

**EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE
ELECTRÓLISIS DE AGUA DE MAR UTILIZANDO ENERGÍA RENOVABLE COMO
FUENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

NICOLAS BEDOYA OLARTE

JUAN CARLOS MEDINA HERNANDEZ

**Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO QUÍMICO**

Director

Orlando Castiblanco Urrego

Ingeniero químico

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

INGENIERÍA QUÍMICA

BOGOTÁ D.C.

2021

NOTA DE ACEPTACIÓN

Nombre de director

Firma del director

Nombre

Firma presidente jurado

Nombre

Firma jurado

Nombre

Firma jurado

Bogotá D.C. Agosto de 2021

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretaria General

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decano de la Facultad

Ing. Julio Cesar Fuentes Arismendi

Director de Programa

Ing. Nubia Liliana Becerra Ospina

Dedico este trabajo de grado a mi familia que siempre me apoyó en este camino por el título de ingeniero químico, también a mis compañeros y amigos por todos los momentos vividos los buenos y los malos, a mi compañero de tesis y amigo por el trabajo realizado y finalmente a los docentes que me enseñaron en cada semestre, gracias por compartir sus conocimientos para cumplir con el objetivo de obtener el título profesional de ingeniero químico.

Juan Carlos Medina Hernandez

Dedico este trabajo de grado a los miembros de mi familia los cuales me han apoyado para el desarrollo y culminación de todo mi proceso de formación profesional, a mis compañeros quienes siempre estuvieron presentes en todos los momentos durante mi carrera, a mi compañero de tesis por el apoyo brindado en este trabajo y al cuerpo de docentes que me acompañaron durante toda mi formación.

Nicolas Bedoya Olarte

AGRADECIMIENTOS

A nuestros padres por estar a nuestro lado y apoyarnos para lograr este objetivo en nuestras vidas y brindarnos siempre sus consejos para no solo llegar a ser profesionales sino mejores personas para afrontar el camino que viene en el futuro.

A nuestro director el Ing. Orlando Castiblanco Urrego por todo su conocimiento brindado en este proyecto de grado y el tiempo empleado para que el proyecto saliera adelante, también a su dedicación con el semillero “Intensificación de los procesos para el uso racional de la energía y preservación del medio ambiente” por buscar alternativas e incentivar la investigación de estos temas de gran relevancia en nuestros tiempos.

Finalmente, un agradecimiento a cada uno de los docentes con los que compartimos, ya que sin ellos no sería posible este logro, gracias por los conocimientos brindados que nos hacen mejores ingenieros, pero sobre todo unos profesionales éticos para afrontar lo que viene en nuestras vidas.

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en este documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	16
INTRODUCCIÓN	17
1. REALIDAD PROBLEMÁTICA	19
1.1. Planteamiento del problema	19
1.2. Justificación	20
1.3. Objetivos	21
1.3.1. <i>Objetivo general</i>	21
1.3.2. <i>Objetivos específicos</i>	21
2. ANTECEDENTES	22
3. HIDRÓGENO	27
3.1. Características	27
3.1.1. <i>Características Físicas</i>	27
3.1.2. <i>Características Químicas</i>	28
3.2. Principales usos del hidrógeno	29
3.3. Estado actual de Colombia en producción de hidrógeno	30
3.4. Producción de hidrógeno	33
3.4.1. <i>Combustibles empleados</i>	34
3.4.2. <i>Tipos de reformadores</i>	35
3.4.3. <i>Gasificación de biomasa</i>	38
3.5. Almacenamiento de hidrógeno	39
3.5.1. <i>Sistemas de almacenamiento a alta presión</i>	40
3.5.2. <i>Sistema de almacenamiento de hidrógeno líquido a temperatura criogénica</i>	41
3.5.3. <i>Mediante hidruros metálicos</i>	42
3.5.4. <i>Almacenamiento subterráneo de hidrógeno gaseoso</i>	43
3.5.5. <i>Hidruros químicos</i>	43
4. ELECTRÓLISIS	45
4.1. Electrólisis alcalina	47
4.1.1. <i>Componentes de la celda</i>	47

4.2. Diseño monopolar o electrolizadores de célula y diseño bipolar	49
4.3. Electrolisis de óxido sólido	49
4.4. Membrana polimérica de intercambio de protones (PEM)	49
5. ENERGÍA EÓLICA	52
5.1. Características	53
5.1.1. Partes	53
5.2. Beneficios de la energía eólica	53
5.3. Desventajas de la energía eólica	55
5.3.1. Dificultad para la planificación	55
5.3.2. Plazo de desarrollo	55
5.3.3. Almacenamiento disponible	55
5.3.4. Necesidad de infraestructura	55
5.3.5. Demasiado viento no ayuda	55
5.3.6. Impacto ambiental	55
5.4. Aprovechamiento de la energía eólica en Colombia	56
6. ENERGIA SOLAR	57
6.1. Características de la energía solar	57
6.2. Beneficios de la energía solar	58
6.3. Desventajas de la energía solar	59
6.4. Aprovechamiento de la energía solar en Colombia	59
7. ELECTROLISIS AGUA DE MAR	61
7.1. Agua de mar como electrolito	61
7.1.1. Tensión superficial	62
7.1.2. Presión osmótica	62
7.1.3. Viscosidad	62
7.1.4. Composición del agua de mar	63
7.1.5. Salinidad	65
7.1.6. pH	67
7.2. Método electrólisis a emplear	67
7.2.1. Electrólisis de agua de mar directa (DES)	67
7.2.2. Electrólisis alcalina (AE)	68

7.2.3. <i>Electrólisis con membrana de intercambio de protones (PEM)</i>	69
7.2.4. <i>Electrolisis de óxido sólido (SOE)</i>	70
7.2.5. <i>Análisis multicriterio</i>	71
7.3. Materiales para los electrodos	77
7.3.1. <i>Reacción de evolución de hidrógeno (HER)</i>	78
7.3.2. <i>Reacción de evolución de oxígeno (OER)</i>	79
8. EQUIPOS EMPLEADOS EN LA ENERGÍA EÓLICA	81
8.1. Partes de un aerogenerador	81
8.1.1. <i>Rotor</i>	81
8.1.2. <i>Torre</i>	81
8.1.3. <i>Góndola</i>	81
8.1.4. <i>Multiplicador</i>	81
8.1.5. <i>Generador eléctrico</i>	82
8.2. Clasificación de los aerogeneradores	82
8.2.1. <i>Potencia nominal</i>	82
8.2.2. <i>Orientación del rotor</i>	82
8.2.3. <i>Número de palas</i>	84
8.2.4. <i>Mecanismos de regulación de potencia</i>	84
9. MATERIALES EMPLEADOS EN LA ENERGÍA SOLAR	86
9.1. Silicio amorfo	86
9.2. Silicio monocristalino (m-Si)	86
9.3. Solar policristalino	86
9.4. Arseniuro de galio (GaAs)	87
10. COMPARACIÓN ENERGÍA EÓLICA Y SOLAR	88
10.1. Aplicación en Colombia de la energía eólica	88
10.2. Aplicación en Colombia de la energía solar	91
11. SELECCIÓN DE LA FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE A UTILIZAR Y SU UBICACIÓN	94
11.1. Comparación del rendimiento de la energía solar y eólica en Colombia	94
11.2. Características sociales y ambientales de la implementación de la energía eólica en La Guajira	96

DIAGRAMA DE BLOQUES Y PFD	98
12. COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO	113
12.1. Costo de equipos para la producción de hidrógeno a partir de electrólisis PEM	113
13. CONCLUSIONES	118
BIBLIOGRAFÍA	119
ANEXO	124

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Límites de inflamabilidad a una presión de 101.3 kPa (14.7 psia) y una temperatura de 298 K (77 °F)	29
Figura 2: Ubicación de los 14 proyectos de energía renovable	31
Figura 3: Producción de hidrógeno a partir de la última década	32
Figura 4: Reformador de metano con vapor	36
Figura 5: Reformador de oxidación parcial	37
Figura 6: Proceso de gasificación de carbón	38
Figura 7: Esquema de la barrera electroquímica activa	41
Figura 8: Proceso básico de electrolisis	46
Figura 9: Esquema básico de la electrólisis de membrana (PEM)	51
Figura 10: Diagrama estadístico de la importancia de los criterios para el desarrollo de una planta de electrólisis	72
Figura 11: Diagrama de bloques para la obtención de hidrógeno a partir de los métodos DES, AE, PEM y SOE	73
Figura 12: Historia de los resultados de los diferentes electrocatalizadores en PEM electrolisis del agua	80
Figura 13: Partes de un aerogenerador de eje horizontal	81
Figura 14: Aerogenerador Darrieus eje vertical	83
Figura 15: Aerogenerador de eje horizontal	84
Figura 16: Velocidad de viento en el mundo	89
Figura 17: Promedio multianual de la velocidad media del viento en la superficie de Colombia	90

Figura 18: Mapa y Convenciones de Radiación Global Horizontal Medio Diario Anual, República de Colombia, 2014	92
Figura 19: Mapa y Convenciones de Brillo Solar Medio Diario Anual (Horas de Sol al día), República de Colombia, 2014	93
Figura 20: Ubicación del punto de la planta de electrólisis de agua de mar	97
Figura 21: Diagrama de bloques proceso electrolisis tecnología PEM	98
Figura 22: PFD proceso de producción de hidrógeno tecnología PEM	99
Figura 23: Intercambiador de calor en contraflujo E-101	106
Figura 24: Intercambiador de calor en contraflujo E-102	109

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Densidad energética de las principales tecnologías de almacenamiento de energía	40
Tabla 2: Densidad gravimétrica por cada reacción de los hidruros formados	44
Tabla 3: Reducción de contaminación por kW/h generada por energía eólica y no por carbón	54
Tabla 4: Huella de uso de parque eólico de 10 MW al terminar su vida útil	54
Tabla 5: Concentración promedio de los principales elementos presentes en el agua de mar	63
Tabla 6: Concentración promedio de los gases en la atmósfera y en el agua de mar	64
Tabla 7: Concentración promedio de los principales compuestos presentes en el agua de mar	65
Tabla 8: Salinidad media de los principales mares y océanos del mundo	66
Tabla 9: Salinidad debido a la profundidad y la temperatura	67
Tabla 10: Matriz de decisión	74
Tabla 11: Tabla de decisión de los 4 métodos estudiados	75
Tabla 12: Costos de inversión para las tecnologías de energía renovable en Colombia	95
Tabla 13: Tabla de balance de materia por corriente de la producción de H ₂	100
Tabla 14: Tabla balance de energía de los intercambiadores de calor del proceso	100
Tabla 15: Aerogeneradores ENERCON	102
Tabla 16: Equipos requeridos para la producción de hidrógeno verde	103
Tabla 17: Propiedades del intercambiador E-101	107
Tabla 18: Propiedades de diseño intercambiador E-101	108
Tabla 19: Propiedades del intercambiador E-102	110

Tabla 20: Propiedades de diseño intercambiador E-101	111
Tabla 21: Costo en USD de equipos para la implementación de una planta de electrólisis con tecnología PEM	114
Tabla 22: Características del aerogenerador E-44	116

RESUMEN

En el siguiente trabajo se desarrolló una evaluación de la producción de hidrógeno a partir de electrólisis de agua de mar utilizando energía renovable como fuente de energía eléctrica. En primer lugar, se desarrolló toda la revisión bibliográfica referente a la producción de hidrógeno en el mundo y en Colombia, siguiente a esto, se identificó las diferentes formas de producción de hidrógeno.

Continuando la revisión bibliográfica, se enfocó dicha revisión a las diferentes formas renovables de producción de hidrógeno y cuáles de estas han sido o pueden ser utilizadas en el país. Con esto en cuenta y buscando diferentes maneras de la producción de hidrógeno, se toma la decisión de utilizar la energía eólica como fuente de energía eléctrica que proporcione la energía necesaria para obtener hidrógeno debido a las propiedades geográficas del país.

Con los antecedentes encontrados, se estipuló que uno de los procedimientos o procesos más eficientes en términos de pureza de obtención de producto es la electrólisis. Una de las formas innovadoras de este trabajo es la obtención de hidrógeno a partir del agua de mar, para esto se encontraron diversos artículos justificando la posibilidad de obtención por este medio. Continuando, se realizan revisiones bibliográficas referentes a la ubicación conveniente para la producción de hidrógeno por energía eólica en donde se establece que La Guajira es el sector apropiado por sus velocidades de viento de 10 m/s y la facilidad para utilizar el agua de mar como electrolito.

Una vez seleccionado el método de obtención de hidrógeno, se realizó un diagrama de flujo de proceso especificando los equipos a utilizar y un balance de materia para obtener $6,5 \text{ m}^3/\text{h}$, dato encontrado de una planta de producción de hidrógeno para simular datos reales de producción de hidrógeno en el país.

Palabras clave: Energía, electrólisis, hidrógeno, energía eólica, agua de mar, ánodo, cátodo, electrolito.

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con el Ministerio de Minas y Energías, desde el año 2020 Colombia se encuentra en una transición energética con el fin de disminuir la dependencia con respecto a los combustibles fósiles. Para realizar dicha transición, el país se ha trazado una meta de producción de hidrógeno de 7,8 MT/año para el año 2030, actualmente tiene una producción de 0,8 MT/año, por lo cual para aumentar la producción ha decidido realizar 14 nuevos proyectos de energías renovables.

El hidrógeno es una buena fuente de almacenamiento de energía por su capacidad calorífica, y por esto, puede llegar a ser utilizado como combustible para el transporte, ya sea terrestre, aéreo o marítimo, puede ser utilizado como electricidad en las plantas eléctricas, puede ser transformado en calor para las industrias del acero y puede servir de insumo para la industria química en fertilizantes y refinerías. Su densidad energética es tal que triplica la densidad energética de la gasolina y puede llegar a superar 120 veces las baterías de aluminio, ratificando así su importancia como vector energético.

En la actualidad, el hidrógeno se obtiene principalmente a partir de combustibles fósiles, el método más usado es el de reformado de metano con vapor. En este proceso se tiene la reacción entre metano y vapor de agua a una presión de 20 a 35 atm y una temperatura de 500 a 900 °C,[1] aunque el proceso se realiza a gran escala, no es el método que presente los mejores rendimientos en términos de producción de hidrógeno. Otros procesos importantes, pero que no provienen de los recursos renovables son: la descomposición de gas natural por arco de plasma, termólisis, termo catálisis y gasificación, con este último método se puede producir hidrógeno a partir de biomasa y vapor de agua, por medio de una serie de reacciones químicas con las que se obtiene gas de síntesis, principalmente hidrógeno y monóxido de carbono.[2]

Si bien estos procesos han sido eficaces, la relación que han tenido con el medio ambiente no ha sido la mejor, por lo cual se quiere innovar en procesos más limpios para la obtención de hidrógeno, ya sea por biomasa o por fuentes de energía renovables. Colombia cuenta con los recursos naturales (radiación y velocidad de viento) en regiones como La Guajira con velocidades de viento de 9 m/s y radiación de un 60 % mayor que el promedio mundial, necesarios para incentivar la producción de hidrógeno en estas áreas, impulsando el sector energético hacia esa transición. De no aprovechar este tipo de energías, el país se estaría enfrentando a un incremento

acelerado de contaminación ambiental y a su vez, olvidando los sectores no interconectados como veredas o zonas lejanas a las ciudades que se verían muy beneficiadas con el uso de este tipo de tecnologías generando un mayor desarrollo en beneficio de estas comunidades.

Teniendo en cuenta las problemáticas asociadas con efectos ambientales, el semillero de investigación Intensificación de los Procesos para el uso Racional de la Energía y Preservación del medio ambiente de la Fundación Universidad de América planteó el desarrollo de un proyecto conjunto permitirá obtener una vía para la producción de hidrógeno de forma adecuada y limpia por medio de alguna de las energías renovables relacionadas con los recursos naturales que posee el país.

1. REALIDAD PROBLEMÁTICA

1.1. Planteamiento del problema

En la actualidad se ha evidenciado la necesidad de implementar energías de origen más limpio que lleguen a suplir la demanda energética actual y que al mismo tiempo no afecten el rendimiento ni la eficiencia de los procesos que se están llevando a cabo. Una de estas energías limpias destinadas para este fin es el hidrógeno (H₂), ya que es uno de los componentes más abundantes que existen a nuestro alrededor y que ha sido identificado como uno de los más claros candidatos como medio de almacenamiento de energía en los procesos industriales por sus propiedades fisicoquímicas.

El gas natural con un 48 % en la obtención de hidrógeno, como fuente de energía no renovable es la que lidera dicha producción, seguida del petróleo con un 30 %, el carbón con un 18 % y por último la electrólisis, la cual aporta solo en un 4 % en este proceso productivo, sin contar que la obtención de la energía eléctrica que permite la electrólisis es de origen no renovable.[3]

El desaprovechamiento de la energía renovable como fuente alterna de producción ocasiona que la dependencia de los combustibles fósiles sea aún más alta, dificultando así las posibilidades para el desarrollo de nuevas fuentes energéticas a puertas de una posible crisis debido al agotamiento de las fuentes de hidrocarburos.

Los procedimientos más utilizados para la obtención de hidrógeno son en su mayoría procesos petroquímicos tales como el reformado con vapor de gas natural y fracciones de petróleo o la pirólisis catalítica de hidrocarburos de cadena larga, otro de estos procedimientos gira entorno a la gasificación del carbón que se asocia con los procesos de Fischer-Tropsch, que se considera como una fuente de energía bastante sucia por su elevada producción de dióxido de carbono y se clasifica como un proceso inviable en la producción de hidrógeno mientras no se tenga en cuenta la captura del dióxido de carbono (CO₂).

Una de las posibilidades que se ha estudiado es la descomposición de las moléculas de agua a partir de la electrólisis, proceso considerado como una fuente de obtención de hidrógeno más limpia que las anteriormente mencionadas y utilizadas para su obtención en la actualidad.

El acompañamiento de una fuente eléctrica sustentable como lo puede ser la energía eólica, energía nuclear, energía geotérmica, energía gravitacional y la energía solar garantiza su viabilidad energética para un proceso sustentable.

En Colombia, una de las fuentes de energía renovable que más se utiliza es la energía hidráulica debido a las condiciones hidrográficas del país. Por otra parte, una energía no tan explorada y actualmente estudiada en el ámbito nacional es la energía solar. Una de las razones del potencial de esta fuente de energía es su ubicación geográfica y geoespacial, que permite la obtención de aproximadamente 4,5 kWh/m² de radiación solar, la cual puede proporcionar y suplir las necesidades de energía eléctrica por medio de sistemas solares fotovoltaicos.[4]

1.2. Justificación

Durante el transcurso de los años se ha visto un incremento en la dependencia de los combustibles fósiles para satisfacer la demanda energética y de productos petroquímicos. El uso de estos hidrocarburos como materia prima para estas actividades genera grandes cantidades de emisiones de gases que influyen de manera negativa en el medio ambiente.

Por lo anteriormente mencionado se buscan alternativas para mitigar este impacto ambiental con el uso de nuevas tecnologías de aprovechamiento energético y nuevas fuentes para conseguir el objetivo de dar un nuevo rumbo a la generación de energía.

Si estos estudios no se llevan a cabo, se tendrá un aumento en la dependencia de recursos no renovables, lo que desencadenaría una posible crisis energética en los años venideros, que a su vez afectaría los sistemas socio-económicos e incluso políticos por las necesidades que se tienen en la actualidad.

Un uso apropiado del hidrógeno que se puede obtener mediante electrólisis usando agua de mar como electrolito, a partir de una fuente de energía renovable, es la generación eléctrica para poblaciones en la Costa Atlántica colombiana que no cuentan con redes integradas para el suministro energético con una distancia aproximada de zonas no interconectadas de 599,518 m² [5], ya que el hidrógeno no solo posee un gran poder calorífico también presenta la posibilidad de convertirse en electricidad por medio de la reacción con oxígeno mediante un dispositivo llamado pila de combustible. Esto se lograría almacenando este hidrógeno obtenido que posteriormente puede ser usado para la generación eléctrica.

El presente proyecto brinda un aporte a la Ingeniería Química en lo que se refiere a la búsqueda de nuevas alternativas en el desarrollo de energía sustentable con el fin de evitar el aumento en las

emisiones de dióxido de carbono. Así mismo, se pretende brindar un análisis y un diagnóstico detallado, de las condiciones técnicas, con base en conceptos teóricos adquiridos en temáticas estudiadas en asignaturas como Petroquímica, Energías Alternativas, Físico-Química y Diseño de Procesos, con el fin de aportar soluciones relacionadas con la demanda energética y unas mejores condiciones ambientales.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Evaluar la producción de hidrógeno partiendo de electrólisis de agua de mar utilizando energía renovable como fuente de energía eléctrica.

1.3.2. Objetivos específicos

- Identificar la situación actual para la obtención del hidrógeno de fuentes renovables y no renovables.
- Seleccionar una fuente de energía renovable alternativa para la obtención de hidrógeno.
- Determinar los requerimientos técnicos que presenta la obtención de hidrógeno a partir de la fuente de energía renovable seleccionada.
- Analizar el costo de la implementación del proceso de obtención de hidrógeno escogido.

2. ANTECEDENTES

- **Multicriteria analysis of seawater electrolysis technologies for green hydrogen production at sea. D'Amore-Domenech, Rafael; Santiago, Oscar; Leo, Teresa J. (renewable and sustainable energy reviews, 2020)[6]**

Este artículo presenta cuál de los diferentes métodos de electrólisis de agua de mar es el mejor, utilizando métodos de toma de decisiones multicriterio, en donde se tienen en cuenta aspectos ambientales, económicos y sociales. Dentro de los factores económicos se involucraron el costo de inversión, el costo de mantenimiento y operación. El artículo llega a la conclusión que el método más viable, dentro de la amplia gama de métodos evaluados, es el de la electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM) por ser el que describe un mejor desarrollo en todos los métodos multicriterio, especialmente en el método AHP (proceso de análisis jerárquico).

- **Solar-driven, highly sustained splitting of seawater into hydrogen and oxygen fuels. Kuang, yun; Kenney, Michael J et al ., (Proceedings of the national academy of science of the United States of America, 2019)[7]**

Este artículo da a conocer las posibilidades de hacer la electrolisis a partir de un recurso como el agua de mar, solucionando un problema de gran importancia como lo es la corrosión de los electrodos, los cuales son vitales para que se lleve a cabo la separación del hidrógeno (H₂) a partir de la electrólisis. Los electrodos se recubren con una capa de electrocatalizador compuesta de hidróxido de níquel-hierro (NiFe) recubierta por una película uniforme de sulfuro de níquel (NiS_x) y a su vez formada sobre poros de níquel (Ni). Este electrodo formado (NiFe/ NiS_x-Ni) brinda una mejor actividad catalítica con una mayor resistencia a la corrosión por el agua de mar debido a sus componentes clorados.

- **Hydrogen production with sea water electrolysis using Norwegian offshore wind energy potentials. Meier, Konrad (International Journal of Energy and Environmental Engineering, 2014)[8]**

Este artículo presenta información sobre la aplicación de la energía eólica para la obtención de hidrógeno por medio de la electrólisis de agua de mar en una plataforma marina, en donde se evidencia una evaluación de métodos de electrólisis, como la de membranas de intercambio de protones o la electrólisis alcalina, electrólisis de óxido sólido, comparado con un prototipo de electrólisis de megavatios (PEM) propuesta por Siemens, en donde analizan la eficiencia y los costos con respecto a las antes nombradas. PEM tiene una eficiencia base del 62,86 % con un voltaje de celda de 1,74 V, una presión de 21,9 bar y una producción de hidrógeno de 4'105.517 kg, mucho mayor que la que se obtuvo por la electrólisis de óxido sólido de 3'893.751 kg.

- **Thermochemical hydrogen production: past and present. Funk, James E (International Journal of Hydrogen Energy, 2001)[9]**

En este artículo se muestra un estudio desde el año 1960 hasta la época de los 2000 donde se da a conocer los avances termoquímicos que se tienen sobre el proceso de obtención de hidrógeno contemplando las conversiones, reacciones, viabilidad y algunos costos de componentes, separación de materiales, problemas de transferencia de calor y problemas debidos a la corrosión de los electrodos en estos procesos.

- **Mechanism of Potential Oscillation during Electrolysis of Water in Acidic Solutions. Kuge, Terumasa; Nishimoto, Takanobu; Kurohagi, Masayuki; Maeda, Kouji; Yae, Shinji; Mukouyama, Yoshiharu (Electrochemistry, 2020) [10]**

En este artículo se presenta un estudio reciente sobre la mejora en la generación de hidrógeno a partir de la electrólisis, con aspectos referentes a la eficiencia y parámetros de optimización como trabajar a un bajo voltaje (alrededor de un 1V) y una alta presión (0,7 MPa). Además, se tiene en cuenta la oscilación, con el fin de tener un mayor contacto convectivo con el electrodo el cual cumple una función muy importante en la generación de las burbujas de hidrógeno.

- **Estudio sobre producción de H₂ con hidroelectricidad para una economía de hidrógeno en Colombia, Carvajal, Hernán; Babativa, Jhon; Alonso, Julio (Ingeniería y competitividad,2011) [11]**

En este artículo se muestra un estudio técnico-financiero sobre la producción de hidrógeno como un vector energético con la posibilidad de un futuro con economía de hidrógeno en Colombia. En este estudio se realizó el cálculo de producción y transporte de una cierta cantidad de hidrógeno con el fin de abastecer eléctricamente a una población de 15.800 habitantes mediante el uso de pilas de combustible, mostrando así los grandes beneficios que trae la producción de hidrógeno en materia energética.

- **Hidrógeno del mar, Sánchez, Rafael; Silva, Rodolfo; Mendoza, Edgar; González, Rosa (TIP revista especializada, 2012) [12]**

En este artículo se presenta una revisión de propuestas para la implementación de un desarrollo energético referente a las fuentes renovables en las zonas costeras. Además de una revisión sobre problemas fundamentales como lo es el almacenamiento masivo de estas energías, también da a conocer aspectos importantes sobre la obtención de hidrógeno haciendo uso diferentes fuentes y alternativas de solución para su implementación.

- **Producción de hidrógeno a partir de energía solar. Panorama en Colombia. Muñoz, Andrea (Revista elementos Número 5,2015) [13]**

En este artículo se presenta un estudio sobre la producción de hidrógeno a partir de energía solar en Colombia, donde se plantean tres posibilidades de obtener hidrógeno a partir de la energía solar: la producción vía electroquímica, fotoquímica y termoquímica. De estas, la producción vía electroquímica y termoquímica presentan un mayor desarrollo técnico-económico. En el contexto colombiano, el autor plantea el uso de procesos electroquímicos para producir hidrógeno a mediano plazo, haciendo énfasis en zonas no interconectadas en donde se puede impactar no solo en un ámbito ambiental sino también social.

- **Wind energy and the hydrogen economy – review og the technology. S.A, Sherif; F. Barbir; T.N, Veziroglu (Fuel and Energy Abstracts, 2005) [14]**

En este artículo se presenta un estudio sobre las tecnologías referentes a la producción, almacenamiento, distribución y utilización de hidrógeno. El autor discute las posibilidades de generar hidrógeno por medio de la energía eólica con las posibilidades de utilizar hidrógeno para mejorar la competencia en lo que respecta a la energía eólica, concluyendo que estos sistemas integrados, en donde se utiliza el hidrógeno como energía eléctrica, dependen de la disponibilidad de viento, el costo de los componentes individuales (electrolizadores, almacenamiento) y el costo de energías cooperativas, sin embargo si estos sistemas se aplican puede generar gran interés hacia el hidrógeno y hacia la implementación de esto sistemas integrados.

- **La tecnología del hidrógeno, una oportunidad estratégica para la perdurabilidad del sector energético en Colombia. Moreno, Luis; Vargas, Carlos (Universidad de nuestra señora del rosario, 2013) [15]**

En este trabajo de grado se presenta un estudio hecho a partir de la Administración de empresas acerca de la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías que se basen en el hidrógeno como un nuevo vector energético con el objetivo de disminuir la dependencia de las tecnologías basadas en el petróleo. Además, se muestran experiencias a nivel mundial con respecto a estas tecnologías con el fin de consolidar un plan estratégico para incorporar el hidrógeno como vector energético al portafolio productivo colombiano.

- **Green hydrogen production potential for developing a hydrogen economy in Pakistán. Ahmad, Irfan; Athar, Syed; Khan, Rafiullah (Revista Elsevier, 2018) [16]**

En este artículo se presenta un estudio realizado en Pakistán que gira en torno a la introducción del hidrógeno en una cadena de suministro de energía, lo que implica el inicio de una economía del hidrógeno en el país. Para esto se realizaron estudios sobre el potencial de diferentes recursos renovables disponibles como lo son la energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y residuos sólidos

urbanos. Finalmente, se realiza una estimación del potencial de producir hidrógeno a partir de vías tecnológicas establecidas con cada uno de estos recursos renovables.

3. HIDRÓGENO

Es el elemento químico más ligero que existe, su átomo está formado por un protón y un electrón y es estable en forma de molécula diatómica (H₂).

El hidrógeno se descubrió aproximadamente en el año 1500 donde T. Von Hohenheim notó que, al agregar ácido sulfúrico a las limaduras de hierro, estas liberan burbujas las cuales son inflamables. En esos momentos se desconocía que el fenómeno que se presentaba era producto de la presencia de un elemento químico aún no descrito. En el año 1671 Robert Boyle realizó unos experimentos sin conocer que trataba con hidrógeno, en aquel entonces se le conocía como “aire inflamable”. Se dio este nombre gracias a que el hidrógeno a condiciones ambiente (25 °C y 1 atm) es un gas inodoro, incoloro y altamente inflamable.

En el año 1766 el científico Henry Cavendish reconoció al hidrógeno como elemento químico, además de demostrar que este gas en combinación con el oxígeno forma el agua. Ya en el año 1783 Antoine Lavoisier le da el nombre de hidrógeno o “generador de agua”.

En el año 1931 se descubre el deuterio, el cual es un isótopo del hidrogeno que fue descubierto por Harold Urey, y más adelante, en el año 1934, Ernest Rutherford y su grupo de investigación crearon el tritio, el cual también es un isótopo del hidrógeno, pero no es de origen natural.

El hidrógeno es el elemento más abundante, se calcula que el 90 % de todos los átomos del universo están formados por hidrógeno y respecto a su composición en masa se estima que es un 75 % aproximadamente. [17]

3.1. Características

3.1.1. *Características Físicas*

3.1.1.a. Densidad. El hidrógeno es el elemento más ligero de la tabla periódica con una densidad de 0,0899 Kg/m³ aproximadamente.

3.1.1.b. Volumen específico. Esta propiedad representa la cantidad de volumen por unidad de masa, el hidrógeno al tener la posibilidad de estar en estado líquido o gaseoso, presenta diferentes valores de volumen específico. Así, el volumen específico del gas de hidrógeno a condiciones de 20 °C y 1 atm es de 11,9 m³/kg, el volumen específico del hidrógeno líquido es de 0,014 m³/kg.[18]

3.1.1.c. Olor, color y gusto. El hidrógeno puro es insípido, no tiene color y es inodoro, por lo que es difícil de detectar a simple vista siendo invisible a la luz del día. El hidrógeno obtenido a partir de combustibles fósiles puede estar acompañado de elementos como el nitrógeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono y otros gases los cuales en su mayoría también son inodoros, no tienen color y son insípidos.

3.1.2. Características químicas

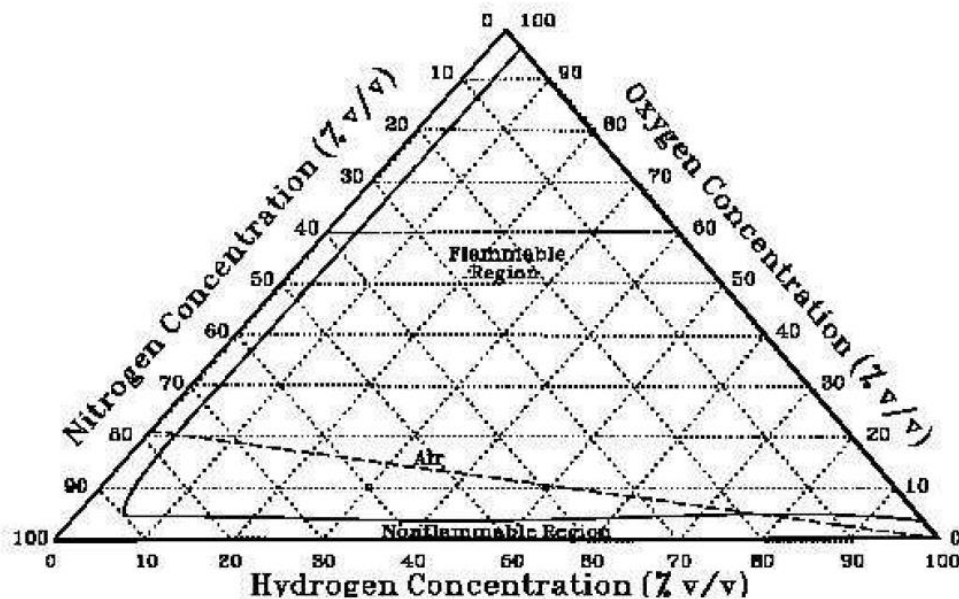
3.1.2.a. Poder calorífico. El hidrógeno se caracteriza por tener un alto contenido de energía por unidad de masa con un poder calorífico entre 141-119 MJ/kg. Aquí es donde se identifica el gran potencial que tiene el hidrógeno como combustible, su poder calorífico es tres veces mayor al de la gasolina.[19]

3.1.2.b. Inflamabilidad. El hidrógeno necesita de una fuente de energía externa para que se produzca la ignición respectiva. Al ser una molécula estable, el hidrógeno no llega a ser explosivo, y para que suceda esto se deben tener condiciones como que este elemento esté en mezcla con un oxidante, que la mezcla esté dentro de los límites de inflamabilidad y que a su vez presente una fuente apropiada y estable de ignición.

Una mezcla inflamable puede ser diluida a tal punto que la mezcla caiga fuera de los límites de inflamabilidad. Una mezcla inflamable es la mezcla de hidrógeno-oxígeno-hidrógeno en la Figura 1 se presentan los límites de inflamabilidad.

Figura 1.

Límites de inflamabilidad a una presión de 101.3 kPa (14.7 psia) y una temperatura de 298 K (77 °F)



Nota. Esta figura representa los límites de inflamabilidad de la mezcla de hidrógeno-oxígeno nitrógeno. Tomado de C. Fernández, “Energética del hidrógeno. Contexto, estado actual y perspectivas de futuro,” *Tesis Dr. Química Orgánica, Univ. Sevilla, España*, pp. 73–81, 2013.

3.1.2.c. Fragilización por hidrógeno Esta propiedad se relaciona con la exposición constante de un material a la presencia de hidrógeno. Consiste en la pérdida de la resistencia y ductilidad inducida por el hidrógeno que puede derivar de la iniciación y propagación en estructuras cerámicas. Hay ciertas aleaciones que pueden resistir la fragilización del hidrógeno como lo son la aleación de acero inoxidable, la aleación de cobre y la aleación de aluminio. [18]

3.2. Principales usos del hidrógeno

El hidrógeno tiene una variedad de usos bastante amplia, pero los principales usos en la industria son:

- **Automotriz y transporte**

El gas hidrógeno reacciona con el oxígeno y puede utilizarse como pulidor en el acabado brillante

de las piezas de acero, también se utiliza en el servicio auxiliar de la industria, ya que posee propiedades adecuadas para usarse como fluido de enfriamiento y gracias a su inflamabilidad y poder calorífico, sirve como combustible alternativo.[20]

- **Aeroespacial y aeronáutica**

El hidrógeno sirve como una gran fuente de energía además de ser usado como combustible para cohetes y a la vez como fuente energética de los sistemas de mantenimiento de vida y computadoras en ambientes espaciales.[20]

- **Energía**

El hidrógeno no sólo sirve como fuente de energía calórica y como combustible, también tiene la posibilidad de usarse para almacenar energía eléctrica por medio de las pilas de combustible, las cuales hacen un proceso de electrólisis inversa donde se genera electricidad a partir de las moléculas separadas.[20]

- **Refinería**

En la industria del petróleo el uso del hidrógeno está relacionado con el craqueo del crudo pesado en una variedad de crudos ligeros, para así obtener materias primas para otros procesos y tener una mayor cantidad de productos de interés, también se logra una mayor pureza en las corrientes obtenidas.[20]

- **Soldadura y metalmecánica**

El hidrógeno también se usa en la soldadura, ya que el gas de hidrógeno se mezcla con el argón (Ar) y permite soldar el acero inoxidable.[20]

- **Amoniaco**

Para la producción de amoniaco, materia prima en el sector agrícola enfocado en la producción de fertilizantes, depende indiscutiblemente del hidrógeno para su síntesis. El proceso Haber-Bosch consiste en la reacción del nitrógeno con el hidrógeno para la producción de amoniaco con la ayuda de catalizadores. Este hidrógeno que reacciona en este proceso es normalmente obtenido en el tratamiento de los combustibles fósiles.[21]

3.3. Estado actual de Colombia en producción de hidrógeno

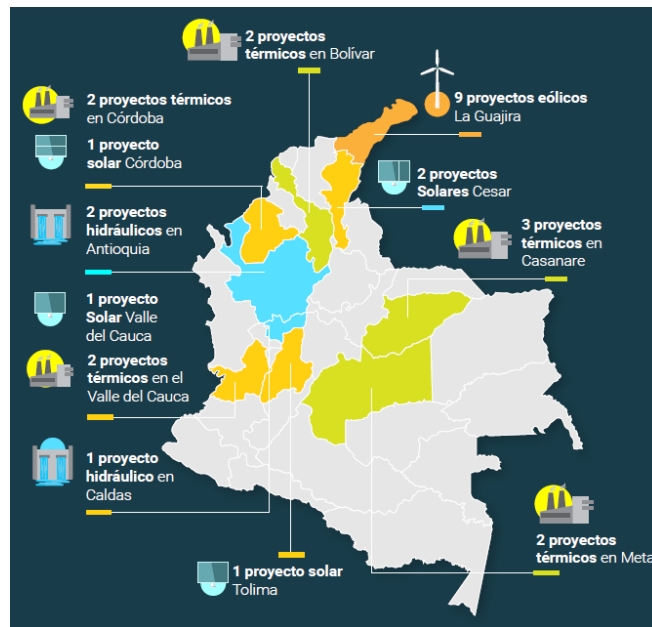
Desde el año 2015, Colombia ha estado acogiendo la idea de utilizar el hidrógeno como un vector energético a largo plazo. La UPME (Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia)

estableció en aquel año un plan energético proyectado al año 2050, ese documento se basa en una revisión de experiencias y tendencias internacionales en materia energética. Una de estas tendencias es el cambio que se ha desarrollado hacia los vehículos híbridos y eléctricos señalando que, a largo plazo, y gracias a su poder calorífico, el hidrógeno sería la alternativa viable, resaltando también su uso en pilas de combustible.[22]

El ministro de Minas y Energía, encargado en dirigir la política nacional en términos de minería, hidrocarburos e infraestructura energética, deja en claro el gran potencial que tiene Colombia para poder lograr una transición energética exitosa en donde no sólo se aumentará la producción de hidrógeno sino también la reducción de 9 millones de toneladas de dióxido de carbono, meta planteada por el país proyectada al 2030. Para alcanzar esta meta se tiene proyectado en Colombia 14 proyectos de energía renovable (Figura 2), los cuales ayudarán en el incremento de la producción de hidrógeno en aproximadamente 7.8 MT/año para el 2030 (Figura 3).[23]

Figura 2.

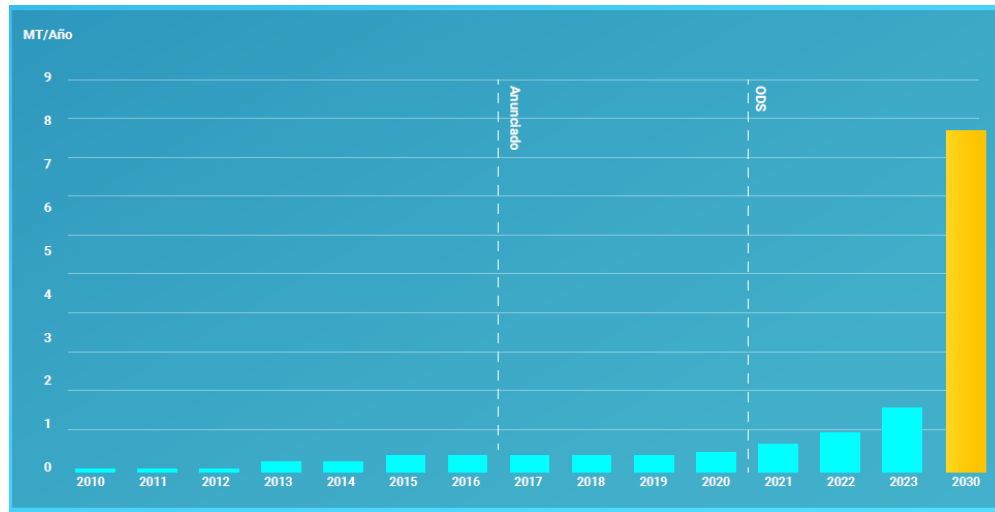
Ubicación de los 14 proyectos de energía renovable



Nota. Esta figura representa los nuevos proyectos pronosticados para cumplir con el propósito de reducir 9 millones de MT/año de CO₂. Tomado de Minenergía, “Transición Energética : Una realidad en Colombia,” 2020.

Figura 3.

Producción de hidrógeno a partir de la última década



Nota. Esta figura representa la producción de hidrógeno que ha tenido Colombia durante la última década proyectada hacia el 2030. Tomado de Minenergía, “Transición Energética : Una realidad en Colombia,” 2020.

La capacidad instalada para la generación de energía eléctrica en el 2019 fue de 19742 megavatios donde la gran mayoría de esta capacidad instalada proceden de hidroeléctricas con 10963 megavatios y 5779 megavatios están distribuidos en plantas menores, energía eólica, carbón y combustibles líquidos. Se espera que con el transcurso de esta transición se aumente la capacidad instalada para la generación de energía eléctrica innovando en energías alternativas como la energía solar y la energía eólica debido a su gran viabilidad en el país por vientos de 10 m/s y potenciales constantes a producir de 5 y 6 kWh/m² ubicadas en la zona norte del país. [24]

Teniendo en cuenta el estado actual de la producción de hidrógeno que presenta el país, se espera que para el 2021 la producción de hidrógeno aumenta de 0,5 MT/año a 0,8 MT/año, esto con el fin de que a mediano plazo las empresas del país hagan esta transición energética para producir hidrógeno verde. Un gran ejemplo de la producción de hidrógeno verde es la que lleva a cabo la compañía alemana Siemens en donde utiliza la electrólisis de intercambio de protones por membrana (PEM) la cual separa el agua en oxígeno e hidrógeno. También la operadora Ecopetrol se encuentra en este tránsito donde ha abierto convocatorias de innovación hacia esta producción de energía verde con el fin de reemplazar el hidrógeno gris producido a partir del gas natural. [21]

3.4. Producción de hidrógeno

En la Tierra es muy abundante, constituye aproximadamente el 75 % de la materia del Universo, pero se encuentra combinado con otros elementos como el oxígeno formando moléculas de agua, o al carbono, formando compuestos orgánicos. Por tanto, no es un combustible que pueda tomarse directamente de la naturaleza, sino que es un vector energético (como la electricidad) y por ello se tiene que “fabricar”.

Existen distintos métodos de producción de hidrógeno. Se puede producir a partir de distintas materias primas, distintas fuentes de energía y por distintos procedimientos.[22]

El reformado es un proceso químico donde se hace reaccionar el hidrógeno contenido en algunos combustibles, como Metano, Metanol, Gasolina, Diesel o Carbón, con vapor o con oxígeno, lo que genera una corriente rica en hidrógeno. El equipo donde ocurre el reformado se le conoce como reformador.

Como en la mayoría de procesos la pureza no es del 100 %, ya que los combustibles anteriormente nombrados contienen otro tipo de compuestos como nitrógeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono y las trazas del combustible que no se reformó en el proceso, a esta mezcla que queda se le denomina refinado.[23]

El reformado tiene unas etapas que son:

- Purificación de la materia prima a utilizar. En este paso se retiran impurezas como son los compuestos de azufre por medio de la desulfuración.
- Oxidación de la materia prima con el fin de formar óxidos de hidrógeno y óxidos de carbono.
- Purificación primaria donde se convierte el monóxido de carbono en dióxido de carbono.
- Reducción secundaria del monóxido de carbono.

Realizar el reformado de hidrocarburos para la obtención de hidrógeno tiene unas grandes ventajas como:

- Utilización de la actual infraestructura petroquímica
- Reducción en costos de transporte y almacenamiento de hidrógeno
- No requiere energía externa para que se pueda dar el proceso de separación
- Es menos costos el proceso para la obtención de hidrógeno

Como todo proceso también tiene sus desventajas como son:

- La infraestructura es más compleja, ocupa una mayor área y es más costosa de construir.
- Tiene pérdidas energéticas en el proceso de conversión de energía.
- No se soluciona el tema medio ambiental ya que se genera a partir de hidrocarburos.
- Genera emisiones de monóxido de carbono, dióxido de carbono y óxidos nitrosos en el proceso.

3.4.1. Combustibles empleados

3.4.1.a. Metano. El metano o más conocido como gas natural es el combustible de más bajo costo para realizar el reformado. El gas natural tiene un porcentaje bajo en sulfuros lo que permite que la purificación sea más sencilla y menos costosa antes de llevarlo al reformado.

3.4.1.b. Metanol. El metanol es bastante abundante y este se puede reformar a unas temperaturas más bajas que los demás combustibles, alrededor de 200 °C y 300 °C, lo que permite un ahorro en costos energéticos, el inconveniente es que tiene un poder calorífico mucho menor a los demás y genera una menor eficiencia en el proceso.

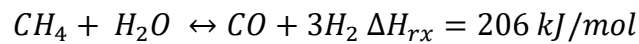
3.4.1.c. Gasolina y Diesel. De los combustibles mencionados estos dos son los que contienen el menor porcentaje de hidrógeno en su estructura, por lo tanto, se generará una menor cantidad de hidrógeno en relación al gas reformado que se obtiene, los hidrocarburos más pesados contienen una mayor cantidad de compuestos sulfurados que deben ser removidos y esto se logra con altas presiones, alrededor de 6 – 45 bares.

El reformado de este tipo de combustibles es más complejo ya que no sólo contienen los compuestos sulfurados, también contienen olefinas y algunos compuestos aromáticos que se crean durante la refinación, estos compuestos interfieren en la obtención de hidrógeno a partir del reformado, por lo tanto, se puede determinar que la obtención de hidrógeno a partir de la gasolina y el diésel es la más compleja y más costosa.

3.4.1.d. Carbón. El carbón es conocido como uno de los mayores suministros energéticos debido a su poder calorífico, pero también es bastante conocido por ser la fuente energética más sucia en términos de impurezas y una baja producción de hidrógeno, por consiguiente, se ha determinado que el reformado usando el carbón es el combustible más costoso de los anteriormente mencionados.

3.4.2. Tipos de reformadores

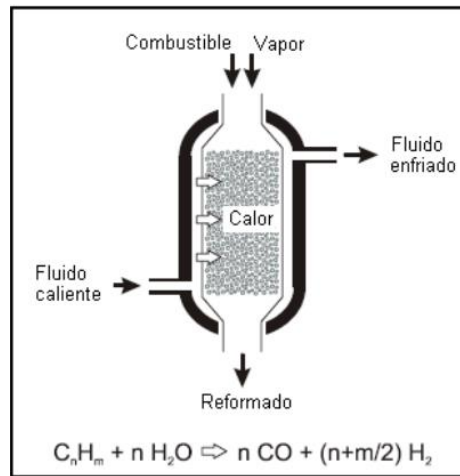
3.4.2.a. Reformado de metano con vapor. Este proceso consiste en la reacción de metano con vapor de agua, se hace reaccionar el hidrocarburo con el vapor de agua, la reacción se lleva a cabo a presiones entre 20 a 35 atmósferas y a una temperatura entre 500 a 900 °C. Este proceso está conformado por varias reacciones de oxidación que dan como productos hidrógeno y dióxido de carbono. Este proceso generalmente es utilizado para la producción a gran escala. En la industria de la petroquímica, también cabe resaltar que la pureza no es de las más elevadas en la producción de hidrógeno debido a las impurezas presentes en los hidrocarburos.[24]



El reformado con vapor se realiza normalmente en reactores de lecho compacto calentados externamente y comúnmente con un catalizador basado en níquel, ya que este presenta una buena actividad y un bajo costo. Este catalizador puede presentar tendencia al envenenamiento por H₂S, para evitar esto, es necesario que previamente se elimine las cantidades de H₂S presentes en el gas natural por medio de una unidad de desulfuración.[25]

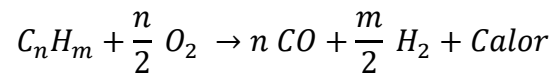
Figura 4.

Reformador de metano con vapor



Nota. En esta imagen representa de manera simple un reformador de metano con vapor con un lecho catalítico. Tomado de E. Junyent Guinart, “Hidrógeno. Estudio de sus propiedades y diseño de una planta de licuado.,” no. November 2009, p. 300, 2013.

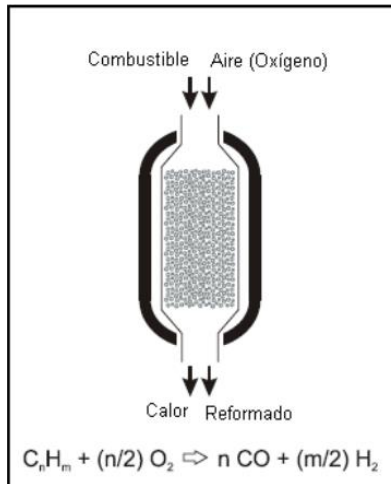
3.4.2.b. Reformadores de oxidación parcial. Estos reformadores hacen reaccionar el combustible con una mezcla pobre en oxígeno con el fin de generar una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono, la reacción es:



Esta reacción es de tipo exotérmica, es decir que libera calor en los productos. El proceso se puede ver en la siguiente imagen del reformador:

Figura 5.

Reformador de oxidación parcial

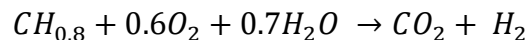


Nota: En esta imagen se representa de manera simple un reformador de oxidación parcial en la cual sólo reacciona el aire y el combustible con un lecho catalítico. Tomado de E. Junyent Guinart, “Hidrógeno. Estudio de sus propiedades y diseño de una planta de licuado.” no. November 2009, p. 300, 2013.

Estos reformadores usan oxígeno proveniente del aire, el nitrógeno circula a través del reactor, por esta razón en el producto suelen salir trazas de combustible que no se reformó. Estos reformadores son usados mayormente cuando se tienen hidrocarburos pesados como la gasolina, diésel o un aceite de cadena larga. En estos procesos no es necesaria la presencia de catalizadores y operan a altas temperaturas, entre 1150 °C y 1315 °C, y con presiones del orden de 60 bar.

Los reformadores de oxidación parcial presentan ventajas y desventajas con respecto a los reformadores con vapor. Una de las principales desventajas de estos reformadores son las altas temperaturas y presiones para que se del reformado, tienen una menor eficiencia térmica y también se tiene una menor obtención de hidrógeno.

3.4.2.c. Gasificación de carbón. El proceso de gasificación es similar a la oxidación parcial. La reacción básica es:



Las emisiones de dióxido de carbono son bastante altas, por lo tanto, el hidrógeno puede ser obtenido por medio de dos métodos

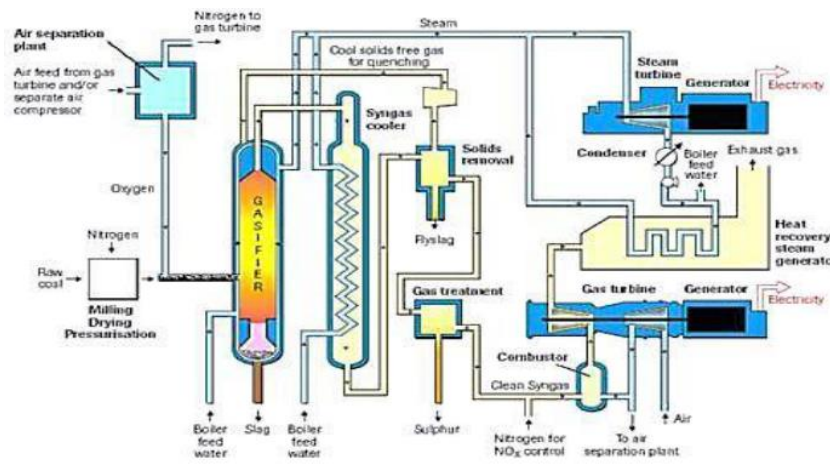
- Proceso del gas de síntesis
- Captura de CO₂

Con el fin de eliminar esas impurezas del proceso, el dióxido de carbono es removido mediante un lavado con monometilamina o con hidróxido de potasio, el producto obtenido llega a alcanzar entre un 97 % a un 98 % de pureza.

El proceso de gasificación del carbón se presenta a continuación:

Figura 6.

Proceso de gasificación de carbón

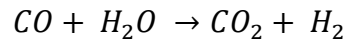
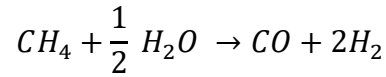


Nota. En la figura se puede apreciar el diseño esquemático de un proceso de gasificación de carbón, y sus respectivos equipos. Tomado de E. Junyent Guinart, “Hidrógeno . Estudio de sus propiedades y diseño de una planta de licuado.,” no. November 2009, p. 300, 2013.

3.4.4. Gasificación de biomasa

La biomasa es aquella materia prima que proviene de los seres vivos, como lo son todos los residuos agrícolas y también los desechos de animales. El proceso de gasificación se lleva a cabo cuando la humedad de éste material es menor al 20 %.[23]

El proceso se realiza de la misma manera que la gasificación del carbón, cambia en los productos obtenidos, ya que en este caso se obtiene principalmente monóxido de carbono y no dióxido de carbono, las reacciones involucradas en este proceso es la siguiente:



3.5. Almacenamiento de hidrógeno

El almacenamiento es clave para proporcionar flexibilidad en la distribución de la electricidad y en la integración de energías renovables en el sistema energético, y contribuye en la seguridad energética. El almacenaje de energía es un punto importantísimo durante los períodos de sobreproducción de la energía renovable y poderla utilizar en los momentos de déficit, esto permite mitigar la dependencia de energía basada en combustibles fósiles y reducir las emisiones contaminantes. [25]

El almacenamiento del hidrógeno y el metano sintético son las alternativas más ocionadas para el almacenaje de grandes cantidades de energía renovable y limpia. [25]

Los electrocatalizadores ofrecen almacenamiento estacional a la energía solar y eólica. El almacenamiento de forma estacional contempla que en regiones se puede producir el hidrógeno por medio de electrolisis, el cual se almacenaría en campos de gas agotados, y que puede ser utilizado como fuente de electricidad mediante la pila de combustible. [25]

La producción de hidrógeno, haciendo uso de energía renovable, permite el almacenamiento de esta energía con el fin de usarla posteriormente, esta energía puede ser utilizada para alimentar los motores de combustión interna, electricidad y también como materia prima en algunos procesos industriales, como la producción de gas metano sintético partiendo de hidrógeno y dióxido de carbono CO₂. Una de las mayores ventajas de utilizar el gas metano sintético es que contiene el carbono libre, por lo tanto, al momento de realizar la combustión no se generan más emisiones de CO₂. [25]

Tabla 1.

Densidad energética de las principales tecnologías de almacenamiento de energía.

Tecnología de almacenamiento	kWh/Nm³
Bombeo hidráulico	0.5-1.5
Hidrógeno	3
Metano sintético	10
Batería litio	250-670

Nota. En la tabla anterior se puede evidenciar la densidad energética que tiene el almacenamiento de 4 tecnologías. Tomado de A. Tarancón, *De Una Economía Descarbonizada*.

En la actualidad se ve al hidrógeno como una solución bastante viable para suplir la demanda energética y puede llegar a convertirse en un vector energético muy importante en los próximos años. De las alternativas tecnológicas que se tienen disponibles actualmente, el almacenamiento de hidrógeno en tanques de alta presión es la más viable, otra opción puede ser la inyección del gas de hidrógeno en la infraestructura de gas actual, que se puede llegar a hacer por medio directamente de hidrógeno o de gas metano sintético.[25]

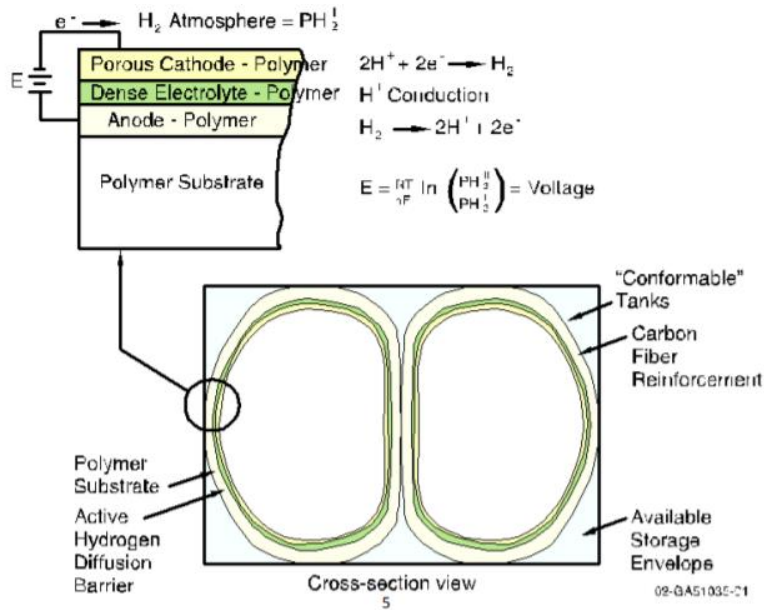
3.5.1. Sistemas de almacenamiento a alta presión

Este tipo de sistemas de almacenamiento maneja presiones de 200 a 700 bares para comprimir el gas, los tipos de tanques utilizados para esta técnica son un poco costosos debido a que deben manejar una pared gruesa para contener el gas añadiendo peso muerto al tanque. Para el revestimiento de este tipo de tanques se utilizan polímeros como polietileno o nylon con un recubrimiento de fibra de grafito, en su mayoría reforzada con resina epoxy para otorgar estabilidad en la estructura.[18]

Al almacenar hidrógeno existe la probabilidad de que el gas se escape a través de los tanques, provocando así, una posible reducción de presión en el sistema ocasionando que las paredes de contención se debiliten causando daños estructurales en el tanque. Para darle fin a esta problemática, se innovó en la utilización de una barrera electroquímica activa restringiendo la difusión del hidrógeno a través del tanque, la barrera se ubica en la parte inferior del refuerzo polimérico.[18]

Figura 7.

Esquema de la barrera electroquímica activa



Nota. Este esquema representa las diferentes capas sobre las cuales estaría basado este nuevo diseño para el tanque de almacenamiento a alta presión de la Universidad de California. Tomado de E. Junyent Guinart, “Hidrógeno . Estudio de sus propiedades y diseño de una planta de licuado. ,” no. November 2009, p. 300, 2013.

3.5.2. Sistema de almacenamiento de hidrógeno líquido a temperatura criogénica

Esta técnica consiste en disminuir la temperatura del gas hasta una temperatura de 20 K para que el gas se pueda condensar a una presión de una atmósfera. Para poder licuar el hidrógeno es necesaria una temperatura de 33 K, pero se debe manejar una presión de 13 bar para conseguirlo lo cual dificulta el diseño del sistema. El almacenamiento del hidrógeno a esta temperatura se realiza por medio de un recipiente aislado al vacío comúnmente conocido como frasco Dewar, o por otro lado usar un tanque de doble capa, el cual contiene otro fluido refrigerante a temperatura criogénica, que normalmente es nitrógeno líquido, para reducir el intercambio de calor al exterior.[18]

A la temperatura de 20 K el hidrógeno es para-hidrógeno, inicialmente a temperatura ambiente el hidrógeno se encuentra en su forma orto-hidrógeno, al disminuir la temperatura y por medio de

una reacción exotérmica la molécula se convertirá en para-hidrógeno liberando una cantidad de calor considerable de 527 kJ/kg. Al realizar este proceso parte del hidrógeno almacenado puede ser evaporado, por lo cual se utilizan otros métodos los cuales se apoyan de catalizadores de carbón activado para realizar esta conversión orto-para. Los tanques utilizados en este proceso tienen una forma cilíndrica o esférica para minimizar la superficie de transferencia de calor reduciendo la evaporación flash.[18]

3.5.3. Mediante hidruros metálicos

El funcionamiento de este tipo de almacenamiento radica inicialmente en que el metal se encuentra libre del hidrógeno, en seguida, se inyecta hidrógeno a cierta temperatura causando que el metal se disuelva en su fase metálica y a su vez ocurra un aumento en la presión del compuesto. A medida que aumenta la presión, los incrementos de hidrógeno en el compuesto son menores, hasta completar el recipiente de la mezcla. Cuando ocurre la descarga que otorga una disminución en la presión, es necesario aplicar cierto calor al hidruro para conservar las condiciones de reversibilidad. [18]

Existen varias problemáticas en este tipo de almacenamiento como lo son la velocidad de carga y descarga del lecho metálico, los cuales dependen del coeficiente de transferencia de calor, incluyendo dentro de esta dependencia la temperatura y la presión de almacenamiento. También se debe tener en cuenta que el lecho metálico se puede deteriorar, además de que el hidrógeno puede llegar a presentar cierta fragilidad y baja densidad en su almacenamiento, por lo cual son aspectos clave a tener en cuenta a la hora de seleccionar un sistema de este tipo de almacenamiento.[18]

A continuación, se nombran los tipos de hidruros metálicos más usados:

✓ Hidruros metálicos con base de Zirconio con Titanio, Vanadio y Níquel:

Pueden presentar una capacidad de almacenamiento del 1,8 wt% (porcentaje en peso), actualmente se han encontrado que estos tipos de aleaciones pueden alcanzar capacidades de almacenamiento del 3 % operando a una temperatura de 60 °C.

✓ Hidruros activados de magnesio:

Trabajan a temperaturas de entre 260 °C a 280 °C. Se están realizando investigaciones en donde se puedan lograr almacenar 5-6 wt% de hidrógeno disminuyendo la temperatura unos 60 °C.

✓ Hidruros metálicos compuestos “alanatos”:

Su capacidad de almacenamiento es de aproximadamente 5 wt%. Estos tipos de hidruros son compuestos iónico-covalentes.

3.5.4. Almacenamiento subterráneo de hidrógeno gaseoso

Este tipo de técnica consiste en inyectar hidrógeno en un suelo de roca porosa que debe tener un cierre impermeable en la parte superior de la misma, esto impedirá que el hidrógeno se escape filtrándose lentamente a la corteza terrestre. Este tipo de almacenamiento es comparado con la inyección de dióxido de carbono en pozos petroleros abandonados o la inyección del dióxido de carbono como técnica de recobro mejorado con el fin de obtener el petróleo que normalmente no puede ser obtenido debido a esas pequeñas porosidades en la roca. [18]

3.5.5. Hidruros químicos

Estos compuestos al entrar en contacto con el agua y mezclarse reaccionan y liberan hidrógeno. En la reacción, el hidruro se convierte en hidróxido. El proceso donde el hidróxido se carga con el hidrógeno se le denomina reciclado.

En las siguientes reacciones se tienen las diferentes reacciones de algunos hidruros químicos empleados para el almacenamiento del hidrógeno, también se muestra la densidad gravimétrica la cual es la relación entre el peso del hidrógeno y el peso del sistema portador. [26]

Tabla 2.

Densidad gravimétrica por cada reacción de los hidruros formados.

Reacciones	Densidad gravimétrica
$\text{CaH}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Ca}(\text{OH})_2 + 2\text{H}_2$	9,6 %
$\text{MgH}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Mg}(\text{OH})_2 + 2\text{H}_2$	15,3 %
$\text{LiH} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{LiOH} + \text{H}_2$	25,2 %
$\text{LiBH}_4 + 4 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{LiOH} + \text{H}_3\text{BO}_3 + 4\text{H}_2$	37 %
$\text{NaBH}_4 + 4 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{NaOH} + \text{H}_3\text{BO}_3 + 4\text{H}_2$	21,3 %

Nota. En la tabla se puede evidenciar la densidad gravimétrica de cada uno de los hidruros formados en la obtención de hidrógeno por parte de estos compuestos al entrar en contacto con el agua. Tomado de E. Junyent Guinart, “Hidrógeno . Estudio de sus propiedades y diseño de una planta de licuado. ,” no. November 2009, p. 300, 2013.

El hidruro más usado es el de litio (LiH), ya que al ser un hidruro monometálico es el de más fácil separación y se puede reducir a hidruro multi metálico. El hidróxido de litio se descompone y permite la liberación de hidrógeno a una temperatura superior a la evaporación del agua, por esta razón es considerado el mejor hidruro para almacenar el hidrógeno. A temperatura ambiente se encuentra en forma sólida, si se expone al aire libre tiende a absorber vapor de agua, y por lo tanto libera calor e hidrógeno. Para evitar que se libera hidrógeno a la atmósfera, el hidruro se mezcla con aceite mineral, el cual lo recubre y protege, evitando que absorba el agua de la humedad del ambiente, a esta mezcla se le denomina “*Slurry*”.[26]

4. ELECTRÓLISIS

El primer acercamiento con una evidencia clara del proceso de electrólisis de agua fue publicado en el año 1800 por el científico William Nicholson (1753-1815), quien trabajó en la investigación con Anthony Carlisle (1768-1840). El desarrollo de la investigación se dio gracias al descubrimiento de Alessandro Volta quien construyó las pilas voltaicas, las cuales estaban compuestas por una serie de discos de dos metales diferentes, como lo son la Plata (Ag) y el Zinc (Zn), estos metales separados por papel humedecido con salmuera generaban electricidad.

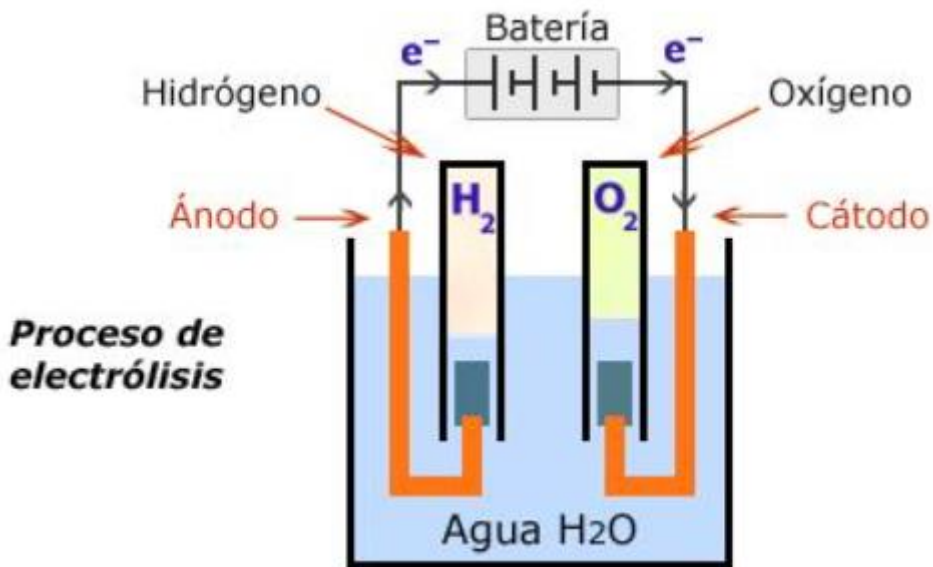
La investigación antes de ser publicada llegó a oídos de Anthony Carlisle quien habló con William Nicholson sobre las pilas voltaicas y su funcionamiento. Estos dos señores desarrollaron sus propias pilas voltaicas, utilizando a menudo medias coronas como discos de plata. Cuando sumergieron alambres de Cobre (Cu) en un recipiente con agua, se separa el hidrógeno y el oxígeno, migrando cada uno de estos a uno de los alambres, por lo cual uno de los alambres se oxida y el otro no. Encontraron que con los alambres de Platino (Pt) o de Oro (Au) también ocurría el mismo proceso, los resultados obtenidos fueron publicados en julio de 1800, antes de que la contribución de Volta con las pilas voltaicas fuera publicada.[25]

La electrólisis es un proceso químico que usa la conductividad eléctrica de algunos materiales o sustancias para generar una reacción de oxidación-reducción no espontánea. Este proceso está provisto por dos electrodos, los cuales se conectan a una fuente de energía eléctrica con el fin de obtener un flujo de electrones para posibilitar la reacción, estos electrodos son sumergidos en un fluido conductor, por lo general se realiza en agua. Los electrodos son conocidos como ánodo y cátodo, polo negativo y positivo respectivamente, y debido a la afinidad de la carga eléctrica y la naturaleza de los elementos, cada uno de estos migrará a un polo con el fin de separar molecularmente un compuesto, ya que cada electrodo atrae los iones opuestos.

En el caso específico del agua, se busca que el oxígeno (O₂) que está cargado negativamente migre al ánodo, mientras que el hidrógeno (H₂) que está cargado positivamente migre al cátodo, y se produzca el rompimiento del enlace covalente presente en el agua.[26]

Figura 8.

Proceso básico de electrólisis



Nota. En esta figura se aprecia el proceso básico de la separación entre el hidrógeno y el oxígeno, al ánodo y cátodo respectivamente. Tomado de *Electrólisis /Glosario de física y química.*(2010,7mayo).<http://glosariofisicayquimica.blogspot.com/2016/01/electrolisis.html>

Aspectos a tener en cuenta:

- No se deben unir los electrodos debido a que la corriente eléctrica no realizará el recorrido debido y se quemará la fuente eléctrica.
- Se debe utilizar corriente directa o continua como las baterías o los adaptadores de corriente, nunca se debe utilizar corriente como la de la red eléctrica.
- La electrólisis debe hacerse de tal manera que los dos gases desprendidos no entren en contacto, de lo contrario producirían una mezcla peligrosamente explosiva, ya que el oxígeno y el hidrógeno resultantes se encuentran en proporción estequiométrica.
- Una manera de producir agua otra vez es mediante la exposición a un catalizador. El más común es el calor, aunque existen otros como el platino en forma de lana fina o polvo, en este caso debe hacerse con mucho cuidado, incorporando cantidades pequeñas de hidrógeno en

presencia de oxígeno y catalizador, de manera que el hidrógeno haga combustión lentamente, produciendo una llama tenue, de lo contrario podría ocurrir un accidente.[27]

4.1. Electrólisis Alcalina

La electrólisis alcalina es uno de los procesos que se puede combinar con alguna energía renovable volviéndolo una forma sostenible de producir hidrógeno, una de las características principales de este método es que no genera dióxido de carbono. Este tipo de electrólisis es una de las técnicas más antiguas, pero a su vez es un proceso fácil, adecuado y simple para producir hidrógeno. Algunos de los detalles a considerar cuando se desee utilizar este procedimiento son las dificultades que ha tenido respecto al consumo elevado de energía, costos de instalación, durabilidad, seguridad y costos de mantenimiento. [26]

Recientes desarrollos han demostrado que utilizando electrolizadores cloro-álcali se tiene un rendimiento superior. El funcionamiento del electrolizador alcalino consiste en descomponer el agua en hidrógeno y el grupo OH^- . Este migra a través del electrolito en una solución acuosa de hidróxido de potasio o de sodio con concentraciones típicas de 20-30 % p/p y temperaturas de operación de 343-363 K manejando una presión de operación de 3 Mpa. [28]

4.1.1. Componentes de la celda

- 4.1.1.a. Diafragma. Este tipo de tecnología se utiliza para aumentar el rendimiento electroquímico, se utiliza una lámina porosa denominada diafragma que separa los compartimientos anódicos y catódicos. Algunos de los materiales utilizados para separar el ánodo y el cátodo en el diafragma son los materiales microporosos o a base de material cerámico, un ejemplo de estos es el Poliestersulfona, una membrana de polímero microscópico reforzado, otro material utilizado es una capa de óxido de níquel ubicado en una malla con óxido de titanio y titanato de potasio de poros finos.[28]
- 4.1.1.b. Electrodo. Estos son ánodos y cátodos que sirven para separar la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno respectivamente. Por su parte, el cátodo generalmente es el que produce la reducción en la molécula ocasionando que las cargas positivas se dirijan hacia él, por el contrario, las cargas negativas se dirigirán hacia el ánodo.[28]

Los materiales metálicos utilizados como cátodos para la evolución de reacción de hidrógeno (HER) se dividen en tres partes: (a) metales con sobrepotenciales altos: zinc, plomo, cadmio, entre otros. (b) metales con sobrepotencial medio: hierro, níquel, cobre, etc. (c) metales con sobrepotencial bajo: plata y paladio. Los materiales metálicos como ánodos para la reacción de evolución de oxígeno (OER) usualmente son el níquel y su aleación respectiva.[28]

4.1.1.c. Electrocatalizador. Este material ha tenido gran importancia en estos procesos de electrólisis del agua para la producción de hidrógeno, ya que estos aumentan la eficiencia del procedimiento, y se encargan de desviar la ruta de las reacciones en búsqueda de una energía de activación más baja. Las cinéticas de OER y HER dependen directamente de la actividad del electrocatalizador, por lo cual ha dado pie a diversas investigaciones combinando diferentes óxidos y metales que sirvan como electrocatalizadores. Algunos óxidos como el óxido de rutenio (RuO_2) o el óxido tipo perovskita (LaCoO_3 , LaNiO_3 y $\text{LaCo}_x\text{Ni}_{1-x}\text{O}_7$) han mostrado un carácter de catalizador que han disminuido significativamente el potencial del proceso.[28]

4.1.1.d. Electrolitos. Los electrolitos tienen como fin disociarse en agua para generar una disolución que conduce mejor la electricidad que el agua pura. Los electrolitos más comunes y los que más se han utilizado son los de hidróxido de sodio o de potasio, pero al tener un efecto corrosivo en los ánodos y cátodos se le han agregado algunos materiales extra para neutralizar estos efectos corrosivos, por otra parte, también se ha innovado en el aumento de la activación iónica en la disolución generando un requerimiento menor en la energía destinada para el proceso de electrólisis. Algunos ejemplos de estas adiciones en los electrolitos han sido complejos de cloruro metálico basado en Na_2MoO_4 , complejos de cloruro de etilendiamina de cobalto, entre otros.[28]

4.2. Diseño monopolar o electrolizadores de célula y diseño bipolar

En este diseño los electrodos negativo y positivo, son conectados eléctricamente en paralelo, contrario al diseño bipolar donde se encuentran conectados en serie tanto eléctrica como geoméricamente. La mayor ventaja que presentan los diseños bipolares es que ocupan un menor espacio ya que son más compactos por lo tanto son de preferencia en un escalado industrial. Otra

ventaja es que permite perfiles de corriente más bajos en las líneas de conducción y electrodos, lo que genera que tenga una menor resistencia en el electrolito, esto lo que provoca es un aumento en la eficiencia sobre los electrolizadores monopolares.

Los electrolizadores con diseño monopolar son más eficientes en operaciones con presión atmosférica, pero el diseño bipolar permite trabajar con un rango más elevado de presiones, una de las desventajas de trabajar los procesos a altas presiones es que se generan corrientes alternas las cuales hacen menos seguro el proceso ya que altera las corrientes de conducción de gases. En los diseños bipolares, el estanque con las celdas electrolíticas se encuentra encerrado por una cubierta de manera que el agua del proceso rodea las celdas, por lo tanto, el agua se puede bombear a presión dentro del electrolizador. En ambos diseños se debe alimentar con agua pura con el fin de evitar acumulación de sales en el electrolizador cuidando el dispositivo de una posible corrosión.[20]

4.3. Electrolisis de óxido sólido

Estos sistemas fueron diseñados para la operación a altas temperaturas. La ventaja de este tipo de sistemas es la habilidad de sustituir parte de la energía eléctrica requerida para separar el agua con energía térmica.

Se instalan celdas circulares como anillos, los cuales se conectan uno tras otro como si se formara un tubo. El vapor de agua se alimenta al tubo y pasa por un proceso de reducción en el cátodo formado por acero y níquel, en este se obtiene el hidrógeno y es retirado por el extremo contrario.

La temperatura a la cual opera el electrolizador se determina por la conductividad iónica del óxido sólido, por esta razón los estudios recientes de este electrolizador se enfocan en la disminución de presiones de operación cambiando el material de construcción del electrolizador.[20]

4.4. Membrana polimérica de intercambio de protones (PEM)

Se llama electrólisis de membrana de electrolito de polímero o electrólisis de membrana de intercambio de protones cuando se utiliza un polímero sólido ácido que asume el papel de electrolito en lugar de un electrolito líquido. Esta membrana no es solo utilizada como electrolito, también es utilizada para separar componentes en su estado gaseoso. Este proceso tiene como ventajas la pureza del gas de hidrógeno producido, tiene un menor consumo de energía, genera

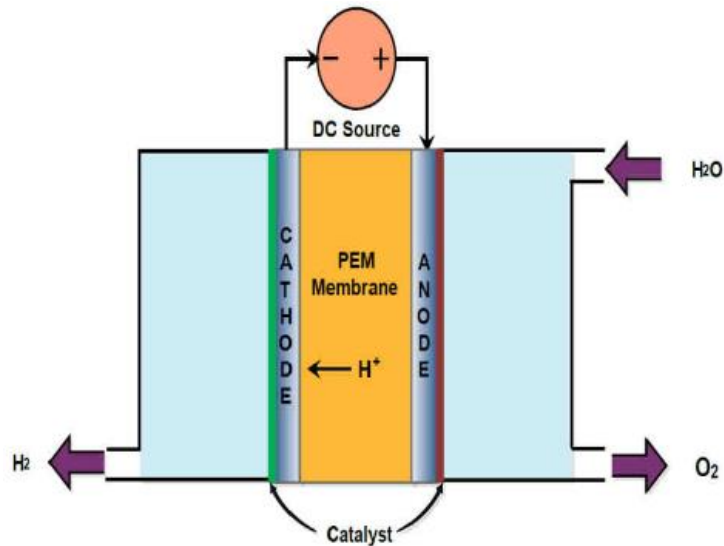
mayores conductividades de protones, presenta cierto control sobre las posibles variaciones de energía eléctrica, garantiza una mayor seguridad del proceso y tiene un fácil mantenimiento y manejo. Para mejorar la producción que este tipo de electrólisis puede llegar a generar apuntado hacia un sostenimiento de energía verde, se han utilizado electrocatalizadores generando eficiencias superiores al 99 %. Este tipo de tecnología requiere altas conductividades mecánicas, térmicas y físicas, bajas permeabilidades para gases y buenos aislantes eléctricos. [28]

A continuación, se presentan los componentes de este tipo de técnica para la producción de hidrógeno, seguidamente se presenta la Figura 9 ilustrando un esquema simple de este tipo de electrólisis:

- Conjunto de electrodos de membrana (MEA)
 - Membrana
 - Electrodo de ánodo y cátodo con electrocatalizador
 - Capa de difusión de gas (colector de corriente)
 - Placas bipolares

Figura 9.

Esquema básico de la electrólisis de membrana (PEM)



Nota. Esta figura muestra el diseño fundamental de una celda de electrólisis PEM, las dos medias celdas son separadas por la membrana. Los componentes de este procedimiento abarcan en primera medida el conjunto de electrodos de membrana, difusor de gas, placas bipolares e interconector. El difusor de gas se utiliza para permitir que fluya una corriente eléctrica entre las placas bipolares y los electrodos. La principal característica de estas placas es que deben ser eléctricamente conductoras, que generen soporte para transportar agua líquida en el ánodo, y oxígeno e hidrógeno fuera de la celda de electrólisis. Tomado de M. Rashid, M. K. Al Mesfer, H. Naseem, and M. Danish, “Hydrogen Production by Water Electrolysis: A Review of Alkaline Water Electrolysis, PEM Water Electrolysis and High Temperature Water Electrolysis,” 2015.

5. ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es aquella energía que contiene el viento en forma de energía cinética, que se puede convertir en otro tipo de energía como eléctrica, hidráulica entre otras. Actualmente la forma de aprovechamiento más común es por medio de aerogeneradores que convierten esta energía cinética en energía mecánica y que luego se va a convertir en energía eléctrica. Este proceso consiste en la incidencia que tiene el viento en las palas del aerogenerador, que empieza a producir un trabajo mecánico de rotación que mueve el generador para producir electricidad. [29]

Esta energía se produce básicamente por las corrientes de viento que surgen debido al calentamiento desigual del sol en las diferentes zonas del planeta, provocando el movimiento del aire. Estas corrientes, en especial su dirección, dependen de la temperatura, presión y rotación de la atmósfera causando diferencias en las direcciones y velocidades del viento en los distintos continentes. [29]

Los aerogeneradores se pueden clasificar según las siguientes tres características:

- Potencia nominal

Presenta aerogeneradores de pequeña, mediana y gran potencia. Los aerogeneradores de pequeña potencia se utilizan en la carga de baterías, los generadores de mediana potencia se utilizan para alimentar demandas eléctricas importantes y las de gran potencia se utilizan en la producción de electricidad para inyectarla en las redes eléctricas. [29]

- Orientación del rotor

El rotor puede tener dos orientaciones, vertical y horizontal. La rotación vertical permite aprovechar los vientos de cualquier dirección presentando menor complejidad al momento de realizar un mantenimiento por su instalación a la altura del suelo. Por otro lado, la orientación horizontal provoca el movimiento horizontal de las palas siendo así la orientación más común en los aerogeneradores. [29]

- Número de palas

Dentro del número de palas que se puede encontrar en un aerogenerador están los generadores bipalas, los generadores tripalas y los generadores multipalas, esto puede variar según las condiciones del lugar y la eficiencia necesaria para producir la energía eléctrica. [29]

5.1. Características

Al calentar el sol la Tierra, este no lo hace de forma uniforme, lo que provoca el movimiento del aire y, por lo tanto, el viento se puede considerar como energía en movimiento.

La rotación de la Tierra, la diferencia de temperatura y la presión atmosférica influyen en la dirección del viento. La energía del viento también depende de la velocidad, y en una pequeña medida de la densidad. el viento cerca del suelo tiene una velocidad baja, la cual aumenta rápidamente con la altura. La superficie del terreno es un factor influyente en la velocidad del viento, ya que al tener un terreno más accidentado la velocidad será más baja. [29]

La energía eólica en la actualidad se está aprovechando por medio de las aeroturbinas las cuales pueden generar energía de dos formas:

- Energía mecánica: aeromotores
- Energía eléctrica: aerogeneradores

5.1.1. Partes

- Rotor
- Torre
- Góndola
- Multiplicador
- Generador eléctrico

5.2. Beneficios de la energía eólica

La generación de energía eléctrica por medio de un proceso que no implique la combustión o una etapa de transformación térmica es más que favorable para el medio ambiente. Esto permite reducir los impactos negativos que han dejado las formas tradicionales de obtención de energía como los combustibles fósiles, los cuales contaminan durante su extracción, transformación y transporte, y en la combustión liberan gases de efecto invernadero como el CO₂.

El uso de la energía eólica no representa ninguna alteración en las características fisicoquímicas del suelo o su erosionabilidad, ya que no presenta contaminantes o agentes externos que puedan dañar los suelos. El uso del viento como fuente para la generación de energía eléctrica no promueve la alteración de acuíferos ni la alteración del ecosistema por vertimientos que contaminen estos

sitios, también se evita la producción de gases tóxicos y no contribuye al efecto invernadero ni a la lluvia ácida.[30] Los aerogeneradores al finalizar su vida útil no dejan unas huellas significativas de contaminación.

Tabla 3.

Reducción de contaminación por kW/h generada por energía eólica y no por carbón.

Masa contaminación	Compuesto contaminante
0,60 Kg	CO ₂
1,33 gr	SO ₂
1,67 gr	NO _x

Nota. En esta tabla se evidencia la reducción en masa de la contaminación por cada unidad de energía generada por medio de fuentes renovables en este caso energía eólica y no por el carbón. Tomado de J. C. Schallenberg *et al.*, *Energías renovables y eficiencia energética.*

En el siguiente cuadro se muestran datos de lo que genera la implementación de un parque eólico con una producción de 10 MW.

Tabla 4.

Huella de uso de parque eólico de 10 MW al terminar su vida útil.

Ventajas uso de parque eólico	
Evita	28.480 Tn al año de CO ₂
Sustituye	2.447 Tep. Toneladas equivalentes de petróleo.
Aporta	Trabajo a 130 personas al año durante el diseño y la construcción
Proporciona	Industria nacional y desarrollo de tecnología
Genera	Energía eléctrica para 11.000 familias

Nota. En esta tabla se puede ver las ventajas de la energía renovable en este caso específico de un parque eólico con una capacidad de 10 MW de generación energética. Tomado de J. C. Schallenberg *et al.*, *Energías renovables y eficiencia energética.*

5.3. Desventajas de la energía eólica

Una de las principales desventajas de la energía eólica es que el viento no es una variable controlable, por lo tanto, se tiende a observar ciertas fluctuaciones con respecto a la generación de energía eléctrica ya que el viento no es del todo predecible, por lo tanto, no puede establecerse como una fuente única de suministro energético.

La energía eólica se enfrenta a varios factores técnicos y medioambientales a pesar de los beneficios que este trae consigo, estos factores son:

5.3.1. *Dificultad para la planificación*

La dificultad de planificar la disponibilidad de viento con una mayor exactitud genera un problema enorme, ya que no se permite tener con antelación un plan energético y la producción que se pueda llegar a tener en un día debido a la aleatoriedad.[30]

5.3.2. *Plazo de desarrollo*

Los proyectos de parques eólicos son lentos para su puesta en marcha, por lo general desde el inicio del proyecto hasta que se genere energía eléctrica que alimente una red puede tardar unos cinco años.[30]

5.3.3. *Almacenamiento disponible*

La energía eléctrica producida no es almacenable, por lo tanto se debe consumir de inmediato en la red eléctrica de lo contrario se puede perder esa energía generada.[30]

5.3.4. *Necesidad de infraestructura*

Los parques eólicos suelen situarse en zonas apartadas o en el mar, lejos de los puntos de consumo debido a la contaminación auditiva que se pueda producir. con respecto al transporte, al estar retirado de los puntos de consumo se deben instalar torres de alta tensión y cables con gran capacidad para el transporte a largas distancias, lo que genera un impacto en el paisaje, además de pérdida de energía.[30]

5.3.5. *Demasiado viento no ayuda*

Al producirse mucho viento, se puede superar las especificaciones que tienen los aerogeneradores, lo que puede generar una sobrecarga y dañar el generador, por lo tanto en ocasiones esto puede generar pérdidas en la producción eléctrica que afecta la planificación prevista.[30]

5.3.6. *Impacto medioambiental*

Los parques eólicos necesitan una gran área superficial para su construcción y suelen ubicarse en paisajes naturales, transformando el paisaje original. También se debe tener en cuenta la trayectoria de las aves migratorias, las cuales se ven afectadas por esta alteración en su migración.[30]

5.4. Aprovechamiento de la energía eólica en Colombia

Los vientos que se generan en Colombia están entre los mejores de Sudamérica. Una región como La Guajira es un sitio estratégico, ya que presenta los mayores vientos del país, estos han sido clasificados en la clase 7 y pueden alcanzar una velocidad de 10 m/s.[30]

Colombia tiene un potencial estimado de energía eólica de 21 GW y esto es solamente en La Guajira, lo suficiente para satisfacer casi 2 veces la demanda energética del país. Este potencial aún no es del todo aprovechado, ya que solo se ha instalado una generación de 19,5 MW a partir de energía eólica, esto representa tan solo el 0,4 % de lo posible en esta zona. La energía eólica es aprovechada en el parque de Jepirachi, el cual fue construido por Empresas Públicas de Medellín (EPM). Además, también se tienen proyectos bajo consideración como el parque eólico de 200 MW en Ipapure. [29]

6. ENERGÍA SOLAR

La energía del sol es el resultado de una fusión termonuclear del núcleo del átomo de hidrógeno para formar helio que ocurre a una tasa aproximada a 4×10^9 kg de conversión másica por segundo. Para que esta reacción se lleve a cabo, se deben obtener temperaturas de hasta $6000\text{ }^{\circ}\text{C}$, específicamente en la superficie del sol, el cual irradia un flujo de alrededor de 93 millones de millas que dependerá de la onda de luz incidente hasta llegar a la zona superficial de la Tierra.[30]

El flujo de energía que llega a la superficie terrestre es denominado constante solar, cuyo valor es de 1.354 W/m^2 . Esta constante tendrá ciertas variaciones dependiendo de las condiciones climatológicas y latitudes, lo que provoca una oscilación de 0 a 1.050 W/m^2 . El flujo de esta energía solar no es el flujo total al momento de llegar a la superficie terrestre, pues en promedio solo llega la mitad de esta energía, la otra mitad es reflejada, absorbida o nuevamente irradiada hacia el espacio, el 21 % del flujo de energía llega en forma de irradiación directa a la superficie y el 79 % llega como radiación difusa.[30]

6.1. Características de la energía solar

Este tipo de energía se puede dividir en dos categorías:

- **Energía solar térmica:** este consiste en concentrar la radiación solar para que sea transferida a un medio conductor de calor como lo es el agua. Una de sus principales aplicaciones es la producción de energía eléctrica a partir del calentamiento del agua a partir de la luz solar generando un cambio de fase produciendo vapor que va a ser utilizado como energía eléctrica. Este proceso se utiliza en las centrales termosolares que tienen un funcionamiento similar a una central térmica. Una de las ventajas es la capacidad que tiene de almacenar energía permitiendo producir electricidad las 24 horas del día, este tipo de almacenamiento se realiza mediante espejos que se reflejan hacia un receptor, este calor calienta el fluido el cual tendrá como tarea con su cambio de fase dar el movimiento a una turbina generadora de electricidad.[32]

Para generar este tipo de energía existen tres tipos de termales termosolares:

- Torre central-heliostatos: Una torre que tiene un receptor que refleja el calor de los heliostatos que están en la superficie, este receptor contiene agua que se va calentando hasta que llega a una temperatura determinada para que pueda dirigirse a un intercambiador de calor en donde enfría el fluido y lo retorna al receptor. El fluido que enfría el agua se conecta a una turbina para producir electricidad.[45]
- Colectores cilindro-parabólicos: La energía solar se concentra en un equipo de forma cilíndrica, este equipo contiene un fluido que va a ser calentado y luego dirigido a una turbina. [32]
- Disco parabólico - motor Stirling: Este proceso maneja el mismo principio que los colectores cilíndricos en donde se busca que la luz solar se refleje en el disco. El fluido empezará a calentarse hasta que se evapore causando la expansión en el cilindro. El cilindro contiene un émbolo que va a desplazarse por el vapor generando un trabajo mecánico. [32]
- **Energía solar fotovoltaica:** este consiste en la transformación directa de la radiación solar en electricidad, la radiación solar excita los electrones del dispositivo semiconductor del panel para generar cierto voltaje. Dentro de sus ventajas está esa forma de ser instalados ya sea como parques solares o en tejados domésticos. Dentro de este panel se ubica una célula solar que actúa de una forma similar a una batería, los rayos solares recibidos dividen los electrones, estos construyen dos capas de carga positiva y negativa que generan corriente eléctrica. Se debe tener en cuenta la importancia de los materiales para la fabricación de estos paneles solares, entre estas características resaltan la cristalinidad, el coeficiente de absorción y los costos e implicaciones de fabricación. Normalmente se utiliza el silicio como material para la fabricación de paneles solares debido a que se caracteriza por favorecer dichas características antes nombradas. [32]

6.2. Beneficios de la energía solar

Dentro de los beneficios que se pueden evidenciar de esta energía están:

- ✓ Es una energía inagotable
- ✓ Ayudar a evitar el calentamiento global
- ✓ Genera empleo local en la zona del proyecto
- ✓ Reduce el uso de combustibles fósiles
- ✓ Aporta al ideal de desarrollo sostenible

- ✓ Contribuye al aumento de la producción de energía local reduciendo importaciones energéticas.

6.3. Desventajas de la energía solar

Una de las pocas desventajas de la energía solar es el costo inicial de los paneles solares o la posible contaminación que se puede llevar a cabo en su fabricación. El transporte e instalación de esta tecnología también puede generar cierta contaminación. Pero posiblemente, la principal desventaja de la energía solar es la disponibilidad de la luz, ya que solamente podría ser utilizada durante el día. También puede tener elevados costos durante su almacenamiento.[31]

6.4. Aprovechamiento de la energía solar en Colombia

Uno de los aprovechamientos más evidentes en el país con respecto a la energía solar son los calentadores solares utilizados a mediados del siglo XX, los cuales fueron instalados en Santa Marta en las casas de los empleados de las bananeras. Durante la crisis del petróleo en 1973, algunas universidades del país instalaron calentadores solares domésticos y grandes sistemas de calentamiento de agua a servicios comunitarios. La energía solar fotovoltaica fue otro tipo de tecnología utilizada en el país aplicada inicialmente en sectores rurales, debido a los altos costos de generación originados por el precio de los combustibles. [31]

A mediados de los años 80 se instalaron pequeños generadores fotovoltaicos de 60 Wp (watt pico) enfocados en radioteléfonos rurales, hasta el punto de tener instalados 2950 generadores fotovoltaicos destinados a este sector rural. Seguido a esto, se utilizaron generadores fotovoltaicos de 3 a 4 kWp en antenas satelitales. Actualmente se manejan paneles solares de 50 a 70 Wp que suministran energía para iluminación, radio y televisión cubriendo las necesidades básicas de los campesinos.[31]

Al contar entre 1980-2340 kWh/m²/año en el sector de La Guajira comparándolo con la máxima radiación solar registrada en el planeta de 2500 kWh/m²/año, Colombia se posiciona como uno de los países que cuentan con los recursos para la aplicación de esta tecnología para la producción de energía. De esto radica una capacidad instalada de 6 MW de energía solar, donde el 57 % está distribuido en sectores rurales y el 43 % en señales de tránsito y torres de comunicación. Esto ha permitido que zonas indígenas como Kantinurwa localizada en la Sierra Nevada de Santa Marta,

cuentan con paneles solares como suministro energético para las escuelas y centros de salud, logrando así que una zona aislada y no interconectada cuente con estos servicios. [32]

Así es como Colombia ha aprovechado la energía solar girando en torno a esas comunidades rurales olvidadas. ahora se tiene un gran reto por parte de la energía solar hacia el cubrimiento de cerca de 1 millón de familias que carecen del servicio de energía eléctrica en estas zonas rurales. [31]

7. ELECTRÓLISIS AGUA DE MAR

7.1. Agua de mar como electrolito

El uso del agua de mar o la inclusión de la energía, que pueda llegar a proporcionar el mar para un desarrollo sustentable, es aún un terreno poco explorado y que se debe empezar a trabajar con mayor vigor. Los mares son un objeto de estudio en varios campos del desarrollo humano, en la biogeoquímica, interacción con la atmósfera, en la formación de nubes mediante la producción de dimetilsulfuro o DMS que generan las algas y también que ayudan a la regulación del clima en el planeta.[34]

Los mares pueden llegar a ser un aliado importante en el ámbito energético, ya que se han empezado estudios sobre la viabilidad de convertir este recurso en un posible vector energético y una salida a la creciente demanda de energía que vive el mundo.

La dinámica oceánica puede contribuir a la mitigación del uso de combustibles fósiles en la generación energética. De acuerdo con la anterior, la *Agencia Internacional de Energía* o IEA, por sus siglas en inglés, creó una división para el estudio de la implementación de los océanos y mares como alternativa energética, esta división se llama *Sistemas Energéticos Oceánicos* u OES, por sus siglas en inglés, la cual se conformó a inicios del siglo XXI.[34]

Se estima que un alto porcentaje de la electricidad mundial puede provenir de los océanos durante el transcurso del siglo XXI, los sistemas de obtención de energía son ingeniosos y prometedores, aunque por el momento no hay ningún sistema que sobresalga, lo que permite que este sea un campo de estudio de gran interés. Además los sistemas pueden trabajar de manera híbrida empleando otras energías renovables, que sugiere el uso de mecanismos para el almacenamiento químico en forma de hidrógeno.[34]

Dentro de las propiedades más importantes del agua de mar se destacan dos, la temperatura y la salinidad. La temperatura por un lado puede variar de $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $42\text{ }^{\circ}\text{C}$, dependiendo de la ubicación y la profundidad, que es dependiente de la cantidad de radiación que recibe el agua del sol. La salinidad es la concentración de sales disueltas en el agua oceánica, se encuentra en un porcentaje peso/peso de 3,5 % siendo la sal más abundante el cloruro de sodio (NaCl). Esta salinidad también va a depender de la zona, debido a las proporciones relativas entre los iones.[35]

Otras propiedades a tener en cuenta son la presión y la densidad las cuales son dependientes de la profundidad del océano, a mayores profundidades se encuentran mayores presiones y mayores densidades, ya que se acumulan capas de masa de agua, una sobre otra, por efecto de la vasta profundidad del océano.[35]

Dentro de los componentes más importantes del agua de mar se encuentran, el cloro con un 55,04 %, el sodio con un 30,61 % y el sulfato con un 7,68 %. Este contenido mineral se debe a que la lluvia ha disuelto minerales provenientes del suelo a lo largo de millones de años y llevados por el arrastre que causa la lluvia.[35]

El agua de mar tiene unas características importantes que cabe resaltar para el entendimiento de su naturaleza y de su implementación en la electrólisis de esta para la obtención de hidrógeno, por lo cual se nombran los aspectos más relevantes del agua de mar para su implementación como electrolito.

7.1.1. Tensión superficial

La tensión superficial es la cantidad de energía que se requiere para aumentar la superficie por unidad de área, el agua posee una elevada tensión superficial, esto se debe a la existencia de puentes de hidrógeno, lo que permite que el agua se eleve en un tubo capilar.[36]

7.1.2. Presión osmótica

Si dos soluciones acuosas están separadas por una membrana, el agua pasará de la solución más diluida a la más concentrada. Este proceso controla la actividad de todas las células vivas, también la preservación de los alimentos cuando se saturan con sal, ya que esta forma una solución concentrada que separa las células del organismo provocando la descomposición de los alimentos, debido a que el agua abandona el cuerpo tratando de diluir la solución salina externa. [36]

7.1.3. Viscosidad

La viscosidad es una medida de fricción interna del fluido en las capas moleculares y que hace difícil su transporte. El agua presenta una baja viscosidad y al aumentar su temperatura esta fricción interna disminuye haciendo que sea menos viscosa.[36]

7.1.4. Composición agua de mar

El agua de mar es un recurso bastante rico en elementos químicos, algunos de estos se encuentran en pequeñas cantidades o trazas, los cuales son conocidos como oligoelementos. El agua de mar también contiene una gran cantidad de sales, las cuales proceden de la erosión que dejan las lluvias. la concentración de estas sales históricamente ha permanecido estable, ya que al realizarse el ciclo del agua, esta se evapora y llega a la atmósfera sin sales disueltas.[36]

Los principales elementos que se encuentran en el agua de mar son Cloro (Cl), Carbono (C), Sodio (Na), Azufre (S), Calcio (Ca), Potasio (K), Magnesio (Mg).

Entre estos elementos existen diferentes formaciones, como ejemplo el carbono puede formar carbonatos y bicarbonatos, el azufre puede formar sulfatos y el cloro puede formar cloruros; entre las sales mencionadas la de mayor presencia en el agua de mar es el cloruro de sodio con un 80 % de todas las sales presentes.[36]

Tabla 5.

Concentración promedio de los principales elementos presentes en el agua de mar.

Elemento	Concentración (g/l)
Cloro	19
Sodio	11
Magnesio	1,3
Azufre	1
Calcio	0,5
Potasio	0,4

Nota. En esta tabla se dan a conocer los datos de concentración de los elementos con mayor presencia en el agua de mar. Tomado de Agbar, “Propiedades del agua de Barcelona. Aigües de Barcelona.” p. 2015, 2015.

En el agua de mar también se encuentran presentes gases disueltos que pueden generar otros compuestos en el agua, estudios profundos realizados al agua de mar detallan cómo el dióxido de carbono al disolverse puede formar ácido carbónico, el cual se ioniza para producir iones H^+ y bicarbonatos (HCO_3^+). Otros gases que se pueden ionizar son el dióxido de azufre, el sulfuro de hidrógeno y el ácido cianhídrico, los cuales forman ácidos débiles cuando se disuelven en el agua.[36]

Tabla 6.

Concentración promedio de los gases en la atmósfera y en el agua de mar.

Gas	Concentración atmósfera (%)	Concentración en agua de mar (%)
Nitrógeno	78,08	6,9
Oxígeno	20,94	33,4
Dióxido de carbono	0,03	1,4
Gases nobles (Helio, Xenón y Argón)	0,95	1,6

Nota. En la tabla se presenta la concentración promedio de los gases que están presentes en el agua de mar y en la atmósfera para comparar la proporción de estos gases que son retenidos en el agua de mar. Tomado de Agbar, “Propiedades del agua de Barcelona. Aigües de Barcelona.” p. 2015, 2015.

El agua de mar, al tener tantos elementos presentes y gases disueltos en toda su composición, posee también una variedad de compuestos con un alto porcentaje de sales. En la siguiente tabla se pueden apreciar los compuestos presentes en el agua de mar con su respectiva concentración promedio.

Tabla 7.

Concentración promedio de los principales compuestos presentes en el agua de mar.

Compuestos	Concentración (g/l)
Cloruro de sodio	24
Cloruro de magnesio	5
Sulfato neutro de sodio	4
Cloruro de calcio	1,1
Cloruro de potasio	0,7
Bicarbonato de sodio	0,2
Bromuro de sodio	0,096
Ácido bórico	0,026
Cloruro de estroncio	0,024
Fluoruro de sodio	0,003

Nota. En la tabla anterior se muestran los compuestos con mayor presencia en el agua de mar y se da a conocer su concentración en g/l, la mayor parte de estos compuestos son sales. Tomado de Agbar, “Propiedades del agua de Barcelona. Aigües de Barcelona.” p. 2015, 2015.

7.1.5. Salinidad

La salinidad es uno de los aspectos más importantes para el estudio del agua de mar como electrolito, ya que de esta depende la elección de los materiales a usar para la electrólisis debido a la corrosión que pueden sufrir. La salinidad es la cantidad total en gramos de sustancias sólidas en un kilogramo de agua, en promedio la salinidad del agua de mar está alrededor de 34.800, esto quiere decir que por cada kilogramo de agua de mar hay 34,8 gramos de sales disueltas.[36]

En la siguiente tabla se muestra la salinidad de los principales mares y océanos.

Tabla 8.

Salinidad media de los principales mares y océanos del mundo.

Mar/Océano	Salinidad (mg/l)
Mar Báltico	28.000
Mar del Norte	34.000
Océano Pacífico	33.600
Océano Atlántico	35.000
Mar Mediterráneo	36.000
Mar Rojo	44.000
Golfo Pérsico	43.000-50.000
Mar Muerto	50.000-80.000
Media Mundial	34.800

Nota. En la tabla se muestra la salinidad, esta afecta el proceso de la electrólisis ya que favorece la corrosión, en la tabla se muestra la salinidad que presentan los principales mares y océanos del mundo y un promedio global de esta agua. Tomado de Agbar, “Propiedades del agua de Barcelona. Aigües de Barcelona.” p. 2015, 2015.

Otro factor determinante en la salinidad es la temperatura, ya que al elevar la temperatura se llega al punto de vaporización y por lo tanto aumenta la salinidad del agua al quedar la mezcla sobresaturada, se conoce que se presenta mayor salinidad en las zonas tropicales que en latitudes más elevadas. En la tabla 9 se muestra la relación de la profundidad, la temperatura y la salinidad, esto con el fin de analizar los efectos en la salinidad de las variables profundidad o presión, ya que a mayor profundidad, mayor presión y menor temperatura.[36]

Tabla 9.

Salinidad debido a la profundidad y la temperatura.

Profundidad (m)	Temperatura (°C)	Salinidad (g/l)
0	26,44	37,45
50	18,21	36,02
100	13,44	35,34
500	9,46	35,11
1000	6,17	34,90
1500	5,25	34,05

Nota. En la siguiente tabla se muestra el efecto que tiene la profundidad y la temperatura con respecto a la salinidad. Tomado de Agbar, “Propiedades del agua de Barcelona. Aigües de Barcelona.” p. 2015, 2015.

7.1.6. pH

El pH es un factor importante debido a la relación entre los iones de hidrógeno (H^+) y oxhidrilos (OH^-), los cuales determinan la acidez o la alcalinidad de una sustancia. El agua de mar es ligeramente alcalina, presenta un valor de pH entre 7,5 y 8,4 que puede variar con la temperatura. Si la temperatura aumenta el pH tiende a disminuir, lo que hace que el agua sea más ácida. El pH también puede variar en función de la salinidad, la presión y la actividad de los organismos marinos.[36]

7.2. Método electrólisis a emplear

La electrólisis se puede desarrollar por medio de varias tecnologías, pero cabe resaltar cuatro que son las principales en la literatura de acuerdo con el electrolito empleado, a continuación, se muestran los métodos y se determinará a la conclusión del método apropiado para la obtención de hidrógeno a partir del agua de mar.

7.2.1. Electrolisis de agua de mar directa (DES)

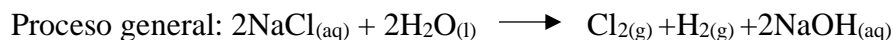
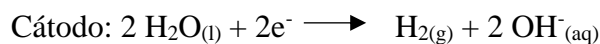
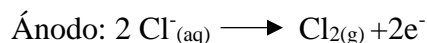
En esta electrólisis el electrolito empleado es el agua de mar, también el agua es la alimentación del proceso, en el cual se busca la producción de hidrógeno como subproducto. Los potenciales empleados aún se desconocen, ya que este proceso todavía no tiene ejemplos comerciales; sin embargo, se ha utilizado la salmuera en lugar de agua de mar, y su potencial es de 4,0 V para la

celda electrolítica, así, el agua de mar al tener menos contenido de sal, es menos conductora de electricidad por lo que se necesitaría más potencial para la celda.

Se han realizado pruebas de laboratorio al agua de mar a una temperatura de 20 °C, con el fin de determinar si las densidades eléctricas son parecidas a las de la salmuera. A partir de lo cual se determinó una densidad de 10 mA/cm² a una potencia de 4,0 V. Con el fin de mantener la eficiencia de la reacción electroquímica y también brindar resistencia a la corrosión a los electrodos, los cuales están hechos de titanio, y están en presencia de cloro, en especial el ánodo. Los electrodos tienen una fina capa de catalizadores de Platino (Pt), Iridio (Ir) o Rutenio (Ru), lo que hacen que tengan un alto costo.[6]

Los cloradores salinos que funcionan en condiciones similares suelen durar alrededor de las 10.000 horas, sin embargo, en presencia de Mg²⁺ o Ca²⁺ en estado acuoso pueden presentarse incrustaciones en el cátodo, lo que genera una pérdida de eficiencia en el proceso. La inversión del proceso con los cloradores salinos está alrededor de 6000 USD/kW. En cuanto al costo es fijado por el consumo eléctrico y el reemplazo de los componentes alrededor de cada 7 años, con lo que se estima que los costos de mantenimiento oscilan entre 4-5 % de la inversión por año.[6]

La reacción que se presenta en este tipo de electrólisis es la siguiente:



7.2.2. *Electrolisis alcalina (AE)*

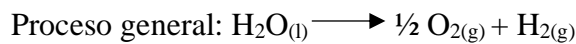
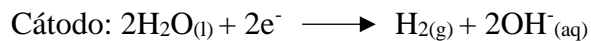
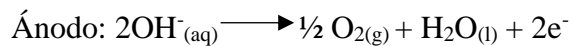
En este proceso el agua entra como la alimentación, pero el electrolito es una solución cáustica concentrada, usualmente NaOH o KOH. Este método ha sido el más utilizado para la obtención de hidrógeno por electrólisis, el cual opera a una temperatura de 60 °C a 90 °C. El diseño del proceso es simple, aunque se necesita de un separador, ya que al momento de la mezcla se pueden liberar gases a la atmósfera, lo cual se debe prevenir. El equipo puede llegar a taponarse debido a las impurezas que contiene el agua de mar alimentada, también el electrolito se ve afectado por estas impurezas, por lo que es necesario reemplazarlo de forma periódica con el fin de no perder eficiencia en el proceso, lo que hace que, el mantenimiento de este tipo de tecnología sea más

complicado que el de otras alternativas que implementan el agua de mar. Este proceso de electrólisis alcalina también puede operar bajo presión, usualmente se usa una presión de 30 bar, esto es una gran ventaja ya que al necesitar hidrógeno comprimido se puede ahorrar en costos operativos de compresión. El potencial necesario es más bajo que el de la electrólisis directa, se necesitan alrededor de 1,7 a 1,8 V y una densidad de corriente de entre 100 a 300 mA/cm². [6]

Este método tiene la gran ventaja de no necesitar un catalizador para el proceso, por lo que baja el costo de su operación y sus electrodos de acero inoxidable son más económicos, razón de gran importancia para que sea el método más utilizado. La vida útil de los electrolizadores alcalinos puede llegar a las 100.000 horas, y como en este proceso hay variaciones de energía que pueden generar daños al sistema, se instalan amortiguadores como si fueran condensadores eléctricos. [6]

Los costos de inversión de este proceso pueden oscilar entre 500 y 1000 €/kW, para las estimaciones de mantenimiento se tiene que están entre el 2 % y el 6 % anual del costo de la inversión. [6]

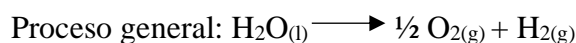
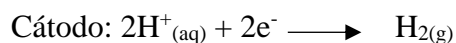
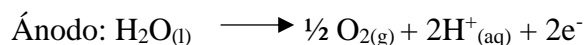
La reacción de este proceso es la siguiente:



7.2.3. *Electrólisis con membrana de intercambio de protones (PEM)*

Este método utiliza el agua líquida como alimento y se utiliza un polímero sólido como electrolito, el cual tiene como característica una alta conductividad de protones. Este proceso considera en su arquitectura el espacio cero, el cual es posible gracias al conjunto de electrodo de membrana (MEA), que se basa en que sólo una pieza une todos los elementos necesarios de una sola celda formando un sándwich de tres capas. [3]

La reacción que se presenta en el método PEM es la siguiente:



Este proceso requiere de placas bipolares para asegurar un contacto homogéneo entre estas y los electrodos porosos, que junto con las características del MEA hacen que el método PEM tenga un costo mayor con respecto a los otros procesos. Dentro de sus ventajas se tiene que al utilizar un electrodo de membrana no es necesario un mantenimiento constante durante el ciclo de vida del electrolizador, este comúnmente puede llegar a 100.000 horas de funcionamiento dependiendo de la calidad del agua. [3]

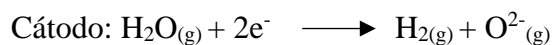
La tecnología PEM tiene una desventaja grande con respecto a las otras tecnologías de electrólisis, presenta una tasa de degradación superior a la del método de electrólisis alcalina generando una eficiencia menor. Dentro de sus ventajas está que puede operar a bajas presiones (30 bar) con el fin de ahorrar costos energéticos como en procesos de compresión del hidrógeno generado. Además, puede presentar respuestas muy rápidas a cambios de potencias. Este método tiene un costo de inversión de 600-1300 €/kW con estimaciones de costos de operación y mantenimiento entre 3 % y 5 % anual. [3]

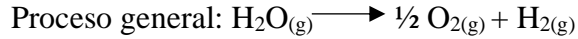
Posee densidades de corriente de aproximadamente 1000 mA/cm² con voltajes de celda que pueden oscilar entre 1,7 a 1,8 V con temperaturas en un rango de 60 - 80 °C. Es muy sensible a impurezas, llegando a generar precipitaciones en el lado catódico del MEA que pueden formar fisuras en el proceso, lo que significa un daño irreversible en el mismo. [3]

7.2.4. *Electrolisis de óxido sólido (SOE)*

Este tipo de tecnología no emplea agua como alimento, en su lugar utiliza vapor, y el electrolito es una membrana cerámica que produce alta conductividad de iones O₂⁻ a altas temperaturas. La celda de este tipo de proceso puede llegar a generar 1000 mA/cm² o valores mayores con voltajes de celda de 1,3 V a temperaturas entre 700 - 1000 °C. Si este tipo de electrólisis funciona de forma continua puede llegar a tener una durabilidad de 10.000 horas. Este método no llega solo a producir hidrógeno sino también vapor, ambos sobrecalentados, generando cierta complejidad con respecto a la producción de hidrógeno. [3]

La reacción de la electrólisis de óxido sólido es la siguiente:





Este proceso consiste de varias paradas con el fin de realizar cierto enfriamiento o calentamiento, los cuales se deben realizar de una manera lenta para evitar que aparezcan grietas en algunos de los componentes. Al realizar estas paradas, se afecta en gran medida la durabilidad por esa fatiga térmica inducida. En contextos marinos aplicando esta tecnología, se puede encontrar cierta desventaja en términos de encontrar una fuente externa de alta temperatura para mantener el sistema a las condiciones de operación óptimas para su funcionamiento de forma continua. [3]

De no mantener la temperatura de operación, no solo se puede llegar a afectar la durabilidad sino también la velocidad con la que la planta va a producir hidrógeno. Los costos de inversión para esta tecnología pueden superar los 2000 €/kW; comparando los costos operativos con el método PEM, este proceso puede llegar a tener costos operativos iguales o mayores, debido a que la planta se someterá a condiciones más exigentes. [3]

7.2.5. Análisis multicriterio

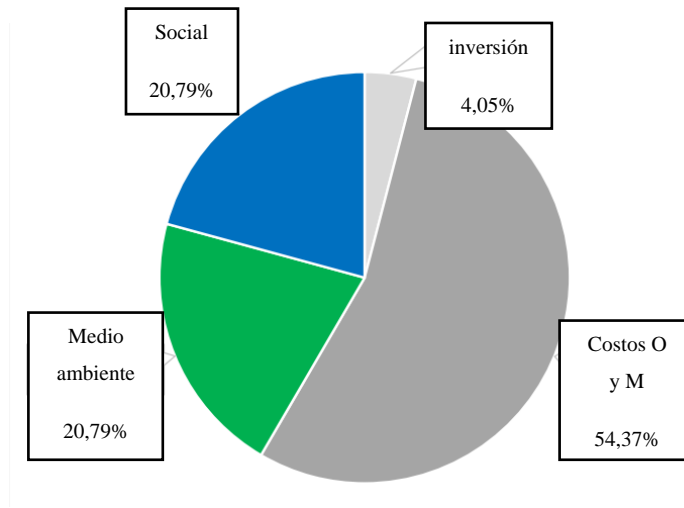
Los aspectos más importantes para tener en cuenta en el momento de la elección del método son los siguientes:

- **Economía:** Se requiere que la tecnología empleada sea de bajo costo con el fin de que esta pueda competir con los diferentes métodos de obtención de hidrógeno en el mercado energético, y también con otras opciones energéticas.[6]
- **Medio ambiente:** La tecnología empleada y la obtención del hidrógeno de esta forma deben brindar soluciones a problemas medioambientales actuales, se debe tener en cuenta que este proceso no tenga ningún impacto en la flora y fauna marina.[6]
- **Social:** La operación requiere personal para operar la planta de producción de hidrógeno, esto implica la generación de empleo, los riesgos laborales pueden ser altos dependiendo del método, por lo tanto, se deben tener contemplados en la decisión.[6]

El criterio de selección también tiene una distribución en cuestión de importancia según los parámetros sociales, medio ambiente, inversión y los costos de operación y mantenimiento.

Figura 10.

Diagrama estadístico de la importancia de los criterios para el desarrollo de una planta de electrólisis.



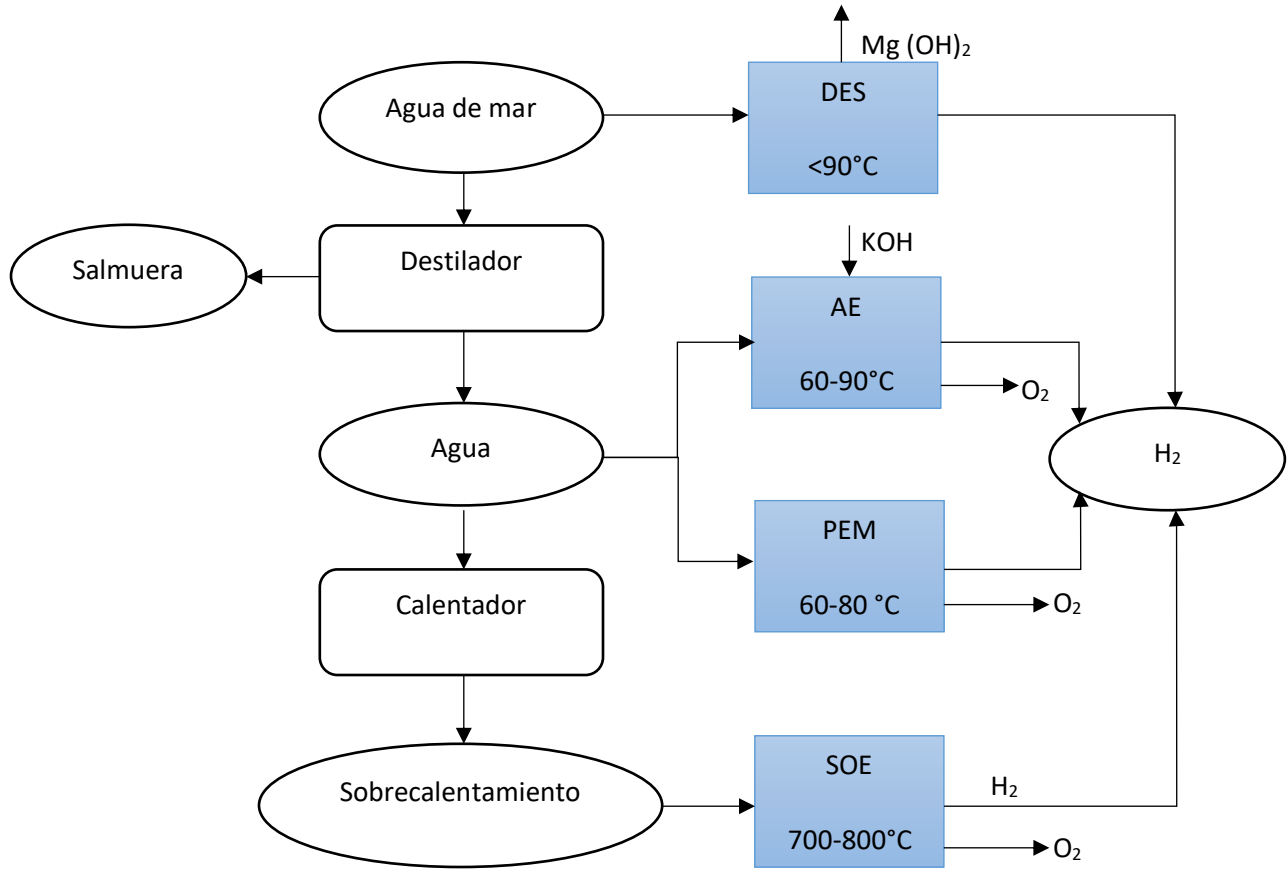
Nota. En esta figura se representa la importancia en porcentaje de cada uno de los criterios que se tienen en cuenta para desarrollar una planta de electrólisis, se puede evidenciar que uno de los parámetros más importantes son los costos de operación y mantenimiento. Tomado de R. d'Amore-Domenech, Ó. Santiago, and T. J. Leo, "Multicriteria analysis of seawater electrolysis technologies for green hydrogen production at sea," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 133, no. December 2019, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110166.

Para tomar la decisión respecto al método de electrólisis que se implementará para el agua de mar se recurre a un estudio realizado en el artículo *Multicriteria analysis of seawater electrolysis technologies for green hydrogen production at sea*, en este documento presentan matrices de decisión importantes con respecto a los cuatro métodos de electrólisis, y de la cuál es el más factible y con mayores beneficios, teniendo en cuenta el tipo de agua que se procederá a separar.

El artículo presenta un diagrama de bloques en el cual están las corrientes de entrada y salida, temperaturas de operación de los cuatro métodos, junto con los procesos alternos que tiene cada uno.

Figura 11.

Diagrama de bloques para la obtención de hidrógeno a partir de los métodos DES, AE, PEM y SOE



Nota. En esta figura se puede observar un diagrama de bloques donde se ilustran las cuatro tecnologías analizadas y sus alimentaciones, además de sus salidas y sus condiciones de operación en este caso temperatura. Tomado de R. d'Amore-Domenech, Ó. Santiago, and T. J. Leo, "Multicriteria analysis of seawater electrolysis technologies for green hydrogen production at sea," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 133, no. December 2019, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110166.

A continuación, se presenta la matriz de decisión con los cuatro métodos implicados y los aspectos evaluados.

Tabla 10.

Matriz de decisión.

Criterio	DES	AE	PEME	SOE
Inversión (-)	6000	1000	1300	2000
Mantenimiento (-)	240	60	65	65
Tiempo de vida (+)	10000	100000	100000	10000
Resiliencia (+)	5	9	1	9
Energía (+)	440	170	170	135
Dinámica (+)	7	7	9	3
Medio ambiente (-)	9	5	3	3
Peligro (-)	9	5	1	5

Nota. En esta tabla se comparan las cuatro tecnologías con cada uno de los criterios a evaluar donde los signos negativos (-) significan que entre menor sea el valor es mejor en términos del criterio evaluado, lo mismo sucede con el signo positivo (+), entre mayor sea el valor es mejor según el criterio evaluado. Tomado de R. d'Amore-Domenech, Ó. Santiago, and T. J. Leo, "Multicriteria analysis of seawater electrolysis technologies for green hydrogen production at sea," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 133, no. December 2019, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110166.

En este artículo también se realizó una matriz con los atributos de los factores anteriormente evaluados con el fin de tener una visión mucho más clara sobre cuál es la mejor opción y en qué difieren cada una de estas tecnologías de electrólisis.

Tabla 11.

Tabla de decisión de los 4 métodos estudiados.

Criterio	Reglas	DES	AE	PEM	SOE
Inversión	Más barato (mejor)	>6000 \$/kW	500-1000 \$/kW	600-1300 \$/kW	>2000 \$/kW
Mantenimiento	Más barato (mejor)	>240 \$/kW/año	10-60 \$/kW/año	18-65 \$/kW/año	>65 \$/kW/año
Tiempo de vida	Mayor es (mejor)	10.000 h	100.000 h	100.000 h	10.000 h
Resiliencia	Más es (mejor)	Aceptable	Muy buena	Muy mala	Muy buena
Energía	Menos es (mejor)	440 MJ/kg a 350 bar	170 MJ/kg a 350 bar	170 MJ/kg a 350 bar	135 MJ/kg a 350 bar
Dinámica	Más rápido (mejor)	Rápido	Rápido	Muy rápida	Lenta
Medio ambiente	Riesgo más bajo (mejor)	Muy alto	Medio	Baja	Baja
Peligro	Menos peligroso (mejor)	Muy alto	Medio	Muy baja	Medio

Nota. En esta tabla se evidencia con más profundidad los criterios evaluados en la *tabla 10* con el fin de facilitar la selección de la tecnología más favorable a utilizar para este proyecto. Tomado de R. d'Amore-Domenech, Ó. Santiago, and T. J. Leo, "Multicriteria analysis of seawater electrolysis technologies for green hydrogen production at sea," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 133, no. December 2019, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110166.

- **Inversión:** Se contemplan aspectos como impuestos y permisos, los planos de diseño, la ingeniería civil requerida para la construcción de la planta, la estructura que se necesita, la adquisición de equipos y su instalación. Algunas tecnologías tienen aspectos específicos que pueden variar los costos de inversión.[6]

- Operación y mantenimiento: En este parámetro se deben tener en cuenta todos los mantenimientos que deben realizarse y los costos operativos. No se incluye el costo energético de la planta. Este parámetro también va ligado a unos aspectos muy importantes como lo es el tiempo de vida, la resistencia a impurezas, la energía específica para la producción de hidrógeno y la respuesta a cambios repentinos de corriente.[6]
- Tiempo de vida: Hace referencia al tiempo de duración del electrolizador antes de hacer un cambio operando a condiciones normales, los fallos en mantenimiento pueden reducir el tiempo de vida de los equipos.[6]
- Resistencia a las impurezas o resiliencia: Como se ha mencionado con anterioridad, el agua de mar tiene muchas más impurezas que el agua tratada, por lo que se considera un factor muy importante de decisión, ya que se afecta al proceso en general al aumentar los costos de mantenimiento.[6]
- Energía específica para la producción de hidrógeno: En los costos de operación y mantenimiento se excluye el costo de la electricidad, sin embargo, separar el agua para producir hidrógeno a través de electrólisis presenta una demanda energética, la reducción de esta energía influye mucho en el ahorro económico del ciclo de vida útil de la operación, esta energía es medida bajo el principio de estado estacionario, ya que en estado transitorio es menor la eficiencia del proceso.[6]
- Dinámica: La tecnología que se debe emplear también se debe medir por la capacidad de separación que esta tenga y en que tasa esta puede llegar a separar, por lo tanto, se tiene este parámetro con el fin de determinar qué tan rápidos son los 4 métodos sometidos al análisis.
- Medio ambiente: La tecnología empleada y la obtención del hidrógeno de esta forma deben brindar soluciones a problemas medioambientales actuales, se debe tener en cuenta que este proceso no tenga ningún impacto en la flora y fauna marina sabiendo que el método empleado debe tener el más bajo índice de riesgo.[6]
- Respuesta a cambios repentinos de corriente: Este proceso en ocasiones suele ser muy variable, por lo que ocurren cambios repentinos en la corriente y esto afecta la estabilidad del proceso. Este problema se puede llegar a minimizar con el uso de capacitores que ayudan a que el efecto de la caída de corriente no sea tan brusco para el sistema y no se presenten esos problemas de estabilidad.[6]

Según la matriz de decisión y los métodos de selección que se consideran en el artículo, que son el AHP y el CBA, se analizan los 4 métodos y se escoge cuál de ellos es el más conveniente para la electrólisis del agua de mar, según este estudio, donde se tienen en cuenta los aspectos anteriormente mencionados, se toma como mejor opción el método de electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM), seguido del método de electrólisis alcalina (AE), la electrólisis de óxido sólido (SOE), y por último, la electrólisis directa (DES).[6]

Con este estudio se puede establecer que el método PEM es la mejor opción para trabajar con agua de mar y puede tener un rol importante en el futuro de la producción de hidrógeno y el desarrollo sostenible que se pretende implementar.

7.3. Materiales para los electrodos

Normalmente, en el proceso de electrólisis de intercambio de protones (PEM) solían utilizarse electrocatalizadores de platino para la reducción de oxígeno y la oxidación del hidrógeno, sin embargo, el costo del platino es bastante alto y a su vez los recursos naturales de platino son limitados. Debido a que el proceso PEM empezó a popularizarse, el platino aumentó su demanda generando como consecuencia un incremento.[37]

Para mitigar este problema se iniciaron investigaciones y se desarrollaron nuevos electrocatalizadores que ayudarán en el proceso y que a su vez procedieron de recursos naturales más amplios. Se empezó a utilizar el paladio (Pd) como cátodo para la reacción de evolución de hidrógeno (HER) y $\text{RuO}_2/\text{IrO}_2$ como ánodo para la reacción de evolución de oxígeno (OER). [38]

Numerosos intentos se han realizado para reducir costos en este tipo de técnica, debido a que el proceso PEM genera altas densidades de corriente operativa, alta pureza en los gases y alta eficiencia. Las investigaciones han girado en torno a la innovación de nuevos electrocatalizadores, llegando a utilizar óxidos multi metálicos basados en rutenio (Ru) de bajo costo, lo que redujo el costo del uso de metales más costosos como el platino (Pt) o el iridio (Ir) con la ayuda del uso del carbón activado como soporte.[38]

7.3.1. *Reacción de evolución de hidrógeno (HER)*

Con respecto a esos nuevos desarrollos en la transición del platino a otro material se han reportado diversas investigaciones, una de ellas corresponden al desarrollo de un sistema de electrolizadores de agua por medio del método PEM para producir oxígeno e hidrógeno de alta pureza, que funcionaba a 2 bar con un rango de temperaturas entre 75 °C y 85 °C, utilizando membranas de Nafion 112 y 115 como electrolito, se mantuvo una carga Pt/C de aproximadamente 0,4 mg/cm² y se utilizaron catalizadores de metales nobles con carga de 0,2 - 0,4 mg/cm² para el cátodo y el ánodo respectivamente. [38]

Se ha utilizado también 20 wt% como electrodo catódico e iridio junto con rutenio como electrocatalizador anódico, con una superficie de electrodo de 50 - 150 cm² recubierta de una membrana de Nafion 115. Este sistema otorgó una carga de metal noble entre 0,2 mg/cm² y 0,4 mg/cm² con una presión de 20 bar en el electrocatalizador y una temperatura de 70 - 80 °C. [39]

Luego de estos estudios, se tuvo la idea de investigar electrocatalizadores a base de disulfuro de molibdeno (MoS₂) para la reacción de evolución de hidrógeno, llevando la investigación al punto de fabricar el MEA con MoS₂/grafito y platino estándar, demostrando en los resultados que el MoS₂ es un catalizador aceptable para el HER, no obstante la experimentación determinó que utilizando este material, las densidades de corriente eran realmente menores que en los cátodos de platino convencionales, aproximadamente de 10 mA/cm² a 175 mV. Derivando de los estudios realizados con el MoS₂, se intensificaron las investigaciones mezclando este material con carbono, con Vulcan XC o con grafeno reducido, presentando mejores rendimientos con un electrodo a base de MoS₂ y Vulcan (47% en peso de MoS₂) alcanzando densidades de corriente de 0,3 A/cm² a 1,9 V. [40]

Para aumentar la producción de hidrógeno se sintetizaron electrocatalizadores de RuS₂ – MoS₂ presentando propiedades extraordinarias al momento de su experimentación, dentro de estas propiedades se presentaron altas densidades de corriente de intercambio y un sobrepotencial aceptable. Se presentaron tasas de producción de hidrógeno de 10,2 L/h a una densidad de corriente operada de 1,1 A/cm² utilizando 41,8 W de potencia con consumo de energía de 3,8 kWh/Nm³ y una eficiencia del 93 %. [41]

Hoy en día, se utilizan los electrocatalizadores basados en paladio (Pd), ya que es un elemento abundante en la tierra y de bajo costo en comparación con el platino; se ha demostrado que el Pd junto con el fósforo, grafeno dopado o nanopartículas de carbono dopadas, han alcanzado resultados similares a los electrocatalizadores de Pt/CB convencionales, llegando así a la idea alternativa de utilizar Pd en los electrocatalizadores basados en Pt para el HER. [38]

7.3.2. Reacción de evolución de oxígeno (OER)

Para la reacción de evolución de oxígeno se utilizan óxidos metálicos como IrO_2 y RuO_2 , los cuales han demostrado tener una mayor conductividad metálica ($10^4 \text{ cm}^{-1}\Omega^{-1}$), el valor de la distancia del enlace metálico y el radio de los cationes se superponen del orbital d interno, los cuales son factibles y son los que generan la conductividad de los electrones. Algunas de las diferencias entre el IrO_2 y el RuO_2 es que este último es más activo, su fuerte acidez se produce en la membrana perfluorosulfónica, lo cual causa una estabilidad menor y alto potencial anódico con respecto al IrO_2 . El IrO_2 es el más resistente de la OER en entornos ácidos, pero su rendimiento es menor. Estos problemas son los que han dado paso a diversas investigaciones para mejorar la estabilidad con mayor eficiencia y disminuir costos. [38]

Se han hecho estudios experimentales del óxido metálico de $\text{Ir}_x\text{Ru}_{1-x}\text{O}_2$ como electrocatalizador en la electrólisis de agua tipo PEM. Los resultados mostraron que el rendimiento electroquímico aumentó con la adición del RuO_2 , teniendo un voltaje de celda de 1,676 V a una densidad de corriente operativa de 1 A/cm^2 . Por el lado de los parámetros fisicoquímicos, se mostró un aumento en el área superficial, un aumento en el volumen y en el tamaño de los poros junto con el aumento en la concentración de Ru en $\text{Ir}_x\text{Ru}_{1-x}\text{O}_2$, y un aumento de la cristalinidad del rutilo. [42]

También se realizó una experimentación con un electrocatalizador de O_2 de película fina dopada con flúor ($\text{Sn}_{0.8}\text{Ir}_{0.2}$) como posible potencial de electrodo de EOR en la electrólisis de agua por el método PEM. La actividad electrocatalítica de la película fina de $\text{Sn}_{0.8}\text{Ir}_{0.2}$ por O_2 con F aumentó con el incremento de carga de F junto con un mayor rendimiento electroquímico y una estabilidad en un porcentaje óptimo de 10 % en peso de F. Esto genera que se realizarán más investigaciones con los óxidos metálicos mixtos para mejorar la eficiencia y la estabilidad contra la corrosión. En la siguiente tabla se presenta un registro de diversos artículos del uso de diferentes materiales para aplicarlos como electrodos:

Figura 12.

Historia de los resultados de los diferentes electrocatalizadores en PEM electrolisis del agua.

anode catalyst	cathode catalyst	anode loading (mg/cm ²)	cathode loading (mg/cm ²)	membrane	Temp (°C)	Voltage at 1 A/cm ²
Ir-Black	40% Pt/GNF	2.0	0.8	Nafion-115	90	1.67
Ir-Black	40% Pt/XC-72	2.0	0.8	Nafion-115	90	1.70
Ir-Black	Pt40/Vulcan XC-72	2.4	0.7	Nafion-115	90	1.66
Ir-Black	Pd40/Vulcan XC-72	2.4	0.7	Nafion-115	90	1.70
Ir-Black	Pt-black	2.0	0.8	Nafion-117	90	1.71
IrO ₂	Pt-black	2.0	2.5	Nafion-115	80	1.60
RuO ₂	40% Pt/C	10	0.4	Nafion-115	-	1.88
RuO ₂	30% Pt/C	3.0	0.5	Nafion-112	80	1.65
RuO ₂	30% Pt/C	1.5	0.5	Nafion-1035	80	1.63
IrO ₂	30% Pt/C	1.5	0.5	Nafion-1035	80	1.67
IrO ₂	60% Pt/C	3.0	0.5	Nafion-115	80	1.58
IrO ₂	30% Pt/C	2.5	0.5	Nafion-115	80	1.7
Ir-Black	Pt/CNT	2.4	-	Nafion-115	90	1.72
Ru _{0.7} Ir _{0.3} O ₂	40% Pt/C	2.5	0.5	Nafion-117	80	1.70
IrO ₂ /SnO ₂	40% Pt/C	1.5	0.5	Nafion-212	80	1.57
RuO ₂ /SnO ₂	40% Pt/C	30	0.6	Nafion-115	80	1.723
RuO ₂	40% Pt/C	3.0	0.6	Nafion-115	80	1.74
RuO ₂	30%Pd/N-CNT	3.0	0.7	Nafion-115	80	1.84
RuO ₂	30%Pd/P-CNPs	3.0	0.7	Nafion-115	80	2
RuO ₂	30%Pd/PG	3.0	0.7	Nafion-115	80	1.95
RuO ₂	30%Pd/PN-CNPs	3.0	0.7	Nafion-115	80	1.90
Ru _{0.8} Pd _{0.2} O ₂	30% Pt/CB	3.0	0.7	Nafion-115	80	2.03
Ir _{0.6} Ru _{0.4} O ₂	20% Pt/C	2.04	2.04	Nafion-115	80	1.56
RuO ₂	46% Pt/C	1.0	0.2	Nafion-117	80	1.68
Ru _{0.5} Ir _{0.1} O ₂	46% Pt/C	1.0	0.2	Nafion-117	80	1.75
Ru _{0.7} Ir _{0.3} O ₂	46% Pt/C	1.6	0.2	Nafion-117	80	1.80
Ru _{0.3} Ir _{0.7} O ₂	46% Pt/C	1.4	0.2	Nafion-117	80	1.74
IrO ₂	46% Pt/C	1.2	0.2	Nafion-117	80	1.80

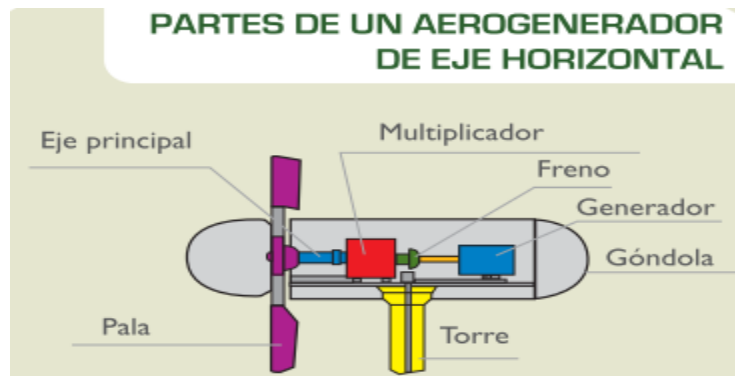
Nota. La siguiente tabla se puede identificar cómo ciertos materiales como el IrO₂ junto con Pt-black generan cargas de cátodo y ánodo aceptables para el proceso de electrólisis de agua por el método PEM. Tomado de S. Shiva Kumar and V. Himabindu, “Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review,” *Mater. Sci. Energy Technol.*, vol. 2, no. 3, pp. 442–454, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.mset.2019.03.002.

8. EQUIPOS EMPLEADOS EN LA ENERGÍA EÓLICA

8.1. Partes de un aerogenerador

Figura 13.

Partes de un aerogenerador de eje horizontal.



Nota. En esta figura se puede observar un bosquejo de la ubicación y las partes principales de un aerogenerador de eje horizontal. Tomado de J. C. Schallenberg *et al.*, *Energías renovables y eficiencia energética.*

8.1.1. Rotor

Es el conjunto formado principalmente por las palas y el buje, en este ocurre la transformación del viento en energía mecánica, las palas por lo general están fabricadas con polímeros como el poliéster o el epoxy, y son reforzados con fibra de vidrio o carbono.[29]

8.1.2. Torre

Su principal función es alcanzar una altura apropiada para mejorar la recepción del viento en el rotor y tener una mejor transformación de energía mecánica.[29]

8.1.3. Góndola

En su interior se encuentran los elementos que generan la energía eléctrica a partir de la energía mecánica, estos elementos son el multiplicador, el generador, los ejes y los sistemas de control. La góndola se ubica en la parte superior de la torre de máquina y también contiene el anemómetro y la veleta.[29]

8.1.4. *Multiplicador*

Este es un elemento mecánico formado por un sistema de engranaje con el propósito de transformar la velocidad de giro del rotor y la velocidad de trabajo del generador eléctrico. Multiplica entre 20 y 60 veces la velocidad del eje del rotor y llega a alcanzar una velocidad de 1500 rpm, es un elemento de bastante importancia ya que permite transformar la energía mecánica en energía eléctrica.[29]

8.1.5. *Generador eléctrico*

En este elemento sucede la transformación de la energía, lleva acoplado un sistema de freno de disco el cual coloca las palas en dirección al viento como en forma de barrera, esto con el fin de evitar una sobrecarga energética. Finalmente, la electricidad producida se transporta por cables hasta un transformador con el fin de elevar la tensión para que llegue a los estándares de la red eléctrica.[29]

8.2. Clasificación de los aerogeneradores

8.2.1. *Potencia nominal*

- Pequeña potencia

Son las turbinas que generan una potencia de hasta 30 kW, el uso de este tipo de turbinas comúnmente es en aplicaciones como la carga de baterías, instalaciones remotas de telecomunicaciones, instalaciones domésticas. Por lo general estos sistemas se instalan cerca del centro de consumo.[29]

- Mediana potencia

Son las turbinas que generan una potencia de 30 kW a 300 kW. Se utilizan para alimentar una demanda energética considerable, como lo puede ser una planta. Estos sistemas por lo general están interconectados con la red eléctrica a diferencia de las de pequeña potencia.[29]

- Gran potencia

Son turbinas que manejan más de 30 kW. Son empleadas para la generación de energía eléctrica para alimentar las redes eléctricas, y suplir una mayor demanda. [29]

8.2.2. Orientación del rotor

- Eje vertical

Este tipo de aerogenerador no necesita orientarse debido a la simetría de las palas, esto permite que se aproveche la velocidad del viento en cualquier dirección. Este generador se instala a la altura del suelo y permite que el mantenimiento de estos generadores sea más sencillo. El aerogenerador más empleado es el tipo Darrieus, una de las desventajas de esta orientación es que no tiene el auto arranque por lo que se hace necesario la implementación de un motor para su funcionamiento.[29]

Figura 14.

Aerogenerador Darrieus eje vertical.



Aerogenerador de eje vertical tipo Darrieus

Nota. En esta figura se ilustra el aerogenerador de orientación vertical que más se está implementando en la actualidad (Darrieus). Tomado de J. C. Schallenberg *et al.*, *Energías renovables y eficiencia energética.*

- Eje horizontal

Es la orientación más común de los aerogeneradores en el cual si tiene un sistema de autoarranque, en esta configuración si se debe tener en cuenta la dirección del viento para maximizar la producción de energía.

Figura 15.

Aerogenerador de eje horizontal.



Nota: En esta imagen se puede apreciar un conjunto de aerogeneradores en disposición horizontal. Tomado de J. C. Schallenberg *et al.*, *Energías renovables y eficiencia energética*.

8.2.3. Número de palas

- Bipalas (2 palas)
- Tripalas (3 palas)
- Multipalas (3 o más palas)

8.2.4. Mecanismos de regulación de potencia

- Paso fijo

Las palas mantienen una posición fija con respecto a su eje y no se modifican durante el funcionamiento, con este sistema se produce una variación en la producción dependiendo también de la velocidad de viento disponible.

Un extremo de la pala se puede girar 90° en torno a su eje, este proceso se realiza como sistema de frenado y se le denomina aerofreno.[29]

- Paso variable

En este caso las palas sí pueden girar sobre su propio eje con el fin de regular el paso de viento, cuando se presentan velocidades muy altas de viento el ángulo de la pala es ajustado, por esta razón esta configuración permite mantener una salida constante de potencia.

La regulación de potencia es más precisa con el sistema de paso variable ya que permite una generación menos oscilante, además de usar el mismo sistema de ajuste de ángulo de pala como un aerofreno.[29]

9. Materiales empleados en la energía solar

9.1. Silicio amorfo

Este material presenta un rendimiento de un 4 - 11%, son las celdas más económicas y no presentan variaciones frente a la temperatura, el problema es que presenta menor eficiencia a largo plazo ya que se tiene una mayor degradación, igualmente la fabricación de las fotoceldas con este material requiere más recursos y energía. Un módulo con Silicio amorfo se encuentra entre 1,8 – 2,1 EUR. [43]

En Colombia se aconseja implementar esta tecnología en la región Caribe e Insular debido a la disponibilidad de radiación solar y las áreas de distribución disponibles para el montaje de los módulos, para así poder alcanzar la potencia requerida.[43]

9.2. Silicio Monocristalino (m-Si)

Estos módulos presentan un mejor rendimiento que los de silicio amorfo, entre 15 - 21 %; esta tecnología es la más implementada y la que ha tenido los mayores porcentajes de ventas en el mercado mundial.

El problema que se tiene con este módulo es su costo inicial ya que es elevado, mayor al 2,6 EUR. El precio está ligado a la dificultad de fabricación que se tiene.

En Colombia se aconseja la implementación de estos módulos en las regiones Amazónica y Pacífica, ya que se puede llegar a la potencia instalada con radiaciones aceptables. [43]

9.3. Solar Policristalino (p-Si)

Estos módulos presentan un rendimiento del 16 %, su fabricación es más económica que las monocristalinas, ya que el proceso es más sencillo y tienen una mejor distribución del espacio.

El problema con estos módulos es que son más sensibles a impurezas y se pueden degradar más fácilmente; presentan complicaciones en su instalación, por lo que pueden llegar a ser costosos, 2,2 - 2,6 EUR.

En Colombia se aconseja su instalación en regiones como la Andina y la Orinoquia, ya que se pueden alcanzar potencias con ciertos rangos de instalación y son de gran utilidad en conexiones de red o generación distribuida de energía eléctrica. [43]

9.4. Arseniuro de galio (GaAs)

Esta tecnología es la que presenta mejores rendimientos entre los demás módulos presentados, pueden llegar a superar los 25 %, además son capaces de soportar altas temperaturas.

El inconveniente es el costo de los módulos, ya que los materiales son de difícil acceso y además son tóxicos, lo que hace que esta opción sea bastante costosa. En Colombia se aconseja usar esta tecnología en lugares donde se requiera una potencia alta y que no cuentan con una radiación solar significativa. [43]

10. COMPARACIÓN ENERGIA EOLICA Y SOLAR

10.1. Aplicación en Colombia de la energía eólica

La aplicación en Colombia de este tipo de energía ha radicado en la implementación de molinos de viento de bombeo de agua a principios del siglo XX, los cuales se tecnificaron en los años 50 con importaciones masivas de equipos para la región de La Guajira. Uno de los usos a gran escala data del año 1977 con el diseño de aerobombas como la aerobomba Gaviota, la cual implementa una bomba de doble efecto. En el año 1979 se desarrolló el molino de viento comercial Gavilan, hay que resaltar que los últimos dos diseños nombrados contaban con aspectos innovadores únicos que llevaron al desarrollo de la aerobomba comercial Jober en 1984.[32]

El primer parque eólico en el país se ubicó en las cercanías del Cabo de La Vela en La Guajira en el año 2004. Durante los primeros años de operación alimentó la red eléctrica nacional con un aproximado de 120 GWh. En este lugar las condiciones de viento son muy favorables, contando con velocidades de viento promedio altas a lo largo de todo el año y baja intensidad de turbulencia, lo que reduce las cargas de vibración en los equipos, estos vientos poseen una dirección del Este-Oeste. [30]

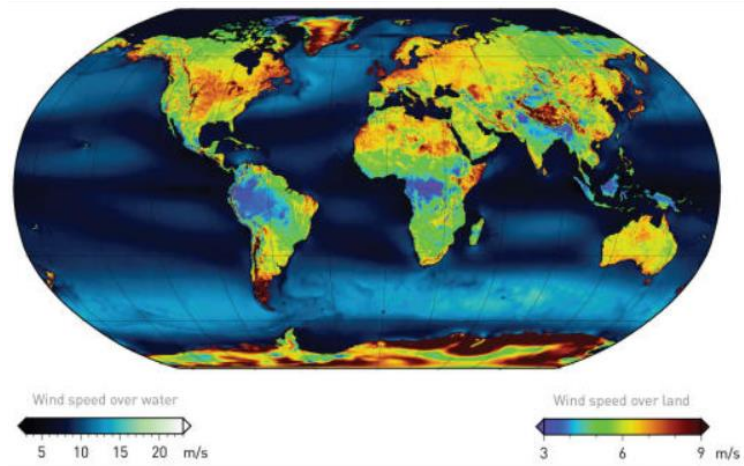
Este parque eólico tiene por nombre Jepírachi, el cual cuenta con 15 aerogeneradores de fabricación alemana, cada uno con un potencial nominal de 1,3 MW y dimensiones de 60 metros de diámetro y 60 metros de altura de torre, generando así una potencia nominal total de 19,5 MW. [30]

El país por su ubicación geográfica al noroccidente de América del Sur es realmente favorecido por buenos vientos, catalogados como los mejores de Sudamérica. La Figura 13 ilustra la velocidad media anual del viento, el cual se deriva del factor de capacidad que es la relación de salida actual de una planta de energía durante un periodo de tiempo. Hoy en día las turbinas eólicas más eficientes pueden llegar a tener factores de capacidad de alrededor del 40 %. La aplicación de este tipo de tecnología apunta hacia aquellos lugares en donde se pueden obtener factores de capacidad

sobre el 35 %, principalmente en zonas de viento con velocidades entre 5 m/s a 25 m/s, en caso tal de que sea un desarrollo tecnológico en el mar. [32]

Figura 16.

Velocidad de viento en el mundo.

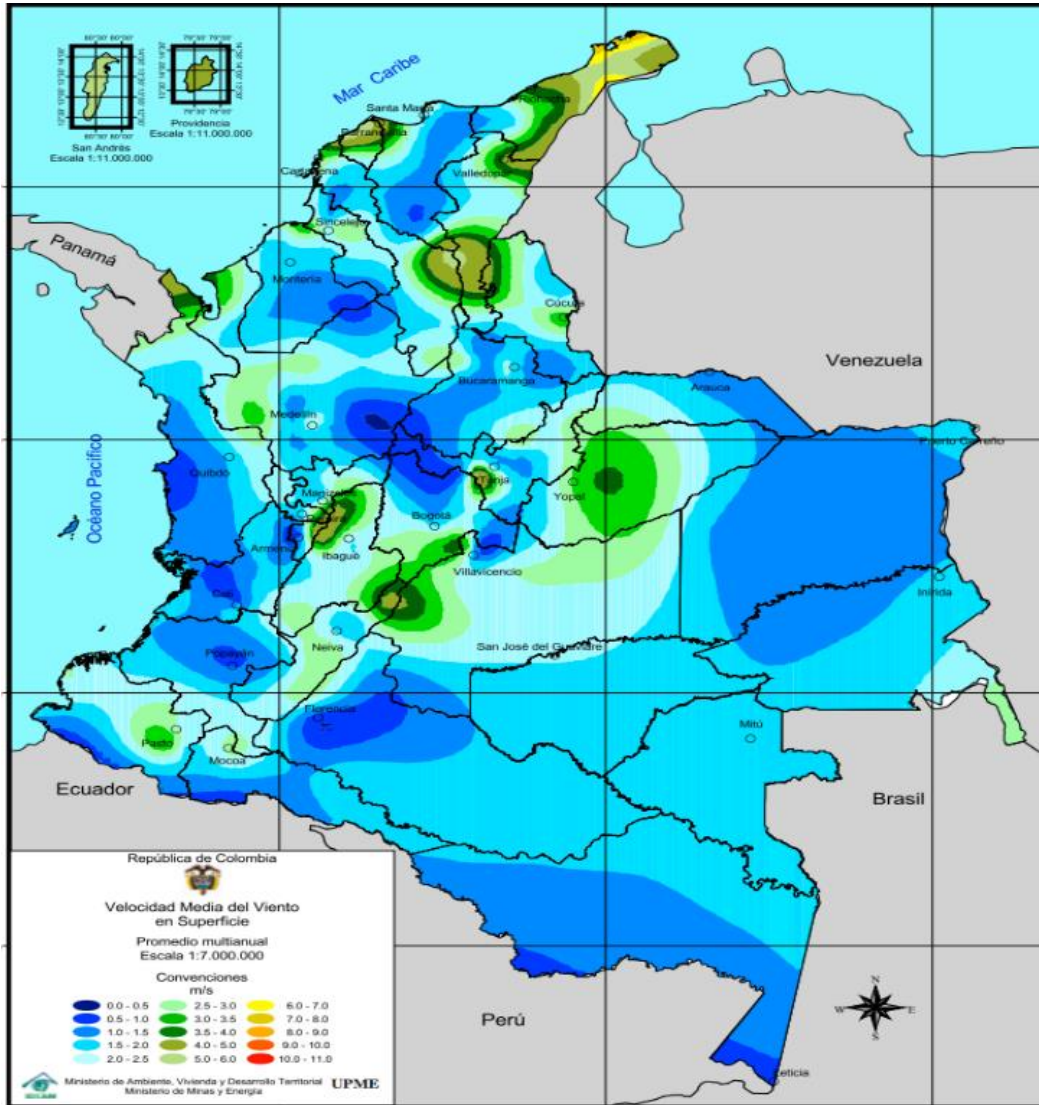


Nota. Esta figura ilustra la velocidad del viento anual en el mundo, en donde se puede identificar que América del Sur posee velocidades de aproximadamente 13 m/s, siendo una buena opción para la implementación de la energía eólica. Tomado de J. Soto, “Desarrollo de la energía eólica en Colombia,” *Universidad de América* no. June, 2016.

Para la implementación de la energía eólica en Colombia, la Figura 17 ilustra comportamientos favorables de velocidad de viento en sectores como La Guajira, Las Islas de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, los alrededores de Villa de Leiva, algunos sectores de Santander, Risaralda, Valle del Cauca, Huila y Cúcuta. [32]

Figura 17.

Promedio multianual de la velocidad media del viento en la superficie de Colombia.



Nota. En esta figura se observa el comportamiento con respecto a la velocidad de viento que se tiene en el país, dando así la oportunidad de establecer los sectores más favorables para la implementación de la energía eólica en Colombia. Tomado de J. Soto, “Desarrollo de la energía eólica en Colombia,” *Universidad de América* no. June, 2016.

Según lo representado en la Figura 17, La Guajira es la zona que presenta las condiciones más favorables de velocidades de viento, que oscila entre 5 m/s a 11 m/s. Se caracteriza por tener los mayores regímenes de viento durante todo el año, con un potencial de 20 GW sumado con la región Caribe, la zona que le sigue en potencial eólico es Santander con 5000 MW y Boyacá con 1000

MW. Por consiguiente, La Guajira es una de las mejores opciones en el país para el desarrollo tecnológico de la energía eólica que garantice un factor de capacidad por encima del 35 %.[32]

10.2. Aplicación en Colombia de la energía solar

En las aplicaciones de la energía solar se debe tener en cuenta las diferencias entre zonas interconectadas y no interconectadas basadas en el sistema energético del país. Para las zonas interconectadas no se requiere tener baterías de almacenamiento, la energía utilizada tiene su origen ya sea en una red eléctrica o en el sistema de energía solar. Las zonas no interconectadas, tienen la necesidad de un suministro de energía constante durante el día y la noche. En estos dos casos de zonas interconectadas y no interconectadas, el uso más común de la energía solar se encuentra en los sistemas de bombeo para acueductos de pequeñas comunidades. Otras aplicaciones son las lámparas solares, sistemas de refrigeración y calentadores de agua. [32]

A partir de la implementación de normativas que apuntan hacia el uso de energías alternativas, Colombia ha generado ciertos proyectos tanto en zonas interconectadas como no interconectadas. Varios de estos proyectos son:

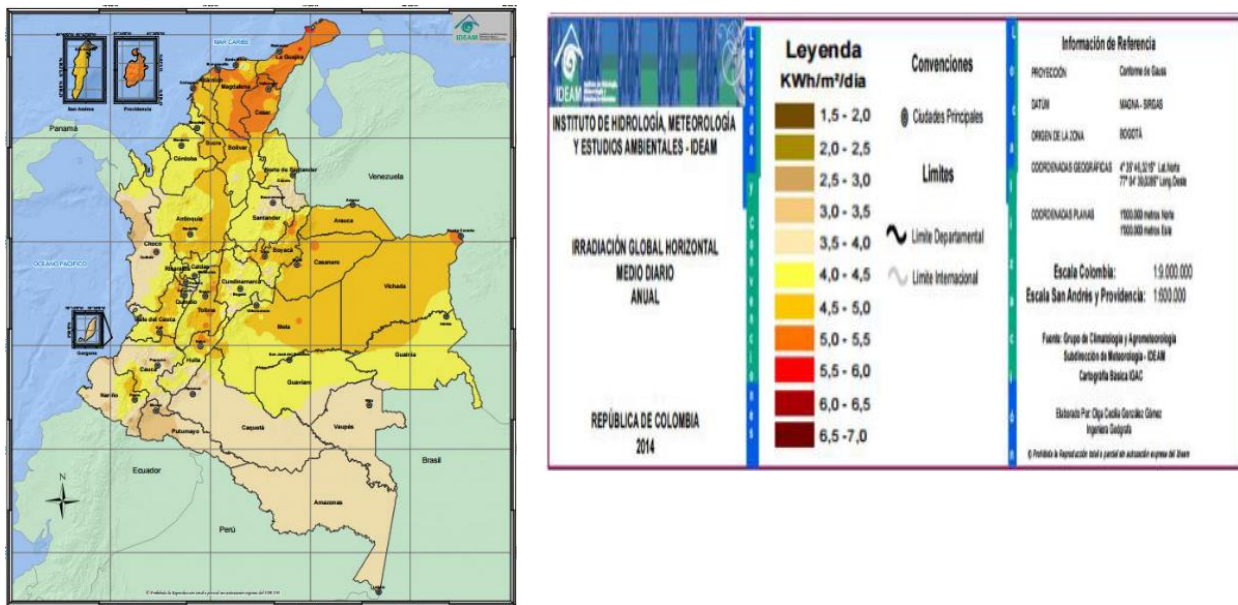
- Ley 99 de 1993 (Generación de energía a partir de fuentes no contaminantes). En el municipio de Puerto Carreño se construye la planta de energía solar más grande del país, esta planta genera un megavatio utilizado para suministrar energía a la región y al sistema interconectado a nivel nacional. [32]
- Ley 633 de 2000 (Construcción de infraestructura energética en zonas no interconectadas). En el departamento de La Guajira se utiliza una motobomba alimentada a partir de paneles solares para extraer agua subterránea para su purificación y suministro.[32]
- Ley 1715 de 2014 (Aprovechamiento solar en urbanizaciones, edificios oficiales, industria y comercio). En un hospital de Guatavita se introdujo un sistema de calentamiento de agua haciendo uso de la energía solar, con el fin de disminuir el riesgo de quemaduras que conlleva el transporte de ollas con agua caliente hasta la habitación de los pacientes. Junto a esto, se estima que se tiene un ahorro de 1 millón de pesos mensuales con este proyecto. [42]

En Colombia se ha determinado que la energía solar se puede aplicar de forma favorable principalmente para la generación a partir de tecnología fotovoltaica, como se puede evidenciar en la Figura 18. El país cuenta con un recurso de irradiación promedio de 194 W/m^2 y una radiación

solar promedio de 4,5 kWh/m²/d, superando el valor promedio mundial de 3,9 kWh/m²/d. En la región Atlántica, específicamente en el noreste de la Costa Atlántica-Guajira, se muestra un potencial solar promedio de 5 y 6 kWh/m² al día, el cual es el mayor del país. [43]

Figura 18.

Mapa y convenciones de radiación global horizontal medio diario anual, República de Colombia, 2014.

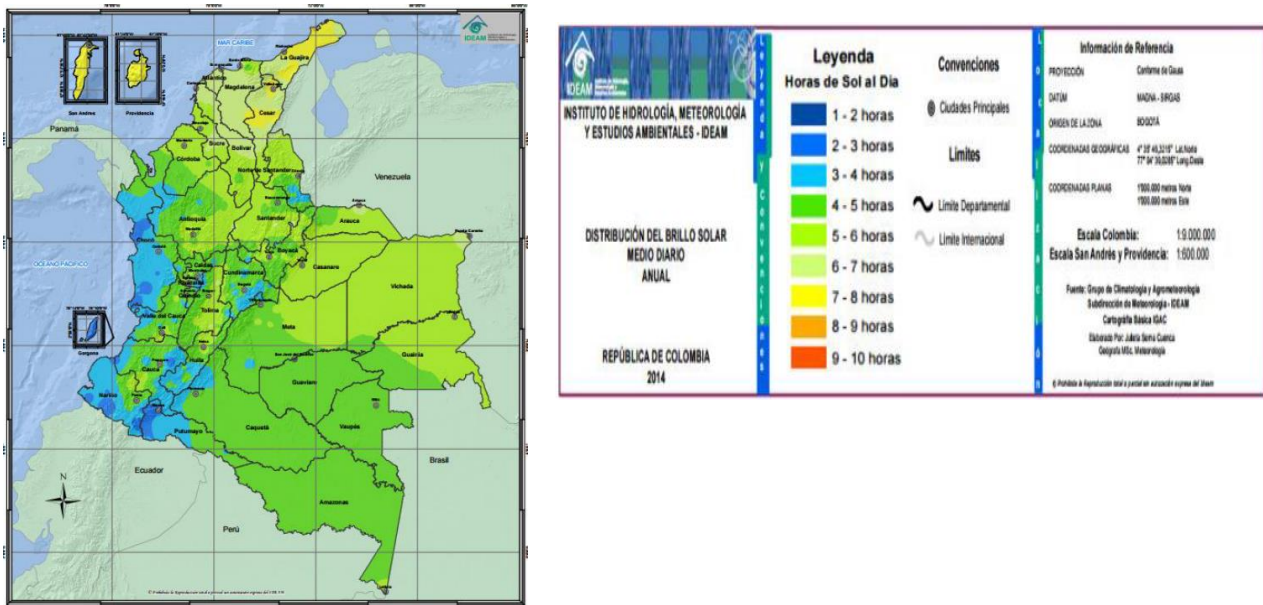


Nota. En la siguiente figura se observa la radiación global horizontal que presenta el país con el fin de determinar el valor en kWh/m²/día en cada región del país para la posible implementación de un proyecto de energía solar. Tomado de J. Gómez-Ramírez, J. D. Murcia-Murcia, and I. Cabeza-Rojas, “LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN COLOMBIA: POTENCIALES, ANTECEDENTES Y PERSPECTIVAS.”

Por otra parte, en la Figura 19, se aprecia el brillo solar que tiene el país dependiendo de las horas solares disponibles en el día, manifestando así un rango de 4 a 12 horas de sol al día. Estos valores son relativamente altos en comparación a otros países como Alemania que cuenta con 3 horas de brillo solar. Esto muestra la gran oportunidad que tiene el país con la utilización de la energía solar fotovoltaica en zonas como La Guajira, que tiene un promedio de brillo solar de 7 a 8 horas. [43]

Figura 19.

Mapa y convenciones de brillo solar medio diario anual (Horas de Sol al día), República de Colombia, 2014.



Nota. En la siguiente figura se observa el brillo solar que presenta el país con el fin de determinar el tiempo en el cual recibe dicho brillo en cada región del país para la posible implementación de un proyecto de energía solar. Tomado de J. Gómez-Ramírez, J. D. Murcia-Murcia, and I. Cabeza-Rojas, “LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN COLOMBIA: POTENCIALES, ANTECEDENTES Y PERSPECTIVAS.”

11. SELECCIÓN DE LA FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE A UTILIZAR Y SU UBICACIÓN

11.1. Comparación del rendimiento de la energía solar y eólica en Colombia

Para realizar la selección de la energía renovable que alimentará el proceso de electrólisis por la tecnología PEM, se deben tener en cuenta factores como producción de energía en megavatios, área requerida para su instalación, costos de inversión y disponibilidad de velocidad de viento o radiación solar según se requiera.

En Colombia existe solo un parque eólico en la región, el Jepírachi construido por la empresa EPM (Empresas Públicas de Medellín), ubicado entre el Cabo de la Vela y Puerto Bolívar este se encuentra en el departamento de La Guajira. Este parque eólico produce 19,5 MW por medio de 15 aerogeneradores marca NORDEX N60, con un área de obra de 4,9 hectáreas y 160,1 hectáreas de protección a las comunidades indígenas. El gobierno colombiano ha planeado la construcción de un segundo parque eólico llamado Guajira 1 ubicado en el municipio de Uribia.[44]

En cuanto a la energía solar se tiene el parque fotovoltaico El Paso, el cual usa una tecnología solar-PV y se ubica en el departamento del Cesar. Este parque tiene una capacidad de 67,92 MW para para lo que se requiere la instalación de 261.360 paneles solares con una capacidad de 330 W cada uno. Según la empresa constructora del parque, la producción estimada fue de 172,6 GWh/año y el área requerida fue de 210 hectáreas.[45]

Teniendo en cuenta lo anterior, se puede determinar que el área necesaria para la producción de energía eléctrica es mayor para la energía solar, ya que es necesario un mayor número de paneles solares fotovoltaicos para alcanzar la potencia de instalación. En cuanto a la energía eólica requiere una menor cantidad de área de instalación debido a que cada aerogenerador produce una mayor cantidad de electricidad que una celda fotovoltaica, un ejemplo de esto es un aerogenerador del parque Jepírachi que produce 1,3 kW, mientras que una celda fotovoltaica del parque El Paso produce 300 W por cada unidad.

Tabla 12.

Costos de inversión para las tecnologías de energía renovable en Colombia.

FUENTE DE ENERGÍA	TECNOLOGÍA	COSTO EN DÓLARES POR Kw (US\$/Kw)
Hidroeléctricas	Embalse (represa)	700-1700
Energía solar	Sistemas solares fotovoltaicos	5000-10000
Viento (en costas)	Generación de electricidad	800-1200 (gran escala)
		Hasta 3000 (pequeña escala)
	Bombas	1500-4000
Energía geotérmica	Generación de electricidad	3000-5000 (pequeña escala)
		1500-2500 (gran escala)
Biomasa	Combustión directa	2800-5000

Nota. En esta tabla se puede observar el costo de cada una de las tecnologías en dólares por Kw generado. Tomado de J. Soto, “Desarrollo de la energía eólica en Colombia,” *Universidad de América* no. June, 2016.

Recordando que el presente trabajo pretende comparar la implementación de la energía eólica o solar, con el fin de alimentar un proceso de electrólisis por medio de la tecnología PEM, para la obtención de Hidrógeno (H₂) puro, con la Tabla 12 se puede concluir que en términos económicos es mucho más viable tener una producción eléctrica por medio de energía eólica, o como bien se denomina en la tabla por vientos en costas, ya que el área necesaria para su implementación es menor al área de implementación para la energía solar, donde se requiere un área de absorción en la celda mayor para aprovechar toda la radiación disponible en el sector.

A partir de esto, la energía renovable que mejor ha de adaptarse al proceso de obtención de hidrógeno seleccionado (electrólisis PEM) es la energía eólica, resaltando las grandes velocidades de viento que se presentan en el departamento de La Guajira, en donde se podría tener el mayor potencial de generación de energía en el país.

11.2. Características sociales y ambientales de la implementación de la energía eólica en La Guajira

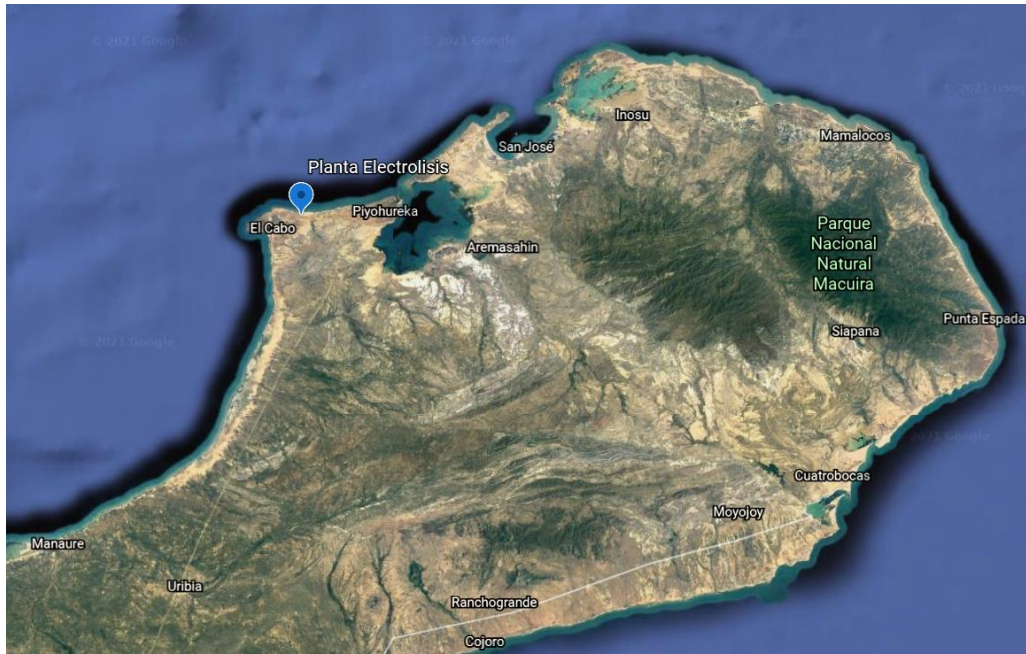
Dentro de los impactos sociales que se pueden tener, teniendo como referencia el proyecto Jepírachi llevado a cabo en La Guajira, es la oportunidad laboral suministrada en la planeación y construcción del proyecto, gestionando contratos interadministrativos con el servicio nacional de aprendizaje (SENA) para la comunidad, por otra parte llevar a cabo programas y proyectos de desarrollo municipales (proyectos relacionados con servicios públicos, salud, educación recreación y vivienda) y comunitarios para el mejoramiento y calidad de vida de la población, logrando identificar la gran oportunidad que puede brindarse a estas comunidades comúnmente no interconectadas para su desarrollo y sostenimiento. [44]

Con respecto a la ubicación en donde se va a llevar a cabo el proceso, se deben tener en consideración ciertas condiciones de la zona, la ubicación debe ser de fácil acceso para que se pueda realizar un mejor monitoreo, debe estar a más de tres kilómetros de cualquier zona urbana para evitar problemas con la comunidad en lo que respecta con la contaminación auditiva, el terreno debe pertenecer al gobierno para que se genere una mayor facilidad de ocupación y que a su vez la zona no interfiera con sectores residenciales.[46]

Teniendo estas consideraciones en cuenta, se establece la ubicación en el municipio de Uribí en La Guajira marcada en la Figura 20 debido a las facilidades que se pueden encontrar, una de estas facilidades es la cercanía con el parque Jepírachi, vital para cualquier tipo de mantenimiento para el aerogenerador a utilizar y a por la eficiencia que la misma turbina puede generar debido a las velocidades de viento del sector que son las máximas en la región (10 m/s). Otra de estas facilidades a destacar es la cercanía con la materia prima para el desarrollo de la electrólisis, evitando el uso de camiones cisterna para el transporte del agua de mar hacia la planta favoreciendo el transporte por medio de tuberías. Por último, se tuvo en cuenta las coordenadas geográficas las cuales son LATITUD NORTE: 12°13'51" y LONGITUD OESTE : 72°06'11". [46]

Figura 20.

Ubicación del punto de la planta de electrólisis de agua de mar.



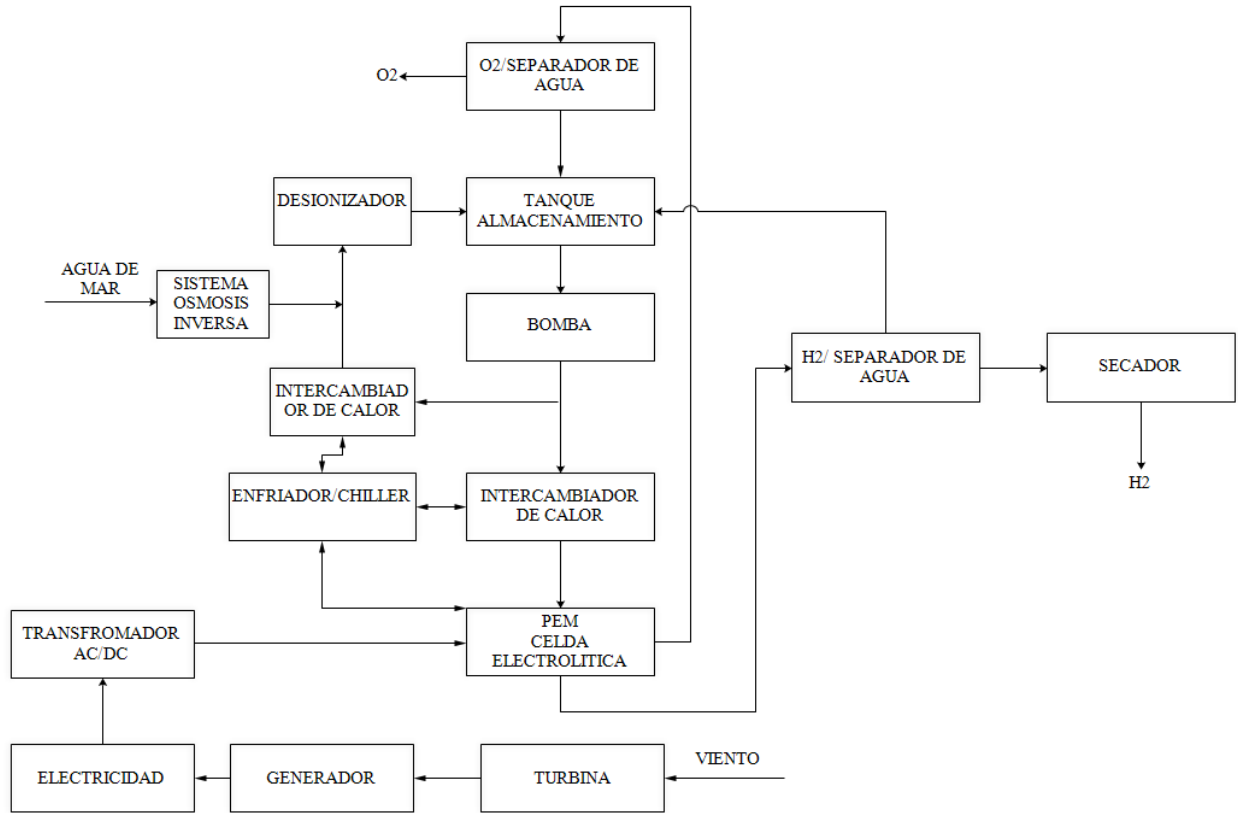
Nota. Esta figura representa la ubicación exacta para realizar la planta de electrólisis de agua de mar en La Guajira teniendo en cuenta las facilidades que puede llegar a tener para la producción de hidrógeno. Tomado de : Google Earth, (2021).

Uno de los grandes impactos ambientales al momento de llevar a cabo la implementación de la energía eólica en esta zona es el desplazamiento de proyectos de generación eléctrica con gas y con carbón, reduciendo el consumo de combustibles fósiles y la emisión de gases del efecto invernadero. Otro de los impactos importantes es la alteración del suelo en la instalación de los aerogeneradores para la producción de energía, sin embargo, en el proyecto Jepírachi no se requirió aislamiento evitando afectar los usos tradicionales del suelo como el pastoreo y la agricultura tradicional. Adicionalmente, la contaminación por el ruido que producen los aerogeneradores se debe tener en cuenta para no afectar a las comunidades aledañas, por lo que es de gran importancia la selección del territorio. Para el proyecto Jepírachi se tuvo en cuenta la distancia del proyecto con las comunidades indígenas presentes en el sector y los lugares simbólicamente de su patrimonio.[44]

DIAGRAMA DE BLOQUES Y PFD

Figura 21.

Diagrama de bloques proceso electrolisis tecnología PEM.

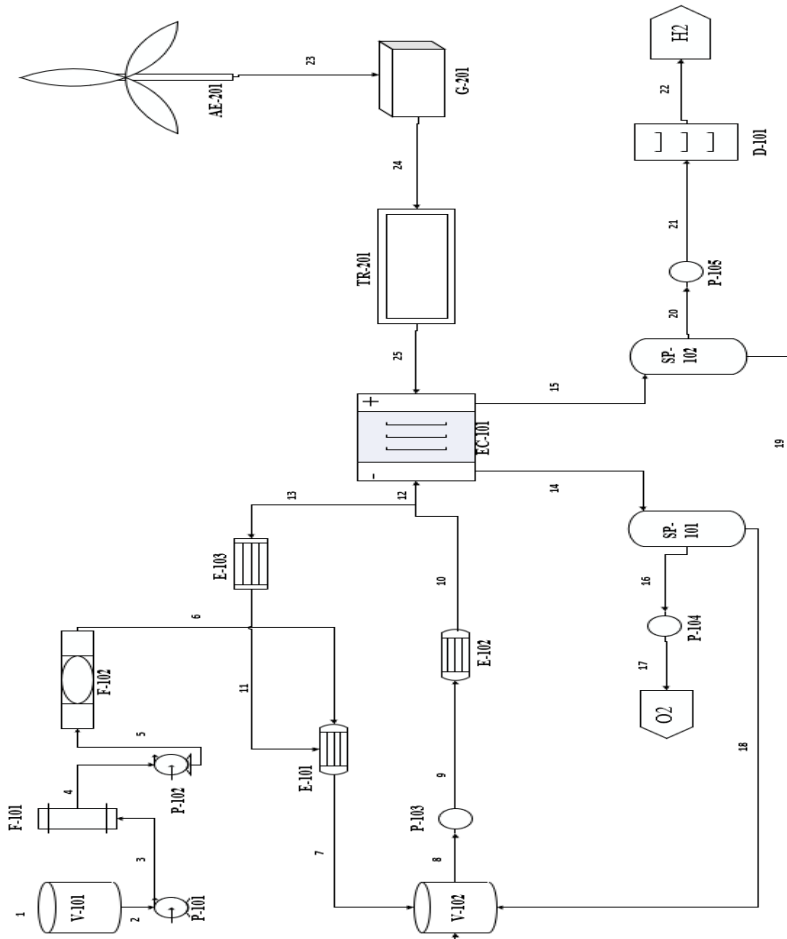


Nota. En el diagrama de bloques se puede evidenciar el proceso a seguir para la obtención de hidrógeno por medio de electrólisis PEM.

Figura 22.

PFD proceso de producción de hidrógeno tecnología PEM.

V-101 Tanque de almacenamiento	P-101 Bomba Centrífuga	F-101 Decarador	P-102 Bomba Centrífuga	F-102 Osmosis inversa	E-101 Intercambiador de calor	V-102 Tanque de almacenamiento	P-103 Bomba Centrífuga	E-102 Intercambiador de calor	E-103 Intercambiador de calor
EC-101 Electrolisis PEM	SP-101 Separador de gas (O ₂)	P-104 Bomba directa	SP-101 Separador de gas (H ₂)	P-105 Bomba directa	D-101 Secador	AE-101 Aerogenerador	G-201 Generador	TR-201 Transformador AC/DC	



Nota. En el diagrama PFD se evidencia las corrientes en entrada y de salida de los equipos a utilizar en la planta de producción de hidrógeno además del paso a paso del proceso productivo.

Para determinar la cantidad de hidrógeno producido por esta planta y con el fin de realizar un balance de materia por cada corriente, se tiene en cuenta la revisión bibliográfica de donde se obtiene la información de una producción de 6,5 m³/h en la planta de CRYOGAS en Sibaté, Colombia. Por lo tanto, se decide utilizar este valor como meta de producción para la planta de producción de hidrógeno a partir de agua de mar, mediante el proceso de electrólisis con tecnología PEM y utilizando energía eólica.[47]

Tabla 13.

Tabla de balance de materia por corriente de la producción de H₂.

BALANCE DE MATERIA			
Corriente	Flujo (Kg/h)		
1	23,167	11	4,967
2	23,167	12	14,902
3	23,167	13	4,967
4	18,267	14	5,663
5	18,267	15	9,239
6	17,634	16	4,813
7	17,634	17	4,813
8	19,870	18	0,849
9	19,870	19	1,386
10	19,870	20	7,854
		21	7,854
		22	6,675

Nota. En la siguiente tabla se evidencia el balance de masa por cada corriente del proceso con el fin de tener claridad del flujo empleado en la planta.

Tabla 14.

Tabla balance de energía de los intercambiadores de calor del proceso.

BALANCE DE ENERGÍA						
	Flujos (kg/h)	T entrada (°C)	T salida (°C)	ΔT (°C)	Cp (kJ/kg K)	Q (kJ/h)
E-101	17,634	18	40	22	4,179	1.621,274
E-102	19,870	40	80	40	4,185	3.326,201
E-103	4,967	80	55	-25	4,188	-520,091
Q global						4.427,383

Nota. En la siguiente tabla se evidencia el balance de energía de los intercambiadores empleados en el proceso con el fin de conocer el gasto energético.

El agua de mar ingresa al tanque V-101 procedente de una tubería de transporte provista desde el Mar Caribe con el fin de reducir costos y de tener un proceso continuo y sin interrupciones por falta de materia prima, y por medio de una bomba P-101 ingresa al filtro F-101 donde se procede a retirar la arena que contiene el agua de mar que pueda afectar el proceso de electrólisis; estas partículas sólidas producen taponamientos en tuberías y daños en los equipos. Luego de la filtración, se continúa con el proceso de ósmosis inversa, donde se retira el 99 % del contenido de sales y compuestos ionizados que contiene el agua de mar [47], cabe resaltar que el agua del Mar Caribe contiene 35 g/L de sales.

Después del proceso de ósmosis inversa, el agua de mar ingresa al equipo de intercambio de calor E-101, este intercambiador de tubo-coraza opera por medio de integración energética usando la energía calorífica del intercambiador E-103 que otorga una corriente de agua a 55 °C necesaria para precalentar el agua que sale del proceso de ósmosis. El agua ingresa a 18 °C y sale a 40 °C con el fin de acondicionar el fluido para la operación en el electrolizador. Después de este calentamiento, el agua entra al tanque V-102 para luego ingresar al intercambiador E-102, que también es de tubos-coraza, elevando la temperatura del agua de 40 °C a 80 °C para poder operar en las condiciones óptimas y mejorar el rendimiento de la separación electrolítica, este intercambiador utiliza agua a 95 °C con el fin de realizar la transferencia de calor al agua de mar.

Ya en la operación de la celda electrolítica se tiene la corriente 10 la cual una parte entra al proceso de electrólisis y la otra se lleva a un Chiller E-103, en donde se enfría el agua de 80 °C a 55 °C y se hace la integración energética con el intercambiador E-101. En la celda electrolítica, donde el electrolizador con tecnología PEM tiene una eficiencia del 62 % con un consumo de energía de 53,7 kWh/kg de hidrógeno [48], se separa por el ánodo o parte negativa el oxígeno y por el cátodo o placa positiva se separa el hidrógeno. En los dos procesos se realiza una separación tipo flash SP-101 y SP-102, ya que tanto el oxígeno como el hidrógeno poseen trazas de agua que se deben retirar para no perjudicar la pureza de los productos; estos separadores tienen una eficiencia del 85 % [49]. En esta separación, el agua separada se lleva como reciclo al tanque V-101 para iniciar de nuevo el proceso de electrólisis. El oxígeno es venteado a la atmósfera sin problema alguno, y el hidrógeno debe ingresar a un proceso de secado por medio de absorción; posterior a esto, se tiene el hidrógeno en fase gaseosa listo para su almacenamiento como producto.

Para la selección del aerogenerador a utilizar, se plantean 6 tipos de aerogeneradores ENERCON, una de las empresas líderes a nivel mundial dentro del sector de la energía eólica. Sus productos, al poder integrarse sin problemas en todas las estructuras de suministro, son de gran utilidad para todo tipo de proceso. Estos aerogeneradores, al ser los más conocidos por la compañía, son los que van a ser evaluados para la implementación en el proceso de electrólisis, donde se tendrán en cuenta aspectos como el área de instalación, la eficiencia de cada uno y el potencial nominal. A continuación se presentan la información de cada aerogenerador.[48]

Tabla 15.

Aerogeneradores ENERCON.

AEROGENERADOR	POTENCIA NOMINAL (kW)	ÁREA DE INSTALACIÓN (m²)	Cp	EFICIENCIA A 10 m/s
E33	250	876	0,47	79,313 %
E44	466	1521	0,5	84,375 %
E48	555	1810	0,5	84,375 %
E53	645	2198	0,48	81,000 %
E70	1223	3959	0,5	84,375 %
E82	1612	5281	0,5	84,375 %

Nota. Esta tabla representa los datos acordes a cada uno de los aerogeneradores para realizar la selección del aerogenerador a utilizar para el proceso de electrólisis PEM. Tomado de: Enercon, “Enercon Wind Turbine - Product Overview,” pp. 1–19, 2015.

Para el cálculo la eficiencia máxima que se presenta en la tabla, se parte de la siguiente ecuación utilizando el límite de Betz:

$$Cp = \frac{16}{27} * \eta$$

Despejando la eficiencia se obtiene:

$$\eta = \frac{27}{16} * Cp$$

A continuación, se procede a calcular la energía necesaria para producir 6,675 Kg/h de hidrógeno con la información bibliográfica respecto a la energía requerida en la electrólisis PEM, que es de 53,7 kWh/Kg. Con estos dos datos se obtiene una energía de 358,4475 kW la cual se obtiene multiplicando la energía por Kg requerida por la electrólisis por la producción en Kg/h de

hidrógeno requerido para el proceso. Con ello se selecciona el modelo E44 ya que satisface dicha potencia y a su vez requiere un área de instalación menor a los modelos E48, E53, E70 y E82. [48]

También se requiere un transformador para cambiar la corriente alterna (AC) a una corriente directa (DC) para evitar daños al equipo debido a las fluctuaciones de energía que pueden presentarse.

Tabla 16.

Equipos requeridos para la producción de hidrógeno verde.


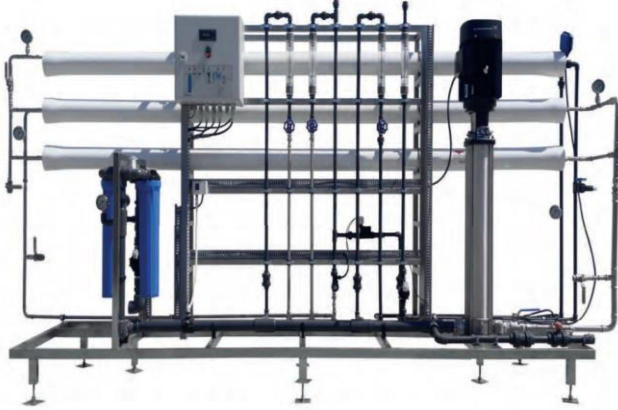

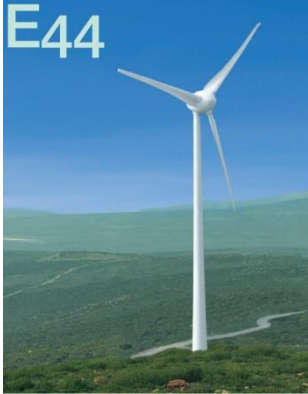
Equipo	Imagen
Filtrador	 <p data-bbox="485 1236 1401 1304">Nota: Filtrador de agua de mar. Tomado de http://www.esmotec.com/index.php/productos/filtracion/filtro-de-arena</p>
Osmosis inversa	 <p data-bbox="469 1738 1414 1879">Nota: equipo de osmosis inversa para eliminar contenido sal e impurezas. Tomado de https://www.osmofilter.com/descargas/FICHA_OSMOSIS_INDUSTRIA_L%20_2016.pdf</p>

Tabla 16. Continuacion

Intercambiador (Tubo-Coraza)	 <p>Nota: Intercambiador de calor tubo- coraza. Tomado de https://figmay.com/intercambiador-de-calor-de-casco-y-tubos/</p>
Tanque almacenamiento	 <p>Nota: Tanque de almacenamiento de líquidos. Tomado de http://oa.upm.es/51986/1/TFG_DAVINIA_GONZALEZ_DORTA.pdf</p>
Celda electrolítica	 <p>Nota: Celda electrolítica con tecnología PEM. Tomado de https://new.siemens.com/global/es/empresa/la-revista/energia/hidrogeno-derivado-de-la-electrolisis.html</p>
Separador	 <p>Nota: Separador de oxígeno/agua y de hidrógeno/agua. Tomado de https://www.cosmos.com.mx/ultra/16249/separadoresdevapor.htm</p>

Tabla 16. Continuacion

<p>Secador</p>	<div style="text-align: center;">  </div> <p>Nota: Secador de gases para retirar la humedad y agua del producto hidrógeno. Tomado de https://www.rycamsl.com/wp-content/uploads/2016/12/CD_plus_BD_plus_XD_plus_antwerp_leaflet_ES_2935462811.pdf</p>
<p>Aerogenerador</p>	<div style="text-align: center;">  </div> <p>Nota: Aerogenerador marca Enercon referencia E-44. Tomado de Enercon, “Enercon Wind Turbine - Product Overview,” pp. 1–19, 2015.</p>

- Separador de H₂/Agua Este equipo tiene como función eliminar el agua líquida por alta presión, para el proceso de electrólisis de agua de mar, es necesario de los separadores de serie C debido a que pueden producir hasta 30 m³/h de gas de hidrógeno obteniendo eficiencias del 85 %. Este tipo de separador ofrece también una ubicación más flexible y reduce los riesgos de seguridad operacional. [49]
- El secador de gases tiene como fin purificar el gas de producto para tener una mejor pureza en el proceso, el secador tiene una capacidad de 6 m³/h y una eficiencia de 85 % de secado, estos secadores tienen un bajo impacto debido a su facilidad de adecuación y un fácil mantenimiento. [49]
- La celda electrolítica a utilizar tiene una capacidad de producción de 103 m³/h, y presenta una presión requerida de 30 atm además de tener un dimensionamiento de 12.2 m de ancho, 2.5 m

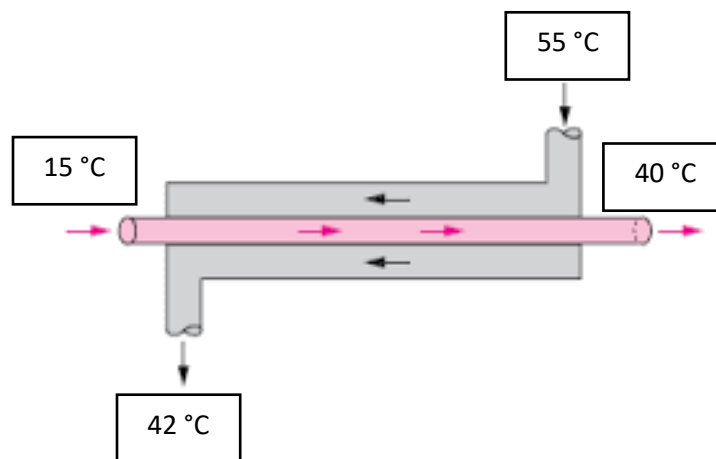
de largo y 3 m de alto, cabe resaltar que el electrolizador presenta una eficiencia del 62 % y un porcentaje de pureza del 99.99 %. [49]

- Las tuberías requeridas para la planta deben ser de acero inoxidable con el fin de prevenir la corrosión al momento de transportar el agua de mar, aunque esté previamente tratada y desalada se encuentra con contenido de sales que fomentan este fenómeno de la corrosión. [50]

Para el intercambiador de tubo y coraza se realizó el diseño con su respectivo dimensionamiento, con el fin de establecer los aspectos más importantes de su funcionamiento, basados en los flujos y temperaturas de operación del equipo. El intercambiador trabaja a contra flujo ya que por este medio se tiene una mejor transferencia de calor entre los fluidos implicados en el proceso.

Figura 23.

Intercambiador de calor en contraflujo E-101.



Nota. En esta Figura se observa el intercambiador de calor E-101 con sus respectivas temperaturas de entrada y salida tanto por los tubos como en la coraza.

Tabla 17.*Propiedades del intercambiador E-101.*

Propiedad	Coraza	Tubos
Flujo masico (Kg/s)	0,001379722	0,004898333
T. Entrada (°C)	55	15
T. Salida (°C)	42	40
T. Promedio(°C)	48,5	27,5
Cp (J/Kg*K)	4178	4179,5
ρ (Kg/m³)	996	996,25
μ (Kg/m*s)	0,000798	0,00085
Pr	5,42	5,85
K (W/m*K)	0,615	0,61185
Q (W)	74,93823278	511,8146042
T1 (°C)	55	-----
T2 (°C)	42	-----
t1 (°C)	-----	15
t2 (°C)	-----	40
Do (m)		0,0127
Di (m)		0,016
Pt (m)		0,0254
C (m)		0,0127
Ds (m)	0,3873	

Nota. En esta tabla se observan las propiedades de los fluidos a tener en cuenta para el correcto intercambio de calor en el equipo E-101 junto con ciertos factores de dimensionamiento de la tubería.

Finalmente, para el diseño del intercambiador se tienen las propiedades específicas en donde también se establecen el número de tubos, número de pasos, longitud de tubo, los coeficientes de convección y los coeficientes globales de transferencia de calor con incrustaciones y limpio.

Tabla 18.*Propiedades de diseño intercambiador E-101.*

Propiedades	Valor
Número de pasos	1
Número de tubos	38
Longitud de los tubos	1,56
Coefficiente de convección interno (hi) (W/m² k)	98,7033
Coefficiente de convección externo (ho) (W/m² k)	89,112
Coefficiente global de transferencia de calor con incrustaciones (Uof) (W/m² k)	51,376
Coefficiente global de transferencia de calor sin incrustaciones (Uoc) (W/m² k)	51,984

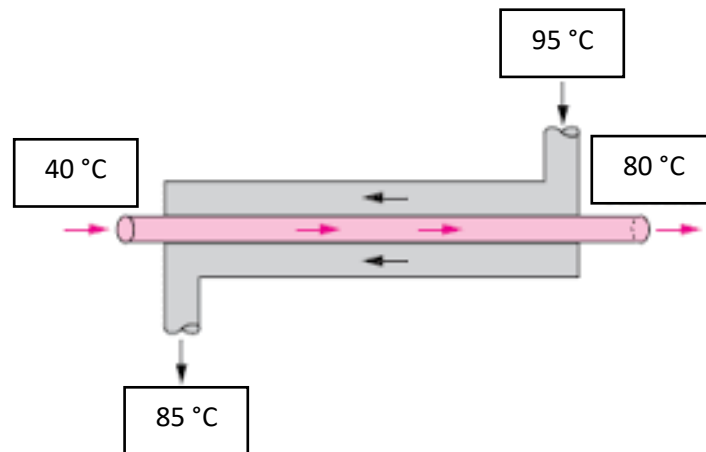
Nota. En esta tabla se observan los parámetros principales a tener en cuenta para el diseño del intercambiador de calor E-101 en el proceso de electrólisis de agua de mar.

El intercambiador E-102 presenta un diseño de distribución de tubos en forma cuadrada la cual presenta la mejor transferencia de calor entre los fluidos y también facilita la limpieza del equipo.

Para el diseño del intercambiador E-102 se realiza el mismo proceso que en el anterior intercambiador variando las temperaturas y los flujos de ingreso al equipo.

Figura 24.

Intercambiador de calor en contraflujo E-102.



Nota. En esta Figura se observa el intercambiador de calor E-101 con sus respectivas temperaturas de entrada y salida tanto por los tubos como en la coraza.

Tabla 19.*Propiedades del intercambiador E-102.*

Propiedad	Coraza	Tubos
Flujo másico (Kg/s)	0,00361944	0,005519
T. Entrada (°C)	95	40
T. Salida (°C)	85	80
T. Promedio(°C)	90	60
Cp (J/Kg*K)	4197	4170,4
ρ (Kg/m³)	971,8	987,8
μ (Kg/m*s)	0,000355	0,0002
Pr	2,22	1,131
K (W/m*K)	0,67	0,6671
Q (W)	151,908	920,731
T1 (°C)	95	-----
T2 (°C)	85	-----
t1 (°C)	-----	40
t2 (°C)	-----	80
Do (m)		0,0127
Di (m)		0,016
Pt (m)		0,0254
C (m)		0,0127
Ds (m)	0,3873	

Nota. En esta tabla se observan las propiedades de los fluidos a tener en cuenta para el correcto intercambio de calor en el equipo E-102 junto con ciertos factores de dimensionamiento de la tubería.

Tabla 20.

Propiedades de diseño intercambiador E-102.

Propiedades	Valor
Número de pasos	1
Número de tubos	38
Longitud de los tubos	1,56
Coefficiente de convección interno (hi) (W/m² k)	105,747
Coefficiente de convección externo (ho) (W/m² k)	191,892
Coefficiente global de transferencia de calor con incrustaciones (Uof) (W/m² k)	77,412
Coefficiente global de transferencia de calor sin incrustaciones (Uoc) (W/m² k)	78,801

Nota. En esta tabla se observan los parámetros principales a tener en cuenta para el diseño del intercambiador de calor E-102 en el proceso de electrólisis de agua de mar.

El intercambiador E-102 tiene el mismo principio de funcionamiento que el intercambiador E-101 ya que su función es el calentamiento del agua de mar, con el fin de acondicionarla para el proceso de electrólisis que se debe realizar a 80 °C.

Para el dimensionamiento de la bomba encargada de impulsar el agua de mar hacia el intercambiador E-102, se debe tener en cuenta la altura de elevación de la bomba calculada de la siguiente forma:

$$H = P + \frac{1}{2} * \frac{\rho * Q^2}{A^2}$$

En donde H es la altura que levanta la bomba (m), P es la presión que aplica la bomba al flujo (600000 Pa), Q es el factor volumétrico de la bomba (0,02002 m³/s), A es el área transversal de la tubería (0,000126 m²) y ρ es la densidad del agua de mar (992,21 kg/m³). Con esto se procede a calcular la altura obteniendo un resultado de 725245,0759 Pa (74,51 m). Para la potencia requerida por la bomba se calcula de la siguiente forma:

$$E = \frac{H * Q * \rho}{3670 * 10^{-5}}$$

El resultado reemplazando los datos en la fórmula es de 40,32 kW

12. COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO.

12.1. Costo de equipos para la producción de hidrógeno a partir de electrólisis PEM

Para determinar el costo de implementación del proyecto se realizó una búsqueda bibliográfica de los equipos presentes en el diagrama de flujo de proceso, donde se tuvo en cuenta algunos factores como inversión inicial, equipos empleados y el costo de un terreno ubicado en la zona de su construcción, en este caso específico La Guajira.

Un estudio realizado en Estados Unidos sobre el costo de manufactura de una planta de producción de hidrógeno por medio de tecnología PEM, alimentada con una fuente eléctrica de 1 MW arroja información importante sobre el costo de una de estas plantas, lo que permite tener un panorama para determinar el costo de la implementación de este proyecto.

En este estudio se tienen en cuenta variables como el costo de válvulas, instrumentación y tuberías que se puedan tener en este tipo de plantas. Los costos encontrados se tienen en dólares estadounidenses (USD) y corresponden a una planta con un requerimiento de 1 MW de potencia por parte de una fuente externa. En este caso específico es necesario un suministro de 358,4475 kW, lo que permite la aplicación de una mayor cantidad de potencia a partir de la implementación de más fuentes de energía renovable como puede ser otro aerogenerador E44, con el fin de ampliar la capacidad de producción de hidrógeno con esta tecnología de electrólisis.

A partir de lo anterior se determina un costo de equipos para la planta de 222.893 USD, teniendo en cuenta accesorios como instrumentos de medición y control del proceso, y tuberías y válvulas que son necesarias para la puesta en marcha del proceso. En la Tabla 17 se puede encontrar el costo en dólares de cada uno de estos equipos y accesorios que son necesarios en el modelo planteado de electrólisis por medio de tecnología PEM. [50]

Tabla 21.

Costo en USD de equipos para la implementación de una planta de electrólisis con tecnología PEM.

Sistema	Subsistema	1 Mw
Desionizador de agua de mar	Bomba de circulación	\$ 10.962
	Bomba de polución	\$ 5.000
	Tubería	\$ 15.157
	Válvulas e instrumentación <ul style="list-style-type: none"> • Presión, temperatura, conductividad, flujo 	\$ 11.368
	Controles	\$ 4.595
	Total	\$ 47.082
Proceso hidrógeno	Separador de oxígeno	\$ 40.000
	Separador hidrógeno/agua	\$ 26.390
	Secador	\$ 36.589
	Tubería	\$ 7.579
	Válvulas e instrumentación <ul style="list-style-type: none"> • Presión, Temperatura, conductividad, flujo 	\$ 7.579
	Controles	\$ 5.743
	Total	\$ 123.880
Enfriamiento y calentamiento	Intercambiador de calor x3	\$ 31.575
	Válvulas e instrumentación	\$ 4.595
	Tuberías	\$ 2.297
	Enfriador seco	\$ 7.464
	Total	\$ 45.931
Diverso	Válvula de aire- nitrógeno o aire comprimido	\$ 2.000
	Ventilación y requerimientos de seguridad <ul style="list-style-type: none"> • Detectores de gases de combustible • Ventilación de escape 	\$ 2.000 \$ 2.000
	Total	\$ 6.000
	Planta	Costo total

Nota: Los valores establecidos en la tabla son el resultado de un estudio de manufactura en los Estados Unidos en el año 2019 para la puesta en marcha de una planta de generación de hidrógeno verde utilizando un electrolizador PEM como medio para la separación y obtención del hidrógeno. Tomado de: A. Mayyas *et al.*, “Manufacturing Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers,” *Natl. Renew. Energy Lab.*, no. August, p. 65, 2019.

Se debe tener en cuenta que, al implementarse este proyecto en Colombia, se puede llegar al caso de no encontrar los equipos necesarios en el territorio y tener un sobrecosto por la importación de equipos para la puesta en marcha de la planta. También se pueden llegar a encontrar sobrecostos en el mantenimiento de algunos equipos, especialmente en la celda electrolítica PEM, ya que, al tratarse de una tecnología relativamente nueva, llega a ser difícil la compra de repuestos y se hace necesario la importación de partes en una posible reparación a futuro.

El costo para una celda electrolítica con tecnología PEM se define por la cantidad de potencia requerida para la producción de hidrógeno, el precio de inversión para esta celda se encuentra entre 600 y 1.300 USD/kW, siendo esta tecnología una de las más económicas para una posible inversión.[6] Para el caso planteado, y teniendo en cuenta una producción de hidrógeno de 6,675 Kg/h y un consumo requerido mínimo de 53,7 kWh/Kg para el electrolizador, se realiza el cálculo de la cantidad de energía necesaria para el funcionamiento del electrolizador: 358.4475 kW, se realiza la multiplicación entre la cantidad de energía y el costo por kW de inversión, que es 600 USD; por lo tanto, el valor de la celda electrolítica es de 215.068,5 USD.

El costo del mantenimiento para la celda electrolítica oscila entre 18 y 65 USD por kW requerido, por lo tanto, se calcula el mantenimiento teniendo en cuenta el consumo para la producción (358,4475 kW) y el costo de mantenimiento (18 USD/kW/año) por año para esta celda electrolítica. El costo de reparación es de 6.652,055 USD, teniendo en cuenta que el mantenimiento de esta tecnología es la segunda más económica después de la electrólisis alcalina. [6]

Para el análisis de los costos de la energía renovable implementada se realizó una revisión bibliográfica para determinar el costo de un aerogenerador E44, el cual alimentará el proceso electrolítico, cabe resaltar que para el proceso mostrado sólo se requiere de un aerogenerador de este tipo, ya que los requerimientos de la celda electrolítica permiten la cantidad de energía que puede producir el aerogenerador en La Guajira.

El aerogenerador E44 ENERCON fue desarrollado para sistemas de fuerte viento, en el mercado se encuentra con un precio por unidad de 133.200 USD.[51] Para este tipo de aerogeneradores se tienen las características nombradas en la Tabla 18, donde se evidencia que es el aerogenerador conveniente para producir el flujo energético necesario que suplirá la demanda energética del proceso de electrólisis, todo esto debido al potencial nominal que se puede generar a una velocidad de 10 m/s, el cual es de 466 kW, teniendo en cuenta que se necesitan de 358,4475 kW para producir

6,675 kg/h de hidrógeno. Comparando este aerogenerador con otros prototipos presentados en la Tabla 15, el área de instalación es una de las más bajas, lo que disminuiría los costos de instalación.

Tabla 22.

Características del aerogenerador E44.

Datos técnicos	
Potencia nominal máxima	900 kW
Diámetro del rotor	44 m
Altura	55 m
Número de palas	3
Área de instalación	1.521 m ²
Velocidad rotacional	Variable, 12 – 34 rpm

Nota: Tomado de: Enercon, “Enercon Wind Turbine - Product Overview,” pp. 1–19, 2015.

Para el correcto funcionamiento de la celda electrolítica es necesario transformar la corriente alterna que proviene del aerogenerador a corriente directa. Para esto se utilizan transformadores de corriente y voltaje que tienen un costo de 340 USD y 225 USD respectivamente. El costo total de estos accesorios para la transformación de la corriente es de 565 USD. [50]

Para el cálculo del costo del área de instalación del aerogenerador se encuentra que el costo por metro cuadrado en La Guajira es de aproximadamente 130000 COP [52]; con esto y teniendo en cuenta la Tabla 18 en donde se especifican las características del aerogenerador E44, con un área de instalación de 1.521 m², el costo será de 197.730.000 COP.

En este análisis de costos no se calcula el costo que tendría la construcción de una planta física en donde se incluyan costos de mano de obra, ya que estos costos son variables dependiendo de factores como tamaño, zona geográfica, cantidad de personal, tiempo de duración de la obra, entre otros. Por tal razón, este trabajo sólo se centra en encontrar un valor aproximado del costo de equipos para el funcionamiento, el costo de la implementación de la fuente de energía renovable y el costo del metro cuadrado de tierra en La Guajira, zona donde se planea implementar la planta. Cabe resaltar que en este proyecto tampoco se tiene en cuenta el dimensionamiento, por lo que no se calcula el valor del terreno necesario para la construcción de la planta.

Finalmente, el análisis de costos del proyecto con la propuesta que se seleccionó es de 571.726,5 USD (2'114.244.597 COP), aquí se incluyeron los costos de los equipos alternos a la celda electrolítica como lo son: secador, separadores, intercambiadores de calor, tubería,

instrumentación, entre otros. También se consideró el costo de la celda electrolítica con tecnología PEM, y el costo del aerogenerador E44 de ENERCON. No se incluyó el costo del mantenimiento de los equipos por año.

13. CONCLUSIONES

Se identificó la situación actual para la obtención del hidrógeno de fuentes renovables y no renovables, en donde se observó que para el año 2021, el pronóstico de producción de hidrógeno oscila de 0,6 a 0,8 MT. Junto a los nuevos proyectos planteados por el país, se pronostica una producción de hidrógeno para el año 2030 de 7,6 MT.

Se seleccionó una fuente de energía renovable alternativa para la obtención de hidrógeno la cual fue la energía eólica que sobresalió sobre la energía solar por su producción de energía por equipo, la producción del parque Jepírachi por aerogenerador es de 1,3 MW comparado con el parque fotovoltaico El Paso el cual tiene una producción de energía por panel solar de 0,25 MW.

Se determinó los requerimientos técnicos que presenta la obtención de hidrógeno a partir de la energía eólica en donde se estipularon los equipos convenientes para este proceso y un balance de materia y energía simulando la producción de una planta de gas situada en Sibaté cuya producción es de 6,5 m³/h.

Se analizó el costo de implementación del proceso de obtención de hidrógeno por medio de la energía eólica en donde se originó un valor aproximado de 571.726.5 USD, el cual se deriva de los costos de los equipos, el costo de la celda electrolítica y el costo del aerogenerador.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Velásquez, J. Quinceno “Diseño de un sistema de generación de hidrógeno por electrólisis” *Universidad Tecnológica de Pereira.*, vol. 1, no. 1, pp. 69–73, 2013, doi: 10.11113/jt.v56.60.
- [2] M. Voldsund, K. Jordal, and R. Anantharaman, “Hydrogen production with CO2 capture,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 9, pp. 4969–4992, 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.01.009.
- [3] A. Pino Priego, “Producción de Hidrógeno.”
- [4] J. Gómez-Ramírez, J. D. Murcia-Murcia, and I. Cabeza-rojas, “La Energía Solar Fotovoltaica En Antecedentes Y Perspectivas.”
- [5] IPSE, “Informe de Gestión IPSE 2019,” pp. 1–92, 2020, [Online]. Available: <http://www.ipse.gov.co/ipse/informes-de-gestion/category/359-informe-de-gestion-2019#>.
- [6] R. d’Amore-Domenech, Ó. Santiago, and T. J. Leo, “Multicriteria analysis of seawater electrolysis technologies for green hydrogen production at sea,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 133, no. December 2019, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110166.
- [7] Y. Kuang *et al.*, “Solar-driven, highly sustained splitting of seawater into hydrogen and oxygen fuels,” *Proc. Natl. Acad. Sci. U. S. A.*, vol. 116, no. 14, pp. 6624–6629, Apr. 2019, doi: 10.1073/pnas.1900556116.
- [8] K. Meier, “Hydrogen production with sea water electrolysis using Norwegian offshore wind energy potentials: Techno-economic assessment for an offshore-based hydrogen production approach with state-of-the-art technology,” *Int. J. Energy Environ. Eng.*, vol. 5, no. 2–3, pp. 1–12, Jul. 2014, doi: 10.1007/s40095-014-0104-6.
- [9] J. E. Funk, “Thermochemical hydrogen production: Past and present,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 26, no. 3, pp. 185–190, 2001, doi: 10.1016/S0360-3199(00)00062-8.
- [10] T. Kuge, T. Nishimoto, M. Kurohagi, K. Maeda, S. Yae, and Y. Mukouyama, “Mechanism of potential oscillation during electrolysis of water in acidic solutions,” *Electrochemistry*, vol. 88, no. 3, pp. 157–164, 2020, doi: 10.5796/electrochemistry.19-00065.

- [11] H. Carvajal Osorio, J. H. Babativa, and J. A. Alonso, “Estudio sobre producción de H₂ con hidroelectricidad para una economía de hidrógeno en Colombia,” *Ing. Y Compet.*, vol. 12, no. 1, pp. 31–42, 2011, doi: 10.25100/iyc.v12i1.2700.
- [12] R. Sánchez-dirzo, R. Silva-casarín, G. Edgar, and M. R. D. G. González-huerta, “Hidrógeno Del Mar,” *TIP Rev. Espec. en Ciencias Químico-Biológicas*, vol. 15, no. 1, pp. 49–61, 2012.
- [13] A. L. Muñoz, “Producción de hidrógeno a partir de energía solar . Panorama en Colombia Hydrogen Production from Solar Energy . The Overview in Colombia,” *Elementos*, vol. 5, 2015.
- [14] S. Z. Baykara, “Hydrogen: A brief overview on its sources, production and environmental impact,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 23, pp. 10605–10614, 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.02.022.
- [15] L. G. Moreno and C. E. Vargas, “La tecnología del hidrógeno, una oportunidad estratégica para la perdurabilidad del sector energético en Colombia,” *Tesis*, pp. 1–149, 2013, [Online]. Available: <http://repository.urosario.edu.co/bitstream/handle/10336/4294/79952447-2013.pdf?sequence=3>.
- [16] I. A. Gondal, S. A. Masood, and R. Khan, “Green hydrogen production potential for developing a hydrogen economy in Pakistan,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 12, pp. 6011–6039, 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.01.113.
- [17] K. S. Alcántara, “Un poco de todo sobre el HIDRÓGENO.”
- [18] M. Fàbrega Ramos, “Hidrógeno: Aplicación en motores de combustión interna,” 2009, [Online]. Available: <https://upcommons.upc.edu/handle/2099.1/6533>.
- [19] C. Fernández, “Energética del hidrógeno. Contexto, estado actual y perspectivas de futuro,” *Tesis Dr. Química Orgánica, Univ. Sevilla, España*, pp. 73–81, 2013.
- [20] S. Martínez and V. Ramírez, “Producción de energía eléctrica y gas de síntesis a partir de la electrólisis del agua con energía solar y uso de co₂,” pp. 1–147, 2017.
- [21] A. Guillén, J. A. Colmán, F. N. Soler, and J. Arnaldo, “Producción De Amoniaco,” no. 2017, p. 5, 2017, [Online]. Available:

https://www.academia.edu/36547004/PRODUCCIÓN_DE_AMONIACO.

- [22] UPME, “Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050,” *Unidad Planeación Min. Energética, Repub. Colomb.*, p. 184, 2015, [Online]. Available: http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf.
- [23] Minenergía, “Transición Energética : Una realidad en Colombia,” 2020.
- [24] K. Sánchez, “Energía Renovable : Hidrógeno como Vector Energético,” *Espec. en Gerenc. Ambient. y Desarro. Sosten. Empres.*, pp. 1–13, 2019.
- [25] A. Tarancón, *De Una Economía Descarbonizada.* .
- [26] E. Junyent Guinart, “Hidrógeno . Estudio de sus propiedades y diseño de una planta de licuado .,” no. November 2009, p. 300, 2013.
- [27] K. J. Laidler, “Historia de la electrólisis,” *Educ. Química*, vol. 1, no. 3, p. 128, 2018, doi: 10.22201/fq.18708404e.1990.3.66993.
- [28] M. Rashid, M. K. Al Mesfer, H. Naseem, and M. Danish, “Hydrogen Production by Water Electrolysis: A Review of Alkaline Water Electrolysis, PEM Water Electrolysis and High Temperature Water Electrolysis,” 2015.
- [29] J. C. Schallenberg *et al.*, *Energías renovables y eficiencia energética.* .
- [30] P. Moreno, “Energía eólica: ventajas y desventajas de su utilización en Colombia” *Universidad Libre.*, vol. 1, no. 1, pp. 69–73, 2013, doi: 10.11113/jt.v56.60.
- [31] D. Pineda, “Evaluación técnico económica de una planta de producción de hidrógeno mediante electrólisis de agua utilizando energía eléctrica producida con celdas fotovoltaicas de alta eficiencia” *Universidad de Chile* vol. 1, 2009.
- [32] J. Soto, “Desarrollo de la energía eólica en Colombia,” *Universidad de América* no. June, 2016.
- [33] Lady Pinzón, “Alternativa en el aprovechamiento de energía solar ante crisis energética en Colombia.,” *Univ. Mil. Nueva Granada*, p. 25, 2016.
- [34] R. Sanchez, R. Silva, E. Mendoza, R. González “Hidrógeno del mar” vol. 15, no. 1, pp. 49–

- 61, 2012.
- [35] L. Temperatura, “El Agua de Mar : Composición y Propiedades La Temperatura en el Agua de Mar Salinidad en el Océano,” pp. 1–40, 1922.
- [36] Agbar, “Propiedades del agua de Barcelona. Aigües de Barcelona.” p. 2015, 2015.
- [37] S. A. Grigoriev, E. K. Lyutikova, S. Martemianov, and V. N. Fateev, “On the possibility of replacement of Pt by Pd in a hydrogen electrode of PEM fuel cells,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 32, no. 17, pp. 4438–4442, 2007, doi: 10.1016/j.ijhydene.2007.02.005.
- [38] S. Shiva Kumar and V. Himabindu, “Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review,” *Mater. Sci. Energy Technol.*, vol. 2, no. 3, pp. 442–454, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.mset.2019.03.002.
- [39] S. Giddey, F. T. Ciacchi, and S. P. S. Badwal, “High purity oxygen production with a polymer electrolyte membrane electrolyser,” *J. Memb. Sci.*, vol. 346, no. 1, pp. 227–232, 2010, doi: 10.1016/j.memsci.2009.09.042.
- [40] B. Hinnemann *et al.*, “Ja0504690-1.Pdf,” pp. 5308–5309, 2005.
- [41] M. Sarno and E. Ponticorvo, “High hydrogen production rate on RuS₂@MoS₂ hybrid nanocatalyst by PEM electrolysis,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 9, pp. 4398–4405, 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.10.229.
- [42] G. Li *et al.*, “Zeolite-templated Ir xRu 1-xO₂ electrocatalysts for oxygen evolution reaction in solid polymer electrolyte water electrolyzers,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 22, pp. 16786–16794, 2012, doi: 10.1016/j.ijhydene.2012.08.087.
- [43] J. Gómez-Ramírez, J. D. Murcia-Murcia, and I. Cabeza-Rojas, “LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN COLOMBIA: POTENCIALES, ANTECEDENTES Y PERSPECTIVAS.”
- [44] EPM, “Jepirachi una experiencia con la comunidad indígena Wayuu de la Alta Guajira colombiana”, vol. 4, no. 3, pp. 57–71, 1392, [Online]. Available: <http://marefateadyan.nashriyat.ir/node/150>.
- [45] E.-G. Power, “Parque Solar Lapa,” pp. 1–2, 2017.

- [46] L. Cortes and L. Lesmes, “Simulación De Una Planta Desalinizadora De Agua De Mar, Por Medio Del Software Ims Desing Como Estrategia Para Fortalecer El Desarrollo Social Del Norte Caribe Colombiano-Municipio De Uribía-La Guajira,” p. 165, 2014, [Online]. Available: [https://repository.unilibre.edu.co/bitstream/handle/10901/11251/Proyecto Desalación Guajira-Colombia.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repository.unilibre.edu.co/bitstream/handle/10901/11251/Proyecto%20Desalaci3n%20Guajira-Colombia.pdf?sequence=1&isAllowed=y).
- [47] J. K. Liker, “No Title الفوقعة,” *CWL Publ. Enterp. Inc., Madison*, vol. 2004, p. 352, 2004, [Online]. Available: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/cbdv.200490137/abstract>.
- [48] Enercon, “Enercon Wind Turbine - Product Overview,” pp. 1–19, 2015, [Online]. Available: http://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/en/ENERCON_Produkt_en_06_2015.pdf.
- [49] N. H. Electrolysers, “Nel Hydrogen Electrolyzers Rev C,” p. 16, 2019, [Online]. Available: <https://nelhydrogen.com/assets/uploads/2016/05/Nel-Electrolysers-Brochure-2018-PD-0600-0125-Web.pdf>.
- [50] A. Mayyas *et al.*, “Manufacturing Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers,” *Natl. Renew. Energy Lab.*, no. August, p. 65, 2019, [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/72740.pdf.%0Ahttps://www.nrel.gov/docs/fy10osti/72740.pdf>.
- [51] Wind-Turbine (2021). ENERCON E44/900. [online]. Available: <https://en.wind-turbine.com/wind-turbines/54176/enercon-e44-600.html>.
- [52] Allanuncios (2021). Venta de terrenos guajira. [online]. Available: <https://www.allanuncios.com.co/venta-terrenos/guajira>

ANEXO

Se recomienda seguir por esta línea de investigación y ampliar más sobre los nuevos desarrollos de energía limpia que permita alcanzar un mejor desarrollo sostenible, el cual es de gran importancia en estos tiempos debido a la crisis ambiental que cada vez nos deja con menos tiempo para encontrar y realizar un cambio necesario.

También se recomienda el seguimiento de este proyecto con posibles simulaciones y datos experimentales con el fin de dar un estudio más exhaustivo y determinar la viabilidad en el país, ya que es una gran oportunidad de crecimiento en energías limpias y en el desarrollo tecnológico de la nación.