



Universidad del
Rosario

Escuela de Ingeniería,
Ciencia y Tecnología

ESTUDIO COMPARATIVO DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE A PARTIR DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN TRES REGIONES DE COLOMBIA Y ANÁLISIS PARCIAL DE LA CADENA DE VALOR EN UNA DE ELLAS

Presentado para obtener el título de:

MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Jackson Andrés Prada Guerrero
Martín Hildebrando Martínez Cadavid

Dirección:
Luis Miguel Díazgranados Berenguer
Jesús David González Llorente

Universidad del Rosario
Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología
Maestría en Energías Renovables

DEDICATORIA

ii

Dedicamos este proyecto de grado a:

A nuestros padres, por su amor invaluable, apoyo incondicional y sacrificios a lo largo de nuestras vidas.

A nuestro director y codirector de tesis, Luis Miguel Díazgranados Berenguer y Jesús David González Llorente, por su orientación, paciencia, disposición, compromiso y entrega con este proyecto desde el primer hasta el último día. Sus conocimientos técnicos han sido fundamentales para la culminación de este proyecto.

A nuestras parejas por su soporte anímico y su apoyo en la consecución de nuestros objetivos y propósitos personales.

A nuestros amigos y seres queridos, quienes han sido una red de apoyo emocional y fuente de motivación durante este arduo proceso.

A todos los profesores, compañeros de clase y personas que de una u otra manera contribuyeron en nuestra formación académica y al crecimiento personal.

Este proyecto de grado está dedicado a ustedes como un pequeño gesto de gratitud por su influencia positiva en nuestras vidas y por su apoyo para permitir que alcancemos este logro.

El propósito de este estudio es abordar la implementación de la cadena de valor del hidrógeno verde en Colombia, que se fundamenta en la producción de hidrógeno a través de fuentes renovables, en particular, la energía solar fotovoltaica. El procedimiento completo es validado, desde la producción de electricidad hasta el uso final del hidrógeno, a partir de su acondicionamiento y almacenamiento. Para llevar a cabo este estudio, se realizó la evaluación de tres diferentes regiones del país previamente identificadas, para determinar las condiciones de cada una de ellas. Luego, se seleccionó la región con mayor potencial, con base a las características identificadas, realizando la respectiva segmentación de acuerdo con su potencial solar, ubicación, accesibilidad, usos finales, distribución, entre otros factores relevantes. Seguidamente, se llevó a cabo una descripción y análisis técnico completo, que cubre desde la producción del hidrógeno, identificando la producción deseada, hasta sus aplicaciones presentes y futuras. Este análisis otorgó la posibilidad de establecer una lista de posibles alternativas finales para la región seleccionada, tales como tecnologías de paneles y electrolizadores, sistemas de acondicionamiento y equipos de almacenamiento apropiados a las condiciones de la región con mayor potencial. El análisis cuenta con soporte técnico-teórico de las tecnologías, recursos, esquemas productivos, dimensionamientos y todo cálculo o información requerida para soportar las decisiones tomadas durante el desarrollo del proyecto. Finalmente, una vez establecidos los anteriores pasos, yendo desde preselección, selección, análisis, diseño y bases técnicas, se evaluó la información finalmente recopilada para el análisis de la implementación de este tipo de proyectos en el país, dadas las condiciones de cada región. Este proyecto busca la recopilación de alternativas nacionales a regiones con potenciales inimaginables como lo es la Guajira, pero con un sinfín de limitaciones políticas, sociales y de infraestructura para la producción de este vector energético.

The purpose of this study is to address the implementation of the green hydrogen value chain in Colombia, which is based on hydrogen production through renewable sources, particularly photovoltaic solar energy. The entire process is validated, from electricity production to the final use of hydrogen, including its conditioning and storage. To carry out this study, an evaluation was conducted for three different regions of the country that were previously identified to determine the conditions of each. Subsequently, the region with the highest potential was selected based on identified characteristics, with segmentation according to solar potential, location, accessibility, end uses, distribution, and other relevant factors. Next, a comprehensive technical description and analysis were conducted, covering hydrogen production, identifying desired production levels, and exploring present and future applications. This analysis provided the opportunity to establish a list of potential final alternatives for the selected region, such as panel technologies, electrolyzers, conditioning systems, and storage equipment suitable for the conditions of the region with the highest potential. The analysis is supported by technical-theoretical aspects of technologies, resources, production schemes, dimensions, and any calculations or information required to support decisions made during the project's development. Finally, once the previous steps, ranging from pre-selection to selection, analysis, design, and technical foundations, were established, the information collected was evaluated for the analysis of implementing such projects in the country, considering the conditions of each region. This project aims to compile national alternatives for regions with unimaginable potentials, such as La Guajira, but facing numerous political, social, and infrastructural limitations for the production of this energy vector.

TABLA DE CONTENIDO

v

INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS.....	3
2.1 Objetivo general	3
2.2 Objetivos específicos	3
PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN.....	4
MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE	8
4.1 Introducción y contexto.....	8
4.2 Arquitectura de red, construcción de granja solar.....	10
4.3 Electrolizadores, tecnología y contexto	13
4.4 Tipos y tecnologías utilizados en el acondicionamiento de hidrógeno.....	18
4.5 Tipos y tecnologías utilizados para el almacenamiento de hidrógeno.....	21
METODOLOGÍA.....	24
RESULTADOS Y DISCUSIÓN	26
6.1 Preselección de Regiones.....	26
6.2 Preselección de Alternativas de Uso Final.....	28
6.3 Criterios de preselección de zona.....	30
6.4 Selección de las Características principales de la granja solar	33
6.5 Análisis de mercado para diagnóstico de casos de uso	37
6.6 Selección de tipo de electrolizador	38
6.7 Balance energético (Solar vs Hidrógeno; dimensión del parque solar (potencia) vs dimensión de los electrolizadores (Kg))	43
6.8 Acondicionamiento del H ₂ (Compresión o licuefacción).....	50
6.9 Selección y dimensionamiento del sistema de almacenamiento de hidrógeno.....	51
CONCLUSIONES	55
REFERENCIAS.....	58

LISTA DE FIGURAS

vi

Figura 1. Celsia Solar Yuma [8]	9
Figura 2. Matriz eléctrica colombiana 2050 – Escenarios de Proyección [9]	10
Figura 3. Esquema de Mesa Seguidora o Tracker [10].....	13
Figura 4. Tipos comerciales disponibles de tecnologías de electrolisis [11].....	15
Figura 5. Caracterización de los cuatro tipos de electrolizadores de agua [11].....	16
Figura 6. Compresor de Pistón [14].....	19
Figura 7. Principales sistemas de acondicionamiento de hidrógeno [13].....	21
Figura 8. Nivel de Irradiancia en la Región Caribe (Excepto Guajira). [23].....	33
Figura 9. Ubicación de granja fotovoltaica. Fuente: Google Maps.	34
Figura 10. Esquema de construcción de granja solar. Fuente: Propia.	35
Figura 11. Vendor Sales Inversores 2020-2022 [27].....	36
Figura 12. Vista aérea Granja Solar Santa Marta – 19.8 MW. Fuente: PVSol 2023.....	37
Figura 13. Resumen de tecnologías de electrolizador por fabricante [35]	41
Figura 14. Electrolizador Seleccionado: nel M Series 1,25 – 2,5 MW	43
Figura 15. Comportamiento del Sistema de Almacenamiento – Año corrido	53

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Criterios de selección de zona [21, 22, 5, 23, 24, 25, 26].....	31
Tabla 2. Data soporte de la Tabla 1. [21, 22, 5, 23, 24, 25, 26].....	32
Tabla 3. Justificación de criterios de selección.....	32
Tabla 4. Ubicación de Granja Fotovoltaica. Fuente: Propia.....	34
Tabla 5. Características D.C. y A.C. de Granja Solar.....	36
Tabla 6. Caracterización de diferentes tipos de electrolizadores [31, 32, 33, 11]	39
Tabla 7. Resumen comparativo entre tecnologías PEM y Alcalino. Fuente: Propia.....	40
Tabla 8. Resumen de búsqueda de “datasheets” de electrolizadores [35, 36, 37, 38, 39]	42
Tabla 9. Desarrollo de modelo de optimización para producción de Hidrógeno.	47
Tabla 10. Valores del escenario sin modelo de optimización.....	48
Tabla 11. Valores del escenario con modelo de optimización.....	48
Tabla 12. Datos básicos resultantes con modelo de optimización.....	48
Tabla 13. Comparativo de resultados modelo sin optimizar vs optimizado	49
Tabla 14. Características de sistemas de acondicionamiento	51
Tabla 15. Datos básicos de modelo de optimización de almacenamiento.....	52
Tabla 16. Alternativas posibles de almacenamiento. Fuente: HINICIO – 2021.	54

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

El cambio climático ha llamado la atención del mundo, provocando graves cambios al medio ambiente y sometiendo a los ecosistemas a condiciones climáticas anormales en los polos, sobre todo en las estaciones de invierno y verano, y a su vez temporadas prolongadas de clima seco o lluvioso en los países del trópico, razón por la cual, mediante el Acuerdo de París [1], las naciones partícipes han adquirido compromisos a nivel internacional con el propósito de explorar alternativas que permitan una disminución gradual, y eventualmente definitiva al uso de los combustibles fósiles, catalogados como las principales fuentes de CO₂. Dichas alternativas buscan ser respetuosas con el medio ambiente, y los planes para la reducción de GEI incluyen desde acuerdos internacionales hasta adquisición de bonos de carbono, evitando así posibles sanciones y fomentando una conducta global orientada hacia la preservación ambiental.

Es aquí donde las energías renovables no convencionales han generado un panorama prometedor, facilitando la diversificación de la matriz energética a nivel global y disminuyendo la dependencia de fuentes fósiles como el gas natural, el diésel y el carbón. Adicionalmente, han permitido el desarrollo de alternativas de producción de hidrógeno, caracterizadas por la no emisión de gases de efecto invernadero, las cuales han venido impulsando diferentes investigaciones enfocadas en el desarrollo de modelos de movilidad sostenible en el transporte pesado, abarcando sectores como el de vehículos de carga, de transporte de pasajeros e incluso el transporte férreo.

Colombia no es ajena a esta situación, por lo que su posición geográfica le brinda condiciones que permiten la implementación de proyectos de energía renovable, gracias a su alto potencial solar y eólico, los cuales a su vez permiten enfocarse en la producción de hidrógeno verde mediante procesos de electrolización. Teniendo en cuenta lo anterior, y como objetivo principal de esta ponencia, se propone la implementación de un proyecto de producción de hidrógeno verde a partir a partir del dimensionamiento de una granja solar

en una serie de regiones preseleccionadas por su impacto sobre el país, realizando un análisis parcial de la cadena de valor para definir el acondicionamiento y almacenamiento del hidrógeno obtenido, para finalmente analizar los posibles usos finales de este, seleccionando el uso de mayor impacto a la reducción de emisiones en el lugar seleccionado.

Capítulo 2

OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

Realizar un análisis de las condiciones de producción de hidrógeno verde utilizando fuentes fotovoltaicas en una región geográfica distinta a la Guajira, con enfoque en la evaluación de las condiciones particulares de cada región seleccionada, desde el proceso de producción hasta los posibles usos finales del hidrógeno producido.

2.2 Objetivos específicos

Identificar la zona geográfica que reúna las condiciones óptimas para generar hidrógeno a partir de fuentes de energía solar fotovoltaica, teniendo en cuenta variables como la ubicación, el potencial solar, la disponibilidad de recursos, las rutas de transporte, entre otros factores relevantes, de manera que se identifiquen las condiciones requeridas para construir la planta de producción de hidrógeno.

Determinar la producción de hidrógeno deseada en una ubicación en Colombia con las mejores condiciones, considerando la selección del sistema de electrolizadores, con el fin de obtener los datos necesarios para el dimensionamiento de un parque fotovoltaico con la capacidad adecuada para satisfacer la demanda de hidrógeno establecida.

Seleccionar los métodos de acondicionamiento, almacenamiento, transporte y posibles usos finales del hidrógeno verde en función de la producción objetivo de este.

Capítulo 3

PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

El aumento de la temperatura en el mundo debido a las altas emisiones de CO₂ ha provocado un enfoque hacia el impulso de una economía sostenible y libre de carbono, generando una mayor sensibilidad en las naciones de cara a la reducción de emisiones de carbono y la declaración de economías nacionales como el carbono neutro. Ante esta situación, muchas organizaciones se enfocan en trabajos mancomunados para encontrar alternativas que permitan un crecimiento económico y desarrollo sin afectación al medio ambiente. En este contexto, el hidrógeno cobra una participación relevante, remonta su utilización a finales del siglo XIX, en donde se desarrollaron investigaciones con este elemento para el desarrollo de un combustible para surcar los cielos, hasta llegar al desarrollo actual, en donde es utilizado comúnmente en gasoductos, refinerías, producción de amoníaco (fertilizantes) y se cuentan con avances para el desarrollo de procesos de re-electrificación, servicios auxiliares, movilidad, entre otros [2].

De acuerdo con lo establecido en la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia [2], se mencionan 3 tipos principales de hidrógeno según su forma de producción: El hidrógeno verde, el cual es producido por fuentes de energía renovable no convencional, el hidrógeno gris, el cual actualmente es producido en grandes cantidades alrededor del mundo a partir de combustibles fósiles como gas natural y carbón; y se caracteriza por sus altas emisiones de CO₂ a la atmósfera, y el hidrógeno azul, que cuenta con el mismo proceso de producción que el hidrógeno gris, pero se diferencia por la captura y sistemas de almacenamiento del CO₂, evitando que este sea liberado a la atmósfera. Teniendo en cuenta las altas emisiones de CO₂ en la producción de hidrógeno gris, actualmente los esfuerzos se centran en la producción de hidrógeno verde e incluso azul. El hidrógeno verde se produce a través de fuentes de energía renovable y se caracteriza por no emitir partículas de dióxido de carbono a la atmósfera. Es aquí, donde la energía fotovoltaica y eólica toman un papel vital en la producción de hidrógeno. Es importante destacar que el hidrógeno es solo una herramienta

más para descarbonizar sectores que son difíciles en cuanto a las emisiones de CO₂, como por ejemplo el sector industrial y transporte [2].

Actualmente el país cuenta con un gran potencial de recursos renovables y convencionales que pueden contribuir al desarrollo de proyectos energéticos sostenibles, lo que los hace competitivos y viables, algunos en el presente y otros a futuro. El avance en el desarrollo del hidrógeno verde contribuirá a Colombia alcanzar su soberanía energética y no depender del suministro de fuentes de energía externas. Esto es especialmente importante, ya que algunos países europeos se encuentran en una situación similar debido a la dependencia energética que tienen en relación con recursos energéticos provenientes desde Rusia y Ucrania, países que actualmente se encuentran en guerra y que la misma evidencia como consecuencia la alta dependencia energética de varios países europeos hacia estas dos naciones. Colombia goza de una ubicación geográfica privilegiada que le brinda una gran variedad de recursos naturales y condiciones climáticas favorables, lo que lo convertiría en un país con alto potencial en el aprovechamiento de las energías renovables. Gracias a su potencial solar y eólico, ha logrado diversificar su matriz eléctrica y alcanzar una participación del 2% en la generación total de energía del país, mientras que la energía hidráulica representa el 70% de dicha matriz [2].

Por otro lado, y en concordancia con lo expuesto en la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia [2], el país se está enfocando en reducir las emisiones de dióxido de carbono y gases de efecto invernadero (GEI), y tiene como objetivo realizar una transición del hidrógeno azul al hidrógeno verde entre 2030 y 2050. El principal enfoque de esta transición es el departamento de La Guajira, pero también es importante realizar investigaciones preliminares sobre el hidrógeno verde en otras regiones para facilitar el proceso de transición. Estas investigaciones pueden ayudar a identificar las condiciones geográficas, el acceso a fuentes de energía renovable y otros factores que podrían ser importantes para avanzar en la dirección correcta y lograr los objetivos establecidos en la hoja de ruta.

La Ley de Transición Energética, también conocida como Ley 2099 de 2021 [3], ha establecido en su artículo 5 una serie de puntos clave para mejorar el uso de energías renovables. Entre ellos, se destaca la inclusión del hidrógeno verde e hidrógeno azul como beneficios adicionales a los ya establecidos en la Ley 1715 de 2014 [4].

En cuanto a la producción, es un tema que aún no se ha desarrollado ampliamente en el país, pero cuenta con bases de estudio, como por ejemplo el proyecto de Promigas en Cartagena, donde se produce hidrógeno verde, el cual se inyecta en la red doméstica de gas para consumo de hogares en la zona urbana [5]. Sin embargo, en el ámbito del almacenamiento y distribución no hay grandes estudios que puedan respaldar el desarrollo de proyectos más ambiciosos a futuro.

Colombia debe centrarse en la producción de hidrógeno verde a partir de fuentes renovables, según lo establecido en el artículo 5 de la ley de 2099 de 2021 [3], que define el hidrógeno verde como aquel producido a partir de FNCER (Fuentes no Convencionales de Energía Renovable). De acuerdo con un estudio de la Agencia Internacional de Energía llamado "Hidrógeno en Latinoamérica", desarrollado en el año 2021 y que investiga los proyectos desarrollados y planificados en los países del continente, Argentina contaba con tres proyectos, Brasil con cinco, Chile con trece y Colombia solo con uno a esta fecha. Esto sugiere que, aunque Colombia tiene potencial suficiente, aún se encuentra estableciendo un desarrollo adecuado para proyectos de hidrógeno [6]. Se debe mencionar que estos son datos a 2021, este sector crece tan rápido que el número de proyectos ha incrementado considerablemente en cada nación, desde la realización del estudio referenciado.

Con este fin, el proyecto tiene como objetivo llevar a cabo un análisis comparativo de las condiciones de producción de hidrógeno en tres regiones seleccionadas y, tras un proceso de análisis, elegir la región con mejores condiciones para la producción de hidrógeno verde. El objetivo es encontrar regiones que sean igualmente o cercanas en favorabilidad a La Guajira para la investigación y desarrollo de proyectos de este tipo en el campo del hidrógeno. Las posibles limitaciones para la implementación de este proyecto

podrían ser el escaso desarrollo y alto costo de nuevas tecnologías para el acondicionamiento, la transmisión y distribución de hidrógeno, por lo cual el apoyo gubernamental es vital para su puesta en funcionamiento. Además, existen limitaciones en las horas de operación de los electrolizadores debido a los cronogramas de mantenimiento anuales en los electrolizadores, así como altos costos de implementación debido al limitado desarrollo y disponibilidad de materiales de construcción [7].

En primer lugar, se evaluarán tres posibles lugares para la implementación: Bogotá, la Costa Atlántica y la Orinoquía. Para ello, se llevará a cabo un análisis del potencial solar. En segundo lugar, se identificarán predios que permitan la instalación de la planta fotovoltaica, el espacio para los electrolizadores y demás elementos requeridos. Un segundo punto importante abarca la selección de los electrolizadores, para lo cual se establecerá una generación objetivo de energía, mediante la construcción de una granja solar fotovoltaica, la cual será simulada mediante un Layout que permita definir la producción durante cada día del año, y realizando una comparación entre los días con mayor y menor producción de energía se establece la potencia del electrolizador. En tercer lugar, se establecerán los posibles usos finales del hidrógeno de acuerdo con la región seleccionada, con el objetivo de encontrar la mejor alternativa de consumo. Por último, pero no menos importante, se deberán definir estrategias para el acondicionamiento y almacenamiento del hidrógeno. Estas estrategias dependerán tanto de la ubicación seleccionada como de los usos finales que se hayan elegido, con el fin de realizar un análisis de producción, acondicionamiento, almacenamiento y posibles usos finales del hidrógeno en el país.

Capítulo 4

MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

4.1 Introducción y contexto

En el desarrollo del presente apartado para establecer el proceso de evolución del hidrógeno como una posible fuente de energía renovable se describe de forma teórica al hidrógeno como el elemento químico de mayor abundancia en el universo, el cual en su estado natural y debido a su baja densidad no puede ser utilizado sin un proceso de transformación y almacenamiento de este, para lo cual se han desarrollado procesos que permiten el aprovechamiento de recursos como fuentes fósiles, biomasa, el sol o el viento [7] para su producción, con un escenario base enfocado a la separación del agua.

En concordancia con lo anterior, la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia [2] ha establecido un sistema de clasificación del hidrógeno basado en un código de colores, simplificando la clasificación del hidrógeno según la fuente de producción y el proceso empleado, identificando tres (3) tipos principales de hidrógeno: gris, azul y verde, el cual será objeto de estudio de este proyecto, y que, de acuerdo con el artículo 5 de la Ley 2099 de 2021 [3] o "Ley de Transición Energética", es producido mediante el uso de energías renovables no convencionales como la energía eólica, la biomasa, el calor geotérmico, y en el caso específico del estudio, la energía solar fotovoltaica.

Por otra parte, desde la promulgación de la Ley 1715 de 2014 [4], Colombia se encuentra inmerso en el desarrollo y ejecución de proyectos de generación de energía por medio de fuentes renovables no convencionales, con una participación significativa de las fuentes fotovoltaicas, las cuales se han posicionado con el paso de los años debido al alto potencial solar alrededor del país, a sus bajos costos de operación y a los beneficios tributarios mencionados en esta Ley, que han permitido que organizaciones tanto nacionales como internacionales desarrollen continuamente este tipo de proyectos.



Figura 1. Celsia Solar Yuma [8]

La masificación de los proyectos fotovoltaicos en el país ha permitido el desarrollo de escenarios de diversificación de la matriz energética, por lo que el Plan Energético Nacional (PEN 2020-2050), establecido por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) [9], presenta proyecciones para el año 2050 en cuanto a la participación de las energías renovables no convencionales (eólica-solar) en el país, con previsiones de participación que oscilan entre el 6% (escenario pesimista) y el 8% (escenario optimista).

En el caso específico del hidrógeno, el PEN plantea un escenario de participación del 11% (escenario optimista) en la matriz energética del país para el año 2050 [9]. Estos resultados reflejan tanto las condiciones y recursos naturales disponibles en el país para la producción de fuentes energéticas amigables con el medio ambiente, como la implementación de una planificación energética enfocada en la penetración, desarrollo y consolidación de estas tecnologías.

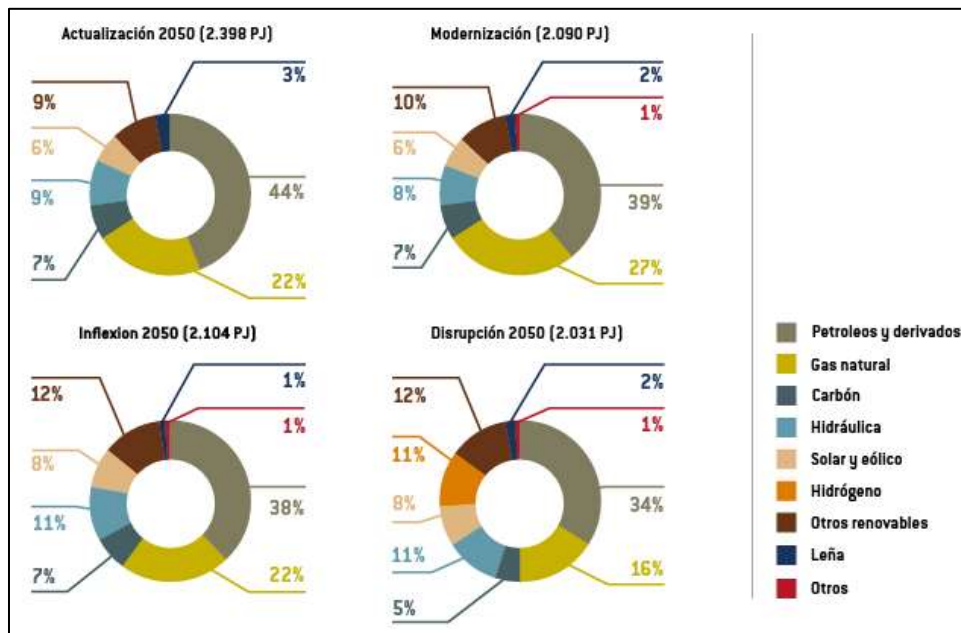


Figura 2. Matriz eléctrica colombiana 2050 – Escenarios de Proyección [9]

La generación eléctrica a través de fuentes fotovoltaicas puede ser considerada como uno de los principales métodos para la producción de hidrógeno clasificado como verde. En este sentido, se llevará a cabo el dimensionamiento de un parque solar fotovoltaico tipo granja en el sitio finalmente seleccionado. Este proceso incluirá la identificación de aspectos clave, como la potencia objetivo del parque, el tipo de módulos a emplear, el (o los) tipo(s) de inversor(es), el diseño de la estructura, así como la elección de transformadores, entre otros.

4.2 Arquitectura de red, construcción de granja solar

Para la construcción de un sistema fotovoltaico en el lugar seleccionado, se deben evaluar cada uno de los elementos necesarios que constituyen el sistema de generación de energía, sus relaciones y su nivel de importancia. Se presentan y describen estos elementos junto a sus características, las cuales se tuvieron en cuenta para la construcción de la arquitectura de red, en este escenario en específico.

Módulos: Son dispositivos fabricados con base en semiconductores (silicio), los cuales toman la radiación solar y gracias a su sensibilidad a la luz, genera electricidad mediante el fenómeno conocido como efecto fotovoltaico. Estos módulos poseen dos características principales para tener en cuenta, las cuales se enuncian a continuación:

Potencia pico, es la capacidad máxima de potencia que puede producir en condiciones estándar (STC o “*Standar Test Definition*”, 1000 W/m² y 25 °C de temperatura) y la eficiencia del módulo, es la medida en porcentaje de la capacidad de convertir la radiación solar en electricidad (a mayor eficiencia, menor espacio). Esta condición ha permitido que con el paso del tiempo se desarrollen múltiples tecnologías que permitan que la eficiencia aumente, pasando del silicio policristalino al monocristalino, hasta los módulos bifaciales y de media celda, que aumentan la eficiencia en un 15% a casi un 23%.

Además, en el proceso de selección del módulo, resulta crucial optar por aquellos que exhiban la máxima potencia y eficiencia posible. Afortunadamente, existen diversos programas y bases de datos que facilitan la identificación y comparación de cada uno de estos elementos, permitiendo tomar decisiones informadas y optimizar el rendimiento del parque solar fotovoltaico.

Inversores: Son equipos que se encargan de transformar la corriente continua proveniente de las instalaciones fotovoltaicas a corriente alterna. En el mercado existen diferentes tipos de inversores, los cuales pueden ser seleccionados de acuerdo con el tipo de proyecto a desarrollar y las condiciones propias de este (proyectos tipo granja con una potencia alta, proyectos comerciales en techos con una potencia intermedia y proyectos de hogares, con una potencia baja). A continuación, se expondrán los tipos de inversores de acuerdo con su clasificación:

- Inversor centralizado: Consiste en un solo inversor para coordinar el sistema Fotovoltaico. Como ventajas se pueden mencionar la reducción de costos comparado

con las demás soluciones, pero como principal desventaja puede mencionarse la confiabilidad del sistema, la cual depende única y exclusivamente de este inversor, el cual, si se presenta alguna falla, afectará en un 100% la operación del sistema fotovoltaico.

- **Microinversor e inversor “DC Optimizer”:** Estos equipos permiten la máxima generación de electricidad de los paneles, más comúnmente para uso residencial. Estos permiten una mayor optimización de la configuración eléctrica cuando se tienen escenarios de sombras parciales o múltiples variaciones en la posición del sol. Al ser un elemento que permite optimizar la señal DC, su instalación representaría costos adicionales al sistema, aunque puede ser un costo menor comparado con el uso de micro inversores.
- **Inversor de cadena:** Consiste en la conexión del sistema por intermedio de varios inversores, que serán los encargados de transformar la energía DC en AC y se llevará la energía AC al tablero agrupador, para posteriormente trasladarlo al tablero totalizador y entregarlo a la red.

Estructura: La estructura en los proyectos fotovoltaicos obedece al tipo de soportes utilizados para el anclaje de los módulos al piso, los cuales pueden estar tanto anclados como instalados con contrapesos. Los tipos principales de estructuras utilizados son los siguientes:

- **Mesa seguidora (“Tracker”):** Son estructuras con programación electrónica que permiten que los módulos realicen movimientos que prolonguen su exposición a la irradiancia, aumentando su eficiencia. Las principales desventajas que pueden presentar este tipo de equipos son los altos costos de las mesas seguidoras, así como los costos de instalación y mantenimiento, pero puede compensarse con el aumento en la generación de energía.



Figura 3. Esquema de Mesa Seguidora o Tracker [10]

- Mesa fija: Obedece a un sistema de instalación fijo en el cual se ubican los módulos hacia una posición en específico, donde se garantice la mayor eficiencia en el uso del recurso solar.

4.3 Electrolizadores, tecnología y contexto

Continuando con el proceso de producción de hidrógeno a partir de agua, cabe resaltar su importancia debido al aprovechamiento de uno de los recursos de los más abundantes del planeta, realizando un proceso de descomposición en las dos moléculas iniciales, hidrógeno y oxígeno, mediante un proceso conocido como electrólisis, el cual utiliza una corriente eléctrica en un electrolizador, atravesando tanto el ánodo con el cátodo, los cuales rompen la molécula de agua en sus respectivas moléculas [7].

Además, de la electrólisis, existen otros métodos para obtener hidrógeno. Algunos de los métodos más utilizados para obtener hidrógeno son la termólisis, el cual utiliza calor para llevar a cabo la descomposición; la fotoelectrólisis, que aprovecha la energía solar para impulsar el proceso de separación de las moléculas de agua; y finalmente la

biofotólisis, la cual se basa en el uso de microorganismos para llevar a cabo la división de agua y obtener hidrógeno [7].

Con respecto al proceso de electrolización a utilizar, y la descripción del electrolizador acotada anteriormente, se explicará en el presente apartado los diferentes tipos de electrolizadores, los cuales se dividen en cuatro tecnologías principales, estas se distinguen por el tipo de electrolito utilizado y la temperatura de operación, determinando con ello los materiales y componentes necesarios para su fabricación [11]. Las tecnologías con mayor avance tecnológico y penetración en el mercado son: la electrólisis alcalina, la electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM – “*Proton Exchange Membrane*”), la célula electrolítica de óxido sólido (SOEC – “*Solid Oxide Electrolyzer Cell*”) y la membrana de intercambio de aniones (AEM – “*Anion Exchange Membrane*”), ver Figura 1 [7].

En primera instancia se realiza una breve descripción de los electrolizadores alcalinos, los cuales requieren un separador de gas para evitar la mezcla de los productos gaseosos y utilizan electrodos de metales no nobles en conjunto con una solución de lejía como electrolito [7].

La segunda tecnología para el desarrollo de los electrolizadores corresponde a la membrana de intercambio de protones (PEM), las cuales emplean membranas de polímero humidificadas como electrolito y utilizan metales nobles en los electrodos, con temperaturas de operación que varían entre 50 y 80 °C, y las presiones pueden alcanzar hasta 30 bares [7].

La tercera tecnología obedece a los electrolizadores con célula electrolítica de óxido sólido (SOEC), los cuales trabajan a temperaturas más elevadas, generalmente entre 700 y 900 °C, para llevar a cabo el proceso de transformación. Debido a las altas temperaturas de esta tecnología y el alto consumo de energía, los electrolizadores SOEC poseen una penetración menor en el mercado, y son poco propicias en comparación con las tecnologías

PEM y alcalinas, las cuales presentan costos de inversión más bajos y una vida útil prolongada [7].

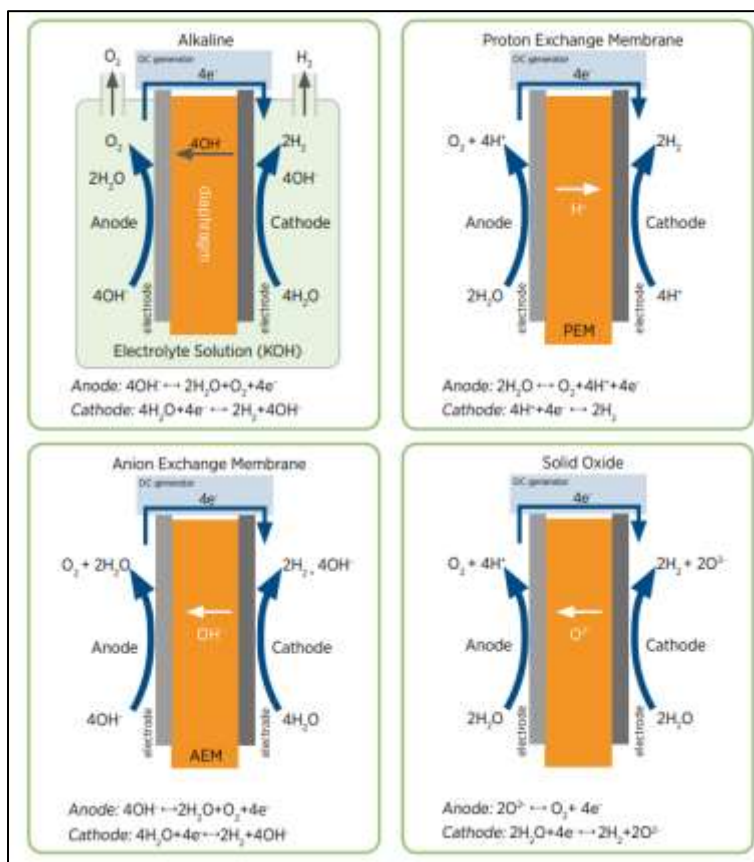


Figura 4. Tipos comerciales disponibles de tecnologías de electrolisis [11]

Finalmente, con respecto a los electrolizadores de membrana de intercambio de protones PEM, son los de mayor utilización alrededor del mundo, puesto que presentan varias ventajas en comparación con los electrolizadores alcalinos, tales como su funcionamiento flexible, su tamaño más compacto en términos de dimensiones y una mayor presión de salida. Sin embargo, también tienen algunas limitaciones, tales como sus precios más altos, debido al uso de materiales preciosos, y su vida útil más corta en comparación con los electrolizadores alcalinos. Por otro lado, la construcción de los PEM requiere el uso de materiales preciosos [12].

	Alcalino	PEM	AEM	Óxido Sólido
Temperatura de funcionamiento	70-90 °C	50-80 °C	40-60 °C	700-850 °C
Presión operacional	1-30 bares	< 70 bares	< 35 bares	1 bara
Electrolito	Hidróxido de potasio (KOH) 5-7 molL ⁻¹	Membranas PFSA Soporte de polímero DVB con KOH o NaHCO ₃ 1molL ⁻¹		Estabilizado con itria Circonio (YSZ)
Separador	ZrO ₂ estabilizado con Malla PPS	Electrolito sólido (arriba)	Electrolito sólido (arriba)	Electrolito sólido (arriba)
Electrodo/catalizador (lado del oxígeno)	recubierto de níquel acero inoxidable perforado	óxido de iridio	Área de superficie alta Níquel o NiFeCo	Tipo perovskita (por ejemplo, LSCF, LSM)
Electrodo/catalizador (lado hidrógeno)	Acero inoxidable perforado recubierto de níquel	Nanopartículas de platino sobre negro de humo	Níquel de alta superficie	Ni/YSZ
Ánodo de capa de transporte porosa	Malla de níquel (no siempre presente)	Titanio poroso sinterizado recubierto de platino	Espuma de níquel	Malla de níquel grueso o espuma
Cátodo de capa de transporte porosa	Malla de níquel	Carbono o titanio poroso sinterizado paño	Espuma de níquel o tela de carbono	Ninguno
Ánodo de placa bipolar	niquelado acero inoxidable	Platinado titanio	niquelado acero inoxidable	Ninguno
Cátodo de placa bipolar	Acero inoxidable niquelado	bañado en oro titanio	niquelado Acero inoxidable	Acero inoxidable revestido de cobalto
Marcos y sellado	Fuente de alimentación, PTFE, EPDM PTFE, Fuente de alimentación, ETFE		PTFE, Silicio	Vidrio cerámico

Nota: Las celdas coloreadas representan condiciones o componentes con variaciones significativas entre diferentes compañías.

Figura 5. Caracterización de los cuatro tipos de electrolizadores de agua [11]

En el caso de los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM), las placas bipolares se fabrican con titanio recubierto de oro o platino, lo que ilustra los altos costos asociados con los materiales de construcción utilizados en los PEM. Además, en el lado del ánodo, expuesto a un alto potencial de oxidación, se utiliza iridio, un material escaso. Por su parte, en el cátodo se utiliza principalmente platino, aunque se están explorando otros materiales alternativos como el tántalo [12].

Estos materiales representan aproximadamente el 10% del costo total de esta tecnología. Aunque este aumento en los costos no es tan significativo, la adquisición de estos materiales puede resultar complicada y puede obstaculizar el desarrollo y la adopción de la tecnología [12].

Aunque los electrolizadores PEM son muy solicitados debido a sus ventajas, su capacidad de generación de hidrógeno depende en gran medida de la introducción, desarrollo e innovación de nuevos materiales más comunes que puedan reemplazar los materiales preciosos existentes, como el iridio. Esto permitiría reducir los costos de producción y superar las limitaciones asociadas con la disponibilidad de estos materiales escasos [12].

Uno de los aspectos distintivos de la tecnología alcalina en comparación con otras es la necesidad de recircular el electrolito (KOH) tanto dentro como fuera de los componentes de la pila. Esta recirculación genera una caída de presión que requiere un bombeo adicional en el sistema. Este proceso afecta la eficiencia al reducirla y aumentar el consumo de energía para la transformación. En algunos casos, no se requiere el sistema de bombeo, pero al dejar la pila, la solución debe separarse de los gases producidos [11].

El sistema alcalino es más complejo que los sistemas PEM. Como se mencionó anteriormente, los sistemas alcalinos requieren bombas de circulación, intercambiadores de calor, control de presión, monitoreo de oxígeno, separadores y secadores de gas, entre otros componentes. Por otro lado, los sistemas PEM ofrecen más opciones de diseño en comparación con los sistemas alcalinos. La limitación en el diseño del sistema alcalino hace que su costo de inversión (CAPEX) sea actualmente mayor y no determinado por su diseño [11].

Los electrolizadores AEM presentan varias limitaciones. En primer lugar, es una tecnología que aún no ha madurado lo suficiente. Además, tienen un rango de entrada de energía mucho menor en comparación con los sistemas PEM, lo que limita el dimensionamiento del electrolizador [11].

A la hora de diseñar el electrolizador se deben usar pilas más grandes, control de calidad y fabricación, junto a membranas más delgadas, catalizadores más activos y materias primas menos exóticas y críticas para mejorar la eficiencia. A su vez esto generara

menos gastos de capital, pero en un lado no tan bueno la disminución de durabilidad. Con una operación a alta presión, mantenimiento reducido y agua de menor calidad contribuirá a la disminución del OPEX [11].

4.4 Tipos y tecnologías utilizados en el acondicionamiento de hidrógeno

El hidrógeno en su estado natural es un elemento que presenta una alta densidad energética en masa, pero que a su vez cuenta con una baja densidad en volumen, lo cual causa que ocupe un gran espacio para el almacenamiento de cantidades muy pequeñas de energía, haciendo de esto un gran problema a enfrentar posterior a la producción de hidrógeno.

Es aquí donde aplica el proceso de acondicionamiento de hidrógeno, el cual corresponde a la tercera etapa en la cadena de valor, posterior a la generación de energía y la electrólisis del agua, y se caracteriza por la transformación del elemento mediante procesos que permitan cambiar sus condiciones iniciales, sea su estado (licuefacción), la presión a la que se encuentra sometido (compresión), o simplemente mezclarlo con otros elementos (LOCH o líquidos orgánicos), de manera que pueda facilitarse su almacenamiento y distribución.

Para llevar a cabo los procesos de acondicionamiento, se recurre a diversas técnicas que incluyen tanto métodos físicos, como la compresión o licuefacción, como enfoques basados en materiales, tales como la adsorción física, los hidruros o los "*carriers*" químicos [13]. Con base en esta premisa, se procederá a detallar exhaustivamente las distintas metodologías de acondicionamiento. El objetivo es garantizar que la elección del sistema de acondicionamiento cumpla con los criterios de calidad y seguridad, proporcionando la mejor relación costo/beneficio para el desarrollo del proyecto.

Acondicionamiento basado en procesos físicos: Este proceso consiste en cambiar las propiedades físicas del hidrógeno, para con ello facilitar su almacenamiento y

transporte. Los principales procesos para la transformación se basan en el cambio de la presión a la que se encuentra a condiciones ambiente, o el cambio de estado disminuyendo la temperatura a la que se encuentra expuesto [13]. A continuación, un poco de información más al detalle:

- **Compresión:** Es un proceso en el cual el hidrógeno generado se somete a presiones entre los 200 y los 800 bar, a fin de ser almacenado posteriormente en diferentes tipos de tanques según el uso que se le dé al hidrógeno acondicionado [13]. Existen tres diferentes tipos de compresión según el compresor utilizado: De pistón, como indica su nombre, posee un pistón que se mueve dentro de una cámara, llevando el hidrógeno a comprimirse debido a la fuerza ejercida; De membrana o diafragma, el cual utiliza el principio base del compresor de pistón, transmitiendo la presión realizada a un diafragma, generando una doble compresión y aumentando la eficiencia del primer sistema; y finalmente, La compresión de líquido iónico, el cual agrega al pistón convencional un sello de columna de líquido iónico [14].

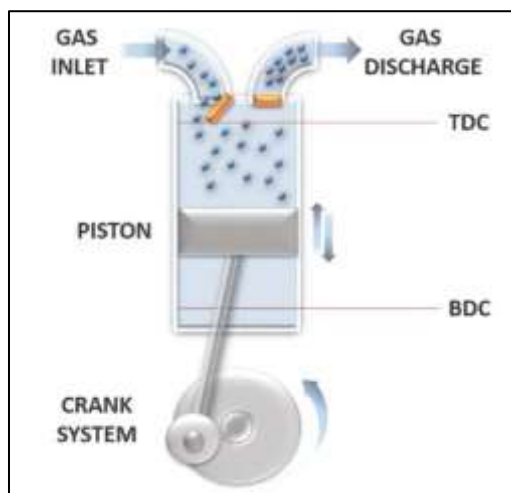


Figura 6. Compresor de Pistón [14]

- **Licuefacción:** Se trata de un proceso en el cual el hidrógeno generado se somete a temperaturas extremas, con el propósito de inducir la transición de estado gaseoso a

líquido. Este procedimiento implica la realización de varios ciclos de refrigeración hasta alcanzar una temperatura aproximada de $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$, momento en el cual el hidrógeno experimenta el cambio de estado [13]. Cabe destacar que este proceso conlleva no solo un elevado consumo energético para mantener dicha temperatura, sino que también suele dar lugar a considerables pérdidas en el hidrógeno evaporado.

- **Acondicionamiento basado en materiales:** Este proceso consiste en adherir el hidrógeno a diferentes elementos, compuestos o mezclas de estado sólido o líquido, de manera que puedan ser más fáciles de transportar [13]. De acuerdo con lo establecido, se mostrarán a continuación los diferentes tipos de acondicionamiento. Basado en materiales
 1. **Adsorción física:** Consiste en adherir débilmente las moléculas de hidrógeno a la superficie de compuestos con alta carga superficial o porosos mediante interacciones de Van der Waals. Normalmente, para realizar este proceso se utilizan materiales carbonosos como el grafeno, MOF's ("*Metal organic frameworks*") o Zeolitas [13].
 2. **Hidruros:** Son elementos que utilizan el proceso de adsorción para capturar provisionalmente las moléculas de hidrógeno mediante ionización (hidruros metálicos) o un enlace entre compuestos de hidrógeno y no metales (químico) para compartir pares de electrones entre estos [13].
- **Portadores químicos:** Son sustancias (normalmente líquidos), las cuales pueden absorber y liberar el hidrógeno mediante procesos químicos de menor inestabilidad y más fáciles de transportar. Algunos ejemplos de portadores son los líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOCH) y el Amoniaco (NH_3) [13].

Finalmente, para una correcta selección del tipo de acondicionamiento que debe realizarse, se tiene que conocer el uso que se le dará al hidrógeno producido, el tipo de

almacenamiento y el tiempo que durará almacenado, con esta información y otros factores no mencionados (como económico, entre otros), se procederá a hacer la selección del sistema de almacenamiento que más se adecue a las características del proyecto. La siguiente gráfica describe cada uno de los tipos de acondicionamiento más utilizados y las características principales de su uso.

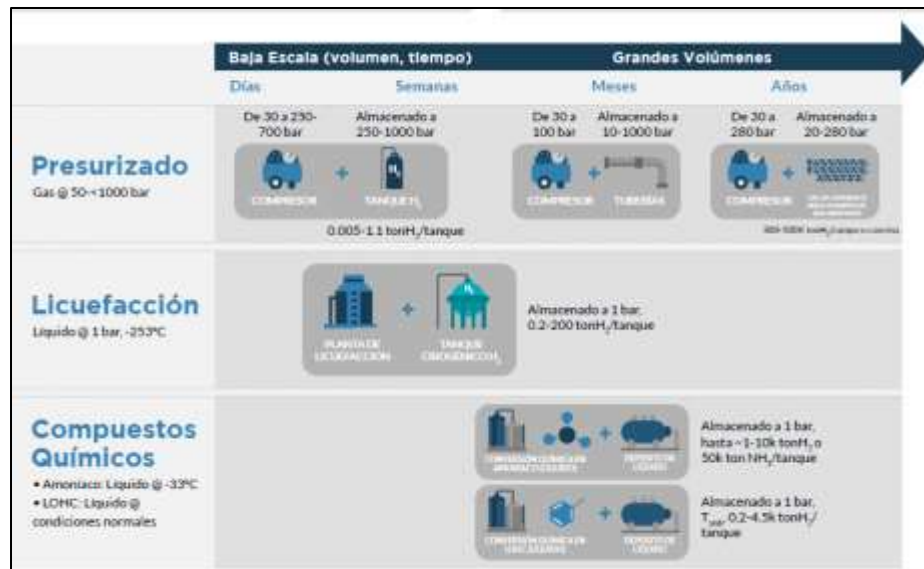


Figura 7. Principales sistemas de acondicionamiento de hidrógeno [13]

4.5 Tipos y tecnologías utilizados para el almacenamiento de hidrógeno

El almacenamiento de hidrógeno es un proceso que consiste en realizar la transformación de este desde su estado natural (baja densidad en altas cantidades de volumen), a un estado donde sea de fácil almacenamiento y viable económicamente. Actualmente este proceso sucede de dos formas, líquida y gaseosa a alta presión. El almacenamiento de gas se realiza mediante dos métodos: el primero, consiste en almacenarlo en tanques de acero presurizado, recubiertos con fibra de carbono o hechos de fibra de carbono; mientras que el segundo, requiere una infraestructura específica como el almacenamiento en recintos subterráneos, con las minas de sal como las preferidas para el almacenamiento a gran escala, debido a que ofrecen varias ventajas técnicas y económicas,

los costos de inversión inicial (CAPEX) son relativamente bajos ya que se cuenta con una infraestructura existente y a factor como el que la sal proporciona un sellado natural.

Además, el uso de gas colchón en cantidades reducidas resulta suficiente, lo que contribuye a minimizar los costos operativos [11]. Adicionalmente, los recintos subterráneos en minas de sal presentan bajas tasas de fuga, garantizando una alta eficiencia en la inyección y extracción del hidrógeno, asimismo, se reducen los riesgos de contaminación con hidrógeno de la atmósfera circundante, siendo un factor clave para garantizar la seguridad y la protección del medio ambiente [15].

En resumen, el almacenamiento de hidrógeno en recintos subterráneos, especialmente en minas de sal, ofrece múltiples beneficios técnicos y económicos, como un sellado efectivo, tasas de fuga bajas, alta eficiencia en la inyección y extracción, y menor riesgo de contaminación ambiental. Esto lo convierte en una opción atractiva para el almacenamiento a gran escala de hidrógeno gaseoso [11].

Cuando se manipulan grandes cantidades de hidrógeno gaseoso, el almacenamiento generalmente se lleva a cabo en recipientes que no superan los 100 bar en la superficie y rara vez se exceden los 200 bar en almacenamientos subterráneos. Estos valores influyen directamente en la densidad del hidrógeno, dado que, a menor densidad, se requieren volúmenes de almacenamiento más extensos, lo que resulta en mayores costos de inversión (CAPEX) y operativos (OPEX). En ausencia de instalaciones para construir minas de sal, los recipientes metálicos surgen como una alternativa en regiones donde se pueden emplear incluso pozos de petróleo o gas abandonados, aunque estos últimos no son la opción preferida. Estos recipientes metálicos presentan tanto ventajas como desventajas: si bien los costos de adquisición son elevados, aseguran la integridad del almacenamiento y la pureza del producto, al evitar el contacto con otros componentes naturales o artificiales. Además, no tienen limitaciones de ubicación.

Otro método viable para el almacenamiento a gran escala es el uso de tuberías. Al sellar ambos extremos y ubicarlas debajo de la superficie a unos cuantos metros, estas tuberías, que ya están maduras, no requieren un alto proceso de investigación y desarrollo. Sin embargo, presentan el inconveniente de costos, ya que, a diferencia de las tuberías de gas natural, requieren un diseño específico para resistir la fragilización causada por el gas almacenado [15] [16].

El hidrógeno líquido es resultado de la licuefacción de este en su estado gaseoso, trayendo ventajas como la de alcanzar densidades muy altas a presión atmosférica, su aplicación más común es el uso para la distribución del hidrógeno, pero este proceso de licuefacción consume un nivel considerable de energía, afectado directamente en los costos de operación (OPEX) de una planta de producción de H₂. Cuando este hidrógeno se almacena, presenta pérdidas por evaporación para no aumentar presión en los recipientes. Existen evidencias que sugieren que los contenedores de almacenamiento de hidrógeno en estado líquido son más económicos en términos de la cantidad de hidrógeno almacenado por unidad de peso en comparación con los recipientes de hidrógeno gaseoso presurizado en escalas de mayor magnitud [15] [16].

El almacenamiento de hidrógeno se puede dar usando absorción de hidrógeno (tecnología poco desarrollada), hidruros metálicos e Inter metálicos (opción, pero con muchas incógnitas y pocas ventajas) y finalmente los hidruros químicos como lo son el metanol, amoníaco y ácido fórmico, estos elementos son de gran producción con infraestructura y cadena de valor establecida. Metanol, el metanol y el hidrógeno se separan por reformado de vapor, termólisis y oxidación parcial. Amoníaco, tiene ventajas como una densidad de almacenamiento muy alta, su transporte y manejo no serán un problema ya que está muy avanzado en su desarrollo. Ácido fórmico, más baja capacidad de almacenamiento de hidrógeno que el metano y amoníaco. La ventaja de este químico es su fácil deshidrogenación [15].

Capítulo 5

METODOLOGÍA

El desarrollo de la propuesta metodológica se enfocó en identificar las variables principales que intervienen en el proyecto, desde su concepción hasta su implementación. Se consideraron las etapas clave que abarcarán el logro de los objetivos, tanto el principal, como los secundarios. Para ello, se evaluaron cinco temas fundamentales que contribuirán al desarrollo de esta propuesta.

1. Se realizó selección de la región con mayor potencial, mediante la evaluación del recurso solar, realizando una comparación entre las regiones preseleccionadas (Bogotá, Costa Atlántica, Orinoquía) para la producción y distribución de hidrógeno, así como los aspectos económicos y el uso final que se le pueda dar de acuerdo con el municipio y/o departamento. Para recopilar los datos sobre el potencial solar de cada sitio, se utilizaron bases de datos especializadas como “Solargis Prospect”, “Global Solar Atlas”, etc, seleccionando al final, “Solargis Prospect”, teniendo en cuenta su confiabilidad y sus datos históricos. Estas bases de datos permitieron identificar el sitio con mayor irradiancia entre los evaluados. Se elaboro un cuadro comparativo que asigno puntos en función de las ventajas que presente cada sitio en relación con los criterios previamente mencionados, lo que resulto en la selección del lugar para la instalación del proyecto fotovoltaico.
2. Luego de identificar el sitio específico, y siguiendo la metodología del primer punto, se procedió a identificar el sitio con mejores condiciones para la instalación de la granja solar y lugar de producción del hidrógeno verde. En este punto se evaluarán condiciones como la ubicación geográfica, las vías de acceso (primarias, secundarias, terciarias), las redes eléctricas existentes, el potencial hídrico.
3. Con base en la generación objetivo de hidrógeno verde, se procedió a seleccionar los equipos necesarios para convertir el recurso hídrico y la electricidad generada en

hidrógeno. Se realizó un análisis exhaustivo de los diferentes tipos de electrolizadores disponibles, con el objetivo de elegir aquellos que presenten las mejores condiciones de eficiencia y que garanticen la mejor relación costo/beneficio para el proyecto.

4. Después de identificar el sitio adecuado y la producción objetivo de hidrógeno, se establecieron las condiciones para la construcción y dimensionamiento de la granja solar. Se analizó el marco normativo del país de acuerdo con las políticas públicas actuales, se describió un esquema para solicitar beneficios tributarios relacionados con la construcción del proyecto, y se llevó a cabo una simulación, la cual puede ser realizada con software fotovoltaicos, tales como PVSyst, PVSol, Helioscope, etc, los cuales permitieron obtener los equipos prioritarios, la cantidad de energía generada y los costos asociados a la construcción del parque fotovoltaico. En este caso, se seleccionó la herramienta PVSol, teniendo en cuenta su interacción con las bases de datos meteorológicas de Solargis, la cantidad de bases de datos de módulos e inversores que posee, y al análisis del horizonte mediante Google Maps.
5. En esta etapa, se dimensionó la estructura de almacenamiento y acondicionamiento del hidrógeno producido, con base en los datos obtenidos en el punto 3, para lo cual se seleccionaron los tanques apropiados para el almacenamiento y se implementará un sistema de acondicionamiento que se ajuste al modelo planteado. Además, se evaluaron tanto la regulación actual como las condiciones de seguridad relacionadas con estos procesos, con el fin de garantizar que el modelo cumpla con los estándares de calidad y seguridad en el producto final.
6. Se identificaron los sectores que podrían beneficiarse del uso del hidrógeno verde producido en el proyecto, como el sector petrolero, químico, transporte, agricultura, carga, entre otros. La selección del uso final se basará en el análisis de las emisiones de dióxido de carbono presentes en cada uno de los sectores evaluados y en el impacto que el uso del hidrógeno pueda tener en ellos.

Capítulo 6

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Posteriormente al análisis realizado y a la metodología escogida para la implementación del proyecto, se dispone en el presente capítulo cada uno de los resultados que dan cumplimiento a los objetivos planteados del proyecto, una vez realizadas las actividades descritas en la metodología.

6.1 Preselección de Regiones

De acuerdo con lo establecido en la hoja de ruta del Hidrógeno en Colombia [2], los esfuerzos para obtener hidrógeno verde en el país se centran en el departamento de La Guajira, en donde para 2030 se proyecta su producción a precios competitivos en el panorama nacional e internacional. Sin embargo, al concentrar esfuerzos en producirlo solamente en este departamento le crearía al país una dependencia energética que incurriría en un aumento de precios y en posible escasez del suministro. Por ello debe realizarse un análisis en zonas alternativas a La Guajira, con potencial suficiente que permita obtener hidrógeno verde a precios similares a los estimados en la hoja de ruta. A continuación, las zonas propuestas:

Costa Atlántica: Conformado por los departamentos de Atlántico, Bolívar, Magdalena, La Guajira, Cesar, Córdoba y Sucre. En la hoja de ruta del hidrógeno para Colombia se considera a la costa atlántica como una de las regiones que posee una combinación de recursos renovables suficientes para asegurar la producción de hidrógeno verde a precios competitivos, alcanzando atractivos factores de planta superiores al 20%. [2] Además, la importancia estratégica de su ubicación, ya que se encuentra cerca de Norteamérica, en puertos de salida directa que conecta al país con mercados europeos y mercados asiáticos gracias al canal de Panamá, todos estos, posibles compradores una vez se alcancen precios competitivos y acuerdos de compra con países interesados en importar

hidrógeno. Por último, contemplar el suministro a ciudades capitales del país donde exista demanda de hidrógeno [2].

Bogotá: La capital del país, destacada por su desarrollo económico e industrial, con alta perspectiva de futuras demandas de hidrógeno para el sector industrial, transporte (siendo Transmilenio un potencial cliente importante una vez se cuente con flota de H₂), entre otros. La ciudad cuenta con políticas que buscan reducir los altos índices anuales de contaminación a la atmósfera, Bogotá y/o su área metropolitana serían una opción ideal para producción de H₂ local [2].

De convertirse en uno de los mayores consumidores y clientes de H₂ en el país, sería económicamente viable la construcción de una planta(s) de producción en la región, asegurando de esta manera suplir la demanda de H₂ local y evitando así la dependencia del suministro y altos costos de transporte en que incurriría transportar el H₂ desde otras regiones. Para ello, se deben desarrollar estudios, que permitan determinar si cuenta con los elementos técnicos tales como recursos renovables suficiente para hacer de estas plantas de producción, al mismo tiempo productivas y competitivas.

Orinoquía: Conocido como llanos orientales, región conformada por los departamentos del Meta, Vichada, Casanare y Arauca, departamentos ricos en recursos renovables, en su mayoría solar, producción de petróleo y grandes extensiones de tierra para el desarrollo de proyectos renovables. Solo como dato, Meta tendría el potencial de producir 127 kt/anuales de H₂ [17]; dada su ubicación estratégica cerca de Bogotá, podría suplir la demanda de la capital, exportar a Venezuela, Ecuador y distribuir al sur del país. Además, es una de las zonas de Colombia con mayor potencial para la producción de hidrógeno azul, producto del gas natural y del carbón por medio de la captura de dióxido de carbón (CCS) [17]. Contando con pozos abandonados de gas, que permiten pilotos de almacenamiento de H₂ a gran escala.

6.2 Preselección de Alternativas de Uso Final

En el presente apartado, se pretende realizar una clasificación de posibles usos finales basados en las condiciones actuales para el hidrógeno verde en el país, analizando los usos finales planteados gubernamentalmente (hoja de ruta de hidrógeno), los pilotos desarrollados y las alianzas con otros países, para con ello definir los posibles usos finales a los que se puede destinar el hidrógeno producido en el desarrollo del proyecto y sus similares.

Así pues, con base en lo establecido en la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia [2], a los usos finales que se le puede dar al hidrógeno verde se logran clasificar en tres grandes grupos: Primero, los que pueden adaptarse a las aplicaciones existentes; segundo, aquellos que se adaptarán a aplicaciones emergentes; y tercero, aquellos que se adaptarán a aplicaciones disruptivas, los cuales se explican a continuación:

1. Aplicaciones existentes: es una fase comprendida entre los años 2020 y 2026, en donde el hidrógeno producido tendrá una penetración en las refinerías y transporte pesado, tipo camiones y autobuses, con alta influencia en la descarbonización del sector transporte y de refinación de hidrocarburos.
2. Las aplicaciones emergentes: las cuales están comprendidas entre los años 2027 y 2035, como característica principal cuenta con un precio competitivo del hidrógeno verde, esto facilitará su uso final en fertilizantes y vehículos de transporte ligero.
3. Las aplicaciones disruptivas: en las cuales se espera que el hidrógeno verde sea incluso más competitivo que los combustibles fósiles, siendo la principal fuente de uso de tecnologías poco maduras actualmente, tales como el transporte marítimo y aéreo, la generación eléctrica como método de almacenamiento, producción de acero primario y uso de camiones mineros.

Por otro lado, y abarcando el panorama nacional, actualmente el país cuenta con 5 proyectos de producción y uso de hidrógeno verde en el país. El primero de ellos, desarrollado por Promigas en la ciudad de Cartagena, el cual tiene como finalidad producción de hidrógeno verde obtenido mediante fuentes renovables, para posteriormente ser inyectado a las redes de gas natural en algunos sectores de la ciudad, logrando una leve reducción de las emisiones de CO₂ mediante la mezcla entre hidrógeno verde y gas natural [18].

Un segundo proyecto desarrollado también en Cartagena por Ecopetrol consiste en la implementación de un piloto en Reficar (Refinería de Cartagena), el cual consiste en la instalación de un electrolizador PEM (tecnología española – H2B2) de 50 kW, en donde el hidrógeno producido será utilizado en movilidad, mezcla con gas para uso térmico, operaciones propias de Ecopetrol y desarrollo de productos que permitan reducir la huella de carbono. [18]

Los 3 pilotos restantes son proyectos desarrollados para la movilidad sostenible, los cuales son 2 automóviles (1 Toyota Mirai y un Hyundai Nexa) adquiridos por Ecopetrol y Opex [19] respectivamente y un bus impulsado a base de hidrógeno, el cual incluye su propia estación de carga mediante una hidrogenadora y adquirido por un consorcio de empresas lideradas por Ecopetrol, el Ministerio de Minas y Energía, Fenogre, Greenmovil, Marcopolo y Transmilenio [20], pretenden darle el impulso principal que necesita la movilidad sostenible en el país.

Dados los puntos expuestos anteriormente, los usos finales más importantes destacados por la hoja de ruta del hidrógeno se centran inicialmente en las refinerías y transporte pesado, generando un panorama limitado acerca de los posibles usos finales en el país, razón por la cual es necesario ampliar el contexto hacia un panorama internacional para definir otros usos que deban realizarse.

Durante el mes de junio del año 2023, el gobierno colombiano firmó un acuerdo de cooperación con la sociedad alemana “Fraunhofer” para la producción de hidrógeno verde en Colombia [20]. Este acuerdo contiene procesos de análisis de producción de H₂ verde en Colombia y su respectiva exportación al mercado alemán, esta sería una estrategia nacional para abrir mercados en otros países pertenecientes a la unión europea.

Partiendo de los pilotos con los que cuenta actualmente el país, de las alianzas actuales y futuras; y de la hoja de ruta para el desarrollo del mercado de Hidrógeno nacional, se establecen los siguientes usos finales tentativos de H₂ verde:

1. **Transporte vehicular:** Cuyo panorama está en tecnologías maduras como los montacargas (como tecnologías Toyota), transporte pesado (Nicola, Toyota, Kenworth) y más adelante maquinaria pesada (posiblemente), entre otros.
2. **Mezcla con gas natural:** Basado en el éxito del proyecto de “*blending*” ejecutado en Cartagena por Promigas y Reficar. Podría evaluarse la implementación de proyectos similares en otras regiones del país.
3. **Fertilizantes:** El mercado agrícola usa el H₂ verde en la producción de fertilizantes, es un sector conocido por sus altos niveles de contaminación.
4. **Refinación de hidrocarburos:** El H₂ puede usarse en regiones que cuenten con refinerías. Dado que este vector es usado en ciertos procesos químicos requeridos para la obtención de productos derivados del petróleo como (Gas, gasolina, diésel, “*jet fuel*”, entre otros).
5. **Exportación:** A mercados con altas demandas y poca generación, como el europeo y parte del continente asiático.

6.3 Criterios de preselección de zona

Una vez se presentan las regiones preseleccionadas para el estudio comparativo del potencial de producción de hidrógeno verde a partir de energía fotovoltaica y de conocer las posibles alternativas de uso final que se le pueden dar a este vector energético, se

procede a establecer los criterios para la selección de la zona final donde se realizara el análisis parcial de la cadena de valor.

Tabla 1. Criterios de selección de zona [21, 22, 5, 23, 24, 25, 26]

<i>Ítem</i>	<i>Criterio/Región</i>	<i>Peso</i>	<i>Costa Atlántica</i>	<i>Orinoquía</i>	<i>Bogotá D.C.</i>	<i>Observaciones</i>
1	Potencial Solar	25%	3	2	1	Se obtienen los valores mediante máxima capacidad solar en la zona. En este caso se utiliza portal Solargis para realizar la comparación
2	Producto Interno Bruto (PIB)	10%	2	1	3	Se obtienen los valores totales de PIB de cada región en miles de millones de pesos
3	Accesibilidad para entrada y salida de transporte pesado (calidad en carreteras - construcción de proyecto y transporte pesado)	10%	3	1	2	% de vías pavimentadas en estado muy bueno y bueno
4	Infraestructura para exportación	10%	3	1	1	Cantidad de puertos existentes con uso de exportación
5	Consumo de Gas Natural	10%	2	1	3	Cantidad de gas natural del mercado regulado consumido por región
6	Recurso hídrico	20%	3	2	1	Se tiene en cuenta la cantidad de Macrocuencas existentes por región
7	Extensión de tierra (área) disponible para proyectos solares	15%	1	3	2	Se tiene en cuenta IVP y costos por m2 en cada región
Puntuación Total		100%	2.5	1.75	1.65	

En la Tabla 1, se encuentran los criterios finalmente considerados para la selección de la zona de estudio, en esta se pueden ver criterios como el potencial solar de las regiones en estudio, desarrollo económico (medido por el PIB), estado de las vías de acceso, infraestructura de exportación, consumo de gas natural (a tener en cuenta en proyectos de “Blending”), recurso hídrico (requerido para alimentar el electrolizador) y la disponibilidad de áreas disponibles suficientemente grandes para el desarrollo de plantas de generación de hidrógeno.

En este caso y para dar valor a los criterios, se toman como aspectos de mayor importancia aquellos que sean directamente proporcionales a la producción y comercialización del Hidrógeno, mientras que, como menos relevantes aquellos que tengan relación, pero que tengan un plan de contingencia definido sin afectar su producción o comercialización.

Tabla 2. Data soporte de la Tabla 1. [21, 22, 5, 23, 24, 25, 26]

<i>Ítem</i>	<i>Criterio/Región</i>	<i>Costa Atlántica</i>	<i>Orinoquía</i>	<i>Bogotá D.C.</i>	<i>Unidad Medida</i>
1	Potencial Solar	1750	1566	1388	kWh/kWp
2	Producto Interno Bruto (PIB)	219686	91606	357259	MMCOP
3	Accesibilidad para entrada y salida de transporte pesado (calidad en carreteras - construcción de proyecto y transporte pesado)	53	22	28	%
4	Infraestructura para exportación	8	0	0	Und
5	Consumo de Gas Natural	437	67	582	m3
6	Recurso hídrico	2	1	0	Und
7	Extensión de tierra (área) disponible para proyectos solares	5	4	5	Und

Los criterios con calificación mayor son el potencial solar, directamente proporcional al dimensionamiento de la granja y CAPEX del proyecto, recurso hídrico – insumo junto a la energía eléctrica para la generación del H₂ y el área disponible para el desarrollo de la planta.

Para cada criterio hay una calificación de 3, 2 y 1 punto, asignando 3 puntos al mejor calificado y 1 punto al menos calificado, en caso de empate entre los dos con menos calificación se les otorga a ambos 1 punto.

Tabla 3. Justificación de criterios de selección.

<i>Ítem</i>	<i>Justificación</i>
1	Este parámetro define la cantidad de energía que se puede obtener en la construcción de la granja.
2	Se tiene en cuenta debido a que, en zonas con mayor crecimiento económico, existirá una mayor valorización del proyecto.
3	Determina la facilidad para realizar el transporte del hidrógeno obtenido hacia su lugar de uso final.
4	Define la facilidad para realizar el proceso de exportación del hidrógeno obtenido.
5	Parámetro utilizado de cara a un posible uso final con el proceso de “Blending”.
6	El agua sería el elemento utilizado para el proceso de electrólisis.
7	Nos define el espacio necesario para realizar la construcción de la granja.

De acuerdo con lo expuesto en la Figura 8, los municipios de Valledupar y Santa Marta presentan los mayores niveles de irradiancia, como resultado de un ejercicio de comparar aspectos como la cercanía a puertos, disponibilidad de carreteras y otros factores ya mencionados; se selecciona una ubicación en la ciudad de Santa Marta para la instalación de la granja fotovoltaica, se seleccionó satelitalmente un área con vías principales de acceso en la cercanía al sitio y con condiciones para instalación de la granja (área requerida disponible y tipo de terreno plano), la cual se muestra a continuación.

Tabla 4. Ubicación de Granja Fotovoltaica. Fuente: Propia.

<i>Características</i>	
Ubicación	Santa Marta
Longitud	11.201013
Latitud	-74.166817



Figura 9. Ubicación de granja fotovoltaica. Fuente: Google Maps.

Por otro lado, para la topología de la granja fotovoltaica y de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 4, se realizará un proceso de selección de materiales para su construcción, para lo cual, en aras de obtener una relación óptima costo/beneficio y una

producción eficiente de energía, se realizará un proceso selección de los módulos e inversores, tomando como base las ventajas y desventajas de cada concepto.

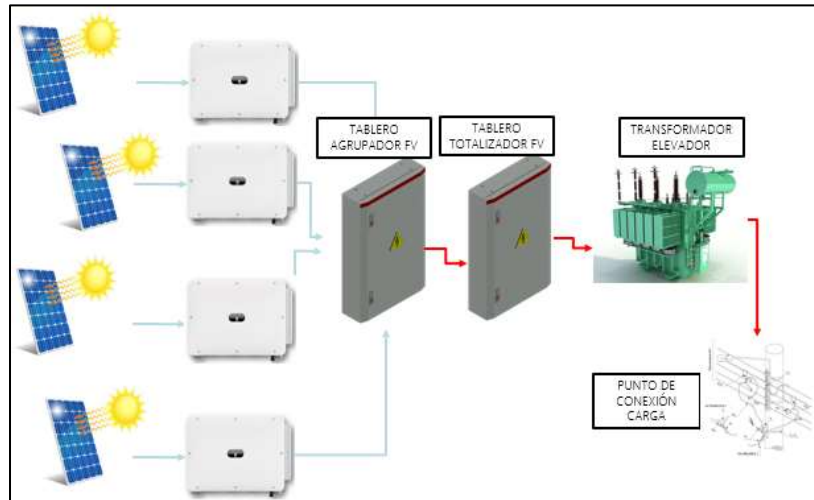


Figura 10. Esquema de construcción de granja solar. Fuente: Propia.

Para la selección de inversor, se tendrán en cuenta los diferentes tipos que se consiguen en el mercado, descartando en primera instancia los DC “optimizer” y micro inversores por sus bajas potencias. Por otro lado, se podría utilizar un esquema de inversor centralizado o una serie de inversores de cadena que sumen la potencia total. Realizando una comparación y tomando como punto principal de partida la confiabilidad del sistema, se decide utilizar un esquema de inversores de cadena, dado que un posible daño en un inversor centralizado representaría una pérdida del 100% de la energía, mientras que el daño en uno de los inversores en el esquema en cadena solamente representaría un pequeño porcentaje de pérdida de energía. Por otro lado, para escoger la marca del inversor nos remitimos a Wood Mackenzie [27], quien realiza una clasificación de inversores con base en las ventas entre los años 2020 y 2022, obteniendo los resultados en la siguiente Figura.

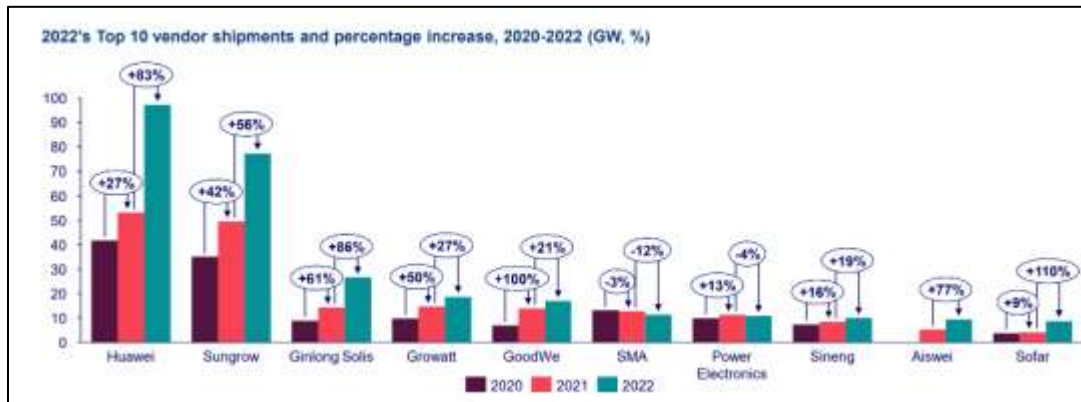


Figura 11. Vendor Sales Inversores 2020-2022 [27].

Ahora bien, para la selección de los módulos que se utilizarán, procederemos a realizar revisión de la lista Tier de módulos fotovoltaicos, publicada por Bloomberg NEF [28], el pasado mes de junio de 2023, la cual basa su calificación en tipo de tecnología, materiales utilizados, eficiencias y ventas (Q1, Q2, Q3 y Q4) en donde las 5 principales marcas referenciadas son Longi Solar, Jinko Solar, Canadian Solar, JA Solar y Trina Solar.

De acuerdo con lo anterior, en este caso se escogen inversores Huawei tecnología SUN2000 y módulos JA Solar con tecnología de media celda (ambos explicados en el capítulo 4), de acuerdo con lo establecido en la Tabla 5. Por otro lado, para la selección de la potencia de cada uno de los inversores se tomó la mayor potencia comercial de los inversores de cadena existentes en el mercado, por lo cual se utiliza el SUN 2000 – 330 KTL M1.

Tabla 5. Características D.C. y A.C. de Granja Solar.

Características D.C.	Valores	Características A.C.	Valores
Tipo módulo	JAM72S30 545 MR	Tipo Inversor	SUN 2000 - 330 KTL
Potencia (Wp)	545	Potencia (kW)	330
Marca	JA Solar	Marca	Huawei
Cantidad	37800	Cantidad	60
Potencia DC (MWp)	20.6	Potencia AC (MW)	19.8

Finalmente, para definir la dimensión del parque, se realiza una selección de sitio mediante una vista aérea de Google Earth, identificando áreas disponibles cerca de vías primarias o secundarias del municipio, identificando predio para la instalación tentativa de granja fotovoltaica de 19,8 MW, teniendo en cuenta que los excedentes generados por la granja y una potencia mayor a 20 MW obligaría a esta a realizar un despacho de planta centralizado. Como resultado del modelamiento realizado mediante el Software PVSol 2023, se obtiene la cantidad de energía anual del proyecto y el perfil horario de generación de energía (cantidad de energía hora a hora generada por la granja solar), la cual será consignada en la sección 6.6. del proyecto, como referencia para el balance energético.



Figura 12. Vista aérea Granja Solar Santa Marta – 19.8 MW. Fuente: PVSol 2023.

6.5 Análisis de mercado para diagnóstico de casos de uso

Una vez establecido el sistema de almacenamiento para la producción de hidrógeno, se deben evaluar las condiciones y usos que se pueden suplir con la cantidad de hidrógeno producida, por lo que, opciones como la exportación, el transporte aéreo y marítimo, y el uso en fertilizantes se descartan de manera inmediata, dada la poca producción para satisfacer la necesidad. Por otro lado, y de acuerdo con las opciones de uso en aplicaciones petroleras, si bien Cartagena cuenta con un proyecto piloto [18], las

principales opciones de uso del hidrógeno verde se centrarían en la Región Orinoquía, en donde los costos de transporte limitarían esta opción.

Todos estos factores conllevan a que la alternativa principal se centre en el transporte pesado o de personas. Sistemas de transporte masivo como Transmetro (Barranquilla) [29] o Transcaribe (Cartagena) [30] podrían ser el punto de partida para la implementación del proyecto. Adicionalmente, empresas de transporte de materiales, del sector portuario o de envíos de encomiendas serían también un mercado objetivo de alto interés para implementación del hidrógeno producido por el proyecto.

Para realizar un correcto análisis de mercado y de acuerdo con lo establecido en la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia [2], Colombia se convertirá en el largo plazo en el cuarto país del mundo con el Hidrógeno Verde más barato (según estudios) y para 2030 el departamento de La Guajira será la punta de lanza en la producción de este vector en el país, por lo que la implementación del proyecto permitiría aprovechar estas bondades con proyectos desarrollados, mostrando tanto a interesados nacionales como internacionales las bondades de la movilidad sostenible mediante este modelo, lo cual permita ratificar a Colombia como participante importante y comprometido con los objetivos establecidos en el marco del Acuerdo de París [1].

6.6 Selección de tipo de electrolizador

En este caso y como objetivo principal de la presente sección es seleccionar el tipo de electrolizador que mejor se adapte a las características del proyecto, en el capítulo Marco Teórico y Estado del Arte, Apartado 6.3. “Electrolizadores, tecnología y contexto”, allí se mencionan los 4 tipos de electrolizadores más desarrollados y por ende conocidos (Alcalino, PEM, AEM, Óxido Sólido), también se explica a grandes rasgos cómo funcionan, sus principios básicos, los pros y contras, entre otros. En este apartado, 6.5, se complementará esta información con el fin de brindar los argumentos en los cuales se basa la selección del tipo de electrolizador a usar.

Tabla 6. Caracterización de diferentes tipos de electrolizadores [31, 32, 33, 11]

<i>Crterios</i>	<i>Unidades</i>	<i>Alcalino</i>	<i>PEM</i>	<i>AEM</i>	<i>Óxido Sólido</i>
Temperatura de funcionamiento	(°C)	70 - 90	50 - 80	40 - 60	700 - 850
Presión operacional	bar	< 30	< 70	< 35	1
Densidad actual	A/m ²	2 000 - 8 000	10 000 - 20 000	2 000 - 20 000	3 000 - 10 000
Pureza del hidrogeno producido	%	≥ 99.8	≥ 99.99	99.9 - 99.99	99.9
Eficiencia	%	50 - 68	50 - 68	52 - 67	75 - 85
Tiempo de arranque en frío estimado	mínutos	< 50	< 20	< 20	> 600
Costos de capital, asociados al sistema con una capacidad mínima de 10MW	USD/kW	500 - 1 000	700 - 1 400	-	-
Eficiencia eléctrica (sistema)	kWh/Kg H ₂	50 - 78	50 - 83	57 - 69	40 - 50
Vida útil estimada	h	60 000	50 000 - 80 000	> 5 000	< 20 000
Electrólito	-	Hidróxido de potasio (KOH) 5-7 mol/L	Membranas PFSA	Polimero DVB soportado con KOH o NaHCO ₃ 1 mol/L	Estabilizado con itria circonio (YSZ)
Rango de carga	%	15 - 100	5 - 120	5 - 100	30 - 125
Eficiencia eléctrica (stack)	kWh/Kg H ₂	50 - 78	47 - 66	51.5 - 66	35 - 50
Tamaño de la unidad Stack	-	1 MW	1 MW	2.5 kW	5 kW
Fecha estimada de aparición	Año	1789	1966	70s	1980
Corrosión	-	Sí	No	-	-
Nivel de madures	-	Maduro	Comercial	Investigación y desarrollo	Investigación y desarrollo
Rango de voltaje	V	1.4 - 3	1.4 - 2.5	1.4 - 2	1.0 - 1.5
Área de electrodos	cm ²	10 000 - 30 000	1 500	< 300	200

Como se puede ver en la Tabla 6, aunque las tecnologías AEM y Óxido Sólido, presentan ventajas y desventajas frente a los PEM y Alcalino, como presiones de operación un poco más bajas, requiriendo así compresión para llevar al almacenamiento; altas densidades en relación con el alcalino, altas eficiencias, tamaños pequeños, entre otros. A pesar de esto, son tecnologías que aún se encuentran en fase de investigación y desarrollo y por ende presentan factores en desventaja como capacidad de producción baja a escala industrial, poca vida útil y otros factores que hacen que sean descartados de inicio, además, son pocos los proveedores que ofrecen estas tecnologías y no de la escala requerida para el desarrollo la planta de producción de hidrógeno verde.

Como resultado de investigación, los electrolizadores más comerciales y en etapas maduras son los electrolizadores PEM y Alcalino, la Tabla 7 refleja la comparativa entre

estas dos tecnologías, como se ve, cada uno tiene sus ventajas respecto a la otra, ventajas que se le permiten adaptarse mejor a un proyecto de capacidad pequeña, mediana o grande.

Tabla 7. Resumen comparativo entre tecnologías PEM y Alcalino. Fuente: Propia.

<i>Criterios</i>	<i>Alcalino</i>	<i>PEM</i>
Temperatura de funcionamiento		✓
Presión operacional	✓	
Densidad actual		✓
Pureza del hidrogeno producido		✓
Eficiencia	✓	✓
Tiempo de arranque en frío estimado		✓
Costos de capital, asociados al sistema con una capacidad mínima de 10MW	✓	
Eficiencia eléctrica (sistema)	✓	
Vida útil estimada		✓
Electrólito	-	-
Rango de carga		✓
Eficiencia eléctrica (stack)	✓	
Tamaño de la unidad Stack	✓	✓
Fecha estimada de aparición	✓	
Corrosión		✓
Nivel de madures	✓	
Rango de voltaje		✓
Área de electrodos		✓

Como conclusión de la Tabla 7 y de documentos consultados de fabricantes de electrolizadores, los electrolizadores PEM se adaptan mejor actualmente a proyectos de pequeña y mediana escala industrial, con ventajas no mencionadas en la Tabla 7 como menor mantenimiento, tamaños más compactos y operación más confiable. [34] Con base en toda la información consultada y a las características de la planta, se opta por desarrollar el proyecto con un electrolizador de tecnología PEM (“*Proton Exchange Membrane*”).

Como siguiente paso se realiza una consulta en el mercado de los electrolizadores, a fin de conocer sus principales fabricantes por tecnología, para lo cual, en la Figura 13 se muestran los resultados obtenidos.

	Alkaline	PEM	SOEC
Advantages	<ul style="list-style-type: none"> + Low CAPEX + Mass Manufacture 	<ul style="list-style-type: none"> + High Flexibility + Small footprint 	<ul style="list-style-type: none"> + Energy consumption + Inexpensive materials
Drawbacks	<ul style="list-style-type: none"> - Large footprint - Energy consumption 	<ul style="list-style-type: none"> - High CAPEX - Energy consumption 	<ul style="list-style-type: none"> - Small volume productions - Durability

Figura 13. Resumen de tecnologías de electrolizador por fabricante [35]

Una vez se ha realizado el análisis de las tecnologías existentes, determinado el tipo de electrolizador que mejor se adecua a las características del proyecto e identificado proveedores a nivel mundial para estos equipos, para posteriormente realizar una búsqueda de mercado para encontrar un electrolizador que se adecue a las características del sistema de generación de hidrógeno, una vez preseleccionado el electrolizador se procede a continuar con el desarrollo del proyecto.

La Figura 13, referencia fabricantes como Nel, Hystar, Plug, Siemens, H-Tec Systems, entre otros.

Tabla 8. Resumen de búsqueda de “datasheets” de electrolizadores [35, 36, 37, 38, 39]

Parametros	Unidades	Proveedor										
		nel	nel	H-Tec Sys.	H-Tec Sys.	H-Tec Sys.	Plug	Plug	Hystar	Hystar	Hystar	Hystar
Modelo	-	MC250	MC500	HCS	ME450	MHP	EX2125D	EX-4250D	Vega 400	Vega 900	Mira 600	Mira 1200
Clase	MW	1.25	2.5	2	1	10	> 5	> 10	2	4.1	3.1	6.1
Presión	bar	30	30	15 - 30	20 - 30	30	40	40	-	-	-	-
Consumo promedio para producción	kWh/kg	50.4	50.4	53	53	51	49.9	49.9	40.7	81.4	56.4	112.9
Rango de capacidad de producción	%	10 - 100	10 - 100	-	-	10 - 100	-	-	25 - 110	25 - 110	15 - 100	15 - 100
Producción neta	Nm3/h	246	492	420	210	2130	1000	2000	452	905	627	1255

Para un sistema de 20 MW aproximadamente, lo cual obedece a la potencia de la granja solar, se requieren electrolizadores que operen en los rangos de capacidad requeridos. Como primer aspecto relevante se menciona que los electrolizadores de menor capacidad son más eficientes que los de mayor capacidad, por lo que, tomando como base la potencia objetivo los electrolizadores de más de 5 MW se descartarán dada la pérdida de eficiencia en un sistema pequeño, y rescatando como ideales para las características de este proyecto y de la irradiancia del estudio hora – hora los electrolizadores que se encuentren en un rango de potencias establecido entre 1 – 2 MW, creando una relación de consumo promedio para producción y rango de capacidad de producción, el preseleccionado con estos criterios es el MC250 del proveedor nel.



Figura 14. Electrolizador Seleccionado: nel M Series 1,25 – 2,5 MW

6.7 Balance energético (Solar vs Hidrógeno; dimensión del parque solar (potencia) vs dimensión de los electrolizadores (Kg))

Luego del dimensionamiento de la granja fotovoltaica realizado en el apartado 6.4 y teniendo en cuenta las restricciones que se tuvieron respecto al despacho centralizado y a una potencia fotovoltaica establecida, y como resultado de la simulación del proyecto Santa Marta se tiene la información hora-hora de energía producida para un año. Con base en la energía producida en cada hora se establece la potencia estimada de electrólisis requerida para el modelo del electrolizador seleccionado en el apartado 6.5. Por otro lado, para calcular la producción total de hidrógeno se establece la relación entre los kilovatios hora requeridos por el electrolizador para generar 1 kilogramo de hidrógeno, por lo cual, de acuerdo con la placa de características del electrolizador seleccionado, se requieren aproximadamente 50,4 kWh para producir 1 kg de hidrógeno.

Para obtener como resultado el dimensionamiento de los electrolizadores (cantidad de electrolizadores a utilizar), se establecen 3 tipos de modelos de cálculo. El primer modelo consiste en un sistema sin optimización, el cual busca establecer la producción de hidrógeno verde día a día sin tener ningún tipo de limitación, dadas las condiciones del electrolizador.

En el segundo modelo de cálculo se establece la potencia objetivo de un electrolizador (para continuar con el desarrollo de los cálculos, se selecciona un electrolizador nel de 1,25 MW, gracias a lo especificado en el apartado 6,5) para limitar la producción de hidrógeno a las condiciones del equipo, con esto se permite tener un factor de carga específico que a su vez condicionará la producción de hidrógeno.

El tercer modelo de cálculo consiste en modelar el sistema utilizando una herramienta de optimización, con el fin de determinar el factor de carga óptimo. Este factor

de carga es esencial para garantizar la potencia deseada y maximizar la generación de energía, teniendo en cuenta las restricciones que surgen de la variabilidad en la generación de la granja solar. Estas restricciones se basan en la irradiancia a lo largo del día. Con los valores resultantes, se determinará la cantidad óptima de electrolizadores a emplear y cómo gestionar los excedentes de energía a lo largo del año.

Para realizar una contextualización correcta del tercer modelo, se debe analizar en dos escenarios. El primero relaciona las variables independientes en función de la variable dependiente del sistema, mientras que el segundo escenario explica el funcionamiento del modelo de optimización mediante la función “*solver*”.

El objetivo del proyecto es encontrar la mayor cantidad de producción de hidrógeno verde (Toneladas) en un año corrido (analizado día a día), con base en la generación de energía de la granja solar y a la cantidad de electrolizadores que se utilizan, siendo estas las variables independientes, mientras que la producción final de hidrógeno es la variable dependiente.

Posteriormente, se toman las variables de entrada independientes para maximizar/minimizar la variable de salida (variable dependiente), para lo cual “*solver*” se encarga de modificar los valores de las variables de entrada (Energía, cantidad de electrolizadores, potencia, eficiencia del electrolizador seleccionado) de manera que se obtenga una producción de hidrógeno y se garantice un factor de carga que permita el aumento en la vida útil de cada electrolizador, teniendo en cuenta que el trabajar con factores de carga bajos reduce considerablemente su vida útil.

En este caso la ecuación a implementar con la función “*solver*” se basa en la producción total de hidrógeno, la cual se expresará en kilogramos por cada hora de trabajo. Para iniciar, se toma la cantidad de energía generada por el sistema fotovoltaico y se convierte en hidrógeno por medio de los electrolizadores. A este resultado se le aplican las

restricciones correspondientes de acuerdo con las características del electrolizador (el rango mínimo de operación del electrolizador es del 10%).

Para realizar el cálculo de la producción de hidrógeno se tomará como base las siguientes ecuaciones:

$$\sum_{t=1}^{8360} H_2(t) = \sum_{t=1}^{8360} \frac{P(t)}{\varepsilon} \quad (1)$$

Donde:

H_2 = Cantidad de hidrógeno producido en la hora t.

P = Potencia generada en la hora t.

ε = Eficiencia del electrolizador.

Para optimizar la producción de hidrógeno, es necesario establecer los límites del electrolizador utilizado, y con ello las restricciones de potencia, lo cual se da por las ecuaciones:

Cantidad de electrolizadores:

$$P(t) = \frac{E(t)}{t} \quad (2)$$

$$EZ = \frac{P(t)}{P_E} \quad (3)$$

Donde:

$E(t)$ = Energía en la hora t (obtenida de la granja).

t = tiempo (1 hora).

$P(t)$ = Potencia en la hora t.

P_E = Potencia nominal del electrolizador (Constante, 1.25 MW).

Posteriormente la potencia optimizada se calcula con base en las restricciones propias del sistema (la potencia de entrada no puede ser inferior al 10% de la potencia nominal del electrolizador, y la potencia máxima no puede ser superior a la potencia de electrólisis, para lo cual se ejecuta el modelo de optimización mediante la función “*solver*”. Es acá donde la función se encargará de resolver el problema de la **potencia de electrólisis optimizada** (P_{EZ}) mediante un algoritmo, con base en las restricciones mencionadas y las variables de las ecuaciones (1) a la (3).

Finalmente, luego de obtener la potencia de electrólisis optimizada, y con la demanda establecida en el proyecto (34 vehículos pesados) se establece el factor de carga y la cantidad de electrolizadores optimizados, para como datos finales tener la producción de hidrógeno optimizada y los excedentes, establecidos por las ecuaciones (4) y (5).

$$Exc(t) = E(t) - P_{EZ} \quad (4)$$

$$H_2Opt = \frac{P_{EZ}}{\varepsilon} \quad (5)$$

Donde:

H_2Opt = Producción total de hidrógeno optimizada.

$Exc(t)$ = Excedentes en la hora t .

t = tiempo (1 hora).

P_{EZ} = Potencia de electrólisis optimizada

ε = Eficiencia del electrolizador.

La Tabla 9 resume los pasos realizados durante el proceso de modelamiento de datos:

Tabla 9. Desarrollo de modelo de optimización para producción de Hidrógeno.

<i>Modelo</i>	<i>Paso</i>
Datos de simulación PVSol	1. Tomar los datos de energía producida hora a hora (8760). 2. Convertir a potencia.
Modelar sin optimización	1. Establecer producción H ₂ por hora. 2. Producción H ₂ diaria.
Modelar con optimización	1. Seleccionar potencia electrolizador. 2. Asumir una demanda objetivo de H ₂ . 3. Establecer producción media horaria H ₂ . 4. Establecer la potencia consumida optimizada. 5. Restringir con base a la potencia electrolizador. 6. Encontrar el factor de carga óptimo. 7. Producción H ₂ Optimizada.
Modelar el sistema final	1. Tomar la potencia consumida. 2. Establecer modelo de optimización con base en el factor de carga optimizado. 3. Obtener la producción mínima de H ₂ con modelo de optimización ("Solver"). 4. Obtener la producción final de H ₂ diaria. 5. Establecer los excedentes de energía.

El objetivo principal del modelo de optimización es establecer el balance óptimo entre generación de energía y producción de hidrógeno verde durante cada hora del año. La cantidad de electrolizadores usados en el modelo tienen un impacto directo en los costos de inversión por sus precios elevados, es por esto que se busca optimizar el modelo y obtener la mínima cantidad de electrolizadores que garanticen una relación de producción de hidrógeno vs factor de carga que satisfaga el modelo de manera óptima, evitando sobre dimensionar el CAPEX con un alto número de electrolizadores y logrando conseguir los mejores factores de carga con el número mínimo de equipos requeridos por el sistema.

En las siguientes tablas se muestran los valores obtenidos en cada uno de los tres modelos evaluados, para con esto obtener cuál es el mejor escenario y qué modelo puede brindar los mayores rendimientos en producción de hidrógeno sin comprometer la vida útil de los electrolizadores.

Para obtener el mejor escenario, se deben comparar los modelos 1 (Tabla 10, sin optimización) y 3 (Tabla 11, modelo con parámetros de optimización), mediante la Tabla 13, de manera que se pueda realizar una conclusión y posterior escogencia del modelo.

Tabla 10. Valores del escenario sin modelo de optimización

Valores sin Restricción	Valores	Unidad
Demanda H2 Electrólisis	1050	kg/día
Producción mínima H2 Electrólisis	560	kg/día
Producción máxima H2 Electrólisis	2758	kg/día
Producción promedio H2 Electrólisis	2085	kg/día
Media H2 Electrólisis	2185	kg/día

Ahora bien, para evaluar la demanda debe fijarse un objetivo específico a suplir, el cual está directamente relacionado al uso final que se le puede dar al hidrógeno producido, es por esto que se decidió establecer una demanda promedio de 1190 kg/día de hidrógeno, dado por la cantidad de vehículos que la potencia del sistema pueda cubrir y cuyo propósito es alimentar una flota de 34 camiones (esto se tratará con mayor detalle en el apartado 6.9) los cuales tendrán un consumo promedio de hidrógeno de 35 kg/día.

Tabla 11. Valores del escenario con modelo de optimización

Valores de Optimización	Valores	Unidad
Mínima producción H2 optimizada	560	kg/día
Máxima producción H2 optimizada	1343	kg/día
Promedio producción H2 optimizada	1189	kg/día
Factor de Carga Optimización	40	%

Tabla 12. Datos básicos resultantes con modelo de optimización

Datos de modelo	Valores	Unidad
Potencia Electrolizador	1.25	MW
Potencia Electrólisis Optimización	6.25	MW
Cantidad Electrolizadores	5	UN
Potencia Final Electrólisis	6.25	MW

Tabla 13. Comparativo de resultados modelo sin optimizar vs optimizado

Mes	Energía Generada (kWh)	Producción H ₂ (Tons)		Excedentes (MWh)		Cant. Electrolizadores		Rendimiento	
		Sin Optimizar	Optimizado	Sin Optimizar	Optimizado	Sin Optimizar	Optimizado	Producción H ₂	Cant. Ez
Enero	3143006.9	62.4	35.4	0.0	1359.1	14	5	57%	36%
Febrero	2984411.4	59.2	33.1	0.0	1314.5	14	5	56%	36%
Marzo	3491183.6	69.3	37.6	0.0	1594.0	15	5	54%	33%
Abril	3314753.0	65.8	37.0	0.0	1451.0	15	5	56%	33%
Mayo	3440599.0	68.3	38.1	0.0	1520.9	15	5	56%	33%
Junio	3361788.8	66.7	38.3	0.0	1433.6	15	5	57%	33%
Julio	3432732.5	68.1	39.2	0.0	1456.1	14	5	58%	36%
Agosto	3370198.0	66.9	37.5	0.0	1481.0	15	5	56%	33%
Septiembre	3037174.9	60.3	34.8	0.0	1283.4	15	5	58%	33%
Octubre	2907756.4	57.7	34.6	0.0	1163.5	15	5	60%	33%
Noviembre	2863784.6	56.8	33.3	0.0	1183.0	15	5	59%	33%
Diciembre	3002945.9	59.6	35.1	0.0	1235.3	14	5	59%	36%
Total	38350335.1	760.9	434.0	0.0	16475.5				

En la presente Tabla se realiza el comparativo de resultados obtenidos en la tabla, en donde, la columna Energía Generada obedece a la cantidad de energía en el mes que genera la granja fotovoltaica. Por otro lado, la producción de hidrógeno establece en las columnas de producción la cantidad de hidrógeno en toneladas generada mes a mes. La columna “excedentes” establece la cantidad de energía que puede comercializar (exportar) la granja a la red sin afectar la operación en ambos modelos. La columna cantidad de electrolizadores obedece a los electrolizadores utilizados en cada modelo; mientras que los rendimientos establecen la comparación entre la producción de ambos modelos y los electrolizadores utilizados para cada modelo.

Al realizar un comparativo entre los resultados del modelo sin optimizar y los del modelo optimizado se tienen como resultado dos puntos de análisis. El primer punto de análisis obedece al rendimiento condicionado a la producción, el cuál deriva tanto en producción mensual de hidrógeno, como en los excedentes de energía entregados mes a mes, los cuales representan una baja en la producción del total de hidrógeno en el escenario en donde se realiza el modelo de optimización con respecto al escenario en donde no se realiza ningún tipo de modelo de optimización, en valores que oscilan entre el 54% y el 60% del valor máximo de hidrógeno que se podría producir. Sin embargo, los excedentes

de energía que genera el modelo de optimización derivarán en una posible comercialización de estos mediante inyección a la red, lo que conlleva al aumento de la rentabilidad del proyecto.

Un segundo punto de análisis obedece a la cantidad de electrolizadores que deben utilizarse para producir la cantidad deseada de hidrógeno. Si bien en el punto anterior se mencionaba una reducción entre el 40% y 46% en la producción, en la realidad sería necesaria la instalación de 15 electrolizadores para obtener la producción de hidrógeno máxima, lo cual disminuirá considerablemente el factor de carga asociado a estos. Por otro lado, el modelo de optimización sugiere la instalación de 5 electrolizadores, representando una inversión aproximada de un 65% menos que la cantidad de electrolizadores requeridos para lograr la máxima producción de hidrógeno, haciendo que el modelo represente un uso más eficiente de la inversión, que permitirá una mayor vida útil del CAPEX.

6.8 Acondicionamiento del H₂ (Compresión o licuefacción)

En este proyecto se evalúa la implementación de usos finales que van a requerir una pequeña a media capacidad de almacenamiento de hidrógeno de respaldo en caso de que la producción de almacenamiento supere el consumo en días donde el potencial solar sea pico. Lo indicado en las referencias normativas consultadas indica que los sistemas de acondicionamiento que mejor se adaptan a las características del sistema de generación de hidrógeno verde, son acondicionamiento por compresor o licuefacción.

Tabla 14. Características de sistemas de acondicionamiento

<i>Sistema de acondicionamiento</i>	<i>Presión desde el electrolizador (bar)</i>	<i>Presión a la salida del sis. de acondicionamiento (bar)</i>	<i>Equipo a usar para acondicionar</i>	<i>Sis. de almacena miento recomendado</i>	<i>Capacidad del sis. de almacena miento (ton H₂)</i>	<i>Rango de almacena miento (tiempo)</i>	<i>Estado del H₂ despues del sis. de acondicionamiento</i>
Presurización	30	250 - 700	Compresor	Tanque	0.005 - 1.1 / Tanque	Días a semanas	Gas a < 1000 bar
Licuefacción	30	Líquido a 1 bar y -253°C	Planta de licuefacción	Tanque criogénico	0.2 - 200 / Tanque	Días a semanas	Líquido a 1 bar, -253°C

De acuerdo con las características principales del sistema de acondicionamiento mostrado en la Tabla anterior, y de acuerdo con lo establecido en el Apartado 4.4 “Tipos y tecnologías utilizados en el acondicionamiento de hidrógeno”, los costos adicionales que puede representar un sistema criogénico que permita la licuefacción del hidrógeno producido, y a las cantidades obtenidas dentro del modelo, se escogerá el método de presurización, el cual permite una reducción considerable de costos referentes al Capex inicial.

6.9 Selección y dimensionamiento del sistema de almacenamiento de hidrógeno

En el presente apartado es necesario establecer un procedimiento para la selección del sistema de almacenamiento, de acuerdo con conceptos previamente definidos. Se realizará una breve descripción de los sistemas de almacenamiento comúnmente usados en la actualidad, de acuerdo con diferentes variables que deben ser tenidas en cuenta para la producción diaria objetivo, la cual se define gracias a los valores arrojados por el modelo de optimización expuesto en el Apartado 6.6, donde inicialmente se obtiene la producción diaria de hidrógeno (kg/día) para satisfacer la demanda objetivo-diaria requerida por los vehículos pesados. Esta demanda consiste en un promedio estimado de 1190 kg de hidrógeno por día, para abastecer 34 vehículos. Adicionalmente, teniendo en cuenta la

dimensión de la granja y el modelo de optimización no se podría suplir una mayor cantidad de vehículos con la potencia obtenida.

Consecuentemente, se establece la cantidad de almacenamiento máximo mediante un método de cálculo de producción que permita establecer un balance específico diario para corroborar si el hidrógeno producido puede abastecer a la flota en su totalidad y que capacidad de almacenamiento requiera para compensar los días de poca producción logrando así su objetivo principal.

Finalmente, se realiza el método de cálculo con los 34 vehículos evaluados y un consumo promedio de cada uno de 35 kg/día durante los 365 días del año. Con base en lo anterior se pueden establecer los datos relevantes que se exponen en la Tabla 15.

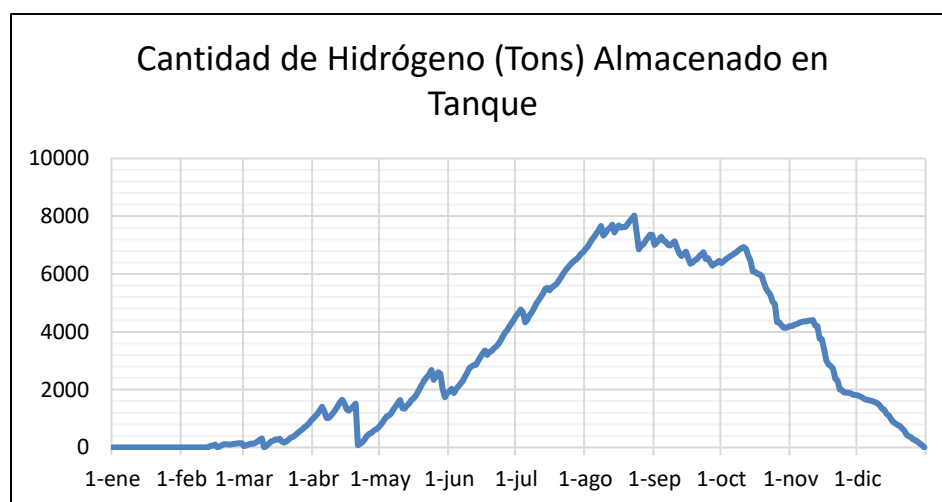
Tabla 15. Datos básicos de modelo de optimización de almacenamiento.

<i>Datos de modelo</i>	<i>Valores</i>	<i>Unidades</i>
Promedio	1189.1	kg
Almacenamiento máx.	9554.3	kg
Vehículos a cargar	34	kg
Carga x camión	35	kg
Cantidad max H2	1190	kg
Promedio veh	34	Und
Días con 34 vehículos	361	días
Confiabilidad	99.9	%
Capacidad del tanque	2500	kg
Cantidad de tanques	4	Und

De la presente Tabla se concluye que se tiene una capacidad máxima de almacenamiento de 9554,3 kg de hidrógeno al 23 de agosto del año evaluado, siendo esta la capacidad máxima requerida para los tanques de almacenamiento que satisfagan el modelo. Una segunda conclusión es que durante 362 días se cuenta con un almacenamiento para la flota completa de vehículos, mientras que los días restantes se abastecerá la carga completa de 33 vehículos y la carga parcial del vehículo 34, obteniendo con esto una

confiabilidad del sistema superior al 99,9%. A simple vista puede resultar atípico el dimensionamiento de un sistema de almacenamiento 10 veces más grande que la producción diaria de hidrógeno del modelo de optimización, sin embargo, se obtuvo que, para la carga de 34 vehículos se obtendrá hidrógeno adicional durante los 6 meses con mayores producciones de hidrógeno, el cual se utilizará como compensación a los 6 meses restantes, en los cuales no se cumple la meta requerida de hidrógeno. Para mostrar de manera gráfica el comportamiento del almacenamiento de hidrógeno en tanque, la siguiente Figura establecerá los picos y fechas en donde se necesitará el máximo de almacenamiento.

Figura 15. Comportamiento del Sistema de Almacenamiento – Año corrido



Ahora bien, para establecer el mejor tipo de almacenamiento para las cantidades mencionadas en la Tabla 15 y de acuerdo con lo establecido por la firma HINICIO [40] se puede seleccionar el almacenamiento de acuerdo con los tipos existentes en el mercado, capacidad máxima, tipo de almacenamiento, costos y niveles de penetración en el mercado, esto permite obtener una priorización de opciones para la selección del sistema de almacenamiento, las cuales se describen en la Tabla 16.

Tabla 16. Alternativas posibles de almacenamiento. Fuente: HINICIO – 2021.

<i>Características</i>	<i>Hidruros metálicos</i>	<i>Tanques de acero</i>	<i>Tanques compuestos</i>	<i>Ductos transporte</i>	<i>Tanques de H₂ líquido</i>	<i>LOCH</i>
Tipo	Gas	Gas	Gas	Gas	Líquido	Líquido
Capacidad máxima	5 kg	1 tonelada	3 toneladas	400 kg/milla	30 toneladas	5000 toneladas
Costo	Alto	Bajo	Medio	Medio	Alto	Alto

Con la información presentada en la Tabla 16, se puede concluir que la opción que brinda la mejor relación entre costos y beneficios para el almacenamiento de hidrógeno consiste en la implementación de 4 tanques compuestos de 2,5 toneladas, cuya capacidad se distribuirá de acuerdo con las condiciones de producción existentes en cada época del año.

Capítulo 7

CONCLUSIONES

1. Al llevar a cabo el análisis de las áreas preseleccionadas, se ha identificado que existen regiones en el país, aparte del departamento de La Guajira, que cumplen con las condiciones necesarias para el desarrollo de proyectos similares. Estas regiones podrían ofrecer alternativas de intervención distintas a las establecidas en el marco regulatorio nacional. Por esta razón, resulta crucial realizar un análisis exhaustivo en todas las zonas del país, lo cual permitirá diversificar la industria de producción de hidrógeno, alineándola con los objetivos energéticos y de hidrocarburos establecidos, y obteniendo como resultados proyectos enfocados en la reducción de emisiones de GEI en el transporte pesado, los fertilizantes o la refinería.

2. Para llevar a cabo una selección adecuada de la zona, fue fundamental que el proceso se basara en criterios específicos que consideraran datos relevantes, tales como el potencial solar, el Producto Interno Bruto (PIB), la accesibilidad, la infraestructura de exportación, el consumo de gas natural, el recurso hídrico, entre otros. Estos criterios permitieron abarcar la región desde perspectivas económicas, políticas, geográficas e incluso sociales, asegurando así una elección fundamentada en múltiples aspectos. Pero, se deben tener en cuenta criterios más técnicos y a nivel de detalle, como por ejemplo el OPEX de la zona, CAPEX estimados, estudios de irradiancia, entre otros, a los cuales se les da un porcentaje de relevancia en el proyecto. Tras evaluar los KPI's se concluyó que la región Caribe presentaba las mejores condiciones para la ejecución del proyecto dada su amplia malla vial, su cercanía a puertos, su alto potencial solar y su viabilidad para la implementación del uso final asociado a la movilidad.

3. Para establecer un correcto procedimiento de producción de hidrógeno es necesario realizar un balance entre la energía producida por la fuente de energía renovable no convencional y establecer una producción objetivo de hidrógeno, la cual se determina mediante el establecimiento de su uso final (en este caso el consumo de una flotilla de vehículos pesados). Posteriormente a la realización del balance, debe definirse mediante un proceso de optimización con datos de entrada definidos por la energía producida por la granja y las características propias del electrolizador encontradas en la ficha técnica de este (potencia, eficiencia, factor de carga mínimo de operación), para con ellos obtener la potencia de optimización y el factor de carga máximo que permita definir la cantidad de electrolizadores que se utilizarán en el desarrollo del proyecto, en donde se pudo identificar la importancia de las diferentes herramientas para definir modelos de optimización, los cuales permiten un flujo óptimo de datos en cortos tiempos para obtener las variables dependientes con los resultados más significativos. En este caso el uso de la función “*solver*” permitió obtener la cantidad optimizada de hidrógeno que permitiera un factor de carga en cada uno de los electrolizadores, para así alargar su vida útil, reduciendo significativamente con esto los costos de mantenimiento y operación (OPEX). Finalmente se establece que para la generación objetivo de 1,05 Toneladas diarias de hidrógeno se necesita de cinco electrolizadores de 1,25 MW conectados a una granja solar de 19,9 MW.
4. Para realizar una selección precisa del electrolizador, es esencial considerar que este proceso va más allá de simplemente seguir un conjunto de ecuaciones teóricas; debe adaptarse a las necesidades específicas del proyecto y sus características particulares. Factores como el estado de desarrollo de la tecnología, los costos de adquisición y mantenimiento, así como la cantidad de energía suministrada por la fuente de energía renovable, entre otros, son determinantes en esta elección. En el caso de este proyecto, se obtuvo como resultado después de un análisis de selección basado en la penetración de la tecnología, los posibles costos, el consumo de energía y la cantidad de horas de vida útil del equipo, un electrolizador tipo PEM.

Sin embargo, esta elección estaría condicionada para otros proyectos, dado que, al realizar un proceso de identificación se obtiene que las tecnologías más avanzadas son la tecnología alcalina y la tecnología PEM, mientras que las dos tecnologías restantes y emergentes en el mercado requieren un mayor desarrollo. Este panorama resalta la importancia de la masificación de proyectos similares y subraya la necesidad de una demanda globalizada que impulse la industrialización de los electrolizadores. Este enfoque no solo contribuirá a reducir los costos de adquisición, sino que también mejorará el nivel tecnológico de estos dispositivos, aumentando la oferta disponible en el mercado.

5. Para enfocarse adecuadamente en los procesos de acondicionamiento y almacenamiento, es esencial considerar una demanda diaria específica de hidrógeno, la cual sirve como base para modelar tanto el sistema de acondicionamiento, que en este caso implica la presurización, como el almacenamiento, que se rige por un modelo de optimización definido con base en la producción diaria de hidrógeno en relación con la demanda. En este escenario, la producción exhibe dos características principales a lo largo del año. Durante el primer semestre, el sistema produce por encima del objetivo establecido, mientras que, en el segundo semestre, la producción se sitúa por debajo. Finalmente, se determina el pico máximo de almacenamiento, definiendo así el tamaño del sistema de almacenamiento. Los métodos de almacenamiento adecuados en estos casos pueden incluir el uso de cuevas, pozos abandonados, tanques de acero al carbono, y fibra de carbono, entre otros. En este caso particular, se optó por tanques de acero al carbono con una capacidad de 2,5 toneladas.

Capítulo 8

REFERENCIAS

- [1] Organización de las Naciones Unidas, «Acuerdo de París,» 2015.
- [2] Ministerio de Minas y energía, «Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia,» Gobierno de Colombia, Bogotá D.C., 2021.
- [3] Ministerio de Minas y Energía, «Ley 2099 de 2021,» Gobierno de Colombia, Bogotá D.C., 2021.
- [4] Ministerio de Minas y Energía, «Ley 1715 de 2014,» Gobierno de Colombia, Bogotá D.C., 2014.
- [5] Promigas, «Hidrógeno: El combustible del futuro descarbonizado,» Cartagena, 2021.
- [6] International Energy Agency, «Hidrógeno en América Latina,» IEA, 2019.
- [7] P. J. (. Megía, A. J. Vizcaíno, J. A. Calles y A. (. J. Carrero, «Hydrogen Production Technologies: From Fossil Fuels toward Renewable Sources. A Mini Review,» *ACS Publications, Energy Fuels*, p. 13, 2021.
- [8] Celsia Colombia S.A. E.S.P, «Nuestras Granjas Solares,» Celsia Colombia S.A. E.S.P, 2022. [En línea]. Available: <https://www.celsia.com/es/granjas-solares/>. [Último acceso: 01 06 2023].
- [9] Unidad de Planeación Minero Energética, «Plan Energético Nacional 2020 - 2050,» Gobierno de Colombia, Bogotá D.C., 2019.
- [10] Celsia Colombia S.A. E.S.P, «Innovación con talento nacional: Celsia investiga soluciones de autogeneración de energía en un moderno laboratorio solar,» Celsia Colombia S.A. E.S.P, 19 01 2023. [En línea]. Available: <https://www.celsia.com/es/noticias/innovacion-con-talento-nacional-celsia-investiga-soluciones-de-autogeneracion-de-energia-en-un-moderno-laboratorio-solar/>. [Último acceso: 01 06 2023].
- [11] E. Taibi, H. Blanco, R. Miranda y M. Carmo, «Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal,» *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, p. 106, 2020.
- [12] F. (. Pasimeni, U. (. Sezer, F. (. Boshell y G. (. Boedt, «Patent Insight Report, Innovation trends in electrolysers for hydrogen production,» *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, p. 40, 2022.
- [13] Alianza Hidrógeno Verde AH2vBioBío , «Manual del Hidrógeno Verde,» Concepción, Chile, 2021.
- [14] ., G. M. A. C. V. F. G. Sdanghi, «Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications,» Scispace, Lorraine, 2019.
- [15] J. Andersson y S. Gronkvist, «Large-scale storage of hydrogen,» *ELSEVIER*, p. 19, 31 09 2018.

- [16] P. Muthukumar, A. Kumar, M. Afzal, S. Bhogilla, P. Sharma, A. Parida, S. Jana, E. A. Kumar, R. K. Pai y I. Jain, «Review on large-scale hydrogen storage systems for better sustainability,» *ELSEVIER*, p. 37, 2023.
- [17] Q. E. C. N. S. N. F. M. C. M. Rodríguez D., «Green Hydrogen Potential in Tropical Countries: The Colombian Case,» *ScienceDirect*, p. 17, 2023.
- [18] Diario La República, «Los pilotos de hidrógeno verde la apuesta de Colombia hacia la transición energética,» *Los pilotos de hidrógeno verde la apuesta de Colombia hacia la transición energética*, 28 06 2022.
- [19] El Espectador, «La historia detrás del primer carro impulsado con hidrógeno en Colombia,» 16 07 2022.
- [20] Observatorio Ambiental de Bogotá, «Primer bus impulsado con hidrógeno en Colombia: ¿Cómo funciona?,» 27 03 2023.
- [21] DANE, «Cuentas departamentales,» Bogotá D.C., 2022.
- [22] E. HERALDO, «EL HERALDO,» 06 Junio 2022. [En línea]. Available: <https://www.elheraldo.co/economia/la-costa-es-estrategica-para-el-comercio-exterior-914013>. [Último acceso: 09 Septiembre 2023].
- [23] «Solargis Prospect,» [En línea]. Available: <https://apps.solargis.com/prospect/map?s=4.665129,-74.074631&c=11.609193,8.261719,3>. [Último acceso: 10 Septiembre 2023].
- [24] I. I. N. d. Vias, «INVIAS,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.invias.gov.co/index.php/informacion-institucional/2-principal/57-estado-de-la-red-vial>. [Último acceso: 09 Septiembre 2023].
- [25] «Ministerio de Medio Ambiente,» 2013. [En línea]. Available: [https://www.minambiente.gov.co/gestion-integral-del-recurso-hidrico/cuencas-objeto-de-planificacion-estrategica-areas-hidrograficas/#:~:text=En%20Colombia%2C%20existen%20cinco%20\(5,Caribe\)%20y%20iv\)%20Pac%20C3%ADfico..](https://www.minambiente.gov.co/gestion-integral-del-recurso-hidrico/cuencas-objeto-de-planificacion-estrategica-areas-hidrograficas/#:~:text=En%20Colombia%2C%20existen%20cinco%20(5,Caribe)%20y%20iv)%20Pac%20C3%ADfico..) [Último acceso: 10 Septiembre 2023].
- [26] DANE, «DANE,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.dane.gov.co/index.php/en/statistics-by-topic-1/prices-and-costs/indice-de-valoracion-predial-ivp>. [Último acceso: 09 Septiembre 2023].
- [27] Wood Mackenzie, «Top 10 vendor sales solar inverter,» 14 08 2023. [En línea]. Available: <https://www.woodmac.com/press-releases/top-10-solar-pv-inverter-vendors-account-for-86-of-global-market-share/>. [Último acceso: 20 09 2023].
- [28] Bloomberg NEF, «BloombergNEF PV Module Tier 1 List 2022,» 2023.
- [29] Transmetro, «Transmetro,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.transmetro.gov.co/>. [Último acceso: 2023 10 31].
- [30] Transcaribe, «Transcaribe,» 2022. [En línea]. Available: <https://transcaribe.gov.co/>. [Último acceso: 2023 10 31].
- [31] H. V. Shiva K., «Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review,» *Materials Science for Energy Technologies, KeAi Chinese Roots Global Impact*, p. 13, 29 marzo 2019.

- [32] G. L. J. Z. Y. L. Y. Guo, «Comparison Between Hydrogen Production By Alkaline Water Electrolysis And Hydrogen Production By PEM Electrolysis,» *IOP Publishing*, p. 6, 2019.
- [33] M. El-Shafie, «Hydrogen production by water electrolysis technologies: A review,» *ELSEVIER*, p. 17, 19 Septiembre 2023.
- [34] C. Rob, «Electrolyzer Technologies, PEM vs Alkaline Electrolysis,» *H2View*, p. 4, 2020.
- [35] B.-L. Carlos, «Linkedin,» 2022. [En línea]. Available: https://www.linkedin.com/posts/carlosbernuy_in-my-last-post-i-mentioned-the-manufacturing-activity-6963166279453032449-FAKe/?trk=public_profile_like_view&originalSubdomain=fr. [Último acceso: 04 Octubre 2023].
- [36] nel, «M Series Containerized,» USA, 2020.
- [37] Hystar, «PEM electrolyser,» p. 9, 2023.
- [38] Plug, «The Plug EX-2125D, Best-in-class PEM electrolysis based on nearly 50 years of experience,» *Data Sheet*, p. 2, 2023.
- [39] Plug, «The Plug EX-4250D, Best-in-class PEM electrolysis based on nearly 50 years of experience,» *Green Hydrogen at Work, Data Sheet*, 2023.
- [40] H-Tec Systems, «H-Tec Systems Hydrogen is now,» 2 MW HCS, MHP, ME450, 2023. [En línea]. Available: <https://www.h-tec.com/en/products/detail/h-tec-pem-elektrolyseur-hcs/2-mw-hcs/>.
- [41] HINICIO, «Análisis de la cadena de valor para evaluar y optimizar las configuraciones,» HINICIO, 2021. [En línea]. Available: <https://hinicio.com/es/servicios/#consultoria-empresarial-estrategica>. [Último acceso: 2023 10 27].
- [42] B. Bharathiraja, T. Sudharsanaa y A. Bharghavi, «Biohydrogen and Biogas—An overview on feedstocks and enhancement process,» *Fuel*, vol. 185, pp. 810-828, 2016.
- [43] Z. Csereklyei, Q. Songze y T. Anceev, «The effect of wind and solar power generation on wholesale electricity prices in Australia,» *Energy Policy*, vol. 131, pp. 358-369.
- [44] J. A. Arboleda G., Manual de evaluación de impacto ambiental de proyectos, obras o actividades., Medellín, Colombia, 2008.
- [45] El Espectador, «La producción de hidrógeno verde en Colombia suma un nuevo aliado,» 18 06 2023.