



Universidad del
Rosario

Escuela de Ingeniería,
Ciencia y Tecnología



Maestría en
Energías Renovables

MODELADO DE UN SISTEMA PILOTO DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE MEDIANTE ELECTRÓLISIS DE AGUAS RESIDUALES, UTILIZANDO ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA EL APROVECHAMIENTO DE RECURSOS HIDRICOS EN CAMPOS PETROLEROS.

Presentado para obtener el título de
MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Hayder Ramiro Rincón Ruiz - Juan Carlos Rozo Cañón

Director:
David Felipe Celeita Rodríguez

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

DEDICATORIA

Para Dios, Wendy y Thiago, quienes me mostraron un nuevo camino, más lejano que los sueños.

Hayder Rincón

Para Mariana,

Juan Carlos Roza

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por el cual todo esto fue posible.

A Wendy, por tantas noches de estudio en la que me diste la mano.

A Mamá, abuelita María, Ana María, Carmelo y Tía Maryory, por creer siempre en mí.

A Papá.

A mi viejo Manuel, que me sigues inspirando desde el cielo.

A Juan Carlos y David, por creer siempre en este sueño.

Hayder Rincón

Gracias Papá Dios.

A Mamá, por este hermoso detalle y seguir abriendo mis ojos.

A Diana, por empujarme a tomar esta valiosa decisión.

A David Celeita, por su incondicional y desinteresado involucramiento con nuestro proyecto.

A Hayder, ¡por meterle ganas y buena vibra!

Juan Carlos rozo

RESUMEN

La búsqueda de energías alternas para la descarbonización global se caracteriza por tener variados frentes de acción. En este proyecto específico, presenta una fuerte carga y motivación de carácter ambiental que busca atacar el problema desde dos perspectivas: primera, la reutilización de desechos industriales, más específicamente aguas residuales de producción de campos petroleros, y segunda, la búsqueda de la obtención del hidrógeno verde como vector energético que actualmente no se capta de forma convencional.

Este proyecto tiene como objetivo modelar por medio de un software (Matlab®), un sistema de producción de hidrógeno verde aplicando electrolisis al agua de producción de campos petroleros que se disponen en el entorno aledaño a la ubicación de estos o que se son recirculados para pozos de inyección, recurso actualmente desaprovechado, con la finalidad de plantear su prefactibilidad técnica y económica, para posteriormente utilizarlo como una herramienta base de redimensionamiento del proceso en diferentes proyectos que cuenten con aguas residuales como subproducto de sus operaciones, metodología que aplica varias etapas de profundización relatadas con detalle pasando por la selección del modelo apropiado, como de la instrumentación relacionada con el proyecto, hasta llegar a un análisis de sensibilidad que permitirá la selección final de un electrolizador con condiciones aproximadas a aquellas teóricas arrojadas por el modelo. Los sistemas que conforman el modelado inician desde la entrada de agua residual de la planta de tratamiento de aguas del campo, hasta la salida de la producción de hidrógeno verde, lo que constituye el sistema denominado “electrolizador”, el sistema fotovoltaico de generación de la electricidad, la planta de tratamiento de aguas residuales, los sistemas de almacenamiento y transporte del hidrógeno verde quedan propuestos para futuras fases del proyecto. La viabilidad económica del proyecto comprende la producción rentable de hidrógeno verde a partir de recursos antes desaprovechados, y de los que se dispone ampliamente en diferentes industrias compatibles con el modelo.

El proyecto arroja interesantes resultados que demuestran la capacidad teórica de producción de hidrógeno del modelo, las cuales están por compararse con casos reales para verificar la proximidad de las variables mecánicas y ambientales aplicadas dentro del modelo matemático y su incidencia real en la producción del recurso, arrojando viabilidades económicas dependiendo de la selección de varios equipos disponibles en el mercado los cuales fueron analizados dentro del proyecto.

Finalmente, este hidrógeno producido se pretende utilizar como sistema de generación en combinación con gas natural en los campos de producción, buscando un sistema de autogeneración que facilite el proceso de extracción de hidrocarburo de forma “verde” y sin la dependencia de combustibles externos y que impactan en la huella de carbono.

ABSTRACT

Non-conventional energy research for global decarbonization is characterized by having several challenges. This project has a strong environmental - aim where modelling is the key toto counteract the contamination problems throughout two main perspectives: First, the industrial waste reutilization, specifically production waters from oil/gas fields, and second, the search and viability of green hydrogen as energetical vector, which is currently obtained through unconventional methods.

The contribution of this projects starts with a general MATLAB model of a Green Hydrogen Production System, which applies water electrolysis methods derived from production of oil fields with high water cuts. Such reservoirs are usually disposed of, nearby to well locations or sometimes recirculated to injection wells. The water resource is mostly unused, therefore the aim of this project proposes a methodological approach after the simulation model, with a technical and economical prefeasibility, in order to implement it as a dimensioning tool of the electrolytical process to similar projects with residual and industrial waters as subproduct of their operations, methodology applying several deepening techniques going through the model selection, and proper instrumentation which serves the purpose of lining the project to the

electrolytic subject, and finally producing a sensitivity analysis tweaking the electrolyzer to desired mechanical and environmental conditions. The systems that structure the modeling start from the input of wastewater from the field water treatment plant to the output of green hydrogen production, which is a sub-set of modules known as the "electrolyzer". The dimensioning of the photovoltaic system of electricity generation, the wastewater treatment plant, storage systems and transportation of green hydrogen are proposed for future work. The economic feasibility of the project includes the profitable production of green hydrogen from previously untapped resources, which are widely available in different industries compatible with the proposed model.

The Project results contemplate interesting outcome scenarios, showing theoretical hydrogen production capacity depending on solar irradiance, which are yet to be compared with real results in order to verify mechanical and environmental variable proximities within the mathematical model and their real impact in resource production, with several economical viabilities depending on final equipment selection presenting several electrolytical feasibilities.

The systems belonging to the model start at the Residual Waters Treatment Plant installed at the production fields, the photovoltaic apparel which covers the process energy needs, the electrolyzer, and finally, the Green Hydrogen production that, in first instance, is pretended to be immediately used in situ as being combined or not with natural gas for posterior transport. At the end, an economic viability assessment will be carried out comprehending the profitable production of H_2 from previously unused resources, which are massively available at analogous industries compatible with our model.

TABLA DE CONTENIDO

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN	11
Capítulo 2 OBJETIVOS.....	13
2.1. Objetivo general	13
2.2. Objetivos específicos.....	13
2.3. Resultados Esperados	14
Capítulo 3 PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN	14
Capítulo 4 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE	16
4.1 Hidrógeno y Generalidades	16
4.2 Electrólisis	21
4.3 Electrólisis PEM y principios de funcionamiento	23
4.4 Características generales de los arreglos de celdas electrolíticas PEM.....	26
4.5 Termodinámica del Proceso Electrolítico.....	29
Capítulo 5 METODOLOGÍA DEL MODELADO	32
5.1 Sustentación del modelo seleccionado.	33
5.2 Sistemas simulados dentro del modelo.....	37
5.2.1 Bloque eléctrico.....	38
5.3 Carta solar del área candidato.....	38
5.4 Análisis de sensibilidad en MATLAB.....	40
5.5 Análisis variables adicionales.....	42
5.6 Explicación de los resultados gráficos en MATLAB.	43
Capítulo 6 EVALUACIÓN ECONOMICA Y FINANCIERA	46
Capítulo 7 RESULTADOS Y DISCUSIÓN	53
7.1 Librería de Gráficos.....	53
7.2 Dashboard.....	53
7.3 Resultados de las Simulaciones.....	55

	8
7.3.1	CONDICIONES INICIALES.....55
7.3.2	AUMENTO DE ÁREA55
7.3.3	AUMENTO DE CELDAS56
7.3.4	INVOLUCRAMIENTO DE LA CARTA SOLAR DEL ÁREA PILOTO56
7.3.5	ENERO.....58
7.3.6	FEBRERO58
7.3.7	MARZO.....59
7.3.8	ABRIL59
7.3.9	SEPTIEMBRE.....60
7.3.10	OCTUBRE A DICIEMBRE.....60
7.4	Selección de Electrolizador a partir de simulaciones61
Capítulo 8	CONCLUSIONES 62
REFERENCIAS	 64
APÉNDICES	 67
1.	CONSIDERACIONES TÉCNICAS 67
A.	Arranque de planta67
B.	Caracterización de unidades dimensionales y terminología del proceso.....68
C.	Factor de potencia.....69
2.	OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO MEDIANTE PROGRAMACIÓN LINEAL..... 71

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. LCOH verde según factores de capacidad renovable moda y máximo. [6]	19
Figura 2. Comparativa del LCOH según las rutas de producción. [6].....	19
Figura 3. Principales procesos para la obtención de hidrógeno. Fuente: CNH2. Elaboración propia.	20
Figura 4. Esquemático de un electrolizador PEM [19].....	25
Figura 5. Placas bipolares y canales de distribución de flujo en celdas de electrólisis PEM: (a) principales tipos de diseños de canales (serpentín, rejilla, paralelo); (b) distribución de flujo y fracción de hidrógeno cuando se utilizan canales paralelos rectos. [14].....	27
Figura 6. Plano de despiece de un stack de electrólisis PEM.[14]	28
Figura 7. Termodinámica electrolítica (Elaboración propia).....	30
Figura 8. Metodología General del Proyecto.....	32
Figura 9. Metodología de aplicabilidad del Modelo	33
Figura 10. Simulink Simscape Electrolyzer.[24].....	34
Figura 11. Ubicación geográfica de los pozos petroleros.[26]	39
Figura 12. Perfil solar de la zona seleccionada. Elaboración propia.	40
Figura 13. Modelo de Hidrógeno Producido y Energía Consumida. Elaboración propia.	43
Figura 14. Flujo de Hidrógeno y Agua en la MEA. Elaboración propia.	44
Figura 15. Potencia requerida por el electrolizador y calor disipado. Elaboración propia.	44
Figura 16. Eficiencia térmica de la electrólisis. Elaboración propia.	45
Figura 17. Curva I-V en una celda de la MEA. Elaboración propia.....	46
Figura 18. Desglose de costes de un electrolizador PEM de 1 MW, pasando de sistema completo.....	48
Figura 19. Dashboard Resumen Modelado Electrolítico. Elaboración propia.	54
Figura 20. UI final Simulink. Elaboración propia.	55
Figura 21. Resultados Programación Lineal Matlab. Elaboración propia.	75

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Objetivos Técnicos para 2026 para Electrolizadores PEM28

Tabla 2. Descripción de las condiciones de irradiancia de la zona escogida.....39

Tabla 3. Parámetros para el cálculo de LCOH. Elaboración propia.....48

Tabla 4. Indicadores del proyecto planteado. Elaboración propia.....49

Tabla 5. Simulación de Eficiencias mensuales. Elaboración propia.....53

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la búsqueda de fuentes de energías renovables se ha tornado cada vez más primordial, dado el aumento en la demanda energética y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que son responsables del cambio climático que sufrimos en la actualidad[1]. Si bien la energía solar fotovoltaica, eólica, geotérmica y mareomotriz son fuentes de energía limpia y sostenible, estas no son suficientes para satisfacer completamente la demanda de energía global, así mismo como todo tipo de industrias buscan una nueva senda que permita tener un punto de conexión entre la producción con cero emisiones y preferiblemente de forma “verde” que permita ser sostenible con los años[2].

Una de las industrias que busca ese camino “verde” en la producción de su recurso, es la industria del petróleo, y no solo la forma en como obtienen la energía para su proceso, si no, como crean un engranaje a escala con otros subproductos, como lo es por ejemplo el agua de producción, fruto del proceso de extracción del hidrocarburo y que es separado en múltiples etapas, hasta disponerlo finalmente en el subsuelo nuevamente. Es de conocimiento el efecto contaminante de las aguas residuales industriales y su impacto sobre el medio ambiente. A pesar del marco regulatorio local y nacional que exige ciertas condiciones de calidad del recurso para su disposición final, frecuentemente esto no se cumple a cabalidad, cuyas consecuencias están siendo más evidentes como resultado de estas actividades.

Este vertimiento a través de los años se ha identificado como descargas a ríos y principales vertientes o a cielo abierto en espacios arrendados por comodato o servidumbre en fincas aledañas, afectando gravemente el suelo a tal punto de quedar inhibido para la siembra y en algunos casos a acuíferos someros, esto debido a la gran cantidad de carga química presente en dichas aguas que no sólo la convierte en agua dura, sino en una receta tóxica para el entorno.

La reutilización de las aguas residuales de los campos petroleros tiene un enlace ideal con la búsqueda de fuentes alternas y de carácter verde que permita reducir sus emisiones de dióxido de carbono y que la muestren en los mercados como una industria amigable con el medio ambiente que busca alternativas para su sostenibilidad y de bajas emisiones. Normalmente los campos de producción petrolera están localizados en sistemas aislados, los cuales sus fuentes primarias de autogeneración de energía son el Diesel, Fuel oil, gas natural y el propio crudo; Es por ello que la búsqueda de una alternativa energética y de preferencia renovable, en este caso hidrógeno verde, puede ayudar a la generación del campo y ser autosostenible energéticamente, ofreciendo una solución a la problemática generalizada que tienen las compañías que buscan una extracción de hidrocarburos con bajas emisiones.

Los beneficios de obtener y utilizar el hidrógeno verde tienen muchos usos potenciales, incluyendo la generación de electricidad, el almacenamiento de energía y la movilidad. Siendo un importante vector energético renovable[3], el hidrógeno puede ser particularmente útil en locaciones alejadas de los cascos urbanos, como es el caso de los pozos petroleros, donde no hay conexión a la Red Interconectada Nacional, y que es compatible con el insumo principal de la electrólisis, el cual es el agua, recurso que actualmente no es reutilizado y que es descartado o dispuesto de maneras poco ortodoxas.

El modelado del proyecto pretende ser desarrollado en MATLAB para poder discriminar, identificar y caracterizar los mínimos requerimientos para realizar el montaje físico que permita poner en marcha lo anteriormente descrito, y evidenciar el potencial que tiene en diferentes proyectos de aguas residuales, esto mediante el establecimiento de análisis de sensibilidad cambiando variables de entrada no solo para optimizar la eficiencia del proceso, sino para también mejorar la calidad y pureza del producto final (H_2). Finalmente, se busca cubrir el tema de la producción de H_2 con estas variables, sin embargo, no pretende evaluar técnicamente los procesos de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales, ni la disposición o venta final del Hidrógeno, el cual requiere amplios permisos técnicos y ambientales y procesos que pueden hacer parte de otro estudio totalmente independiente[4].

Capítulo 2

OBJETIVOS

2.1. Objetivo general

Modelar un sistema de generación de hidrógeno verde a partir de un proceso de electrolisis PEM utilizando aguas residuales de la industria petrolera por medio de energía solar fotovoltaica, por medio del software MATLAB, que pueda aplicarse como herramienta para la evaluación de la capacidad de generación y eficiencia energética.

2.2. Objetivos específicos

- Obtener el conocimiento suficiente para poder manipular un modelo de Simulink® “ssc_electrolyzer” aplicando todas las variables asociadas dentro de un proceso electrolítico que permita establecer las condiciones óptimas para la maximización de la producción de hidrógeno.
- Proporcionar una serie de herramientas (DashBoard, Simulador Modificado, Escenarios de Simulación y teoría de selección electrolítica) que permita identificar y aplicar sensibilidad a las variables críticas del modelo “ssc_electrolyzer” que afectan la producción de hidrógeno en el electrolizador PEM, para evidenciar cambios que permitan optimizar tanto el diseño del electrolizador como los volúmenes de producción de hidrógeno.
- Presentar una serie de evaluaciones económicas sobre el montaje piloto, basándose en los resultados obtenidos mediante el modelamiento, incluyendo los costos de inversión, y los beneficios generados por el sistema en términos de producción y eficiencia energética, que permita establecer un punto de partida para la viabilidad de inversión de este proceso de optimización y recobro energético dentro de un proyecto petrolero, que permita un proyecto mixto de cogeneración energética, esto para ayudar a reducir la huella de carbono.

2.3. Resultados Esperados

- a. Estandarización mediante un modelo en MATLAB el cual pueda ser utilizado como un método aplicable al sector industrial, específicamente a la industria petrolera, entregando un producto que pueda determinar la producción de Hidrógeno mediante la utilización de un electrolizador PEM que se alimente de energías verdes y entregue un producto para consumo inmediato o posterior comercialización.
- b. Evaluar la viabilidad económica del proyecto mediante el costo nivelado del hidrógeno, valor presente neto y tasa interna de retorno para inversionistas interesados.
- c. Establecer el proyecto como punto de partida para futuros trabajos de grado, que permita estructurar un proyecto macro en forma de módulos asociados, como lo es la producción de energía solar fotovoltaica y almacenamiento/transporte de hidrógeno.

Capítulo 3 PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

Las aguas residuales y vertimientos y/o disposición final de las mismas se ha convertido en un problema usual y acumulativamente costoso en materia tanto social como ambiental. Estudios previos han comprobado que los aportes principales de las aguas residuales a contaminantes al medio ambiente están comprendidos por altos índices de fósforo y nitrógeno, los que en la actualidad comprobaron una serie afectación al 56% de los arrecifes de coral del planeta, al 88% de las praderas marinas, y han coadyuvado en la proliferación de algas que no permiten la aireación apropiada de lagos y estanques en un 20%, con evidentes impactos en la economía, salud y ecosistema. Por medio de las herramientas que tiene la humanidad para su disposición, y por medio de un marco regulatorio competente, la utilización de dicho remanente de los procesos industriales puede utilizarse para la producción de energía limpia, previo tratamiento que asegure cierta calidad del agua, para su posterior reutilización responsable, la cual se puede transformar tanto en una oportunidad de negocio, como en una cultura ecológicamente responsable.

Con ello los tres retos principales que se confrontan mediante el modelado, análisis de sensibilidad y pre-implementación técnica de un sistema autosuficiente que permita la recuperación energética de una fuente antes descartable son: El impacto de la huella de carbono y la contaminación química del ambiente por parte de la industrialización muchas veces desmedida, y por otro lado, la falta de promoción y empuje de la implementación de producción de Hidrógeno Verde, que tiene el potencial de desplazar todas las otras propuestas energéticas renovables que actualmente están entrando en auge en el planeta. Mediante el “MODELADO DE UN SISTEMA PILOTO DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE MEDIANTE ELECTRÓLISIS DE AGUAS RESIDUALES, UTILIZANDO ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA EL APROVECHAMIENTO DE RECURSOS HIDRICOS EN CAMPOS PETROLEROS.”, se puede asegurar la automatización de un proceso cuyo margen de inversión requiere ser adicionalmente evaluado frente a las ventajas económicas que puede ofrecer en materia de subsidios, incentivos gubernamentales, beneficios en impuestos y aranceles, ahorros en permisos de vertimiento, y producción de energía autosuficiente donde inicialmente la industria contaminante diversifica estos costos indirectos en procesos que no generan rentabilidad, o simplemente desperdicia el recurso que produce derivado de sus procesos rápidamente, en vez de evaluar la cantidad muchas veces inconmensurable de desperdicio e impacto que se hace al disponer de manera despreocupada esta materia prima que puede ser ampliamente aprovechada en un proyecto responsable y finalmente financieramente potencial.

Adicionalmente a esta solución económica, el proyecto impacta directamente el tratamiento de aguas residuales de campos petroleros, donde este recurso muchas veces es dispuesto de manera irresponsable a cuerpos de agua aledaños a las locaciones de los mismos, atendiendo las necesidades energéticas de dichas instalaciones con un beneficio adicional de un recurso que antes no habría sido contemplado. Este hidrógeno puede ser utilizado como un combustible adicional para equipos adecuados y optimizados, o simplemente en disolución con gas para ampliar la disponibilidad de combustible, el cual principalmente es diesel o fuel oil para alimentar eléctricamente los generadores de los campamentos, facilidades y taladros en el área.

Capítulo 4 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

4.1 Hidrógeno y Generalidades

El hidrógeno, es un vector que se puede convertir en una solución versátil en la generación y transporte de energía, ya que a diferencia de las tecnologías primarias como la solar y la eólica, se puede almacenar y transportar a mayor escala como un combustible convencional, y se podría llegar a producir a nivel industrial, se destaca que el hidrogeno no es una fuente primaria de energía, como sí lo son las eólica y solar, sin embargo, el potencial que tiene es muy alto en especial para la producción a gran escala [5].

Por ser uno de los elementos más reactivos de la naturaleza, este no se encuentra de forma libre, sino asociado a otras moléculas por lo que su extracción requiere un proceso de separación. Según la fuente de energía que se utilice para la obtención de hidrógeno se han clasificado de acuerdo con un código de colores [6] de la siguiente manera:

- Hidrógeno gris: Producido a partir de combustibles fósiles, principalmente gas natural y carbón, sin subsecuente captura y almacenamiento de carbono.
- Hidrógeno azul: Es igual al proceso de hidrógeno gris con la diferencia que hay una captación de los gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono (CO₂). La ley de transición energética en Colombia lo incluye como fuente no convencional de Energía.
- Hidrógeno verde: aquel que se obtiene de fuentes no convencionales de energía renovable, como la biomasa, la energía eólica, la solar, el calor geotérmico, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y la mareomotriz.

El hidrógeno obtenido por cualquier método de separación [Figura 3] es el mismo y cumple con los mismos usos y el residuo posterior a su utilización es el mismo, agua y cero emisiones, sin embargo, los que son considerados como fuente limpia son el hidrógeno verde y azul[7].

El proceso utilizado para la separación del hidrógeno del compuesto del agua es la electrolisis, que consiste en separar los elementos de un compuesto a través de la electricidad. Existen hoy en día dos tecnologías comerciales para la producción de hidrógeno mediante electrolisis: la electrolisis alcalina y la electrolisis polimérica (PEM) [8], siendo la segunda la más moderna y prometedora de las dos. Entre ambas, se produce aproximadamente el 4% del hidrógeno comercializado en la actualidad.

La iniciativa mundial, según el Council Hydrogen, de que las empresas desarrollen y produzcan hidrógeno en las próximas tres décadas para cubrir el 18% [6] de la demanda energética mundial. Las aplicaciones más importantes del hidrógeno a corto y mediano plazo:

- Almacenamiento de energía renovable. (movilidad vehicular)
- Calefacción de edificios comerciales y residenciales.
- Captura de carbono para uso industrial en la refinería de petróleo y la producción de amoníaco, metanol y acero.

La principal ventaja es que, al requerir mucha energía para la generación de este, esta proviene de fuentes verdes como la solar o eólica, se puede considerar como complementaria a las mismas aportando un peldaño más para alcanzar la transición energética[9]. Otra ventaja que presenta el hidrógeno con respecto a otras fuentes renovables es que toda la infraestructura de gas natural incluido los vehículos, podrían acondicionarse para el uso del hidrógeno. Las desventajas del hidrógeno y retos para esta tecnología es que es un material sumamente explosivo, pero no tóxico, y requiere de grandes presiones para condensar. Se debe aromatizar al ser inodoro y darle un proceso similar al gas[10].

El mayor productor actual del mundo es China, pero por un proceso secundario en las industrias siderúrgicas, industria de amonio para hacer fertilizantes, y en refinerías para mejorar la calidad de los combustibles. Las mayores apuestas en América latina se encuentran en Chile en el desierto de Atacama donde se proyecta utilizar los parques solares y eólicos para la producción de hidrógeno verde para exportar, dentro del cual tienen como objetivo principal incorporar la producción de hidrógeno[11] a la infraestructura de gas licuado que

existe en el mundo y llevar energía a los sitios donde comienza la transición. Inicialmente será en Europa y Asia que es el mercado deseado.

En Colombia [7] hay una capacidad naciente como se desarrolló en los años 90 con el gas y puede hacerlo con una apuesta en hidrógeno verde y azul. En ese camino se encuentran las siguientes aristas para el hidrógeno azul [6]:

- Ante los precios de CO₂ el hidrógeno es más competitivo que el gris a partir del 2037.
- El hidrógeno azul a partir del gas natural es ligeramente más competitivo que el producido a partir del carbón.
- La producción de hidrógeno a partir del carbón sin captura de CO₂ no es competitiva.

El factor de capacidad solar y eólico determina la competitividad de cada región. Siendo en el caribe norte – eólica 46%-, andes y caribe norte -solar FV 19%-, Orinoquia -solar FV 16%- y pacifico - solar FV 13%-, siendo la zona norte la de mejor potencial y factor de planta de todo el país. Según el BID en la zona caribe norte se estima precio un hidrógeno verde con 1.5 a 1.7 US/Kg, muy similar a los precios alcanzados en Chile en las mejores zonas de su país. En la zona andes norte con solar FV se estima en 2.2 US/Kg, las zonas de Orinoquia y pacifico tienen precios menos competitivos por los factores de planta son muy bajas. Por lo que para el 2030 con energía solar FV en la zona andes se estima un valor de 2.5 US/Kg al 2030 y 1.6 US/Kg al 2050, precio muy competitivo con respecto a la zona caribe norte de 1.1 US/Kg generada por energía eólica [Figura 1].

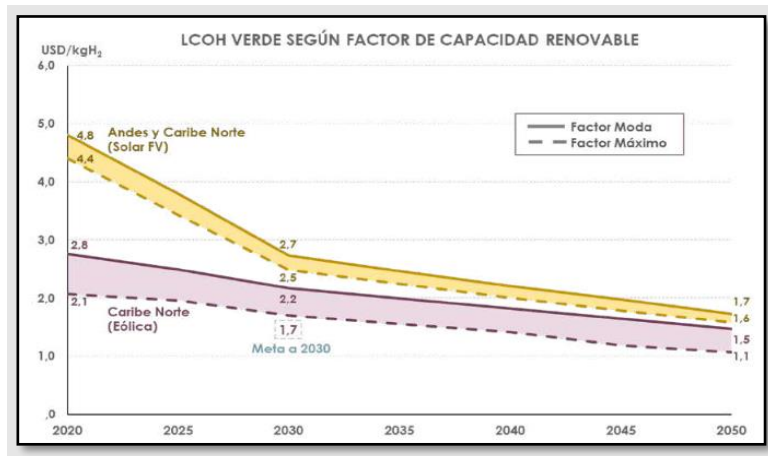


Figura 1. LCOH verde según factores de capacidad renovable moda y máximo. [6]

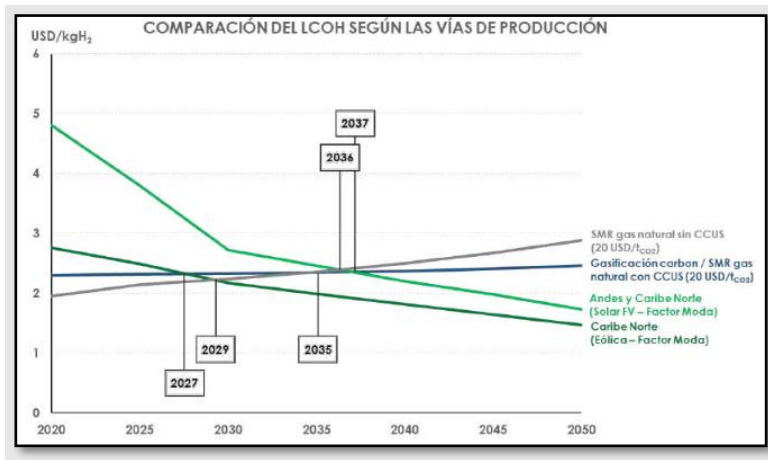


Figura 2. Comparativa del LCOH según las rutas de producción. [6]

Para el caso colombiano según datos del ministerio de minas de y energía del país, en conjunto con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) [6] a través de su División de Energía y su División de Cambio Climático y Sostenibilidad, sustentan que [Figura 2].:

- A partir del 2017, el hidrógeno verde producido con energía eólica es la opción más baja de huella carbono frente al carbono azul.
- A partir del 2029, el hidrógeno producido de energía eólica será el más competitivo.
- A partir del 2035, el hidrógeno azul obtenido mediante la gasificación del carbono o reformado del gas natural será más competitivo que el hidrógeno gris.

- A partir del 2036, el hidrógeno verde producido con energía solar FV en el caribe norte y andes será más competitivo que el hidrogeno gris.
- A partir del 2037, el hidrógeno obtenido por energía solar FV será más competitivo que el azul.

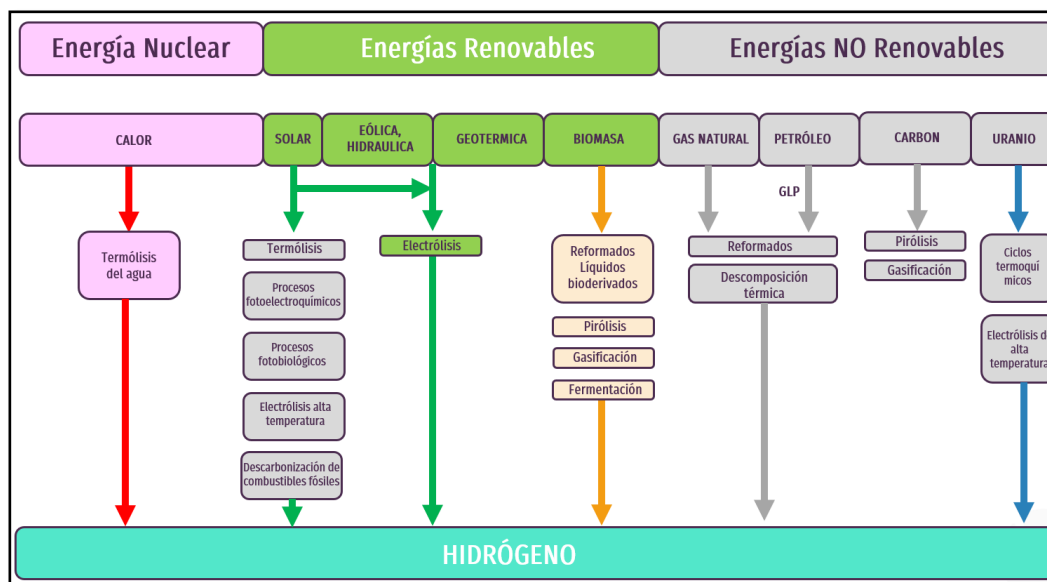


Figura 3. Principales procesos para la obtención de hidrógeno. Fuente: CNH2. Elaboración propia.

En el sector eléctrico, Colombia tiene una matriz energética donde el 70% proviene de hidroeléctricas por lo que tiene muy bajas emisiones, razón que la producción de hidrógeno no va encaminado a este sector. Por ende, el foco del uso está principalmente por la industria y transporte, y porcentajes muy bajos en generación eléctrica para el 2050[7]. Se estima que Colombia tendrá una demanda de hidrógeno para el 2030 de 120 KTon (BID), 94% para la industria (vidrio, refinerías, alimentos, otras) y 6% en transporte, siendo baja por la competitividad de los vehículos eléctricos. En el 2040 se estima que serán 790 KTon (BID), donde el transporte aumenta al 47% y la industria disminuye al 49% introduciendo usos complementarios en sistemas de almacenamiento para la generación eléctrica[12]. Finalmente, en 2050 el transporte llega a un 64%, esto para transporte marítimo, aéreo, carga pesada y minero, quedando la industria con un 36%.

La nueva demanda mundial será atribuible en gran medida a los posibles nuevos usos del hidrógeno [13]. En el transporte, el hidrógeno se perfila como una alternativa a los combustibles fósiles[4], con ventajas asociadas en autonomía y tiempo de repostaje frente a los vehículos eléctricos de batería. Asimismo, con el fin de reducir las emisiones de CO₂ de los procesos industriales, el hidrógeno de bajas emisiones sustituirá a los combustibles fósiles para suministrar calor industrial a alta temperatura y servir como materia prima para procesos como el refino de petróleo, la producción de acero y otros pequeños usos industriales [14](industria química, producción de vidrio, procesamiento de grasas, fabricación de explosivos para la minería, etc.).Por último, el hidrógeno puede sustituir a los combustibles fósiles que se utilizan para proveer calefacción y agua caliente en los edificios tanto del sector residencial como comercial. En todas estas aplicaciones, el hidrógeno será una alternativa de bajas emisiones si se produce con una reducida huella de CO₂, contribuyendo a alcanzar varios de los objetivos de desarrollo sostenible.

Actualmente, el hidrógeno se produce principalmente a partir de gas natural debido a su bajo coste [Figura 3]. Sin embargo, la producción de hidrógeno a partir de energías renovables se convierte en uno de los grandes retos para conseguir un modelo energético más sostenible en el futuro[15]. Producir hidrógeno a partir de energías renovables no solo reduciría las emisiones contaminantes, sino que también reduciría la dependencia de los combustibles fósiles y ofrecería la posibilidad de almacenar y transportar energía renovable [16].

4.2 Electrólisis

La electrólisis del agua es un proceso electroquímico empleado para descomponer la molécula de H₂O en sus componentes primarios, hidrógeno y oxígeno[17]. Este método de recuperación a partir de esta molécula es considerado como una alternativa tanto renovable como sostenible, siempre y cuando la energía utilizada para energizar el proceso provenga de fuentes no contaminantes o con emisiones reducidas, y así mismo, que las emisiones derivadas del proceso *per se* no produzcan gases de efecto invernadero, o que estos sean recuperados antes de su liberación al medio ambiente.

La electrólisis del agua está diseñada bajo los principios de la electroquímica, que es el estudio de las reacciones químicas en las que intervienen la liberación de electrones y la aplicación de una corriente eléctrica a un ensamblaje de ánodo / cátodo / electrolito. De hecho, la electrólisis del agua se considera actualmente una de las alternativas principales para producir hidrógeno mediante el uso de energías renovables, debido a sus numerosas ventajas en comparación con otras tecnologías de producción de hidrógeno no basadas en combustibles fósiles.

La electrólisis[18] funciona con sistemas modulares que permiten su fácil dimensionamiento o reescalamiento de bajas a altas potencias, lo que la hace adecuada tanto para producción centralizada como descentralizada, como es la intención original de este proyecto para que su implementación pueda ser viable en áreas remotas. El hidrógeno producido a partir de la electrólisis generalmente es de alta pureza superior al 98%, y puede comercializarse a costos aceptables, con eficiencias mayores que el resto de las tecnologías en desarrollo, o que las tecnologías energéticas actuales, lo que lo convierte en un actor competitivo para esta era de transición energética que estamos viviendo.

Existen diferentes tipos de electrólisis (y por ende electrolizadores) dependiendo de la temperatura de operación y el medio en el que se va a generar el hidrógeno. La electrólisis a baja temperatura se puede realizar a través de electrolizadores alcalinos (alkaline water electrolysis, AWE) o de membrana de intercambio protónico [19] (proton exchange membrane water electrolysis, PEM). Por otro lado, la electrólisis a alta temperatura se lleva a cabo mediante el uso de electrolizadores de óxido sólido (solid oxide water electrolysis, SOWE).

A pesar de que el costo de producción depende en gran medida del precio de la electricidad, la electrólisis de agua es considerada una opción fiable y rentable para la producción de hidrógeno [20]. Es importante tener en cuenta que los costos finales del hidrógeno pueden verse influenciados por los gastos de transporte, almacenamiento y la intermediación, pero en este caso, estamos analizando la producción de Hidrógeno mediante una fuente renovable solar fotovoltaica.

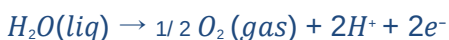
4.3 Electrólisis PEM y principios de funcionamiento

El principio de funcionamiento de un electrolizador PEM [19](Proton Exchange Membrane) o electrolizador de membrana de intercambio protónica es un dispositivo donde la disociación del agua para convertirla en sus componentes primarios, hidrógeno y oxígeno, es montado con dos electrodos separados por un electrolito sólido llamado PEM como se indicó anteriormente, obteniendo un ensamblaje más sencillo y una respuesta operativa más efectiva y rápida, lo que ayuda a un dimensionamiento del electrolizador compacto y hasta transportable. La reacción esperada por el proceso electrolítico está dada por la siguiente expresión que representa la reacción global redox o de oxido-reducción.



(1)

Los electrodos sumergidos en agua son usualmente compuestos de platino o aleaciones con platino como grafito, iridio o rutenio para catalizar la reacción electrolítica y adicionalmente proporcionar una capa de resistencia a la corrosión y oxidación. Usualmente, en el ánodo se produce la reacción de oxidación del hidrógeno mientras que en el cátodo se realiza la reacción de reducción del oxígeno. El agua fluye en los canales que conducen al ánodo, para allí oxidarse y liberar iones O_2 y H^+ en una operación conocida como reacción de evolución de oxígeno, mediante la siguiente ecuación:



(2)

Los iones H^+ , fluyen a través de la membrana mientras que los electrones fluyen por el circuito eléctrico hasta el cátodo para suministrar el potencial necesario para cerrar el circuito eléctrico del proceso. El oxígeno y el agua residual fluyen por el canal de captura del O_2 a la altura del ánodo. La membrana está hecha de componentes poliméricos llamados perfluorosulfonato de polivinilo (PVDF)[21], cuyas características son facilitar el intercambio y flujo de protones a través de ella, con la adición de proporcionar una resistencia notable ante la corrosión y la

oxidación. Por ende, estos protones de hidrógeno fluyen a través de la membrana con dirección hacia el cátodo. La membrana cumple una función secundaria que es actuar como una barrera selectiva evitando que los gases hidrógeno y oxígeno se mezclen y produzcan una explosión. Un beneficio adicional es que la membrana permite mantener el equilibrio adecuado de humedad en la celda, asegurando la eficiencia y rendimiento del proceso.

Mientras tanto en el cátodo, los protones de H^+ que llegaron de la membrana producto de la reacción en el ánodo, son químicamente absorbidos por la capa eléctrica catalítica para que se recombinen con los electrones que estaban fluyendo por el circuito, provenientes del ánodo como se indicó en el párrafo anterior, para dar origen a las moléculas de H_2 , las cuales finalmente se desprenden del cátodo en forma de gas. A esto se le conoce como reacción de evolución de Hidrógeno, y está dada por la siguiente ecuación:



(3)

El resultante es direccionado hacia el canal de desfogue del cátodo, donde se obtiene Hidrógeno como vestigios de agua en estado líquido y gaseoso, por lo que es necesario redirigirlo a un separador de gases para recuperar el hidrógeno. La ventaja de este proceso en este tipo de electrolizador es como factor principal, la alta pureza que puede producirse en el Hidrógeno, con valores superiores al 99.8%.

Gracias al uso de la membrana que permite una alta transferencia protónica, la electrólisis PEM permite una alta eficiencia energética, convirtiendo la energía eléctrica en energía química, asegurando una menor pérdida de energía en forma de calor que necesita ser posteriormente disipado [22]. Así mismo, los electrolizadores pueden presentar altísimas velocidades de respuesta dependiendo de la demanda energética. Así las cosas, si se requiere un suministro variable y adaptable de hidrógeno, puede ser cubierto por el electrolizador [Figura 4].

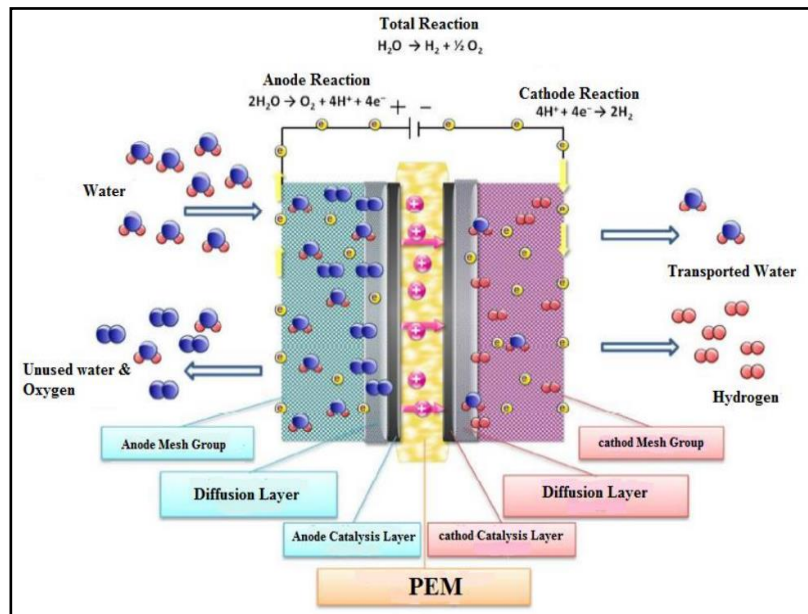


Figura 4. Esquemático de un electrolizador PEM [23]

Al no utilizar materiales peligrosos como en otros procesos electrolíticos, con ácido sulfúrico, por ejemplo, se reduce el riesgo de accidentes y degradación prematura de equipos. Por otro lado, por la facilidad en su montaje, los Electrolizadores PEM permiten facilidades alcanzables en su redimensionamiento, lo que lo haría ideal para usos desde domésticos hasta industriales [24]. El aprovechamiento que se plantea en este proyecto, de utilizar una fuente de energía renovable fotovoltaica con el aparejamiento del electrolizador, permite optimizar al máximo el recurso energético solar, como el de la materia prima, para producir de una manera eficiente hidrógeno a partir del suministro de ambos recursos. Los electrolizadores PEM no sufren limitantes en operación con el suministro variable de los paneles solares, siendo el único cambio en el proceso, la producción variable de hidrógeno a partir del recurso solar inyectado. Adicionalmente con la tecnología existente, como se podrá evidenciar más adelante, no se requiere una gran cantidad de paneles para cubrir la demanda eléctrica del SetUp del Electrolizador y los equipos adyacentes requeridos para llevar a cabo el proceso final de almacenamiento del recurso hidrogeno.

4.4 Características generales de los arreglos de celdas electrolíticas PEM

El costo de capital de un electrolizador es mucho más alto [25] ($\sim > \text{U\$1500/kW}$) comparado con un stack de paneles solares ($\sim > \text{U\$300/kW}$) o un arreglo de baterías ($\sim > \text{U\$150/kW}$), así que por lo menos el 50% del costo final de un electrolizador es asociado directamente a la manufactura del arreglo de las celdas.

El número de celdas dentro de un arreglo o “stack” dentro de los electrolizadores actuales varía entre 30 y 220 celdas, y tienen un área activa de 1500 cm^2 . La cantidad de celdas es escalable dentro de los electrolizadores actuales y son, a pedido del consumidor, instaladas según la producción de hidrógeno deseada. Es de saberse que, a mayor cantidad de celdas instaladas, evidentemente el costo del electrolizador subirá. La producción de hidrógeno en una celda PEM es muy similar a aquella producción con celdas AWE [17](Alkaline Water Electrolyzer) con un área mucho menor, gracias a la densidad de corriente tan alta de las celdas PEM.

Una de las características de trabajo que tienen estas celdas es su operación bajo presión, por lo que usualmente la presión de operación y producción de hidrógeno inicial se encuentra entre 20 y 30 bar esto antes de proceder a enfriar el producto y comprimirlo entre 350 y 700 bares dependiendo del uso final que se le vaya a dar al hidrógeno.

Las temperaturas de operación de estas celdas varían entre 55 a 70°C y sus densidades de corriente fluctúan entre $1.5 - 2.5 \text{ A/cm}^2$. Los espesores de las membranas de intercambio protónico usualmente tienen espesores de $100 - 200 \mu\text{m}$.

Para separar las membranas de los canales de flujo, se utilizan Capas de Transporte Poroso (PTL) que ayudan a mejorar la difusión de agua y su división entre sus componentes moleculares desde la superficie de las membranas. Estas PTL's tienen un espesor mínimo de $100 \mu\text{m}$, y una de sus características adicionales es asegurar la distribución eléctrica uniforme entre las placas bipolares y los electrodos [Figura 5]. Generalmente están hechas de materiales

que posean grandes características de conductividad térmica y alta permeabilidad al gas y al agua.

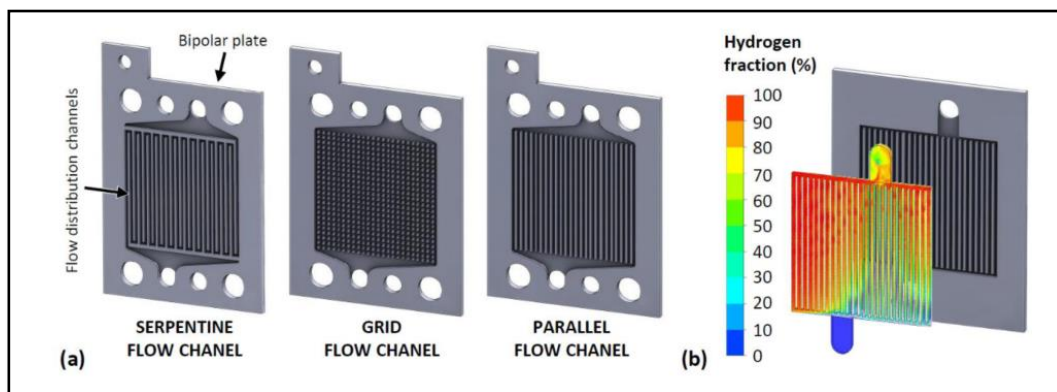


Figura 5. Placas bipolares y canales de distribución de flujo en celdas de electrólisis PEM: (a) principales tipos de diseños de canales (serpentin, rejilla, paralelo); (b) distribución de flujo y fracción de hidrógeno cuando se utilizan canales paralelos rectos. [17]

En el apartado de los ánodos y cátodos electrocatalíticos, estos requieren tener ciertos recubrimientos para asegurar una producción eficiente tanto de oxígeno como de hidrógeno. El cátodo, por ejemplo, debe tener deseablemente un recubrimiento de platino y carbono para aumentar la eficiencia de producción de hidrógeno. El ánodo, por otro lado, se prefiere que esté hecho de iridio o rutenio, para asegurar un ambiente óido reductor. La carga dentro de la MEA [26](Membrane Electrode Assembly) de estos electrocatalizadores es deseable que se encuentre en aproximadamente 2 mg/cm^2 por el lado del ánodo y 1 mg/cm^2 por el lado del cátodo [Figura 6]. Como se indicó al principio de esta sección, los costos de los electrolizadores son altos, y una razón principal para ello es la disponibilidad global de iridio, ya que solamente se producen unas 9 toneladas de este por año.

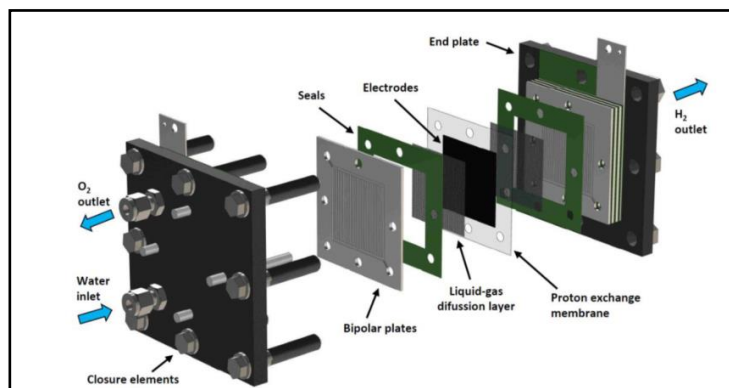


Figura 6. Plano de despiece de un stack de electrólisis PEM.[17]

Por último, se tienen las placas bipolares o de difusión como se encuentra en algunas referencias. Estas tienen como función, aparte de tener lados anódicos y catódicos [19], separar las celdas en el Stack. Ya que como se necesita que sean hechas de un material que sea resistente a la corrosión, el material preferido para su implementación electrolítica es el titanio, donde se utilizan láminas de un milímetro para separar los arreglos de celdas entre sí.

Según el Departamento de Energía de USA, gobierno que activamente invierte en R&D para la optimización de los electrolizadores en Norte América, se tienen algunas metas de desempeño, para abaratar los costos de estos y poder promover y masificar la producción de hidrógeno de manera global. Ver Tabla 1.

CARACTERÍSTICO	UNIDADES	ESTADO 2022	METAS 2026	OBJETIVOS FINALES
Stack				
Contenido total de metal del grupo de platino (ambos electrodos combinados)	mg / cm ²	3.0	0.5	0.125
	g / kW	0.8	0.1	0.03
Rendimiento		2.0 A / cm ² @ 1.9 V / celda	3.0 A / cm ² @ 1.8 V / celda	3.0 A / cm ² @ 1.6 V / celda
Eficiencia eléctrica	kWh / kg H ₂	51	48	43
	(% LHV)	-65%	-69%	-77%
Tasa de degradación promedio	mV / kh	4.8	2.3	2.0
	(% / 1,000 h)	(0.25)	(0.13)	(0.13)
Vida	Operación h	40	80	80
Costo de capital	\$ / kW	450	100	50
Sistema				
Eficiencia Energética	kWh / kg H ₂	55	51	46
	(% LHV)	-61%	-65%	-72%
Costo de capital no instalado	\$ / kW	1	250	150
H ₂ Costo de producción	\$ / kg H ₂	> 3	2	1

Tabla 1. Objetivos Técnicos para 2026 para Electrolizadores PEM. [27]

4.5 Termodinámica del Proceso Electrolítico

Algunas definiciones [17] necesarias para entender la electrólisis desde un punto de vista eléctrico son facilitadas a continuación, las cuales serán fundamentales en el análisis de resultados final.

- **Voltaje Reversible:** También definido como voltaje termodinámico. Es el voltaje mínimo a aplicar entre el cátodo y el ánodo para que se produzca la electrólisis. Está dado por la ecuación:

$$U_{rev} = \Delta G / z \cdot F \quad (4)$$

Donde:

U_{rev} = Voltaje reversible (V)

z = Número de electrones transferidos en la electrólisis del agua ($2e^-$)

F = Constante de Faraday (96500 C/mol)

Por tanto, el trabajo o potencia requerido para que este proceso sea efectivo, termodinámicamente hablando es igual al incremento de la energía libre de Gibbs (ΔG), el cual se debe dar en condiciones de equilibrio (1 bar y 25°C). Este voltaje mínimo para que la electrólisis funcione es 1.23V, simulando condiciones ideales sin resistencias.

- **Voltaje Termoneutro:** Simulando el proceso en condiciones adiabáticas, la entalpía total de la reacción electrolítica debe ser suministrada por medio de la aplicación de una corriente eléctrica, para que esta reacción no genere ni absorba calor. Está dado por la ecuación:

$$U_{tn} = \Delta H / z \cdot F \quad (5)$$

Donde:

ΔH = Entalpía total de la reacción electrolítica.

A condiciones normales de trabajo (25°C y 1 atm), este voltaje es de 1.48V.

- **Voltaje Entrópico:** También conocido como voltaje térmico dentro de los procesos electrolíticos. Es la resultante de la diferencia entre el voltaje reversible y el voltaje termoneutro. En otras palabras, es la representación de la sobretensión mínima con respecto al voltaje reversible que se debe aplicar a una celda electrolítica para iniciar la reacción de descomposición de la molécula del agua en sus átomos básicos. A condiciones estándar, este potencial es de 0.25V.

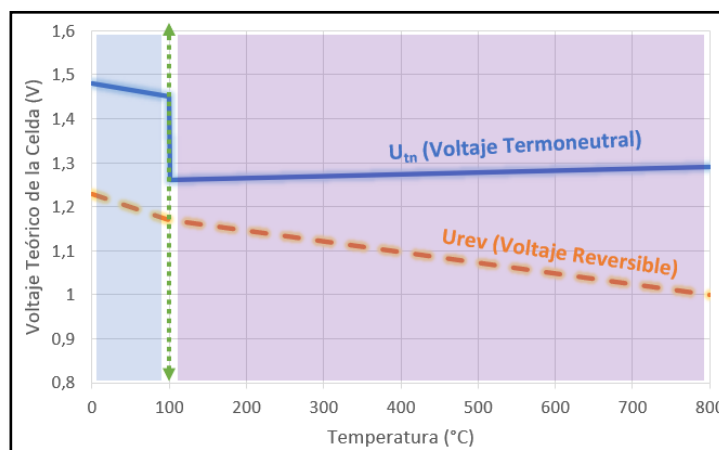


Figura 7. Termodinámica electrolítica (Elaboración propia)

Según la figura 7, la cual demuestra el comportamiento de los voltajes del proceso en función de la temperatura, estas graficadas a 1 bar de presión, demuestra que el proceso electrolítico se puede dividir en tres zonas principales. La zona 3 se da a lugar cuando el voltaje aplicado es inferior al voltaje reversible ($U < U_{rev}$), la consecuencia de este efecto es la imposibilidad de llevar a cabo la electrólisis, por lo que la intensidad consumida dentro de la celda electrolítica es nula.

La zona 2 comprende el inicio de la aplicación directa y efectiva de los voltajes sobre las celdas electrolíticas. Al aplicar un voltaje delimitado por las líneas de voltaje reversible y voltaje termoneutral, ($U_{tn} > U > U_{rev}$) la electrólisis será efectiva. Sin embargo, esto es un caso ideal. La mayoría, por no decir todos los procesos electrolíticos toman lugar en la zona 1, donde a una determinada temperatura se aplica un voltaje superior al voltaje termoneutral, donde no solo se produce la electrólisis, sino que también existe un exceso energético en forma de energía térmica el cual necesita ser disipado por los sistemas de refrigeración del electrolizador. Esto finalmente se denota como una disminución de eficiencia dentro del proceso de electrólisis, sin embargo, está dentro de los parámetros de diseño de los dispositivos, ya que el voltaje teórico de la zona 2 actualmente no es alcanzable por medios técnicos ni optimizaciones de equipos.

También se puede evidenciar en esta figura, el efecto de la temperatura sobre el proceso electrolítico. El cambio abrupto en el voltaje reversible, y aún más visible en el voltaje termoneutral obedece a la temperatura de ebullición y cambio de fase del agua.

Capítulo 5

METODOLOGÍA DEL MODELADO

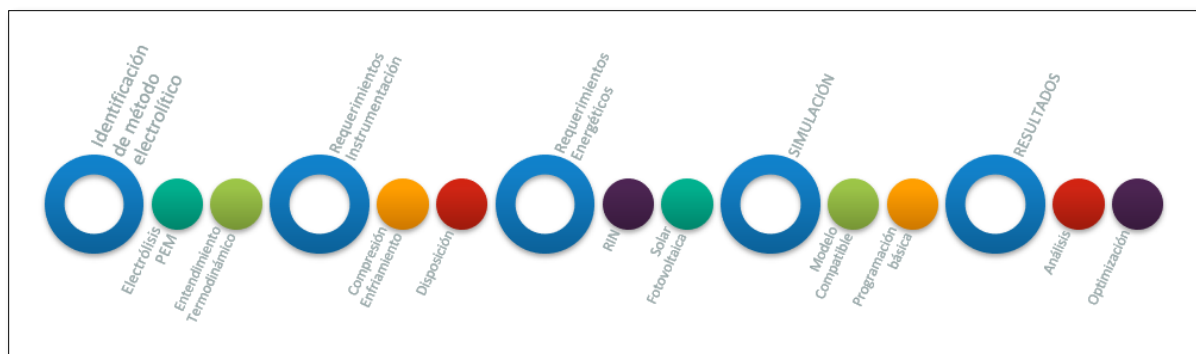


Figura 8. Metodología General del Proyecto

Como se puede evidenciar en la Figura 8, la metodología necesaria para llegar al modelado seleccionado recorrió un cuidadoso proceso que requería requisitos básicos para contar con la destreza y conocimiento suficiente para poder desglosar el modelo de programación[28]. Por ello fue necesario en inicio la identificación principal del método electrolítico que se quería desarrollar, donde se ubicó que el método PEM era el más viable de acuerdo con las necesidades planteadas en el Capítulo 4. Una vez seleccionado, fue necesario profundizar en el entendimiento tanto mecánico como termodinámico de los electrolizadores de este tipo y el procesamiento de las reacciones químicas que allí toman lugar. Una vez adquirido este conocimiento, se procedió a determinar las necesidades de instrumentación del proceso, la cual fue una parte esencial del proyecto, puesto que permitió delimitar correctamente las partes del proceso que pretende atacar este proyecto de grado, y dejar de un lado aquellas que, por su complejidad o generalidad, no requerían profundización dentro del proyecto, y que pudieran servir como punto base para retomar otros proyectos de grado que quisiesen implementar la tecnología requerida adicional a la electrolítica que cubre este documento.

Posteriormente, para la ubicación del modelo que mas se adaptase a nuestras necesidades y requerimientos energéticos debido a las áreas remotas donde se quiere implementar, la energía solar fotovoltaica presentó una viabilidad mas adaptable al proceso, por su versatilidad y facilidad de transporte.

Con estos requerimientos se comenzó a identificar un modelo en MATLAB que se ajustase a los requerimientos técnicos del proyecto, lo cual es descrito en detalle en el capítulo 5.1.

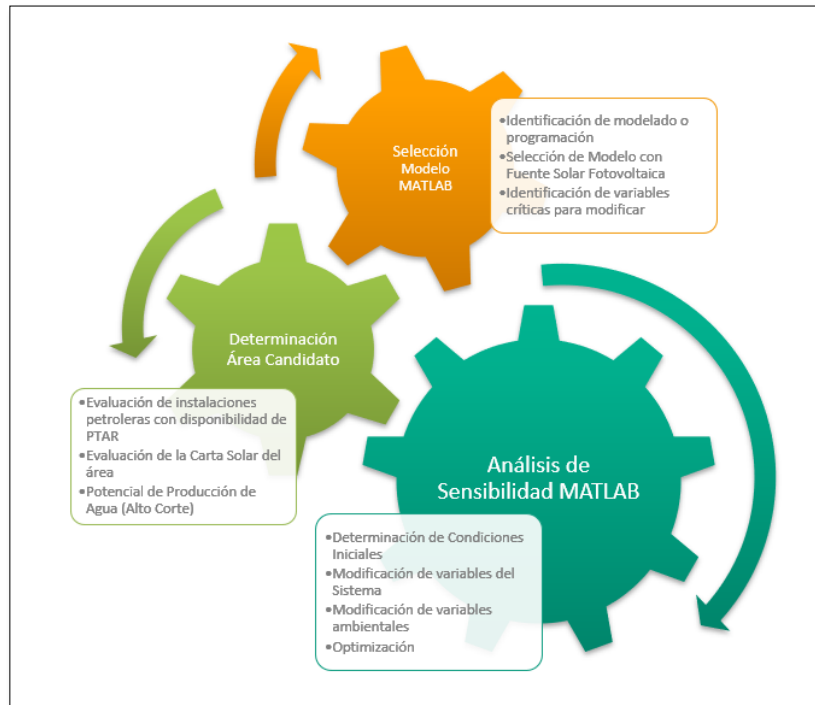


Figura 9. Metodología de aplicabilidad del Modelo

Una vez seleccionado el modelo apropiado para llevar a cabo la simulación, se procede a elegir el área piloto que servirá como plantilla para aplicar el análisis de sensibilidad mes a mes [Figura 9], lo cual es sustentado en la sección 5.3 y 5.4.

5.1 Sustentación del modelo seleccionado.

El modelo de simulación seleccionado en MATLAB, invocado con el script “ssc_electrolyzer” [todos los derechos reservados de Matlab Works ®] [28]. lleva a cabo la electrólisis mediante una energización autosostenible, panel solar + batería, (con la posibilidad de simular la interconexión a la red eléctrica) que permite un suministro eléctrico estable utilizando la mayor cantidad de horas sol pico para cubrir las necesidades energéticas del proceso, esto para que la reacción tome lugar dentro del arreglo de la MEA.

Este dispositivo consume energía eléctrica para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno, y consta de una membrana, un ánodo y un cátodo que se denominan conjuntamente "MEA", que proviene de las siglas en inglés de "Membrane Electrode Assembly". Este conjunto se compone de una membrana delgada fabricada a partir de un polímero electrolítico que se encuentra recubierta por ambas caras con una capa catalítica, como puede ser platino o paladio, lo que permite llevar a cabo reacciones electroquímicas para la separación del agua en hidrógeno y oxígeno.

Los electrodos en un sistema electroquímico tienen la doble función de actuar como conductores de electrones y catalizadores de reacciones electroquímicas. Por su parte, la membrana actúa como un separador de cargas y especies químicas, lo que permite que los protones se desplacen a través de ella y, al mismo tiempo, impide que los gases producidos por cada uno de los electrodos se mezclen. De esta manera, se asegura que el proceso electroquímico sea eficiente y controlado, ya que se evita la contaminación de los productos generados en cada electrodo.

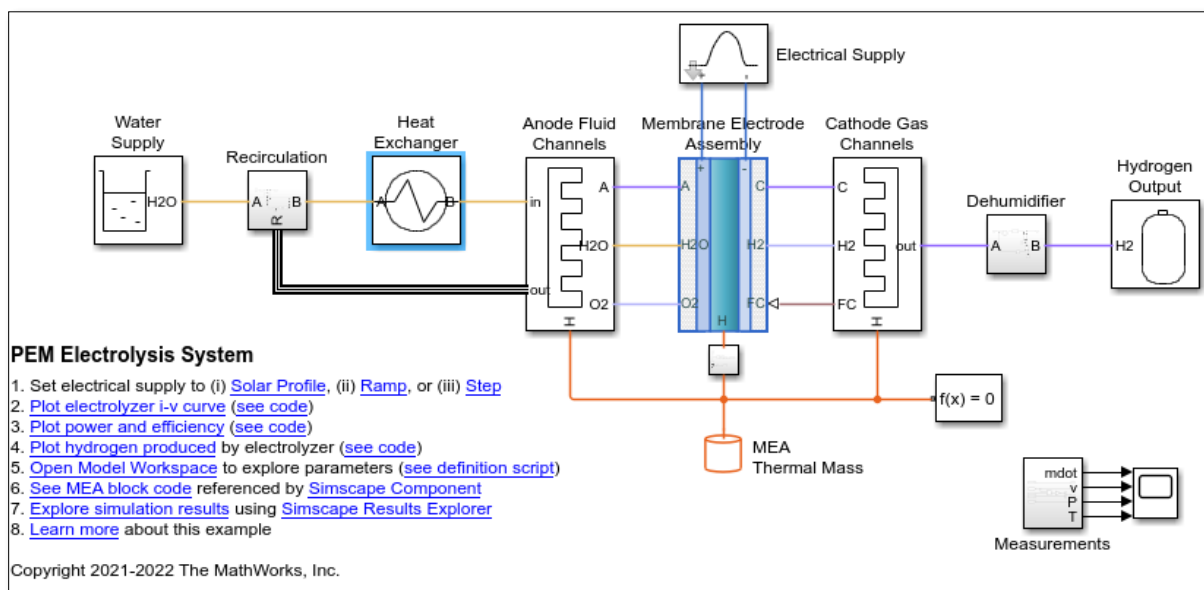


Figura 10. Simulink Simscape Electrolyzer.[28]

Para llevar a cabo este proceso, la simulación modela un bloque personalizado en Simulink de la MEA[28] de un electrolizador PEM que consume una corriente eléctrica para poder separar los átomos de hidrógeno y oxígeno de la molécula de agua [Figura 8]. La MEA está conectada a una red de líquidos con ciertas características térmicas y dos redes separadas de aire húmedo. Este sistema de distribución de aire comprimido tiene un contenido de humedad controlado y su uso está limitado a aplicaciones que requieren condiciones atmosféricas precisas en el aire suministrado, como, por ejemplo, mantener niveles específicos de humedad relativa. Las válvulas, dispositivos neumáticos, actuadores y sistemas de control suelen funcionar con aire comprimido para evitar temas como la corrosión, la condensación o el mal funcionamiento de componentes sensibles, por tanto, es imprescindible regular la humedad de esta red.

Por tanto, la red de líquidos termales modela el suministro de agua, mientras que la red de aire húmedo del ánodo modela el flujo del oxígeno y la red de aire húmedo del cátodo, obviamente, el flujo final del Hidrógeno. Esta red se encarga de mantener un suministro de flujo constante de agua hacia el ánodo, lo cual es posible gracias a una bomba de recirculación eliminando el exceso de agua el cual finalmente es recirculado.

El modelo tiene una particularidad de “reciclar” el oxígeno producido por la electrólisis y recircularlo de la red de aire húmedo correspondiente, hacia una red independiente de reflujo que lo conduce nuevamente a la bomba de recirculación. Por ello, si este proyecto desea ser retomado para un proceso electrolítico de producción de Oxígeno, sería necesario modificarlo para recolectar el O_2 producido hacia un separador para decantar las condensaciones no deseadas y finalmente un sistema de almacenamiento para el uso y aprovechamiento del recurso.

El tanque de separación encontrado dentro del bloque de recirculación tiene como función modelar el equilibrio entre el agua y el oxígeno realimentado, venteando este último del sistema antes de que el agua sea recirculada nuevamente al electrolizador. Por última, la bomba de suministro refresca el sistema entero con agua nueva.

Por otro lado, el Hidrógeno producido en el cátodo, junto con los residuos de agua que hayan superado la MEA son modelados dentro de la red de aire húmedo del cátodo. El modelo incluye un deshumidificador para eliminar el vapor de agua no deseado del hidrógeno. Además, se utiliza una válvula reguladora de presión para mantener una presión de tres megapascuales (MPa) del lado del cátodo (en comparación con la presión atmosférica aplicada en el ánodo). Esta diferencia de presión presentada a través de la MEA, provoca el transporte de agua debido a la presión hidráulica provocada con dicha diferencia, ayudando a contrarrestar el arrastre provocado por la electroósmosis que ayuda a reducir excesos de agua del lado del catódico, contribuyendo a una operación más eficiente del electrolizador.

En contraste con las pilas de combustible, el electrolizador no requiere una red de refrigeración independiente para mantener una temperatura óptima. En su lugar, el exceso de agua que se desecha del proceso central es modelada para encargarse de disipar el calor generado en el electrolizador y luego se expulsa al medio ambiente a través de un intercambiador de calor. Adicionalmente, se controla la circulación del agua a un punto de eficiencia que permita mantener una temperatura constante en el electrolizador, lo que contribuye a un funcionamiento eficiente y seguro del sistema. En este caso, se estableció una temperatura de 80 °C para el electrolizador, y se implementaron medidas de control para garantizar que la temperatura se mantuviera dentro del rango deseado durante todo el proceso.

Los productos finales del proceso, H_2 , O_2 y H_2O , son controlados en las líneas de aire húmedo de ambos lados de la MEA con la ayuda de bloques de simulación llamados “Fuente Controlada de trazas de Gas” y “Fuente controlada de humedad”. El disipador de calor se puede evidenciar en el modelo, con la denominación “MEA Thermal Mass”.

Ya en el código, el modelo define seis nodos diferentes: dos nodos eléctricos para los electrodos, dos nodos de aire húmedo para la red de ánodo y la red de cátodo, un nodo de líquido térmico para extraer agua del ánodo, un nodo de aire húmedo para circular la producción de oxígeno en el ánodo y un nodo de aire húmedo para circular la producción de

hidrógeno y vapor de agua al lado catódico. Por último, un nodo térmico para disipar calor derivado del proceso.

Ya definidos los procesos involucrados dentro de la operación del electrolizador, y teniendo en cuenta los requerimientos técnicos para desarrollar el proyecto, se requiere:

- Determinación de los sistemas de simulación incluidos dentro del simulador para delimitar el alcance del proyecto.
- Evaluación del efecto eléctrico con alimentación autosostenible dentro del modelo.
- Parametrización de la Carta solar del área candidato y promedio de la irradiancia mensual para simular las posibles condiciones de producción.
- Análisis de sensibilidad en MATLAB para encontrar los parámetros más adecuados frente a la irradiancia y la producción de hidrógeno.
- Determinación de variables adicionales.
- Evaluación de la producción (a resolver en el capítulo de análisis de resultados).

5.2 Sistemas simulados dentro del modelo.

Debido a los componentes de análisis dentro del simulador, es ortodoxo delimitar el proyecto a aquellos dispositivos que se encuentran dentro de él. Es conocido que para llevar a cabo el proceso electrolítico se necesitan dispositivos auxiliares que permitan facilitar el proceso, como la PTAR propuesta dentro del proyecto, los sistemas de refrigeración y compresión (requeridos para escoger el tipo de almacenamiento final que se le dará al recurso, usualmente 350 bar para transporte o 350/700 bar para almacenamiento in situ dependiendo de las capacidades de los tanques de almacenamiento), características de los paneles solares y el solar array correspondiente, entre otros. Todos estos componentes mencionados no se encuentran incluidos dentro de la simulación, por lo que el proyecto se delimita al análisis electrolítico y la producción de hidrógeno inmediata. Cualquier otro procedimiento periférico queda abierto para retomar desde este proyecto como punto de partida para aumentar el alcance de un posible proyecto de inversión.

5.2.1 Bloque eléctrico

Este bloque de Simulink incluido dentro del electrolizador PEM [28] propone tres perfiles de entrada distintos para la alimentación del dispositivo:

1. Modo “Solar Profile”: El perfil solar se utiliza para simular un sistema de energía solar fotovoltaica [29] a lo largo del día. Este representa la irradiancia solar incidente en función del tiempo. Si se ajusta este perfil al simulador, la entrada de suministro se ajustará automáticamente según el perfil de carta solar especificado en la parametrización del modelo, ayudando a simular en tiempo real dicha resultante energética.
2. Modo “Ramp”: La idea de este modo rampa es simular el incremento lineal de la entrada eléctrica con el tiempo. Se utiliza comúnmente para simular una variación progresiva de la señal proveniente del sistema eléctrico, comúnmente presentada por fuentes de alimentación como un motor con sus etapas de aceleración y desaceleración.
3. Modo “Step”: El modo escalón permite simular el cambio instantáneo de un valor constante en un tiempo específico. Comúnmente utilizado para simular cambios abruptos en el sistema eléctrico, típico comportamiento de la conexión/desconexión de una carga, un interruptor o sistemas similares.

Debido a la sencillez del bloque, la simulación presentada en este proyecto se limitará al input de la carta solar del área piloto y en el análisis de requerimientos energéticos por parte del electrolizador. El diseño de un array solar queda a abierta disposición de aquel interesado en aumentar el alcance del proyecto por medio de herramientas especializadas de diseño de conjuntos fotovoltaicos tales como PVSYST.

5.3 Carta solar del área candidato

En el caso específico del modelo, los datos del campo de producción [Tabla 2], residen en el municipio de Cabuyaro departamento del Meta [Figura 9]. La locación tiene coordenadas 4.291636°, -72.972565° Para tal fin, se acudió a la web de GLOBAL SOLAR ATLAS® [30], con las coordenadas proporcionadas y se descargó el *dataset* de irradiancia correspondiente a la zona, para evaluar los resultados y promediarlos mediante métodos estadísticos directos.

Specific photovoltaic power output	PVOUT_specific	1.493,1	kWh/kWp
Direct normal irradiation	DNI	1.368,3	kWh/m ²
Global horizontal irradiation	GHI	1.883,2	kWh/m ²
Diffuse horizontal irradiation	DIF	890,2	kWh/m ²
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI_opta	1.898,9	kWh/m ²
Air temperature	TEMP	26,1	°C
Optimum tilt of PV modules	OPTA	8,0	°
Terrain elevation	ELE	184,0	m

Tabla 2. Descripción de las condiciones de irradiancia de la zona escogida.[30]

Donde:

- **PVOUT_specific:** Es la producción específica de energía fotovoltaica, es decir, la cantidad de energía eléctrica que se produce por unidad de superficie de un panel solar fotovoltaico, medida en kilovatios-hora por metro cuadrado (kWh/m²).
- **DNI:** Es la irradiancia normal directa, que es la cantidad de radiación solar directa que llega a una superficie por unidad de área, medida en vatios por metro cuadrado (W/m²). Mide la cantidad de radiación solar que puede ser capturada por paneles solares fotovoltaicos.

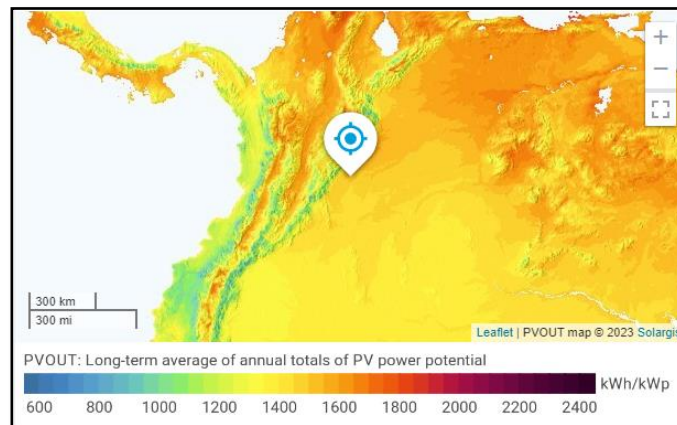


Figura 11. Ubicación geográfica de los pozos petroleros.[30]

- **GHI:** Es la irradiación global horizontal, que es la cantidad total de radiación solar que llega a una superficie horizontal por unidad de área, incluyendo tanto la radiación directa como la difusa, medida en vatios por metro cuadrado (W/m²).

- **DIF:** Es la irradiación difusa, que es la cantidad de radiación solar que llega a una superficie en forma dispersa y reflejada, generalmente medida en vatios por metro cuadrado (W/m^2).
- **GTI_opta:** Es la energía solar fotovoltaica generada por un sistema optimizado, es decir, la cantidad de energía eléctrica que se produce a partir de la radiación solar recibida, utilizando un sistema de paneles solares fotovoltaicos optimizados para maximizar la producción de energía, generalmente medida en kilovatios-hora (kWh).

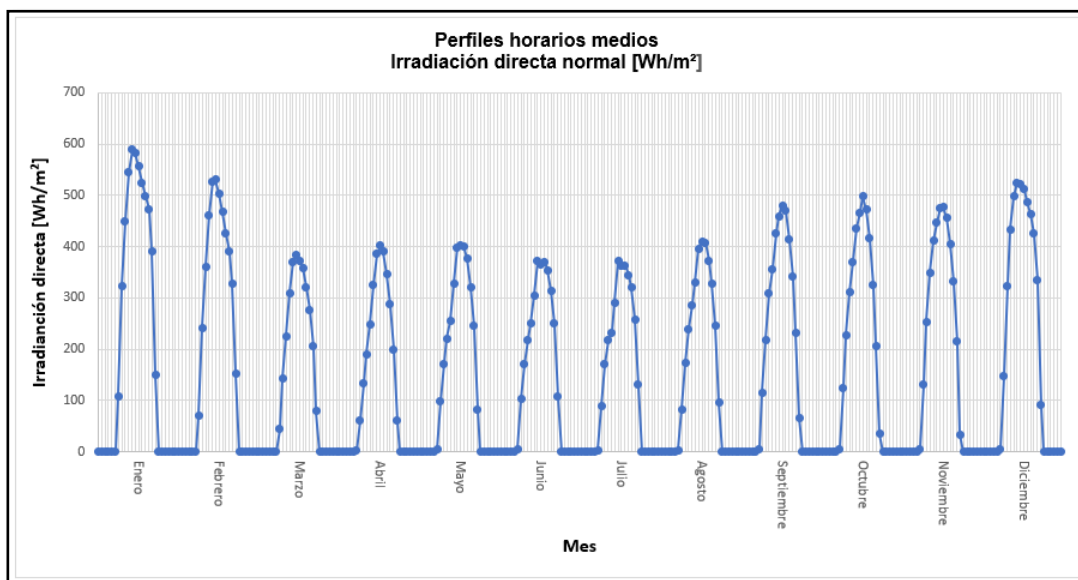


Figura 12. Perfil solar de la zona seleccionada. Elaboración propia.

Una vez definidos los resultados de los datos solares obtenidos en el respectivo dataset, se procedió a encontrar los valores mensuales promedio de irradiancia [Figura 10], los cuales pudieran estandarizar de manera horaria las incidencias solares directas que finalmente podrán ser aprovechadas por los paneles solares, y serán objeto de input en la data de los análisis de sensibilidad.

5.4 Análisis de sensibilidad en MATLAB

Una vez obtenido el insumo principal requerido (Carta Solar) para iniciar el conjunto de simulaciones, se procede a reunir la data en un archivo que permitiera ordenarla de manera

orgánica y de fácil asequibilidad, por lo que se optó por desarrollar un *dashboard* en Microsoft Excel para tal fin. La organización requiere establecer unos escenarios iniciales de modelado a saber:

- **Condiciones Iniciales:** Esta simulación permite establecer un punto de partida importante para todo el resto del proyecto, pues ayuda a identificar limitantes y bullets importantes, entre los cuales fue necesario acceder a la ubicación de instalación del programa para tomar control del directorio y poder permitir guardar cambios ya que cada vez que se reinicia MATLAB las variables modificadas no son guardadas debido a los permiso de la carpeta encontrada en: (C:\Program Files\MATLAB\R2023a\toolbox\physmod\simscape\simscapedemos). Otro punto importante para identificar fue guardar en un paquete de seguridad todos aquellos archivos correspondientes a la simulación del código que fueran identificados en el nombre del archivo como “ssc_electrolyzer”, para, en caso de fallas del simulador, poder volver a obtener las condiciones iniciales de instalación del paquete. Entrando en materia, las condiciones iniciales simulan un electrolizador con una carta solar tipo, un área de las celdas de 280 cm² y un número de celdas de 50, con ocho canales de flujos y un canal de parametrización de diámetro hidráulico. Así mismo se proyectaron simulaciones que involucraban los espesores de las capas de difusión de gas (GDL's, dadas en micrómetros) tanto del ánodo como del cátodo, parámetros que fue posible sensibilizar como críticos dentro de las numerosas simulaciones realizadas.
- **Modificación 1, aumento de área de celdas:** Se realizó tratando de encontrar un área máxima que satisficiera el modelo sin producir errores cíclicos, que pudiese aumentar al máximo la producción de hidrógeno sin alterar otras condiciones iniciales de operación. Estas condiciones óptimas se alcanzaron aumentando el área de las celdas hasta 600 cm², donde después de este valor el simulador comenzó a arrojar errores cíclicos en los procesos térmicos de los canales de aire húmedo.
- **Modificación 2, aumento de celdas:** Este parámetro fue exhaustivamente estudiado, ya que el aumento de las celdas tiene efectos directamente proporcionales hasta un valor límite, el cual fue encontrado en las 250 celdas. Aunque el simulador aceptaba valores

mayores (350 por ejemplo), los efectos sobre el impacto eléctrico, consumo de agua, y finalmente producción de hidrógeno eran prácticamente nulos con respecto a su contraparte inicial de 250. Aunque el número de celdas y área de las mismas no son un parámetro usualmente suministrado por los fabricantes en las fichas técnicas, se ha encontrado que algunos proveedores ofrecen aumento de área y de celdas (en paquetes de 50) a precios adicionales. Por tanto, una comunicación estrecha con el fabricante es esencial a priori la adquisición de un electrolizador para simular las condiciones nominales en las que va a trabajar el dispositivo.

- **Modificación 3, input de carta solar promedio anual:** Para hacer la primera simulación con datos reales se denotó que la irradiancia impactaba directamente la producción de hidrógeno de la simulación y requería una profunda investigación de las afectaciones que podría provocar dentro del modelo. Luego de numerosos intentos de modificaciones de parámetros críticos, el modelo inicial permite aterrizar valores ideales de número de celdas en 350 y área de estas en 600 cm². Aunque esta simulación finalmente no serviría para la evaluación del recurso hidrogenero potencial, sirve como parámetro de entrada para aterrizar los valores aproximados que si se podrán utilizar en los promedios mensuales. En casos ideales, si la irradiancia fuera la misma de manera anual, se podrían obtener hasta 90 Kilos de Hidrógeno en un tiempo de operación promedio de 12.2 horas.
- **Modificaciones Mensuales:** Aunque se esperaba poder utilizar parámetros similares a los de los puntos anteriores, las simulaciones correspondientes a los meses con más alta irradiancia presentaron un desafío ante el análisis de sensibilidad de las variables más comunes, donde fue necesario profundizar modificando canales de flujo y diámetros hidráulicos de los mismos, así como espesores de las membranas.

5.5 Análisis variables adicionales

En algunos puntos fue necesario intervenir el código fuente para modificar temperaturas de inicio y de flujo de aire húmedo en el cátodo de la operación para poder encontrar que hacía “crashear” al simulador, enviando mensajes de errores en matrices booleanas y formulaciones newtonianas relacionadas con efectos directos sobre la temperatura del electrolizador que lo

hacía trabajar fuera de parámetros evitando producir resultados finales de simulación. Estos resultados se analizarán en detalle en el capítulo 7, donde se analizará técnicamente que sucedió en los casos más representativos del proceso.

5.6 Explicación de los resultados gráficos en MATLAB.

La siguiente gráfica demuestra la tasa de hidrógeno producido, en conjunto con la energía requerida por el conjunto electrolítico para producir dicho hidrógeno en función de los 86400 segundos que componen el día. A diferencia de las otras gráficas producidas por el software, esta representación gráfica una tendencia ACUMULATIVA, de la producción total obtenida en el día desde el momento en que la irradiancia comienza a hacer efecto sobre los paneles solares a los ~ 22000 segundos (~6:06 a.m.) hasta el crepúsculo a los ~68000 segundos (~6:50 p.m.) en este caso específico que muestra la captura donde se enfrenta la simulación con respecto a la carta solar anual que se promedia en las condiciones iniciales de operación. Así mismo, el simulador provee un indicador de la energía disponible que podría generar ese hidrógeno producido. Según esta gráfica fácilmente se puede deducir que aproximadamente se puede obtener un MWh de energía con 25 Kg de Hidrógeno.

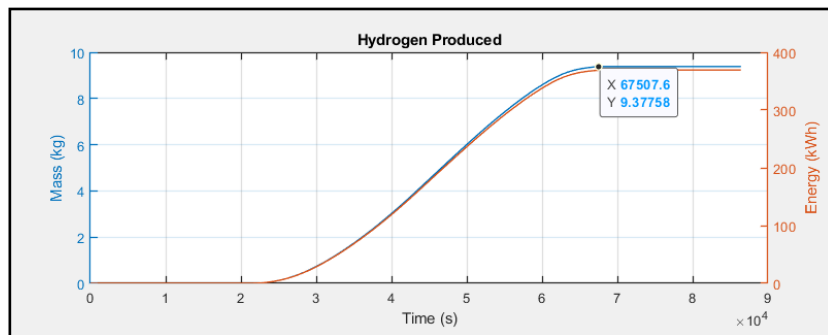


Figura 13. Modelo de Hidrógeno Producido y Energía Consumida. Elaboración propia.

La tasa de agua consumida en el ánodo, así como la tasa de agua transportada al cátodo debido a la dispersión, a la resistencia de la electroósmosis y a la diferencia de presión hidráulica son representados en la Figura 11. Al diferenciarse de la representación anterior por no ser una

gráfica acumulada sino puntual en el tiempo, se puede observar, en una velocidad de gramos por segundo, la velocidad de flujo tanto del agua que se consume y transporta, así como la razón de producción de hidrógeno en cada punto del día, siendo su punto máximo el mediodía, con una producción aproximada de 0.3 g/s [Figura 12].

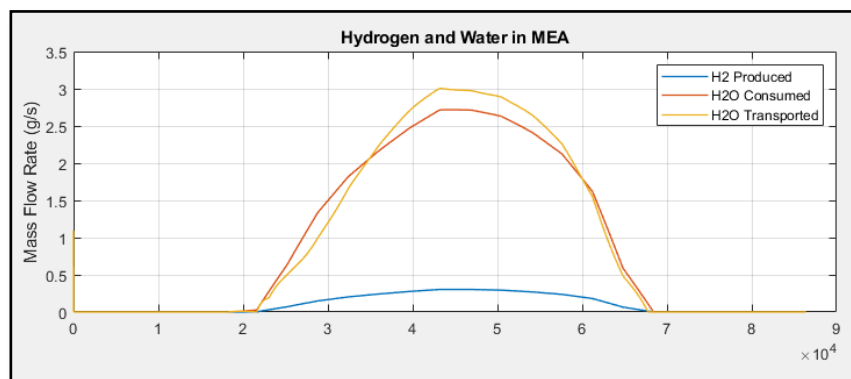


Figura 14. Flujo de Hidrógeno y Agua en la MEA. Elaboración propia.

La siguiente gráfica [Figura 13] muestra la potencia requerida por el electrolizador de manera puntual, así mismo como el calor disipado asociado. La potencia es un parámetro clave para la selección del electrolizador requerido, del cual se hará una explicación extensiva en este documento posteriormente. Así mismo, la representación térmica del calor disipado se analiza en conjunto con la siguiente gráfica de Curva de Potencia para efectos de análisis de efectividad del proceso electrolítico.

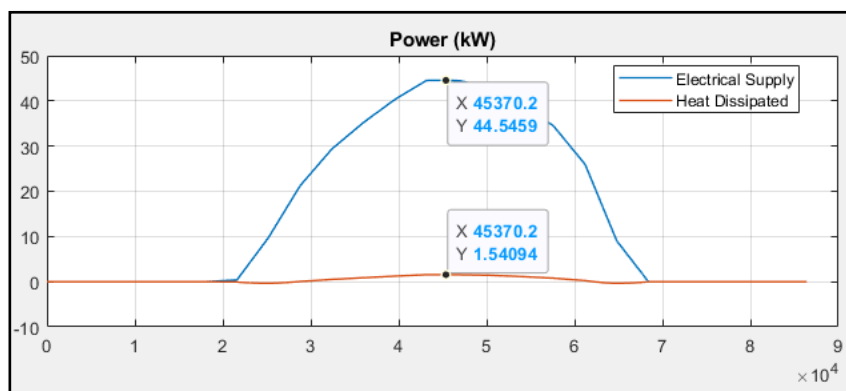


Figura 15. Potencia requerida por el electrolizador y calor disipado. Elaboración propia.

La eficiencia térmica del electrolizador indica la efectividad con la que la energía eléctrica es convertida en energía química (hidrógeno) almacenada de acuerdo con el valor calorífico del hidrógeno. El electrolizador es térmicamente eficiente, en este caso específico, entre el 83% y 97% en cuanto a su HHV [Figura 14] que es el indicador principal de valor calorífico del H₂, puesto que el proceso involucra condensación de agua y recuperación calorífica del mismo. El LHV se grafica igualmente, puesto que para calcular la energía química del Hidrógeno es determinada utilizando este LHV.

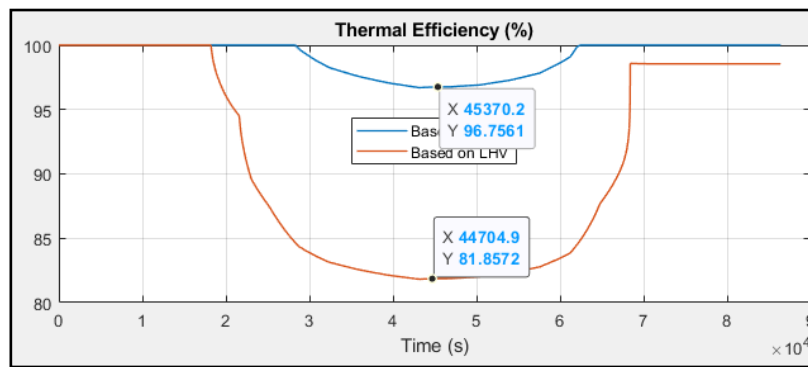


Figura 16. Eficiencia térmica de la electrólisis. Elaboración propia.

La siguiente curva demuestra la demanda eléctrica por celda electrolítica [Figura 15]. Debido a un error de programación con respecto a un proyecto de celdas de combustible aledaño por parte de los creadores, la gráfica permaneció con el título errado, pero su nombre correcto debe ser interpretado como “Curva I-V de una celda en la MEA”. Dos variables de la curva a interpretar de similar manera son los consumos tanto de corriente como de potencia en cada centímetro cuadrado de las celdas. Pero la variable más útil radica en el voltaje de la celda. Remitiéndose al estudio presentado en el numeral 4.5 “Termodinámica del proceso Electrolítico”, el voltaje reversible (1.23V) y el voltaje termoneutro (1.48V) delimitan la zona donde es efectiva la electrólisis. Por debajo de estos límites, no hay reacción electrolítica, en la zona encontrada entre los límites hay una electrólisis ideal pero no alcanzable por medios reales en la actualidad, y en la zona superior a 1.48V se encuentra la zona en la que trabajan todos los electrolizadores en la actualidad, no solo proporcionando el hidrógeno deseado, sino que por exceso voltaico se produce energía térmica en forma de calor que necesita ser disipado.

Así las cosas, en la figura 15 se puede demostrar gráficamente por medio del voltaje que el proceso se encuentra dentro del área que la electrólisis puede suceder, lo que es directamente proporcional a asunción de que efectivamente se está produciendo hidrógeno y oxígeno.

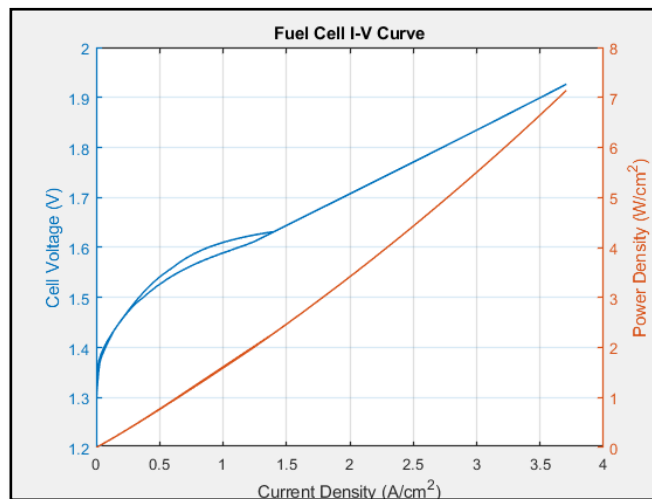


Figura 17. Curva I-V en una celda de la MEA. Elaboración propia.

Capítulo 6

EVALUACIÓN ECONOMICA Y FINANCIERA

Al ser un proyecto muy nuevo en el sector que se desea aplicar, el cual es el de los campos petroleros, es necesario, tener en cuenta una serie de criterios [26] base para el desarrollo de este como son lo siguiente:

- La cantidad requerida de agua suficiente para lograr la máxima eficiencia del electrolizador.
- El rango de temperatura del insumo del agua debe estar entre los 70°C y 90°C con el fin de evitar la evaporización del agua.
- La presión del electrolizador PEM debe ser menor de 35 bares.

- El tiempo máximo de retorno de inversión del proyecto no debe superar los 20 años para pozos nuevos y 15 años para los pozos maduros. (Tiempo de vida del pozo)
- Se recomienda que el campo sea centralizado (Bloque con muchos pozos) para reducir el costo de la distribución de la energía.
- En la evaluación económica tendrá como alcance el costo de la adquisición del electrolizador, costo de la electricidad, costo de la instalación y el costo de mantenimiento.
- Se estimará la producción de hidrógeno de acuerdo con la eficiencia del electrolizador.
- Los riesgos asociados a las fallas en el electrolizador, problemas con el suministro de agua, así como riesgos económicos como cambios en los precios del petróleo no se tendrán en cuenta.
- Los cálculos se aplicarán a dos electrolizadores, uno “económico” y uno “normal” en costos para plantear dos alternativas relacionadas a los indicadores encontrados. Las especificaciones de los equipos se encuentran en el anexo financiero, y las referencias de estos son: Sunway Solar Co. Ltd y H2B2 EL:200N.

Se estimarán los siguientes indicadores económicos para el proyecto:

- Costo nivelado del hidrógeno: LCOH
- Valor presente neto: VPN del proyecto.
- Tasa interna de retorno: TIR.
- Payback: Tiempo del retorno de la inversión.

6.1 Costo nivelado del hidrógeno: LCOH

Es el costo promedio total de construir y operar un activo de generación por unidad de energía durante su vida útil, y permite analizar y comparar los costos de generación en distintos proyectos, pueden tener diferente tamaño o diferentes tecnologías, debido a que utilizar una unidad común [Figura 16].

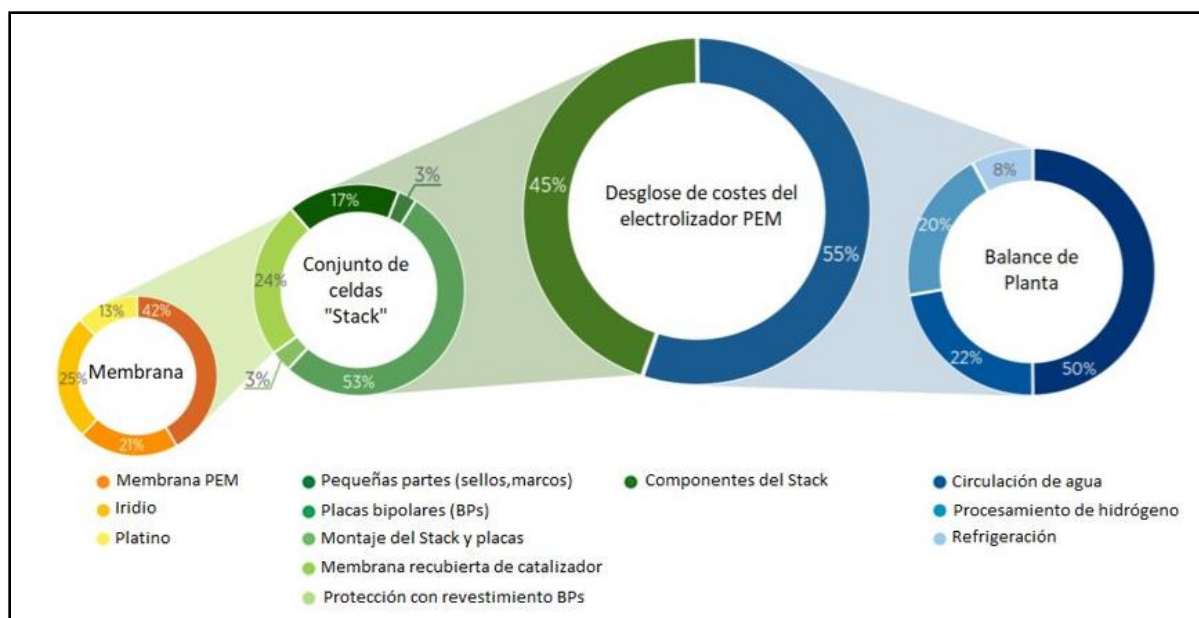


Figura 18. Desglose de costes de un electrolizador PEM de 1 MW, pasando de sistema completo.[31]

La estructura desglosada de costos o CBS (Cost Breakdown Structure) para un proyecto de un electrolizador tipo PEM [31] el 45%-50% de la inversión este asociado al stack y el restante al BOP.

Para determinar el LCOH en síntesis es la relación del total de costos del proyecto sobre el total de hidrógeno producido y se aplica la siguiente expresión matemática:

$$LCOH_{USD/Kg} = \frac{\sum_{t=0}^t \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^t \frac{KgH2_t}{(1+r)^t}}$$

(6)

Donde:

- Capex: Costos de inversión.
- Opex: Costos de O&M (incluye costos eléctricos y de agua).
- t: año de operación.

- r: factor de descuento.
- KgH₂: Producción de hidrógeno en Kg.

El Capex (inversión de capital) tendrá los valores de la inversión inicial y el capital de mantenimiento, por su parte el Opex tendrá los valores de los costos fijos y variables, mantenimientos de equipos. A la fecha de la realización de este proyecto, no se cuenta con incentivos por parte del gobierno para proyectos de este tipo por lo que se asignará un valor de cero para ese rubro.

Otras consideraciones adicionales para el cálculo del LCOH hace referencia al valore presente, este depende de la tasa de descuento y esta a su vez dicha tasa de descuento depende del costo de capital del inversionista y riesgo del proyecto.

6.1.1 Parámetros para el Costo nivelado del hidrógeno LCOH

- **Factor de descuento:** Es una medida financiera que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro, es muy útil y utilizada para analizar inversiones. Al estar relacionado con la tasa de intereses deseada del proyecto, se aplica la siguiente ecuación:

$$d = \frac{i}{1 + i}$$
(7)

Donde “d” es la tasa de descuento e “i” es el tipo de interés. A saber, la tasa de interés tiene el objetivo de añadir valor en el tiempo al dinero actual, la tasa de descuento parte de una cantidad de dinero futura y lo trasladamos al presente.

$$\text{Dinero Actual} + \text{Intereses} = \text{Dinero en el Futuro}$$
(8)

$$\text{Dinero Futuro} - \text{intereses} = \text{Dinero Actual}$$

Para el proyecto la tasa deseada es de 9% por lo que aplicando la formula, la tasa de descuento es de 8%. (Ver Anexo Financiero)

- **Factor de carga:** Es una relación entre la cantidad de energía consumida y la capacidad máxima del electrolizador, por lo que se traduce o representa la eficiencia del electrolizador para generar gas. Para el electrolizador es del 85%. (Ver Anexo Financiero).
- **Capacidad:** Es la capacidad de potencia necesaria para operar el electrolizador. Suministrada por el fabricante y que para el proyecto presenta un valor de 1 MW para ambos electrolizadores.
- **Costo de la energía:** Es el costo de la energía a las condiciones del proyecto, es decir, en referencia al lugar geográfico y sin contar con los subsidios del gobierno según el estrato para cada una de las mismas. Se tomaron como referencia los precios del 2022 y el primer semestre del 2023, obteniendo un valor de 162 USD/MWh. (Ver Anexo Financiero).
- **Costo del agua:** Es el costo del metro cubico del agua a las condiciones del proyecto, es decir, en referencia al lugar geográfico. Obteniendo un valor de 1 USD/kWh. (Ver Anexo Financiero).
- **Capex del electrolizador:** Del inglés, Capital Expenditure, hace referencia a las inversiones o gastos a capital para el desarrollo de un proyecto. Como se observa en la figura 16, para este tipo de proyectos corresponden al total de la inversión sobre la capacidad del electrolizador. Para el electrolizador Sunway Solar Co. Ltd corresponde un valor de 105 USD/kW y el y H2B2 EL:200N un Capex de 1.531 USD/kW.
- **Opex del electrolizador:** Del inglés, Operational Expenditure, y hace referencia a los gastos operativos para el desarrollo de un proyecto. Para este proyecto, se ha definido como el 5% del valor del Capex [32] por datos históricos estimados por la catedra de hidrogeno de la universidad del rosario, basado en otros proyectos de

estas dimensiones similares, en la práctica, estos números pueden verse diferente según el tamaño del proyecto.

- **Componentes del Stack:** Basados en la figura 16, se designa el 40% del Capex para este apartado.
- **Costos adicionales de inversión (Instalación):** Basados en la figura 16, se designa el 50% del Capex para este apartado.
- **Consumo eléctrico del electrolizador:** Es la relación entre la cantidad de energía utilizada para generar hidrógeno, utilizando un factor de potencia de 0.85% y con un uso de 12 horas de las 24 horas del día, se obtiene un valor de 60 kW/Kg H₂.

90 kg/día Prod. H ₂	529 Kw Potencia Nominal
4 kg/hr Prod. H ₂	450 kW Potencia Promedio
60 KW/kg Consumo	0,85 Factor de potencia
	12 hrs funcionamiento
Nominal	5.400 KWh Consumo total de energía
1 MW	225 kWh consumo promedio de energía

[Fuente de los datos “Anexo Financiero LCOH MER Rincon Rozo”]

- **Consumo de agua del electrolizador:** Cantidad de agua necesaria por el electrolizador para satisfacer el consumo, presentando un valor de 0.015 m³/Kg H₂.
- **Vida útil del stack:** Degradación natural del stack de celdas del electrolizador y se estima que aproximadamente en promedio es de un valor de 80.000 horas o el equivalente a 10 años.

6.2 Valor presente Neto, Tasa Interna de Retorno y Payback.

La VPN, TIR y PB son indicadores que sirven como herramientas para evaluar un proyecto según la viabilidad económica que este presente. La VPN determina la generación de rendimientos a una tasa y periodos establecidos, para que sea viable el proyecto, el VPN resultante debe ser positivo, indicando que los flujos futuros superan el costo inicial de la inversión. En cuanto a la TIR, esta debe ser mayor a la tasa requerida para que el proyecto sea viable, y finalmente el Payback indica los periodos en que tendrá el retorno de la inversión realizada.

6.3 Resultados

Aplicando todas las variables mencionadas se presenta la siguiente evaluación económica y financiera del proyecto [Tabla 3].

Datos de entrada:

Variable	Sunway Solar Co. Ltd	H2B2 EL:200N	Unidades
Costo del Electrolizador	105.000	1.495.500	USD
Factor de descuento	8%	8%	%
Factor de carga Ez	85%	85%	%
Capacidad	1	1	MW
LCOE	162	162	USD/MWh
Costo del agua	1,00	1,00	USD/M3
CAPEX Ez	70	1496	USD/kw
OPEX Ez	5%	5%	% CAPEX/año
Componentes stack	40%	40%	% CAPEX
Costos adicionales de inversión	50%	50%	% CAPEX
Consumo Elctrico Ez	60	60	Kwh/kgH2
Consumo Agua Ez	0,015	0,015	M3/KgH2
Vida Util Stack	80.000	80.000	Horas
Vida Util Stack	10	10	Años

Tabla 3. Parámetros para el cálculo de LCOH. Elaboración propia.

Para determinar la VPN, TIR y Payback se realizaron los flujos de cajas respectivos que se detallan en el Anexo Financiero y que en resumen se tienen los siguientes resultados [Tabla 4]:

LCOH TOTAL (USD/kg)	9,90	12,3
CAPEX	0,1	2,0
O&M	0,04	0,62
Electricidad	9,7	9,7
Agua	0,02	0,02
VPN	750.049	30.396
TIR	35%	9%
Payback	5 años	97 años

Tabla 4. Indicadores del proyecto planteado. Elaboración propia.

Teniendo en cuenta que el LCOH promedio para proyectos de producción de hidrógeno a partir de energía solar en Colombia según la ruta de hidrógeno del gobierno nacional [6], la cual corresponde a un valor de 4.8 USD/kg (Figura 1), indica que el proyecto más económico esta 5.1 USD/Kg y 7.5 USD/Kg del de costo más elevado, muestra un poco factibilidad de los proyectos actuales dado principalmente al alto costo de la inversión , se realizó el ejemplo con un electrolizador a bajo costo y que a pesar de tener una buena VPN y TIR, el LCOH sigue siendo alto por temas de eficiencias en la producción del hidrógeno respecto a la inversión a realizar [33], adicionalmente la ausencia de incentivos gubernamentales en generación o impuestos hace que el desarrollo de este tipo de proyecto sea más lento para alcanzar su punto de equilibrio, como proyecto esto muestra un punto de partida para futuros cambios financieros que benefician los indicadores. Finalmente, el hecho de encontrar un electrolizador económico no es garantía de una buena confiabilidad, por lo que, a pesar de ser una alternativa interesante, el apartado técnico puede frenar el desarrollo de estos por la calidad e integridad del sistema.

Capítulo 7

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

7.1 Librería de Gráficos

Como apoyo a este proyecto, se facilita una carpeta con los archivos gráficos necesarios de cada una de las gráficas producidas en el software MATLAB. Estas gráficas contienen las gráficas de Potencia, Curvas I-V y Producción de Hidrógeno de cada uno de los modelos propuestos. Se ofrece acceso a los gráficos del proceso mediante la disponibilidad de Bitmap Pictures (*.bmp) o MATLAB Figures (*.fig).

7.2 Dashboard

Uno de los productos prácticos resultado de este proyecto fue la consolidación de un Dashboard en Excel que llamara gráficamente todos los resultados de cada una de las simulaciones. Mediante la consolidación de las variables técnicas requeridas para cada etapa de los procesos y la presentación gráfica de cada uno de los resultados, es posible caracterizar

las características más relevantes de las simulaciones en un entorno gráfico [Figura 17] que permita el acceso inmediato a la información ya procesada, con el ánimo de proporcionar un entorno amigable para el usuario. Hay que tener en cuenta que la programación en VBA de las macros de este libro de Excel obedece a una ubicación estacionaria de la librería gráfica mencionada en el numeral 7.2. Por ende, para que el libro de Excel funcione correctamente, el usuario deberá mover la carpeta anexa “02. Librería de Gráficos” a la raíz de su computador en “C:/” y renombrarla como “Librería de Gráficos” . De esta manera el código podrá llamar todos los comandos y gráficas correctamente para su visualización en pantalla.

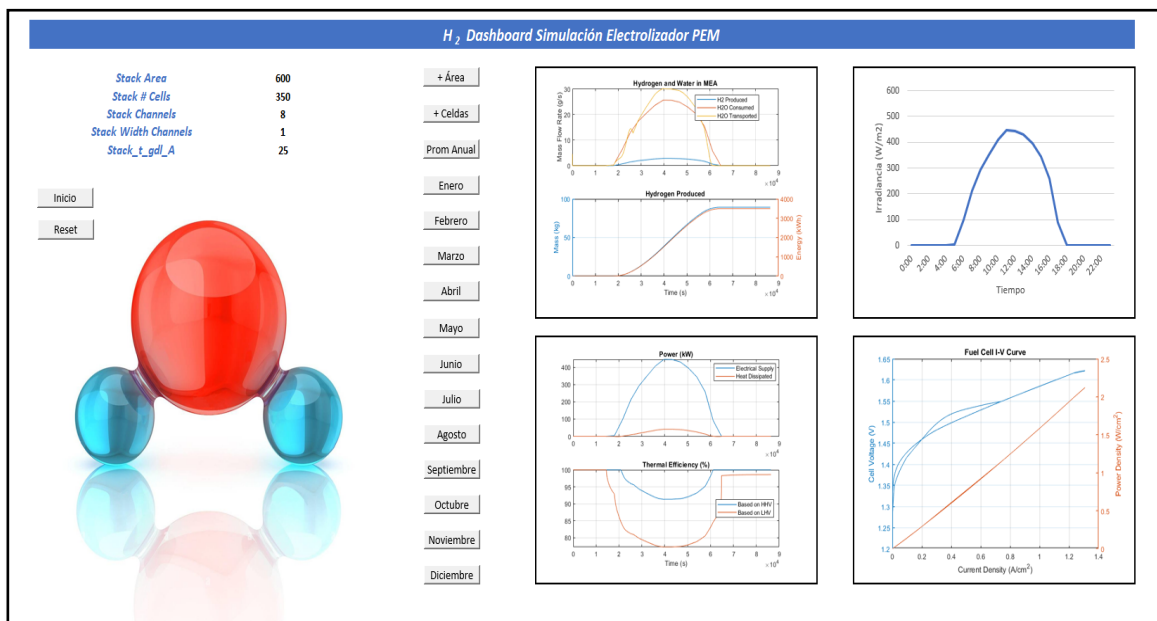


Figura 19. Dashboard Resumen Modelado Electrolítico. Elaboración propia.

7.3 Resultados de las Simulaciones

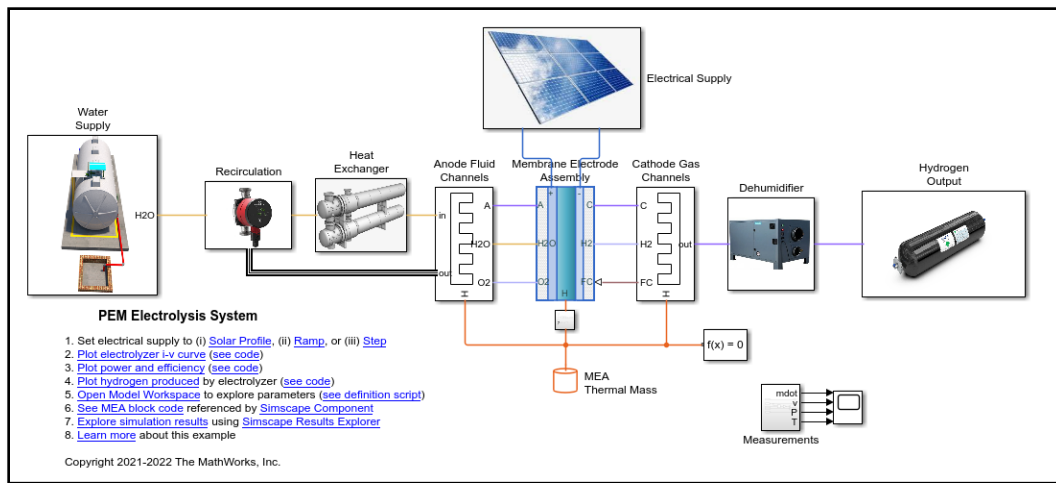


Figura 20. UI final Simulink. Elaboración propia.

Ya técnicamente analizando los resultados obtenidos se puede deducir para cada uno de los modelos propuestos en el numeral 5.4 de este documento, los resultados inmediatos y análisis gráfico [Figura 18] se presenta a continuación.

7.3.1 CONDICIONES INICIALES

Curvas originales sin modificaciones en los parámetros del electrolizador. Se observa una producción de H_2 de ~ 12 Kg a partir de ~ 5500 segundos de operación. A los 4000 segundos se comienza a producir hidrógeno a una razón de 0.5 g/s, pero a partir de ese instante y hasta los 5800 segundos la producción decae, hasta estabilizar una producción total para el día de los doce Kilos mencionados anteriormente. Con esta simulación inicial la potencia requerida no sobrepasa los 100 kW, y se comprueba que la eficiencia térmica del electrolizador no está aprovechando todo su potencial, alcanzando un tímido 78%.

7.3.2 AUMENTO DE ÁREA

Se hacen numerosas simulaciones donde se aumenta el área de cada celda del stack hasta lograr una producción máxima de ~ 14.5 Kg de H_2 . No se denotan cambios en el Mass Flow Rate de

la producción. Con esta ampliación de área se mejora la eficiencia energética inicial de 78% a un 88% (HHV). Se observa una optimización de Densidad de Poder en la curva de potencia del proceso a un requerimiento de la mitad de potencia original requerida.

7.3.3 AUMENTO DE CELDAS

Se trata de ampliar el número de celdas a 500 pero el simulador comienza a arrojar errores a la altura del *Anode Fluid Channel*, esto debido posiblemente al diámetro de los canales insuficiente y una imposibilidad por manejar las altas temperaturas del proceso a través de ellos. Se opta por correr el modelo con un número de celdas de 250 para establecer el límite superior donde el simulador pueda optimizar el proceso. Se logra correr la simulación. El aumento de las celdas no produce un incremento dramático de producción de hidrógeno. Se pasa de una producción de ~ 14.5 Kg H_2 a ~ 15.2 Kg. Se hace un incremento a 350 celdas, pero no se evidencia un cambio en la curva de producción de H_2 . Por ello, se decide comenzar a modificar otros parámetros.

7.3.4 INVOLUCRAMIENTO DE LA CARTA SOLAR DEL ÁREA PILOTO

Aplicando la carta solar promedio del área interés, se puede evidenciar un aumento considerable en la producción de hidrógeno diaria, que alcanza poco más de los 89 Kg H_2 /día. La campana de producción de electricidad comienza llega el alba (6:05 a.m. aproximadamente). La finalización de producción termina a poco más de las 6 pm. Esto quiere decir que se está utilizando la irradiancia y por ende la generación eléctrica completa para producir los ~ 90 kg de H_2 , sin tener en cuenta el arranque de planta, o paneles adicionales, para cargar baterías y poder poner a funcionar el aparejo en las horas de la noche. La gráfica de hidrógeno nos demuestra una producción acumulada durante el día y sus 86400 segundos respectivos que son las escalas de tiempo que manejan las gráficas. Los requerimientos energéticos para este proceso indican que se comienza a requerir mucha menos densidad de corriente como densidad de potencia aplicada al área de las celdas. La eficiencia térmica del proceso sube al 92% indicando que el simulador fue programado para operaciones industriales

de alta demanda energética, lo que puede inferir que una irradiancia mucho más alta podría llegar a eficiencias energéticas superiores al 95%.

Hora	Segundos	Promedio Anual	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
		kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
7:00 a. m.	25200,00	210	180	180	115	98	105	112	107	120	165	173	183	226
8:00 a. m.	28800,00	252	275	162	266	149	201	190	191	202	266	265	295	366
9:00 a. m.	32400,00	322	350	329	335	209	234	234	224	259	334	336	356	461
10:00 a. m.	36000,00	364	525	515	377	303	295	270	261	309	381	392	405	512
11:00 a. m.	39600,00	427	621	528	379	357	372	328	334	364	458	463	470	523
12:00 p. m.	43200,00	445	580	513	365	391	401	368	368	401	477	483	500	516
1:00 p. m.	46800,00	440	554	480	323	397	402	367	364	408	475	446	495	500
2:00 p. m.	50400,00	422	537	471	335	371	389	360	352	384	444	402	416	474
3:00 p. m.	54000,00	375	497	415	300	322	347	338	334	355	382	370	385	449
4:00 p. m.	57600,00	302	432	377	237	246	283	281	283	278	190	250	258	386
5:00 p. m.	61200,00	181	298	247	145	134	161	172	200	167	157	137	121	220
6:00 p. m.	64800,00	46	100	87	44	33	41	49	63	48	65	18	25	45
Energía Consumida (kWh)		3786	4949	4304	3221	3010	3231	3069	3081	3295	3794	3735	3909	4678
Energía Equivalente H ₂ (kWh)		3499	4920	4264	3007	2843	3092	3001	2968	3148	3746	3745	3836	4545
Eficiencia		92%	99%	99%	93%	94%	96%	98%	96%	96%	99%	100%	98%	97%

Tabla 5. Simulación de Eficiencias mensuales. Elaboración propia.

Para el cálculo de la eficiencia teórica que el simulador arroja con los resultados obtenidos mediante el input de la carta solar promedio del año, y de los meses subsiguientes, se hizo una relación entre la potencia punto a punto arrojada en la curva de potencia de cada mes, y se hicieron doce subdivisiones para calcular el promedio energético consumido hora a hora en kWh, y la sumatoria de las mismas arroja un total de consumo de energía por día. Ya que el simulador arroja en la gráfica de producción de hidrógeno un equivalente energético a ese hidrógeno producido, este valor es enfrentado a los valores de consumo energético del electrolizador para determinar la eficiencia real en este caso netamente teórico (el cual puede presentar variaciones trasladando el problema a un caso práctico), el cual arroja una eficiencia promedio del electrolizador de 92%, lo que se puede denotar por medio de la Tabla 5. Es importante tener en cuenta que esta eficiencia no es comparable con la selección final del electrolizador del punto 7.4, ya que, para propósitos prácticos, se aplicó al ejercicio un porcentaje de error de 25% con respecto a la potencia para la selección del equipo electrolítico, y el que comercialmente se encontraba mas cerca disponible a los resultados deseados era el equipo de 1 MW.

Los porcentajes cercanos o iguales a una eficiencia del 100% obedecen a varios factores. La carta solar como se sabe no fue el único input de variables dentro de la simulación. Se afectaron variables físicas como área, número de celdas y diámetros de canales de flujo para poder ajustar las simulaciones, por lo que no se debe entender los cálculos de eficiencia como relaciones lineales con las mismas variables físicas y ambientales, sino una continua optimización del modelo mes a mes.

7.3.5 ENERO

Debido a la irradiancia de enero, fue necesario modificar los valores del área, las celdas y añadir modificaciones a los canales de aire húmedo del electrolizador, duplicándolos en una primera simulación. Sin embargo, sin necesidad de añadir canales adicionales, se logró una combinación de área y número de celdas que conservara los 8 canales iniciales. Se detectó un incremento importante hasta 125 Kg de H_2 diarios. También es visible que la potencia requerida para el mes necesita un input de potencia de hasta 600 kW para trabajar, lo que puede servir como base inicial para la selección de equipos apropiados que soporten dicha potencia. La simulación que se corrió con una carta solar con mayor irradiancia demuestra que se requiere una configuración electrolítica más exigente que la planeada inicialmente con el promedio de irradiancia anual. Una vez terminadas las simulaciones, se evidenció que, en el área seleccionada, enero es el mes más soleado del año, por lo que la producción de Hidrógeno es directamente proporcional. Los cambios más abruptos en las variables del electrolizador fueron aplicados en este mes. En adelante, los parámetros obedecieron a una razón de análisis de operación, más que de irradiancia alta en la carta solar.

7.3.6 FEBRERO

A raíz de un error iterativo ocurriendo en la simulación en febrero, los canales de aire húmedo de salida de flujo del cátodo cíclicamente detenían el modelado, que, aunque técnicamente no detuvieron la simulación, arrojaban *warnings* sobre eventos de error en las iteraciones de regímenes de flujo de las ecuaciones del modelo. Profundizando en el simulador y en el código

de algunos bloques, se encontró que el canal de salida de flujo, debido al diámetro hidráulico del cátodo, antes limitado a 1 cm, estaba evitando la simulación apropiada del mes. Por ende, se procedió a modificar los parámetros del modelo ajustando este diámetro a 2 cm en la variable Stack W Channels. Con la irradiancia producida en febrero se obtiene una producción promedio de 108 Kg de H_2 por día gracias a esta modificación. La relación directamente proporcional de necesidades de tensión eléctrica se refleja en la disminución comparada con enero, ya que baja casi a 500 kW.

7.3.7 MARZO

Revisando la carta solar del mes de marzo, se evidencia una disminución importante en la irradiancia predominante que se presentó hasta febrero, así que se disminuye el diámetro de flujo del cátodo para regresar a las condiciones iniciales. Hay que tener en cuenta que, con dos centímetros, la simulación entra de nuevo en una fase de error, por lo que, con ayuda del solver se identifica que la redundancia en iteraciones yace en la misma variable de flujo de salida en el cátodo. Una vez lograda la eliminación de errores, los resultados arrojan una producción diaria de 76.6 Kg de H_2 promedio para el mes de marzo.

7.3.8 ABRIL

La irradiancia sube en abril considerablemente con respecto al mes anterior. Sin embargo, se identifican dos posibilidades de arreglos en el electrolizador. A diferencia de los meses anteriores, el error que arroja el electrolizador no es de itinerancia sino de parada de cálculos debido a una limitante en un conocido error que se ha detectado después de cientos de simulaciones. Una restricción de temperatura en el módulo *pipe.ssc*. El error fue solucionado en primera instancia subiendo los canales del stack del agua a 2 cm. No obstante, en oportunidades anteriores se ha podido arreglar aumentando área del stack y celdas. Se probaron varias configuraciones, conservando el Stack W Channel en 1. En principio se pensó que el aumento de celdas y área eran la solución, pero el modelado seguía arrojando el mismo mensaje de error. Por ello, se recurrió a la configuración anual promedio con menor número de celdas y menor área de estas, lo que funcionó apropiadamente. 72.5 Kg de H_2 / días

producidos con esta configuración. En los meses subsiguientes no se presentan cambios significativos, los cuales pueden ser evaluados mediante el dashboard.

7.3.9 SEPTIEMBRE

Las condiciones de los últimos meses no son suficientes para atender la irradiancia presentada en el mes de septiembre, debido a la restricción de temperatura de salida del proceso. La descripción del error en el proceso según simulink relata que *"la temperatura del volumen del líquido (en los canales de fluido del ánodo donde se presenta el error, específicamente en el canal de entrada del fluido) debe ser menor o igual a la temperatura válida máxima"*. Esto puede significar que, gracias a la irradiancia presentada y el voltaje aplicado al dispositivo, la temperatura de entrada en el canal es mucho mayor a la temperatura máxima válida para el módulo del ánodo que para todas las simulaciones hasta este punto ha estado seteada en 25°C. Al subir esta temperatura a 50°C el error supera la etapa del canal de entrada, para trasladar el problema al canal de salida en el mismo ánodo, donde es necesario cambiar el diámetro de salida. Aunque se hicieron varias modificaciones, desde cambiar el diámetro, hasta subir la temperatura hasta 100°C (ebullición) ninguna de las modificaciones hizo efecto positivo en el cálculo. Así las cosas, se regresa a condiciones iniciales de meses con irradiancia alta las cuales son aplicadas en el modelado arrojando resultados correctos. Finalmente se obtiene una producción de 95.5 K H₂/día.

7.3.10 OCTUBRE A DICIEMBRE

Para los últimos meses del año, se identificó un factor estacional determinante, donde las irradiancias significativas van desde septiembre hasta febrero en esta área del país. Se utilizan los mismos parámetros de ajuste para la irradiancia del mes de octubre obteniendo una producción de 95.4 Kg H₂/día. Así mismo se tienen 495 kW de potencia requerida para el sistema. Cuando se terminan de modelar los últimos meses, se determina que la irradiancia más alta del año se alcanza en el mes de enero. La temporada de irradiancia máxima se puede denominar estacionalmente en lapsos de 6 meses, empezando en septiembre y terminando en

febrero, cuando la época de lluvias entra en los llanos orientales. Se alcanza una producción de 115.9 Kg de H₂/día con la misma configuración estándar encontrada para irradiancias altas en el área.

7.4 Selección de Electrolizador a partir de simulaciones

A partir de las simulaciones obtenidas, se pudo evidenciar que la potencia máxima requerida se dio en el mes de enero, con 600 kW de requerimiento de potencia. Según las recomendaciones técnicas de la Universidad del Rosario, se tiene en cuenta un factor adicional de seguridad de 25% para requerimientos adicionales de potencia en caso de traslado a una zona con mayor irradiancia, o en caso de que se presenten eventos de sequía derivados de los ya conocidos efectos ambientales a los que está sujeto el País. Siendo así, se estima la potencia de consumo más alta en el mes con mayor irradiancia en 750 kW. Realizando un despeje de la potencia aparente del sistema a la ecuación del factor de planta descrito en los apéndices, se tiene que:

$$\text{Potencia Aparente (kVA)} = \text{Potencia Activa (kW)} / \text{FP}$$

(10)

Aplicando un factor de potencia de 0.9 citando al numeral anterior, se tiene que la potencia aparente de un electrolizador para cubrir los requerimientos energéticos del mes con mayor irradiancia en la zona, corresponden a una potencia aparente de 833.33 kVA. Analizando los electrolizadores disponibles en el mercado, y teniendo en cuenta una producción y consumo conservadores, se encontró el fabricante H2B2, el cual se caracteriza por proveer “Hidrocontenedores” que aseguran la portabilidad del sistema a locaciones remotas como se planea hacer con el proyecto. Así las cosas, según los requerimientos de potencia de la simulación, y gracias al proveedor que suministra potencia activa y no aparente del electrolizador en cuestión, la referencia EL200N con potencia máxima de 1030 kW es uno de los dispositivos elegidos para correr las operaciones bajo los principios básicos de la simulación propuesta y que es incluido en una de las evaluaciones financieras de este proyecto. Aunque los resultados reales pueden variar dependiendo del arreglo de celdas y área de las mismas, junto con los arreglos propuestos de los canales, puede proveer hasta un máximo de

430 kilogramos de Hidrógeno por día. Esto es, teniendo en cuenta que la producción sea continua durante las 24 horas del día, resultados que se ven reflejados en la simulación con sólo 12 horas de irradiancia.

Capítulo 8

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Una vez montada la data en MATLAB en el simulador del electrolizador PEM, y aplicada la metodología descrita en detalle en el capítulo 5, los resultados dejaron ver ciertas tendencias que son dignas de describir en el análisis final, y que pueden servir para evaluar apropiadamente casos futuros donde este proyecto se desee implementar. El análisis gráfico de las estadísticas arrojadas mes a mes y las simulaciones iniciales pueden dejar las siguientes conclusiones:

- El orden cronológico de input y modificación de datos para un caso real dentro del simulador es: a) Carta Solar. b) Número de Celdas c) Área de celdas. d) Canales del Stack. e) Diámetro de los canales f) Espesor de la GDL (Ánodo o Cátodo).
- No solo es necesario evaluar la producción de hidrógeno, sino la potencia requerida con la cual se debe dimensionar y seleccionar el electrolizador final, los flujos másicos del proceso (H_2 y H_2O), el consumo real de agua y la evaluación del agua recirculada y desperdiciada, la energía consumida por el electrolizador en el ciclo de muestreo, el calor disipado por el proceso para dimensionar el disipador de calor, las eficiencias térmicas, y finalmente las curvas de potencia y energía del consumo del electrolizador. Todas y cada una requieren un análisis secuencial para evaluar cómo se está portando el proceso y determinar si hay oportunidades de mejora.
- El simulador montado en MATLAB posee unas poderosas correlaciones entre los bloques diseñados, los cuales demuestran ser efectivos a la hora de ser aplicados unos con otros. No obstante, es posible que haya ciertas limitantes técnicas identificadas durante las simulaciones que no necesariamente podrían reflejar la realidad de los productos reales de un electrolizador como se analizó en algunos *brochures*, con

respecto a la potencia requerida vs. Producción de hidrógeno. Esto se vió en detalle en la sección “Selección de Electrolizador” de este documento.

- Para tal efecto se hace necesario confrontar los datos producidos en este documento contra datos reales de un caso en operación para comparar y evaluar resultados, y afinar el dimensionamiento técnico que se hace al electrolizador en Simulink.
- Los fabricantes usualmente no incluyen dentro de los datasheets parámetros tan específicos como características de las celdas o de los canales de flujo de agua o aire húmedo. Esto hace que la simulación se base en supuestos sobre las capacidades del fabricante de alterar estas variables, los cuales al momento de esta entrega no pueden ser corroborados de ser posibles. Sin embargo, si se encontró un fabricante que, a precios adicionales, hace sobredimensionamientos de celdas adicionales en paquetes de 50, pero no menciona incrementos de área. Por ello, es entendible que una simulación real junto con un equipo certificado por el fabricante debe contar con el soporte técnico de la casa matriz para poder introducir los parámetros ínfimos que involucran el proceso electrolítico descrito en Simulink, y la posibilidad de adaptar y dimensionar mecánicamente parámetros como las características de las celdas, o canales de transporte y desfogue, o espesores de pared para el manejo de la disipación de calor.
- La irradiancia de la zona piloto no es una muestra representativa de las zonas con más irradiancia potencialmente encontradas en Colombia. La selección del área obedeció a la disponibilidad del recurso primario que era el agua de producción de un campo petrolero del que se tienen datos reales. Como se sabe, los llanos orientales es una zona que tiene una alta precipitación anual y era un caso potencial de análisis real. No obstante, existen zonas con altas irradiancias y disponibilidad de conexión a la RIN u otro medio renovable como una fuente de generación eólica, léase La Guajira, por ejemplo, las cuales podrían suministrar datos de irradiación mayores y mejores resultados de producción de Hidrógeno. En simulaciones iniciales por fuera de la zona piloto se ha logrado evidenciar que el simulador puede procesar estos datos de altas irradiancias junto con las modificaciones propuestas en este documento, por lo que se asegura la viabilidad de las simulaciones en otras zonas del país.

- Para el desarrollo de estos proyectos es fundamental el apoyo gubernamental en incentivos que permitan ser más atractivos para los inversionistas, así mismo, que los costos asociados al electrolizador sean más competitivos teniendo como bandera la calidad, integridad y seguridad del sistema.
- Este proyecto es un punto de partida para crear futuros trabajos de grado en donde se incluya el sistema de almacenamiento, sistema de tratamiento de aguas, sistema de generación fotovoltaica y pilas de combustible, al final puede ser un gran módulo de trabajo para un proyecto real.
- Para proyectos en marcha, este trabajo de grado es una herramienta muy importante para la comparación de los datos reales con los teóricos, de esta manera se puede ir ajustando el proceso para la mejora y extensión del mismo proyecto o la creación de nuevos con dichos ajustes realizados.

REFERENCIAS

- [1] IRENA, *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part I – Trade outlook for 2050 and way forward*. 2022. [En línea]. Disponible en: www.irena.org/publications
- [2] IRENA, *Green hydrogen cost reduction scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal h2o2*. 2020. [En línea]. Disponible en: www.irena.org/publications
- [3] IEA, “Hydrogen”, <https://www.iea.org/reports/hydrogen>, 2022.
- [4] H. Jiang *et al.*, “Modeling Hydrogen Supply Chain in Renewable Electric Energy System Planning”, *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 58, núm. 2, pp. 2780–2791, mar. 2022, doi: 10.1109/TIA.2021.3117748.
- [5] IEA, “Global Hydrogen Review 2021”, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>, 2021.
- [6] Ministerio de minas y energía, “Hoja de Ruta de Hidrógeno de Colombia”, Bogotá, 2021.
- [7] M. Gasca, “Hoja de Ruta para el hidrógeno en Colombia”, en <http://t.ly/4PyT>, Ministerio de minas y energía, 2021.
- [8] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel, y D. Stolten, “A comprehensive review on PEM water electrolysis”, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, núm. 12, pp. 4901–4934, el 22 de abril de 2013. doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.151.
- [9] The Oxford institute for Energy Studies, “THE ROLE OF HYDROGEN IN THE ENERGY TRANSITION OEF-127”, 2021. Consultado: el 23 de agosto de 2023. [En

- línea]. Disponible en: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/05/OEF-127.pdf>
- [10] S. Sadeghi, S. Ghandehariun, y M. A. Rosen, “Comparative economic and life cycle assessment of solar-based hydrogen production for oil and gas industries”, *Energy*, vol. 208, oct. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118347.
 - [11] M. Eldermann, A. Siirde, y J. Gusca, “Prospects for Hydrogen Production in Oil Shale Processing Industry in Estonia: Initial Aspects of Life Cycle Analysis”, en *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2016, pp. 536–539. doi: 10.1016/j.egypro.2016.09.081.
 - [12] J. Ignacio. Linares Hurtado y B. Yolanda. Moratilla Soria, *El hidrógeno y la energía*. Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI, 2007.
 - [13] IRENA, *Green hydrogen for industry: A guide to policy making*. 2022. [En línea]. Disponible en: www.irena.org
 - [14] IRENA, “Enabling Measures Roadmap for Green Hydrogen Europe Japan”, 2022.
 - [15] R. García, “Hidrógeno verde y azul, ¿por qué son claves en la transición energética? ”, en <http://t.ly/2H2E>, 2021.
 - [16] IEA, “Hydrogen a global analysis”, <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydrogen>, 2022.
 - [17] E. Amores, V. Mónica, S. Delgado, N. Rojas, G.-P. Jesús, y R. Ruíz, “Curso de tecnologías del hidrógeno centro nacional de experimentación de tecnologías de hidrógeno y pilas de combustible”, 2021. [En línea]. Disponible en: www.cnh2.es
 - [18] A. Pashaei, *Hydrogen production with water electrolysis method to use in fuel cell for electricity generation*, 1a ed., vol. 1. 2015.
 - [19] D. S. Falcão y A. M. F. R. Pinto, “A review on PEM electrolyzer modelling: Guidelines for beginners”, *Journal of Cleaner Production*, vol. 261. Elsevier Ltd, el 10 de julio de 2020. doi: 10.1016/j.jclepro.2020.121184.
 - [20] D. D. Casado, “Dimensionado y Evaluación de un Vehículo Automóvil Basado en una Pila de Combustible con Almacenamiento a Bordo de Hidrógeno”, 2016, [En línea]. Disponible en: <http://uvadoc.uva.es/handle/10324/18152>
 - [21] E. , S. M. , R. N. , & S.-M. M. Amores, “Sustainable Fuel Technologies Handbook (pp. 1-22)”, en *Sustainable Fuel Technologies Handbook*, Elsevier, 2021, pp. i–iii. doi: 10.1016/b978-0-12-822989-7.00021-4.
 - [22] Jacobson y David, “PEM Fuel Cells”, 2006. <https://www.physics.nist.gov/MajResFac/NIF/pemFuelCells.html>
 - [23] A. Pashaei, “Hydrogen production with water electrolysis method to use in fuel cell for electricity generation. Conference Paper.”, 2014
 - [24] J. C. Rodríguez Granadillo, “Modelado de una pila de combustible de tipo PEM para su uso en la automoción ”, 2020.
 - [25] U. Bossel, “Does a hydrogen economy make sense?”, *Proceedings of the IEEE*, vol. 94, núm. 10, pp. 1826–1836, 2006, doi: 10.1109/JPROC.2006.883715.
 - [26] Energy.gov, “Technical targets for proton exchange membrane electrolysis”, <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-proton-exchange-membrane-electrolysis>, 2023.
 - [27] Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, “Technical Targets for Proton Exchange Membrane Electrolysis”, 2023.

- [28] MathWorks, “PEM Electrolysis System”, <https://www.mathworks.com/help/simscape/ug/pem-electrolysis-system.html>, 2022.
- [29] A. M. Abomazid, N. A. El-Taweel, y H. E. Z. Farag, “Optimal Energy Management of Hydrogen Energy Facility Using Integrated Battery Energy Storage and Solar Photovoltaic Systems”, *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 13, núm. 3, pp. 1457–1468, jul. 2022, doi: 10.1109/TSTE.2022.3161891.
- [30] Global Solar Atlas, “Global Solar Atlas”, <https://globalsolaratlas.info/map>, 2023.
- [31] IRENA, “Renewable Energy Capacity Statistics 2020”, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2020.pdf?rev=1a7674fe44044cfc8788af909f28496e, 2020.
- [32] Luis Miguel Diazgranados Cabrales, “Aspectos económicos del Hidrogeno”, Bogotá: <https://urosario.hosted.panopto.com/Panopto/Pages/Viewer.aspx?id=bd9a5ef1-7c58-44be-b5e5-afe50109f0a7>, abr. 2023. Consultado: el 20 de agosto de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://urosario.hosted.panopto.com/Panopto/Pages/Viewer.aspx?id=e0f5a7c7-db68-4a9b-bb33-aff301060843>
- [33] Newtrace.io, “The critical role of materials in the high price of PEM electrolyzers”, <https://www.newtrace.io/post/the-critical-role-of-materials-in-the-high-price-of-pem-electrolyzers>, 2023.

APÉNDICES

1. CONSIDERACIONES TÉCNICAS

A. Arranque de planta

En el caso de los electrolizadores industriales de Hidrógeno, el tiempo de arranque de planta puede depender de varios factores, entre los cuales se encuentran el tamaño del electrolizador, los dispositivos anexos al mismo (en esta caso los paneles solares, inversores, MPPT, etc.), la tecnología utilizada (PEM en nuestro caso) y las condiciones específicas de operación entre las cuales se encuentran el volumen de agua bombeada desde la PTAR, las temperaturas y presiones de *seteo* inicial, entre otras. El tiempo de arranque puede oscilar desde unos pocos minutos hasta varias horas.

En electrolizadores pequeños o de un tamaño moderado, este tiempo de arranque es relativamente corto, y se podría medir en el rango de minutos. Este tiempo depende de cada fabricante y debería ser indicado en las fichas técnicas de la selección final del dispositivo requerido. Los electrolizadores de este tipo generalmente están diseñados para dar una respuesta rápida y eficiente para alcanzar su capacidad óptima de producción de hidrógeno en poco tiempo luego de ponerlos en marcha.

En electrolizadores de tipo industrial, o sea, de tamaño considerable, este tiempo de arranque usualmente se prolonga mucho más. Esto es debido a que los sistemas correspondientes requieren una mayor cantidad de energía y adicionalmente, hacer ajustes operacionales para alcanzar el rendimiento deseado. Los tiempos de arranque pueden alcanzar varias horas, especialmente si se necesita precalentar los electrodos del electrolizador, o alcanzar condiciones pre-calculadas de temperatura y presión, necesarias para la optimización del proceso.

B. Caracterización de unidades dimensionales y terminología del proceso

Algunas de las unidades dimensionales requeridas y terminología asociada en el proceso que involucra la simulación son las siguientes:

Presión

- Psi: pounds per square inch (libras por cada pulgada cuadrada)
- Bar: unidad de presión que equivale aproximadamente a 100.000 pascals (Pa) o a 0,987 atmósferas (atm)
- Presión isobárica: Situación en la cual una presión se mantiene constante en un sistema, mientras otras variables como la temperatura o el volumen pueden cambiar.

Volumen

- Nm³: Normal Metro cúbico → Unidad utilizada para expresar volúmenes de gases en condiciones normales o condiciones “estándar”. Generalmente se refieren a condiciones a 1 atmósfera de presión y, en el caso electrolítico, temperatura de 25°C. (1 nm³ = 0,08988 kg (@ 25°C & 1 bar).

Temperatura

- Dew Point: Punto de rocío. Temperatura a la cual el aire se debe enfriar bajo una presión constante para que se presenten condiciones de condensación y se forme rocío.
- Condiciones adiabáticas: Aquellas en las que no hay intercambio de energía térmica en forma de calor entre un sistema y su entorno.
- HHV: El Higher Heating Value del hidrógeno representa el valor del calor liberado cuando este se quema completamente a condiciones estándar, y, el vapor de agua resultante de este proceso, es condensado a estado líquido. Este valor es aproximadamente 141.9 megajulios por kilogramo (MJ/Kg) que también se puede

representar en un valor de 39.4 kWh/Kg. Se puede imaginar como la medida del contenido energético que tiene el Hidrógeno, pero sin tener en cuenta pérdidas por eficiencia en el proceso, lo que significa que, en la práctica, es muy probable que estos valores sean menores al basarse en esquemas empíricos.

- LHV: Este es el valor de calor liberado por el Hidrógeno, pero sin tener en cuenta la condensación del vapor de agua resultante. Para el H₂ este valor es de 120.7 MJ/Kg o 33.5 kWh/Kg. Generalmente el LHV se utiliza para aplicaciones donde en el proceso involucrado no hay generación de dicha condensación (como si sucede en el caso de la electrólisis) y así mismo no se aprovecha el calor latente dentro del proceso.
- °C: Grados Centígrados
- °K: Grados Kelvin. Se utiliza dentro del código de MATLAB para establecer condiciones iniciales de trabajo dentro del electrolizador.

Energía

- Entalpía: Función termodinámica que indica la cantidad total de energía que existe en un sistema y que puede ser transferida como calor como resultado de un proceso a presión constante.
- Entropía: Función termodinámica que indica el grado de desorden o aleatoriedad de un sistema. En este caso específico se puede relacionar a la distribución de energía de un sistema y como ésta se dispersa o distribuye entre las partículas que lo componen.

C. Factor de potencia

Para poder calcular el factor de potencia para un electrolizador, se debe proyectar la relación entre la potencia activa o real y la potencia aparente del sistema consumida por el equipo. Esto nos proporcionará una medida de eficiencia del uso eléctrico del dispositivo. Se puede obtener mediante la siguiente fórmula:

$$FP = \text{Potencia Activa (kW)} / \text{Potencia Aparente (kVA)}$$

Mientras que la potencia activa del electrolizador es considerada como la potencia real, la potencia aparente es una combinación entre la potencia activa y la reactiva. Para obtener los valores de cada una de las potencias, se deben aplicar las siguientes fórmulas:

Potencia Activa (kW) = Voltaje (V) x Corriente (A) x Factor de Potencia

Potencia Aparente (kVA) = Voltaje (V) x Corriente (A)

El factor de potencia puede variar en función de la carga y las condiciones operativas del electrolizador. Para lograr un factor de potencia apropiado, es recomendable acudir a varias rondas de mediciones en diferentes condiciones de carga y obtener un promedio aritmético de los resultados.

Ya que las fichas técnicas de los electrolizadores evaluados en este proyecto usualmente se refieren a un factor de potencia de 0.9, y debido a los requerimientos en cuanto a factor de potencia se refiere según la CREG para los generadores colombianos, para los casos prácticos de este ejercicio, se utilizará un factor de potencia de 0.9 para el desarrollo de la selección apropiada de electrolizador.

Según la CREG: “En principio se considera que un generador nuevo o viejo tiene la obligación de suministrar y absorber potencia reactiva con base en su factor de potencia nominal en adelanto y en atraso, respectivamente, ya que éste es acorde con los parámetros de fabricación del generador, independientemente de la fecha en la que se establezca la regulación. En el caso colombiano, los generadores existentes generalmente poseen factores de potencia capacitivos iguales o inferiores a 0.9 ... no hay razón que justifique la limitación en el aporte obligatorio de estas plantas dado que fueron diseñadas para operar bajo estas características, lo cual significa que los generadores pueden aportar la cantidad mínima de reactivos determinada por su potencia activa y su factor de potencia nominal, generando una mayor disponibilidad de reactivos en el sistema y en general...” (CREG-018, pag. 170)

2. OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO MEDIANTE PROGRAMACIÓN LINEAL.

Ya que el proceso como se tiene diseñado en este proceso no tiene como alcance el dimensionamiento o evaluación de la cantidad de alimentación eléctrica necesaria para que el aparejo funciones durante las 24 horas del día de forma ininterrumpida, se propone un modelo matemático de programación lineal para buscar la producción excesiva de Hidrógeno, mediante la aplicación inicial de los paneles requeridos según la demanda de potencia del mes de enero que fue el parámetro de selección del electrolizador objetivo. Así las cosas, se puede plantear el problema de programación lineal de la siguiente manera:

“Un electrolizador que requiere hasta 1 MW de potencia Puede producir hasta 420 Kg de hidrógeno por día con una fuente de alimentación continua. Sin embargo nuestra zona objetivo posee recursos para producir 125 Kg diarios de hidrógeno provenientes de la radiación solar disponible en dicha zona. Este proceso en 12 horas de irradiancia solar efectiva hace que el electrolizador consuma máximo 600 KW promedio en el mes de enero para producir esos 125 Kg, y el electrolizador quede inactivo las otras 12 horas restantes del día. Ya que la instalación de paneles solares se rige por el promedio de voltaje en el mes con mayor irradiancia, es necesario instalar "X" paneles para cubrir estos 600 KW diarios en enero. No obstante, en los meses posteriores, los resultados difieren y no se necesita tanta potencia para trabajar. Para febrero el electrolizador consume hasta 520 KW diarios para producir 108 Kg/día de Hidrógeno. Para marzo el electrolizador consume hasta 390 KW diarios para producir 78 Kg/día de Hidrógeno. Para abril el electrolizador consume hasta 405 KW diarios para producir 72 Kg/día de Hidrógeno. Para mayo el electrolizador consume hasta 400 KW diarios para producir 80 Kg/día de Hidrógeno. Para junio el electrolizador consume hasta 370 KW diarios para producir 75 Kg/día de Hidrógeno. Para julio el electrolizador consume hasta 370 KW diarios para producir 75 Kg/día de Hidrógeno. Para agosto el electrolizador consume hasta 405 KW diarios para producir 83 Kg/día de Hidrógeno. Para septiembre el electrolizador consume hasta 480 KW diarios para producir 95 Kg/día de Hidrógeno. Para octubre el electrolizador consume hasta 498 KW diarios para producir 97 Kg/día de Hidrógeno. Para noviembre el electrolizador consume hasta 477 KW diarios para producir 99 Kg/día de

Hidrógeno. Y para diciembre el electrolizador consume hasta 525 KW diarios para producir 115 Kg/día de Hidrógeno. Así las cosas, y habiendo instalado los "X" paneles para el requerimiento de enero, obviamente se tienen un exceso de paneles para el resto de meses del año, pero estos paneles van a producir un voltaje adicional que no se tenía en cuenta para la producción de hidrógeno con los resultados inicialmente arrojados. Sin embargo, los resultados de los meses subsiguientes a enero se calculan en requerimientos exactos de potencia, por lo que los paneles instalados para enero provocarán un exceso de producción de hidrógeno el resto del año. La función objetivo del problema es maximizar entonces la producción de hidrógeno de los meses subsiguientes a enero con los excesos de paneles necesarios, sugiriendo la producción en exceso de hidrógeno por mes”

El planteamiento de este modelo de optimización definirá como consumo base del electrolizador y sus dispositivos anexos como un todo, los 600 KW requeridos por día en enero, buscando una función objetivo que permita establecer un cálculo de planta que demuestre lo que se puede producir con potencia disponible adicional, y que también pueda ayudar en un futuro a un diseño de planta del tendido fotovoltaico, que permita cuantificar los requerimientos energéticos del aparato electrolítico.

Se procede a definir entonces las variables preliminares para establecer el sistema de ecuaciones. Estas variables son definidas con convenciones que las pueda hacer fácilmente identificables luego en el código a escribir en el lenguaje de programación deseado (En nuestro caso seguiremos utilizando MATLAB para comodidad del usuario con respecto al modelo electrolítico del proyecto):

Función objetivo:

La función objetivo es maximizar la producción excesiva de hidrógeno en los meses subsiguientes a enero. Esto se logra al utilizar los paneles solares instalados en enero de manera eficiente para aprovechar al máximo la potencia disponible.

Variables:

Paneles instalados en cada mes ($x_1, x_2, \dots, x_{12}$): Representan la cantidad de paneles solares adicionales que se instalan en cada mes para cubrir los requisitos de potencia. Estas variables determinan la cantidad de potencia adicional que se puede utilizar para la producción de hidrógeno en los meses posteriores a enero.

Restricciones:

Restricciones de potencia en cada mes:

En enero: La suma de la potencia generada por los paneles instalados más la potencia disponible de la red debe ser igual a 600 KW.

En los meses posteriores a enero: La suma de la potencia generada por los paneles instalados más la potencia disponible de la red debe ser igual a la potencia requerida en ese mes.

Restricciones de producción de hidrógeno en cada mes:

En cada mes, la producción de hidrógeno debe ser igual a la producción original más el exceso de producción generado utilizando los paneles instalados en enero.

Restricciones de no negatividad: La cantidad de paneles instalados en cada mes y la producción excesiva de hidrógeno deben ser no negativas.

Teniendo el sistema de ecuaciones se procede a ejecutar el siguiente código de MATLAB.

```
%% Problema de programación lineal para electrolizador PEM

% Parámetros
potencia_meses = [600, 520, 390, 405, 400, 370, 370, 405, 480, 498, 477, 525]; %
KW
produccion_meses = [125, 108, 78, 72, 80, 75, 75, 83, 95, 97, 99, 115]; % Kg

% Matriz de coeficientes de las restricciones lineales
Aeq = [-potencia_meses', eye(12)]; % Restricciones de potencia y producción
beq = zeros(12, 1);

% Límites inferiores y superiores de las variables
lb = zeros(13, 1); % No se permite un número negativo de paneles
```

```

% Función objetivo para maximizar la producción de hidrógeno
f = zeros(13, 1);
f(2:13) = -1; % Minimizar la producción excesiva de hidrógeno en los meses
subsiguientes a enero

% Resolución del problema de optimización lineal
x = linprog(f, [], [], Aeq, beq, lb);

% Calcular la potencia restante después de restar la potencia máxima permitida
potencia_restante = 600 - potencia_meses;

% Ajustar la producción de hidrógeno en función de la potencia restante
produccion_ajustada = produccion_meses .* (potencia_restante / 600);

% Calcular el exceso de producción de hidrógeno
exceso_produccion = produccion_ajustada + produccion_meses;

% Sumar el exceso de producción al original
produccion_total = produccion_meses + exceso_produccion;

% Resultados
fprintf('Potencia Restante:\n');
disp(potencia_restante);
fprintf('\nProducción Ajustada de Hidrógeno por mes:\n');
disp(produccion_ajustada);
fprintf('\nExceso de Producción de Hidrógeno por mes:\n');
disp(exceso_produccion);

```

Los resultados finales del código arrojan la siguiente información [Figura 19] para una producción definitiva de hidrógeno que el modelo del electrolizador no tiene en cuenta de acuerdo a la selección de paneles necesarios según el requerimiento del mes con mayor irradiancia y que nos permite normalizar los resultados de producción definitivos:

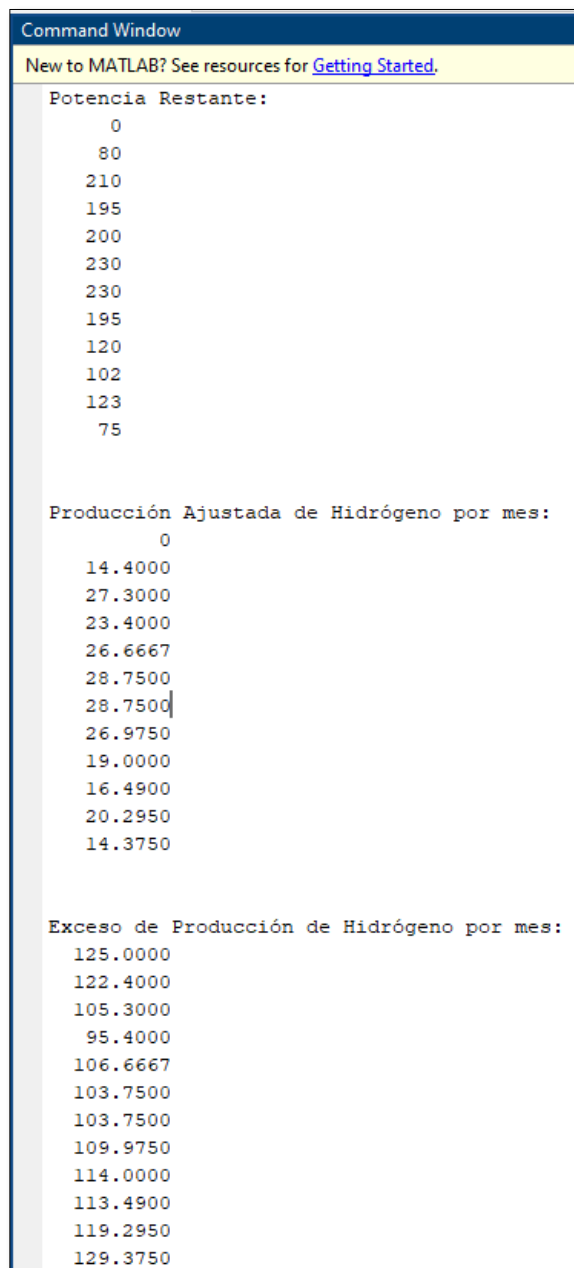


Figura 21. Resultados Programación Lineal Matlab. Elaboración propia.

Siendo cada una de las líneas los meses correspondientes desde enero hasta diciembre. Es de anotar que estos valores son literalmente representativos y deben ajustarse una vez se defina la potencia real de los paneles con un análisis debido de dimensionamiento que puede retomar a partir de la información contenida en este proyecto para la delimitación de un proceso más ambicioso una vez se definan las fuentes de energización del electrolizador apropiadas.