



Acta de Correcciones al Proyecto de Grado Ingeniería Mecánica

Fecha: 27/02/2023

Autores: Carlos Santiago Sánchez Rubiano

Nombre del Proyecto de Grado: Diseño y evaluación de una planta de producción de 20 kg/día como combustible alternativo en el Valle del Cauca

Director: José Luis Ramírez

Como indica el artículo 2.27 de las Directrices de Trabajo de Grado, he verificado que los estudiantes indicados arriba han implementado todas las correcciones que los Jurados del Proyecto de Grado definieron que se efectuaran, como consta en el Acta de Calificación correspondiente.

Firma de Director(a) del Proyecto de Grado

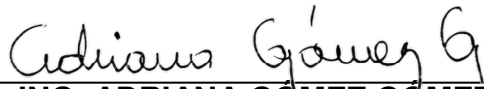
Nota de Aceptación

Aprobado por el Comité de Trabajo de Grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Pontificia Universidad Javeriana para optar el título de Ingeniero Mecánico.



Dr. CAMILO ROCHA

Decano de la Facultad de Ingeniería



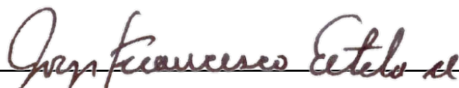
ING. ADRIANA GOMEZ GOMEZ

Directora de la Carrera de Ingeniería Mecánica.



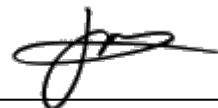
**ING. JOSÉ LUIS
RAMÍREZ**

Director(a) Trabajo



ING. JORGE ESTELA

Jurado 1



ING. JOHAN ACEVEDO

Jurado 2



Pontificia Universidad
JAVERIANA
Cali

Diseño y evaluación de una planta de producción de 20 kg/día de hidrógeno como combustible alternativo en el Valle del Cauca

Carlos Santiago Sánchez Rubiano

Programa de Ingeniería Mecánica

Departamento de Ingeniería Civil e Industrial

Facultad de Ingeniería y Ciencias

Pontificia Universidad Javeriana

Santiago de Cali

Colombia 2024

Diseño y evaluación de una planta de producción de 20 kg/día de hidrógeno como combustible alternativo en el Valle del Cauca

Carlos Santiago Sánchez Rubiano

Director: Ph.D José Luis Ramírez

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Mecánico

Línea de Investigación: Energías alternativas

Programa de Ingeniería Mecánica

Departamento de Ingeniería Civil e Industrial

Facultad de Ingeniería y Ciencias

Pontificia Universidad Javeriana

Santiago de Cali

Colombia 2024

Declaración de obra original

Yo Carlos Santiago Sánchez Rubiano declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 535 de 2010 del Consejo Directivo de la Pontificia Universidad Javeriana. «Política de Propiedad Intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Este anteproyecto representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en este anteproyecto, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.



Carlos Santiago Sánchez

Fecha 02/02/2024

Resumen

En el marco de esta tesis, se han abordado las diversas metodologías para la producción de hidrógeno sin emisiones de gases contaminantes, con el propósito de emplearlo como combustible alternativo. En concordancia con los objetivos globales establecidos por la ONU, Colombia ha asumido el compromiso de alcanzar cero emisiones para el año 2050, buscando así reducir la presencia de gases contaminantes en la atmósfera [14]. En este contexto, el país ha trazado su hoja de ruta nacional del hidrógeno, delineando metas a mediano y largo plazo para la producción de H₂. En este proyecto de investigación, se han evaluado diversas metodologías de generación de hidrógeno. A través de un riguroso análisis basado en matriz de comparación y selección más un diagrama FODA se ha identificado el método óptimo para la implementación de una planta piloto con una capacidad de producción de 20 kgH₂/día en el Valle del Cauca, tomando en consideración las condiciones climáticas y geográficas de la región. Una vez seleccionada la tecnología más viable, en este caso, la electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM por sus siglas en inglés) se llevaron a cabo los análisis y cálculos necesarios para dimensionar la planta piloto, abarcando desde el suministro eléctrico hasta el almacenamiento de hidrógeno. Los resultados de simulación obtenidos mediante la plataforma Hyjack fueron comparados con resultados analíticos y teóricos donde se apoya con un diagrama de flujo con el fin de definir el proceso de diseño y modelación de la planta piloto de producción de hidrógeno en el Valle del Cauca. De esta manera, el presente trabajo representa una contribución significativa al avance de la implementación de tecnologías sostenibles en Colombia, alineándose con los objetivos ambientales a nivel mundial y respaldando la transición hacia un futuro más limpio y sostenible.

Palabras clave: hidrogeno verde, transición energética, energías renovables, producción de hidrógeno, electrólisis, combustibles alternativos, hidrógeno.

Abstract

In the context of this thesis, various methodologies for the production of hydrogen without emissions of polluting gases have been addressed, with the purpose of using it as an alternative fuel. In line with the global objectives established by the UN, Colombia has committed to achieving zero emissions by the year 2050, aiming to reduce the presence of polluting gases in the atmosphere [14]. In this context, the country has outlined its national hydrogen roadmap, setting medium and long-term goals for H₂ production. In this research project, various hydrogen generation methodologies have been evaluated. Through a rigorous analysis based on a comparison and selection matrix and a diagram, SWOT the optimal method for implementing a pilot plant with a production capacity of 20 kgH₂/day in the Valle del Cauca has been identified, taking into consideration the climatic and geographical conditions of the region. Once the most viable technology, in this case, Proton Exchange Membrane electrolysis (PEM), was selected, the necessary analyses and calculations were carried out to size the pilot plant, covering everything from electrical supply to hydrogen storage. Simulation results obtained through the Hyjack platform were compared with analytical and theoretical results and supported by a flow diagram to define the design and modeling process of the hydrogen production pilot plant in the Valle del Cauca. In this way, the present work represents a significant contribution to the advancement of the implementation of sustainable technologies in Colombia, aligning with global environmental goals and supporting the transition towards a cleaner and more sustainable future.

Keywords: green hydrogen, energy transition, renewable energies, hydrogen production, electrolysis, alternative fuels, hydrogen.

Tabla de Contenido	Página
Resumen.....	IV
Abstract.....	V
Lista de tablas.....	VII
Lista de figuras	VIII
Introducción	10
1. Planteamiento del problema.....	11
2. Justificación	14
3. Objetivos	18
3.1 Objetivo general.....	18
3.2 Objetivos específicos	18
4. Metodología	19
5. Restricciones	21
6. Objetivo 1: Revisión y análisis de información	22
7. Objetivo 2: Selección de método de producción de hidrógeno.....	39
8. Objetivo 3 y 4: Selección de equipos y dimensionamiento de planta de producción	43
9. Análisis económico	57
10. Caso de estudio económico	58
11. Conclusiones	61
12. Referencias.....	63

Lista de tablas

TABLA 1. TABLA DE NOMENCLATURA.....	9
TABLA 2. PROPIEDADES DEL HIDRÓGENO [17]	22
TABLA 3. CARACTERÍSTICAS DE LOS COLORES DEL HIDRÓGENO.....	39
TABLA 4. DIAGRAMA FODA SOBRE 3 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO.....	40
TABLA 5. MATRIZ DE COMPARACIÓN DE LOS PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO.....	40
TABLA 6. RESUMEN DE TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE.....	42
TABLA 7. MATRIZ DE COMPARACIÓN Y SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE HIDRÓGENO VERDE.....	42
TABLA 8. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE PANEL SOLAR [37].....	44
TABLA 9. FICHA TÉCNICA UNIDAD DE ÓSMOSIS INVERSA [39].....	46
TABLA 10. FICHA TÉCNICA DE ELECTROLIZADOR PEM [40]	46
TABLA 11. FICHA TÉCNICA TANQUE DE ALMACENAMIENTO [42]	49
TABLA 12. FICHA TÉCNICA DE COMPRESOR DE HIDRÓGENO.....	51
TABLA 13. COSTO DE LOS EQUIPOS	57
TABLA 14. COSTOS ASOCIADOS MENSUALES	58

Lista de figuras

	Pág.
FIGURA 1. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EL GAS NATURAL REGIONAL, JUNIO 2021-OCTUBRE 2022 [2]	11
FIGURA 2. CANTIDAD DE EMISIONES DE CO2 EN LA ÚLTIMA DÉCADA EN COLOMBIA [6]	12
FIGURA 3. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE HIDRÓGENO EN COLOMBIA. TOMADO DE [14].....	13
FIGURA 4. PROYECCIÓN DE PRECIOS DE HIDRÓGENO AZUL Y GRIS EN COLOMBIA ENTRE 2020 Y 2050 [14]	16
FIGURA 5. PROYECCIÓN DE LOS PRECIOS DEL GH2 EN COLOMBIA ENTRE 2020 Y 2050 [14].....	16
FIGURA 6. TECNOLOGÍAS Y COLORES DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO [15]	23
FIGURA 7. CADENA DE VALOR DE HIDRÓGENO [15]	25
FIGURA 8. PROCESO DE ELECTRÓLISIS ALCALINA [18].....	26
FIGURA 9. ELECTROLIZADOR Y CELDA DE COMBUSTIBLE [15]	26
FIGURA 10. PROCESO DE ELECTRÓLISIS PEM [18].....	27
FIGURA 11. ELECTROLIZADOR SOE [18]	28
FIGURA 12. PLANTA SOLAR DE IBERDROLA [22].....	29
FIGURA 13. PARTES DE UN AEROGENERADOR [22]	30
FIGURA 14. COMPONENTES INTERNOS DEL AEROGENERADOR [22]	30
FIGURA 15. FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA [22].....	31
FIGURA 16. FOTOBIORREACTOR TUBULAR CON COLECTORES SOLARES [23].	32
FIGURA 17. ETAPAS DE LA BIOFOTÓLISIS INDIRECTA [11]	33
FIGURA 18. MÉTODOS DE ALMACENAJE DE HIDRÓGENO [15].....	34
FIGURA 19. ILUSTRACIÓN DE PLANTA DE PRODUCCIÓN ON-SITE DE GH2 [30]	37
FIGURA 20. HIDROGENERA DE IBERDROLA [29].....	37
FIGURA 21. PROYECCIÓN ECONÓMICA DEL HIDRÓGENO VERDE EN COLOMBIA (USD/KGGH2) [14]	41
FIGURA 22. RECURSO DE ENERGÍA RENOVABLE EN COLOMBIA [14]	42
FIGURA 23. DIAGRAMA DE FLUJO DE UNIDAD DE ÓSMOSIS INVERSA	43
FIGURA 24. DIAGRAMA DE FLUJO DE ELECTRÓLISIS PEM	48
FIGURA 25. LEYENDA DE IRRADIACIÓN SOLAR EN COLOMBIA. TOMADO DE [35].....	49
FIGURA 26. DIAGRAMA DE FASE DEL HIDRÓGENO [41]	50
FIGURA 27. TABLA DE FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL HIDRÓGENO [41].	52
FIGURA 28. SIMULACIÓN DEL COMPRESOR DE HIDRÓGENO [43]	53
FIGURA 29. SIMULACIÓN DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA [43]	54
FIGURA 30. SIMULACIÓN DE ELECTROLIZADOR PEM [43].....	54
FIGURA 31. SIMULACIÓN DE TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE H2 [43]	55
FIGURA 32. SIMULACIÓN DE UNIDAD DE ÓSMOSIS INVERSA [43]	56

Diseño y evaluación de una planta de producción de 20 kg/día de hidrógeno como combustible alternativo en el Valle del Cauca

Término	Unidad	Definición
kWh	Kilovatio-hora	Unidad de energía equivalente a mil vatios durante una hora.
kW	Kilovatio	Unidad de potencia equivalente a mil vatios.
A	Amperio	Unidad de medida de la intensidad de corriente eléctrica.
kg	Kilogramo	Unidad de masa del sistema internacional.
kg/H ₂	Kilogramo-hidrógeno	Kilogramos de hidrógeno producidos por hora.
H ₂	Hidrógeno	Elemento químico diatómico utilizado como combustible alternativo.
CO ₂	Dióxido de carbono	Gas de efecto invernadero producido por la combustión de combustibles fósiles.
USD	Dólar estadounidense	Unidad monetaria de los Estados Unidos.
COP	Peso colombiano	Unidad monetaria de Colombia.
Bar	Bar	Unidad de presión equivalente a 100,000 pascales.
MPa	Megapascal	Unidad de presión equivalente a un millón de pascales.
PEM	Electrólisis de Membrana de Intercambio de Protones	Tecnología de producción de hidrógeno seleccionada.
kg/día	Kilogramo-día	Kilogramos de masa producidos por día.
GWh/día	Gigavatio-hora por día	Mil millones de vatios-hora de energía producidos por día.
°C	Grados Celsius	Unidad de medida de temperatura en el sistema Celsius.
K	Kelvin	Unidad de medida de temperatura en el sistema Kelvin.
GH ₂	Hidrógeno verde	-
BH ₂	Hidrógeno azul	-
CO ₂ /kgH ₂	Dióxido de carbono-kilogramo de hidrógeno	Relación de dióxido de carbono producido por kilogramo de hidrógeno.

Tabla 1. Tabla de nomenclatura

Introducción

Las crecientes preocupaciones ambientales y la necesidad urgente de reducir las emisiones de carbono están impulsando un cambio global hacia fuentes de energía renovables. El hidrógeno es un combustible versátil y limpio que se puede producir a partir de fuentes renovables, microorganismos y plásticos, y tiene el potencial de reemplazar a los combustibles fósiles en la industria y el transporte en el futuro, lo que lo convierte en un candidato prometedor para satisfacer las necesidades energéticas futuras. Organizaciones de todo el mundo, como las Naciones Unidas, han establecido objetivos de cero emisiones para 2050 y otorgan gran importancia al hidrógeno como combustible alternativo y sus diversas formas de producción.

En este contexto, este trabajo tiene como objetivo diseñar un proceso de generación de hidrógeno amigable con el medio ambiente que produzca 20 kg de hidrógeno por día, esto debido a que es la capacidad normal utilizada en las plantas piloto de acuerdo con la literatura verificada, con el fin de hacer el escalamiento de las plantas de producción. Para ello, se evalúa la producción alternativa y se identifican los requisitos previos necesarios para la implementación de este proceso. Además, se realizan evaluaciones de impacto económico a nivel de país.

En este trabajo se presentan diversas tecnologías de generación de hidrógeno y se selecciona la tecnología más adecuada mediante matrices de comparación y selección y diagrama FODA, para producir hidrógeno de forma sostenible y eficiente. Se analiza los impactos ambientales y económicos de la producción de hidrógeno y se identifican desafíos y oportunidades para la implementación exitosa de procesos de producción de hidrógeno a escala de laboratorio. Además, se discuten conceptos básicos de la generación de hidrógeno, como la electrólisis, la generación de biohidrógeno a partir de plantas de microalgas, pirólisis y reformado de gas con vapor. Se consideró las ventajas y desventajas de cada tecnología y se selecciona la mejor opción para producir hidrógeno en el Valle del Cauca en una planta piloto de generación de 20 kgH₂/día en este proyecto. Asimismo, se realiza un análisis de los requisitos de implementación del proceso de producción de hidrógeno, incluyendo unos análisis de los recursos, equipos e infraestructura necesaria y se realizan los cálculos teóricos para determinar los parámetros de entrada necesarios para la producción.

Además, se discuten las implicaciones de la producción de hidrógeno para la transición energética a recursos renovables y se presentan los desafíos y oportunidades para implementar con éxito este proceso en el futuro. Finalmente se define el uso final del hidrógeno en transporte debido a que este sector es uno de los más contaminantes a nivel mundial y es un proceso aún en desarrollo, pero con algunas implementaciones en Europa, no obstante, se evaluará su uso estacionario (almacenamiento de energía).

1. Planteamiento del problema

En la última década, el mundo ha experimentado un notable cambio en los ecosistemas como el aumento de emisiones de CO₂, calentamiento global, crisis energética y demás consecuencias provocadas en gran parte por la producción de energía a partir de los combustibles fósiles, la deforestación, crecimiento demográfico, entre otros. De acuerdo con el Comité Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) de las Naciones Unidas “La última década para la Tierra fue más calurosa que cualquier período en 125 mil años, cuando el nivel del mar era hasta 10 metros más alto” [1].

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) en el 2021 los mercados energéticos se “endurecieron” y entraron en crisis debido a la pandemia; pero fue a inicios del 2022, con la invasión de Rusia en Ucrania, que la situación escaló dramáticamente, donde los precios del gas, la electricidad y el petróleo alcanzaron sus niveles más altos desde el 2008 [2]. La evolución de los precios del gas entre 2021 y 2022 se presenta en la Fig.1, donde la línea azul indica valores del gas para Europa, la línea naranja valores para Asia y finalmente la línea verde para Norte América:

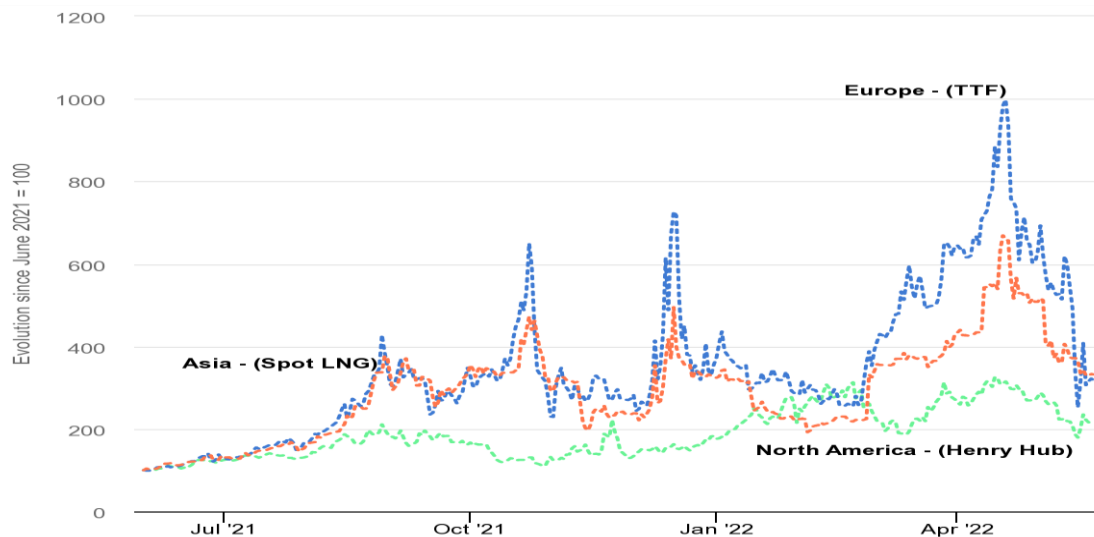


Figura 1. Evolución de los precios el gas natural regional, junio 2021-octubre 2022 [2].

Los últimos datos estadísticos publicados por la Organización de Naciones Unidas (ONU) establece que el 1% de la población más rica a nivel mundial genera mayor cantidad de gases de efecto invernadero que el 50% de la población más vulnerable, donde adoptando medidas tales como el uso del transporte amigable con el medio ambiente y la implementación de combustibles alternativos como el hidrogeno, biocombustibles o energía eléctrica alternativa, proveniente de fuentes renovables, se podrían reducir dichas emisiones contaminantes entre un 40% y 70% para 2050 [3]. Por otro lado, si no se logra adoptar un estilo de vida sostenible y ecológico para el 2060, el uso de materiales, combustibles y alimentos podría duplicarse a 80 mil millones de toneladas (37,5 mil millones de toneladas en 2022), generando un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero en un 43% [4].

En Colombia se ha llegado a un acuerdo, al igual que otros países pertenecientes al tratado de París, de generar cero emisiones para el 2050. Debido a esto, se han planteado diferentes estrategias en el país con el fin de reducir las emisiones de CO₂ por medio de la implementación y uso de energías renovables. Este proceso cuenta con diferentes obstáculos pues las variaciones climáticas, exceso de energía que no se aprovecha y la diversidad de ecosistemas de Colombia no permiten una eficiente implementación de dichas tecnologías en todo el territorio nacional. De acuerdo con la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), se estima que en los próximos dos años la demanda de energía eléctrica se encuentre en niveles entre 191 a 232 GWh/día, lo que representaría un aumento del 3,1% en comparación con 2021 [5].

En la última década, las emisiones de CO₂ en Colombia han experimentado un crecimiento constante, aunque de forma variable. De acuerdo con el informe de la Base de Datos de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de Colombia, publicado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en 2021, las emisiones de CO₂ se presentan en Fig.2 [6]:

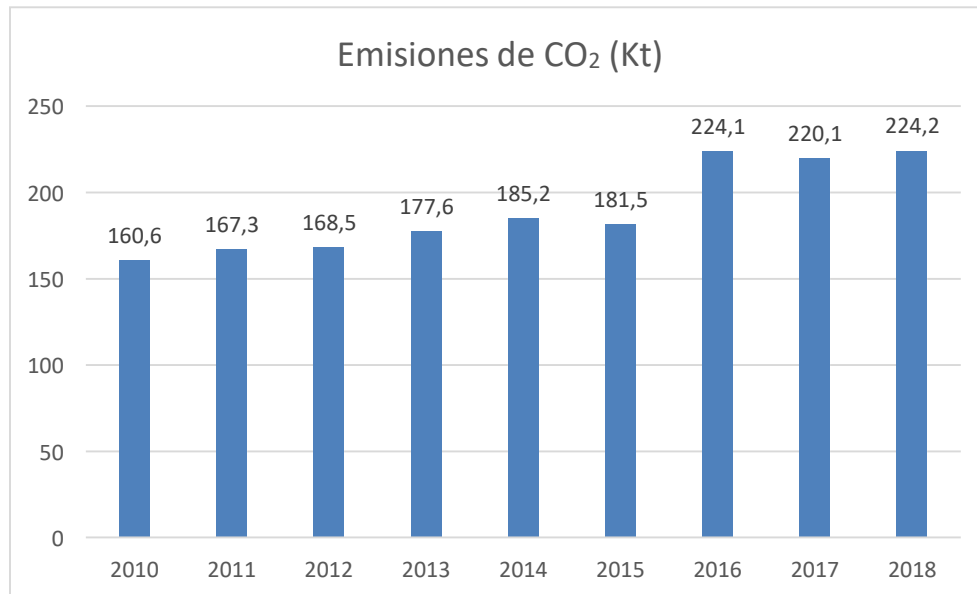


Figura 2. Cantidad de emisiones de CO₂ en la última década en Colombia [6].

De acuerdo con un informe presentado en 2017-2018 por el Departamento Administrativo de Gestión del Medio Ambiente (DAGMA) de Santiago de Cali, se produjeron dos toneladas métricas de CO₂ por año, donde el sector transporte aporta en un 51% las emisiones de dichos gases, seguido por la generación de residuos sólidos en un 22% [7]. En 2022, el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) publicó el informe de inventario nacional y departamental de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y, de acuerdo con los resultados obtenidos por mediciones de cada región de Colombia, se estableció que el Valle del Cauca es el cuarto departamento que genera más absorción y emisión de GEI, donde la quema de combustibles para transporte, procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco son la principal actividad que influyen en la contaminación del medio ambiente [8]. Específicamente, el Valle del Cauca es uno de los departamentos más importantes de Colombia en términos de producción de hidrógeno, debido a la presencia de importantes empresas en los sectores químico y energético como Air Products, que utilizan hidrógeno en sus procesos productivos.

Colombia, por medio de la ruta de hidrógeno establecida por el Ministerio de Minas y Energía en 2021, afirma que las principales fuentes de demanda de hidrógeno serán el sector de industria y transporte [14]. En la década de 2040 a 2050 se introducirán en Colombia nuevos usos de hidrógeno bajo en carbono, con aproximadamente 1.850 kt para 2050. El sector transporte es un gran consumidor de hidrógeno, representando el 64% de la demanda total, por lo que se necesitan una media de 1.180 kt de hidrógeno. Por último, la demanda del sector energético sigue siendo un indicador bajo (alrededor del 2% de la demanda total de hidrógeno), equivalente a 37 kt en 2050 [14]. En la Fig.3 se presenta un diagrama de las proyecciones de demanda de hidrógeno en Colombia:

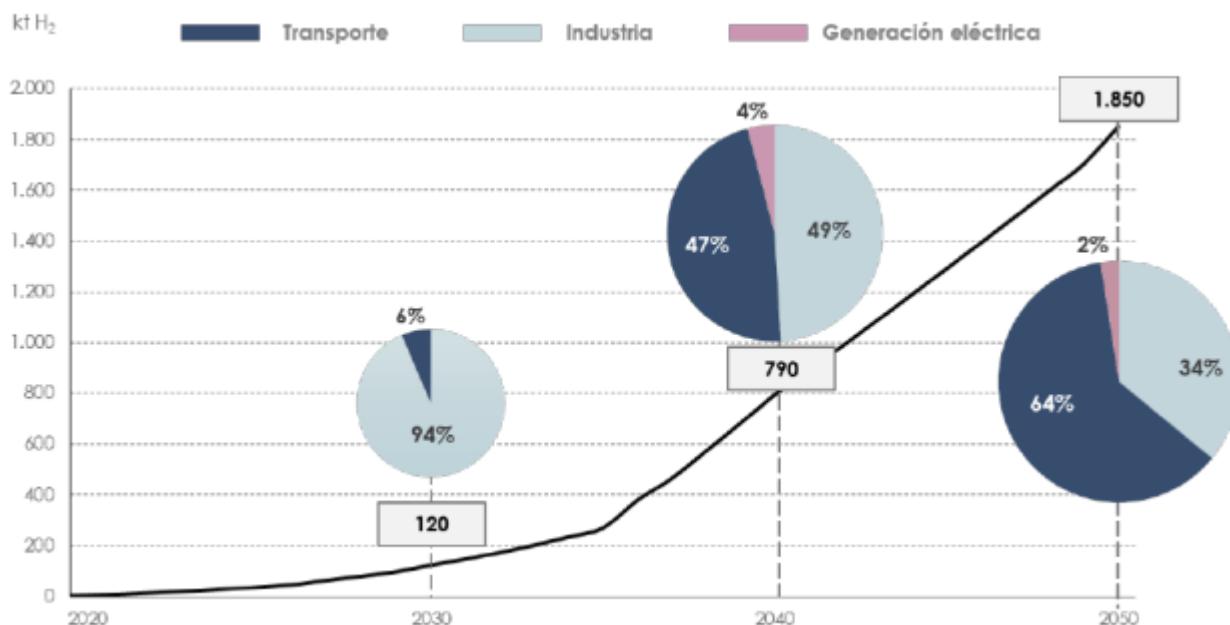


Figura 3. Proyección de demanda de hidrógeno en Colombia. Tomado de [14].

Debido al panorama, tanto a nivel mundial como a nivel Colombia y el departamento del Valle del Cauca, es importante evaluar las diferentes tecnologías para producir hidrógeno y cual se adapta mejor a la región mencionada anteriormente, teniendo en cuenta que solo se evaluará tecnologías que no generen CO₂ o en su defecto mínimas cantidades, por ende, se plantea la siguiente pregunta problema:

¿Cómo diseñar un proceso de producción de hidrógeno como combustible alternativo para contribuir con la disminución de las emisiones de CO₂ en el Valle del Cauca?

2. Justificación

Con el descubrimiento de nuevas tecnologías cada vez más amigables con el medio ambiente y, teniendo como objetivo la meta establecida por la ONU de cero emisiones de CO₂ para 2050 [3], se encuentran diferentes formas de generar energía a partir fuentes renovables y combustibles alternativos, y así suplir las demandas energéticas de cada país reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero. Adicionalmente, la ubicación geográfica y las condiciones climáticas convierten a Colombia en un país con grandes ventajas para desarrollar fuentes de energía alternativas. La Asociación Colombiana de Energías Renovables SER Colombia, que agrupa a 54 empresas relacionadas a la generación de energía eléctrica, afirma “Colombia tiene un potencial de talla mundial en materia de energía eólica y solar, por lo que este sector ofrece importantes oportunidades de inversión para las empresas que deseen competir y participar en la matriz energética del país” [9].

Colombia cuenta con irradiación solar constante durante todo el año, especialmente en regiones como el Valle del Cauca, Antioquia y La Guajira. Según Ramón Monras, presidente de ABB para Latinoamérica, empresa líder en el sector tecnológico (el cual incluye la generación de energía eléctrica): “este es uno de los elementos claves para que Colombia pueda convertirse en un importante generador de energía solar. El efecto de la energía solar dura hasta 12 horas al día, registrando incluso los índices más altos a nivel mundial” [9]. De acuerdo con el Departamento Nacional de Planeación (DNP), “Colombia multiplicará 100 veces su producción energética a partir de fuentes no convencionales de energía renovable en 2023” donde se comparan los resultados obtenidos en 2018 en materia de emisiones de CO₂ y generación de energía a partir de fuentes renovables, Estas fuentes no convencionales no tendrán una capacidad de producción de 725,38 megavatios (MW) y contribuirán con una reducción de 921,33 toneladas de CO₂ al año [10].

Junto con una serie de propuestas presentada por la ONU que buscan generar cero emisiones para 2050, se encuentra la producción y utilización del hidrógeno como combustible alternativo [4]. Este proceso se ha desarrollado con el tiempo y se han establecido diferentes formas de producir hidrógeno (H₂), entre los cuales están el proceso de electrólisis del agua (H₂O), fotólisis, reformado de gas natural y petróleo, y gasificación de biomasa y bioprocesos con algunos microorganismos como las algas o bacteria [25]. Se debe tener en cuenta que para que el proceso de producción de hidrógeno sea totalmente amigable con el medio ambiente, no debe generar ninguna emisión de CO₂, por esta razón se combina con otras fuentes de energía renovable, como la eólica o la solar, y al resultado de esto se le conoce como hidrógeno verde (GH₂).

Una alternativa que se ha propuesto es la producción de hidrógeno molecular por microorganismos fotosintéticos [11], la cual es una de las aplicaciones más prometedoras para la generación de energía renovable. El proceso se lleva a cabo a temperatura ambiente y requiere luz solar, agua y macro y micronutrientes mínimos. Este es un proceso que no emite gases de efecto invernadero u otros contaminantes ambientales al medio ambiente. El biohidrógeno se puede utilizar directamente en motores de combustión y pilas de combustible para generar electricidad [11]. Sin embargo, esta tecnología es baja en potencia y eficiencia. La enzima que cataliza la producción de biohidrógeno es la hidrogenasa, enzima altamente sensible al O₂, producto que se libera durante la fotosíntesis y que puede inhibir la acción de esta enzima. Otro inconveniente es que esta producción no puede competir con el precio de la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles [11].

Iberdrola, una empresa multinacional con sede principal en España y, líder global en energía, asegura que la generación de hidrógeno es muy eficiente cuando se realiza a través de electrolisis y, al ser combinado con una fuente de energía renovable, no generaría ningún tipo de emisiones de CO₂ [12]. Según la IEA, se podrían ahorrar 830 millones de toneladas anuales de dióxido de carbono. Además, al remplazar todo el hidrógeno gris a nivel mundial, se tendrían 3.000 TWh renovables adicionales al año; similar a la demanda eléctrica de Europa [12]. Sin embargo, aún es un proceso de alto costo debido a que se requiere de una infraestructura especializada y se encuentra en proceso de desarrollo y optimización, ya que requiere de una fuente constante de energía limpia.

El GH₂ (Green Hydrogen) es versátil, pues tiene varias aplicaciones, tanto como materia prima para procesos industriales, combustible o electricidad por medio de una celda de combustible. Una de sus ventajas es que, a diferencia de la electricidad renovable conectada a la red, se puede almacenar y transportar a largas distancias. De acuerdo con la Organización de Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (UNIDO por sus siglas en inglés), El GH₂ necesita energía verde, por lo tanto se estima una inversión de 15 billones de dólares para una verdadera transición energética, donde el 85% de dicha cantidad se usaría en la generación de energía renovable, mientras que el 15% restante se utilizaría en la inversión de infraestructura y equipos especializados, como electrolizadores y equipos de almacenamiento de H₂, para la producción de hidrógeno [13].

En el 2021 el Ministerio de Minas y Energía de Colombia creó la hoja de ruta del hidrógeno en donde establecieron definiciones de hidrógeno verde y azul y proyecciones hacia 2050 relacionados a la transición energética. Esta hoja de ruta tomó como punto de partida la ley 2099 de 2021 y ley 1715 de 2014 donde se extendieron beneficios tributarios para proyectos de hidrógeno verde y azul [14]. Estos beneficios consisten en la deducción de impuestos de renta, exención de aranceles para maquinaria, materiales y equipos y exclusión del IVA en adquisición de bienes y servicios [14]. La Ley 2099 encarga al gobierno central definir métodos, procedimientos e incentivos para promover la producción, almacenamiento, distribución y uso de hidrógeno para la prestación de servicios públicos y su disposición en sectores como la generación de energía, el almacenamiento de energía, el transporte y la industria [14]. Se debe tomar en cuenta que en la hoja de ruta no se especifican otros procesos de producción de hidrógeno como por medio de microorganismos debido a que aún se encuentran en fase de estudio y su generación es a escala de laboratorio, sin embargo, se tendrá en cuenta este mecanismo como opción en la selección de tecnologías.

El Valle del Cauca cuenta con grandes capacidades para la producción de hidrógeno gracias a su ubicación geográfica. Además, en esta región se tiene la presencia de empresas como Air Products (con sede principal en Estados Unidos), Carbuos Metálicos y Ecopetrol; además de CELSIA, empresa que genera energía eléctrica y cuenta con grandes granjas solares, la cual ha reafirmado su compromiso con la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia, establecida por el Gobierno Nacional [14]. Colombia cuenta con grandes reservas de petróleo y gas natural, lo cual brinda una posición cercana a la autosuficiencia en combustibles; por lo tanto, se podría adoptar la producción de hidrógeno azul, no obstante, este método produce CO₂, en menor cantidad que los demás sistemas [14]. Sin embargo, a pesar de que se pronostica un aumento en los precios de gas natural, carbón y petróleo en los próximos 30 años; se espera que el precio del hidrógeno azul se mantenga constante, como se muestra en la Fig.4 sobre el costo estimado nivelado¹ de H₂ (LCOH por sus siglas en inglés):

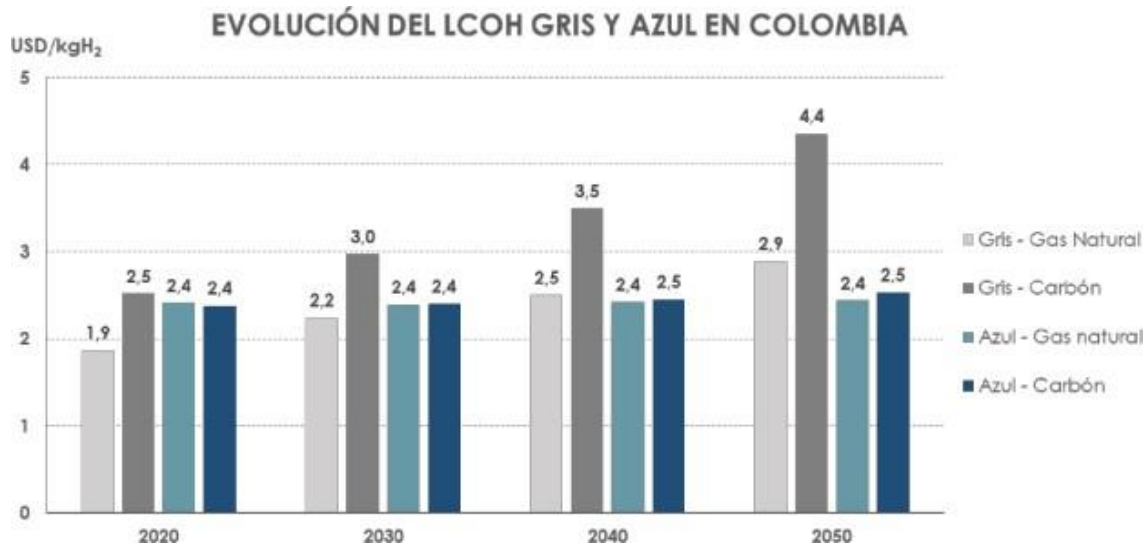


Figura 4. Proyección de precios de hidrógeno azul y gris en Colombia entre 2020 y 2050 [14].

Comparativamente, a futuro los precios del hidrógeno verde van a disminuir, siendo las zonas del caribe las más beneficiadas; mientras que, en el Pacífico Sur, donde se encuentra el Valle del Cauca, se proyecta el precio más elevado de GH_2 debido a menores capacidades de generación de energía renovable, esto teniendo en cuenta que se cumple con la hoja de ruta del hidrógeno establecida por el gobierno [14]. En la Fig.5 se presentan las variaciones esperadas de los precios de hidrógeno verde por región (LCOH) entre 2020 y 2050:

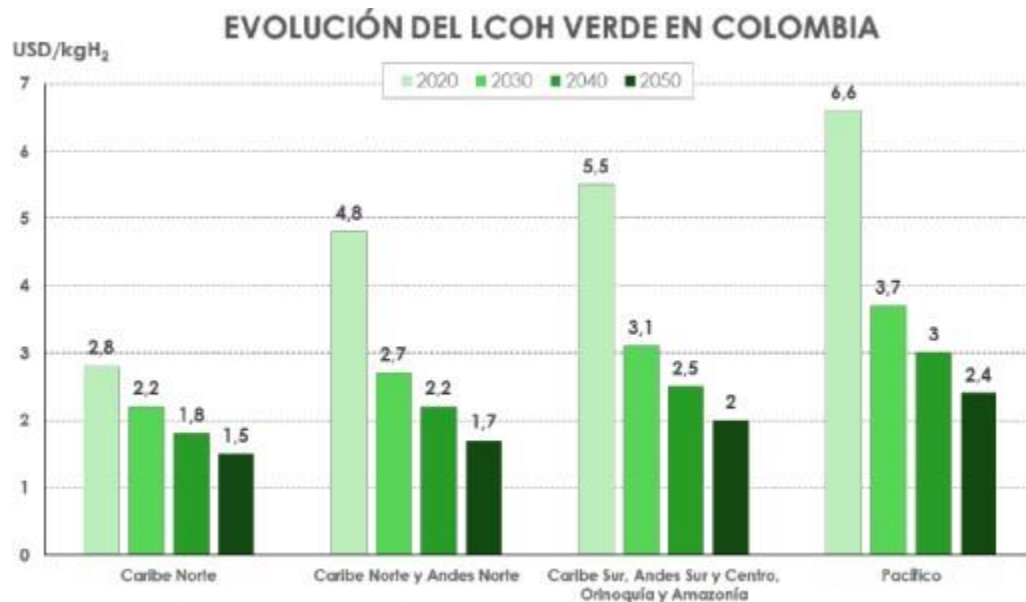


Figura 5. Proyección de los precios del GH_2 en Colombia entre 2020 y 2050 [14].

El hidrógeno verde, producido a través de procesos que no emiten gases de efecto invernadero, puede contribuir a reducir la huella de carbono y ayudar a combatir el cambio climático. La investigación en este campo es esencial para impulsar el desarrollo de tecnologías que permitan una producción de hidrógeno verde a gran escala y a un costo razonable. La producción será una fuente de empleo y desarrollo económico en el sector de la energía renovable y la economía verde, además es importante para identificar oportunidades de inversión y mejorar la competitividad de las empresas. La generación de hidrógeno verde requiere de una infraestructura adecuada para su almacenamiento, transporte y distribución, por lo tanto, es importante identificar las necesidades y oportunidades de inversión en infraestructura de hidrógeno verde, como plantas de almacenamiento, electrolizadores, cosechas de microalgas, entre otros. Un proceso eficiente de generación de hidrógeno podría contribuir a cumplir objetivos ambientales y energéticos a nivel nacional e internacional, como los establecidos en los Acuerdos de París y la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, teniendo en cuenta la meta a 2050 de cero emisiones. La investigación en este campo es esencial para identificar las mejores prácticas y tecnologías para lograr estos objetivos.

De acuerdo con lo anterior, es importante impulsar la producción del hidrógeno en Colombia, teniendo en cuenta las diferentes tecnologías existentes y su escalabilidad, considerando los diferentes factores como ubicación geográfica y disponibilidad de recursos, para así tener precios competitivos en comparación con los combustibles fósiles, además de los beneficios en materia de reducción en la contaminación del medio ambiente, abriendo camino a un combustible alternativo, eficiente y cero emisiones.

3. Objetivos

3.1 Objetivo general

Diseñar una planta piloto para la producción de 20 kg/día de hidrógeno en el contexto del Valle del Cauca teniendo en cuenta los requerimientos técnicos, ambientales y económicos.

3.2 Objetivos específicos

- Realizar una revisión sistemática del estado del arte de las tecnologías existentes y sus variantes para la producción de hidrógeno, con énfasis en aquellas aplicables en el contexto nacional colombiano y en el Valle del Cauca.
- Definir la tecnología que mejor podría aplicarse en el contexto del Valle del Cauca.
- Seleccionar los equipos y su configuración para establecer el proceso de producción de hidrógeno de la planta piloto de acuerdo con la tecnología seleccionada.
- Evaluar los parámetros de entrada necesarios para el diseño de la planta piloto de producción de hidrógeno con una capacidad de 20 kg/día, considerando la tecnología seleccionada, las condiciones climáticas del lugar de instalación y el análisis económico

4 Metodología

Objetivo 1: Realizar una revisión sistemática del estado del arte de las tecnologías existentes y sus variantes para la producción de hidrógeno, con énfasis en aquellas aplicables en el contexto nacional colombiano y en el Valledel Cauca.

- Identificar los términos de búsqueda: se seleccionarán los términos clave relacionados con la producción de hidrógeno y las tecnologías aplicables en el contexto colombiano de acuerdo con las condiciones climáticas y geográficas. Se hace uso de bases de datos Scopus y Web of Science para encontrar artículos, libros, tesis y otros documentos relevantes.
- Realizar la búsqueda bibliográfica: se aplicarán los términos de búsqueda en las bases de datos seleccionadas y se revisarán los títulos y resúmenes, además de su metodología y resultados, de los documentos obtenidos para identificar aquellos que sean relevantes usando palabras claves.
- Seleccionar los documentos relevantes: Se seleccionarán artículos con tiempo de publicación no mayor a 7 años, analizando los resúmenes y palabras claves relacionadas al presente trabajo de grado, con el fin de filtrar los documentos.
- Extraer información relevante: se extraerán datos de los documentos seleccionados, como el tipo de tecnología, su eficiencia, costo, escalabilidad, y limitaciones, entre otros, para analizar la información y determinar las fortalezas y debilidades de cada tecnología.

Objetivo 2: Definir la tecnología que mejor podría aplicarse en el contexto del Valle del Cauca.

- Para llevar a cabo la selección de la tecnología más viable para la producción de hidrógeno, teniendo en cuenta que no genere emisiones de CO₂ o en su defecto una cantidad mínima, siguiendo el lineamiento establecido por la hoja de ruta, donde se realizará un diagrama con las características principales de cada método de generación, una vez se definan los criterios de comparación más relevantes (eficiencia energética, mecanismos de almacenamiento, disponibilidad de recursos, etc).
- Se realizará un diagrama FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades, Amenazas) con el fin de determinar las oportunidades y debilidades de cada color de hidrógeno en el contexto del Valle del Cauca, para lograr acotar la selección del método más viable de producción.
- Finalmente se realizará una matriz de comparación de los procesos de producción de hidrógeno, donde se asignarán pesos relativos a cada criterio de comparación para concluir con la elección la forma más óptima de producción de hidrógeno en el Valle del Cauca.

Objetivo 3: Seleccionar los equipos y su configuración para establecer el proceso de producción de hidrógeno de la planta piloto de acuerdo con la tecnología seleccionada.

- Identificación de los requerimientos del proceso: Se identificarán los requerimientos técnicos y ambientales necesarios para el proceso de producción de hidrógeno. Esto incluye la cantidad de hidrógeno a producir, las condiciones de operación de la planta (*e.g.*, la presión y temperatura requeridas) y la calidad del hidrógeno producido
- Selección del equipo y la planta: Aquí se seleccionará el equipo y la planta necesarios para la

producción de hidrógeno, estos equipos serán de disponibilidad comercial, donde se presentarán sus fichas técnicas y costos. Esto incluye la elección de los equipos necesarios para el proceso de producción.

Objetivo 4: Evaluar los parámetros de entrada necesarios para el diseño de la planta piloto de producción de hidrógeno con una capacidad de 20 kg/día, considerando la tecnología seleccionada, las condiciones climáticas del lugar de instalación y el impacto económico.

- Una vez se seleccionan los equipos, se evaluarán los parámetros de entrada como presión mínima y máxima de cada equipo, el consumo eléctrico, capacidad máxima de almacenamiento y dimensiones. Esto se simulará en la plataforma gratuita Hyjack Tech, la cual brinda la opción de evaluar estos parámetros para la producción de hidrógeno y así realizar la comparación con el análisis teórico.
- Se realizará un análisis económico donde se definirá el precio del kilogramo de hidrógeno de la planta piloto, teniendo en cuenta costos asociados

5 Restricciones

Al abordar el objetivo específico de investigar y analizar diferentes tecnologías y metodologías para la producción de hidrógeno en Colombia, específicamente en el Valle del Cauca y proponer un proceso de producción eficiente, sostenible y económicamente viable, es importante tener en cuenta las siguientes restricciones:

El desarrollo de la metodología se realizó durante las 14 semanas de un semestre académico, por lo tanto, el tiempo y los recursos son una restricción. Se debe contar con el acceso a los recursos tecnológicos como las herramientas de modelación de procesos químicos para el diseño de la planta piloto, teniendo en cuenta que estas herramientas requieren de una licencia, a diferencia de otros programas como Matlab y Simulink que, sin embargo, ofrecen todas las aplicaciones completas debido a que se requiere una licencia académica, por lo tanto, se deberá evaluar el uso de otras plataformas para realizar una simulación. Se debe tener en cuenta las restricciones y regulaciones ambientales para evitar que la planta piloto genere un impacto negativo al medio ambiente, de igual forma con la restricción de la producción de 20 kg de hidrógeno al día. Finalmente, las condiciones climáticas y ubicación geográfica seleccionada para la planta piloto serán unas restricciones importantes pues son variables necesarias para un funcionamiento eficiente de la planta de producción y la tecnología seleccionada.

6 Objetivo 1: Revisión y análisis de información

Se realizó una búsqueda en la base de datos Scopus y Web of Science dónde se estableció la revisión de documentos relacionados al presente trabajo mediante palabras claves (hidrógeno, hidrógeno verde, electrólisis, combustibles fósiles, pirólisis, etc) además se seleccionaron artículos con antigüedad no mayor a 7 años. Para complementar la información de los documentos encontrados en las bases de datos mencionadas anteriormente, se realizó una búsqueda en sitios web oficiales de la ONU, IEA (International Energy Agency por sus siglas en inglés), Ministerio de Minas y Energía de Colombia, Ministerio de Transporte, IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales) y UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética). Posteriormente se seleccionaron los artículos más relevantes de acuerdo con el resumen de cada uno, con el fin de definir la relevancia para este trabajo. Se hizo uso de 20 artículos encontrados en las bases de datos, las demás referencias hacen parte de la búsqueda en línea de sitios oficiales. En esta sección se presentan las tecnologías de producción de hidrógeno más usadas, como electrólisis, revisando las fuentes de energía renovables, el uso de microorganismos en la producción de hidrógeno, la pirólisis y las técnicas de almacenamiento de acuerdo con la capacidad requerida, además se toma en cuenta las propiedades químicas y sus ventajas frente a otros combustibles.

6.1 Extracción de información relevante

El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica, el más simple en términos de composición química (un átomo y un protón), y también el elemento más abundante en el universo [15]. Desde su descubrimiento por Henry Cavendish en 1766, se ha utilizado como materia prima en muchos procesos, especialmente petroquímicos. Las aplicaciones tradicionales incluyen la desulfuración de gasolina, moléculas orgánicas pesadas o la síntesis química de amoníaco, un componente clave de los fertilizantes [15].

Bajo condiciones normales en la Tierra, el hidrógeno se encuentra en estado de gas diatómico, incoloro, altamente inflamable, es aproximadamente 14 veces más ligero que el aire y se difunde más rápido que cualquier gas. Enfriándolo, se condensa a líquido a -253°C y a sólido a -259°C [16].

De acuerdo con el artículo “Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación” desarrollado por la Alianza Energética-Energiepartnerschaft; actualmente se está desarrollando un método más limpio para producir hidrógeno; la pirólisis, que consiste en la degradación térmica de biomasa o biogás en un horno de alta temperatura, produciendo hidrógeno y carbón sólido. Otro método es la electrólisis de agua, el cual es el proceso de pasar una corriente eléctrica a través del agua para dividir sus moléculas en H_2 y O_2 [15]. En la Tabla 2 se muestran las propiedades del hidrógeno y otros combustibles ampliamente utilizados en diferentes industrias:

Propiedades a (1 bar, 20°C)	Hidrógeno	Metano	Metanol	Etanol	Propano	Gasolina
Masa molecular (kg/Kmol)	2,016	16,043	32,04	40,06	44,1	107
Densidad (kg/m ³)	0,08375	0,6682	791	789	1865	751
Punto de ebullición (°C)	-252,8	-161,5	64	78,5	-42,1	27
Punto de destello (°C)	-253	-188	11	13	-104	-43
Límite de inflamabilidad en el aire (% volumen)	4,0-75,0	5,0-15,0	6,7-36,0	3,3-19	2,1-10,1	1,0-7,6
Temperatura de autoignición en el aire (°C)	585	540	385	423	490	230-480
Poder calorífico superior (MJ/kg)	142	55,5	22,9	29,8	50,2	47,3
Poder calorífico inferior (MJ/kg)	120	50	20,1	27	46,3	44

Tabla 2. Propiedades del hidrógeno [17]

El hidrógeno es el combustible con mayor densidad energética. 1 kg contiene la misma energía que 2,4 kg de metano o 2,8 kg de gasolina. La energía eléctrica se puede utilizar fácilmente para producir hidrógeno, lo que la convierte en la fuente de energía más eficiente disponible para almacenar el exceso de producción de electricidad a partir de recursos renovables. Otra característica importante del hidrógeno es su alta eficiencia de conversión. En un vehículo de hidrógeno equipado con pila de combustible, hasta el 60 % de la energía química del hidrógeno se convierte en energía para impulsar el vehículo, mientras que la eficiencia mecánica de los motores de combustión interna como los de gasolina y diésel varía entre el 20 % y el 35 % [17].

Para identificar las fuentes de energía, las tecnologías de producción y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas con la producción de hidrógeno, la comunidad internacional ha asignado “colores” al hidrógeno. En la Fig.6 se muestran las diferentes tecnologías y colores del hidrógeno:

Color del hidrógeno	Fuente de energía	Materia prima	Tecnología de producción	Volúmenes de producción	Contribución a los objetivos de descarbonización
Gris	Combustibles fósiles	Metano Carbón	Reformado de metano a vapor Gasificación	100-600 ton H ₂ /día	Altos volúmenes de hidrógeno barato para probar nuevas tecnologías de consumo H ₂ . No hay reducción de emisiones de GEI.
Azul	Combustibles fósiles	Metano Carbón	Reformado de metano a vapor con captura de carbono Gasificación de carbón con captura de carbono	100-600 ton H ₂ /día	Altos volúmenes de hidrógeno barato para probar nuevas tecnologías de consumo H ₂ . Reducción de 80-90% de emisiones de GEI.
Turquesa	Energía renovable o carbono neutral	Metano o biometano	Pirólisis	Escala de laboratorio	Se espera que produzca grandes volúmenes de H ₂ . No hay emisiones de GEI, pero hay carbono negro presente.
Rosa	Energía nuclear	Agua	Electrólisis acoplada con los sistemas de refrigeración de reactores nucleares	0.1-2 ton H ₂ /día	Se espera un volumen medio de producción de hidrógeno. No hay emisiones de GEI, pero los residuos nucleares siguen presentes.
Verde	Energía renovable	Agua	Electrólisis	0.1-2 ton H ₂ /día	Se espera un volumen medio de producción de hidrógeno. No hay emisiones o residuos de GEI debido a los procesos de materias primas/energía.

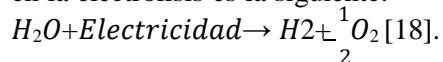
Figura 6. Tecnologías y colores de producción de hidrógeno [15].

Los métodos de producción de hidrógeno más comunes son los siguientes:

- Combustibles fósiles (hidrógeno gris): Constituyen los procedimientos más desarrollados para la producción de hidrógeno, cubriendo la mayor parte de la demanda actual [18]. El gas natural es un combustible fósil muy atractivo para este proceso ya que consiste principalmente en metano (CH₄) con una alta relación de densidad energética (H/C). Este proceso de reformado con vapor consiste en someter el gasnatural a alta temperatura (800-900 °C) y una presión de unos 25 bares para producir hidrógeno. Esto asegura que la molécula de metano se descomponga para producir H₂, CO₂ y CO. Luego, esta mezcla se puede procesar para eliminar el CO casi por completo y, finalmente, mediante un proceso de adsorción por oscilación de presión (PSA), se puede obtener hidrógeno muy puro (99,99%). [18].
- Hidrocarburos (hidrógeno azul-BH₂): Según Iberdrola, el proceso de producción de hidrógeno azul utiliza hidrocarburos como el metano. A diferencia del hidrógeno gris, este proceso tiene un sistema de captura de CO₂, pero tiene una eficiencia del 60-65%. Como resultado, se emite

dióxido de carbono a la atmósfera. [19].

- **Electrólisis (hidrógeno verde-GH₂):** En general, la electrólisis del agua es el proceso de descomposición del agua pura en hidrógeno y oxígeno mediante la aplicación de un voltaje a través de los electrodos de un dispositivo llamado celda electrolítica. [20]. La reacción que se presenta en la electrólisis es la siguiente:



Una vez que se obtiene el GH₂, se almacena en forma gaseosa o se le da uso en procesos industriales o de movilidad, mientras que el oxígeno se libera a la atmósfera o se aprovecha como un subproducto [19]. El beneficio de este proceso radica en las cero emisiones de CO₂ a la atmósfera, pues para dar constante electricidad a los electrolizadores, se usa una fuente de energía renovable como la solar, eólica o hidroeléctrica.

Las diferencias que presentan el hidrógeno verde y el hidrógeno azul se basan en el proceso de obtención de H₂ y su impacto medioambiental. El hidrógeno azul no logra reducir totalmente la dependencia energética de los combustibles fósiles, donde el principal problema es el CO₂ emitido a la atmósfera, teniendo en cuenta que este proceso no utiliza fuentes de energía [19]. La eficiencia energética del hidrógeno verde se calcula en función de la energía eléctrica utilizada para producir una cantidad dada de hidrógeno, y en este caso, la eficiencia es aproximadamente 100%, sin embargo, por procesos de almacenamiento, compresión y transporte disminuye este valor, dando una eficiencia energética alrededor del 75% de acuerdo con cálculos de producción de Iberdrola

Iberdrola, en 2022, calculó una diferencia de la cantidad de emisiones de CO₂, en donde el hidrógeno azul estará en el rango de 3,5-4 kg CO₂/kg H₂, mientras que el hidrógeno gris generará 10 kg CO₂/kg H₂ y el hidrógeno verde no genera ninguna emisión contaminante [19]. Además, en cuestión de consumo de agua, para producir 1 kg de GH₂, a partir de la electrólisis, se requieren 12 litros de agua desionizada. Por otro lado, para el proceso de reformado de gas (producción de hidrógeno azul) se requieren 25 litros de agua y finalmente, para el hidrógeno gris, se necesitan 23,5 litros [19]. En la Fig.7 muestra la cadena de valor de hidrógeno con base en su método de producción, acondicionamiento, almacenamiento, transporte, restitución y usos finales de cada color:

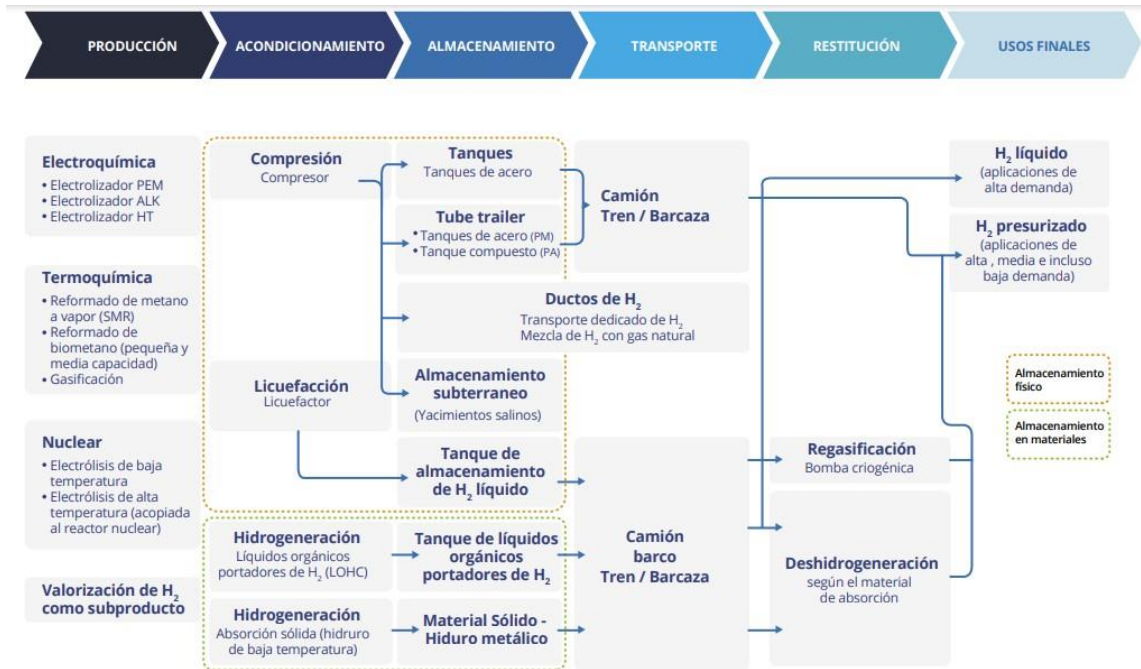


Figura 7. Cadena de valor de hidrógeno [15].

6.1.1 Producción de hidrógeno por electrólisis

Existen dos tipos de electrolizadores en el mercado y uno aún en desarrollo, los cuales brindan diferentes ventajas o inconvenientes frente a la producción de hidrógeno verde. A continuación, se definen los electrolizadores:

Electrolizador alcalino (AWE-Alkaline Water Electrolysis): Se define como un proceso; en donde un electrolizador alcalino (AWE), el separador entre el ánodo y el cátodo está conformado por un diafragma poroso e iónicamente inactivo, el cual está inmerso en una solución llamada electrolito, de hidróxido de sodio (NaOH) o potasio (KOH), la cual brinda al separador el estado de conductividad [20]. En este tipo de electrolizador, cuando se aplica una corriente eléctrica, los iones de hidróxido en el electrolito migran a través de la membrana hacia el ánodo donde se forma oxígeno en forma de gas. En el cátodo, las moléculas de H₂O se descomponen para formar gas hidrógeno [18]. En la Fig.8 se ilustra el proceso de electrólisis alcalina:

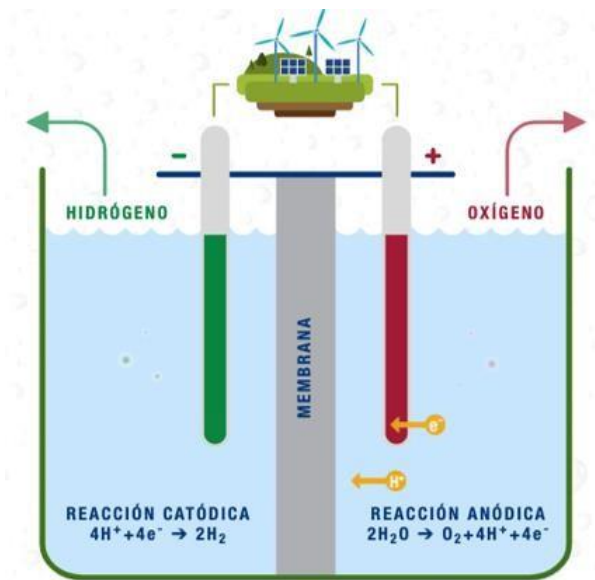


Figura 8. Proceso de electrólisis alcalina. Tomado de [18].

Estos equipos se componen de varias celdas conectadas entre sí, las cuales pueden operar de monopolar o bipolar. En la configuración monopolar, las celdas se conectan en paralelo y trabajan en un rango entre 60-90°C y a presión atmosférica. Por otro lado, en configuración bipolar, las celdas se conectan en serie y se usan en procesos a mayor presión [18]. En Fig.9 se presenta un electrolizador, el cual produce H_2 y O_2 y la celda de combustible, que produce agua y electricidad:

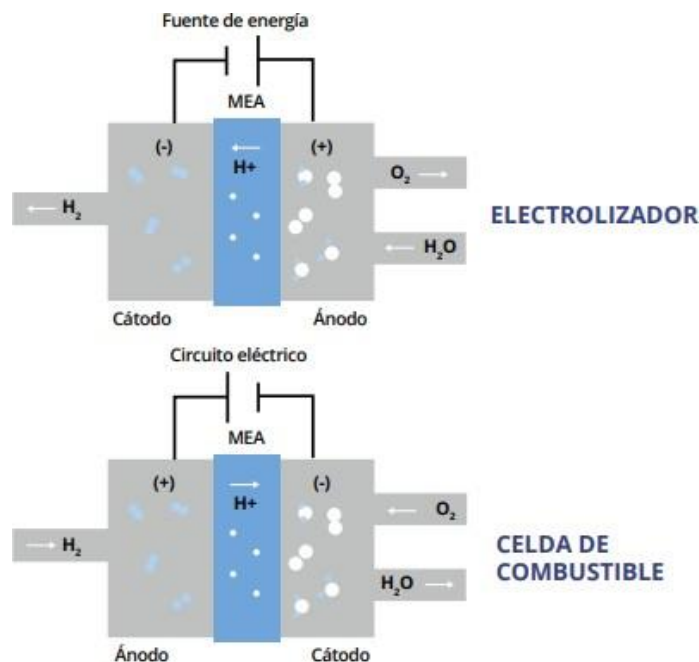


Figura 9. Electrolizador y celda de combustible. Tomado de [15].

Las celdas de combustible suministran electricidad a los vehículos de hidrógeno. En aplicaciones estacionarias, se utilizan en energía y sistemas de consumo de baja energía de kilowatts a pocos MW (e.g., casas, antenas de telecomunicaciones, etc.). En aplicaciones energéticas de alta demanda y generación de energía centralizada, el hidrógeno se utiliza como combustible para turbinas de 20-400 MW [15].

Electrolizador de intercambio de protones (PEM-Polymer electrolyte membrane): A diferencia de AWE, el separador en el electrolizador PEM consta de una membrana de polímero que permite el intercambio de protones entre el ánodo y el cátodo, por lo que la membrana actúa como separador y electrolito sólido. La disociación del agua en oxígeno, protones y electrones tiene lugar en el ánodo PEM. Los protones atraviesan la membrana hacia el cátodo y los electrones lo alcanzan a través de un circuito externo. Por lo tanto, la reducción de protones a hidrógeno gaseoso tiene lugar en el cátodo [20]. La Fig.10 muestra el proceso de electrólisis PEM:

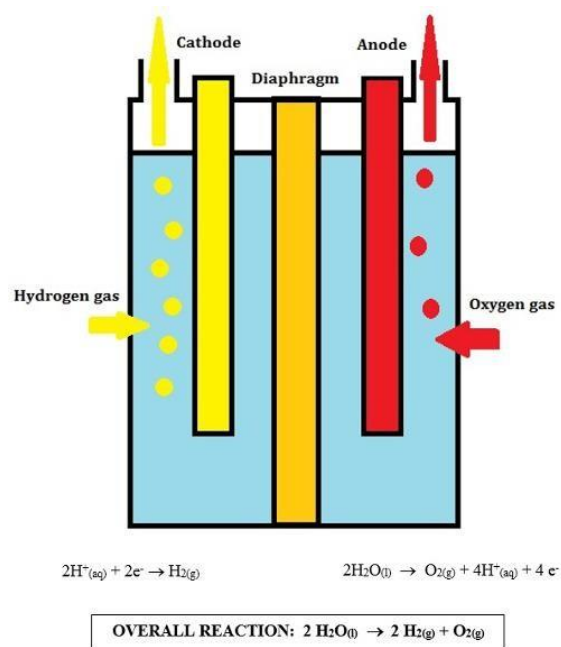


Figura 10. Proceso de electrólisis PEM. Tomado de [18].

Electrolizadores de óxido de sólido (SOE): Los electrolizadores AWE y PEM se conocen como electrolizadores de baja temperatura. Sin embargo, los SOE se conocen como electrolizadores de alta temperatura porque operan entre 85 y 500 °C. En estos electrolizadores, el agua llega al cátodo en forma de vapor y los iones de oxígeno e hidrógeno se forman mediante una fuente de alimentación externa. Estos iones luego migran al ánodo donde se reducen y se convierten en O₂. [18]. Usan como electrolito un material que suele ser una cerámica de circonita estabilizada con níquel.

Se trata de una tecnología bastante prometedora, ya que consigue hidrógeno de alta pureza operando con una eficiencia energética superior a cualquier otro tipo de electrolizador. Sin embargo, estos electrolizadores se encuentran tecnológicamente menos desarrollados que los demás y, por tanto, hay

pocas soluciones comerciales [18]. En la Fig.11 se presenta el proceso del electrolizador de óxido de sólido:

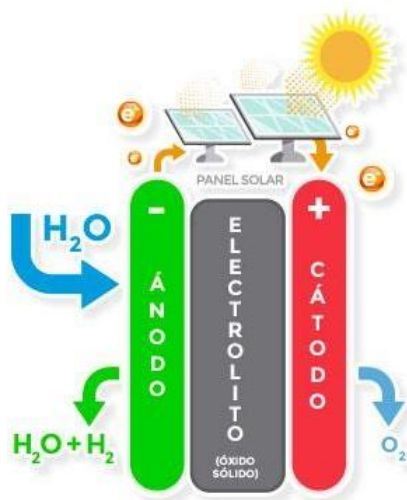


Figura 11. Electrolizador SOE. Tomado de [18].

6.1.1.1 La energía renovable para la producción de hidrógeno

Las fuentes de energía renovable provienen de fuentes naturales que se reponen más rápido de lo que se pueden consumir. Se diferencian de las fuentes de energía no renovables, como los combustibles fósiles (e.g., carbón, petróleo y metano), en que estos tardan cientos de millones de años en reformarse [21]. Una de las principales ventajas de las fuentes de energía renovables es que emiten menos contaminantes al medio ambiente y son más baratas que los combustibles fósiles en la mayoría de los países. Hay varias formas de generar energía renovable, en este caso podría usarse para alimentar un electrolizador.

Energía solar fotovoltaica:

La energía solar es la fuente energética más abundante y puede ser aprovechada incluso en días nublados. Se estima que la velocidad a la que la Tierra intercepta la energía solar es aproximadamente 10,000 veces mayor que la tasa de consumo de energía por parte de la humanidad. En la última década, el costo de fabricación de paneles solares ha disminuido significativamente, lo que los convierte en la opción más rentable para la producción de electricidad. [21].

Según la información proporcionada por Iberdrola, la generación de energía solar se basa en el efecto fotoeléctrico, que implica la absorción de fotones por ciertos materiales y la liberación de electrones para generar una corriente eléctrica. Este proceso se lleva a cabo mediante el uso de células fotovoltaicas, que son dispositivos semiconductores que pueden estar fabricados con diferentes materiales, como silicio monocristalino, policristalino o amorfo. Las células de silicio monocristalino, obtenidas a partir de un único cristal de silicio puro, presentan la mayor eficiencia, que oscila entre el 18 % y el 20 % en promedio. Las células de silicio policristalino, elaboradas a partir de varios cristales, son más económicas y tienen una eficiencia promedio de entre el 16 % y el 17,5 %. Por último, las células de silicio amorfo tienen una red cristalina desordenada, lo que resulta en una menor eficiencia promedio, de entre el 8 % y el 9 %, pero a su vez presentan un precio más bajo [22].

Hay dos tipos de plantas fotovoltaicas: las que están conectadas a la red y las que no. Dentro de las primeras existen, a su vez, otras dos clases:

- Central fotovoltaica: Toda la energía producida por los paneles se deposita a la red eléctrica.
- Generador con autoconsumo: Parte de la electricidad generada es consumida por el propio productor (e.g., en una casa, edificio, estación) y el resto se suministra a la red.

Las instalaciones conectadas a la red se componen de tres elementos; paneles fotovoltaicos (i.e., captan radiación solar y transforman los fotones en energía eléctrica), inversores (i.e., convierten la corriente continua en alterna) y los transformadores (i.e., eleva la tensión hasta 36 kV) [22]. En la Fig.12 se muestra la planta solar de Iberdrola ubicada en Francisco Pizarro:



Figura 12. Planta solar de Iberdrola. Tomado de [22].

Energía eólica:

La energía eólica se genera a partir de la fuerza del viento mediante el uso de un aerogenerador, que convierte la energía cinética del aire en energía eléctrica. El proceso de extracción de energía se lleva a cabo mediante el rotor, que convierte la energía cinética en energía mecánica, y el generador, que convierte la energía mecánica en energía eléctrica [22]. Para asegurar la extracción de energía, los aerogeneradores deben estar orientados hacia la dirección del viento, lo que se logra mediante una veleta ubicada en la góndola. Una vez que se logra la orientación adecuada, las corrientes de aire accionan las tres partes principales del aerogenerador:

- El rotor: Está compuesto por tres palas y el buje que las une, su función es captar la fuerza del viento y convertirla en energía mecánica de rotación.
- La multiplicadora: Está unida al motor mediante un eje, su función es elevar la velocidad de giro de 30 revoluciones por minuto (rpm) a 1500 rpm.
- El generador: Este elemento se encarga de convertir la energía mecánica de rotación en energía eléctrica [22].

En la Fig.13 se presenta las diferentes partes de un generador eólico y en la Fig.14 se muestran los componentes internos del generador:

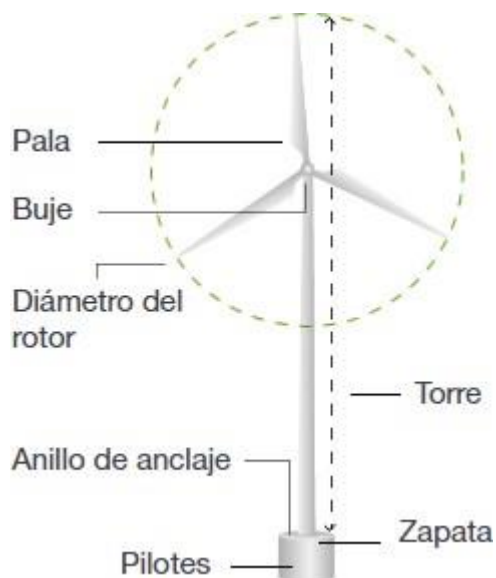


Figura 13. Partes de un aerogenerador. Tomado de [22].

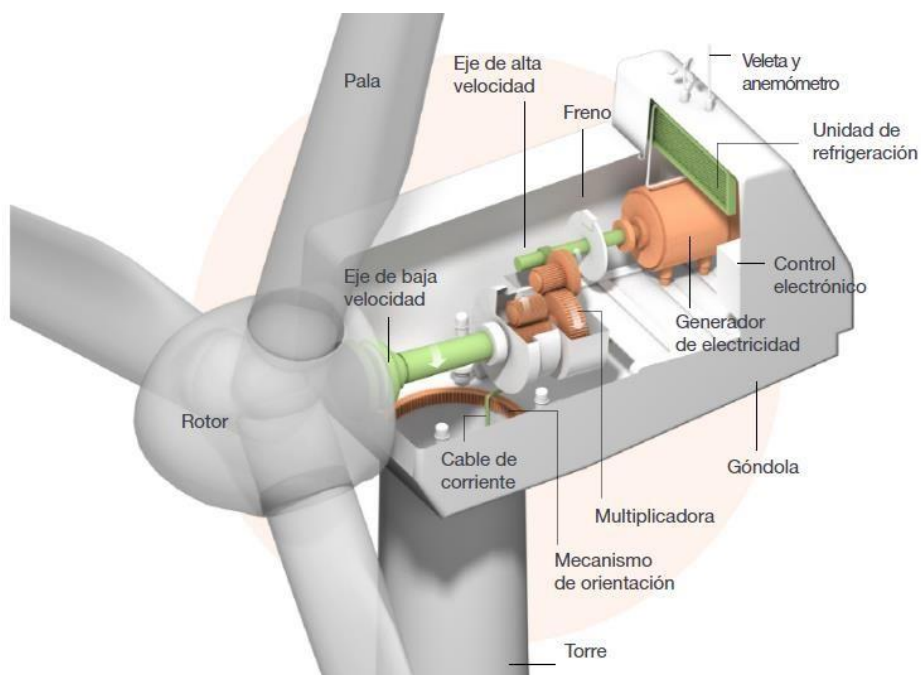


Figura 14. Componentes internos del aerogenerador. Tomado de [22].

Energía Hidroeléctrica:

Las centrales hidroeléctricas convierten en energía eléctrica la diferencia de energía potencial que tiene una determinada masa de agua al trasladarla entre dos puntos situados a distinta altitud. De acuerdo con Iberdrola; se hace circular un caudal de agua por un circuito hidráulico y en el que el agua va adquiriendo velocidad a medida que la energía potencial se va transformando parcialmente en energía cinética. La turbina es la encargada de transformar esa energía cinética en energía mecánica, para que el generador la transforme a su vez en energía eléctrica [22]. Además, cálculos de la empresa aseguran un rendimiento muy alto, ubicado entre el 90% y 95%, aprovechando casi en su totalidad la energía potencial del agua [22]. En la Fig.15 se presenta el funcionamiento de una central hidroeléctrica:

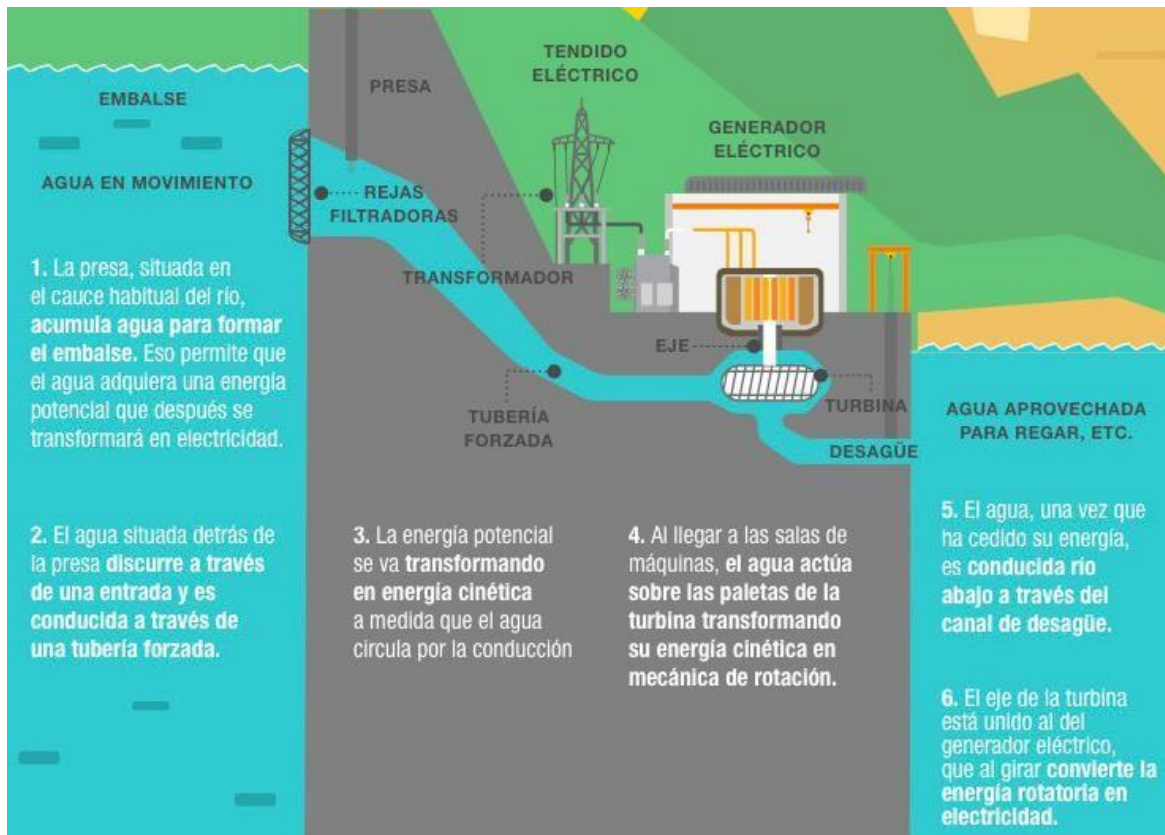


Figura 15. Funcionamiento de una central hidroeléctrica. Tomado de [22].

6.1.2 Producción de hidrógeno a partir de microalgas

Producción de H₂ por fotofermentación (tecnología 1):

Las microalgas dividen el agua en protones (H⁺) y oxígeno (O₂) en presencia de luz. El H⁺ se convierte en hidrógeno por hidrogenación (enzimas generadoras de hidrógeno) [23]. Debido a que la biomasa debe producirse a partir de la luz solar, está sujeta a variaciones diurnas y estacionales, por la radiación solar. Se han desarrollado varios diseños de fotobiorreactores, en donde los fotobiorreactores tubulares parecen ser “más satisfactorios” para la producción de biomasa de microalgas en la escala requerida para la producción de biocombustibles [23]. Un fotobiorreactor consta de una serie de tubos

rectos transparentes de plástico o vidrio. Los tubos de recolección generalmente tienen menos de 0,1 m de diámetro para permitir que la luz ingrese en una cantidad significativa de células flotantes [23].

Para maximizar la radiación solar, los tubos colectores solares están orientados de norte a sur (como se muestra en la Fig.16) y el suelo debajo de los colectores solares está pintado de blanco o cubierto con una lámina de plástico blanco para aumentar la reflectancia, lo que aumenta la cantidad total de luz recibida por los tubos. La temperatura óptima para el crecimiento de microalgas es de 20 a 30 °C, y las temperaturas fuera de este rango pueden matar o dañar las células [23].

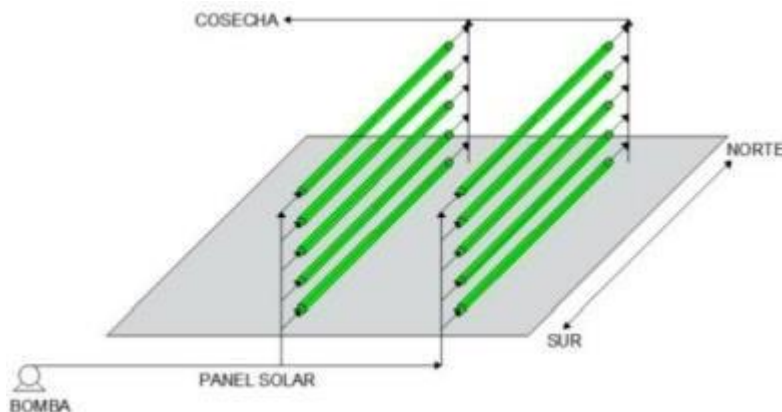


Figura 16. Fotobiorreactor tubular con colectores solares. Tomado de [23].

Este método se basa en la capacidad de las bacterias fotosintéticas anaerobias para convertir moléculas orgánicas en biohidrógeno en presencia de luz. Estas reacciones son catalizadas por hidrogenasas de nitrógeno enzimas que son muy sensibles a la presencia de oxígeno, inactivándose [11]. Rhodobacter, Rhodospseudomonas y Rhodospirillum son ejemplos de bacterias no sulfurosas púrpuras usadas en esta ruta de producción de biohidrógeno [11]. Las bacterias púrpuras libres de azufre pueden capturar la energía solar para producir ATP (adenosín trifosfato) y electrones, y reducir la ferredoxina por el flujo inverso de protones. Luego, los protones se reducen a hidrógeno usando nitrogenasa gracias al ATP y la ferredoxina reducida [11]. Debido a que es un proceso aún en desarrollo, la eficiencia energética del hidrógeno producido a partir de microalgas es baja, alrededor del 15% de energía solar se convierte en hidrógeno utilizable.

Producción de H₂ mediante biofotólisis directa e indirecta (tecnología 2):

El concepto básico de la biofotólisis es la conversión de energía solar y agua en hidrógeno y oxígeno utilizando microorganismos como catalizadores. Esta reacción se lleva a cabo gracias a la hidrogenasa de hierro, en la que el microorganismo utiliza protones para producir biohidrógeno.

La biofotólisis directa es un proceso que implica la disociación del agua por exposición a la energía solar y es llevado a cabo por algas verdes y cianobacterias. El fotosistema presente en los cloroplastos de las algas verdes puede absorber la energía solar y convertirla en energía redox en forma de protones. Las hidrogenasas presentes en el cloroplasto luego catalizan la reducción de protones para producir hidrógeno molecular (H₂). Uno de los inconvenientes de esta técnica es la alta sensibilidad de las hidrogenasas al oxígeno producido durante la fotosíntesis, lo que resulta en una pobre conversión de luz a biohidrógeno. Otro inconveniente es la formación del compuesto altamente explosivo H₂O₂ como subproducto [11].

La biofotólisis indirecta tiene dos etapas. La energía solar se convierte en energía química en forma de carbohidratos y se utiliza como sustrato en la fermentación anaeróbica (i). Luego, los carbohidratos se convierten en biohidrógeno por la acción de las hidrogenasas en un proceso de fermentación anaeróbica (ii). Este método elude la sensibilidad al O₂ de las hidrogenasas al separar las reacciones en tiempo y espacio en dos biorreactores diferentes. Las Fig.17 muestra las reacciones que describen las dos etapas de la biofotólisis indirecta [11].

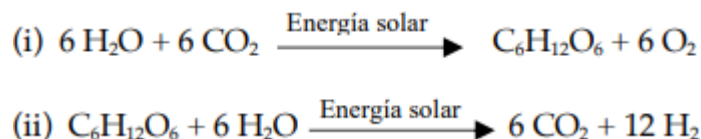


Figura 17. Etapas de la biofotólisis indirecta [11].

Producción de H₂ por fermentación oscura (tecnología 3):

Este proceso se basa en la capacidad de ciertos microorganismos anaerobios (entre 30°C y 80°C) o microalgas como *Chlorococcum littorale* para, producir biohidrógeno sin luz solar. El principal mecanismo es la conversión de biomasa orgánica en biohidrógeno a través de procesos específicos de fermentación microbiana. Primero, los compuestos orgánicos se hidrolizan para producir ácidos grasos por acidogénesis. Estos ácidos grasos se convierten en biohidrógeno y acetato a través de un proceso llamado acetogénesis [11]. La fermentación oscura no requiere luz y produce mucha más energía en comparación con otros métodos, pero tiene muchas limitaciones que se están estudiando actualmente. Puede usarse para producir metano y dióxido de carbono en un proceso llamado metanogénesis, que es altamente indeseable debido a la producción de un compuesto contaminante. Por lo tanto, se está intentando almacenar el H₂ producido para suprimir la producción de metano [11]. La reacción se define de la siguiente forma:



6.1.3 Hidrógeno a partir de pirolisis (Hidrógeno turquesa)

La pirolisis de metano es una tecnología que se ha propuesto como una opción para la economía del hidrógeno. La pirolisis se produce en ausencia de oxígeno, lo que permite procesar hidrocarburos gaseosos sin emisiones directas de CO₂. Esto permite incorporarlo a conceptos de economía circular al producir dos elementos utilizables, como el carbono sólido y el hidrógeno. Actualmente se clasifica como un tipo de producción de hidrógeno azul-verde porque tiene las características del hidrógeno verde debido a que no se emite dióxido de carbono durante el proceso, y del hidrógeno azul porque el principal recurso es el gas natural. Para realizar la pirolisis del gas natural existen varias técnicas que van desde la pirolisis directa, el uso de catalizadores, el uso de arcos de plasma y el desarrollo del craqueo de hidrocarburos en medios de reacción líquidos [24]. Se estima a escala de laboratorio una eficiencia energética estimada del 50% debido a las pérdidas en el proceso de producción.

6.1.4 Formas de almacenamiento del hidrógeno:

El hidrógeno es un gas que se puede comprimir o licuar (i.e., pasar de gas a líquido modificando presión y temperatura) y almacenar en recipientes de diferentes tamaños. El tamaño del recipiente de hidrógeno determina la capacidad de acumular energía renovable. Algunos almacenadores implican procesos complejos, como los portadores orgánicos de hidrógeno líquido, que necesitan un reactor catalítico para absorber hidrógeno en una molécula orgánica. Posteriormente, se utiliza otro reactor catalítico para recuperar el hidrógeno. Otros almacenes son simplemente recipientes cerrados, como tanques de acero o embalses subterráneos [15]. En la Fig.18 se definen los diferentes métodos de almacenamiento de hidrógeno con su respectiva capacidad:



Figura 18. Métodos de almacenaje de hidrógeno [15].

6.1.5 Literatura científica

Se han encontrado diferentes trabajos realizados a nivel mundial sobre la producción de hidrógeno verde como combustible alternativo. Un estudio realizado por estudiantes de la Maestría de ingeniería industrial de la Universidad Politécnica de Valencia en 2021-2022 busca diseñar una planta de producción de GH_2 por medio de la electrólisis del agua alimentada por una fuente de energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva, España. En esta investigación se usó una membrana de intercambio protónico con una potencia total de 124 MW y una capacidad de producción de GH_2 de 2345 kg/h usando una central fotovoltaica de 247 MW de potencia. Además, elaboraron un presupuesto, el cual asciende a un total de

944,9 M€, de los cuales 551,6 M€ corresponden a la central fotovoltaica e instalación eléctrica de conexión con la red de transporte y 393,3M€ corresponden a la planta de electrólisis [20].

Por otro lado, estudiantes de ingeniería mecánica de la Universidad Politécnica de Valencia desarrollaron una investigación sobre la producción de GH_2 a partir de una instalación fotovoltaica de 1 MW la cual contaría con 2160 paneles solares de 540 W donde afirman que dará una potencia de 1166,4 kW y, finalmente, usando un electrolizador PEM con 1030 kW de potencia máxima, generaría 18 kg/h de hidrógeno y consumiría una cantidad de 200 l/h de agua [18]. Teniendo en cuenta los casos mencionados, se puede evidenciar la diferencia de producción de GH_2 a partir de la cantidad de potencia suministrada por cada instalación fotovoltaica.

Un trabajo de grado en ingeniería en tecnologías industriales, de la Universidad Politécnica de Madrid, desarrolló el diseño de un sistema híbrido para la producción de hidrógeno, usando un sistema nuclear y otro renovable, además de un conjunto de electrolizadores [25]. El sistema nuclear consistió en un reactor (SMR) el cual maneja bajas potencias, además se escogió un parque eólico, que genera una potencia de 100 MW como fuente de energía renovable. Para los electrolizadores se seleccionó un proceso de electrólisis alcalina, ya que es la más económica [25]. A diferencia de los trabajos anteriores, éste considera el uso de un reactor nuclear y de esta forma implementar un sistema híbrido para producir GH_2 , seleccionando un reactor Coreano SMART, el cual genera una potencia de 100 MW. Los generadores del parque eólico estarán conectados al subsistema de electrólisis y el reactor modular estará conectado tanto a la red como a la planta de electrólisis, variando la electricidad que entrega cada uno en función de la generación eólica [25].

En Latinoamérica se evidencia un aumento en la implementación de plantas de producción de energía renovable, lo cual lleva a potenciar el vector energético del GH_2 , como es el caso de Chile, un país que cuenta con alta producción de energía a partir de fuentes eólicas y solares. Estudiantes de ingeniería mecánica de la Universidad de Chile desarrollaron una investigación sobre la producción y almacenamiento de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile. En esta investigación dimensionan una planta fotovoltaica en el norte del país, la cual va a abastecer a una planta PEM de electrólisis de agua y en donde afirman que el uso de hidrógeno como combustible requiere inevitablemente una mayor densidad energética. Esto se logra aumentando la presión del gas (compresión) o disminuyendo su temperatura (licuefacción). Como resultado, los ciclos termodinámicos de licuefacción y compresión se definen utilizando el software EES para realizar balances de energía y materia. Con base a estos resultados, diseñaremos conceptualmente un tanque de almacenamiento de hidrógeno y finalmente desarrollaremos una ingeniería básica y un análisis económico comparativo entre las dos opciones. El hidrógeno puede convertirse en una opción económicamente viable solo si su costo es comparable al de los combustibles convencionales [26].

En Argentina se presenta un caso de investigación similar a los mencionados, contemplando además de la producción y almacenamiento del GH_2 , el uso de este combustible en buses urbanos teniendo en cuenta un análisis económico y de viabilidad en la ciudad de Buenos Aires. Una vez definen la producción de GH_2 a partir de electrólisis de agua, definen el funcionamiento de un bus por hidrógeno como combustible y aseguran que los buses de combustible a base de hidrógeno, conocidos internacionalmente con las siglas FCB (Fuel Cell Bus) como buses de celdas de combustible, son propulsados por motores eléctricos alimentados por baterías a base de hidrógeno. Estas baterías generan la

energía que necesita el mencionado motor a partir de una reacción química entre el hidrógeno almacenado en el bus y el oxígeno del aire ambiente a través de una membrana de intercambio de protones en un proceso que invierte la electrólisis del agua [27]. En este caso se define un uso puntual en el transporte y su modelo de funcionamiento usando metodologías de producción similares a las mencionadas anteriormente.

En Colombia se pueden encontrar diferentes investigaciones y propuestas, tanto de estudiantes, profesionales y gobierno. Se desarrolló el análisis del potencial del uso del hidrógeno verde para reducir emisiones de carbono en Colombia, contemplando su impacto en cuatro sectores: red de gas natural, transporte tratamiento de crudo en refinerías y generación de electricidad para zonas no interconectadas [28]. Usando un sistema de electrólisis alcalina y PEM, con potencias similares de 10 MW, se estimó una reducción de emisiones en cada sector, “apalancadas con el uso de H₂”, entre 3000 y 37 000 toneladas de CO₂ [28].

Empresas productoras de hidrógeno:

A nivel mundial se han visto desarrollos e implementaciones de plantas de producción de hidrógeno verde. Un caso importante para evaluar es la planta de GH₂ de Iberdrola, empresa líder en el sector energético con sede principal en España [29].

La empresa cuenta con la planta más grande de GH₂ en Europa, ubicada en Ciudad Real, la cual está integrada a una planta solar fotovoltaica de 100 MW, un sistema de baterías de ion-litio, y una capacidad de almacenamiento de 20 MW/h [29]. Este proyecto cuenta con una inversión de 150 millones de euros y de acuerdo con las estimaciones de la empresa, evitará emisiones de 48 000 toneladas de CO₂ al año [29].

Según el informe de la consultora británica Rethink Energy; “este nuevo vector energético será competitivo en 2024, con costes tres veces menores a los actuales en 2035” [29]. De acuerdo con este informe, en 2020 el costo de GH₂ era de 3,7 dólares/kg, en 2035 será de alrededor de 1 dólar/kg y para 2050 de 0,75 dólares/kg, lo cual espera multiplicar por diez la demanda mundial [29]. Además de la producción y almacenamiento de GH₂, Iberdrola ha desarrollado e implementado “hidrogeneras”, las cuales funcionan como estación de abastecimiento de este combustible y afirman; “el objetivo es que España cuente con una red superior a 100 hidrogeneras para 2030” [29].

Finalmente, se establece el modelo de planta de producción “on-site” (Fig.19) y de hidrogeneras (Fig.20):

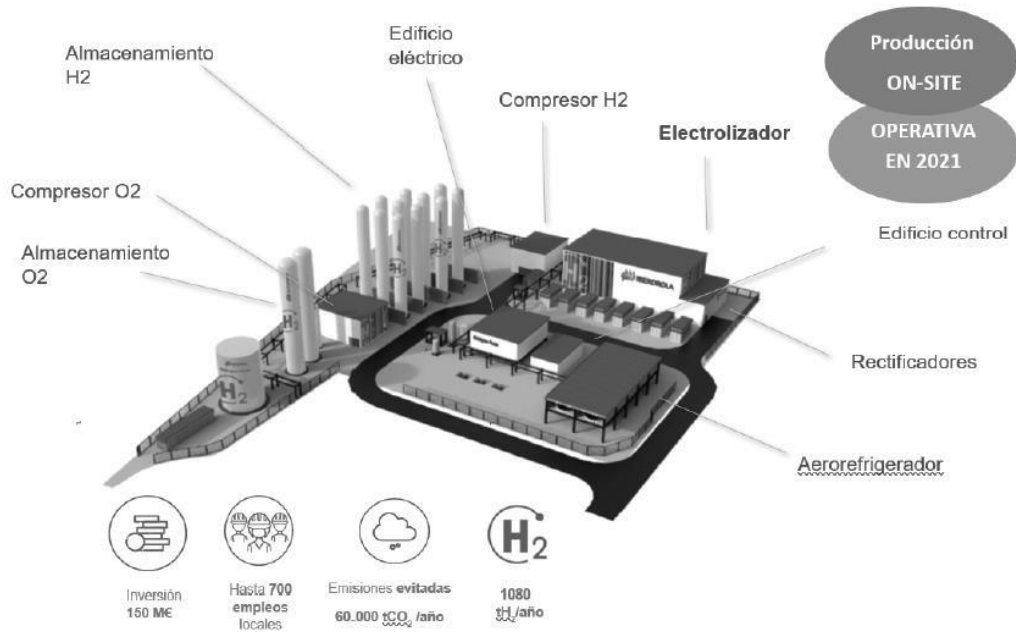


Figura 19. Ilustración de planta de producción on-site de GH₂ [30]



Figura 20. Hidrogenera de Iberdrola [29].

Linde, empresa multinacional líder en producción de gas y electricidad con sede principal en Irlanda, cuenta con 80 plantas de electrolisis de agua alrededor del mundo y más de 190 estaciones de servicio de hidrógeno. La empresa comenzó la instalación, en el 2022, de un electrolizador PEM de 35 MW ubicado en las Cataratas del Niágara, el cual se convirtió en el electrolizador más grande instalado por Linde a nivel mundial y podrá duplicar la producción de GH₂ en los Estados Unidos. La planta usará la energía hidroeléctrica de la zona y se espera que entre en funcionamiento en 2025 [31]. Además de la gran cantidad de plantas electrolizadoras, Linde ha apostado por implementar el uso del hidrógeno en el transporte, de tal forma que a inicios de 2022 entró en operación la

primera estación de H₂ para trenes de pasajeros en Alemania. El uso del GH₂ como combustible alternativo ha permitido a cada tren en Alemania recorrer 1000 km sin emisiones, con un solo repostaje [32].

Otra empresa que ha logrado implementar sistemas de producción de GH₂ es Air Liquide, multinacional con sede en París. La empresa ha invertido 8000 millones de euros en toda la cadena de valor del H₂ bajo en carbono con miras a 2035 a nivel global y esperan llegar a tener una capacidad de 3 GW a partir de la electrolisis para 2030 a nivel mundial [33]. Air Liquide puso en marcha, en 2020, el mayor electrolizador PEM de Canadá, ubicado en Bécancour, con una capacidad de 20 MW, el cual permite producir a escala industrial 8,2 toneladas al día de H₂, volumen equivalente al suministro de 2000 carros al día [33]. La empresa afirma que, en comparación con los procesos convencionales de producción de hidrógeno, esta nueva unidad de producción evita la emisión de unas 27000 toneladas de CO₂ al año. Esto corresponde a las emisiones anuales de 10 000 coches. La elección de Bécancour se relaciona con dos características de la instalación. El acceso de Hydro-Québec a abundantes energías renovables por un lado y la proximidad al mercado de movilidad de hidrógeno en el noroeste del continente por el otro [33].

Después de evaluar las diferentes ofertas de cada empresa que ha implementado un proceso de producción de hidrógeno verde a partir de fuentes renovables, se puede contemplar las diferencias entre cada fuente: eólica, solar o hídrica; además de un factor muy importante, el cual es la localización geográfica de la planta, lo que influye directamente en la selección de cada forma de obtención de la electricidad para los electrolizadores.

7 Objetivo 2: Selección de método de producción de hidrógeno

Antes de definir los criterios, se toma en cuenta las restricciones para el diseño y modelación de una planta piloto de producción de 20 kg de hidrógeno al día, como el presupuesto, el cual en este caso no se tendrá en cuenta un límite presupuestario de acuerdo con el objetivo general del presente trabajo de grado.

Una vez se realiza el análisis de la bibliografía e información relacionada a los diferentes procesos de producción de hidrógeno, se establecen los siguientes criterios para tener en cuenta en la selección de la tecnología más adecuada:

- Eficiencia energética: el rendimiento energético de cada método.
- Almacenamiento: la forma de almacenamiento y su capacidad.
- Impacto ambiental: generación de emisiones de gases de efecto invernadero o no.
- Disponibilidad de recursos: Cantidad de recursos (agua, algas, gas natural) para la producción de hidrógeno.
- Escalabilidad: la capacidad de producir a gran escala, teniendo en cuenta localización geográfica y objetivos internacionales de reducción de emisiones contaminantes.

Teniendo en cuenta estos criterios, se dará una ponderación de 1 a 10 (donde 1 es menos y 10 es más) en cada uno, con el fin de darle un peso relativo para establecer la mejor opción de producción de hidrógeno en el Valle del Cauca, con el objetivo central de 20 kg al día. En Tabla 3, se establecen las diferentes características de las formas de obtención de hidrógeno:

	Color de hidrógeno			
	Verde	Microorganismos	Turquesa	Azul
Obtención	Energía renovable	Micro algas	Energía renovable	Combustible fósil
Materia prima	Agua	Agua	Biometano	Metano o carbón
Método de producción	Electrólisis	Reformado con vapor	Pirolisis	Reformado con vapor (captura de CO ₂)
Capacidad de producción	0,1 - 2 toneladas al día	Escala de laboratorio	Escala de laboratorio	100 - 600 toneladas al día
GEI	Sin emisiones	Sin emisiones	Sin emisiones (carbono negro presente)	Reducción de 80 % de emisiones en comparación con el gris
Eficiencia energética	75%	Aún está en desarrollo	50%	70%

Tabla 3. Características de los colores del hidrógeno (métodos de producción)

Clasificación de hidrógeno	Fortalezas	Oportunidades	Debilidades	Amenazas
Hidrógeno Verde	Uso de energías renovables Eficiencia energética Bajo consumo de agua Cero emisiones de GEI	Implementación en transporte particular y masivo Costos competitivos a mediano plazo Capacidad de sustituir a los combustibles fósiles	Implementación costosa Suministro eléctrico constante Precios elevados actualmente Métodos de almacenamiento	Ubicación geográfica Condiciones climáticas Capacidad de suministro eléctrico Precios de electrolizadores
Hidrógeno Turquesa	Fuentes renovables Uso de biometano Sin emisiones de GEI Uso de residuos orgánicos	Pruebas en plantas piloto Producción a escala industrial Desarrollo a mediano plazo	Poco desarrollo tecnológico Producción de carbón en su proceso	Alto costo de producción Precios en comparación con otros procesos de producción de hidrógeno
Biohidrógeno	Proceso solar natural Capacidad de cultivo en áreas no agrícolas Crecimiento 10 veces más rápido que cultivos terrestres	Implementación de plantas con fotobiorreactores Implementación de técnicas de obtención de CO ₂	Producción a escala de laboratorio Capacidad de cultivos (área)	Baja producción en comparación con otros métodos Sensibilidad al oxígeno

Tabla 4. Diagrama FODA con base en la clasificación de hidrógeno

En la Tabla 4 no se presenta la comparativa con el hidrógeno azul debido a que este método produce CO₂ y su fuente son combustibles fósiles, lo cual se aleja del objetivo principal.

Teniendo en cuenta estas características principales, se procede a realizar una matriz de comparación, asignandolos puntajes a cada proceso de acuerdo con cada criterio seleccionado:

Criterio Opción	Eficiencia energética			Escalabilidad			Almacenamiento			Impacto ambiental positivo			Disponibilidad de recursos			Total
	Peso	Total		Peso	Total		Peso	Total		Peso	Total		Peso	Total		
Electrólisis	8	35%	2,8	9	20%	1,8	7	10%	0,7	9	15%	1,35	10	20%	2	8,65
Pirólisis	5	35%	1,75	9	20%	1,8	7	10%	0,7	8	15%	1,2	8	20%	1,6	7,05
Fotólisis	2	35%	0,7	5	20%	1	3	10%	0,3	6	15%	0,9	7	20%	1,4	4,3
Reformado con vapor	7	35%	2,45	10	20%	2	7	10%	0,7	4	15%	0,6	4	20%	0,8	6,55

Tabla 5. Matriz de comparación de los procesos de producción de hidrógeno.

Las calificaciones se asignan de acuerdo con el análisis del marco teórico relacionado a las técnicas de producción de hidrógeno, pues se realiza una evaluación de sus diferentes aspectos positivos y negativos, teniendo en cuenta la hoja de ruta del hidrógeno establecida por el Ministerio de Minas y Energía, donde establecen las proyecciones relacionadas a producción de hidrógeno azul y verde, sin embargo la generación de este elemento por medio de micro organismos (fotólisis), al ser una técnica aún en desarrollo y de capacidad a escala de laboratorio, se aleja de los objetivos de cero emisiones a 2050. Por otro lado, la producción de hidrógeno por medio de pirólisis a pesar de no generar emisiones contaminantes, si representa una baja capacidad, además de requerir gran cantidad de energía para su

producción, por este motivo la calificación de este método es menor a la de hidrógeno verde. Finalmente se descartó el hidrógeno azul debido a que produce emisiones de CO₂ y por lo tanto no es un combustible amigable con el medio ambiente.

Una vez se define la electrólisis como método mas viable para la producción de hidrógeno en el Valle del Cauca, se debe tener en cuenta que este mecanismo cuenta con tres tecnologías diferentes (AWE, PEM y SOE) que se presentaron en el capítulo anterior. De acuerdo con lo anterior, se realiza una tabla que resume el principio de funcionamiento y ventajas de cada tecnología con el fin de realizar una matriz de comparación y selección, en la tabla 6 se presenta el resumen:

Características/aspecto	PEM (Membrana de Intercambio de Protones)	SOE (Electrólisis de Óxido Sólido)	AWE (Electrólisis Alcalina del Agua)
Principio de Funcionamiento	Utiliza una membrana de polímero para conducir protones y separar hidrógeno y oxígeno.	Se basa en celdas electroquímicas de óxido sólido para conducir oxígeno aniónico.	Utiliza una solución alcalina (como hidróxido de potasio) como electrolito.
Ventajas	Arranque y apagado rápido. Alta eficiencia en cargas parciales y es ideal para aplicaciones de baja-media escala y movilidad (transporte)	Puede operar a temperaturas más altas, mejorando la eficiencia. Puede integrarse con sistemas de captura y almacenamiento de CO ₂	Tecnología madura y probada. Menores costos en comparación con PEM. Facilidad de escalamiento con plantas de energía renovable

Tabla 6. Resumen de tecnologías de producción de hidrógeno verde

Por esta razón se procede a realizar una matriz de comparación y selección entre estas tres tecnologías, donde se escoge una calificación de 1 a 5 (donde 1 es menos y 5 es más) evaluando los siguientes criterios en la Tabla 7:

Criterio	PEM	SOE	AWE
Eficiencia	4	3	3
Costos (Capital y Operativos)	3	2	4
Escalabilidad	3	3	4
Tecnología Madura	4	3	5
Aplicaciones Móviles	5	2	3
Disponibilidad de equipos	5	2	4
Integración con Energía Renovable	5	3	5
Total	29	18	28

Tabla 7. Matriz de comparación y selección de tecnologías de hidrógeno verde

De esta forma se escoge como opción tecnológica más adecuada en el contexto nacional y del Valle del Cauca el hidrógeno verde y su método de producción la electrólisis PEM con la puntuación más alta (29). Esto se debe a que el hidrógeno verde tiene mayor escalabilidad a lo largo del tiempo, siendo el foco de muchos inversionistas y empresas que apuestan a un futuro más sostenible y a un posible reemplazo de los combustibles fósiles. Una de las ventajas con las que cuenta Colombia y el Valle del Cauca es su gran disponibilidad de recursos hídricos para la producción de energía hidráulica y que, por su posición geográfica, se cuenta con amplias oportunidades para la producción de energía eólica y solar, la cual es la fuente principal del hidrógeno verde. Se debe tener en cuenta que Colombia cuenta con una ruta nacional del hidrógeno, donde define una proyección en cuanto a objetivos de producción de hidrógeno como un combustible alternativo de acuerdo con lo establecido en el tratado de París.

El problema se enfoca en su máxima eficiencia energética, que pueda competir con los combustibles fósiles y su almacenamiento, pues se deben aplicar procesos como licuefacción para comprimir el hidrógeno y poder transportar mayor cantidad. Una vez se pueda definir esto, se debe desarrollar vehículos capaces de procesar este hidrógeno y convertirlo en potencia, donde su principal ventaja es la cero emisiones de gases de efecto invernadero.

Teniendo una matriz de comparación estableciendo pesos relativos apoyados por un diagrama FODA, podemos avanzar al siguiente objetivo del presente trabajo de grado, teniendo como foco central el hidrógeno verde y sus características, para así seleccionarequipos y evaluar la viabilidad de su instalación en el Valle del Cauca cumpliendo el objetivo general de generación de 20 kg al día como planta piloto.

De acuerdo con la Hoja de Ruta del Hidrógeno de Colombia, se establece una proyección económica según estudios realizados por el Ministerio de Minas y Energía para el 2050, donde se concluye que la región del Pacífico tendrá el mayor precio de hidrógeno en comparación con otras regiones, en la Fig.21 se puede evidenciar este comportamiento:

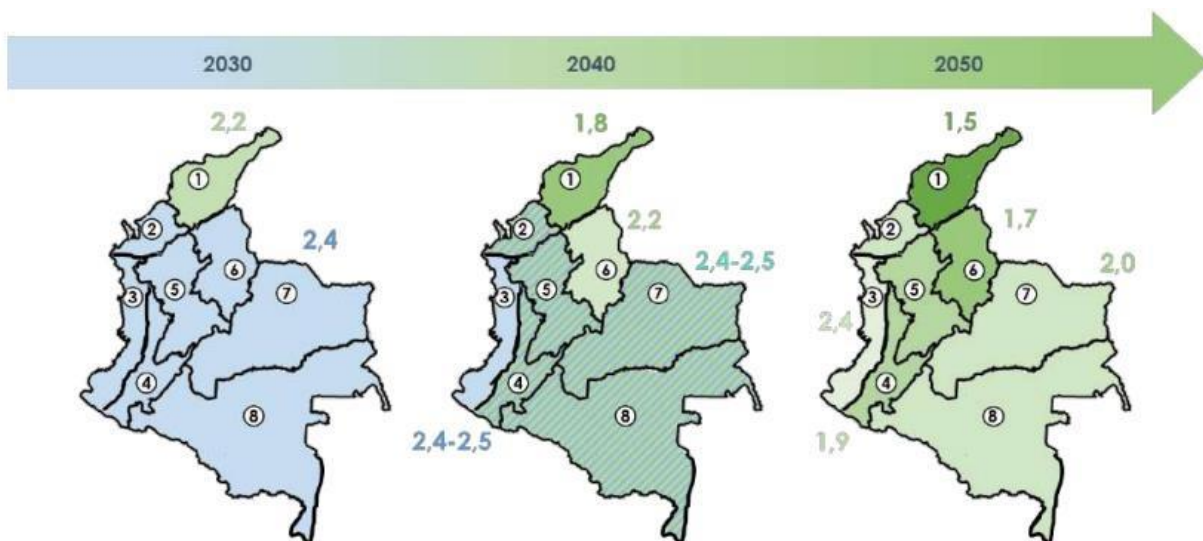


Figura 21. Proyección económica del hidrógeno verde en Colombia (USD/kgGH₂). Tomado de [14]

Además, se establece el tipo de recurso de energía renovable en Colombia, teniendo como opción la energía eólica y solar de acuerdo con cada región, se presenta en la Fig.22:

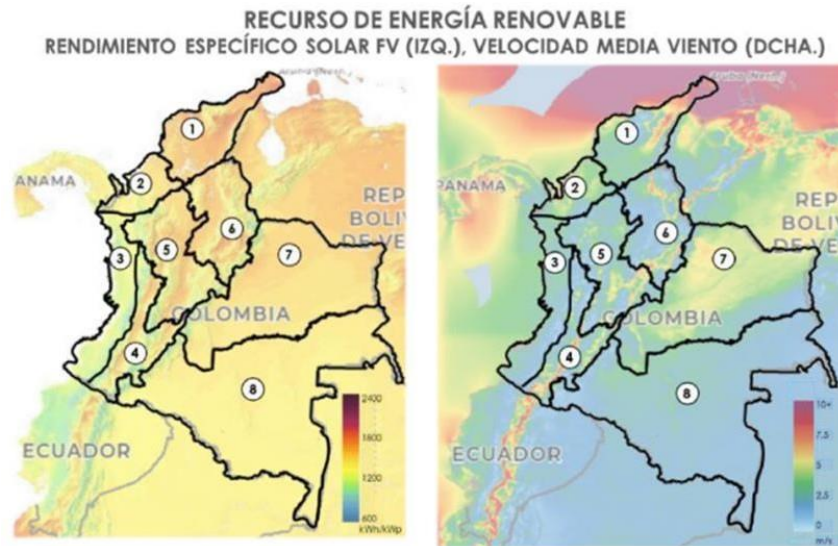


Figura 22. Recurso de energía renovable en Colombia. Tomado de [14]

Por lo tanto, en esto se puede concluir que la opción de energía eólica para la producción de hidrógeno verde por medio de la electrólisis es más viable en términos económicos, por eso la región Caribe al tener mayor velocidad media de viento, proyecta menores precios del hidrógeno en comparación con regiones donde hay menor velocidad media del viento y menor rendimiento específico solar (Pacífico). Esto conlleva al reto de evaluar alternativas o soluciones para generar una producción de hidrógeno en el Valle del Cauca que sea igual de competitiva en términos económicos que en otras regiones. Sin embargo, por la capacidad actual del rendimiento específico solar del Valle del Cauca en comparación con la velocidad media del viento, se establece como fuente de energía renovable para la planta piloto de producción, la energía solar.

8. Objetivo 3 y 4: Selección de equipos y dimensionamiento de planta de producción

Una vez se selecciona el método de electrólisis, se procede a definir los parámetros de entrada (cantidad de energía y agua requerida). Se realizan los diagramas de flujo del proceso de suministro de agua purificada por medio de una unidad de ósmosis inversa y el diagrama de flujo del proceso de electrólisis PEM. En este caso no se tendrá en cuenta intercambiadores de calor y válvulas debido a que la cantidad de hidrógeno por hora producido es baja, por lo tanto, no se requieren de estos sistemas para cumplir con el objetivo diario, sin embargo, a mayor capacidad requerida, aumentando niveles de presión, temperatura y caudal, se debe tener en cuenta la instalación de estos equipos. En este capítulo se presentan los resultados de los cálculos teóricos y analíticos del dimensionamiento desde el suministro eléctrico hasta el almacenamiento de 20 kg de hidrógeno al día, esto con el fin de seleccionar los equipos disponibles comercialmente para su evaluación en la plataforma Hyjack Tech, donde se comparan resultados.

En Fig.23 se presenta el diagrama de flujo para la unidad de ósmosis inversa, considerando que no se requiere gran cantidad de agua diaria para la producción de 20 kg de hidrógeno, no se requiere una bomba entre el tanque de agua 1 y los filtros, sin embargo, si se requiere de una bomba de alta presión una vez el agua sale del filtro de arena de precisión a la unidad de ósmosis inversa.

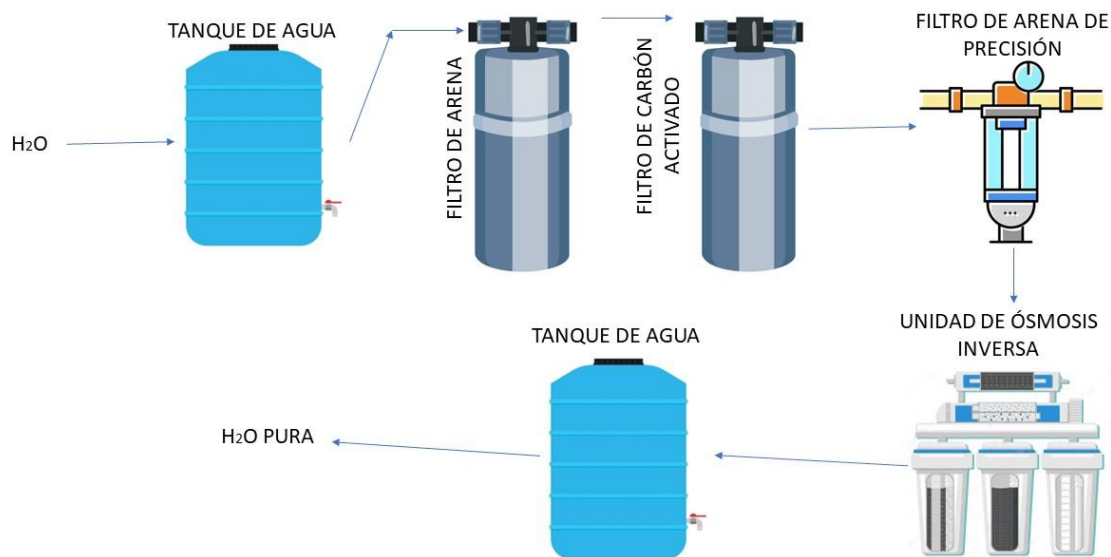


Figura 23. Diagrama de flujo de unidad de ósmosis inversa

En Fig.24 se presenta el diagrama de flujo del proceso de electrólisis PEM:

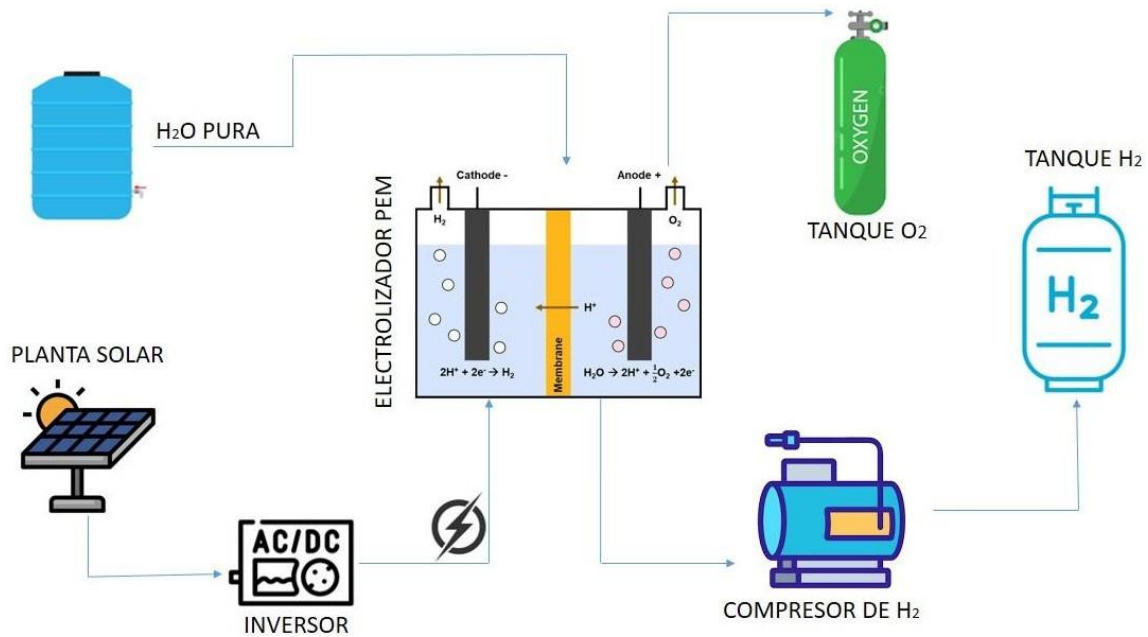


Figura 24. Diagrama de flujo de electrólisis PEM

Mediante este diagrama de flujo del proceso de electrólisis del agua usando energía de una planta solar, se puede establecer la modelación de la planta piloto de producción de 20 kg de hidrógeno al día. Se tiene en cuenta que, debido a la cantidad diaria de producción de hidrógeno, no se requieren algunos equipos como en centrales de electrólisis de mayor capacidad (bombas de alta presión)

8.1 Dimensionamiento de suministro eléctrico

Para la producción de hidrógeno verde, con fuente de energía renovable de paneles solares fotovoltaicos, se requiere de acuerdo con una investigación de la empresa AES Colombia, 57 kWh para producir aproximadamente 1 Kg hidrógeno y 12 litros de agua, la cual puede ser dulce o salada donde la eficiencia energética del hidrógeno verde dependerá de la pureza del agua [34].

De acuerdo con el IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales) se calcula que, durante todo el año, en la región del Valle del Cauca, se obtiene irradiación solar promedio entre 4,5 y 5,5 kWh/m² al día y en Cali se obtiene un promedio de 4,75 kWh/m² por día, donde si se quisiera instalar una planta solar de 1kW, esta puede estar captando 4,75 horas al día [35]. De acuerdo con estos datos, se establece un promedio de radiación solar de 5 kWh/m² al día para la producción de 20 Kg de hidrógeno verde en el Valle del Cauca. En Fig.25 se presenta 4 meses de medición, en donde el comportamiento es similar durante todo el año.

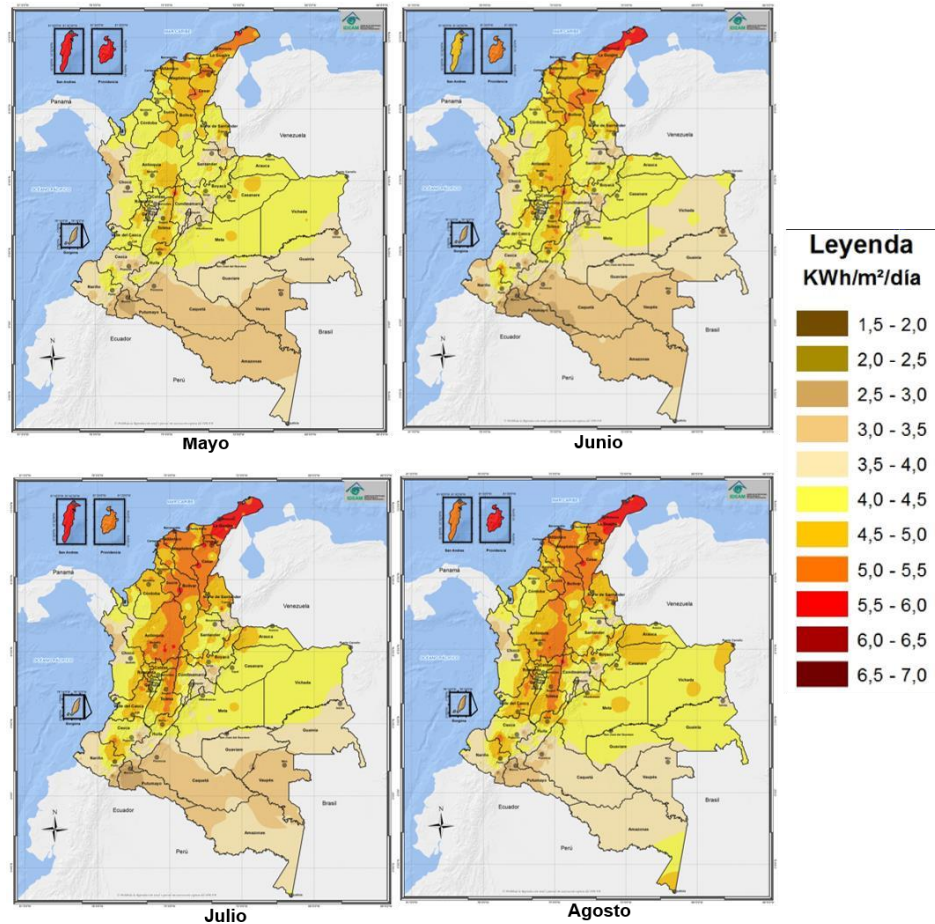


Figura 25. Leyenda de irradiación solar en Colombia. Tomado de [35]

8.2 Dimensionamiento de módulo fotovoltaico

La elección del panel solar adecuado depende de las circunstancias particulares en cada caso. En esta situación, se ha decidido usar paneles monocristalinos, que logran un incremento del 20% en la generación de energía en días soleados con una temperatura de 25°. Sin embargo, su rendimiento se reduce significativamente si la temperatura excede este límite. Por otro lado, están los paneles policristalinos, los cuales son menos eficientes, pero más asequibles económicamente. Estos podrían ser una opción atractiva si se dispone de un gran espacio para instalar paneles [36].

Los paneles elegidos son monocristalinos de 550W a 24V para condición estándar, en Tabla 8 se presentan las características técnicas del panel solar seleccionado:

Potencia	550W
Tipo de célula	Monocrystalino PERC
Rigidez del panel	Rígido
Dimensiones del panel	2279 x 1134 x 35mm (1.5mm Cell Gap)
Tensión Máxima potencia	40.98 V
Corriente en cortocircuito	14.01 A
Eficiencia del módulo	21.28 %
Amperios Máximos de salida IMP	13.42 A
Tensión en circuito abierto	49.68 V
Voltaje de trabajo	24V
Peso del panel	29 kg
Marco del panel	Aluminio anodizado
Garantía del panel	10 años

Tabla 8. Características técnicas de panel solar [37]

Con el fin de maximizar la captación de la radiación solar seleccionada, se planea implementar un seguidor en los paneles en lugar de mantenerlos en una posición estática. Se ha seleccionado el tipo de seguidor de eje único (single axis). Este dispositivo permite ajustar la inclinación de los paneles solares en el plano horizontal para alinearlos de forma óptima y maximizar la captación de radiación solar disponible de manera eficiente [36]. Se estima que el uso del seguidor de eje único aumenta la eficiencia en un 25% - 35% en comparación con los paneles solares que no cuentan con este dispositivo [36].

En cuanto a los inversores, estos dispositivos son necesarios para limitar el número de paneles solares conectados en serie y paralelo. La inclusión de un inversor es crucial, ya que los electrolizadores no están diseñados para operar con corriente continua, sino con corriente alterna. Dado que la planta fotovoltaica genera electricidad en formato de corriente continua, el inversor desempeña un papel esencial al convertir esta corriente en alterna, permitiendo así la compatibilidad con los electrolizadores [36].

Para la producción de 20 kg de hidrógeno, por medio de paneles solares de 550W (con pérdidas del 20%), una radiación solar pico de 6 horas diarias aproximadamente, en donde la planta trabajará 8 horas diaria, se calcula lo siguiente:

$$\text{Energía requerida} = 20 \text{ kg} * \frac{57 \text{ kWh}}{\text{kg}} = 1140 \text{ kWh} \text{ [34] (Ecuación 1)}$$

$$\text{Potencia diaria necesaria} = 1140 \frac{\text{kWh}}{\frac{\text{horas}}{\text{dia}}} = 142.5 \text{ kW} \text{ (Ecuación 2)}$$

$$\text{Potencia diaria ajustada} = 142.5 \frac{\text{kW}}{0.55 * (1 - 0.20)} = 323.86 \text{ kW} \text{ (Ecuación 3)}$$

$$\text{Cantidad de paneles solares} = \frac{323.86 \text{ kW}}{0.55 \text{ kW}} = 589.74 \text{ paneles solares} \text{ (Ecuación 4)}$$

De acuerdo con estos cálculos (ecuación 4), se requieren de 590 paneles solares de 550W para producir 20 kg de hidrógeno verde durante un día (8 horas de producción) asumiendo pérdidas del 20% (potencia diaria ajustada – ecuación 3) entre paneles y radiación solar. De acuerdo con la ficha técnica de cada panel solar, el área es de 2.6 m², por lo tanto, para los 590 paneles solares se requiere de un área de 1534 m². Una vez se cumple con el suministro eléctrico, este se conectará directamente al electrolizador PEM. En

términos de costos, cada panel solar de 550W tiene un costo aproximado de \$1.152.000 COP, por lo tanto, la inversión en paneles solares será de \$679.680.000 COP sin contar gastos de instalación y mantenimiento e inversores. En la sección 8.6 se presenta la simulación del suministro eléctrico en la plataforma Hyjack.

8.3 Dimensionamiento de suministro hídrico

Para el suministro de agua al electrolizador, se requieren aproximadamente de 240 litros de agua al día (8 horas) para producir 20 kg de hidrógeno verde. Pero para este suministro se debe implementar un proceso de purificación para aumentar la eficiencia energética del hidrógeno. Este proceso se conoce como ósmosis inversa:

1. Pretratamiento: Se usarán filtros de sedimentos para eliminar partículas grandes antes de entrar a la unidad de ósmosis inversa
2. Membrana de ósmosis inversa: El agua se presuriza y pasa a través de una membrana semipermeable, en este punto comienza a desionizar el agua.
3. Desagüe de concentrado: La parte del agua que no pasa a través de la membrana (concentrado) se descarga como desecho para evitar que los contaminantes se acumulen.
4. Almacenamiento: ya que se requiere a diario 240 litros de agua, proveniente del río Cauca, no se necesita un tanque de almacenamiento de gran tamaño, el costo de este tanque es de aproximadamente \$200.000 COP
5. Suministro a electrolizador: Una vez el agua pura es tratada y almacenada, esta se llevará al electrolizador PEM en donde se realizará el proceso de producción de hidrógeno verde
6. Bomba de agua: En una unidad de ósmosis inversa es común usar bombas centrífugas, sin embargo, se debe tener en cuenta que el caudal medio del río Cauca es de 1500 m³/s por lo que no se requiere en teoría una bomba para suministrar 240 litros de agua, esto dependerá del tipo de instalación y distancia de la planta de producción al punto de suministro de agua, esto debido al caudal del río y la poca cantidad de agua que se requiere, por lo que en nuestro caso, al requerir una baja cantidad de agua, y teniendo un alto caudal de agua en el río Cauca, no requerimos bomba, sin embargo, para una producción a gran escala si se requiere [38].
7. Costos: Una unidad de ósmosis inversa para 240 litros de agua, con filtros de sedimentos costará aproximadamente \$3.657.000 COP, en Tabla 9 se presenta la ficha técnica de la unidad de ósmosis inversa de agua:

Marca de equipo	LanYuXuan
Peso	750 kg
Medidas	1750 x 660 x 1600
Potencia	1.3kW
Capacidad	0.2-40 Ton/h
Máxima capacidad	500 L/h

Tabla 9. Ficha técnica unidad de ósmosis inversa [39].

Se selecciona este equipo que dará mayor capacidad (sobredimensionado) debido a que, al ser un proyecto escalable, a mayor cantidad de hidrógeno producido, mayor cantidad de agua se va a requerir, además, no se encontró información o referencias comerciales de una unidad de ósmosis inversa de menor capacidad. En la sección 8.6 se presentan los resultados de la simulación de este equipo en la plataforma Hyjack.

8.4 Dimensionamiento de electrolizador

La dimensión del electrolizador puede ser determinada generalmente teniendo en cuenta el tamaño de la planta fotovoltaica. Es común elegir un electrolizador cuya capacidad de producción sea la mitad de la planta fotovoltaica. Aunque este enfoque puede ofrecer una estimación cercana, se sugiere llevar a cabo un análisis de los costos marginales en relación con el tamaño del electrolizador. En nuestro caso particular, hemos mantenido el tamaño de la instalación fotovoltaica constante.

De acuerdo con el objetivo de generar 20 kg de hidrógeno al día, que en nuestra planta piloto funcionará 8 horas de las cuales aproximadamente 6 horas son picos de irradiación solar, se selecciona un electrolizador PEM de baja capacidad que tiene un costo aproximado de \$5.600.000 COP, en Tabla 10 se presenta la ficha técnica del equipo:

Nombre	Electrolizador PEM MAOAN
Marca	Jinan Mao An Instrument Co Ltd
Peso	14 kg
Componente interno	Célula electrolizadora
Capacidad de producción	0-600 l/min
Presión de salida de H ₂	0-10 bar
Voltaje	220/110V
Pureza de H ₂	99.9%
Tiempo de funcionamiento	10 años

Tabla 10. Ficha técnica de electrolizador PEM [40].

Mediante la siguiente ecuación se calcula la capacidad de producción en kg/min de hidrógeno teniendo en cuenta la capacidad máxima del electrolizador (600l/min):

$$Capacidad\ máxima = 600 \frac{l}{min} * \frac{(9 * 10^{-5})kg}{l} = 0.054kg/min \text{ (Ecuación 5)}$$

El factor de carga específica indica el porcentaje del electrolizador que se está utilizando. Dado que la capacidad instalada de la planta fotovoltaica es constante, se espera que un mayor electrolizador resulte en un factor de carga más bajo. Esto ocurre debido a que, incluso si se aumenta el tamaño del electrolizador, la energía proporcionada por la fotovoltaica seguirá siendo la misma, lo que significa que gran parte del potencial del electrolizador se desperdicia si se elige uno de gran tamaño.

Partiendo de la ficha técnica del electrolizador PEM seleccionado, la capacidad máxima de generación de hidrógeno es de:

$$Capacidad\ diaria\ de\ producción = (8\ horas * 60) * 0.054 \frac{kg}{min} = 25.92 \frac{kg}{día} \text{ (Ecuación 6)}$$

Por lo tanto, a máxima capacidad, asumiendo que se entrega la capacidad energética correcta, el electrolizador sería capaz de producir 25.92 kg de hidrógeno durante las 8 horas de producción en la planta

piloto, lo cual a largo plazo podría beneficiar la instalación en cuanto a capacidad del equipo. Teniendo en cuenta este cálculo, que el 100% de capacidad representan 25.92 kg de H₂, el electrolizador tendría que trabajar a capacidad de 77.1% aproximadamente para producir 20 kg de H₂. Por lo tanto, se puede afirmar que la selección de este equipo es correcta y cumple con los parámetros necesarios.

En términos de costos, la inversión por el electrolizador podría ser viable, pues a largo plazo se podría aumentar la capacidad de la fuente eléctrica sea instalando mayor cantidad de paneles solares e incluyendo suministro eólico, pero al ser este un trabajo de diseño de planta piloto se mantendrá una baja capacidad. Se debe tener en cuenta que los electrolizadores de alta capacidad instalados en la actualidad tienen suministro eléctrico en la escala de megavatio, por lo cual el rango de producción es mayor.

8.5 Dimensionamiento de sistema de almacenamiento de H₂

Se realizará un estudio de viabilidad para almacenar el excedente de hidrógeno producido por el electrolizador. El propósito de este análisis es garantizar un suministro de hidrógeno cuando el electrolizador no esté en funcionamiento debido a las fluctuaciones en la producción fotovoltaica. Empezamos por examinar la compresibilidad y temperaturas de cambio de fase del hidrógeno a una presión de almacenamiento específica.

El diagrama de fases del hidrógeno muestra que, a presión atmosférica, el hidrógeno se encuentra en forma líquida a temperaturas por debajo de 20 K (-253 °C) y en forma sólida a temperaturas inferiores a 14 K (-259 °C). El hidrógeno tiene el segundo punto de ebullición y el segundo punto de fusión más bajos de todas las sustancias, siendo solo superado por el helio [41]. En la Fig.26 se presenta el diagrama de fase del hidrógeno:

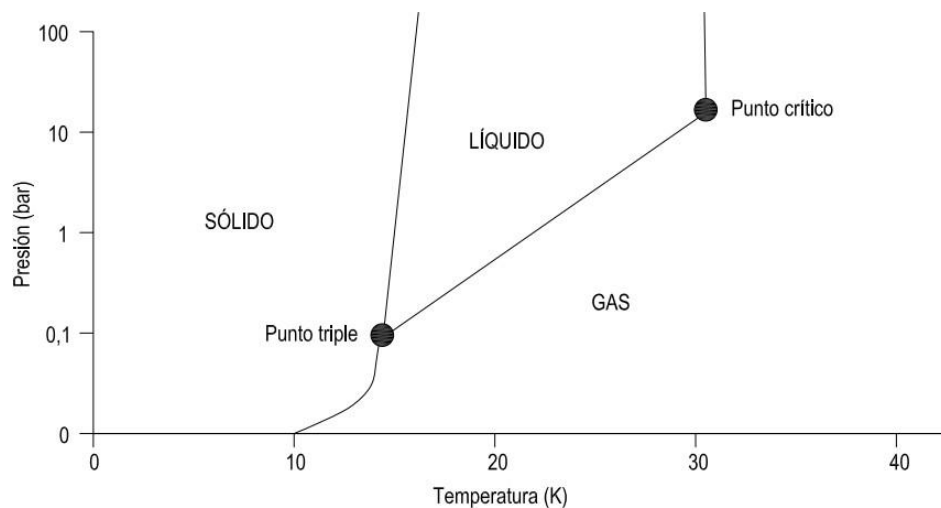


Figura 26. Diagrama de fase del hidrógeno [41]

Debido a la temperatura de ebullición extremadamente baja del hidrógeno, el proceso para obtener hidrógeno líquido es muy complicado y requiere mucha energía. Asimismo, una vez que el hidrógeno se encuentra en estado líquido, es altamente volátil y se evapora con rapidez, por lo que es necesario que los recipientes de almacenamiento estén completamente aislados para prevenir fugas. Por lo tanto, es preferible almacenar el hidrógeno en estado gaseoso y por lo tanto se debe analizar el factor de compresibilidad.

Se puede establecer el factor de compresibilidad del hidrógeno en función de la temperatura y presión, por lo tanto, se decide trabajar con una temperatura estándar de 25°C (298.15 K), la presión se escogerá en función del factor de compresibilidad de acuerdo con la cantidad de hidrógeno a almacenar. El tipo de tanque de almacenamiento es tipo 2, pues la cantidad de hidrógeno a almacenar en la planta piloto es pequeña (estacionario) y no se requiere de gran capacidad, estos tipos de tanques pueden trabajar a presiones máximas de 300 bares si es de aluminio y 350 bares de acero. En Fig.27 se presenta los factores de compresibilidad de acuerdo con temperatura y presión:

Presión (bar)	Temperatura (K)						
	250	273.15	298.15	350	400	450	500
1	1.00070	1.00040	1.00060	1.00055	1.00047	1.00041	1.00041
5	1.00337	1.00319	1.00304	1.00270	1.00241	1.00219	1.00196
10	1.00672	1.00643	1.00605	1.00540	1.00484	1.00435	1.00395
50	1.03387	1.03235	1.03037	1.02701	1.02411	1.02159	1.01957
100	1.06879	1.06520	1.06127	1.05369	1.04807	1.04314	1.03921
150	1.10404	1.09795	1.09189	1.08070	1.07200	1.06523	1.05836
200	1.14056	1.13177	1.12320	1.10814	1.09631	1.08625	1.07849
250	1.17789	1.16617	1.15499	1.13543	1.12034	1.10793	1.08764
300	1.21592	1.20101	1.18716	1.16300	1.14456	1.12957	1.11699
350	1.25461	1.23652	1.21936	1.19051	1.16877	1.15112	1.13648
400	1.29379	1.27220	1.25205	1.21842	1.19317	1.17267	1.15588
450	1.33332	1.30820	1.28487	1.24634	1.21739	1.19439	1.17533
500	1.37284	1.34392	1.31784	1.27398	1.24173	1.21583	1.19463
600	1.45188	1.41618	1.38797	1.33010	1.29040	1.25920	1.23373
700	1.53161	1.48880	1.44991	1.38593	1.33914	1.30236	1.27226

Figura 27. Tabla de factor de compresibilidad del hidrógeno [41].

Por lo tanto, se establece un factor de compresibilidad de 250 bares (25 Mpa) a 298.15 K, ($Z=1.15499$), con este dato se selecciona el siguiente tanque (costo \$20.000.000 COP), en la Tabla 11 se presenta la ficha técnica:

Capacidad máxima de H ₂	27.8 kg
Peso	342 kg
Presión de trabajo máxima	25 Mpa
Capacidad de volumen líquido	1.54 m ³
Longitud	5.69 m
Diámetro	0.65 m
Material	Acero
Marca	Hexagon Purus

Tabla 11. Ficha técnica tanque de almacenamiento.

Esta referencia de tanque cumple con lo necesario para el almacenamiento del hidrógeno de la planta piloto debido a que su presión máxima de trabajo son 25 Mpa. Esta ficha técnica es extraída mediante la plataforma de simulación Hyjack, donde se presentan resultados en el subíndice 8.6.

8.6 Dimensionamiento y simulación del compresor de hidrógeno

Se debe instalar un sistema de compresión para aumentar la presión del hidrógeno que sale del electrolizador y se almacena en los tanques antes de ser recibido por el consumidor. Ya que este proyecto se basa en una planta piloto no se tiene en cuenta un consumidor final, pero si como opción a futuro estudios, pues es necesario el sistema de compresión para poder suministrar hidrógeno y a la vez almacenar el excedente. En nuestro caso no se tendrán excedentes diarios, sin embargo, para almacenar en el tanque se debe comprimir el hidrógeno.

Teniendo en cuenta que la presión máxima para almacenar hidrógeno en el tanque son 250 bares, esta será la presión de salida del compresor. Además, se toma como presión de entrada 10 bares que es lo que entrega el electrolizador al compresor. Teniendo en cuenta que la producción diaria (8 horas) de hidrógeno son 20 kg, esto quiere decir que la producción por hora será de 2.5 kg. En la Fig.28 se presenta el consumo de un compresor de pistón, esta simulación se realiza por medio de la plataforma Hyjack la cual nos brinda la opción de dimensionar estos equipos:

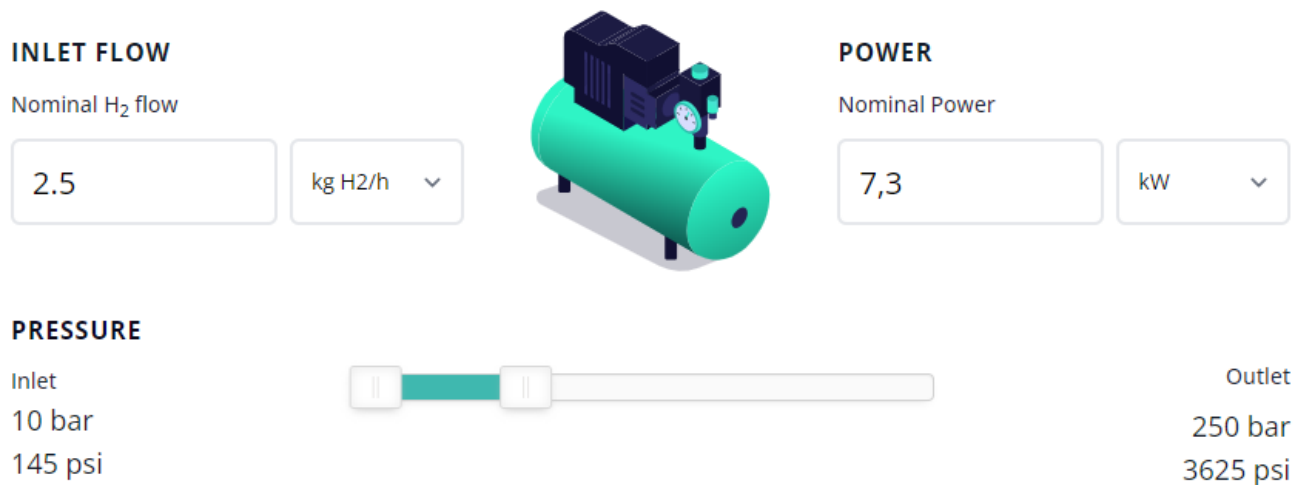


Figura 28. Simulación del compresor de hidrógeno [43]

De acuerdo con esta simulación, se requieren de 7.3 kW de potencia para el funcionamiento del compresor, lo cual se puede considerar el uso de los paneles solares adicionales para suministrar esta energía. En Tabla 12 se presenta la ficha técnica del equipo que cumple con estos requerimientos:

Marca	1KS-50 Compressor Group
Presión mínima de entrada	10 bar
Presión máxima de salida	500 bar
Método de refrigeración	Agua
Potencia máxima	45 Kw
Flujo máximo	333.7 m3/h
Costo	\$52.000.000 COP

Tabla 12. Ficha técnica de compresor de hidrógeno

Se selecciona este equipo de acuerdo con la ficha técnica encontrada en la plataforma Hyjack.

8.7 Simulación en Hyjack de los equipos y datos

Con la ayuda del programa Hyjack de acceso gratuito, se realizó la simulación del proceso de producción de hidrógeno de acuerdo con los datos previamente calculados:



Figura 29. Simulación de planta solar fotovoltaica [43]

De acuerdo con estos datos simulados, indicando únicamente la potencia máxima que sería 323.84 kW (asumiendo previamente pérdidas del 20%) el área que indica el programa es de 1517.77 m², donde en los cálculos teóricos se definió un área de 1534 m²(se presenta simulación en la Fig.29). Se debe tener en cuenta que los datos presentados en la parte inferior de la Fig.30, indican cálculos medios durante una producción de 24 horas, mientras que en nuestra planta piloto solo se considera el funcionamiento durante 8 horas. Se procede a realizar la simulación del electrolizador, teniendo en cuenta que la producción diaria será de 20 kg de hidrógeno, lo que equivale a 2.5 kgH₂/h y se obtiene los siguientes resultados en la plataforma (Fig29)

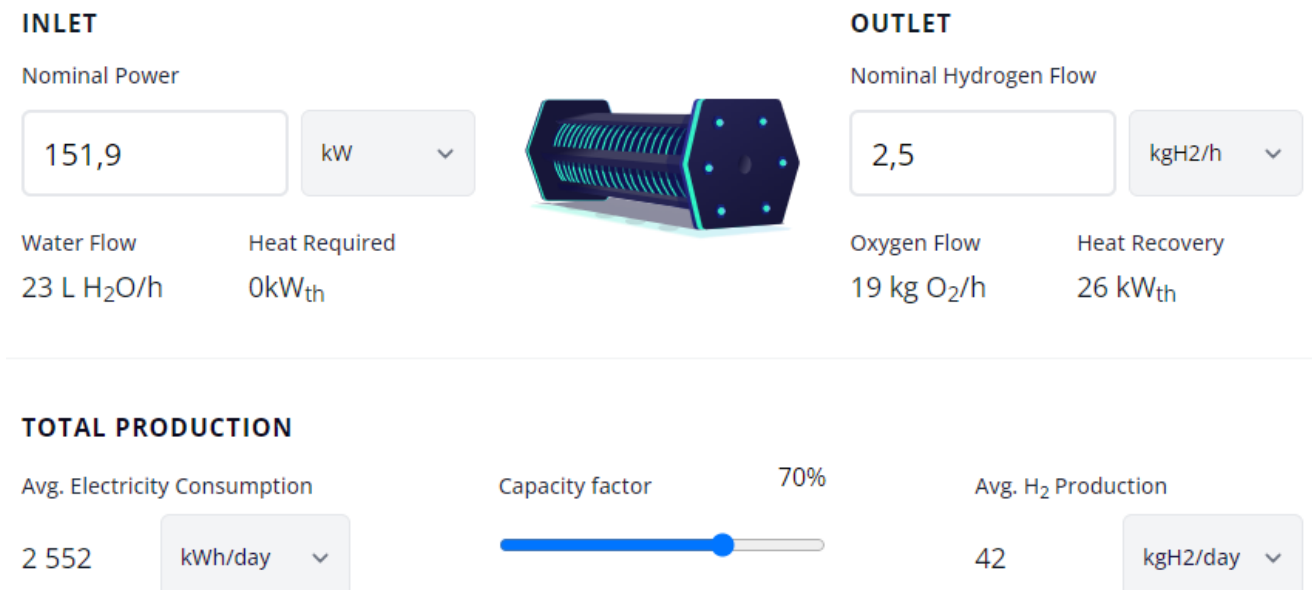


Figura 30. Simulación de electrolizador PEM [43]

Se establece un factor de capacidad del 70% ya que empresas como Iberdrola han asegurado que los electrolizadores PEM alcanzan este factor [19] y se puede evidenciar que, usando este simulador, el consumo de energía será de 2552 kWh/día, pero si nos basamos en los datos teóricos, el consumo se establece multiplicando 323.84 kW por las 8 horas diarias de producción y eso nos da un resultado de 2590.7 kWh.

Por lo tanto, se puede afirmar que el análisis teórico es correcto asumiendo una producción de 2.5 kgH₂/h, además se podrá estimar una producción de 15.32 TH₂/año. Como paso siguiente se evalúa la simulación del compresor (Fig.27) previamente establecida.

Finalmente, en la Fig.31 se realiza la simulación del sistema de almacenamiento de hidrógeno por medio de tanques comprimidos:

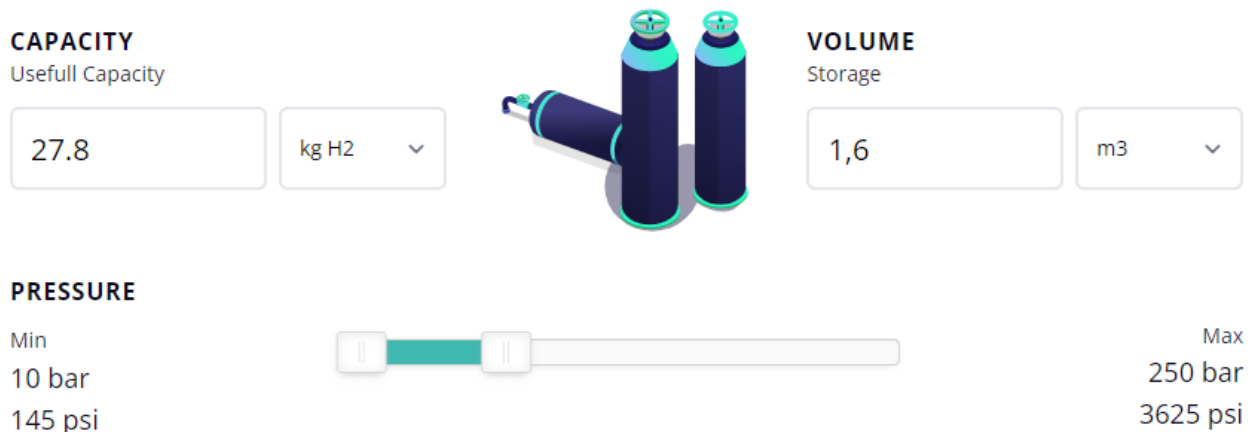


Figura 31. Simulación de tanque de almacenamiento de H₂ [43]

Se establece una capacidad útil (capacidad máxima) de 27.8 kg de hidrógeno lo cual corresponde a los datos de la ficha técnica previamente establecidos y una presión máxima de 250 bares, lo cual nos indica que el tanque tendrá un volumen de almacenamiento de 1.6 m³

Para la simulación de purificación del agua por medio de una unidad de ósmosis inversa, usando como fuente aguadel río Cauca la cual contiene impurezas como sólidos en suspensión y materia orgánica, se obtiene lo siguiente:



Figura 32. Simulación de unidad de ósmosis inversa [43]

De acuerdo con estos resultados se requiere una potencia de 0.11 kW para el funcionamiento de la unidad de purificación, teniendo en cuenta que la planta piloto solo generará 2.5 kgH₂/h y un caudal de 22.3 L/h lo cual cumple con los requerimientos para la planta de producción.

8.8 Metas a 2030

El gobierno de Colombia se ha fijado importantes objetivos para el país al año 2030, en términos de producción y demanda, cuyo logro ayudará a desarrollar la capacidad y experiencia técnica e industrial necesaria para aprovechar la energía del hidrógeno. Estas metas consisten en [14]:

- 1-3 GW de capacidad instalada para electrólisis PEM
- Precio de hidrógeno aproximado de 1.7 USD/kg
- En cuanto a la demanda, se estiman el uso 2000 vehículos ligeros de pila de combustible, 1500 vehículos pesados de pila de combustible 100 hidrogeneras en todo el territorio nacional
- Como beneficios sociales, se estima la creación de 15000 puestos de trabajo y aproximadamente 5500 millones de dólares de inversión en proyectos de producción de hidrógeno verde
- Durante la década 2020-2030 se estima una reducción de 3 Mton CO₂ y en 2030 se evitarán 0.7 Mton CO₂ al año

Teniendo en cuenta lo anterior, para lograr escalar la planta de producción de hidrógeno en el Valle del Cauca se requiere de una mayor inversión e implementación de suministro eléctrico renovable, pues el mayor costo lo representa la instalación de paneles solares, sin embargo, empresas como Celsia se encuentran desarrollando proyectos de instalación de granjas solares en el Valle del Cauca, lo cual representa un beneficio para la producción de hidrógeno verde en la región.

9 Análisis económico

Se establece un análisis de impacto económico de la planta piloto de producción de hidrógeno previamente modelada, los datos de costos como mantenimiento, energía, mano de obra y demás parámetros variables son estimados mediante fuentes primarias.

Se toma como referencia de mano de obra 3 integrantes en la planta piloto para la operación y mantenimiento de los equipos (paneles solares, electrolizador, unidad de ósmosis inversa, compresor de hidrógeno, tanques y demás equipos secundarios como inversores) en un horario de 8 horas diarias de lunes a domingo, por lo tanto, el costo de mano de obra es de alrededor de \$4.500.000 COP/mes.

En cuanto al costo energético de la planta piloto, se debe tener en cuenta que el electrolizador funcionará con energía renovable. En este caso el objetivo es establecer una planta piloto autosostenible, por lo tanto, el suministro eléctrico del compresor, unidad de ósmosis inversa, además se establece un consumo del 7% para equipos periféricos e iluminación.

De acuerdo con una fuente primaria (Orlando Sánchez, ingeniero mecánico especialista en mantenimiento industrial) el mantenimiento de la planta tiene un costo general del 3% anual sobre el valor total de la planta, por lo tanto, en Tabla 13 se presenta un resumen de los costos de los equipos:

Equipo	Costo
Compresor de hidrógeno	\$ 52.000.000
Electrolizador	\$ 5.600.000
Paneles solares	\$ 679.680.000
Tanque de almacenamiento	\$ 20.000.000
Unidad de ósmosis inversa	\$ 3.657.000
Total	\$ 760.937.000

Tabla 13. Costo de los equipos

Teniendo en cuenta esto, el costo anual del mantenimiento de la planta piloto será de \$22.828.110 COP, para un valor mensual de \$1.902.342 COP.

Finalmente se establece el precio del kilogramo de hidrógeno en función de los costos asociados a la empresa, teniendo en cuenta que la producción mensual estimada será de 600 kg, en donde se resumen en la Tabla 14:

Costo asociado	Valor
Mantenimiento	\$ 1.902.342
Mano de obra	\$ 4.500.000
Total	\$ 6.402.342

Tabla 14. Costos asociados mensuales

Una vez contamos con estos datos de costos asociados y capacidad mensual de la planta piloto se podrá estimar el costo del hidrógeno relacionando estos factores, donde se establece lo siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Costo de hidrógeno} &= \frac{\text{Costos asociados mensual}}{\text{Capacidad de producción mensual}} = \frac{\$6.402.342}{600\text{kg}} \\ &= 10.670 \frac{\$COP}{\text{kgH}_2} \text{ (Ecuación 7)} \end{aligned}$$

Se debe tener en cuenta que estos valores son con base a costos suministrados por fuentes primarias y puede variar en cuanto a la cantidad mínima necesaria de mano de obra y precio del kW/h, además al ser una modelación de una planta piloto, la capacidad de producción será un factor importante en el costo del hidrógeno por cada kilogramo.

10 Caso de estudio económico

Para realizar el estudio de un caso en términos de costos y viabilidad económica, se toma como caso de estudio el vehículo Hyundai Nexo, fabricado por la multinacional Hyundai Motor Company, la cual afirma que 1 kg de hidrógeno brinda una autonomía aproximadamente de 100 km y que por vehículo se puede almacenar alrededor de 7 kg de hidrógeno, por lo que la autonomía total sería aproximadamente de 700 km y se recargaría en 5 minutos [44]. La compañía afirma: “Las únicas emisiones de escape del nuevo NEXO son agua. Además, el aire se filtra y purifica mientras conduces, reduciendo la contaminación producida por partículas” [44] lo cual presenta una alternativa ecológica en cuanto a la movilidad y un potencial reemplazo a largo plazo de los combustibles fósiles. El proceso para darle potencia a un vehículo de pila de combustible consta de 4 pasos de acuerdo con Hyundai [44]:

- 1) El hidrógeno almacenado en tanques pasa a la pila de combustible de hidrógeno
- 2) Se proporciona aire a la pila de combustible (previamente purificado)
- 3) La reacción del aire y el hidrógeno genera electricidad y agua
- 4) La electricidad generada pasa al motor eléctrico y el agua se expulsa en forma de vapor

Para poder realizar una estimación en los precios del hidrógeno y el costo para el 2030, se toma en cuenta que 1 kg de hidrógeno cuesta aproximadamente 1 euro, sin embargo, la Agencia Internacional de Energía afirma que usando un electrolizador el precio asciende a 3.5 euros por el precio de la electricidad, no obstante, al usar fuentes de energía renovable, el precio se establecería en 1 euro, aunque se debe tener en cuenta los costos nivelados LCOH [45].

En Colombia se estima un costo LCOH de 2.4 USD/kg en la mayor parte del territorio nacional para 2030 de acuerdo con la hoja de ruta del hidrógeno como se puede ver en la Figura 20 [14]. No obstante, de acuerdo con Karen Peralta Ballén, directora de la Cámara de Hidrógeno de la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (Andi) y la Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgas), afirma: “Colombia tiene el potencial de ser uno de los países más competitivos en la producción de hidrógeno” y se tiene una estimación de 1 USD/kg de hidrógeno verde para los próximos años, ya que en la actualidad el precio es alrededor de 5 dólares [46].

Tomando estos datos se podría estimar que, para un vehículo como el Hyundai Nexo, recorrer 100 km tendrá un costo de 5 dólares (\$20.400 COP aproximadamente) en donde ya dependerá de demás factores económicos externos y valores del dólar en Colombia. Por lo tanto, se realiza la comparación de los costos de combustible (gasolina corriente) para un SUV en la actualidad, donde se establece un promedio de 47.7 km/galón de acuerdo con fuentes primarias y el galón de gasolina corriente tendrá un precio estabilizado de \$16.000 COP según el Ministerio de Hacienda [47]. Usando estos datos se puede establecer que para que una SUV a gasolina corriente recorra 100 km, tendrá un costo de \$33.500 COP en combustible, \$13.000 COP más que un vehículo de pila de combustible de hidrógeno.

Estos datos son estimaciones con precios actuales, debido a que el precio tanto del combustible como del hidrógeno es variable en diferentes zonas del país, pero se puede tener una buena estimación y establecer ventajas del uso de hidrógeno en el transporte en comparación con el uso de combustibles fósiles.

11 Conclusiones

Se concluye que, ya que existen diversas formas de producir hidrógeno, se realizó un análisis de información existente y a través de una matriz de comparación y selección, donde se usó además un diagrama FODA para definir las ventajas y desventajas de cada método de producción. Se estimaron unos pesos relativos donde el método de producción por electrólisis obtuvo un puntaje de 8.65 sobre 10, siendo el método con mayor puntaje entre los cuales se analizaron factores como eficiencia energética, método de almacenamiento, capacidad de producción, entre otras. Este objetivo es de gran importancia pues nos brindó el mecanismo más adecuado de producción de hidrógeno en el Valle del Cauca, y así poder establecer los equipos necesarios para una producción de 20 kg al día. Finalmente se estableció el uso de un electrolizador PEM ya que es la tecnología más desarrollada en comparación con otros mecanismos.

El objetivo 3 se logró completar en su totalidad debido a que una vez se seleccionó el método de producción de hidrógeno por electrólisis PEM, se procedió a realizar una búsqueda de diferentes equipos disponibles comercialmente, como los paneles solares, el electrolizador, el compresor de hidrógeno, los tanques de almacenamiento y la unidad de ósmosis inversa para la purificación del agua, además se realizó en paralelo con el objetivo 4, debido a la necesidad de definir los parámetros de entrada para poder seleccionar cada referencia de equipos y evitar sobredimensionar la planta piloto que sin embargo, se sobredimensionó la unidad de ósmosis inversa, pues no se encontraron referencias en el mercado de menor capacidad. Por lo tanto, en el desarrollo de estos objetivos se presentan en conjunto, donde mientras se definen los parámetros, se seleccionó cada equipo teniendo en cuenta su configuración y costos asociados. Estos costos en total suman \$760.937.000 COP, lo cual representa el valor de los equipos necesarios, sin embargo, se debe tener en cuenta que este valor puede ser mayor debido a que no se definieron elementos como tuberías y elementos secundarios que componen una planta de producción, se concluyó que al ser un prototipo piloto se tomaron en cuenta solo los equipos necesarios.

Como se mencionó anteriormente, el objetivo 4 se desarrolló en paralelo con el objetivo 3, donde se seleccionaron los equipos. Para poder definir todos los parámetros se comenzó estableciendo que se requieren 57 kW y 12 litros de agua para producir aproximadamente 1 kg de hidrógeno [34], posteriormente se dimensionó la planta solar y su capacidad necesaria, asumiendo pérdidas del 20%, obteniendo una capacidad necesaria diaria de 323.86 kW, por lo tanto, el suministro diario (8 horas de producción) será de 2590,8 kW/h y además se requieren 240 litros de agua para producir 20 kg/día. Se tomó en cuenta la radiación solar en el Valle del Cauca por lo que se estableció una producción diaria de 8 horas, debido a que el promedio de irradiación solar pico diaria en la región es de 6 horas, más 2 horas de irradiación media.

Con esto se dimensionó la unidad de ósmosis inversa, donde se requieren 22.3 L/h de agua para producir 2.5 kg de hidrógeno (20 kg/día) de acuerdo con el simulador de Hyjack. Posteriormente se realizó el mismo ejercicio de dimensionamiento del electrolizador, donde se toma en cuenta restricciones en la información y fichas técnicas de equipos para su selección, por lo tanto, se escogió un electrolizador con una capacidad máxima de producción de hidrógeno de 25.92 kg/día. Una vez con el hidrógeno en forma gaseosa se estableció su factor de compresibilidad (1.15499) para seleccionar el tanque de almacenamiento, pues con este dato posteriormente se seleccionó el compresor, donde la presión de entrada mínima del hidrógeno es de 10 bares y presión máxima de salida de 500 bares, en donde el tanque

tendrá una capacidad máxima de 27.8 kg de hidrógeno. por lo tanto, se concluye que estos parámetros de entrada cumplen con el objetivo desde la producción de 20 kg de hidrógeno hasta su almacenamiento.

Por otro lado se define que por medio del análisis económico, el costo del kg de hidrógeno será de aproximadamente \$11.000 COP lo cual es más elevado al costo LCOH, lo cual lleva a analizar los diferentes factores que afectan este valor, pues al ser una planta piloto de baja capacidad, teniendo en cuenta el costo de los equipos y demás factores como mantenimiento y mano de obra, se podría nivelar a un precio más competitivo aumentando la capacidad de producción, sin embargo, la planta solo podrá trabajar 8 horas debido a la irradiación solar variable.

Durante el desarrollo del presente trabajo se evidenció la capacidad del hidrógeno como una forma de almacenar energía, por lo tanto, es una opción viable en la transición energética. En cuanto a la planta piloto, potenciada por una planta solar, podría considerarse una forma viable de almacenar energía, pues mientras en las horas pico de irradiación solar se produce hidrógeno, este mismo se puede almacenar para dar potencia en horas nocturnas donde una planta solar no genera energía. Sin embargo, el objetivo más importante es tratar al hidrógeno como un posible sustituto del combustible fósil, el cual representa el mayor punto de generación de gases contaminantes por medio del transporte.

Finalmente se considera que es importante que se pueda dar escalabilidad a las plantas de producción de hidrógeno en la región y en general en Colombia, pues representa una alternativa que por el momento requiere de altas inversiones, pero que a largo plazo tendrá un impacto positivo en el medio ambiente, donde se tiene en cuenta que para estos proyectos, el Gobierno Nacional brinde ayudas económicas para la inversión de equipos y su escalabilidad en el mediano plazo, esto mediante lo estipulado en la hoja de ruta del hidrógeno de Colombia y así se logre disminuir el costo del kg/H₂ y volverlo competitivo frente a los combustibles fósiles [14].

12 Referencias

- [1] E. Roston y A. Rathi, «La Tierra ‘arde’: última década fue el periodo más caliente en 125 mil años, reporta la ONU,» *Bloomberg*, 9 Agosto 2021.
- [2] International Energy Agency, «IEA,» Octubre 2022. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/topics/global-energy-crisis>. [Último acceso: 22 Febrero 2023].
- [3] The United Nations, «Facts and Figures,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.un.org/es/actnow/facts-and-figures>. [Último acceso: 20 Febrero 2023].
- [4] Organización de Naciones Unidas, «Estamos engulliendo los recursos de la Tierra a un ritmo insostenible,» 3 Abril 2019. [En línea]. Available: <https://www.unep.org/news-and-stories/story/were-gobbling-earths-resources-unsustainable-rate>. [Último acceso: 20 Febrero 2023].
- [5] Unidad de Planeación Minero Energético, «UPME,» 2022. [En línea]. Available: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>. [Último acceso: 19 Febrero 2023].
- [6] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible Colombia, «Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI),» 2021.
- [7] Departamento Administrativo de Gestión del Medio Ambiente , «Informe Anual de la calidad del aire y ruido ambiental de Santiago de Cali,» IDEAM, Santiago de Cali, 2018.
- [8] Intituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, «Inventario Nacional y Departamental de Gases de Efecto Invernadero - Colombia,» Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2022.
- [9] Marca Colombia , «COLOMBIA Y SU POTENCIAL EN FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES,» Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, 21 Diciembre 2018. [En línea]. Available:

<https://investincolombia.com.co/es/articulos-y-herramientas/articulos/colombia-y-su-potencial-en-fuentes-de-energia-renovables>. [Último acceso: 18 Febrero 2023].

- [10] Departamento Nacional de Planeación (DNP), «Colombia multiplicará 100 veces su producción energética a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables en 2023,» 13 Mayo 2022. [En línea]. Available: <https://www.dnp.gov.co/Paginas/Colombia-Energia-Renovables-en-2023.aspx#:~:text=Renovables%20en%202023-,Colombia%20multiplicar%C3%A1%20100%20veces%20su%20producci%C3%B3n%20energ%C3%A9tica%20a%20partir%20de,de%20Energ%C3%ADa%20Renovables%20en%202023&text=%>. [Último acceso: 20 Febrero 2023].
- [11] M. G. Romero, «Biocombustibles y producción de biohidrógeno,» Universidad Pablo de Olavide, Sevilla, 2019.
- [12] Iberdrola S.A.S, «El hidrógeno verde: una alternativa para reducir las emisiones y cuidar nuestro planeta,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno-verde#:~:text=El%20hidr%C3%B3geno%20verde%20es%20eficiente,ser%C3%A1%20el%20combustible%20del%20futuro..> [Último acceso: 21 Febrero 2023].
- [13] G. Müller, «Hidrógeno verde: Una oportunidad energética para la descarbonización y para los países en desarrollo,» Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (UNIDO), Noviembre 2022. [En línea]. Available: <https://iap.unido.org/es/articulos/hidrogeno-verde-una-oportunidad-energetica-para-la-descarbonizacion-y-para-los-paises-en#:~:text=La%20ONUDI%20puso%20en%20marcha,carbono%20en%20todo%20el%20mundo..> [Último acceso: 23 Febrero 2023].
- [14] Ministerio de Minas y Energía , «Hoja de ruta de hidrógeno de Colombia,» 2022.
- [15] HINICIO, «Hidrógeno verde en México:el potencial de la transformación,» *GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit)*, vol. 1, pp. 7-52, 2021.
- [16] J. de Troya , L. Carral Couce, C. Álvarez Feal y J. Rodríguez Guerreiro, «ESTUDIO COMPARATIVO DEL USO DE HIDRÓGENO FRENTE A COMBUSTIBLES FÓSILES EN MOTORES DE COMBUSTION INTERNA EN BUQUES.,» Universidad de la Coruña, La Coruña.
- [17] ENEL GreenPower, «El hidrógeno,» ENEL, [En línea]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/hidrogeno>. [Último acceso: 27 Mayo 2023].
- [18] J. F. Mora Gonzáles , «Estudio y diseño de una planta de generación de hidrógeno verde alimentada por una instalación fotovoltaica de 1 MW,» Universidad Politécnica de Valencia , Valencia, 2022.
- [19] Iberdrola, «La importancia de los colores del hidrógeno,» Iberdrola, 2022. [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/diferencia-hidrogeno-verde->

- [30] M. N. García-Tola, «HIDRÓGENO VERDE PARA UN FUTURO SOSTENIBLE,» Iberdrola, Bilbao, 2021.
- [31] Linde, «Linde to increase green hydrogen production in the united states,» 8 Septiembre 2022. [En línea]. Available: <https://www.linde.com/news-media/press-releases/2022/linde-to-increase-green-hydrogen-production-in-the-united-states>. [Último acceso: 14 Marzo 2023].
- [32] EnergyNews, «Linde descarboniza los trenes alemanes,» EnergyNews, 22 Agosto 2022. [En línea]. Available: <https://energynews.pro/es/linde-descarboniza-los-trenes-alemanes/>. [Último acceso: 10 Marzo 2023].
- [33] Air Liquide, «Air Liquide, un proveedor de hidrógeno líder en España y a nivel mundial,» 2022. [En línea]. Available: <https://es.airliquide.com/gases/hidrogeno-h2>. [Último acceso: 10 Marzo 2023].
- [34] AES Colombia, «¿Qué es el hidrógeno verde y en qué se puede usar?,» 6 Mayo 2021.
- [35] IDEAM, «VARIACIÓN ESPACIO TEMPORAL,» IDEAM, 2023. [En línea]. Available: <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/variacion-espacio-temporal1>. [Último acceso: 2023 Octubre 10].
- [36] B. S. J. Gonzáles, «DISEÑO BÁSICO DE PLANTA DE PRODUCCION DE HIDROGENO VERDE PARA SUMINISTRO INDUSTRIAL,» Universidad Pontificia Comillas, Madrid, 2022.
- [37] AutoSolar, «Energía Solar,» AutoSolar, [En línea]. Available: <https://autosolar.co/paneles-solares-24v/panel-solar-550w-24v-monocristalino-perc-ecogreen>. [Último acceso: 25 Octubre 2023].
- [38] G. D. Escobar, «El Río Cauca en el desarrollo de la,» Universidad Nacional , Manizales, 2019.
- [39] AliExpress, «AliExpress,» [En línea]. Available: https://es.aliexpress.com/item/1005005575595434.html?src=google&src=google&albch=shopping&acnt=272-267-0231&slnk=&plac=&mtctp=&albbt=Google_7_shopping&gclsrc=aw.ds&albagn=888888&ds_e_adid=&ds_e_matchtype=&ds_e_device=c&ds_e_network=x&ds_e_product_group_id. [Último acceso: 10 Noviembre 2023].
- [40] Alibaba, «Alibaba,» [En línea]. Available: https://www.alibaba.com/product-detail/Electrolysis-Hydrogen-Generator-For-Sale-PEM_1600630278778.html?spm=a2700.7735675.0.0.7463BzW3BzW3vi&s=p. [Último acceso: 11 Noviembre 2023].
- [41] R. Aguado Molina, J. L. Casteleiro, E. Jove Pérez, F. Zayas Gato, H. Quintián Pardo y J. L. Calvo Rolle, «HIDRÓGENO Y SU ALMACENAMIENTO,» Servizo de Publicacións Universidade da Coruña, La Coruña, 2021.

- [42] Alibaba, «Tanque de almacenamiento de Gas Industrial, ASME estándar de hidrógeno comprimido de aire, Vertical, de China,» Alibaba, [En línea]. Available: <https://spanish.alibaba.com/product-detail/Air-1600319008693.html>. [Último acceso: 11 Noviembre 2023].
- [43] Hyjack Hydrogen Tech, «Hyjack Hydrogen Tech,» 2022. [En línea]. Available: <https://hyjack.tech/>. [Último acceso: 10 Noviembre 2023].
- [44] Hyundai Motor Company, 2023. [En línea]. Available: <https://www.hyundai.com/es/modelos/nexo/prestaciones.html>. [Último acceso: 15 11 2023].
- [45] J. Gonzáles, «La tecnología española que rebaja el precio del hidrógeno verde a un euro el kilo,» *ABC*, 7 Junio 2023.
- [46] J. P. Escobar, «Transición energética: precio del hidrógeno está muy alto por culpa del rezago tecnológico de Colombia,» *Infobae*, 2023.
- [47] V. C. Valencia, «¿El precio de la gasolina podría llegar a los 16.000 pesos? MinHacienda responde,» *El Tiempo*, 23 Septiembre 2023.