsable de emisiones de CO2 de alrededor de 830 millones de toneladas de dióxido de carbono por año, equivalente a las emisiones de CO2 del Reino Unido e Indonesia juntas (IEA, 2019).

Como objetivo general de la presente tesis, se evaluará la factibilidad de producir hidrógeno a partir de energía eólica en Colombia; para esto, en el primer capítulo se presentan los antecedentes de esta temática, los usos e industrias que actualmente consumen hidrógeno, evidenciando así la creciente demanda de hidrógeno a nivel nacional y mundial; en el capítulo 2, se presenta un marco teórico en torno al hidrógeno, su clasificación, tecnologías de producción, compresión y almacenamiento, además del balance de planta de una planta de producción de hidrógeno por medio de electrolisis, finalmente se presentan la energía eólica como fuente de energía renovable; en el capítulo 3 se presenta una revisión bibliográfica acerca de la evaluación de la factibilidad para la

producción de hidrógeno a partir de energía eólica; en el capítulo cuatro se presentan los objetivos generales y específicos que orientan el presente trabajo, así como la metodología que se utilizó; en el capítulo 5, se identifican las barreras técnicas y jurídicas para el desarrollo de proyectos de la producción de hidrógeno a partir de energía eólica; en el capítulo 6, se identifican los criterios de evaluación financiera y ambiental para proyectos de producción de hidrógeno a partir de energía eólica, se describe el modelo desarrollado, detallando sus parámetros de entrada y salida; en el capítulo 7, se evalúa la factibilidad de producir hidrógeno a partir de energía eólica, presentando diferentes escenarios, donde se evalúan diferentes casos y se realiza un análisis de sensibilidad, luego se presentan los resultados de los diferentes escenarios evaluados; en el capítulo 8, se sacan conclusiones sobre los resultados obtenidos, detallando como y donde se cumplen los objetivos planteados, adicionalmente se brindan recomendaciones para la factibilidad de estos proyectos. Finalmente, en el capítulo 9 se presentan las referencias usadas para la elaboración de la presente tesis.

1. Antecedentes

El hidrógeno es el elemento más abundante en el planeta, si bien no se produce de forma natural, existe una amplia variedad de métodos para su producción o extracción desde carbón, agua, gas natural, aguas residuales de origen animal y humano, residuos orgánicos como sueros de queso (Asunis et al., 2019), papas (Laurinavichene et al., 2010) etc. El hidrógeno es un gas claro no tóxico, no es venenoso, no tiene sabor ni olor, su uso en pilas de combustible no genera humo, en su combustión no contamina la atmósfera con dióxido de carbono ni emite óxidos de nitrógeno. Es un gas inflamable, con una flotabilidad significativa en condiciones atmosféricas debido a su baja densidad, cualquier partícula que se escape asciende inmediatamente y se dispersa, lo que reduce el riesgo de ignición al aire libre (Siemens, 2019).

1.1 Mercado del hidrógeno

Actualmente, se estima un mercado mundial del hidrógeno de alrededor de US$180 billones de dólares, en términos de energía, la demanda anual mundial total de hidrógeno es de alrededor de 330 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), en términos absolutos se consumen 74 MtH2/año en su forma pura, de los cuales el 51%, equivalente a 38,2 MtH2/año, son usadas para refinado y recuperación de petróleo, mientras que 31,5 MtH2/año son usadas para la producción de amoniaco y otras 4,2 MtH2/año para otros usos.(Abdalla et al., 2018; IEA, 2019).

Tabla 1 Usos de hidrógeno (Abdalla et al., 2018; Bensmann et al., 2016; Schwengber et al., 2016)

Usos energéticos		
Industria	**Aplicación**	**Presión requerida**
Petrolera	- Usos generales	No hay requerimientos de presión
	- Remover azufre y otras impurezas del crudo	2,0 – 8,0 MPa
	- *Hidrocracking*	7,0 – 20,0 MPa
Química	- Metanización	0,1 – 8,6 MPa
	- Amoniaco (Haber-Bosh)	15,0 – 25,0 MPa
	- Metanol	5,0 – 30,0 MPa
Eléctrica	- Refrigerante para generadores, motores	0,1– 0,6 MPa
	- Generación eléctrica	Depende de la tecnología a usar
	- Procesamiento de combustible nuclear	0,2
Gas	- Inyección directa a la red de gas natural	0,5 – 8,5 MPa
Vehículos	- PEM	35 – 70 MPa
Usos no energéticos		
Metálica	- Ácido clorhídrico - Limpiador de O2 - Atmósfera reductora para la producción de hierro, magnesio, molibdeno, etc. - Sopletes de soldadura - Tratamiento térmico para mejorar la ductilidad y la calidad del mecanizado, aliviar tensiones, endurecer, aumentar la resistencia a la tracción, cambiando las características magnéticas o eléctricas.	15 - 25 MPa

La IEA, (2019), proyecta para 2030 un crecimiento de la demanda del 7 % de hidrógeno en el refinado de petróleo, explicado en parte por el incremento en el uso de

biocombustibles, donde se requieren alrededor de 38 kg de hidrógeno por tonelada de biodiesel producido; mientras que para el metanol y amoniaco se proyecta un crecimiento del 31 %, en cuanto a la producción de hierro y acero se estima que la demanda se doble por un mayor consumo de acero por sus atributos de sostenibilidad y reciclaje. Por otro lado como se visualiza en la Tabla 1, dado que según su uso varían los requerimientos en presión, también varia su precio e infraestructura necesaria para su operación, por lo que al tener en cuenta las industrias con mayores emisiones de CO2 como la siderúrgica y transporte, se confirman las oportunidades de crecimiento del uso de hidrógeno en estas (Ritchie & Roser, 2020).

En cuanto a su uso en nuevos mercados, la IEA (2019) visualiza oportunidades a corto plazo en el transporte ferroviario, dado que a nivel mundial un alto porcentaje de estos es eléctrico, por lo cual se reducen costos de implementación y despliegue. También, por su densidad energética y su corto tiempo de llenado, se visionan oportunidades de crecimiento en las categorías de: camiones comerciales ligeros, donde a nivel mundial se estiman que circulan 130 millones de vehículos, y a 2030 se esperan 170 millones; y en camiones de servicio mediano y pesado, donde a hoy se estiman 50 millones, y a 2030 se esperan 90 millones; siendo la Unión Europea, China y Estados Unidos los principales mercados con el 50% de participación.

También se encuentra el sector marítimo, que incluye los barcos y los puertos, consumiendo el 5 % de los combustibles del mundo, con lo cual emite el 2.5 % de las emisiones globales de CO2, en esta industria se visualizan oportunidades en plataformas de proyectos multipropósito pues en puertos industriales como los presentes en la costa del golfo en Estados Unidos, el golfo de México, el Mar del Norte en Europa y el sudeste de China, donde actualmente se refina petróleo y se elaboran productos químicos que usan el hidrógeno, al aprovechar esta infraestructura establecida se reducen los costos de implementación y se aceleran el desarrollo tecnológico de este, adicionalmente estas fuentes de suministro de hidrógeno pueden alimentar barcos y camiones que sirven a los puertos y alimentar otras instalaciones industriales cercanas, como plantas de acero.

En cuanto a las emisiones de dióxido de carbono (CO2), se encuentra que la producción de hidrógeno emite alrededor de 830 millones de toneladas de dióxido de carbono por año (MtCO2 / año), equivalente a las emisiones de CO2 de Indonesia y el Reino Unido juntos (IEA, 2019), pues su principal fuente son los combustibles fósiles como gas natural y un

mínimo porcentaje de carbón. Por lo anterior, al tener en cuenta que el hidrógeno es un recurso abundante que puede ser extraído de diversas fuentes abundantes como el agua, donde al aplicarse electricidad se logra separar la molécula de hidrógeno de la de oxígeno. Por tanto, es clave elegir fuentes de energía renovable, garantizando así que el hidrógeno producido no tendrá emisiones de CO2 durante su operación.

1.1.1 Demanda del hidrógeno en Colombia

En la hoja de ruta del hidrógeno de Colombia, elaborada por i-deals (2021) se estima la demanda anual nacional de hidrógeno en 150 Kt producidas por Ecopetrol (Empresa petrolera principalmente publica con un porcentaje privado), las cuales son producidas mediante reformado de gas natural (hidrógeno gris) y su consumo se da principalmente en las refinerías, el resto de la demanda se distribuye entre la producción de fertilizantes y otros usos industriales menores, que en algunos casos es suplido mediante hidrógeno electrolítico producido con electricidad de la red. A 2050 se proyecta una demanda de 1,9 MtH2/año, principalmente para abastecer los sectores de transporte e industria.

En la Figura 1, se visualiza como el Costo Nivelado de la Energía Eólica para la producción de hidrógeno en el Caribe permite tener un costo de USD/kg más bajo que la energía solar, donde si bien se proyecta que esta diferencia se reduzca a largo plazo, la energía eólica sigue teniendo un LCOH más bajo.

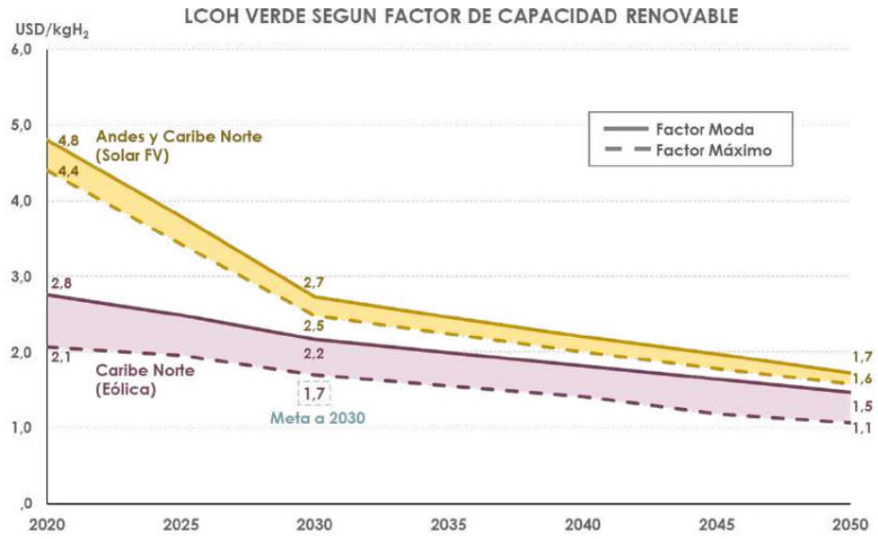


Figura 1 LCOH verde según factores de capacidad renovable moda y máximo. Fuente: (i-deals, 2021)

A 2030, se espera un crecimiento de la nueva demanda de hidrógeno de bajas emisiones llegando a las 120 Kt, donde se incluyen un reemplazo parcial por métodos de producción más limpios de las 150 Kt consumidos actualmente y también algunos usos nuevos. Se espera que la demanda industrial sea la primera en desarrollarse, motivada por la descarbonización de la refinación de combustibles y la producción de fertilizantes. Por otra parte, se estima que la demanda del sector transporte comenzará a partir de 2026, inicialmente en el transporte terrestre pesado (autobuses y camiones).

Por otro lado, el Ministerio de Minas y Energía, (2021) destaca el papel que puede desempeñar el hidrógeno en la integración de la energía renovable no utilizada, favoreciendo la penetración de las energías renovables no convencionales en el sistema eléctrico. Además, su rol facilitador para la sustitución de materias primas y combustibles usados en la industria, en sectores históricamente difíciles de descarbonizar.

Adicionalmente, se destacan las oportunidades de Colombia en la producción y exportación de hidrógeno, hacia mercados como Europa donde la disponibilidad de recursos renovables es limitada en comparación con Latinoamérica, además de los compromisos a nivel mundial de los países frente al cambio climático. Destacándose los casos de Alemania y Japón, los cuales han anunciado el interés de ser importadores.

En conclusión, dada su abundancia y bajas emisiones de CO2, hay un mercado de hidrógeno desarrollándose a nivel global y local, para priorizar cuales nichos de mercado deben desarrollarse se pueden tener en cuenta los requerimientos técnicos y el nivel de desarrollo, por ejemplo, en aplicaciones donde se tengan menores presiones se tendrán menores costos de implementación. A continuación, se presenta los conceptos teóricos necesarios para elaborar un modelo técnico y financiero para evaluar la viabilidad de producir hidrógeno a partir de energía eólica.

2. Marco Teórico

2.1 Producción de hidrógeno

En términos generales el hidrógeno se clasifica en verde, azul y gris de acuerdo con su materia prima, método de producción y emisiones de CO2 emitidas durante este; se denomina hidrógeno azul el producido usando combustibles fósiles y con captura de CO2, cuando no se realiza captura de CO2 se denomina hidrógeno gris. Se conoce como hidrógeno verde el obtenido usando energía y métodos renovables, el cual puede ser producido según los procesos de la Figura 2:

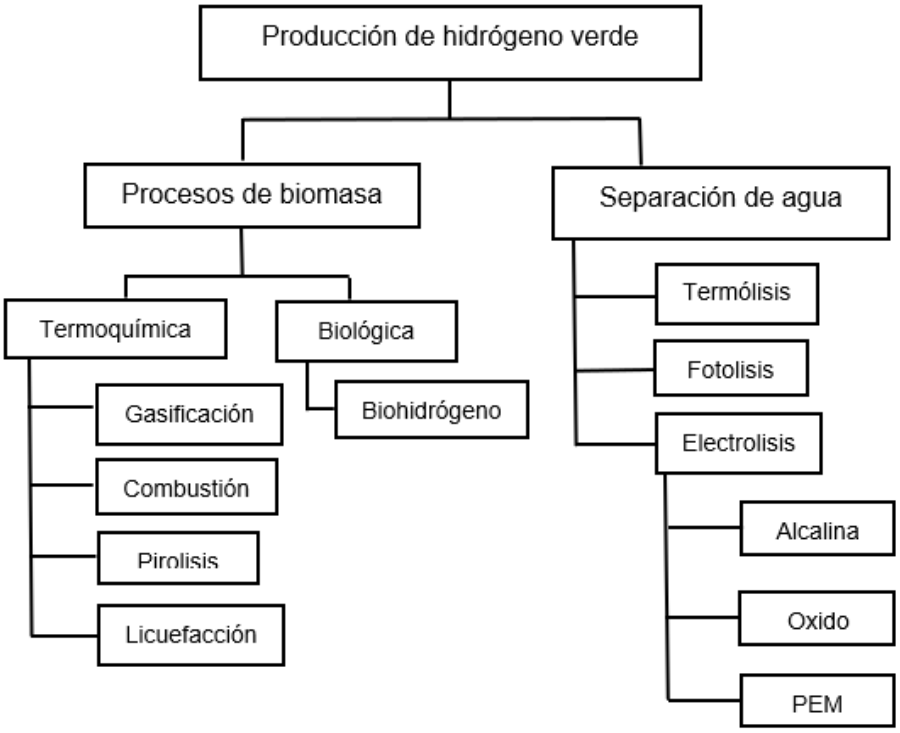


Figura 2 Métodos de producción de hidrógeno (Shiva Kumar & Himabindu, 2019)

2.2 Hidrógeno gris y azul

Actualmente, el 96 % de hidrógeno se produce a partir de combustibles fósiles, donde el 48% proviene de gas natural, 30% de petróleo y Nafta, y un 18% de Carbón; siendo el método más usado el Reformado de vapor de Metano (*Steam Methane Reforming*, SMR), entre otras razones, porque el metano y el vapor son baratos (Hanley et al., 2018), este produce un rendimiento de hidrógeno de aproximadamente 74%, con un costo estimado de alrededor de US$ 1,8/kg; dentro de los pasos de este proceso se encuentran la eliminación de impurezas, el reformado catalítico o la generación de gas de síntesis, el desplazamiento de gas de agua (WGS) y la metanización o purificación de gas (Abdalla et al., 2018). Si en este método se captura y almaceno carbono, el hidrógeno producido toma el nombre de hidrógeno azul, en caso contrario se denomina hidrógeno gris.

2.3 Hidrógeno verde

No existe un estándar o consenso formal de este, pues su definición varía de país en país (Velazquez Abad & Dodds, 2020); por ejemplo en Europa, los países que están más enfocados en generar ahorros de GEI que en promover las energías renovables y en acelerar la aceptación del mercado, tienden a considerar una definición más amplia de hidrógeno verde que incluye vías de combustibles fósiles combinadas con tecnologías de Captura y Almacenamiento de Carbono. Por otro lado, los países con un mayor enfoque en la investigación, innovación y promoción de las energías renovables limitan sus fuentes energéticas hacia estas. Para el caso colombiano se adoptó este último concepto, dado el interés en promover la integración de fuentes renovables no convencionales.

A nivel mundial, actualmente el 4 % del hidrógeno se produce a partir de electrolisis (Hanley et al., 2018), donde alrededor del 70 % de su costo proviene de la electricidad, la cual básicamente proviene de fuentes de energías renovables.

Las tecnologías comercialmente disponibles logran una producción de hasta 1 kg de Hidrógeno a partir de 10 litros de agua, con un consumo promedio de 50 kWh; mientras que a gran escala, se tienen tecnologías con producciones de hasta 330 kg/hora, con una presión de salida de hasta 20 bar, consumo energético de 17,5 MW, con eficiencias mayores al 75 %, y pureza del hidrógeno del 99 % (Siemens, 2019).

2.4 Electrólisis

El hidrógeno se produce en un electrolizador mediante la conversión electroquímica de agua en hidrógeno y oxígeno (Mohammadi & Mehrpooya, 2018). La electricidad del electrolizador se usa para descomponer el agua en oxígeno e hidrógeno. Generalmente, los electrolizadores se pueden dividir en tres categorías: electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM), electrolizador alcalino y electrolizador de óxido sólido (SOEC), esta categorización se basa en su electrolito como se visualiza en la Figura 3, si bien el Electrolizador SOEC, puede ser utilizado tanto en modo electrolizador, valga la redundancia, como en modo celda de combustible; la operación difiere y el proceso termodinámico cambia, pero el sistema es básicamente el mismo; Estas celdas son las que presentan un menor desarrollo tecnológico, por lo que comercialmente son pocas las referencias disponibles (Mohammadi & Mehrpooya, 2018), por lo tanto en el presente trabajo no se abordarán.

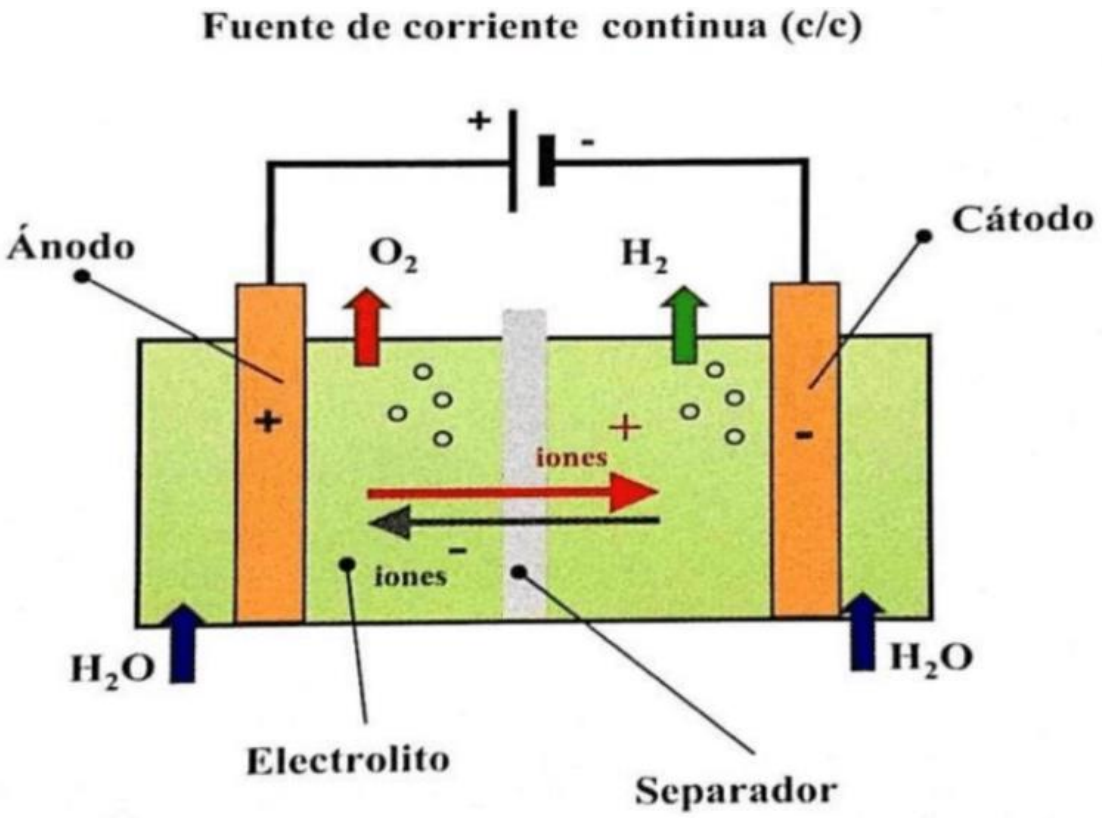


Figura 3 Modelo conceptual electrolizador. Fuente: (Chinchilla, 2014)

2.4.1 Electrolizador PEM

Es un convertidor de energía electroquímica que utiliza electricidad para oxidar el agua, produciendo oxígeno y protones en el lado del ánodo. A medida que se produce oxígeno, sale del dispositivo, mientras los protones atraviesan la membrana y los electrones circulan por un circuito externo. En el lado del cátodo, los electrones reducen los protones, produciendo hidrógeno. Se conecta una fuente de alimentación eléctrica de corriente continua a los electrodos y la descomposición del agua comienza cuando se aplica un voltaje de corriente continua superior al potencial termodinámico reversible, con este método se puede generar hidrógeno a una presión de hasta 300 bar (Falcão & Pinto, 2020).

Dentro de las ventajas de esta tecnología está que pueden ser dispositivos reversibles y pueden operar a voltajes de celda más bajos, densidades de corriente más altas, temperaturas y presiones más altas que conducen a eficiencias más altas (80–90%), se encuentra que no requiere compresor, ofrece mayor densidad de potencia y tasas de reactivos, por otro lado, este método requiere membranas con un costo alto y catalizadores de platino (Lin et al., 2021).

2.4.2 Electrolizador alcalino

En este se introduce agua en el cátodo, al recibir los electrones del circuito externo, el agua se divide en hidrógeno y OH, el OH^- viaja a través del electrolito y llega al ánodo donde se forma el oxígeno y el agua. El electrolito en los electrolizadores alcalinos está en forma acuosa y está compuesto por un 30% en peso de KOH o NaOH (Mohammadi & Mehrpooya, 2018).

Están diseñados para trabajar a una capacidad de operación mínima del 20%, cuando se trabaja por debajo del 80 % la pureza obtenida es ligeramente inferior a la pureza nominal y por encima del 80% la pureza obtenida es la pureza nominal del electrolizador. Una de las ventajas de los electrolizadores alcalinos frente a la tecnología PEM, está cuando se realizan paradas de corta duración (diarias), pues estos electrolizadores alcalinos tienen la capacidad de mantener unas condiciones de temperatura y presión durante más tiempo

que los electrolizadores PEM, permitiendo mantener una temperatura superior entre arranques diarios.

Por otro lado, para proyectos en los que el electrolizador está en funcionamiento durante un elevado número de horas y con una periodicidad continua, sin paradas prolongadas en el tiempo, el arranque de los electrolizadores alcalinos será de menor duración que para los electrolizadores PEM, adicional en la Tabla 2, se presenta un comparativo entre el electrolizador alcalino y PEM, con características adicionales como consumo energético, temperatura de operación, desventajas, vida útil, tamaño y costos promedio por kW instalado.

Si bien, la pureza del hidrógeno obtenido en la electrólisis es muy elevada para ambas tecnologías; posterior a la reacción, llegan pequeñas cantidades de oxígeno gaseoso al lado del hidrógeno, especialmente en celdas alcalinas, ya que en las PEM existe una membrana física y un diferencial de presión que impide que esto ocurra. Las impurezas de oxígeno generalmente se eliminan en un reactor catalítico rico en platino (reactor de desoxidación), donde se realiza reacción de O2 con H2 para eliminar todo el O2 en forma de agua, por lo que, a nivel de tecnología, la diferencia de pureza es corregida por el sistema de purificación posterior (GIZ et al., 2021).

Finalmente, para eliminar las gotas de agua que pueda arrastrar la corriente de H2, se realiza una purificación en el punto de rocío a -40°C. Esta eliminación de agua generalmente se logra mediante el uso de lechos absorbentes con estructuras porosas de óxido de aluminio o de sílice (GIZ et al., 2021).

Tabla 2 Comparación entre electrolizador alcalino y PEM. (GIZ et al., 2021)

Característica	**Electrolizador alcalino**	**Electrolizador PEM**
Pureza nominal del hidrógeno	99%	99%
Consumo energético	4,2 – 4,8 kWh/Nm3	4,4 – 5,0 kWh/Nm3
Temperatura de operación	40 °C – 90 °C	50 °C – 80 °C

Desventajas	Las membranas separadoras no evitan la mezcla de H2-O2 y se producen más impurezas	Usa metales nobles como oro y paladio
	Presión de funcionamiento relativamente baja (electrolito líquido) en comparación con electrólisis PEM	Problemas con la alta presión (membranas cruzadas, más gruesas)
Vida útil	100.000 h	50.000 h
Costos por kW instalado	US$800	US$1.400
Tamaño	0,095 metros cuadrados por kWe	0,048 metros cuadrados por kWe
	Al ser instalaciones modulares y poder variar el BOP en función a la aplicación, la presencia o no de ciertos servicios auxiliares (purificación de hidrógeno y agua) puede modificar críticamente el tamaño de la instalación	

2.5 Compresión del hidrógeno

Por peso el hidrógeno tiene tres veces más contenido energético que la gasolina, mientras que en términos de volumen la gasolina tiene más contenido energético que el hidrógeno. Por otro lado, a temperatura ambiente el hidrógeno presenta una baja densidad dando como resultado una baja energía por unidad de volumen, 0,090 kg/m3 en condiciones normales de presión y temperatura; a esta presión, se pueden almacenar 5 kg de hidrógeno en un tanque de 125 litros. Mientras que a -252,87 ° C y 1,013 bar, el hidrógeno líquido tiene una densidad cercana a los 71 kg/m3, a esta presión, se pueden almacenar 5 kg de hidrógeno en un tanque de 75 litros, por esto el hidrógeno líquido se usa en aplicaciones especiales como viajes espaciales (Air Liquide, 2017; Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2020b)

Por lo tanto, dado que para usar hidrógeno en diferentes aplicaciones, es necesario variar su densidad energética en términos de volumen, la compresión es un proceso clave para

obtener el mayor aprovechamiento de este vector energético. Para la compresión del hidrógeno en estado gaseoso, la Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, (2020a), plantea los siguientes métodos:

- **Compresores alternativos**: Usan un motor con accionamiento lineal para mover un pistón o un diafragma hacia adelante y hacia atrás. Este movimiento comprime el hidrógeno reduciendo el volumen que ocupa. Los compresores alternativos, a veces llamados *recips*, son los más utilizados para aplicaciones que requieren una relación de compresión muy alta. También dentro de esta clase se encuentran los compresores de diafragma.

- **Compresores rotativos**: Comprimen mediante la rotación de engranajes, lóbulos, tornillos, paletas o rodillos. La compresión del hidrógeno es una aplicación desafiante para los compresores de desplazamiento positivo debido a las estrictas tolerancias necesarias para evitar fugas.

- **Compresores iónicos**: similares a los compresores alternativos, pero utilizan líquidos iónicos en lugar del pistón. Estos compresores no requieren cojinetes ni sellos, dos de las fuentes comunes de fallas en los compresores alternativos. Los compresores iónicos están disponibles hoy en día con las capacidades y presiones requeridas en las estaciones de servicio de hidrógeno. Los compresores centrífugos son los más adecuados en aplicaciones de tuberías debido a su alto rendimiento y su relación de compresión moderada.

- **Compresores centrífugos**: giran una turbina a velocidades muy altas para comprimir el gas. Los compresores centrífugos de hidrógeno deben funcionar a velocidades de punta 3 veces más rápido que los compresores de gas natural para lograr la misma relación de compresión debido al bajo peso molecular del hidrógeno.

2.6 Almacenamiento del hidrógeno

La densidad de energía volumétrica del hidrógeno a presión atmosférica es aproximadamente un tercio de los combustibles tradicionales, sin embargo, como se demostró anteriormente esta puede aumentarse mediante la compresión o licuefacción del

hidrógeno, logrando así almacenar y transportar una mayor cantidad de hidrógeno como se visualiza en la Tabla 3.

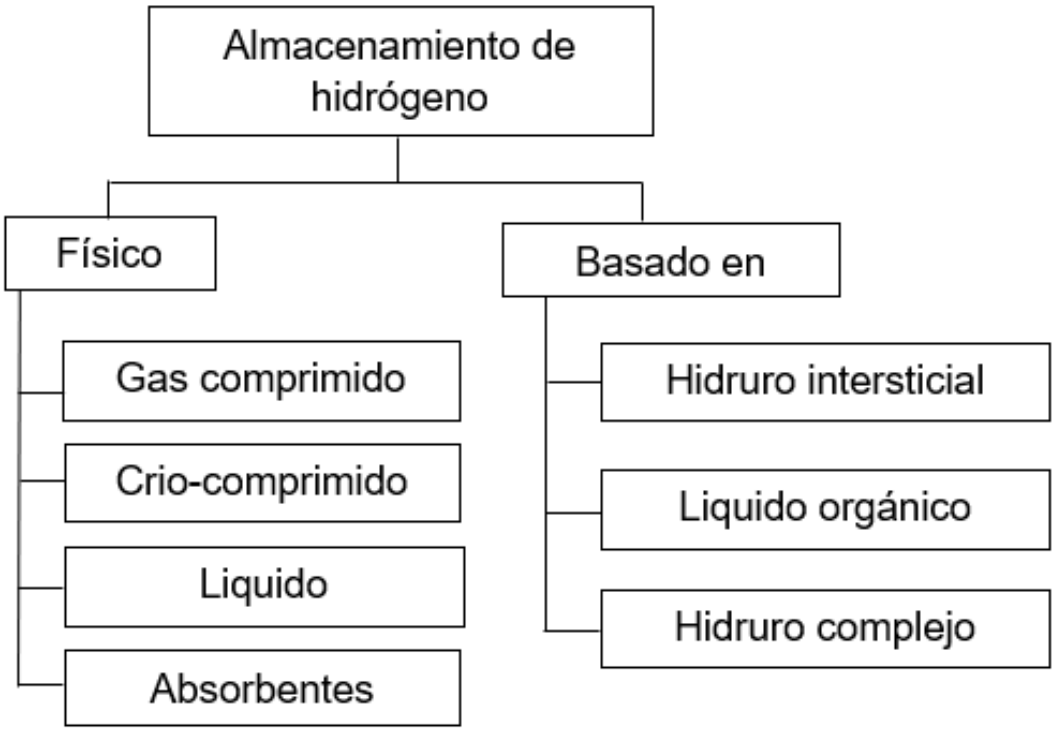


Figura 4 Tipos de almacenamiento de hidrógeno (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2020b)

Existen diferentes métodos de almacenamiento como se visualiza en la Figura 4, de todas estas el almacenamiento como gas comprimido a alta presión es el más usado debido a su tecnología madura (Zheng et al., 2012).

Tabla 3 Rangos de presión para tecnologías de almacenamiento de hidrógeno. Fuente (Bensmann et al., 2016)

Método de almacenamiento y distribución	**Presión (MPa)**	**Pureza/observaciones**
Hidrógeno gaseoso		
Pequeño volumen, alta presión	50 – 100	- Densidad: 40 – 70 kg/m3
Volumen y presión media	5 – 50	

Alto volumen, baja presión	1 – 5	- Un alto contenido de humedad de hidrógeno puede provocar la formación de óxido y fragilización. Un revestimiento interno puede disminuir este efecto, pero requiere mantenimiento.
Hidruros		
Hidruros metálicos	0,1 – 2,0	- La exposición periódica a impurezas tiene un efecto acumulativo sobre la capacidad de los hidruros metálicos. - En el caso de hidruros complejos y químicos, las trazas de oxígeno o humedad (<10 ppm) no se pueden revertir a bordo.
Hidruros químicos/complejos	0,1 – 35,0	
Hidruro de caltrato	5,0 – 200,0	
Absorbentes	2,5 – 10,0	
Almacenamiento subterráneo natural	6,0 – 20,0	
Oleoductos de hidrógeno		
Actualmente	1,5 – 2,5	
En el futuro	3,0 – 10,0	
Camiones de gas		
Actualmente	20,0 – 35,0	- Los requisitos de pureza son iguales al almacenamiento de hidrógeno gaseoso - Densidad de 70 kg/m3. - El contenido de agua de hidrógeno debe ser inferior a 0,1 ppm antes de la licuefacción
En el futuro	20,0 - >50,0	
Hidrógeno licuado	0,1 – 1,0	

2.7 Energía eólica

Las turbinas eólicas usan el viento para generar electricidad, donde el viento hace girar las aspas alrededor de un rotor para producir electricidad. A grandes rasgos existen dos tipos de montajes de granjas eólicas: onshore, las cuales son sobre tierra y los offshore, que son en el mar.

En cuanto a costos Blanco, (2009) plantea que aproximadamente el 75 % de un proyecto corresponde a las turbinas en sí, las palas, la torre, el transporte al sitio y la instalación; siguen la infraestructura eléctrica necesaria para la conexión eléctrica a la red con un 12 %, luego las obras civiles con un 8%.

Dentro de las ventajas de las granjas eólicas onshore, se encuentran: menores costos de instalación y mantenimiento, tecnología más desarrollada, mayor accesibilidad. Mientras que las ventajas de las granjas eólicas off shore, están: disponibilidad de mayor espacio, mayor estabilidad en el viento, menos resistencia social al despliegue de estos proyectos (Clausen et al., 2021).

En cuanto a las desventajas de las granjas eólicas onshore, se tiene:

- Mayor impacto visual y auditivo
- Mayor resistencia social
- Menor capacidad de generación

Mientras que las desventajas de las granjas eólicas offshore se tienen:

– Requieren cimentaciones marinas complejas que suponen grandes inversiones.

– Su mantenimiento conlleva a altos gastos de explotación.

– Su zona de instalación es limitada (sólo pueden colocarse en aguas de una determinada profundidad y a una distancia mínima de la costa).

– Los aerogeneradores marinos están expuestos a condiciones especialmente severas como el ambiente salino, que provoca una corrosión acelerada.

2.8 Balance de planta

La pila de electrólisis PEM requiere un entorno controlado para un funcionamiento eficaz, todo esto se denomina el Balance de Planta (BOP). Para una adecuada producción de hidrógeno, se requiere una pureza adecuada del agua, un suministro de energía de corriente continua constante y una refrigeración adecuada de la chimenea; y en el extremo de salida, se debe garantizar una pureza de hidrógeno adecuada.

En la figura 5, se presenta un balance de planta para la producción de hidrógeno donde la fuente de alimentación de la pila esta resaltada en color verde, el subsistema de agua en color azul, el subsistema de hidrógeno en color rojo, el subsistema de refrigeración en color naranja y el subsistema de control en color gris.

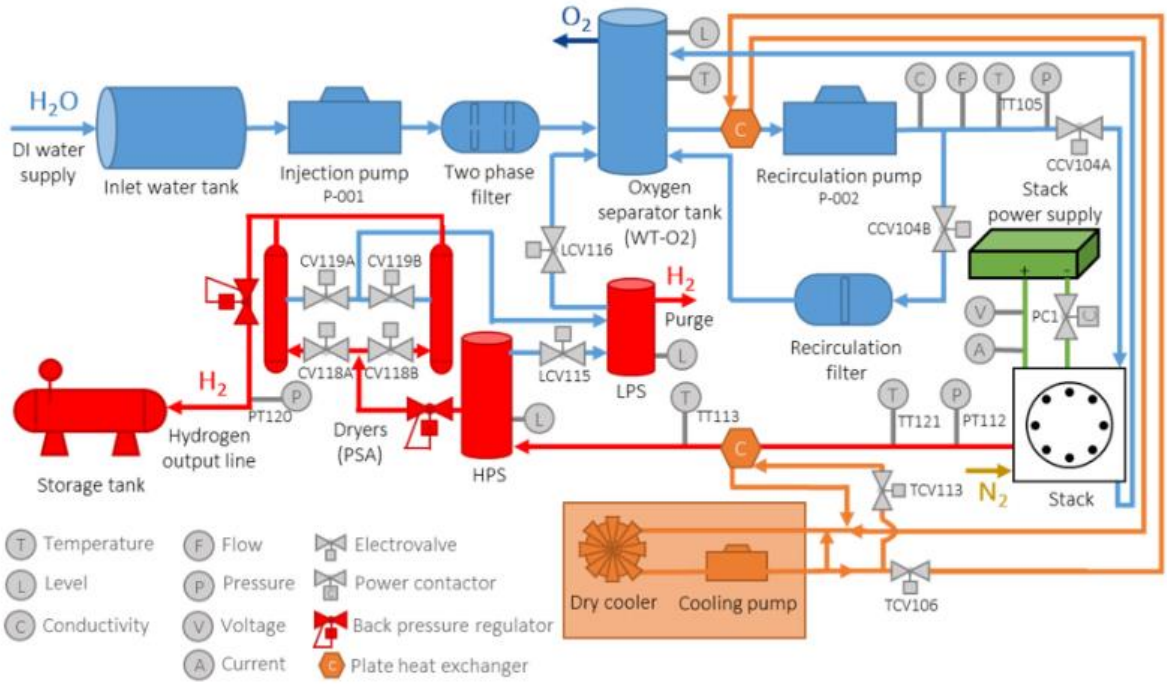


Figura 5 Balance de Planta (Fuente: Tomado de Caparrós Mancera et al., 2020)

El BOP de los electrolizadores PEM se puede desagregar en los siguientes cuatro subsistemas, de acuerdo con (Bristowe & Smallbone, 2021; Caparrós Mancera et al., 2020):

1. Fuente de energía (*Power Supply Subsystem*)
2. Pureza del agua (*Water Purity Subsystem*)
3. Acondicionamiento del hidrógeno (*Hydrogen Conditioning Subsystem*)
4. Enfriamiento o climatización (*Cooling Subsystem*)

A continuación, se explica detalladamente cada uno de estos subsistemas:

2.8.1 Fuente de energía

La fuente del subsistema de suministro de energía para la electrolisis es de origen renovable. La función del subsistema de suministro de energía es proporcionar la corriente continua requerida para el inicio y mantenimiento del proceso de electrólisis central que produce hidrógeno. Este subsistema utiliza primero un transformador de CA/CA para ajustar el nivel de voltaje de la fuente de alimentación principal a los requisitos específicos de la planta de electrólisis, y luego un rectificador de CA/CC para producir la fuente de alimentación de corriente continua adecuada requerida por el módulo de electrólisis. Dado que el electrolizador PEM funciona con densidades de alta potencia y corriente, se considera la provisión de mediciones de voltaje y corriente para fines de monitoreo y control.

2.8.2 Pureza del agua

El electrolizador PEM requiere mantener el nivel de pureza del agua durante la operación y reciclar el flujo de agua electro osmótica, lo que garantiza una vida útil más prolongada. El subsistema de pureza del agua comienza con la acumulación de agua desionizada (DI) en el tanque de almacenamiento de agua DI, una bomba de inyección inyecta agua DI al sistema a través de un filtro de agua bifásico al tanque separador de oxígeno. El filtro de dos fases garantiza que el nivel de conductividad del agua esté dentro del límite estipulado por la norma ASTM D1193 - 91 para agua reactiva de laboratorio, es decir, la conductividad en la salida del filtro debe ser inferior a 0,056 µS/cm. El tanque separador de oxígeno actúa como amortiguador para asegurar el ajuste del flujo de agua al circuito, como su nombre lo indica separa el oxígeno del agua y también actúa como sumidero que recoge las aguas residuales generadas durante el acondicionamiento del hidrógeno gaseoso. Desde el

tanque separador de oxígeno, la bomba de recirculación alimenta el agua DI a la chimenea. Hay medición de conductividad, flujo, temperatura y presión en la salida de la bomba de recirculación. En caso de que la conductividad del agua sea superior al valor predefinido, la válvula de recirculación se abre y permite mejorar la calidad del agua a través del filtro de recirculación instalado en la línea de recirculación. También hay una válvula de control en la entrada de la chimenea que asegura, en coordinación con la medición del caudal, que siempre se suministre al circuito la cantidad adecuada de agua desionizada.

2.8.3 Acondicionamiento del hidrógeno

Garantiza la pureza del hidrógeno generado según los requisitos del usuario final. El acondicionamiento del hidrógeno consiste básicamente en dos pasos, por un lado, la separación de líquido y gas, y por otro, el secado del gas de hidrógeno limpio separado. Se basa en la adsorción por cambio de presión, es un proceso cíclico que utiliza lechos de adsorbente sólido para eliminar las impurezas y la humedad del gas. El efecto de separación se basa en la diferencia de fuerzas de unión al material adsorbente. El hidrógeno, que es altamente volátil con baja polaridad, es prácticamente no absorbible en comparación con los vapores de agua/humedad. La humedad/agua capturada se envía al tanque separador de oxígeno a través de una válvula de control de nivel.

2.8.4 Enfriamiento o climatización

El subsistema de refrigeración consta de intercambiadores de calor de placas, que se encuentran en la entrada de la bomba de recirculación en el circuito de entrada de agua y en la salida de la chimenea en el circuito de salida de hidrógeno gaseoso. El circuito de circulación del agua de refrigeración está controlado por válvulas de control que están interconectadas con una medición de temperatura dedicada. El agua de refrigeración del subsistema de refrigeración, una vez que se calienta por el calor extraído del fluido primario se enfría mediante un enfriador de aire externo, que tiene su propia bomba para garantizar el flujo de agua y la presión en la línea de refrigeración.

2.8.5 Pila (*stack*)

La pila o stack, es la responsable de la conducción de protones, separación de gases y el aislamiento eléctrico de los electrodos. Los componentes clave de fabricación necesarios para construir la pila son: membrana recubierta de catalizador (CCM), capa de transporte porosa (PTL), sello/marco, placas bipolares (BP) y conjunto de pila (SA).

2.9 Costo Nivelado del Hidrógeno

El costo nivelado del Hidrógeno (LCOH por sus siglas en inglés) es una variable que indica cuánto cuesta producir 1 Kg de Hidrógeno teniendo en cuenta los costos estimados de la inversión requerida como el costo de la explotación de los activos involucrados en su producción (Aurélien Babarit et al., 2018; Lin et al., 2021; Vega et al., 2011).

$$LCOH\left(\frac{US\$}{kg}\right) = \frac{VNA\ (Costos_{electrolizador} + Costos_{electricidad})}{VNA\ (Cantidad\ de\ hidrógeno\ producido)}$$

En el presente capitulo, se presentaron los conceptos técnicos necesarios para el entendimiento de cómo se logra la producción de hidrógeno, se presentan las diferencias en la definición de hidrógeno verde a nivel mundial, la energía eólica como fuente de energía renovable, la necesidad de realizar compresión con sus diferentes métodos y las diferentes tecnologías para su transporte, también se identificaron los equipos necesarios para la producción de hidrógeno a nivel industrial en el balance de planta, finalmente se presenta el Costo Nivelado del Hidrógeno como método financiero.

En el próximo capítulo, se presenta la revisión de literatura sobre la evaluación de factibilidad de producir hidrógeno a partir de energía eólica, con el fin de implementar buenas prácticas y aprendizajes de otros trabajos similares.

3. Revisión de literatura

Para tener un panorama nacional del estado del arte, se realizan búsquedas en el repositorio institucional de la Universidad Nacional de Colombia, con las palabras claves “energía eólica hidrógeno”, “producción de hidrógeno a partir de energía eólica”, “factibilidad producción hidrógeno energía eólica”, “evaluación producción hidrógeno energía eólica”, con los que no se encontraron resultados relevantes.

Por lo que se realizó una búsqueda más general, con las palabras claves: “producción hidrógeno”, donde se omitieron los trabajos relacionados con la producción de biohidrógeno e hidrógeno gris, que no son foco de la presente tesis, los trabajos más relevantes que se encontraron son los siguientes:

Tabla 4 Trabajos realizados en Colombia

Investigación	Metodología	Objetivos	Conclusiones
Evaluación de alternativas para potencializar el uso de hidrógeno como vector energético (Aguilar, 2016)	Reunir información en torno al hidrógeno como vector energético; aclarando los métodos de producción y almacenamiento; así mismo modelos y simulaciones que han sido generadas para facilitar el	Ampliar la visión del potencial industrial que tiene el hidrógeno como vector energético	Dado que la electrolisis es uno de los métodos más investigados en la actualidad, esta presenta un mayor avance y tiene un alto potencial de desarrollo al acoplarse con técnicas y procesos que implementan como

	desarrollo de la tecnología del hidrógeno		fuente primaria, las energías renovables
Viabilidad del uso del hidrógeno como sistema de almacenamiento de energía eléctrica en el contexto colombiano (Berrío, 2021)	Se realiza un análisis técnico económico para el almacenamiento y producción de hidrógeno a partir de energías solar fotovoltaica, se establecen las dinámicas para la estimación de los costos asociados y se analiza la existencia de economías de escala.	Establecer la viabilidad económica para la implementación de un sistema de almacenamiento de energía basado en hidrógeno a partir de fuentes de generación renovables no convencionales.	A medida que incrementa la capacidad instalada, el costo nivelado del hidrógeno disminuye. Para sistemas <20 MWp, se tiene un precio >5.5 USD/kg. Es más conveniente utilizar baterías para almacenar <82 MWh, y para capacidades superiores es más conveniente almacenar energía en un sistema de hidrógeno

Adicionalmente se realizaron búsquedas en Google Académico y Scielo, con las palabras claves “producción de hidrógeno en Colombia”, “producción hidrógeno energía eólica Colombia”, para determinar el estado del arte sobre la producción de hidrógeno en Colombia, con lo que se encuentran los resultados de la tabla 4.1.

Tabla 5 Trabajos realizados en Colombia

Investigación	Metodología	Objetivos	Conclusiones
Análisis del costo de producción del hidrógeno verde en la zona del caribe	Se identifican las variables técnicas y parámetros económicos para el cálculo del costo nivelado de	Identificar la viabilidad de comercializar hidrógeno proveniente de fuentes de energía	La producción de hidrógeno no es competitiva para sustituir el gas natural o el carbón

colombiano, una aplicación al sector Industrial (Vargas Vigoya, 2021)	producción de hidrógeno verde a partir de la electrolisis PEM para proyectos ubicados en el caribe colombiano.	renovable para uso industrial en la región del Caribe colombiano en el marco de los compromisos de Colombia ante el COP21	mineral en procesos industriales en las fábricas del Caribe colombiano. Sin embargo, si es viable para sustituir diésel y gasolina para procesos logísticos.
Proyección al año 2025 para el uso del hidrógeno en el sector transporte del Valle de Aburrá (Arango & Alvarez, 2013)	Se determinan los requerimientos técnicos y energéticos para la producción de hidrógeno. Se elabora un modelo económico para sus costos de producción destinado al sector transporte por medio de las celdas de combustible, finalmente se obtiene el precio del hidrógeno al usuario final	Proyectar el costo del hidrógeno para usar en el sector transporte del Valle de Aburrá (Colombia) a 2025	Es posible obtener unos precios competitivos si se adopta una política de fijación de precios de la energía
Producción de hidrógeno y su perspectiva en Colombia: una revisión (Castiblanco & Cárdenas, 2020)	Se presentan los métodos de producción de hidrógeno, se evalúa el potencial energético de cada método, se evalúan industrias para el uso del hidrógeno	Presentar una revisión en el campo de la producción de hidrógeno, su uso como recurso energético y materia prima para la industria, y la perspectiva de su implementación en Colombia	Dadas las reservas de carbón en Colombia, estas tienen potencial para la producción de hidrógeno

Para el nivel internacional, se buscó en las bases de datos de ScienceDirect, IEEExplore, para los últimos 20 años con las palabras claves “feasibility AND hydrogen AND wind energy” en todos los metadatos, se restringe para artículos en Journals.

Tabla 6 Trabajos internacionales

Investigación	Metodología	Objetivos	Conclusiones
Pre-Feasibility Study of Hybrid Wind Power-H2 System Connected to Electrical Grid (Vega et al., 2011)	Se estudia la producción, almacenamiento y uso de hidrógeno para la generación eléctrica y su venta en mercados intradiarios. La generación eléctrica se hace con: turbina de gas, motor térmico y pila de combustible	Evaluar el uso de toda la energía producida por un parque eólico de 13 MW a 40 m de altura para la generación de hidrógeno, este será usado para la generación de energía eléctrica en un mercado eléctrico liberalizado	El uso del hidrógeno como acumulador de energía, para después generar energía eléctrica “vendible” en el mercado es posible, aunque se hace imprescindible el apoyo institucional para incentivar estos desarrollos.
Evaluation of hydrogen production by wind energy for agricultural and industrial sectors (Mostafaeipour et al., 2019)	Se construye un dónde se optimiza el diseño y la operación de una Microred para satisfacer una demanda fija, utilizando un enfoque de un hub de energía.	Diseñar un sistema de energía de cero emisiones rentable. También se busca proporcionar modelos de amplias carteras de aerogeneradores.	Los electrolizadores utilizan preferentemente picos de alta potencia, las baterías cubren momentos de sobreproducción menor El funcionamiento flexible de power-to-H2-to-power es importante para optimizar el sistema
Technical, economic, carbon footprint assessment, and prioritizing stations for hydrogen production using wind energy: A case study (Khalid Almutairi et al., 2021)	Se utilizaron los datos de tres alturas de 10, 30 y 40 m. Luego se realiza la evaluación económica, que involucró el cálculo del Costo Nivelado de Energía (LCOE), el Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) y el período de recuperación, y una evaluación de la huella de carbono.	Realizar una evaluación técnica, económica y de huella de carbono para investigar el potencial de producción de energía eólica e hidrógeno.	En ciertas ubicaciones se tuvo un período de recuperación de la inversión de 2,8 años.

Economic and technological feasibility of using power-to-hydrogen technology under higher wind penetration in China (Lin et al., 2021)	Se analizan los recursos eólicos con una simulación horaria para la operación de los sistemas de energía junto con la producción potencial de hidrógeno. Luego se evalúan en un modelo de optimización.	Estimar la viabilidad técnica y económica del uso de tecnologías P2H con energía eólica en China, para satisfacer la demanda industrial regional.	En algunos escenarios se pueden tener costos de producción de hidrógeno de <2 US$/KgH2. En escenarios donde se realiza conexión a la red eléctrica de la granja eólica se tuvieron mayores reducciones en las emisiones de CO2

De los trabajos realizados en Colombia, se evidencia que aplicaciones como transporte, generación eléctrica e industrias tienen potencial para el uso de hidrógeno en Colombia, donde si bien se identifican las ventajas al producirlo a partir de energías renovables, no se ha explorado su producción con energía eólica. En cuanto a trabajos internacionales, se evidencia que si bien es viable la producción de hidrógeno con energía eólica es necesario hacer análisis detallados en el país como: distancia con los centros de consumo, condiciones climatológicas, disponibilidad de recursos eólicos y solares, emisiones de CO2, distancia a red eléctrica nacional y aprovechamiento de economías de escala.

A continuación, se presentan el objetivo general y los específicos, además de la metodología que guía la evaluación de la factibilidad para la producción de hidrógeno a partir de energía eólica.

4. Objetivos y metodología

4.1 Objetivos

General

Evaluar la factibilidad de producir hidrógeno a partir de energía eólica en Colombia

Específicos

- Identificar barreras técnicas y económicas para la producción de hidrógeno a partir de energía eólica.
- Definir criterios de evaluación financiera y ambiental para proyectos de producción de hidrógeno a partir de energía eólica.
- Desarrollar un modelo para la evaluación de proyectos de hidrógeno producido a partir de energía eólica

4.2 Metodología

Se identificaron barreras técnicas y económicas, elaborando ejercicios de vigilancia tecnológica en Scopus e IEEExplore, donde se buscaron autores e instituciones con mayor actividad y relevancia en estas temáticas.

Para la definición de los criterios de evaluación financiera y ambiental, se identificaron los criterios haciendo una revisión de literatura, luego se evaluó la disponibilidad de estos parámetros de entrada para estos criterios según la información oficial de entidades como

el IDEAM, la ANLA, la UPME, El Ministerio del Medio Ambiente y el Ministerio de Minas y Energía.

Para evaluar la factibilidad de producir hidrógeno a partir de energía eólica en Colombia se desarrolló un modelo que tiene en cuenta la ubicación del proyecto, la tasa de descuento, los avances tecnológicos, y las emisiones de CO2.

En la Figura 6, se presenta una relación entre los diferentes pasos de la metodología y como estos responden al cumplimiento de los objetivos del presente trabajo.

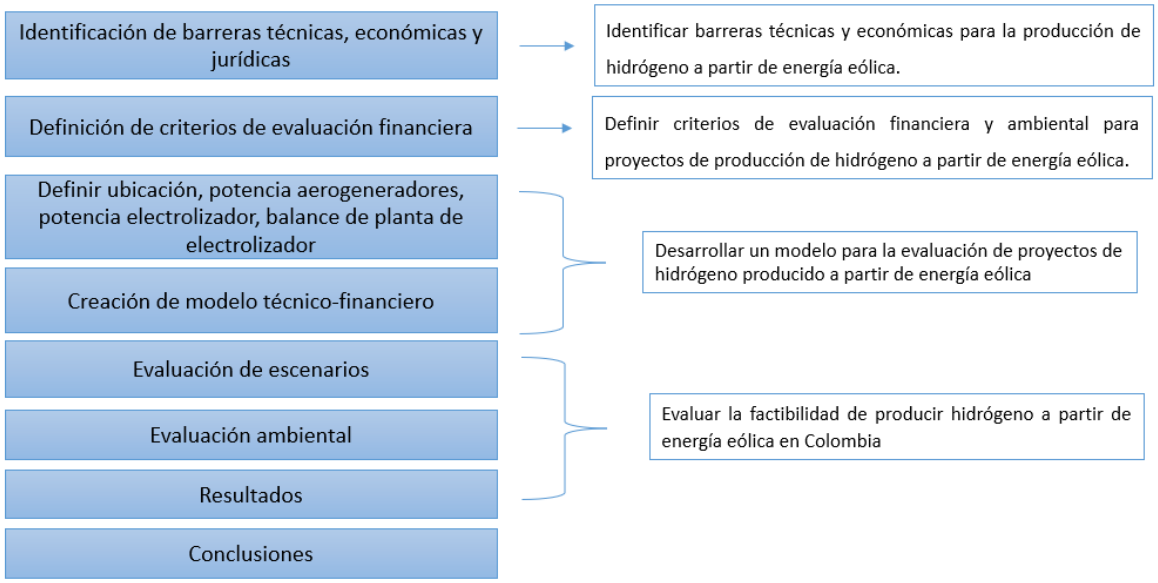


Figura 6. Cumplimiento de objetivos acorde a metodología de trabajo

A continuación, se identifican barreras para el desarrollo de estos proyectos reportadas en la literatura, con el fin de adoptar buenas prácticas y reducir la incertidumbre en el desarrollo de este tipo de proyectos.

5. Barreras para el desarrollo de proyectos

La producción y uso de hidrógeno no es un tema nuevo y recientemente hay un creciente interés en su desarrollo, generado principalmente por la necesidad mundial de lograr una transición energética que reduzca las emisiones de CO2 globales; a continuación, se recopilan una serie de barreras reportadas en la literatura para el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno a partir de energía eólica:

Tabla 7 Barreras tecnico-economicas y jurídicas para la producción de hidrógeno.

Barreras técnico - económicas		
Resumen	**Descripción**	**Autor**
Zonas con abundante recurso eólico no tienen clientes potenciales	El departamento de La Guajira cuenta con abundantes recursos eólicos en Colombia, si bien ha tenido hitos en la industria energética, no hay manufacturas con alto consumo de hidrógeno como refinerías y siderúrgicas	(Abdalla et al., 2018; IDEAM, s. f.)
No son competitivos en el sector transporte proyectos de pequeña escala	Al cubrir la cadena de la industria de transporte, desde la producción, operación, mantenimiento y disposición final, se concluye que el hidrógeno es la opción más respetuosa con el medio ambiente, esto al comparar vehículos de hidrógeno, metanol y eléctricos, en cuanto a potencial de calentamiento global, agotamiento de la capa de ozono, e indicadores de toxicidad humana. Sin embargo, estos proyectos	(Bicer & Dincer, 2017)

	deben ser implementados a una escala industrial para que sean viables	
Eficiencia en el uso del agua para la producción de hidrógeno	Con las tecnologías actuales se logra producir 1 kg de hidrógeno de 10 kg de agua	(Hu et al., 2020)
Baja densidad energética a bajas presiones	Si bien el hidrógeno tiene una alta densidad de energía gravimétrica, este tiene una densidad de energía volumétrica más baja en comparación con otros energéticos	(Hu et al., 2020)
Fuentes de agua para electrolisis	El agua es esencial para la producción de hidrógeno, sin embargo, puede haber un desacople entre la disponibilidad de energía renovable y fuentes de agua limpia. Por ejemplo, la energía solar es abundante en áreas principalmente desérticas, donde la disponibilidad de agua puede ser baja.	(Hu et al., 2020)
Redes de distribución a gran escala	Los actuales usos del hidrógeno se dan para refinado de petróleo donde este se produce in situ, por lo que no existe una red de distribución a gran escala y su construcción tiene un mayor CAPEX en comparación de tubería para gas natural.	(Abdalla et al., 2018; Demir & Dincer, 2018; Hu et al., 2020)
Mayor costo por kilogramo producido	El hidrógeno azul proveniente de gas sin captura de carbono tiene un costo de 0,8 – 2,5 USD/kg, mientras que el hidrógeno verde tiene costos de 2,5 - 6 USD/kg	(Saccani et al., 2020)
Mayores costos de CAPEX y OPEX con respecto a otros métodos de producción	Costos de CAPEX de producción vía reformado de vapor son de 420 – 520 €/kW, mientras que para el hidrógeno verde son de 750 – 1200 €/kW; en cuanto al OPEX son de	(Saccani et al., 2020)

	33 – 40 €/MW y de 75 – 85 €/MW, respectivamente	
Materias primas para la construcción de electrolizadores	Materias primas claves para la construcción de electrolizadores se encuentra concentrados en pocos países con altos riesgos geopolíticos	(IRENA, 2020)
Barreras jurídicas		
Resumen	**Descripción**	**Autor**
Estándares diferentes	Cada país cuenta con normas y estándares particulares para equipos, seguridad y certificación de emisiones de diferentes fuentes.	(IEA, 2019)
Ubicación del proyecto	Los proyectos eólicos offshore tienen una menor resistencia social que los proyectos eólicos onshore	(Clausen et al., 2021)

Para el caso Colombia, en zonas con alta disponibilidad de viento donde no se cuenta con clientes potenciales a nivel industrial, puede ser superada evaluando la factibilidad de almacenar y transportar hacia otras zonas del país donde haya demanda, y explorando opciones de exportación hacia mercados internacionales.

Dado que para el despliegue en el sector transporte se requieren que sean de gran escala, esta puede ser superada, identificando nichos de mercado y construyendo modelos de negocio donde sea viable centralizar el despacho de combustible para los vehículos.

En cuanto a la disponibilidad de agua, puede ser superada, implementando soluciones para la desalinización del agua de mar, evitando así generar tensiones con respecto al acceso al agua de las comunidades aledañas a los proyectos.

Actualmente no hay fabricantes de maquinaria para la producción de hidrógeno en Colombia, los desarrolladores y diseñadores de estos proyectos, deben tener en cuenta los materiales con los que son desarrollados los electrolizadores, pues se evidencia altos riesgos logísticos por la concentración en pocos países de algunos materiales críticos.

A continuación, se presenta un modelo de evaluación de proyectos de hidrógeno a partir de energía eólica, comenzando con la identificación de criterios para la evaluación financiera y ambiental, siguiendo con una descripción del modelo implementado.

6. Modelo de evaluación de proyectos de hidrógeno a partir de energía eólica

6.1 Criterios de evaluación financiera y ambiental

Se realiza una revisión de literatura a nivel internacional, donde se identifican los criterios presentados en la Tabla 8:

Tabla 8 Identificación de criterios de evaluación financiera

Método	Metodología	Conclusiones	Autores
Valor Presente Neto (VPN)	El modelo incluye un análisis del potencial económico regional para proyectos de hidrógeno azul y verde, donde inicialmente se calcula el VPN para un proyecto en particular, luego se evalúa geográficamente en función de la distancia a puertos, líneas de transmisión, disponibilidad de sol, viento y agua	El desarrollo exitoso de proyectos requiere una combinación de suficientes recursos de energía y agua, proximidad a los mercados, e infraestructura de apoyo.	(Walsh et al., 2021)
Valor Presente Neto (VPN)	Se realizaron análisis de VPN, análisis de sensibilidad y método de Monte Carlo. El costo de la electricidad y la tasa impositiva son las dos variables más	El costo requerido para producir 1 kg de hidrógeno en la operación de la planta de 1 MWel de cada tipo de electrólisis se	(Jang et al., 2022)

	dominantes para determinar el LCOH.	calculó en 7.60 $ con AWE, 8.55 $ con PEMEC, 10.16 $ con SOEC (E.H), y 7.16 $ con SOEC (W.H). Se encontró que SOEC combinado con el caso de calor residual es el más económico.	
Costo Nivelado del hidrógeno (LOCH)	Se comparan 8 escenarios de producción de hidrógeno con energía solar fotovoltaica y energía solar concentrada (CSP), para electrolizadores alcalino y tipo PEM, con esquemas de plantas dedicadas solo a la producción de hidrógeno y otro con conexión a la red con contratos tipo PPA, se calcula el LOCH y se realizan análisis de sensibilidad	La demanda (tonH2/año) afecta la estructura de costos (OPEX y CAPEX) de la cadena de suministro. El electrolizador Alcalino con solar fotovoltaica vía PPA es más competitivo en costos, llegando a US$/kg 1.67 a 2025. El costo de desalinizar vía osmosis inversa es de US$/kg 0.01. El costo de transportar por barco hidrógeno líquido a 2025 desde Chile hasta Japón se estima en US$/kg 0.13	(Gallardo et al., 2021)
Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOWH), Costo Nivelado de Energía Eólica (LCOWE), tasa de retorno,	Estudios preliminares de disponibilidad de viento, recolección de datos del clima del área seleccionada, proyección de energía generada por turbina, proyección del factor de capacidad de la turbina, escenarios más probables de acuerdo con el valor	LCOWH variaría de 1.375 a 1.59 $/kg, el LCOWE varía entre 32.5–75.5 $/MWh. El período de recuperación de los LCOWE y LCOWH está en el rango de	(Mostafa Rezaei et al., 2021)

periodo de recuperación	en el futuro del dinero, proyección de LCOWH, LCOWE, tasa de retorno y periodo de recuperación	2,55 a 9,48 años durante la vida útil de la planta de energía eólica y de 3,91 a 8,41 años durante la del sistema de producción de hidrógeno, respectivamente. La tasa de retorno correspondiente a las anteriores estaría en el rango de 14.15–23.54% y de 9.87–21.55% respectivamente.	
Valor Presente Neto	Toda la energía generada se usa en la producción de hidrógeno. La capacidad de almacenamiento de hidrógeno se ha previsto para la venta de energía en mercados intradiarios, se comprime el hidrógeno a 200 bar, se analiza los incentivos necesarios para poder promover este tipo de plantas energéticas.	Es imprescindible el apoyo institucional para incentivar el uso del hidrógeno. A pesar de los altos costes en distintas configuraciones, los resultados muestran que las primas necesarias para el fomento de la tecnología no se alejan en exceso de las primas de las que disfrutan los parques fotovoltaicos	(Vega et al., 2011, p.)

De la tabla 8, se evidencia como el Costo Nivelado del Hidrógeno y de la energía son los métodos más usados, para su cálculo es necesario hacer flujos de caja del proyecto, análisis de sensibilidad, y análisis desagregados de los costos, lo cual permite identificar los factores clave para el desarrollo de los proyectos.

En cuanto a los criterios de evaluación ambiental, se encuentra como los análisis sistemáticos de estos procesos y sistemas de producción buscan incorporar externalidades que tienen implicaciones importantes para la sostenibilidad a largo plazo. Esto se considera clave para desarrollar una economía del hidrógeno que pueda contribuir a reducir las emisiones de CO2 y lograr la sostenibilidad energética (Mehmeti et al., 2018).

Donde una de las herramientas usadas para la toma de decisiones es la Evaluación del Ciclo de Vida (LCA), que se usa comúnmente para analizar las cargas y descargas ambientales de los sistemas de productos. El análisis de la huella ambiental de un sistema suele estudiarse a lo largo de su vida (es decir, de la cuna a la tumba), desde la adquisición de la materia prima hasta la producción, el uso y la eliminación (Čuček et al., 2015).

(Rodríguez et al., 2009) parten de tres categorías de impactos ambientales que necesitan consideración incluyen el agotamiento de los recursos, la salud humana y la calidad del ecosistema. Para esto se identifican las actividades impactantes en cada etapa del proyecto (construcción, operación y abandono), como se visualiza en la Tabla 9.

Tabla 9 Identificación de las actividades impactantes del proyecto en las diferentes etapas

Etapa	Actividades
Construcción	Obra civil de oficinas, divisiones
	Remoción de cubierta vegetal
	Movimiento de tierra
	Transporte de equipos y materiales
	Excavaciones para fundaciones de turbinas
	Construcción de instalaciones de control
	Construcción de fundaciones para aerogeneradores
	Montaje de aerogeneradores
	Montaje de equipos electromecánicos
	Almacenamiento de materiales y residuos
	Pruebas y puesta en servicio
	Incremento de trafico
	Demanda mano de obra
Operación	Presencia física del parque eólico
	Uso del agua para la producción del hidrógeno
	Mantenimiento de la planta

	Generación de residuos
	Uso de vehículos
Abandono	Actividades de desmantelamiento de las instalaciones
	Eventual restauración de pasivos ambientales
	Uso de vehículos y equipos pesados

Luego (Rodríguez et al., 2009) plantean que uno de los principales riesgos ambientales asociados a la producción de hidrógeno es la posible escasez de agua, dado que la producción de Hidrógeno requiere una cantidad significativa de agua y, en algunas zonas donde el agua ya escasea este aumento de la demanda podría agravar el problema existente. Aunque el uso de agua desionizada producida por las plantas desalinizadoras puede reducir la demanda de agua dulce, genera la necesidad de verter una corriente de salmuera en las fuentes de agua y los suelos.

Además, la producción de amoníaco y metanol genera residuos y a menudo implica el uso de catalizadores y otros productos químicos que pueden ser tóxicos o nocivos para el medio ambiente, contaminando potencialmente las fuentes de agua y los suelos durante la producción y el transporte, si no se manipulan adecuadamente. En caso de vertidos continuos o fugas en cuerpos de agua, esto puede representar un peligro inmediato para la vida acuática, con las consiguientes repercusiones en los medios de subsistencia de las comunidades que dependen de ella.

Adicionalmente, (BID & Anthesis Group, 2023) plantean los siguientes impactos:

Uso de suelo y hábitats naturales: Se evalúa el impacto en el uso del suelo y los hábitats naturales, especialmente si el proyecto requiere grandes instalaciones o infraestructuras. Se busca minimizar la pérdida de hábitats naturales y proteger áreas sensibles.

Residuos y desechos: Se evalúa el manejo de residuos y desechos generados durante el proceso de producción de hidrógeno. Se busca implementar prácticas de manejo de residuos seguras y sostenibles.

Riesgos y seguridad: Se evalúan los riesgos potenciales asociados con la producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno, incluyendo posibles fugas o accidentes. Se busca garantizar la seguridad de los trabajadores y la comunidad circundante.

Impacto en la biodiversidad: Se evalúa el impacto del proyecto en la biodiversidad local y se busca minimizar el daño a la flora y fauna de la región.

Finalmente, Dincer & Acar, (2014), toman los procedimientos de LCA (Análisis de Ciclo de Vida) de la Guia Operativa de las Normas ISO" elaborados por el Centro de Ciencias Ambientales de la Universidad de Leiden en 2021, donde seleccionan: Potencial de calentamiento global (GWP, *Global Warning Potential*) y Potencial de acidificación de tierra y agua (AP*, Acidification Potentital*).

6.2 Descripción del modelo desarrollado

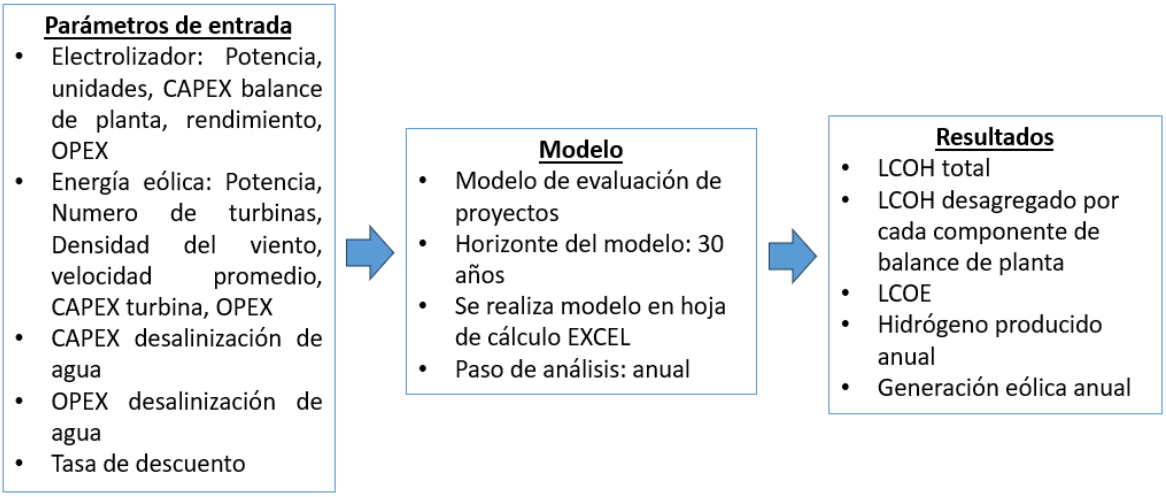


Figura 7 Modelo de evaluación técnica-financiera

Para valuar la factibilidad de producir hidrógeno a partir de energía eólica en Colombia se desarrolló un modelo cuyas entradas y salidas se muestran en la Figura 7, donde se tiene los siguientes parámetros de entrada con sus respectiva unidad en paréntesis: Número de turbinas eólicas, Potencia nominal de la turbina eólica (kW), CAPEX energía eólica (US$/kW), Potencia nominal electrolizador PEM (kW), CAPEX electrolizador PEM (US$/kW), Subsistema energético (*Power Supply Subsystem*) incluye transformador, inversor AC/DC, protecciones, monitoreo y control (US$/kW); Tratamiento de agua (*Water Purity Subsystem*) (US$/kW), Acondicionamiento de hidrógeno (*Hydrogen Conditioning Subsystem*) (US$/kW), Enfriamiento o climatización (*Cooling Subsystem*) (US$/kW); Seguridad, ventilación, sensores (*Miscellaneous*) (US$/kW); Obra civil (US$/kW); CAPEX

desalinización (US$), CAPEX membranas (US$/kW), Instalación (15 % de costos totales), Hidrógeno producido (kg), Costos mantenimiento (%), Días, Meses, Tasa de descuento (%).

Con estos datos se calcula el Costo Nivelado de la electricidad, el Costo Nivelado del Hidrógeno, y el Costo Nivelado del Hidrógeno desagregado por Balance de Planta, Obra Civil, pila y Desalinización.

Luego, para definir si es factible financieramente la producción de hidrógeno, se toma el costo actual de producirlo a partir de gas natural sin captura y almacenamiento de carbono, el cual se encuentra entre 0.9 – 3.2 USD/KgH2, se amplía el límite superior hasta los 4 USD/kgH2 con el fin de implementar procesos de captura y almacenamiento de carbono. Se presentan casos como Estados Unidos donde se tiene un costo de 1 USD/KgH2, en Europa de 1,5 USD/KgH2, en Rusia de 1,1 USD/KgH2 y en China de 1,7 USD/KgH2 (IEA, 2019). Finalmente, en cuanto a la evaluación ambiental, se realizó una lista de chequeo de diferentes impactos a lo largo del ciclo de vida de un proyecto para seleccionar los casos de estudio.

En el siguiente capítulo se realiza una descripción de los casos de estudio y los escenarios que se utilizaron para evaluar la factibilidad de producir hidrógeno a partir de energía eólica en Colombia.

7. Evaluación de la factibilidad de producir hidrógeno a partir de energía eólica en Colombia

Para la modelación y evaluación financiera de los proyectos de producción de hidrógeno a partir de energía eólica, se construyeron dos casos y tres escenarios donde se evalúan diferentes condiciones y particularidades, tales como: ubicación, año de instalación, tasa de descuento, cercanía a la demanda de hidrógeno y costos del proyecto. A continuación, se presenta la descripción de los casos y escenarios evaluados.

7.1 Tipo y potencia de electrizador, ubicaciones y turbina eólica

Se seleccionó un electrolizador tipo PEM por sus tiempos de puesta en marcha casi instantáneos, siendo ideal para las fluctuaciones normales de la energía eólica, adicionalmente tiene la posibilidad de operar con un rango más amplio de carga, menor uso de materiales nobles y opera con bajas densidades de corriente; en cuanto a la potencia se seleccionó un electrolizador de 5 MW, porque actualmente es el de mayor capacidad disponible a nivel comercial, cuenta con un factor de capacidad del 40 % y genera 2000 kg/día, lo que anualmente son 730.000 kg. Se seleccionaron 2 ubicaciones, el departamento de la Guajira por su disponibilidad de viento, experiencia en la implementación de proyectos de energía eólica, acceso al océano Atlántico, acceso al agua procedente del mar y el departamento de Boyacá por su cercanía a Bogotá ciudad capital con una potencial demanda en transporte, acceso a terrenos con menor costo, y a

una refinería de petróleo ubicada en Barrancabermeja, los parámetros para la producción energética se tomaron de los estudios realizados por el IDEAM disponibles en los Anexos A, B, D y C. Se seleccionó una turbina marca Vestas con capacidad de 2,2 MW, cuya ficha técnica está en el Anexo E, esta compañía ya hace presencia en el país y cuenta con experiencia en el desarrollo de estos proyectos en Colombia (Vestas, 2023), para garantizar la potencia necesaria del electrolizador en el escenario ubicado en La Guajira son necesarias 6 turbinas mientras que para Boyacá son necesarias 8 turbinas eólicas, la energía eléctrica producida será destinada exclusivamente a la producción de hidrógeno.

7.2 Costos caso base

Se tomaron los costos actuales para la producción de hidrógeno a partir de energía eólica, con tasa de descuento del 10 % y CAPEX de acuerdo a la tabla 10 y la tabla 11 (Bristowe & Smallbone, 2021).

Tabla 10 CAPEX energía eólica (US$/kW) y electrolizador (US$/kW)

Parámetro	Costo
CAPEX energía eólica (US$/kW)	1000
CAPEX electrolizador PEM (US$/kW)	750
CAPEX membrana (US$/kW)	200

Tabla 11 Costos de capital de balance de planta (Bristowe & Smallbone, 2021)

Sistema	Subsistema	Costos US$
Fuente de alimentación	Transformador, rectificador	44.000
	Transductor de voltaje DC	225
	Transductor de corriente DC	340
Circulación de agua desionizada	Tanque separador de oxigeno	20.000
	Bomba de circulación	7.053
	Bomba de pulido	2.289
	Tuberías	10.000
	Válvulas e instrumentación	7.500
	Controles	2.000
	Cama secadora	13.860

Procesamiento de hidrógeno	Separador de agua/hidrógeno	10.000
	Tuberías	5.000
	Válvulas e instrumentación	5.000
	Controles	2.500
Enfriamiento	Placas intercambiadoras de calor	9.000
	Bomba de enfriamiento	1.500
	Tuberías	1.000
	Válvulas e instrumentación	2.000
	Enfriador seco	4.000
Varios	Válvula de suministro de aire-nitrógeno	2.000
	Ventilación y seguridad	2.000
	Detectores de gases	2.000
	Ventilación de escape	2.000
Costos totales	Costos de capital totales de BOP para sistemas de 200 kW	153.267
	Costos de capital por kW	766,34

En la tabla 11, se presentan los costos de capital asociados al balance de planta, y se desagrega cada ítem, estos serán usados para la construcción de los diferentes escenarios.

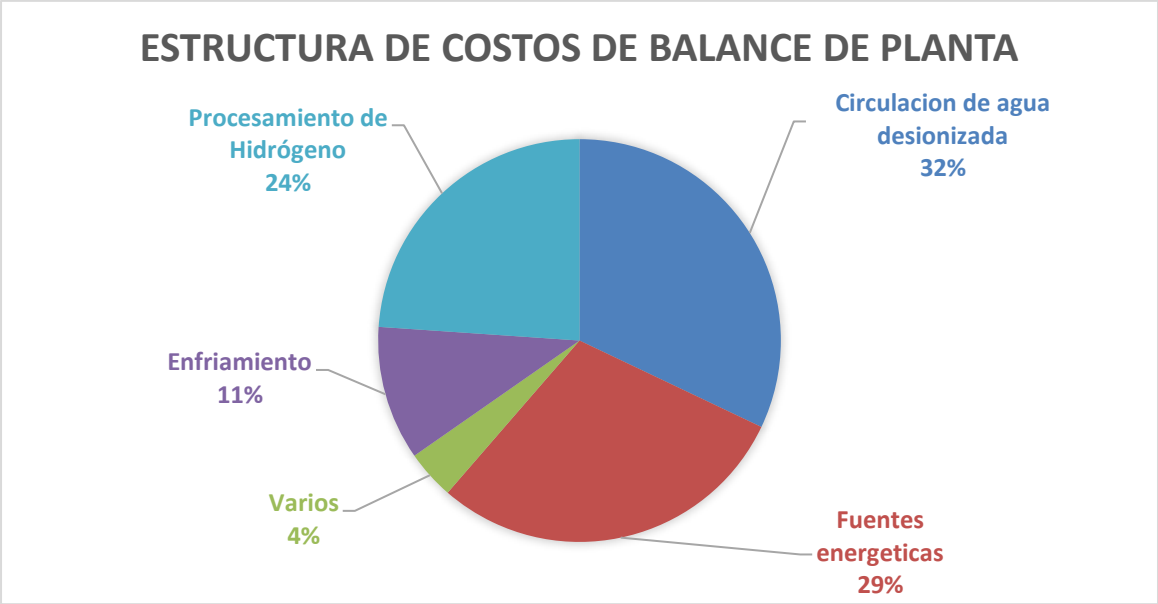


Figura 8 Estructura de costos de balance de planta. (Elaboración propia)

7.3 Costos basados en proyecciones según curva de aprendizaje

De acuerdo a Bristowe & Smallbone, (2021) el costo de producir cualquier producto declina en función del número acumulado producido. La ley de Wright, se relaciona con el concepto de economía de escala, el cual relaciona la competitividad, soportada por el decrecimiento en costos, que se incrementa con los volúmenes producidos. Esta ley ha sido clave en hacer muchas invenciones asequibles y lograr su crecimiento exponencial, teniendo ejemplos como: los paneles solares fotovoltaicos y los vehículos eléctricos, los cuales adicionalmente se soportan en cadenas logísticas globales complejas.

Actualmente, se espera que las iniciativas de hidrógeno verde tienden a seguir esta ley, creando incentivos y motivando acciones de todos los actores para el posicionamiento de estas tecnologías. De acuerdo a (Lin et al., 2021; Vega et al., 2011; Wietschel & Hasenauer, 2007), el hidrógeno verde debería decrecer significativamente en sus costos, si se desarrolla a una escala global, para posicionarse como opción viable en usos como transporte, generación eléctrica, y también para industrias post-petróleo que tienen

grandes retos como la aviación y el transporte marítimo, donde otras tecnologías y combustibles no han sido viables.

Actualmente, la electrólisis solo representa el 4 % de la producción mundial de hidrógeno con alrededor de 19,8 GW; sin embargo, varias estimaciones, como las de (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021; IRENA, 2020), en general, consideran que esta cifra podría aumentar entre 5 y 50 veces para 2030 y para 2050 más de 100 veces. Por lo que, si bien existe una demanda creciente de hidrógeno, el crecimiento de esta oportunidad se verá impulsado en última instancia por su costo y las exigencias de un sistema energético con cero emisiones netas.

Una curva de aprendizaje generalmente se relaciona con las actividades de ahorro de mano de obra que se logran al realizar operaciones repetitivas, mientras que una curva de experiencia se relaciona con los ahorros de costos que se obtienen al aumentar los volúmenes de producción; Estos han sido considerados por (Hans Böhm et al., 2018), con base en las tendencias históricas de todo el sector de la energía renovable, se esperaría que continuara una tendencia similar para los sistemas de electrólisis.

El Hydrogen Council & McKinsey & Company, (2021) e IRENA, (2020), proponen análisis alternativos que indican unas reducciones agresivas de los costos. En ambos casos, los autores sugieren que se debería proponer una tasa de aprendizaje más optimista, especialmente a corto plazo. Esto se justificó sobre la base de que, históricamente, otras tecnologías de energía renovable han pasado por un período de inclinación más rápida en un momento de desarrollo similar al que se observa actualmente en el mercado de la electrólisis.

Tabla 12 Costos por parámetros según curva de aprendizaje, año de instalación 2030

Parámetro	**Costo**
CAPEX energía eólica (US$/kW)	800
CAPEX electrolizador PEM (US$/kW)	500
Subsistema energético (Power Supply Subsystem) incluye transformador,	111

inversor AC/DC, protecciones, monitoreo y control (US$/kW)	
Tratamiento de agua (Water Purity Subsystem) (US$/kW)	122
Acondicionamiento de hidrógeno (Hydrogen Conditioning Subsystem) (US$/kW)	91
Enfriamiento o climatización (Cooling Subsystem) (US$/kW)	44
Seguridad, ventilación, sensores (Miscellaneous) (US$/kW)	15
Obra civil (US$/kW)	465
CAPEX desalinización (US$)	414348
CAPEX membranas (US$/kW)	180

7.4 Costos según estrategias de IRENA

IRENA, (2020) propone una serie de medidas para la reducción en los costos de electricidad y electrolizadores a mediano y largo plazo, los cuales combinados logran incrementar la eficiencia y la vida útil, logrando a mediano plazo reducciones de hasta el 40 % y a largo plazo de hasta el 80 % en los costos del kg de hidrógeno, adoptando medidas como reducción del 80 % en los costos del electrolizador, reducción en los costos de la electricidad, aumento en las horas de vida útil, aumento en los años de vida útil de la membrana del electrolizador; se realiza una modelación con tasa de descuento 10%.

Tabla 13 Costos por parámetro según estrategias de IRENA, año de instalación 2050

Parámetro	**Costo**
CAPEX energía eólica (US$/kW)	650
CAPEX electrolizador PEM (US$/kW)	150
Subsistema energético (Power Supply Subsystem) incluye transformador,	160

inversor AC/DC, protecciones, monitoreo y control (US$/kW)	
Tratamiento de agua (Water Purity Subsystem) (US$/kW)	180
Acondicionamiento de hidrógeno (Hydrogen Conditioning Subsystem) (US$/kW)	150
Enfriamiento o climatizacion (Cooling Subsystem) (US$/kW)	60
Seguridad, ventilación, sensores (Miscellaneous) (US$/kW)	24
Obra civil (US$/kW)	350
CAPEX desalinización (US$)	40000
CAPEX membranas (US$/kW)	130

Finalmente, en la Tabla 14 se muestran los casos que serán analizados, uno en el Departamento de la Guajira y otro en el Departamento de Boyacá, y en la Tabla 15 los escenarios considerados según el año de instalación, dado que se espera que con el tiempo se reduzcan de una manera importante los costos de instalación.

Tabla 14 Casos a evaluar

Caso	**Potencia energía eólica**	**Tecnología electrolizador**	**Potencia electrolizador**	**Ubicación**
1	15 MW	PEM	5 MW	Guajira
2	20 MW	PEM	5 MW	Boyacá

Tabla 15 Escenarios a evaluar

Escenario	**Año de instalación**	**Costos**
1	2022	Caso base
2	2030	Curva de aprendizaje
3	2030	Proyecciones IRENA

4	2050	Proyecciones IRENA

7.5 Resultados escenario base

A continuación, se presentan los resultados de la implementación de un proyecto de producción de hidrógeno teniendo en cuenta los costos con año de instalación 2022.

Tabla 16 Planta de producción ubicada en La Guajira, capacidad electrolizador: 5 MW, año de instalación: 2022

Caso 1: Planta energía eólica para producción de hidrógeno con electrolizador de 5 MW, ubicada en el Departamento de La Guajira, año de instalación: 2022	
LCOE energía eólica	US$ 0,07
LCOH BOP + Obra civil	US$ 2,19
LCOH Stack	US$ 1,33
LCOH Electricidad	US$ 5,34
LCOH Desalinizadora	US$ 0,66
LCOH Hidrógeno	US$ 9,5

Tabla 17 Planta de producción ubicada en Boyacá, capacidad electrolizador: 5 MW, año de instalación: 2022

Caso 2: Planta energía eólica para producción de hidrógeno con electrolizador de 5 MW, ubicada en el Departamento de Boyacá, año de instalación: 2022	
LCOE energía eólica	US$ 0,07
LCOH BOP + Obra civil	US$ 2,19
LCOH Stack	US$ 1,33
LCOH Electricidad	US$ 7,12
LCOH Hidrógeno	US$ 10,7

Se encuentra que, si bien en La Guajira son necesarios procesos adicionales como la desalinización del agua, se presenta un costo menor del hidrógeno por su menor costo en la electricidad dado una mayor disponibilidad de viento. También se concluyó la inviabilidad de desarrollar estos proyectos, presentando un costo por kilogramo de hidrógeno hasta 3 veces mayor en comparación del kilogramo producido por SMR.

7.6 Resultados escenario Curva de Aprendizaje

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para cada caso basados en proyecciones según curva de aprendizaje:

Tabla 18 Planta de producción ubicada en La Guajira, capacidad electrolizador: 5 MW, año de instalación: 2030

Caso 1: Planta energía eólica para producción de hidrógeno con electrolizador de 5 MW, ubicada en el Departamento de La Guajira, año de instalación: 2030	
LCOE energía eólica	US$ 0.05
LCOH BOP + Obra civil	US$ 1.51
LCOH Stack	US$ 0.89
LCOH Electricidad	US$ 4.27
LCOH Desalinizadora	US$ 0.14
LCOH Hidrógeno	US$ 6.89

Tabla 19 Planta de producción ubicada en La Guajira, capacidad electrolizador: 5 MW, año de instalación 2030

Caso 2: Planta energía eólica para producción de hidrógeno con electrolizador de 5 MW, ubicada en el Departamento de Boyacá, año de instalación: 2030	
LCOE energía eólica	US$ 0.05
LCOH BOP + Obra civil	US$ 1.51
LCOH Stack	US$ 0.89
LCOH Electricidad	US$ 5.70
LCOH Hidrógeno	US$ 8.1

Del escenario basado en la curva de aprendizaje de la industria, se evidencia como en la medida que se desarrollen capacidades en la manufactura de los componentes para la producción de hidrógeno se presentan una reducción en los costos del kilogramo, sin embargo, estas reducciones aún no son suficientes para competir contra el hidrógeno producido por gas natural en ninguno de los dos casos.

Con respecto al caso base se presenta una caída del 33 % en el stack, evidenciando las oportunidades de innovar en su diseño y manufactura, mientras que en el costo nivelado

de la energía eólica no se presentan caídas tan significativas, dado que para ese año ya habrá alcanzado un alto nivel de madurez. Por otro lado, también se presentan reducciones significativas en la desalinización del agua, motivadas entre otras porque esta tecnología se vislumbra como una solución ante la escasez de agua para múltiples usos incluyendo el consumo humano.

7.7 Resultados Escenarios IRENA

A continuación, se presentan los resultados de los diferentes casos basados en las proyecciones de IRENA a 2030 y 2050:

Tabla 20 Planta de producción ubicada en La Guajira, capacidad electrolizador 5 MW, año 2030

Caso 1: Planta energía eólica para producción de hidrógeno con electrolizador de 5 MW, de acuerdo con proyecciones de IRENA, ubicada en el Departamento de La Guajira, año de instalación: 2030	
LCOE energía eólica	US$ 0.04
LCOH BOP + Obra civil	US$ 1.56
LCOH Stack	US$ 0.5
LCOH Electricidad	US$ 3.30
LCOH Desalinizadora	US$ 0.02
LCOH Hidrógeno	US$ 5.38

Tabla 21 Planta de producción ubicada en Boyacá, capacidad electrolizador 5 MW, año 2030

Caso 2: Planta energía eólica para producción de hidrógeno con electrolizador de 5 MW, de acuerdo con proyecciones de IRENA, ubicada en el Departamento de Boyacá, año de instalación: 2030	
LCOE energía eólica	US$ 0.04
LCOH BOP + Obra civil	US$ 1.56
LCOH Stack	US$ 0.5
LCOH Electricidad	US$ 4.41
LCOH Hidrógeno	US$ 6.47

Tabla 22 Planta de producción ubicada en La Guajira, capacidad electrolizador: 5 MW, año de instalación: 2050

Caso 1: Planta energía eólica para producción de hidrógeno con electrolizador de 5 MW, de acuerdo con proyecciones de IRENA, ubicada en el Departamento de La Guajira, año de instalación: 2050	
LCOE energía eólica	US$ 0.03
LCOH BOP + Obra civil	US$ 1.11
LCOH Stack	US$ 0.25
LCOH Electricidad	US$ 2.54
LCOH Desalinizadora	US$ 0.06
LCOH Hidrógeno	US$ 3.92

Tabla 23 Planta de producción ubicada en La Guajira, capacidad electrolizador 5 MW, año de instalación: 2050

Escenario 2: Planta energía eólica para producción de hidrógeno con electrolizador de 5 MW, de acuerdo con proyecciones de IRENA, ubicada en el Departamento de Boyacá, año de instalación: 2050	
LCOE energía eólica	US$ 0.03
LCOH BOP + Obra civil	US$ 1.04
LCOH Stack	US$ 0.25
LCOH Electricidad	US$ 3.39
LCOH Hidrógeno	US$ 4.69

Bajo las proyecciones de IRENA se evidencia una reducción acelerada del 80 % en el LCOH del Stack para el año 2030, fruto de innovaciones radicales en los materiales y diseño de este, luego de esto se continúa reduciendo el costo, pero a una menor velocidad siguiendo un camino más conservador. Por otro lado, teniendo en cuenta que la electricidad es el componente que más pesa en los costos para la producción de hidrógeno, dado que IRENA proyecta en este una caída del 63 %, se presenta una reducción del 23 % hacia 2050 en el LCOH de la electricidad, sin embargo, dado las tendencias de reducción de costos acelerados de los últimos años en el CAPEX de la energía eólica, para lograr estas reducciones se presenta un reto más financiero que técnico. Con estas innovaciones radicales y aceleradas en todo el proceso de producción

de hidrógeno, se evidencia como en el proyecto ubicado en La Guajira e instalado en el año 2050 es factible la producción de hidrógeno.

7.8 Resultados análisis de sensibilidad

Para considerar un escenario muy favorable desde el punto de vista financiero a continuación se presentan los resultados de los casos evaluados usando una tasa de descuento de 0%, y con costos de las proyecciones de Curva de Aprendizaje e IRENA:

Tabla 24 Resultados planta de producción ubicada en La Guajira, capacidad electrolizador 5 MW, año de instalación: 2030

Caso 1: Guajira 2030 tasa de descuento 0% con Curva de aprendizaje	
LCOE energía eólica	US$ 0.04
LCOH BOP + Obra civil	US$ 1.1
LCOH Stack	US$ 0.65
LCOH Electricidad	US$ 3.12
LCOH Desalinizadora	US$ 0.1
LCOH Hidrógeno	US$ 4.9

Tabla 25 Resultados planta de producción ubicada en Boyacá, capacidad electrolizador 5 MW, año de instalación: 2030

Caso 2: Boyacá 2030 tasa de descuento 0% con Curva de aprendizaje	
LCOE energía eólica	US$ 0.04
LCOH BOP + Obra civil	US$ 1.1
LCOH Stack	US$ 0.65
LCOH Electricidad	US$ 4.16
LCOH Hidrógeno	US$ 6.02

Tabla 26 Resultados planta de producción ubicada en La Guajira, capacidad electrolizador 5 MW, año de instalación: 2030

Caso 3: Guajira 2030 tasa de descuento 0% con proyecciones de IRENA	
LCOE energía eólica	US$ 0.043
LCOH BOP + Obra civil	US$ 1.10

LCOH Stack	US$ 0.5
LCOH Electricidad	US$ 3.12
LCOH Desalinizadora	US$ 0.10
LCOH Hidrógeno	US$ 4.8

Tabla 27 Planta de producción ubicada en Boyacá, capacidad electrolizador 5 MW, año de instalación: 2030

Caso 4: Boyacá 2030 tasa de descuento 0% con proyecciones de IRENA	
LCOE energía eólica	US$ 0.043
LCOH BOP + Obra civil	US$ 1.10
LCOH Stack	US$ 0.5
LCOH Electricidad	US$ 4.16
LCOH Hidrógeno	US$ 5.7

Tabla 28 Planta de producción ubicada en La Guajira, capacidad electrolizador: 5 MW, año de instalación: 2050

Caso 5: La Guajira 2050 tasa de descuento 0% con proyecciones de IRENA	
LCOE energía eólica	US$ 0.027
LCOH BOP + Obra civil	US$ 0.81
LCOH Stack	US$ 0.18
LCOH Electricidad	US$ 1.85
LCOH Desalinizadora	US$ 0.10
LCOH Hidrógeno	US$ 2.87

Tabla 29 Planta de producción ubicada en Boyacá, capacidad electrolizador 5 MW, año de instalación: 2050

Caso 6: Boyacá 2050 tasa de descuento 0% con proyecciones de IRENA	
LCOE energía eólica	US$ 0.027
LCOH BOP + Obra civil	US$ 0.81
LCOH Stack	US$ 0.18
LCOH Electricidad	US$ 2.47
LCOH Hidrógeno	US$ 3.46

Se evidencia como a 2030, cuando son implementadas las estrategias de IRENA se presentan menores costos de LCOH en comparación del escenario Curva de aprendizaje, es decir solo con la inercia de la industria no se logran reducciones tan significativas en comparación de implementar innovaciones radicales en el diseño de los electrolizadores y se presentan reducciones mayores en el costo de la electricidad.

Se evidencia como a 2050 al implementar las estrategias de IRENA ambos casos son factibles, donde pese a los esfuerzos en innovación y desarrollo tecnológico no se presentan reducciones significativas en costos, mientras que a nivel financiero se evidencian retos para lograr proyectos viables con tasa de descuento igual a 0%, como lograr la estructuración de modelos de negocio innovadores y la incorporación de apoyos estatales con herramientas como subvenciones, alivios tributarios, subsidios entre otros.

7.9 Evaluación ambiental

En cuanto a normatividad, se consulta en la ANLA donde dada la novedad del tema de hidrógeno, se encuentra que el (Ministerio de Minas y Energía, 2022a) publicó el decreto 1476 del 3 de agosto de 2022, por el cual se reglamentan los artículos 21 y 23 de la Ley 2099 de 2021 y se adiciona el Titulo VII a la Parle 2 del Libro 2 del Decreto 1073 de 2015, con el fin de adoptar disposiciones dirigidas a promover la innovación, investigación, producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno; también el (Ministerio de Minas y Energía, 2022b) publicó el Decreto 1537 del 4 de agosto de 2022 – el cual realiza la Declaratoria de Utilidad Pública e Interés Social para proyectos de energía e hidrógeno. Sin embargo, no se encuentran lineamientos como tal para la producción de hidrógeno.

Dincer & Acar, (2014), toman los procedimientos de LCA (Análisis de Ciclo de Vida) de la Guía Operativa de las Normas ISO” elaborados por el Centro de Ciencias Ambientales de la Universidad de Leiden en 2021, donde se seleccionan:

- **Potencial de calentamiento global (GWP, *Global Warning Potential***): Es calculada por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), en función de la intensidad de la absorción infrarroja de cada GEI y del tiempo que permanecen las emisiones en la atmósfera. Los GWP se calculan utilizando un horizonte temporal establecido. Todos los PCA utilizados para fines de inventario de GEI se consideran en un período de 100 años.

- **Potencial de acidificación de tierra y agua (AP*, Acidification Potentital***): Cuantifica la cantidad de gases responsables de la acidificación de los suelos, las aguas subterráneas y superficiales, los efectos sobre los animales, los ecosistemas y también el entorno de la construcción. para evaluar el impacto ambiental de métodos seleccionados de producción de hidrógeno.

Dado que la planta producirá 2.100 kg de Hidrógeno diarios, 766.500 kg de hidrógeno anuales: al ser producidos con energía eólica se emitirán 766.500 kgCO2eq y descargas de 766’500.000 gSO2eq.

Si esta misma cantidad se producen con Reformado de Vapor de Gas Natural (*NSGR*), se tiene emitirán 5’518.800 kgCO2eq y se tendrán descargas de 5,518’800.000 gSO2eq.

Mientras que con carbón con Captura y almacenamiento de Carbono *(Coal with CCS*) se emitirán 13’030.500 kgCO2eq y descargas de 24.528’000.000 gSO2eq

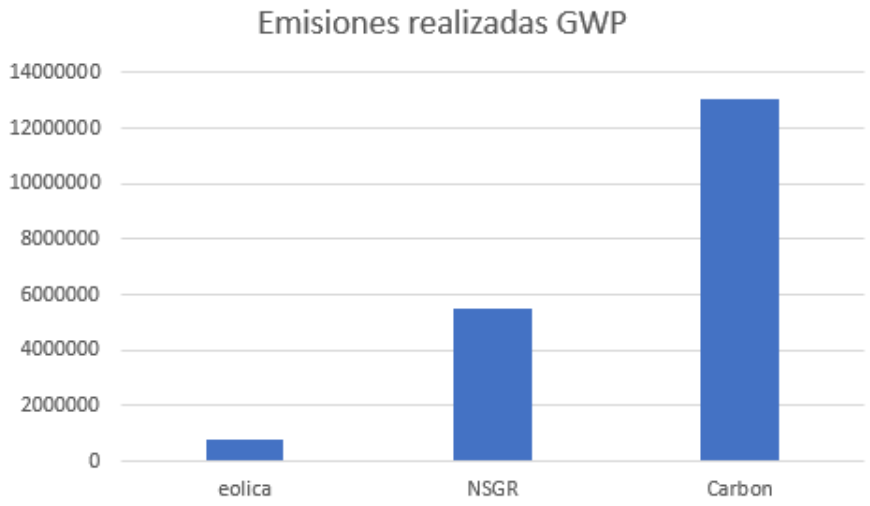


Figura 9 Evaluación emisiones realizadas GWP

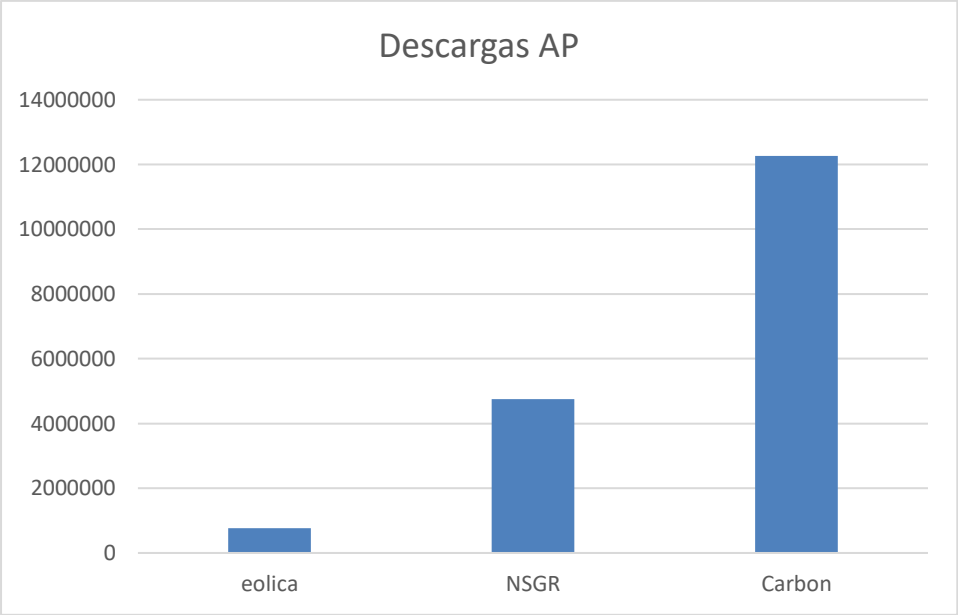


Figura 10. Evaluación descargas AP

Por lo tanto, anualmente al producir hidrógeno con energía eólica en comparación con su producción a partir de Carbón, se tiene que:

- Se evita la emisión de 4’752.300 kgCO2eq

- Se evitan descargas de 12’264.000 gSO2eq

Mientras que, al compararse contra la producción de hidrógeno a partir de Reformado de Vapor de Gas Natural, se tiene que:

- Se evita la emisión de 12’264.000 kgCOeq

- Se evitan descargas de 23.761’500.000 gSO2eq

En el presente capítulo se evaluaron diferentes escenarios, se puede concluir que, si bien la curva de aprendizaje en la manufactura se reducen los costos a mediano plano, son necesarios esfuerzos adicionales en materia de innovaciones de electrolizadores para que estos proyectos sean factibles en La Guajira, mientras que con el análisis de sensibilidad se evidenció como al implementar proyectos con tasa de descuento 0 %, es factible la realización de estos proyectos en zonas con menores regímenes de viento, pero para lograr esto serían necesarios: subvenciones, alivios tributarios, subsidios, modelos de

negocio innovadores, entre otros. En cuanto a la evaluación ambiental, se concluyó como la implementación de proyectos de energía eólica presentan una reducción significativa en las emisiones generadas y en la acidificación de tierras y agua con respecto a otras fuentes de energía evaluadas.

En el siguiente capítulo se presentan las conclusiones de esta tesis, enumerando uno a uno los objetivos y dando respuesta a como se logra el cumplimiento de estos, luego se brindan una serie de recomendaciones para ser tenidas en cuenta a la hora de estructurar proyectos de producción de hidrógeno y lograr que sean factibles, finalmente se proponen una serie de trabajos futuros que se salen del alcance de la presente tesis.

8. Conclusiones, recomendaciones y trabajo futuro

8.1 Conclusiones generales de la tesis

Se evaluaron diferentes escenarios, donde se evidenció como si bien la demanda de hidrógeno presenta una tendencia creciente de uso en otras industrias, el aterrizaje de estas oportunidades se sostiene solo si se logra reducir los costos de capital de la producción de hidrógeno.

Luego de la evaluación de los diferentes escenarios, se evidenció como los costos de capital de un sistema de electrólisis PEM, se reducen significativamente con la implementación de proyectos de producción de hidrógeno a gran escala, el desarrollo de innovaciones radicales en el diseño de los electrolizadores, donde se alargue su vida útil, y se reduzca su dependencia de tierras raras, además de lograr economías de escala a través de su fabricación en masa; también es necesaria la implementación de modelos de negocio que permitan obtener costos más bajos de electricidad.

8.2 Conclusiones asociadas con el logro de objetivos

8.2.1 Objetivo específico 1

Identificar barreras técnicas y económicas para la producción de hidrógeno a partir de energía eólica.

Se cumple en el capítulo 5, donde se identificaron las barreras más relevantes para el caso Colombia, donde por ejemplo en zonas con alta disponibilidad de viento no se cuenta con clientes potenciales a nivel industrial. Por otro lado, para el despliegue en el sector transporte se requieren que su desarrollo sea a gran escala.

También se presentó una barrera en cuanto a la disponibilidad de agua, y finalmente si bien actualmente no hay fabricantes de maquinaria para la producción de hidrógeno en Colombia, los desarrolladores y diseñadores de estos proyectos, deben tener en cuenta los materiales con los que son desarrollados los electrolizadores, pues se evidenciaron

altos riesgos logísticos por la concentración en pocos países de algunos materiales críticos.

8.2.2 Objetivo específico 2

Definir criterios de evaluación financiera y ambiental para proyectos de producción de hidrógeno a partir de energía eólica.

Para dar cumplimiento con este objetivo, en el numeral 6.1 se hizo una revisión de literatura donde se identificó como el Valor Presente Neto y el Costo Nivelado del Hidrógeno, son los métodos usados para la evaluación financiera de estos proyectos. En cuanto a la evaluación ambiental, se identificaron los aspectos más afectados en las etapas de construcción, operación y abandono de estos proyectos, como el uso del suelo y hábitats naturales, residuos y desechos, riesgos y seguridad, impacto en la biodiversidad concluyendo como al cumplir rigurosamente la normatividad, son factibles ambientalmente estos proyectos.

8.2.3 Objetivo específico 3

Desarrollar un modelo para la evaluación de proyectos de hidrógeno producido a partir de energía eólica.

Para dar cumplimiento con este objetivo, en el numeral 6.2 se presentaron los parámetros de entrada y salida del modelo desarrollado. Este modelo luego se utilizó para la evaluación de los casos bajo diferentes escenarios, variando parámetros como la ubicación de la planta, su tasa de descuento, el CAPEX de la electricidad, el CAPEX del electrolizador, el CAPEX del balance de planta y el CAPEX de la planta desalinizadora de agua.

En cuanto a la selección de la tecnología del electrolizador, se seleccionó un tipo PEM porque presenta características como menores tiempo de respuesta y mayor rango de carga de trabajo, las cuales son ideales para fuentes energéticas de origen renovable como la energía eólica, cuya intermitencia y constantes fluctuaciones son un reto para su aprovechamiento.

Con esto se evidenció como la implementación de innovaciones radicales reduce significativamente el CAPEX de los electrolizadores, mejorando su eficiencia, aumentando su rango de trabajo, reduciendo los riesgos por la dependencia de tierras raras, por otro lado, dado el alto impacto de la electricidad en el LCOH del hidrógeno son prioritarias las reducciones del CAPEX en la energía eólica.

8.2.4 Objetivo general

Evaluar la factibilidad de producir hidrógeno a partir de energía eólica en Colombia

Se da cumplimiento al objetivo general en el capítulo 8, donde se presentaron los resultados de los escenarios y casos evaluados, se evidenció como a medida que se incrementa la capacidad instalada del electrolizador el costo nivelado del hidrógeno disminuye, adicionalmente esto se confirma en el Anexo F donde se presentó un caso de una planta de producción de hidrógeno con un electrolizador de 200 kW para Boyacá y La Guajira los cuales son inviables dado que tienen un mayor Costo Nivelado del Hidrógeno que el de la planta de 5 MW en ambas ubicaciones; también se evidenció como a mayor disponibilidad de viento en zonas como La Guajira, se tuvo un menor costo nivelado de hidrógeno a pesar de ser necesario desalinizar el agua, dado que la electricidad contribuye en promedio en un 70 % del LCOH del hidrógeno.

Se evidenció como bajo un escenario de innovaciones radicales en el electrolizador y reducciones en la electricidad, es factible producir hidrógeno en Colombia en zonas con mayor régimen de viento; adicionalmente si se estructuran e implementan modelos de negocio innovadores y apoyos gubernamentales, es factible la producción de hidrógeno en zonas con menores regímenes de viento.

8.3 Recomendaciones

Cuando exista desacople entre la disponibilidad de agua y energía renovables, es recomendable identificar la cercanía a torres de transmisión de electricidad, con el fin de despachar los excedentes. Por lo tanto, vale la pena investigar la disponibilidad local de agua y analizar el equilibrio económico entre la transmisión de electricidad y el transporte de agua e hidrógeno. (Hu et al., 2020)

IRENA (2020), propone las siguientes estrategias susceptibles de ser adoptadas en la etapa de estructuración y diseño de proyectos de producción de hidrógeno para reducción de costos de capital:

Prevención o reducción del uso de tierras raras: Realizar diseños donde se sustituyan materiales y/o reduzcan en su cantidad por unidad de capacidad instalada o la variación de la combinación de tecnologías para lograr un uso general más bajo (por ejemplo, más alcalino en lugar de PEM que usa iridio). Por ejemplo, las siguientes opciones:

- Uso de catalizadores soportados de área superficial alta, como soportes de titanio u óxido de estaño.
- Uso de una capa más delgada de material de recubrimiento, por ejemplo, a través de la deposición de capas atómicas.
- Aumentar el área de superficie del catalizador a través de técnicas mejoradas de fabricación de catalizadores, por ejemplo, utilizando catalizadores de película delgada nanoestructurados.
- Reingeniería del concepto de electrodo. Por ejemplo, soportar nanopartículas de iridio en semiconductores de alta conductividad. óxidos, iridio de aleación a otros metales de transición, cambiar la morfología del electrodo y dar forma a la nanopartícula de iridio.

Ampliación del uso de equipos, o aumento de su eficiencia: Esto incluye lograr una mayor productividad de la pila, lo que se traduce en una menor área y menos material por kilo de hidrógeno, o ampliar la vida útil del electrolizador (es decir, la misma cantidad de material asignado a una mayor producción).

Reciclaje: Existen varios métodos disponibles para recuperar metales nobles de dispositivos electroquímicos como pilas de combustible y electrolizadores. Estos incluyen: tratamiento hidrometalúrgico, disolución transitoria, proceso ácido y disolución electroquímica selectiva. Todos estos pueden usarse para platino en PEM. Se necesita más investigación para estimar el beneficio potencial del reciclaje, que podría tener un impacto en las aplicaciones a gran escala. También podría tener un impacto en la creación de una industria de reciclaje paralela para recuperar estos materiales y sería fundamental

para prevenir posibles cuellos de botella de materiales, a medida que aumentamos rápidamente la fabricación.

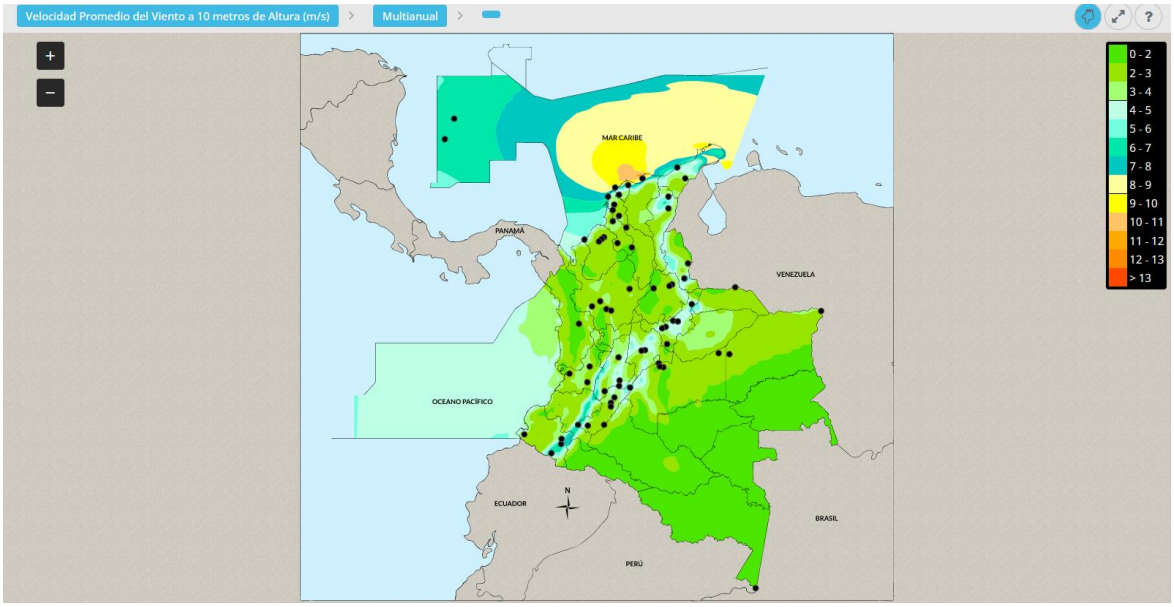
Reducir el uso de platino no solo es beneficioso desde la perspectiva de ampliar los electrolizadores y reducir la dependencia de materiales críticos, sino también desde la perspectiva de reducir el impacto ambiental. La producción de platino domina en casi todas las categorías de impacto ambiental (por ejemplo, acidificación, eutrofización, oxidación fotoquímica) y su menor uso también resultará en un menor impacto general (Duclos et al., 2017).

La implementación de estas estrategias, en combinación con el rendimiento mejorado del electrolizador, puede reducir en última instancia el contenido específico de iridio en un 96 % y el contenido de platino en un 97,5 %. Paralelamente a este desarrollo, se espera que el área de los electrodos aumente casi cuatro veces y la densidad de corriente 2,5 veces. Esto significa que la carga por unidad de capacidad no disminuirá tan drásticamente, pero aún puede lograr reducciones del 70 % y 80 %, respectivamente, para el iridio y el platino.

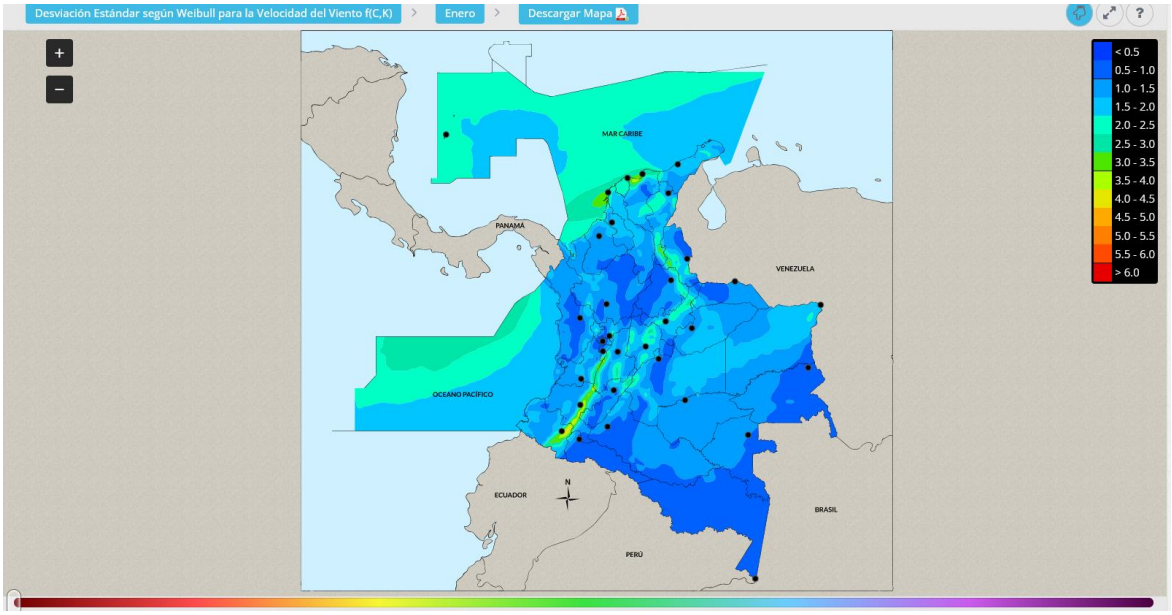
8.4 Trabajos futuros

- Evaluar el modelos de negocio innovadores, impacto de subvenciones, subsidios y alivios tributarios del gobierno en la reducción de los costos de producción de hidrógeno a corto, mediano y largo plazo; buscando la sostenibilidad financiera propia de estas tecnologías.
- Dado que la cadena de valor del hidrógeno puede abarcar tanto industrias energéticas como siderúrgicas y fertilizantes, debido a su versatilidad, la evaluación de la viabilidad técnica y financiera de almacenar hidrógeno en metano y amoniaco, son oportunidades con el potencial de ser factibles en el mediano y largo plazo.
- Modelar y evaluar el despliegue de hidrógeno en aplicaciones energéticas como el mezclado con gas natural, donde dada la infraestructura existente se reduce el CAPEX y por ende pueden llegar a ser factibles en el corto y mediano plazo.
- Dado el carácter variable de las energías renovables tanto solar como eólica, se recomienda realizar modelos de optimización que permitan aprovechar de la mejor manera toda la energía producida.

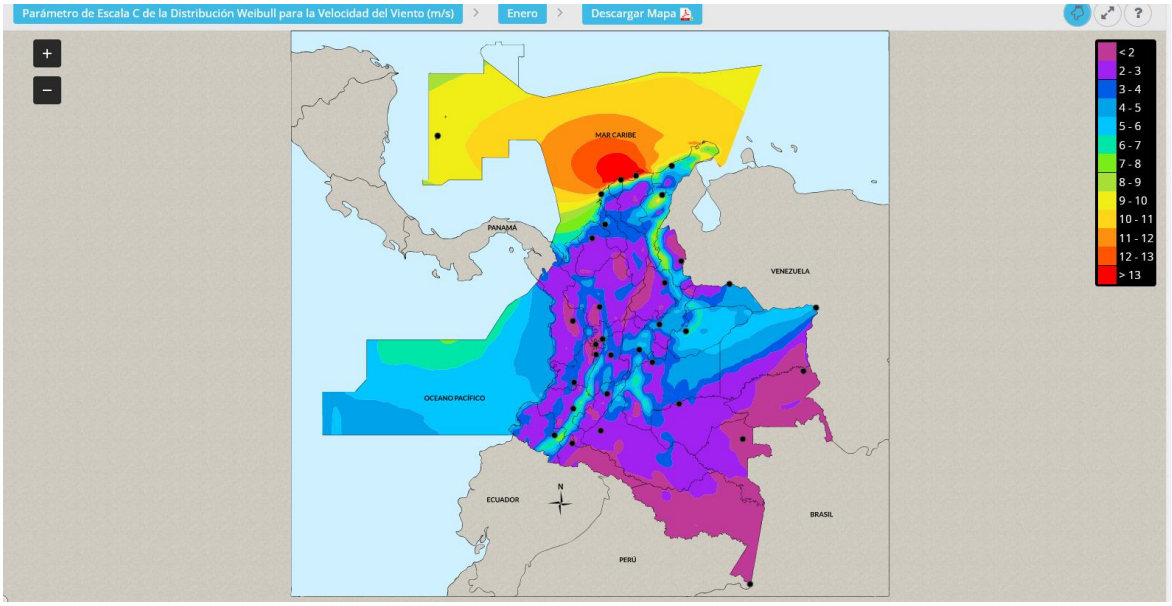
A. Anexo: Velocidad promedio del viento a 10 metros de altura (m/s)



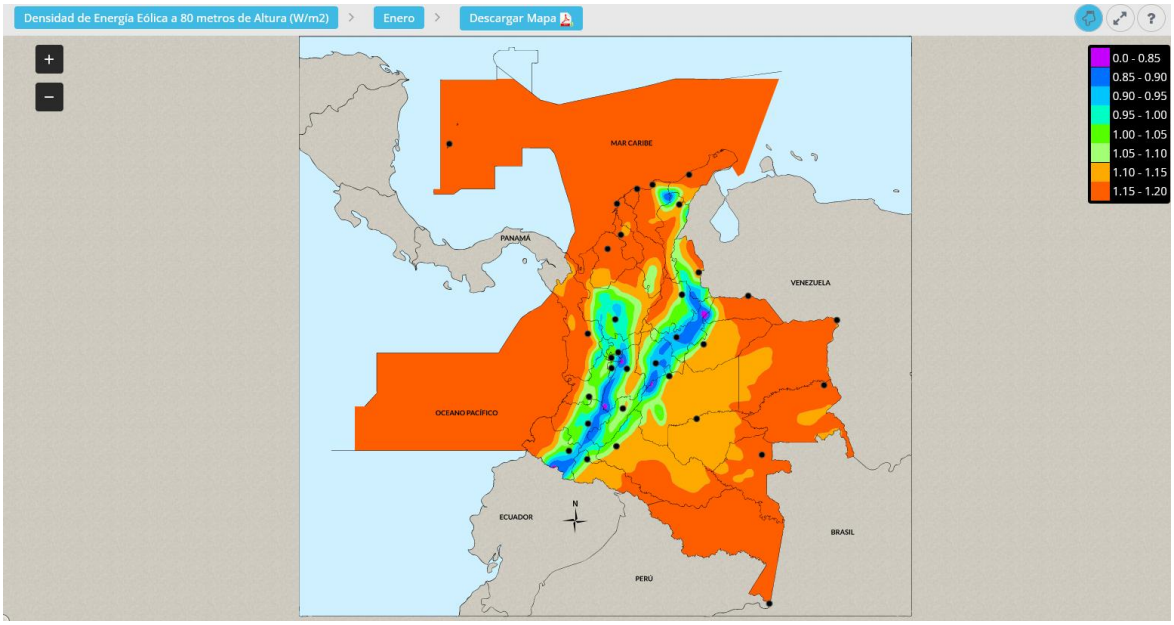
B. Anexo: Desviación Weibull para la velocidad del viento f(C,k)



C. Anexo: Parámetro de escala C de la distribución Weibull



D. Anexo: Densidad de energía eólica a 80 metros de altura (W/m2)



E. Anexo: Hoja de datos turbina eólica Vestas 2 MW

Technical specifications

POWER REGULATION OPERATIONAL DATA

Pitch regulated with variable speed

Rated power	2,000kW/2,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	22m/s
Re cut-in wind speed	20m/s
Wind class	IEC IIB
Standard operating temperature range	from -20°C* to 40°C
Standard operating temperature range low temperature turbine	from -30°C* to 40°C

SOUND POWER

Maximum	105 dB*

* Noise modes available

GEARBOX

Type	two planetary stages and one helical stage

TOWER

Hub heights	80 m (IEC IIB) and 95 m (IEC IIB)
Type	tubular steel tower

HUB DIMENSIONS

Max. transport height	3.4m
Max. transport width	4m
Max. transport length	4.2m

BLADE DIMENSIONS

Vestas Products Services Investor Media Careers About Sustainability

Swept area	7,854 m2
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

NACELLE DIMENSIONS

Height for transport	4 m
Height installed (incl. CoolerTop®)	5.4 m
Length	10.4 m
Width	3.5 m

ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz
Converter	4-pole (50 Hz)/6-pole (60 Hz) doubly fed generator, slip rings

Max. weight per unit for transportation	70 tonnes

SUSTAINABILITY METRICS

Carbon Footprint	6.2g CO2e/kWh
Return on energy break-even	7 months
Lifetime return on energy	35 times
Recyclability rate	83.5%

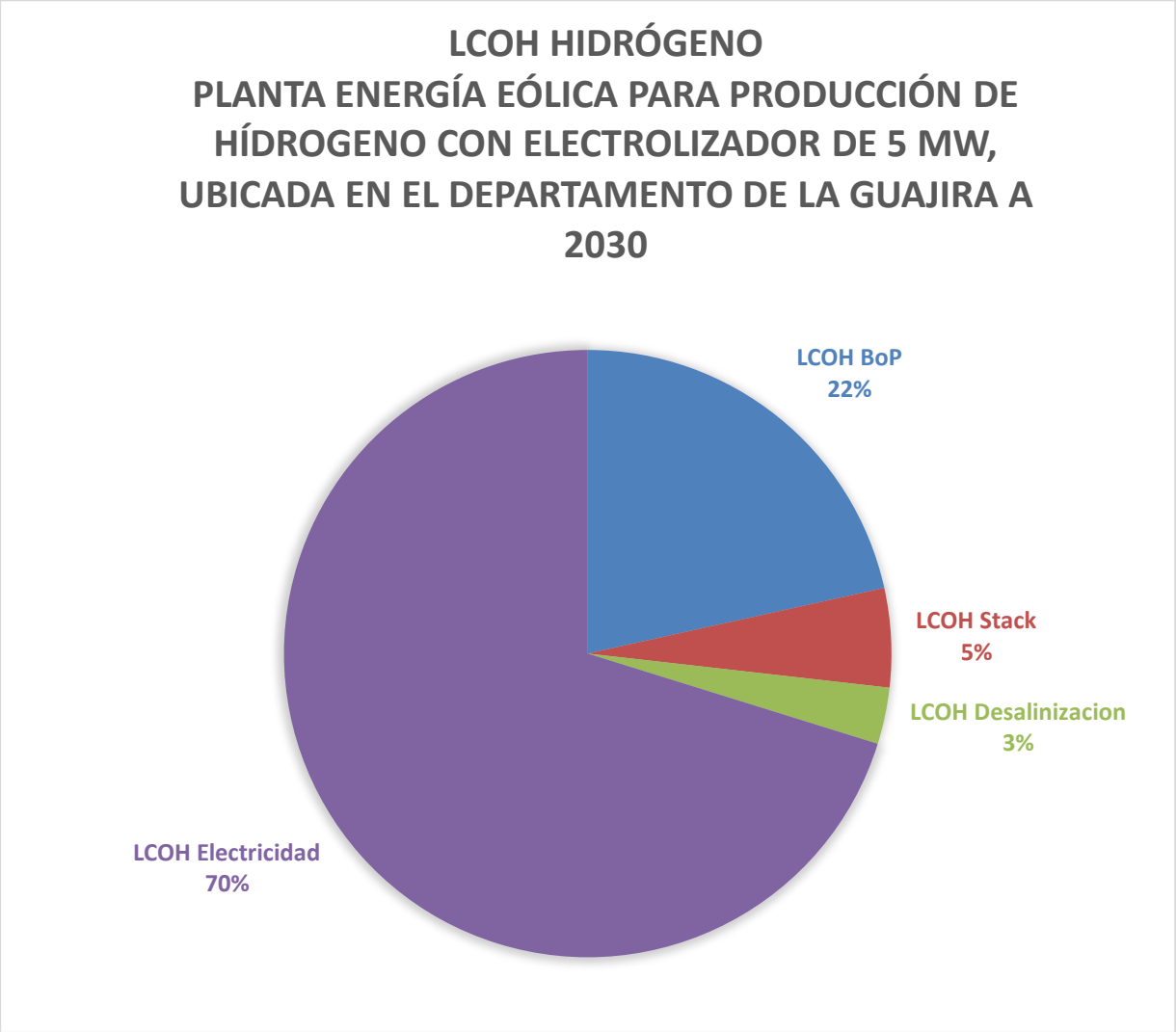
Configuration 80m hub height and wind class IECIIB. Depending on site-specific conditions

F. Anexo: Escenario Plantas energía eólica para producción de hidrógeno con electrolizador de 200 KW, ubicadas en el Departamento de La Guajira y Boyacá a 2022

Caso: Planta energía eólica para producción de hidrógeno con electrolizador de 200 kW, ubicada en el Departamento de La Guajira a 2022	
LCOE energía eólica	US$ 0.07
LCOH BOP + Obra civil	US$ 4.28
LCOH Stack	US$ 5.5
LCOH Electricidad	US$ 5.34
LCOH desalinización	US$ 3.46
LCOH Hidrógeno	US$ 18.58

Caso: Planta energía eólica para producción de hidrógeno con electrolizador de 200 kW, ubicada en el Departamento de Boyacá a 2022	
LCOE energía eólica	US$ 0.07
LCOH BOP + Obra civil	US$ 4.28
LCOH Stack	US$ 5.5
LCOH Electricidad	US$ 8.90
LCOH Hidrógeno	US$ 18.68

G. Anexo: Distribución de porcentajes LCOH



9. Referencias

Abdalla, A. M., Hossain, S., Nisfindy, O. B., Azad, A. T., Dawood, M., & Azad, A. K. (2018). Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review. *Energy Conversion and Management*, *165*, 602-627. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.03.088

Aguilar, I. R. (2016). *Evaluación de alternativas para potencializar el uso de hidrógeno como vector energético* [Universidad Nacional de Colombia]. https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/59336

Air Liquide. (2017, junio 16). *How is hydrogen stored?* Air Liquide Energies. https://energies.airliquide.com/resources-planet-hydrogen/how-hydrogen-stored

Arango, J. G. M., & Alvarez, C. A. A. (2013). Proyección al año 2025 para el uso del hidrógeno en el sector transporte del Valle de Aburrá. *Scientia Et Technica*, *18*(2), 327-334.

Asunis, F., De Gioannis, G., Isipato, M., Muntoni, A., Polettini, A., Pomi, R., Rossi, A., & Spiga, D. (2019). Control of fermentation duration and pH to orient biochemicals and biofuels production from cheese whey. *Bioresource Technology*, *289*, 121722. https://doi.org/10.1016/j.biortech.2019.121722

Aurélien Babarit, Jean-Christophe Gilloteaux, Gaël Clodic, Maxime Duchet, Alexandre Simoneau, & Max F.Platzerc. (2018). Techno-economic feasibility of fleets of far offshore hydrogen-producing wind energy converters. *International Journal of*

Hydrogen Energy, *43*(15), 7266-7289. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.02.144

Bensmann, B., Hanke-Rauschenbach, R., Müller-Syring, G., Henel, M., & Sundmacher, K. (2016). Optimal configuration and pressure levels of electrolyzer plants in context of power-to-gas applications. *Applied Energy*, *167*, 107-124. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.038

Berrío, E. J. (2021). *Viabilidad del uso del hidrógeno como sistema de almacenamiento de energía eléctrica en el contexto colombiano.* [Trabajo de grado - Maestría, Universidad Nacional de Colombia]. https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/80165

Bicer, Y., & Dincer, I. (2017). Comparative life cycle assessment of hydrogen, methanol and electric vehicles from well to wheel. *International Journal of Hydrogen Energy*, *42*(6), 3767-3777. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.07.252

BID & Anthesis Group. (2023). *Environmental, Health, Safety, and Social Management of Green Hydrogen in Latin America and the Caribbean* | *Publications*. Banco Interamericano de Desarrollo. https://publications.iadb.org/publications/english/viewer/Environmental-Health-Safety-and-Social-Management-of-Green-Hydrogen-in-Latin-America-and-the-Caribbean.pdf

Blanco, M. I. (2009). The economics of wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *13*(6), 1372-1382. https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.004

Bristowe, G., & Smallbone, A. (2021). The Key Techno-Economic and Manufacturing Drivers for Reducing the Cost of Power-to-Gas and a Hydrogen-Enabled Energy System. *Hydrogen*, *2*(3), Article 3. https://doi.org/10.3390/hydrogen2030015

Caparrós Mancera, J. J., Segura Manzano, F., Andújar, J. M., Vivas, F. J., & Calderón, A. J. (2020). An Optimized Balance of Plant for a Medium-Size PEM Electrolyzer:

Design, Control and Physical Implementation. *Electronics*, *9*(5), Article 5. https://doi.org/10.3390/electronics9050871

Castiblanco, O., & Cárdenas, D. J. (2020). Producción de hidrógeno y su perspectiva en Colombia: Una revisión. *Gestión y Ambiente*, *23*(2), Article 2. https://doi.org/10.15446/ga.v23n2.86466

Chinchilla, E. (2014). *Diseño e implementación de un controlador difuso que, interviene la inyección electrónica de combustible en un vehículo, para la utilización de HHO como combustible complementario*. https://doi.org/10.13140/2.1.1253.1528

Clausen, N.-E., Rudolph, D., Kirkegaard, J., & Larsen, S. V. (2021). Where to put wind farms? Challenges related to planning, EIA and social acceptance. *DTU International Energy Report 2021: Perspectives on Wind Energy*, 44-53. https://doi.org/10.11581/DTU.00000205

Čuček, L., Klemeš, J. J., Varbanov, P. S., & Kravanja, Z. (2015). Significance of environmental footprints for evaluating sustainability and security of development. *Clean Technologies and Environmental Policy*, *17*(8), 2125-2141. https://doi.org/10.1007/s10098-015-0972-3

Demir, M. E., & Dincer, I. (2018). Cost assessment and evaluation of various hydrogen delivery scenarios. *International Journal of Hydrogen Energy*, *43*(22), 10420-10430. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.08.002

Falcão, D. S., & Pinto, A. M. F. R. (2020). A review on PEM electrolyzer modelling: Guidelines for beginners. *Journal of Cleaner Production*, *261*, 121184. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121184

Gallardo, F. I., Monforti Ferrario, A., Lamagna, M., Bocci, E., Astiaso Garcia, D., & Baeza-Jeria, T. E. (2021). A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert

to Japan. *International Journal of Hydrogen Energy*, *46*(26), 13709-13728. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.050

GIZ, ARIEMA Energía y Medioambiente S.l, & TCI Gecomp SpA. (2021). *Estudios de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno a escala local* [Estudios de prefactibilidad técnica y económica]. https://www.4echile.cl/publicaciones/estudio-de-prefactibilidad-tecnica-y-economica-de-la-produccion-de-hidrógeno-verde-mediante-electrolisis-para-la-entidad-gna/

Hanley, E. S., Deane, J., & Gallachóir, B. Ó. (2018). The role of hydrogen in low carbon energy futures–A review of existing perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *82*, 3027-3045. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.034

Hans Böhm, Andreas Zauner, Sebastian Goers, Robert Tichler, & Pieter Kroon. (2018). *Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization*. European Union's Horizon 2020 research and innovation programme.

Hu, G., Chen, C., Lu, H. T., Wu, Y., Liu, C., Tao, L., Men, Y., He, G., & Li, K. G. (2020). A Review of Technical Advances, Barriers, and Solutions in the Power to Hydrogen (P2H) Roadmap. *Engineering*, *6*(12), 1364-1380. https://doi.org/10.1016/j.eng.2020.04.016

i-deals. (2021). *Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia* [Hoja de ruta]. Ministerio de energía. https://www.minenergía.gov.co/enlaces-ruta-hidrógeno

IDEAM. (s. f.). *Atlas Interactivo—Vientos* -. Recuperado 4 de abril de 2022, de http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html

IEA. (2019). *The Future of Hydrogen – Analysis*. https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen

IRENA. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5^{0}C Climate Goal*. https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction

Jang, D., Kim, J., Kim, D., Won-Bi Han, & Kang, S. (2022). Techno-economic analysis and Monte Carlo simulation of green hydrogen production technology through various water electrolysis technologies. *Energy Conversion and Management*, *258*, 115499. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115499

Khalid Almutairi, Seyyed Shahabaddin Hosseini Dehshiri, Seyyed Jalaladdin Hosseini Dehshiri, Ali Mostafaeipour, Mehdi Jahangirig, & Kuaanan Techato. (2021). Technical, economic, carbon footprint assessment, and prioritizing stations for hydrogen production using wind energy: A case study. *Energy Strategy Reviews*, *36*, 100684. https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100684

Laurinavichene, T. V., Belokopytov, B. F., Laurinavichius, K. S., Tekucheva, D. N., Seibert, M., & Tsygankov, A. A. (2010). Towards the integration of dark- and photo-fermentative waste treatment. 3. Potato as substrate for sequential dark fermentation and light-driven H2 production. *International Journal of Hydrogen Energy*, *35*(16), 8536-8543. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.02.063

Lin, H., Wu, Q., Chen, X., Yang, X., Guo, X., Lv, J., Lu, T., Song, S., & McElroy, M. (2021). Economic and technological feasibility of using power-to-hydrogen technology under higher wind penetration in China. *Renewable Energy*, *173*, 569-580. https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.04.015

Mehmeti, A., Angelis-Dimakis, A., Arampatzis, G., McPhail, S. J., & Ulgiati, S. (2018). Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies. *Environments*, *5*(2), Article 2. https://doi.org/10.3390/environments5020024

Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Transición Energética: Un legado para el presente y futuro de Colombia*. https://www.minenergía.gov.co/es/micrositios/enlace-legado-transicion-energetica/

Ministerio de Minas y Energía. (2022a). *Decreto 1476 del 3 de agosto de 2022*. https://www.anla.gov.co/eureka/index.php/2-uncategorised/2930-decreto-1476-del-3-de-agosto-de-2022

Ministerio de Minas y Energía. (2022b). *Sistema de Información Normativa del Ministerio de Minas y Energía*. https://normativame.minenergía.gov.co/normatividad/6220/norma/

Mohammadi, A., & Mehrpooya, M. (2018). A comprehensive review on coupling different types of electrolyzer to renewable energy sources. *Energy*, *158*, 632-655. https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.073

Mostafa Rezaei, Kaveh R.Khalilpour, & Mohamed A.Mohamed. (2021). Co-production of electricity and hydrogen from wind: A comprehensive scenario-based techno-economic analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, *46*(35), 18242-18256. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.03.004

Mostafaeipour, A., Rezaei, M., Moftakharzadeh, A., Qolipour, M., & Salimi, M. (2019). Evaluation of hydrogen production by wind energy for agricultural and industrial sectors. *International Journal of Hydrogen Energy*, *44*(16), 7983-7995. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.02.047

Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (2020a). *Gaseous Hydrogen Compression*. Energy.Gov. https://www.energy.gov/eere/fuelcells/gaseous-hydrogen-compression

Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (2020b). *Hydrogen Storage*. Energy.Gov. https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage

Ritchie, H., & Roser, M. (2020). CO_2 and Greenhouse Gas Emissions. *Our World in Data*. https://ourworldindata.org/emissions-by-sector

Rodríguez, C. R., Wuthrich, N., Cobos, J., Santa Cruz, R., Aisa, S., Jeandrevin, G., & Leiva, E. P. M. (2009). Aspectos económicos y ambientales de la producción de hidrógeno en la provincia de Córdoba, a partir de recursos eólicos. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, *13*. http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/98744

Saccani, C., Pellegrini, M., & Guzzini, A. (2020). Analysis of the Existing Barriers for the Market Development of Power to Hydrogen (P2H) in Italy. *Energies*, *13*(18), Article 18. https://doi.org/10.3390/en13184835

Schwengber, C. A., Alves, H. J., Schaffner, R. A., da Silva, F. A., Sequinel, R., Bach, V. R., & Ferracin, R. J. (2016). Overview of glycerol reforming for hydrogen production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *58*, 259-266. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.279

Siemens. (2019). *Hydrogen Solutions* [Newton_ps-detail]. Siemens-Energy.Com Global Website. https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/renewable-energy/hydrogen-solutions.html

Vargas Vigoya, P. A. (2021). *Análisis del costo de producción del hidrógeno verde en la zona del caribe colombiano, una aplicación al sector Industrial* [Pontifia Universidad Javeriana]. https://repository.javeriana.edu.co/handle/10554/56967

Vega, A., Ramos, A., Conde, E., & Reina, P. (2011). Pre-feasibility study of hybrid wind power-H2 system connected to electrical grid. *IEEE Latin America Transactions*, *9*(5), 800-807. https://doi.org/10.1109/TLA.2011.6030992

Velazquez Abad, A., & Dodds, P. E. (2020). Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges. *Energy Policy*, *138*, 111300. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111300

Vestas. (2023, julio 28). *Vestas enters new market with an order in Colombia*. https://www.vestas.com/en/media/company-news/2020/vestas-enters-new-market-with-an-order-in-colombia-c3196448

Walsh, S. D. C., Easton, L., Weng, Z., Wang, C., Moloney, J., & Feitz, A. (2021). Evaluating the economic fairways for hydrogen production in Australia. *International Journal of Hydrogen Energy*, *46*(73), 35985-35996. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.08.142

Wietschel, M., & Hasenauer, U. (2007). Feasibility of hydrogen corridors between the EU and its neighbouring countries. *Renewable Energy*, *32*(13), 2129-2146. https://doi.org/10.1016/j.renene.2006.11.012

Zheng, J., Liu, X., Xu, P., Liu, P., Zhao, Y., & Yang, J. (2012). Development of high pressure gaseous hydrogen storage technologies. *International Journal of Hydrogen Energy*, *37*(1), 1048-1057. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.02.125