

Estudio de la generación de hidrógeno verde a partir de electrólisis del agua de producción, como
futura fuente de suministro y almacenamiento energético en un campo petrolero colombiano

Santiago Orduz Ríos, Ludwin Andrés González Mantilla

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Erik Giovany Montes Páez

M.Sc. Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector

Ing. Raúl Villamizar Duran

M.Sc. Ingeniería de Petróleo y Gas

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

Dedico este proyecto principalmente a Dios, por darme la fortaleza mental y física para seguir adelante afrontando cada situación que se me presenta día a día.

Mis padres Rodolfo y Nancy, gracias por brindarme mi estudio, gracias por apoyarme en cada locura de mi vida, gracias a mi padre por recogerme cada vez que salía de la universidad sin poner, pero alguno, a mi madre por darme charlas y cariño cuando lo necesitaba, quiero que recuerden por siempre que esto es por ustedes y para ustedes, esto es el inicio de algo muy grande en nuestras vidas.

También me gustaria agradecer a la mujer que me ha inspirado y fortalecido en muchos aspectos de mi vida, mi novia María Fernanda, me ha apoyado en cualquier situación y apoyado para sacar adelante mi carrera y mi vida persona, gracias a Dios por ponerla en mi camino y bendecirme con su compañía.

Por último, agradecer a mis angelitos, mis abuelos Trinidad y Alfredo que les cumplí el poder tener un sobrino egresado de la mejor Universidad del oriente colombiano, y a mi tía Gloria, que se me fue muy pronto pero acá siempre estará presente en mi vida.

Dedicatoria

Dedico este proyecto de grado primeramente a Dios y mi familia. A Dios porque ha estado conmigo a cada paso que doy, cuidándome, bendiciendo y dándome fortaleza para continuar. A mi familia ya que me han sabido formarme con buenos sentimientos, hábitos y valores lo cual me ha servido para seguir adelante ante cualquier situación. Han velado por mí en lo mental, emocional, económico y en todo lo que he necesitado a lo largo de mi vida.

A mi abuelo que tanto en vida como en el cielo me ha aconsejado, guiado e iluminado para seguir adelante con mis proyectos.

También dedico a mi novia Daniela quién ha sido mi motivación para superarme, nunca rendirme en el estudio, trabajo y todo aquello que hemos enfrentado a lo largo de nuestros años de relación.

Agradecimientos

Principalmente queremos agradecer el apoyo brindado por el que va a ser el mejor grupo de investigación de la UIS, Galileo “Planteamiento Energético”, en cabeza del ingeniero Erik Montes, sin ellos no hubiese sido posible culminar de manera exitosa nuestra vida universitaria.

También es importante resaltar la ayuda de la empresa Frontera Energy, nos brindó el apoyo necesario en el tema de cifras y demás datos que eran necesarios para desarrollar este proyecto.

Por último, agradecemos al ingeniero Emiliano Ariza, actual director de la escuela de Ingeniería de petróleos, por su comprensión y acompañamiento en cada uno de los requerimientos necesarios.

Tabla de Contenido

Introducción	12
1. Objetivos	14
1.1 Objetivo General	14
1.2 Objetivos Específicos	14
2. Conceptos básicos del hidrógeno verde	15
2.1. Importancia del Hidrógeno como vector energético	16
2.2. Actualidad del Hidrógeno Verde en el mundo	18
2.3. Actualidad y futuro del Hidrógeno verde en Colombia	23
2.4. Tecnologías para la obtención de hidrógeno verde	28
2.4.1. Electrolizador PEM	30
2.4.2. Electrolizador Alcalino	33
2.4.3. Electrolizador de estado sólido	38
2.5. Cadena de valor del hidrógeno verde	40
2.6. Sistema de almacenamiento	41
3. Conceptos básicos para el tratamiento del agua de producción para generación de hidrógeno verde	43
3.1. Características del agua de producción	43
3.1.1. Sales y sólidos en suspensión:	43
3.2. Tecnologías para el agua de producción	50

3.2.1.	Equipos para tratamientos físicos	50
3.2.2.	Equipos para tratamientos químicos	57
3.2.3	Equipo para tratamiento con membrana bajo cambios de presión.	61
4.	Metodología más adecuada para el tratamiento del agua de producción para el proceso de electrólisis	62
4.1	Características del agua para la generación de hidrógeno verde:	62
4.1.1.	Pretratamiento	70
4.1.2.	Ósmosis inversa:	73
4.1.3.	Tratamiento de Fangos.....	75
5.	Análisis comparativo del consumo energético de algunos campos petroleros colombianos a nivel regional	77
6.	Análisis de las oportunidades de almacenamiento y suministro de energía limpia dentro de un campo petrolero colombiano por medio de la generación de hidrógeno verde	87
7.	Evaluación de la viabilidad financiera, técnica y ambiental del desempeño de la generación de hidrógeno verde directamente originada desde un campo petrolero colombiano.....	99
7.1.	Análisis Técnico.....	99
7.1.	Análisis Financiero	106
7.3.	Análisis Ambiental.....	116
8.	Conclusiones	120
	Referencias Bibliográficas	121

Lista de Tablas

Tabla 1. <i>Tipos de electrolizador</i>	39
Tabla 2. Cationes en el agua de producción.	43
Tabla 3. Aniones en el agua de producción.	44
Tabla 4. Componentes en el agua de producción.	49
Tabla 5. <i>Tecnologías para la remoción de grasas y aceites con base al tamaño de partícula</i>	65
Tabla 6. <i>Tecnologías para la remoción de compuestos orgánicos disueltos</i>	65
Tabla 7. <i>Tecnologías con membranas para el tratamiento de agua</i>	67
Tabla 8. <i>Propiedades del agua purificada</i>	68
Tabla 9. <i>Propiedades del agua tratada</i>	77
Tabla 10. Consumo Fuel Oil Campo Quifa abril 2023	80
Tabla 11. <i>Consumo Fuel Oil Campo Quifa abril 2023</i>	82
Tabla 12. <i>Consumo energético sistema bombeo electrosumergible</i>	83
Tabla 13. <i>Consumo energético sistema bombeo mecánico tipo Rotaflex</i>	84
Tabla 14. <i>Consumo energético sistema bombeo mecánico tipo VSH2</i>	85
Tabla 15. <i>Costos energia renovable en Colombia</i>	109
Tabla 16. Costos de equipos y maquinaria para la producción de Hidrógeno verde actualmente	112

Lista de Figuras

Figura 1. Tipos de Hidrógeno	16
Figura 2. <i>Distribución de la energía solar en el mundo, kWh/m²/año</i>	20
Figura 3. <i>Evolución del LCOH en Colombia</i>	25
Figura 4. Competitividad de hidrógeno de bajas emisiones en Colombia.....	26
Figura 5. <i>Diagrama del proceso de electrolisis por medio del electrolizador PEM</i>	30
Figura 6. <i>Planta Energy y Chemicals Park Rheinland (Alemania).</i>	37
Figura 7. <i>Proceso de producción de hidrógeno verde.</i>	41
Figura 8. Sistema de agitación.	51
Figura 9. Filtros de Hidrociclón.....	52
Figura 10. Sistema de evaporación	54
Figura 11. Sistema DAF	56
Figura 12. Sistema de intercambio iónico.....	59
Figura 13. Generalidades sobre el agua purificada	62
Figura 14. Pretratamiento del agua para generar hidrógeno.	63
Figura 15. Proceso de eliminación.....	64
Figura 16. Diseño del proceso de osmosis inversa	69
Figura 17. Purificación del agua residual	70
Figura 18. <i>Diseño sistema DAF</i>	71
Figura 19. <i>Planta Osmosis inversa</i>	73
Figura 20. <i>Membrana Ósmosis inversa</i>	74

Figura 21. Deshidratación de fangos	76
Figura 22. <i>Planta de Hidrógeno comprimido.</i>	90
Figura 23. <i>Hidrógeno líquido.</i>	91
Figura 24. <i>Mecanismos de Transporte del Hidrógeno Comprimido</i>	93
Figura 25. <i>Hour Small Ball Mill Gold Ball Grinding Milling Machine for Quart</i>	97
Figura 26. Funcionamiento de la planta GIGASTACK	102
Figura 27. <i>Emisiones de CO2 en sectores</i>	117
Figura 28. <i>Emisiones de CO2</i>	118

Resumen

Título: Estudio de la generación de hidrógeno verde a partir de electrólisis del agua de producción, como futura fuente de suministro y almacenamiento energético en un campo petrolero colombiano*

Autor: Santiago Orduz Rios, Ludwin Andrés Gonzales Mantilla**

Palabras Clave: Electrólisis, Campo, Hidrógeno, Agua

Descripción: La implementación de nuevas fuentes de energía y la necesidad de darle un rumbo a la lucha contra el cambio climático cada vez está cogiendo más fuerza y mayor impulso económico, es por eso por lo que la industria petrolera colombiana ha sentido la necesidad de buscar alternativas que impliquen un acompañamiento en la protección de la industria y a su vez del medio ambiente. El hidrógeno verde ha sido una de las tecnologías que más ha tenido auge en los últimos años en el mundo, dando soluciones a largo plazo, ya que aportan la energía necesaria por medio del elemento químico más abundante del mundo, el agua, a través del proceso de electrólisis. Este proyecto busca relacionar directamente la generación de hidrógeno verde a través de un problema que tiene la industria petrolera colombiana, la alta producción del agua producida, dando soluciones a unos de varios problemas que se tiene hoy en día como industria.

En el presente trabajo se busca estudiar la generación de hidrógeno verde a partir de electrólisis del agua de producción, como futura fuente de suministro y almacenamiento energético en un campo petrolero colombiano por medio de una selección de metodologías que se adecue para el tratamiento de agua de producción en la operación del proceso de electrólisis, a su vez, también se realizó un análisis comparativo del consumo energético de algunos campos petroleros colombianos a nivel regional. Finalmente se analizó las oportunidades de almacenamiento y suministro de energía limpia dentro de un campo petrolero colombiano por medio de la generación de hidrógeno verde y se generó una evaluación de la viabilidad financiera, técnica y ambiental del desempeño de la generación de hidrógeno verde directamente originada desde un campo petrolero colombiano.

*Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. Erik Giovany Montes Páez. Codirector: Ingeniero Raúl Villamizar Durán.

Abstract

Title: Study of the generation of green hydrogen from electrolysis of produced water as a future source of energy supply and storage in a Colombian oil field*

Author(s): Santiago Orduz Rios, Ludwin Andrés González Mantilla**

Key Words: Electrolysis, Field, Hydrogen, Water

Description: The implementation of new energy sources and the need to give a direction to the fight against climate change is gaining more and more strength and economic momentum, which is why the Colombian oil industry has felt the need to seek alternatives that involve an accompaniment in the protection of the industry and in turn the environment. Green hydrogen has been one of the technologies that has been booming in recent years in the world, providing long-term solutions, as they provide the necessary energy through the most abundant chemical element in the world, water, through the electrolysis process. This project seeks to directly relate the generation of green hydrogen through a problem that the Colombian oil industry has, the high production of water produced, providing solutions to one of several problems that the industry has today.

The present work seeks to study the generation of green hydrogen from electrolysis of produced water, as a future source of supply and energy storage in a Colombian oil field through a selection of methodologies that are suitable for the treatment of produced water in the operation of the electrolysis process, in turn, a comparative analysis of the energy consumption of some Colombian oil fields at regional level was also performed. Finally, the opportunities for storage and supply of clean energy within a Colombian oil field through the generation of green hydrogen were analyzed and an evaluation of the financial, technical, and environmental feasibility of the performance of green hydrogen generation directly from a Colombian oil field was generated.

*Bachelor Thesis.

**Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Advisor: Erik Giovany Montes Páez, M. Sc. Co-Advisor: Raúl Villamizar Durán

Introducción

En los últimos años Colombia ha vivido un sinnúmero de cambios en el ámbito ambiental y es por eso por lo que poco a poco se ha generado conciencia y compromiso con temas relacionados hacia el medio ambiente. El fin de este cambio radica en reducir los efectos negativos de evitar el calentamiento global, este es un objetivo mundial por el cual Colombia está comprometido a reducir un 51 % las emisiones de gases de efecto invernadero al año 2030, amparado en 184 acciones, objetivos, políticas y medidas concretas de mitigación y 30 medidas de adaptación (Gutiérrez, 2022). Dando como resultado el estudio de tecnologías y proyectos que ayuden con el objetivo principal de este cambio, generando la necesidad de estudiar el elemento químico más abundante que hoy en día existe, el hidrógeno, relacionándolo directamente con la necesidad de obtener energía sin generar daño medio ambiental. El presente de Colombia en temas investigativos es precario, pero con el transcurrir de los años se ha podido desarrollar algunos proyectos con ciertas limitaciones, uno de ellos es el planteamiento teórico de la “Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia”, el cual tiene por objeto contribuir al desarrollo e implementación del hidrógeno de bajas emisiones en Colombia, a su vez se tiene el proyecto práctico de la producción del hidrógeno verde por medio del primer electrolizador en territorio colombiano ubicado en la refinería de Cartagena, también se iniciará un piloto de producción de hidrógeno verde e inyección en redes de gas natural en Colombia, específicamente en la zona de Mamonal en Cartagena, los cuales tendrán un uso trascendental en consumo de energía del país.

Gracias a estos avances se ha querido relacionar el tema del hidrógeno verde con la industria petrolera colombiana, generando impactos positivos al tema de la transición energética y

sobre todo demostrando que se pueden implementar estas tecnologías. Para el desarrollo de la producción de hidrógeno verde es de gran importancia contar con uno de los recursos más vitales del ser humano, el agua, teniendo en cuenta la importancia del agua en la industria y la cantidad de producción que se obtiene en cada uno de nuestro pozos petroleros colombianos, se quiere optimizar este recurso por medio del método de electrólisis de membrana polimérica protónica PEM, obteniendo el hidrógeno con un (99.999%) de pureza, siendo esta la tecnología más idónea para acumular los excesos de energía renovable, a su vez, al ser una tecnología realmente nueva en muchos países del mundo y en especial en el país colombiano, se tendrán limitaciones hoy en día en la parte práctica y económica del proyecto.

En este proyecto se realizará un estudio de la generación de hidrógeno verde a partir de electrólisis del agua de producción, como futura fuente de suministro y almacenamiento energético en un campo petrolero colombiano, generando un impacto positivo a la industria debido a que estamos abarcando dos principales problemas: el agua de producción y el consumo energético necesario para abastecer todos los procesos y operaciones dentro de un campo.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Estudio de la generación de hidrógeno verde a partir de electrólisis del agua de producción, como futura fuente de suministro y almacenamiento energético en un campo petrolero colombiano.

1.2 Objetivos Específicos

- ✓ Seleccionar la metodología más adecuada para el tratamiento de agua de producción en la operación del proceso de electrólisis.
- ✓ Realizar un análisis comparativo del consumo energético de algunos campos petroleros colombianos a nivel regional.
- ✓ Analizar las oportunidades de almacenamiento y suministro de energía limpia dentro de un campo petrolero colombiano por medio de la generación de hidrógeno verde.
- ✓ Evaluar la viabilidad financiera, técnica y ambiental del desempeño de la generación de hidrógeno verde directamente originada desde un campo petrolero colombiano.

2. Conceptos básicos del hidrógeno verde

Durante los últimos años se ha podido evidenciar un crecimiento importante en el estudio de tecnologías innovadoras para poder brindarle soluciones al tema del calentamiento global, entre esas se destaca principalmente el aprovechamiento del hidrógeno. Hoy en día existen tantas maneras de producir hidrógeno que se han clasificado por una escala de colores que determina la manera de producción de este mismo, de esta manera se puede encontrar con el hidrogeno verde, rosa-violeta-rojo, amarillo, blanco, turquesa, negro-gris, azul y marrón, demostrando que el hidrogeno como vector energético va a ser una tecnología y solución que se implementara de diversas manera de producción en el mundo, señalando su vital importancia hoy en día y en un futuro como una alternativa amigable con el medio ambiente pero no dejando atrás el acompañamiento y aporte a la canasta energética mundial.

Pensando en un futuro se tiene como un protagonista al hidrógeno verde, sin dejar atrás el aporte que puede ofrecer la tecnología de los diversos colores, a su vez, es de vital importancia destacar que la clasificación por medio de colores radica principalmente en el método de producción de cada uno de estos, esta información puede ser observada en la Figura 1.

Figura 1.

Tipos de Hidrógeno



Nota. En la figura se representa la clasificación del hidrógeno en todo el mundo por medio de la escala de colores que determinan su método de producción.

2.1. Importancia del Hidrógeno como vector energético

El hidrógeno es un tema nuevo hoy en día, pero a su vez, siempre ha tenido una relevancia importante durante mucho tiempo, simplemente por el hecho de considerarse el elemento químico más abundante del planeta, generando un panorama positivo en la lucha para poder brindar una solución eficaz a los problemas medio ambientales y controlar los factores que antes no estaban tan presentes como lo están ahora.

Gracias a la importancia que ha obtenido el hidrógeno a nivel mundial ha surgido el estudio de este elemento con el fin de poder utilizar y aprovechar lo más que se pueda de este mismo, es ahí donde se empieza a estudiar una tecnología o proceso que ayude a obtener el hidrógeno en solitario provenientes de las partículas de agua H_2O y de los demás métodos de producción, ya que este elemento nunca se podrá encontrar de manera solitaria, si no en compañía de otros elementos químicos como el oxígeno formando agua, o el carbono formando compuestos orgánicos.

En el libro titulado “El hidrógeno y la energía”, de la Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI Reina de la ciudad de Madrid, se hace la salvedad que: “El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo y en la tierra, sin embargo, raramente se encuentra en estado libre. A diferencia del carbón, el petróleo o el gas, el hidrógeno no es un recurso natural, no se puede obtener de la naturaleza por tareas de minería o extracción como es el caso de los recursos fósiles en general (el_hidrogeno_y_la_energia-libre.pdf, s. f.). El hidrógeno es un portador de energía (como la electricidad), es necesario producirlo a partir de otras materias primas (agua, biomasa, recursos fósiles), y para convertir estas materias en hidrógeno hay que seguir unas transformaciones en las que se consume algún tipo de energía primaria (nuclear, renovable o fósil)”, donde se puede evidenciar que para producir hidrógeno es necesario abastecer este proceso con energías primarias como lo son la nuclear, renovables o fósil, destacando que hasta para la producción de estas nuevas tecnologías que se han planteado como la solución de los problemas medio ambientales en el mundo, es necesario poder abastecerse de las energías que hoy en día se utilizan, aclarando que se tiene una dependencia y recalando que la solución no es desprenderse

de los recursos no renovables y olvidarlos, si no en poder afianzar este tipo de tecnologías con ayuda de estos recursos que durante muchos años nos han brindado soluciones.

Debido a los estudios realizados, diversas fuentes importantes en el mundo energético han podido concluir que el hidrógeno (H_2) es el elemento que puede brindar una solución, cumpliendo una función similar a la que en este momento ha cumplido los recursos no renovables, tales como el petróleo y el gas, cabe aclarar que este proceso aún se encuentra en estudio y sobre todo es una tecnología que se ve como una esperanza en un muy largo plazo.

2.2. Actualidad del Hidrógeno Verde en el mundo

Gracias a las investigaciones y pruebas piloto sobre la implementación de esta nueva tecnología en el mundo como vector energético ha despertado el interés de países de todo el mundo, los cuales se han convertido en países potencia en esta clase de energía.

Australia uno de los líderes en la producción de este combustible a nivel mundial, en el año 2021 se tenía la cifra del desarrollo de 5 megaproyectos que se basan en la producción de hidrogeno utilizando las redes de energía renovable, el proyecto en el que se centra el mayor interés de este país, se trata de construir una serie de plantas con electrolizadores con una capacidad total de 14 GW, a su vez, los países que también lideran esta lista son Países Bajos, Alemania, China, Arabia Saudita, y por ultimo y no menos importante se encuentra Chile, siendo uno de los países líderes de esta nueva tecnología a nivel mundial, y catalogado principalmente el actual líder en la producción de hidrogeno verde en Latinoamérica, este país tiene centrado su plan energético para el año 2025, con el plan llamado “Carbono cero en 2050”, donde se destacan dos proyectos para la producción de este combustible, teniendo claro las limitaciones que se quieren evitar de las

emisiones de carbono, la reducción de costos de las electrolisis y los incentivos de estrategias internacionales, presentan un escenario que permite acelerar el desarrollo del proyecto de hidrogeno verde, esta tecnología en Chile se planea como el epicentro de la reactivación económica

respetuosa con el medio ambiente, sostenible e inclusiva, teniendo una columna vertebral basada en 3 ejes principales, cambio climático, oportunidades sociales y el desarrollo económico del país. En la conferencia internacional “Chile 2020: Green Hydrogen Summit”, el gobierno lanzó la hoja de ruta para el hidrógeno verde, con el fin de potenciar el desarrollo de esta industria en Chile y situar al país entre los principales productores del mundo de este combustible al 2040. Entre sus metas se encuentra el producir el hidrógeno verde más barato del planeta para 2030 y contar con 5GW de capacidad de electrólisis en desarrollo al 2025, dentro de esta estrategia se tiene un plan de acción de 2023-2030 de hidrógeno verde, un fondo que busca impulsar el auge del hidrógeno verde y por último una guía de apoyo para solicitud de autorización de proyectos especiales de hidrógeno (guia_proyectos_especiales_hidrogeno_2021.pdf, s. f.).

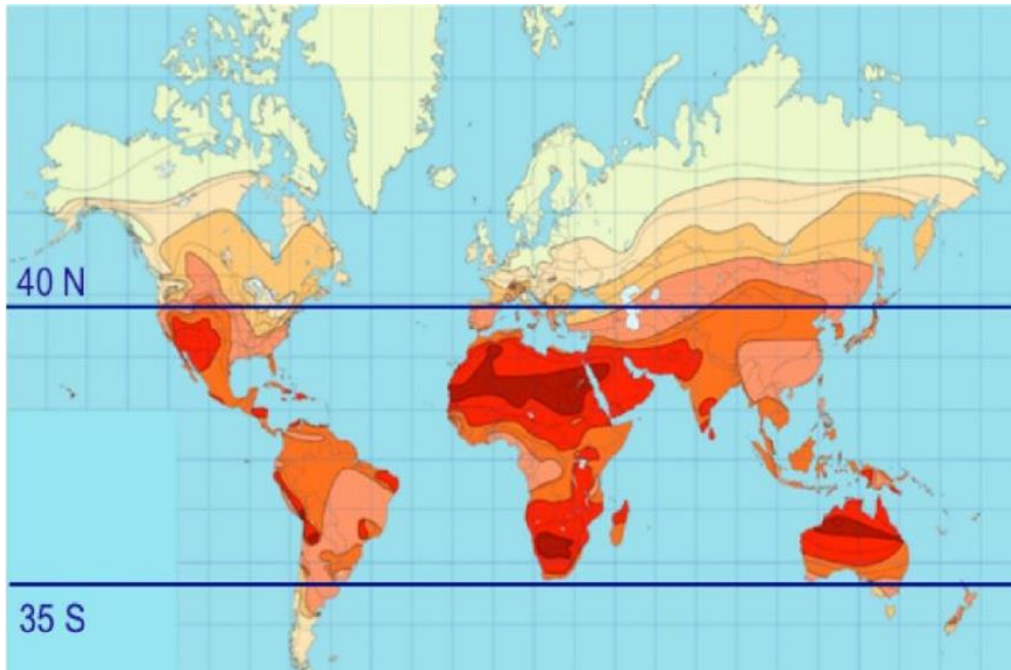
El interés que se tiene en esta tecnología no es gratis ni por cuestiones de suerte, gracias a cada investigación en cada país se ha suministrado la información necesaria para poder determinar cómo será el comportamiento de esta nueva energía en los próximos años, demostrando que todo eso como originalmente se tenía planeado y hasta puede ser mejor.

Es importante destacar que la producción de hidrógeno tiene una dependencia directa de fuentes de energía renovable, que solo pueden ser consideradas como aportes si se cuentan con las condiciones meteorológicas adecuadas para cumplir con las necesidades eléctricas requeridas para la generación del hidrógeno. Para aprovechar al máximo cada detalle y lograr los objetivos

proyectados, la generación fotovoltaica depende de los perfiles de radiación solar. En la Figura 2 se puede observar que las regiones con mayor potencial para producir energía fotovoltaica son los desiertos cálidos cercanos a las grandes corrientes frías, como el Desierto de Atacama, Sonora, el Gran Desierto Australiano, Namib, Kalahari, el Desierto Árábigo o el Sáhara. A nivel internacional, los países con un potencial de energía solar superior a cinco kilovatios-hora por metro cuadrado (kWh/m^2) se ubican principalmente en los extremos norte y sur de África, así como en la región sur de Oriente Próximo. Estos hallazgos indican que existen muchas áreas en todo el mundo que tienen el potencial de proporcionar la materia prima necesaria para el desarrollo de proyectos de hidrógeno como una alternativa energética viable. Es de suma importancia destacar el posicionamiento de América Latina en este contexto, dado que se encuentra ubicada dentro de los paralelos 40°N y 35°S , los cuales definen lo que se conoce como la "Franja Solar" o "Cinturón Solar". Este territorio se caracteriza por albergar alrededor del 70% de la población mundial, así como por recibir la mayor cantidad de energía solar del planeta. (Gasca, s. f.)

Figura 2.

Distribución de la energía solar en el mundo, $\text{kWh/m}^2/\text{año}$



Nota. Distribución de energía solar incidente en la Tierra dada en términos de la insolación diariapromedio anual medida en kilowatt-hora por m² (kWh/m²) por año. Tomado de (Gasca, s. f.).

Recientemente se ha logrado un avance significativo en el ámbito conceptual, con el objetivo de demostrar al mundo la importancia y el futuro del hidrógeno como alternativa energética en los próximos años. Se ha dejado en claro que el hidrógeno no es un sustituto directo del carbón, el petróleo y el gas natural, pero puede contribuir a la descarbonización de ciertas áreas de la economía. Estos y otros temas fueron abordados en el último informe de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), titulado "Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor", el cual analiza los cambios políticos y económicos que están ocurriendo en el panorama energético.

En el año 2021, se llevó a cabo un estudio sobre la industria del hidrógeno verde en relación con los costos de producción a nivel global, demostrando que no todo es color de rosa y que para obtener alternativas renovables se requiere de una inversión elevada. No obstante, gracias a los estudios desarrollados en todo el mundo se ha determinado un panorama favorable en relación con esta inversión necesaria. Un análisis de la EIA (2019) indica que el costo de producir hidrógeno verde podría reducirse en un 30% hacia 2030 como resultado de la disminución de los costos de las energías renovables (especialmente la eólica y la solar) y la expansión de la producción de hidrógeno. ((irena) et al., 2022).

Con precios de energía fotovoltaica de USD20 por MWh proyectados para el año 2023, se espera que el hidrógeno verde sea una opción más rentable que el gas natural y considerablemente menos costoso que el diésel. Este escenario prometedor ha llevado a una conceptualización estandarizada del potencial de la descarbonización a través de energías limpias, altamente eficientes y libres de emisiones contaminantes en múltiples sectores, incluyendo el transporte, la industria, la climatización y la generación de energía.

Las investigaciones en curso que están impulsando el futuro del hidrógeno, se espera que el hidrógeno verde tenga una producción dos o incluso tres veces mayor que el hidrógeno azul. Esto lo convierte en el favorito principal para liderar la implementación de esta nueva tecnología como fuente futura de suministro de energía, a su vez, no hay una proyección clara para la producción de hidrógeno verde, azul y gris en los próximos años ya que esto dependerá de múltiples factores, como la inversión en tecnología y la disponibilidad de materias primas. Sin embargo, en general se espera que la producción de hidrógeno verde aumente significativamente en los próximos años gracias a la creciente demanda de fuentes de energía renovable y la

disminución de costos de producción. Por otro lado, la producción de hidrógeno azul y gris podría disminuir a largo plazo debido a los costos ambientales asociados con su producción y el aumento de la demanda de energía limpia. En cualquier caso, es importante destacar que la producción de hidrógeno verde es una prioridad para la transición hacia una economía baja en carbono.

2.3. Actualidad y futuro del Hidrógeno verde en Colombia

En Colombia, el grupo Ecopetrol ha instalado el primer electrolizador PEM de 50 kW y 270 paneles solares en la refinería de Cartagena, utilizando aguas industriales de la refinería para producir 20 kg de hidrógeno verde de alta pureza (99,99%). El objetivo principal es evaluar la viabilidad técnica, ambiental y el impacto del uso de insumos como el agua y la potencia eléctrica. (El Grupo Ecopetrol inició la producción de hidrógeno verde en Colombia, s. f.)

Según la hoja de ruta del hidrógeno verde en Colombia para el año 2030, se espera tener una capacidad de electrólisis de 1.5-4 GW de FNCER con un precio de 1,7 USD/kg, lo que lo hace altamente competitivo a nivel internacional. El hidrógeno verde es un componente clave en la transición energética, ya que no genera emisiones de CO₂ y puede ayudar a descarbonizar sectores como la industria y el transporte, contribuyendo a una movilidad sostenible. Colombia se ha comprometido a ser un líder en la implementación de nuevas tecnologías para mitigar el calentamiento global, y el hidrógeno se presenta como una herramienta para descarbonizar sectores difíciles de electrificar, sin descuidar la importancia del suministro de energía por parte del sector de los hidrocarburos y el gas, tal como lo ha ratificado la actual ministra del medio ambiente, Irene Vélez. (Hoja de ruta para el hidrógeno en Colombia, s. f.)

Colombia cuenta con importantes fortalezas en cuanto a la producción de hidrógeno, gracias a sus recursos naturales abundantes y su posición geográfica estratégica con infraestructura adecuada para la exportación. Además, el país tiene una gran diversidad de recursos naturales que cubren sus necesidades energéticas actuales. Todo esto hace que Colombia tenga una gran oportunidad para convertirse en líder logístico en el mercado de hidrógeno, abasteciendo a países cercanos por vía marítima y terrestre a través de sus zonas portuarias.

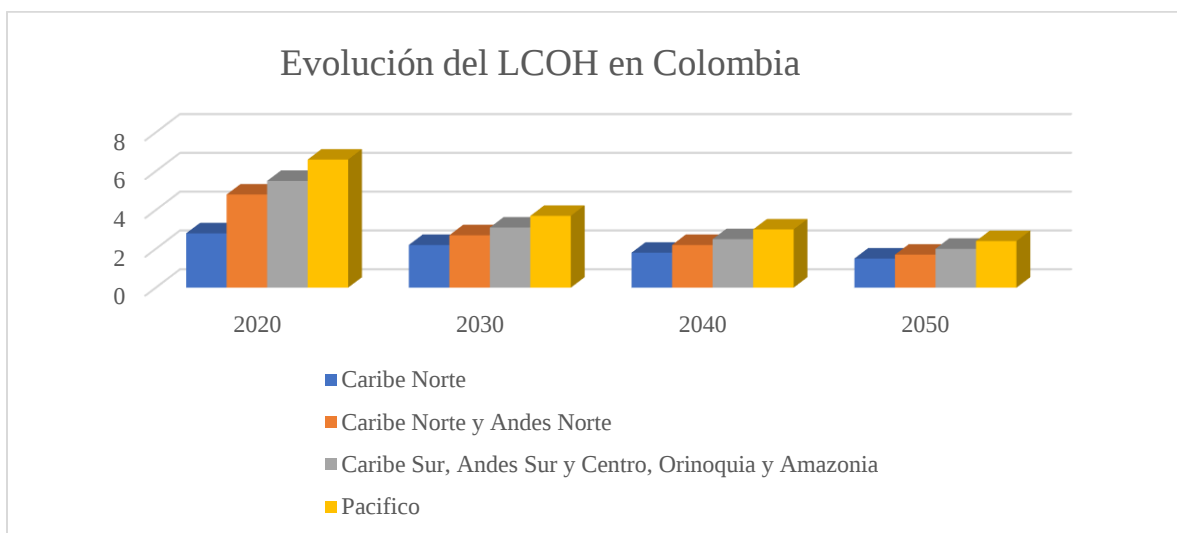
En cuanto a la competitividad de la producción de hidrógeno en Colombia, es importante considerar el LCOH, que es el costo nivelado del hidrógeno. Este costo nos indica cuánto cuesta producir 1 Kg de hidrógeno verde teniendo en cuenta los costos de inversión y explotación de los activos involucrados en su producción.

En la hoja de ruta de hidrógeno verde en Colombia se ha realizado un análisis de la evolución del LCOH entre los años 2020 y 2050 en diferentes regiones del país, considerando la ley 2099 del año 2021 que establece disposiciones para la transición energética y la dinamización del mercado energético. La Figura 3 muestra que con el tiempo, el costo nivelado del hidrógeno tenderá una rentabilidad favorable, lo que fortalecerá la posición de Colombia en el mercado internacional de hidrógeno, a su vez, debido al costo que se puede llegar a tener en unos años, resulta aún más competitivo a la hora de determinar las zonas que mayor se acomodan a las necesidades de producción, generando aun mayor interés hoy en día en la zona del pacífico colombiano, proyectando ser la zona con mayor factor de capacidad renovable para la producción de hidrogeno verde en el país, logrando valores de producción de 2,4 USD/KgH₂ en el año 2050 según lo previsto por la hoja de ruta de hidrogeno en territorio colombiano, desarrollado directamente por el ministerio de energía, las otras regiones que se proyectan a tener un impacto

positivo en factor de capacidad renovable son, caribe norte y andes norte, caribe sur, centro, Orinoquia y Amazonia, destacando lo mencionado previamente, Colombia podría ser pionera en la producción de hidrógeno verde debido a que en todo su territorio cuenta con un alto índice de capacidad renovable, lo que permitiría impulsar un proyecto de gran envergadura, gracias a que como se puede observar en la figura 3, en el año 2050 se tendrá una diferencia abismal con el costo que se maneja hoy en día (Hoja de ruta para el hidrógeno en Colombia, s. f.).

Figura 3.

Evolución del LCOH en Colombia



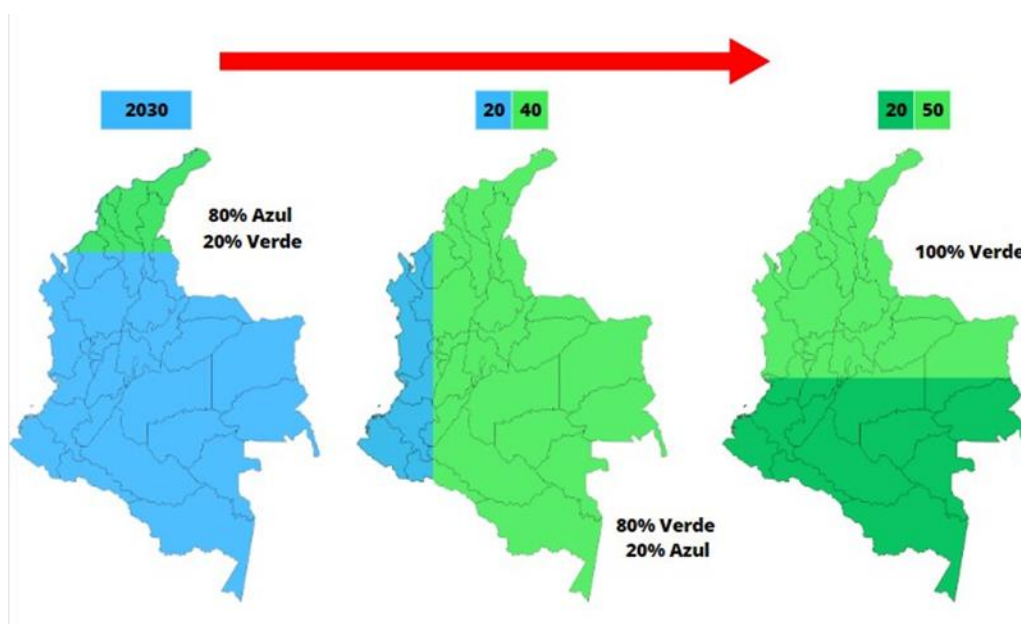
Nota. LCOH verde con factor de capacidad renovable moda en las distintas regiones. Tomado de (Hoja de ruta para el hidrógeno en Colombia, s. f.)

En Colombia se está considerando la producción de hidrógeno verde e hidrógeno azul como parte de la implementación de la hoja de ruta del país. A corto plazo, se ha demostrado que el proyecto de producción de hidrógeno azul es la opción más favorable en términos de bajas

emisiones. Sin embargo, según lo evidenciado en la Figura 4, con el transcurso de los años se espera que la producción de hidrógeno verde sea cada vez más competitiva y eficiente. Se prevé que, a partir del año 2040, la producción de hidrógeno verde se impondrá como la alternativa más eficiente en todo el territorio colombiano.

Figura 4.

Competitividad de hidrógeno de bajas emisiones en Colombia



Nota. En esta figura se demuestra la proyección que tendrá el hidrógeno verde a comparación del hidrógeno azul. Tomado de (Hoja de ruta para el hidrógeno en Colombia, s. f.)

Aunque el hidrógeno azul puede ser útil para la descarbonización de sectores industriales importantes, su viabilidad se limita al corto/medio plazo. No obstante, su producción inicial podría ayudar al despliegue general del hidrógeno como vector energético en el país, mediante el

desarrollo de tecnologías de transporte, distribución y almacenamiento, y la resolución de desafíos técnicos relacionados con la captura, transporte y secuestro de CO₂ en Colombia.

Por otra parte, el hidrógeno verde se perfila como la ruta de producción de referencia para satisfacer la demanda de hidrógeno de bajas emisiones a largo plazo. La competitividad de los costos obtenidos en las costas del Caribe permitirá a Colombia consolidarse como exportador de hidrógeno verde y así generar un nuevo mercado de exportaciones que contribuirá a transformar la balanza comercial nacional hacia energéticos más limpios y sostenibles.

Según las proyecciones establecidas para el período comprendido entre 2010 y 2050, Colombia se perfila como un país relevante en la producción de hidrógeno verde, estimándose una demanda interna aproximada de 1.850 kt para 2050. Esta demanda se distribuye directamente en los sectores donde se prevé que se requiera de este recurso, destacándose el transporte, la industria y la generación eléctrica, siendo el sector del transporte el que, con el transcurso del tiempo, demandará más este recurso.

Existen dos fortalezas en las que se destaca Colombia: un ecosistema empresarial sólido e innovador, y un contexto político-regulatorio estable y propicio para el desarrollo de proyectos de hidrógeno. Teniendo en cuenta que la producción de hidrógeno verde depende directamente de las energías renovables, se resalta el potencial que tiene Colombia en este sector, reduciendo los costos en tecnología de electrólisis y tecnologías de generación renovable. En la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia, desarrollada por el Ministerio de Energía, el Banco Interamericano de Desarrollo y el Gobierno del Reino Unido, se evaluaron los sectores del país donde se cuenta con una producción de energía renovable favorable gracias a la ubicación geográfica de cada una de

estas zonas, como se muestra en la Figura 4, destacándose la zona Caribe, Caribe Sur, Pacífico Sur, Andes Sur, Andes Centro, Andes Norte, Orinoquia y, por último, la Amazonia.

Por último, es importante destacar que el potencial de esta tecnología podría ser aún mayor si se logra generar un índice de exportación a partir de la generación y consumo propios. Colombia se plantea convertirse en un referente en la economía global del hidrógeno, aprovechando sus abundantes recursos energéticos e hidráulicos para producir hidrógeno y abastecer su propia demanda doméstica, a la vez que se atiende la demanda energética mundial en mercados tanto en el Atlántico como en el Pacífico.

Gracias a los factores mencionados anteriormente, Colombia busca posicionarse como un importante competidor en los mercados internacionales del hidrógeno de bajas emisiones, con el objetivo de igualar a largo plazo las cifras de exportación actuales de la industria del carbón, llegando a un valor aproximado de más de 5 billones de dólares anuales. Esto sin duda generaría un impacto significativo en la economía del país y lo consolidaría como un actor relevante en la transición energética global. (Hoja de ruta para el hidrógeno en Colombia, s. f.)

2.4. Tecnologías para la obtención de hidrógeno verde

La generación de hidrógeno verde se produce principalmente a través del proceso de electrolisis de agua, el cual se lleva a cabo mediante una fuente de energía eléctrica conectada a dos electrodos. El electrodo positivo extrae el oxígeno, mientras que el electrodo negativo extrae el hidrógeno, produciendo así la descomposición de la molécula de agua (H_2O). La investigación indica que este proceso de intercambio energético se inició aproximadamente en el año 1800, cuando se llevó a cabo por primera vez la electrolisis de agua. Once años antes, se realizó una

electrolisis de agua mediante una máquina electrostática y una botella de Leyden, aunque en ese momento la investigación no generó suficiente interés para ofrecer una explicación detallada.

A lo largo de los años, se han desarrollado diversas técnicas que ofrecen una amplia variedad de resultados en el proceso de electrólisis de agua. Estas técnicas se clasifican por medio de un electrolizador, que es un dispositivo que utiliza electricidad para descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno. El hidrógeno producido mediante este proceso es sostenible, ya que no emite dióxido de carbono a la atmósfera. Por su parte, el oxígeno restante se libera en la atmósfera o se almacena para procesos industriales, médicos, entre otros.

Existen diversos tipos de electrolizadores, entre los que destacan el electrolizador alcalino, que utiliza una solución alcalina como electrolito y se caracteriza por ser robusto y tener un bajo costo de producción. Sin embargo, requiere un alto consumo de energía y no es adecuado para aplicaciones que requieren alta pureza de hidrógeno. El electrolizador PEM (membrana de intercambio de protones) utiliza una membrana de polímero sólido como electrolito y ofrece alta eficiencia energética y pureza de hidrógeno, siendo adecuado para aplicaciones de baja capacidad y portátiles. Por último, el electrolizador de óxido sólido utiliza una cerámica conductora iónica como electrolito y opera a altas temperaturas, ofreciendo alta eficiencia energética y pureza de hidrógeno, aunque es más costoso y requiere una mayor inversión inicial.

En resumen, la electrólisis de agua para la producción de hidrógeno verde es una fuente de energía renovable y sostenible con un gran potencial para reemplazar los combustibles fósiles en diversas aplicaciones industriales, de transporte y de generación de energía. La investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías de electrolizadores son clave para mejorar la eficiencia energética

y reducir los costos de producción de hidrógeno verde, a continuación, se hará una explicación más específica con cada una de las tecnologías que se tienen hoy en día:

2.4.1. *Electrolizador PEM*

El Electrolizador PEM (Proton Exchange Membrane) es un tipo de electrolizador que utiliza una membrana de intercambio de protones para separar el hidrógeno y el oxígeno en la electrólisis del agua. La membrana está hecha de un material polimérico que permite el paso de protones, pero no de electrones, lo que permite la separación de los gases sin mezclarse, se puede apreciar en la figura 5 que el proceso en cuestión facilita la escisión de la partícula de agua mediante el uso de una membrana polimérica, lo que conlleva a la separación de dicha molécula. La separación se evidencia a través del posicionamiento del cátodo y ánodo en diferentes lugares de exposición.

Figura 5.

Diagrama del proceso de electrólisis por medio del electrolizador PEM



Nota. Se puede apreciar el proceso que implica la entrada de agua, la fuente de energía, la presencia del ánodo y el cátodo, así como la membrana de tipo PEM. (¿Sabes qué es un electrolizador y un emulador para PEM?, s. f.).

En el proceso se utiliza un catalizador de platino en los electrodos para acelerar la reacción de electrólisis y producir hidrógeno y oxígeno a alta pureza. Este tipo de electrolizador es muy eficiente y funciona a bajas temperaturas y presiones, lo que lo hace ideal para su uso en aplicaciones móviles como vehículos eléctricos de hidrógeno. Además, el electrolizador PEM es modular y escalable, lo que permite adaptarse a diferentes niveles de producción de hidrógeno. A través de un análisis exhaustivo llevado a cabo en este proyecto, se han llegado a las siguientes conclusiones con relación a las ventajas y desventajas de utilizar este tipo de electrolizador en los proyectos que se han desarrollado hasta la fecha.

Ventajas del electrolizador PEM:

- ✓ Alta eficiencia energética y conversión de energía eléctrica a hidrógeno.
- ✓ Operación a bajas temperaturas y presiones, lo que reduce los requisitos de energía y aumenta la durabilidad del equipo.
- ✓ Alta pureza del hidrógeno producido, lo que lo hace adecuado para aplicaciones como la producción de combustible para celdas de combustible.
- ✓ Tiempo de arranque rápido y capacidad de respuesta, lo que permite una producción flexible de hidrógeno según la demanda.
- ✓ Modularidad y escalabilidad, lo que permite adaptarse a diferentes niveles de producción de hidrógeno.
- ✓ Bajo nivel de ruido y vibración durante la operación.

Desventajas del electrolizador PEM:

- ✓ Sensibilidad a la contaminación del agua de alimentación, lo que requiere agua pura para su operación óptima.
- ✓ Vulnerabilidad a la sobrecarga y la polarización, que puede reducir la eficiencia y la vida útil del equipo.
- ✓ Costo inicial relativamente alto debido al uso de materiales costosos como platino en los electrodos.
- ✓ Limitaciones en la producción de hidrógeno a gran escala debido a la capacidad limitada de los electrolizadores PEM.

Este tipo de tecnología es relativamente nueva, se ha estado desarrollando en las últimas décadas, y su uso se ha expandido rápidamente en todo el mundo debido a su capacidad para producir hidrógeno verde de alta pureza y bajo impacto ambiental. Actualmente, los electrolizadores PEM se utilizan en una amplia variedad de aplicaciones, incluyendo:

- ✓ Producción de hidrógeno para celdas de combustible para vehículos y sistemas de almacenamiento de energía renovable.
- ✓ Producción de hidrógeno para uso industrial, como la producción de amoníaco y otros productos químicos.
- ✓ Producción de hidrógeno para aplicaciones médicas, como la producción de gas de respiración para pacientes con enfermedades respiratorias.
- ✓ Producción de hidrógeno para aplicaciones de investigación y desarrollo, como la producción de hidrógeno deuterio para la fusión nuclear.

A medida que aumenta el interés por la producción y uso de hidrógeno verde en todo el mundo, se espera que la demanda de electrolizadores PEM siga creciendo en los próximos años. Además, se están realizando importantes avances en la tecnología de los electrolizadores PEM para mejorar la eficiencia, la durabilidad y la capacidad de producción, lo que los hace aún más atractivos para aplicaciones comerciales a gran escala.

A la luz de todo lo anteriormente expuesto, surge la interrogante acerca de la idoneidad del hidrógeno producido por este tipo de electrolizador para cumplir con las expectativas previstas.

¿Será una tecnología que solo se mantendrá en pruebas piloto y proyectos a pequeña escala, sin lograr contribuir significativamente a la industria energética?, y la respuesta es SÍ, el hidrógeno producido por un electrolizador PEM es un gas de alta pureza que se puede utilizar en diversos sectores como el transporte, la industria química, la producción de energía eléctrica, entre otros. Además, el hidrógeno producido por un electrolizador PEM es considerado una fuente de energía limpia y renovable, ya que no produce emisiones de gases de efecto invernadero ni contaminantes atmosféricos durante su uso. Sin embargo, es importante tener en cuenta que el costo de producción del hidrógeno mediante electrolizadores PEM todavía es relativamente alto en comparación con otras fuentes de energía, lo que limita su uso a sectores específicos. Además, se requiere una fuente de energía renovable, como la energía eólica o solar, para alimentar el electrolizador y producir hidrógeno verde realmente sostenible.

2.4.2. *Electrolizador Alcalino*

Un electrolizador alcalino es un tipo de electrolizador que utiliza una solución alcalina como electrolito, generalmente hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH), para producir hidrógeno y oxígeno a partir del agua mediante el proceso de electrolisis.

En este tipo de electrolizador, el agua se descompone en sus componentes, hidrógeno y oxígeno, en una celda electroquímica que contiene una solución alcalina como electrolito y dos electrodos: un cátodo y un ánodo.

La solución alcalina permite la conducción de iones y electrones entre los electrodos y el agua, lo que permite la división de la molécula de agua. El hidrógeno producido por el electrolizador alcalino es puro y puede ser utilizado para diferentes fines, como por ejemplo la producción de energía eléctrica a través de pilas de combustible, o como combustible en vehículos eléctricos. Sin embargo, la producción de hidrógeno mediante electrolizadores alcalinos puede ser menos eficiente y más costosa que mediante otros tipos de electrolizadores, como el electrolizador PEM. El electrolizador alcalino presenta varias ventajas y desventajas que se deben considerar al utilizar esta tecnología. A continuación, se presentan algunas de ellas:

- Ventajas:
 - ✓ Bajo costo: el electrolizador alcalino es una tecnología madura y relativamente simple, lo que hace que su costo sea menor en comparación con otros tipos de electrolizadores.
 - ✓ Alta eficiencia: este tipo de electrolizador tiene una eficiencia energética de hasta el 70%, lo que significa que se necesita menos energía para producir hidrógeno en comparación con otros métodos de producción.
 - ✓ Alta capacidad de producción: los electrolizadores alcalinos pueden producir grandes cantidades de hidrógeno a partir de agua, lo que los hace adecuados para aplicaciones a gran escala.

- ✓ Flexibilidad: los electrolizadores alcalinos son flexibles y pueden operar en una amplia gama de condiciones de voltaje y corriente.
- Desventajas:
 - ✓ Baja durabilidad: los electrolizadores alcalinos utilizan electrodos de níquel y una solución alcalina altamente corrosiva, lo que puede resultar en una baja durabilidad y vida útil limitada.
 - ✓ Dificultad para controlar la calidad del hidrógeno: los electrolizadores alcalinos pueden producir hidrógeno con impurezas, como oxígeno, lo que hace necesario un proceso adicional de purificación del hidrógeno.
 - ✓ Requiere agua pura: el electrolizador alcalino requiere agua pura para su funcionamiento, lo que puede limitar su uso en áreas donde el agua pura es escasa o costosa.
 - ✓ Producción de hidróxido de sodio: los electrolizadores alcalinos producen hidróxido de sodio (NaOH) como subproducto, lo que requiere un proceso adicional de eliminación o uso.
 - ✓ En resumen, los electrolizadores alcalinos son una tecnología de producción de hidrógeno madura y económica, pero su durabilidad, calidad de hidrógeno y producción de subproductos pueden ser limitantes en ciertas aplicaciones.

Los electrolizadores alcalinos han sido ampliamente utilizados en la producción de hidrógeno desde hace décadas, y se han utilizado en diversas aplicaciones en todo el mundo.

Actualmente, se utilizan en la producción de hidrógeno a gran escala en plantas de energía y en la industria química.

Un ejemplo de la aplicación de electrolizadores alcalinos a gran escala es la planta de hidrógeno de Shell en Alemania, que utiliza esta tecnología para producir hidrógeno a partir de energía renovable. La financiación del presente proyecto fue concedida por la Comisión Europea a través del Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), entidad que ya ha financiado otros proyectos similares en el pasado, tal como se detalla en el listado que se presenta al final de este documento. El electrolizador de hidrógeno verde se encuentra operando a plena capacidad, convirtiéndose en el primero en su tipo en emplear tecnología PEM en una refinería europea a esta escala. Cabe señalar que esta representa una de las fases de un proyecto de mayor envergadura, en el cual se tiene contemplado aumentar la capacidad del electrolizador. Con dicho fin, ya se han iniciado los planes para ampliar su capacidad actual de 10 megavatios a 100 megavatios. Además, hay varios proyectos en marcha en todo el mundo que utilizan electrolizadores alcalinos para la producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables, la cual se puede observar en la figura 6 hoy en día como esta físicamente.

Figura 6.

Planta Energy y Chemicals Park Rheinland (Alemania).



Nota. El proyecto es parte del consorcio europeo Refhyne y ha recibido financiación por parte de la Comisión Europea. (Shell comienza la actividad del electrolizador más grande de Europa, s. f.)

En resumen, la funcionalidad actual de los electrolizadores alcalinos en el mundo es muy importante en la producción de hidrógeno a gran escala y en la transición hacia una economía más sostenible basada en energías renovables.

El hidrógeno producido por un electrolizador alcalino es útil y se puede utilizar de la misma manera que el hidrógeno producido por otros tipos de electrolizadores, a su vez es importante resaltar que un electrolizador alcalino tiene una pureza alta y puede ser utilizado como combustible en pilas de combustible para la generación de energía eléctrica, así como en otros procesos industriales. Además, el hidrógeno producido por un electrolizador alcalino es renovable y no emite gases de efecto invernadero, lo que lo hace una fuente de energía más limpia y sostenible que los combustibles fósiles.

2.4.3. *Electrolizador de estado sólido*

A través de un exhaustivo análisis se ha determinado que la tecnología de electrólisis alcalina es la menos madura y desarrollada en comparación con otros tipos de electrolizadores. Esta tecnología opera a altas temperaturas utilizando energía térmica para convertir el agua en vapor a temperaturas entre 700 y 1000 °C. El electrolito utilizado son cerámicas sólidas conductoras de iones O² y su geometría puede ser plana o tubular. Sin embargo, se han identificado varios aspectos a mejorar en esta tecnología, como los tiempos de vida de los materiales, el sellado de los gases y el control térmico. Es importante destacar que el electrolizador de óxido sólido (SOEC) es menos desarrollado que los demás tipos de electrolizadores.

En comparación, los electrolizadores PEM son los más maduros y presentan una respuesta más rápida a las variaciones de potencia, lo que los hace óptimos para integrarse con fuentes de

energías renovables. En la actualidad, se considera que la electrólisis PEM es el método del futuro para la producción de hidrógeno verde debido a su pureza, rapidez y bajo impacto ambiental, aunque pueda requerir una inversión mayor.

En la Tabla 1 se pueden observar los factores característicos de cada método, lo que confirma que la electrólisis PEM es el mejor posicionado hoy en día en el mundo, en términos de gasto en costos y consumo energético, porque no hay un tipo de electrolizador que sea universalmente mejor que todos los demás en todas las situaciones. Cada tipo de electrolizador tiene sus propias ventajas y desventajas, y su elección dependerá del uso específico para el que se requiere. Por ejemplo, los electrolizadores alcalinos son buenos para aplicaciones a gran escala, mientras que los electrolizadores PEM son adecuados para aplicaciones en las que se requiere una

alta eficiencia energética y una rápida respuesta a las variaciones de potencia. Los electrolizadores de óxido sólido son buenos para aplicaciones a alta temperatura. En resumen, la elección del tipo de electrolizador dependerá del contexto y del uso específico para el que se necesite, y en este caso el electrolizador PEM es el que cumple a cabalidad todas las indicaciones para tener un proceso totalmente renovable y rentable con la economía mundial.

Tabla 1. *Tipos de electrolizador*

Características	Electrolizador Alcalino	Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM)	Electrolizador de óxido sólido (SOEC)
Método de producción	Utilizan una solución electrolítica líquida, como hidróxido de potasio o hidróxido de sodio y agua	Utilizan una membrana de intercambio de protones y un electrolito polimérico sólido	El proceso se denomina electrolisis de alta temperatura (HTE) o de vapor y utiliza un material cerámico sólido como electrolito
Temperatura utilizada	100-120 °C	70-90 °C	500-850 °C
Costo	Bajo	Alto	Muy Alto
Tiempo de producción	Alto	Bajo	Muy Alto
Pureza H₂	Bajo	Muy Alto	Alto
Aporte Ambiental	Bajo	Muy Alto	Muy Bajo

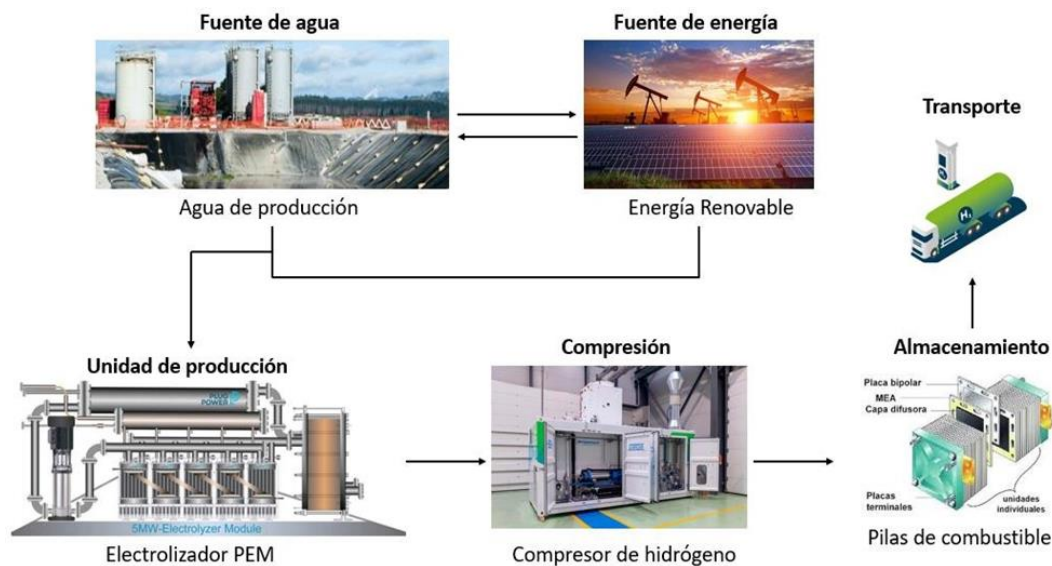
Nota. Comparación técnica entre los diferentes tipos de electrolizador. Autores.

2.5. Cadena de valor del hidrógeno verde

En la Figura 7 se muestra el proceso completo de producción de hidrógeno verde, el cual tiene como objetivo principal establecer una relación directa entre la industria petrolera colombiana y la implementación del hidrógeno verde como vector energético. El proceso se basa en la captación de agua, en este caso, a través del aprovechamiento del agua de producción, la cual es considerada como uno de los mayores problemas técnicos y medioambientales de la industria petrolera colombiana. La producción de hidrógeno verde se fundamenta en dos aspectos clave: el agua y la fuente de energía renovable. Es por ello que, para tener un proyecto viable en todos los aspectos, es fundamental la captación y tratamiento del agua de producción de un campo petrolero colombiano, y tener clara la utilización de fuentes de energía renovable para suministrar la energía eléctrica a la unidad de producción, la cual está compuesta por un electrolizador que permite la división del agua previamente desionizada en hidrógeno y oxígeno. Una vez obtenido el hidrógeno, se procede a su compresión y almacenamiento para su posterior transporte, de manera similar a como se transportan otros combustibles en la actualidad, en función del volumen y la distancia.

Figura 7.

Proceso de producción de hidrógeno verde.



Nota. Cadena de valor en todo el proceso de producción de hidrógeno verde.

2.6. Sistema de almacenamiento

El almacenamiento de hidrógeno es un componente clave de la cadena de suministro de este recurso, ya que la disponibilidad inmediata del hidrógeno producido es esencial para su uso en aplicaciones industriales y energéticas. Existen varias técnicas de almacenamiento de hidrógeno que han sido estudiadas y utilizadas en todo el mundo, entre las cuales se destacan:

- Almacenamiento en forma gaseosa: en este método, el hidrógeno se almacena en recipientes a alta presión, típicamente entre 350 y 700 bar, lo que permite una alta densidad de energía y una fácil distribución. Sin embargo, el almacenamiento en forma gaseosa requiere de recipientes resistentes y seguros, lo que puede ser costoso.

- Almacenamiento en forma líquida: en este método, el hidrógeno se enfría hasta su punto de ebullición para convertirlo en líquido, lo que permite un mayor almacenamiento de energía en un espacio más pequeño. Sin embargo, el almacenamiento en forma líquida también requiere de recipientes seguros y aislados térmicamente, lo que puede ser costoso.
- Almacenamiento en forma sólida: en este método, el hidrógeno se almacena en materiales sólidos, como hidruros metálicos o carbones activados, lo que permite un almacenamiento seguro y eficiente de energía. Sin embargo, la capacidad de almacenamiento de hidrógeno en forma sólida aún se encuentra en desarrollo y no es tan alta como en los métodos de almacenamiento gaseoso o líquido.

Es importante destacar que la elección del método de almacenamiento dependerá de las necesidades específicas de cada aplicación, así como de los costos y la disponibilidad de cada tecnología en particular.

3. Conceptos básicos para el tratamiento del agua de producción para generación de hidrógeno verde

Durante la perforación de un pozo petrolero, se obtienen simultáneamente petróleo crudo, agua de formación y gas natural. Por debajo de cierta profundidad, las rocas porosas se llenan de algún fluido, generalmente agua, y aquí es donde se asientan los hidrocarburos después de su formación y desplazamiento. La composición química del agua de producción depende de las características de las formaciones geológicas que el pozo atraviesa. En un pozo petrolero, el agua de formación se encuentra en dos formas principales: sin emulsiones y en emulsión con el crudo.

3.1. Características del agua de producción

La composición del agua de producción es compleja debido a la presencia de una variedad de componentes, tales como compuestos orgánicos e inorgánicos, aceites disueltos, grasas, metales pesados, productos químicos utilizados en el tratamiento del agua, sólidos de formación, sales y gases disueltos, entre otros.

3.1.1. Sales y sólidos en suspensión:

✓ Cationes

Tabla 2. Cationes en el agua de producción.

Componente	Definición	Problemas asociados
Calcio	Componente principal de las salmueras de yacimientos petroleros.	-Formación severa de escamas. -Formación de sólidos suspendidos.

Magnesio	Se presenta en bajas concentraciones incrustado en el carbonato de calcio.	-Formación severa de escamas. -Taponamiento de la formación.
Sodio	Es el más abundante en las salmueras de yacimientos petrolíferos. Se halla en concentraciones muy bajas y se combina con los sulfatos para formar lodos de hierro.	-Problemas medioambientales. -Fatal para la vida vegetal.
Hierro	Es uno de los metales pesados y se combina con los sulfatos para formar sulfato de bario insoluble.	-Indicador de corrosión. -Insoluble.
Bario	Es radiactivo y se concentra en moluscos como las ostras.	-Formación de escamas.
Estroncio y radio		-Formación de escamas.

Nota. Descripción de los cationes presentes en el agua de producción.

A partir de la tabla 2, se puede apreciar que los cationes prevalentes en el agua de producción son el calcio (Ca^{2+}), el magnesio (Mg^{2+}) y el sodio (Na^{+}). Estos cationes son encontrados en el agua en forma de sales disueltas y su presencia en cantidades elevadas pueden influir en la calidad del agua y reducir la eficiencia de los procesos de tratamiento.

✓ Aniones

Tabla 3. Aniones en el agua de producción.

Componente	Definición	Problemas asociados
Cloro	Es uno de los elementos principales de las salmueras. Se usa para que el agua sea potable para los seres humanos.	-Se presenta como sal. -Corrosión.
Carbonatos y bicarbonatos	Forman costras insolubles.	Formación de escamas.
Sulfatos	Son la fuente alimenticia para las bacterias reductoras de sulfatos que pueden llevar a la formación de H_2S.	Formación de escamas.

Nota. Aniones presentes en el agua de producción.

✓ Salinidad e iones inorgánicos

El contenido salino del agua de producción representa un elemento de suma importancia en el contexto de las distintas fases del proceso petrolero, dado el impacto que tiene sobre las mismas. En este sentido, se observa una variabilidad en su concentración que oscila entre unas partes por mil y, en algunos casos, es equiparable a la de una salmuera saturada. Este fenómeno se debe a factores tales como la fuente de agua, la presencia de ECW y los niveles de SAR (Gómez & Díaz, s. f.). Los iones inorgánicos que se presentan en mayor cantidad en el agua de producción altamente salina son el sodio, cloruro, calcio, magnesio y potasio.

✓ Ácidos orgánicos

Los ácidos orgánicos corresponden a ácidos monos y di-carboxílicos (COOH) de hidrocarburos saturados (alifáticos) y aromáticos, los cuales pueden ser detectados en el agua de producción y son generados por procesos de pirólisis hidratada o degradación microbiana de hidrocarburos. El ácido orgánico más prevalente en este tipo de aguas es el ácido fórmico o acético, y su presencia está inversamente relacionada con el peso molecular. (Gestion_integral_del_tratamiento_ar-libre.pdf, s. f.-a).

✓ Hidrocarburos de petróleo

Los hidrocarburos se definen como un conjunto de compuestos orgánicos conformados principalmente por átomos de carbono e hidrógeno, y su presencia en el agua de producción constituye una importante preocupación. Estos compuestos se clasifican principalmente en dos grupos: hidrocarburos aromáticos e hidrocarburos saturados. En particular, los hidrocarburos saturados y aromáticos son considerados los compuestos de mayor preocupación ambiental en el agua producida. (Rojas, s. f.)

El benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos (BTEX) son los más abundantes y reciben el nombre de aromáticos de un anillo. Otros compuestos que se presentan en gran cantidad son los aromáticos policíclicos (HAP) y poseen una alta toxicidad y persistencia en el medio marino. A continuación, se

describe de una forma más detallada los hidrocarburos presentes en el agua residual:

- ✓ BTEX: Los componentes orgánicos volátiles (COV) y los hidrocarburos de tipo aromático de un anillo son compuestos químicos que se encuentran de manera natural en el petróleo crudo y suelen estar presentes en el agua de producción. Estos compuestos se caracterizan por ser altamente volátiles y tener una alta toxicidad para los seres vivos. Entre los hidrocarburos que se encuentran con mayor frecuencia en el petróleo crudo y en el agua de producción se encuentran el benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos, así como otros hidrocarburos saturados de bajo peso molecular. (Reyes et al., 2017).
- ✓ Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP): Los hidrocarburos aromáticos policíclicos son compuestos orgánicos que se componen de anillos aromáticos simples fusionados entre sí, formando una estructura química compleja que puede contener dos o más anillos aromáticos. Entre los hidrocarburos aromáticos policíclicos de mayor preocupación ambiental se encuentran el naftaleno y el fenantreno, debido a su elevada toxicidad en los ecosistemas marinos. Es fundamental implementar medidas de control y tratamiento para minimizar su impacto en el entorno y prevenir la contaminación del medio ambiente. (Monterroza, s. f.)
- ✓ Fenoles: Los fenoles son compuestos orgánicos que se forman como resultado de diversas reacciones químicas, y son comúnmente encontrados

en el agua de producción. Los fenoles más frecuentes en este tipo de agua son el fenol, metilfenol y dimetilfenol (de Castro & Córdoba, 2009). La presencia de estos compuestos en bajas concentraciones en el medio ambiente es de gran preocupación, ya que puede generar un alto riesgo para la biota acuática. Estos compuestos son altamente tóxicos para los organismos acuáticos y pueden provocar efectos negativos en la salud y supervivencia de estos.

- ✓ Metales Pesados: Los metales pesados pueden encontrarse en el agua producida en forma disuelta o micro particulada, y los elementos más comunes en este tipo de agua son el bario, mercurio, arsénico y selenio (Gutiérrez et al., 2009). Durante el proceso de reinyección de agua, estos metales pesados pueden generar taponamiento en los poros del yacimiento, lo que puede afectar su rendimiento y productividad.
- ✓ Aditivos o productos químicos: Existen diferentes tipos de productos que son utilizados en el sistema de producción de un pozo con el objetivo de prevenir la corrosión, facilitar la separación de petróleo, gas y agua en los procesos de recuperación y bombeo de hidrocarburos. Algunos ejemplos de estos productos incluyen biocidas, inhibidores de incrustaciones, rompedores de emulsión, entre otros.

Es importante señalar que todos estos productos se encuentran en el agua producida en bajas concentraciones. En la Tabla 4, se presenta un resumen

de los componentes principales presentes en el agua de producción, junto
con sus respectivas concentraciones

Tabla 4.

Componentes en el agua de producción.

Componente	Concentración (mg/L)
Sodio (Na)	0-15000
Cloro (CL)	0-25000
Bario (Ba)	0-850
Estroncio (Sr)	0-6250
Anión sulfato	0-15000
Bicarbonato	0-15000
Calcio (Ca)	0-74000
Potasio (K)	24-4300
Anión sulfito	10
Magnesio (Mg)	8-6000
Hierro (Fe)	0.1-100
Aluminio (Al)	310-410
Boro (B)	5-95
Cromo (Cr)	0.02-1.1
Litio (Li)	3-50
Manganeso (Mn)	0.004-175
Titanio (Ti)	0.01-0.7
Zinc (Zn)	0.01-35
Arsénico (As)	0.005-0.3
Plomo (Pb)	0.008-0.88
Sólidos disueltos totales (TDS)	100-400000
Demanda química de oxígeno	1220-2600
Sólidos suspendidos totales (TSS)	1.2-1000
Carbono orgánico total (TOC)	0-1500
Total, O&G	2-560
Hidrocarburos saturados	17-30
Total, BTEX	0.73-24.1
Benceno	0.032-14.97

Tolueno	0.058-5.86
Etilbenceno	0.086-0.57
m-xileno	0.258-1.29
p-xileno	0.074-0.34
o-xileno	0.221-1.06
Total, NPD	0.766-10.4
Naftaleno	0.194-0.841
Fenantreno	0.009-0.27
Dibenzotiofeno	0.001-0.023

Nota. Componentes presentes en el agua de producción y su concentración

En la tabla previa se observa una amplia variedad de componentes presentes en el agua de producción. Por lo tanto, a continuación, se presentan diferentes tecnologías para la eliminación de estos componentes.

3.2. Tecnologías para el agua de producción

Es importante destacar que existen diferentes tipos de equipos para tratar el agua de producción, entre los que se incluyen equipos físicos, químicos y de membrana. Sin embargo, el manejo adecuado del tratamiento depende de varios factores, como el campo petrolero donde se produce el agua, el uso previsto del agua tratada y los componentes específicos que contiene el agua de producción.

3.2.1. Equipos para tratamientos físicos

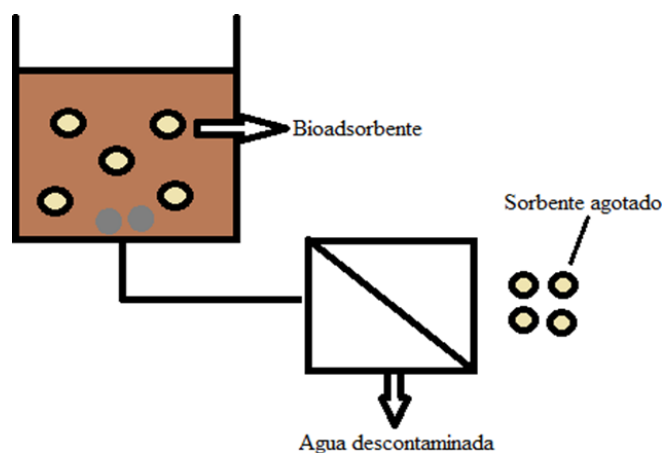
Los tratamientos físicos son un conjunto de procesos utilizados para la eliminación de contaminantes del agua sin generar nuevas sustancias químicas. Estos procesos pueden incluir la evaporación del agua o la filtración de sólidos de un tamaño considerable.

A continuación, se presentará una breve descripción de algunos de los tratamientos físicos comúnmente implementados en la industria para el tratamiento de aguas residuales y la purificación del agua:

✓ Adsorción:

Figura 8.

Sistema de agitación.



Nota. Diagrama del proceso del sistema de adsorción.

Este proceso se produce si el adsorbato y la superficie del adsorbente interactúan sólo por medio de fuerzas de Van der Waals. Las moléculas adsorbidas están ligadas débilmente a la superficie y los calores de adsorción son bajos, apenas unos cuantos kJ, comparables al calor de vaporización del adsorbato. El aumento de la temperatura disminuye considerablemente la adsorción (Bastidas et al., 2010) .

Como se puede observar en la Figura 8, el proceso adsorción es una transferencia de masa, donde se utiliza un sólido para eliminar las sustancias presentes en el agua producida.

Se usan absorbentes como la zeolita, el gel de sílice, el carbón activo y la alúmina, tienen una estructura altamente porosa con una relación superficie/volumen que es beneficioso para la eliminación del TOC. Esta capacidad de retención se debe principalmente a las altas áreas superficiales de 500-1500 m²/g logradas con estos materiales.

. El presente tratamiento ostenta un elevado costo tanto de instalación como de mantenimiento. No obstante, resulta ser uno de los métodos más eficientes para obtener una calidad de agua superior. Es utilizado con el fin de eliminar compuestos tales como el manganeso, hierro, TOC, BTEX y, además, más del 80 % de los metales pesados presentes.

✓ Ciclones

Es un método de alta eficiencia para la separación de arenas y otros sólidos del agua, se trabaja en un rango de presión entre 1.8-90 BAR. Este procedimiento se realiza por medio de fuerza centrífuga el cual se empuja las partículas hacia abajo y el líquido hacia arriba en el centro, hacia la parte superior.

Figura 9.

Filtros de Hidrociclón.



Nota. Tecnología hidrociclón para el agua residual. Tomado de: (Hidrociclón para Agua - Separador Ciclónico, s. f.)

El ciclón, tal como se puede observar en la figura 9, presenta una estructura de cuerpo cilíndrico/cónico. Este dispositivo se vale de la energía proporcionada por la bomba de alimentación para generar una fuerza centrífuga que permite la separación de materiales con distintos pesos específicos.

Cuando el agua residual es alimentada en la cámara cilíndrica de manera tangencial, se genera un flujo espiral o vórtice. La fuerza centrífuga resultante hace que la arena presente en la mezcla se desplace hacia las paredes del cono, permitiendo que los sólidos se deslicen hacia el punto de salida que se encuentra en la parte inferior del dispositivo. Posteriormente, la arena es eliminada del sistema, mientras que el agua residual más ligera, que aún contiene sólidos orgánicos o fracciones ligeras, fluye por el centro del vórtice y sale por la parte superior del dispositivo.

Estos equipos poseen una prolongada vida útil y no requieren del uso de productos químicos para su funcionamiento. Su fabricación se lleva a cabo empleando metales, plásticos o

cerámicos, y presentan típicamente una estructura que consta de una tapa cilíndrica y una base cónica (Ramírez et al., 2019).

✓ Evaporación

La técnica de separación evaporativa ha sido utilizada ampliamente a lo largo del tiempo, evolucionando hacia diversas variantes con características específicas y diferentes aplicaciones. Esta técnica ha demostrado ser particularmente efectiva en el tratamiento de aguas, tratamiento de aguas residuales, recuperación de solutos y depuración de líquidos.

Este tipo de tratamiento es especialmente útil para la separación de metales pesados en soluciones. Para seleccionar el evaporador adecuado, es necesario tener en cuenta diversos factores. Entre los más relevantes se encuentran: el tipo de alimento a tratar, la viscosidad de la solución y su incremento durante el proceso de evaporación, la naturaleza del producto y del solvente, las características del ensuciamiento y las propiedades de la espuma generada durante el proceso (Mesa et al., 2018).

Entre los distintos tipos de evaporadores, los de tubo vertical son los más utilizados debido a su elevado coeficiente de transferencia de calor, lo que se traduce en un ahorro en los costos energéticos. Además, este tipo de evaporadores presentan una menor probabilidad de incrustaciones en el sistema de tuberías, este tipo se puede observar en la figura 10.

Figura 10.

Sistema de evaporación



Nota. Tecnología para el sistema de evaporación al vacío. Tomado de: («Sistemas de evaporación al vacío - Grupo Vento - Evaporadores», 2018).

Una vez finalizado el proceso de evaporación, se obtiene un elevado porcentaje de agua destilada, alcanzando en ocasiones el 95% del volumen original de la solución, y una cantidad residual de residuos, que representa únicamente el 5% restante.

Para complementar el proceso de evaporación al vacío, es común utilizar otras tecnologías de tratamiento de aguas residuales pre-aplicables, como las membranas o procesos fisicoquímicos, con el fin de pretratar las aguas residuales y facilitar el proceso de evaporación. No obstante, cabe destacar que existen alternativas de mayor escala que también resultan relevantes en el contexto del tratamiento de aguas residuales.

✓ Flotación mejorada (DAF)

El sistema de separación de fases sólido-líquido o líquido-líquido basado en la diferencia de densidades, también conocido como flotación por aire disuelto, emplea finas burbujas de aire para lograr una remoción eficiente de diferentes contaminantes, entre ellos, aceites, grasas, sólidos en suspensión e hidrocarburos.

El proceso de flotación por aire disuelto se inicia introduciendo agua a presión saturada de aire en un tanque de saturación conectado a un compresor, como se puede observar en la Figura 11. Al producirse un cambio brusco de presión del agua saturada, se liberan pequeñas burbujas de aire que se adhieren a las partículas, provocando su ascensión hacia la superficie del agua. Para llevar a cabo este proceso, se requiere un compresor, una cámara presurizada y un sistema de recirculación que fuerce el aire a disolverse hasta saturar la fase acuosa (Castellanos et al., 2015).

Figura 11.

Sistema DAF



Nota. Tecnología para el sistema de flotación por aire disuelto. Tomado de: («Sistemas de evaporación al vacío - Grupo Vento - Evaporadores», 2018)

Los valores típicos para el tamaño de burbuja producido en el proceso DAF son de 10 a 100 micrómetros. Sin embargo, este método es costoso ya que el compresor necesita desarrollar una presión de 304,07 a 405,43 kilopascales en el aire, lo que supera la presión del agua. Además, se requiere una cámara de presión y un sistema de recirculación, así como regulación de la presión mediante la descarga de un chorro de agua saturada.

La principal ventaja de este proceso en comparación con el de sedimentación radica en su capacidad para eliminar las partículas presentes en el agua producida de manera eficiente y en un tiempo reducido.

✓ Desengrasado

En este tipo de tratamiento se lleva a cabo la separación de las grasas y aceites presentes en el agua, incluyendo aquellos que se encuentran libres, dispersos y emulsionados. La presencia de grasas en el agua de producción puede generar diversos problemas, entre los cuales destacan:

- Se adhiere a equipos, ductos y tanques, dificultando la limpieza.
- Obstrucción de malla fina, Se forma una capa en la superficie del decantador, tirando de pequeños orgánicos hacia arriba y evitando que se asienten.
- Dificulta la correcta aireación en el lavado de lodos activados.

3.2.2. Equipos para tratamientos químicos

En comparación con los tratamientos físicos, los tratamientos químicos generan nuevas sustancias a través de reacciones químicas que permiten la disminución de los diferentes contaminantes presentes en el agua producida. A continuación, se describirán de manera detallada los tratamientos más utilizados en la industria:

✓ Precipitación crítica

Se trata de una técnica de tres pasos que se basa en la coagulación, la floculación y la sedimentación, y se utiliza para la eliminación de metales (iónicos) y algunas especies aniónicas, como sulfato y fluoruro. En la actualidad, el compuesto más empleado para este tratamiento es el polímero polinuclear de metal mixto inorgánico, compuesto por hierro (Fe), magnesio (Mg) y aluminio (Al). Este compuesto presenta diversas propiedades ventajosas, como el desaceitado, la coagulación y la inhibición de incrustaciones.

La precipitación química es una técnica que se basa en el uso de reacciones químicas con el fin de obtener productos con muy baja solubilidad. De esta manera, los contaminantes presentes se transforman en un material insoluble que puede ser separado por sedimentación y filtración. Esta técnica es efectiva para la eliminación de diferentes tipos de contaminantes y también se utiliza para ablandar el agua, lo que se conoce como ablandamiento del agua.

La precipitación química es capaz de eliminar del 80 al 90% de los sólidos en suspensión, del 70 al 80% de la Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO) y del 80 al 90% de las bacterias presentes. Para clarificadores primarios que sean diseñados y operados correctamente, es posible lograr tasas de eliminación de entre el 50 y el 70% para los sólidos en suspensión, entre el 25 y el 40% para la DBO y entre el 25 y el 75% para las bacterias, sin la necesidad de añadir reactivos químicos. este rango de eliminación dependerá de las condiciones específicas de cada caso (gestion_integral_del_tratamiento_ar-libre.pdf, s. f.-b).

✓ Intercambio Iónico

En este tratamiento, el agua producida es sometida a un proceso en el que pasa a través de un recipiente que contiene partículas aniónicas o catiónicas de resina, tal como se muestra en la

Figura 12. Las resinas pueden ser fabricadas de forma natural, como es el caso de las zeolitas, o sintéticamente mediante procesos químicos. Esta tecnología cuenta con una vida útil de entre 8 y 10 años y es apropiada para la separación o eliminación de metales presentes en bajas concentraciones, aniones inorgánicos (carboxílicos, sulfónicos, fenólicos) y aniones orgánicos.

Figura 12.

Sistema de intercambio iónico



Nota. Tecnología para el proceso de intercambio iónico. Tomado de: (admin, 2019)

El proceso de intercambio iónico se fundamenta en la eliminación de iones disueltos, como nitratos, fluoruros y sulfuros, que se intercambian con iones de carga similar. Para llevar a cabo este proceso, el agua residual es sometida a un intercambiador catiónico o aniónico. Este proceso implica un intercambio electrostático entre los grupos funcionales del sólido y la resina, lo que produce la desalinización del agua (Memoria_PFC_Evaluación de procesos de intercambio iónico en la valorización de fósforo en Aguas Residuales.pdf, s. f.).

La eficiencia de esta operación unitaria depende de muchos factores, tales como: afinidad de la resina por uno o más iones en particular, el pH del fluido, la difusión y temperatura del fluido, la concentración de iones presentes en el fluido, estructura de la resina, tamaño del lecho donde se aloja la resina, tiempo de residencia del fluido dentro del lecho, entre otros.

Un desarrollo adicional de este proceso es hacer pasar el fluido a tratar a través de intercambiadores catiónicos y/o aniónicos sólidos, los cuales son reemplazados por cationes y/o aniones H o OH-.

✓ Oxidación química

El presente proceso se lleva a cabo con el propósito de fracturar o fragmentar aquellas sustancias que resultan prácticamente imposibles de eliminar del agua mediante métodos convencionales, sin recurrir a la oxidación. Dicho procedimiento se produce por medio de la transferencia de electrones desde un reactivo oxidante hacia una sustancia química que se oxida. Esta tecnología resulta altamente eficaz para la eliminación de compuestos orgánicos e inorgánicos presentes en el agua tratada.

La presente técnica se emplea para aquellos compuestos que presentan una elevada dificultad de eliminación del agua sin someterlos previamente a un proceso de oxidación. Los subproductos resultantes de dicha oxidación pueden ser tratados mediante diversas técnicas, tales como la absorción, la biodegradación, la sedimentación o la filtración por membrana.

Cabe destacar que Synertech es una empresa líder en la implementación de tecnología de oxidación en procesos como la oxidación química y la oxidación avanzada a niveles más complejos. Por tal motivo, se recomienda la aplicación de dicha técnica como un proceso complementario y mejorado en las plantas de tratamiento de aguas residuales. Los procesos de

oxidación avanzada (POA) son aquellos procesos que permiten la oxidación de la materia orgánica en los puntos de mineralización del agua, en los cuales se deposita dicha materia orgánica (Nieto Ugarte & Huaman Lustre, 2019).

3.2.3 Equipo para tratamiento con membrana bajo cambios de presión.

✓ Osmosis Inversa

Este proceso se lleva a cabo mediante el uso de una membrana semipermeable, en el cual se reduce el caudal y se aplica una fuerza de empuje superior a la presión osmótica en dirección contraria al proceso de ósmosis. De esta manera, se consigue la separación de sustancias de menor tamaño que las que son retenidas por otras membranas convencionales, lo que permite obtener una calidad de agua óptima.

La ósmosis inversa tiene varios usos, entre ellos:

- El agua de mar y el agua salobre se desalinizan para obtener agua potable.
- Reutilización de aguas residuales.
- Eliminación de nitratos, sulfatos y radio.

En las últimas décadas se encuentran los de filtración a través de membrana como lo son:

- Microfiltración: Es un proceso de separación que utiliza membranas con capacidad para retener partículas cuyo tamaño oscila entre 0.1 μm y 10 μm , tales como bacterias, polvo de carbón, amianto, entre otras.
- Ultrafiltración: Estas membranas son capaces de retener partículas cuyo tamaño se encuentra entre 1 nm y 100 nm , lo que corresponde a partículas de virus y coloides.

- Nanofiltración: En contraste con las dos membranas previamente mencionadas, esta tercera membrana es capaz de separar moléculas disueltas en líquido, tales como azúcares, proteínas, entre otras.

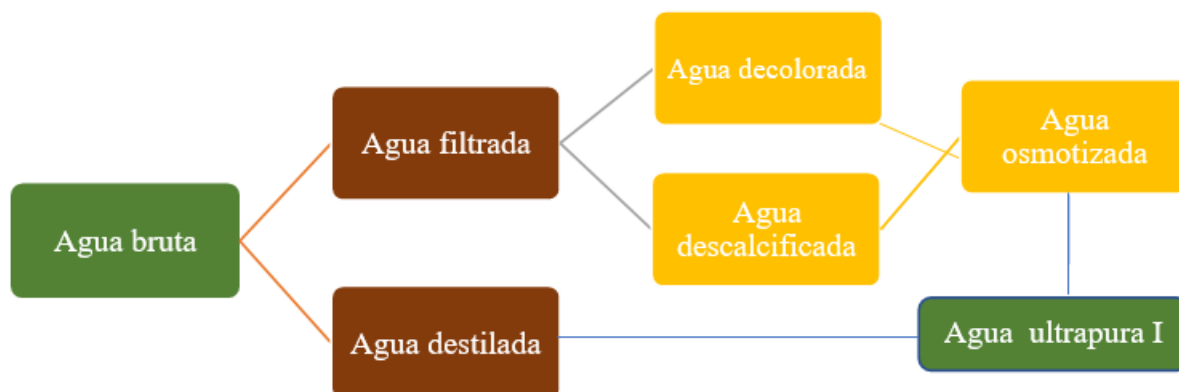
4. Metodología más adecuada para el tratamiento del agua de producción para el proceso de electrólisis

4.1 Características del agua para la generación de hidrógeno verde:

En la producción de hidrógeno verde, se requiere agua dulce y purificada. Sin embargo, la posibilidad de utilizar agua de mar ha ido ganando terreno. Aunque este tipo de agua contiene sal, lo que implica costos adicionales para su tratamiento, su uso es esencial para el desarrollo futuro del hidrógeno verde. El proceso de purificación del agua de mar implica el uso de una planta desalinizadora para eliminar la sal. La figura 13 presenta un esquema de las etapas involucradas en la purificación del agua de mar.

Figura 13.

Generalidades sobre el agua purificada



Nota. Sistema de purificación del agua de producción. Tomado de: (02.3 Generalidades sobre al Agua purificada.pdf, s. f.)

De manera más detallada las etapas de purificación se basan en 2 partes:

- ✓ Pretratamiento

Figura 14.

Pretratamiento del agua para generar hidrógeno.



Nota. Etapas iniciales del tratamiento del agua de producción. Tomado de: (02.3 Generalidades sobre al Agua purificada.pdf, s. f.)

Como se puede observar, de manera general, el pretratamiento puede incluir procesos como la filtración, la sedimentación, la eliminación de sólidos suspendidos y la eliminación de materia

orgánica, entre otros. El objetivo principal del pretratamiento es eliminar las impurezas y reducir la carga de sólidos y materia orgánica presentes en el agua antes de someterla a los procesos de tratamiento subsiguientes.

- ✓ Eliminación de sales y otros componentes

Figura 15.

Proceso de eliminación.



Nota. Etapas finales del tratamiento del agua de producción. Tomado de: (02.3 Generalidades sobre al Agua purificada.pdf, s. f.)

En esta fase la eliminación de sales en el agua de producción puede llevarse a cabo mediante diversos procesos de tratamiento, como la ósmosis inversa, la destilación, la electrodiálisis, la deionización, entre otros.

Estos procesos permiten eliminar las sales y otros contaminantes disueltos en el agua, produciendo así agua desalada o desmineralizada con menor contenido de sales y minerales. La elección del método adecuado dependerá de las características específicas del agua de producción. (Hidalgo Martínez, 2021).

El adecuado manejo del agua de producción es de suma importancia debido a que es una actividad que conlleva costos elevados, además de ser un factor clave para el desarrollo sostenible del medio ambiente. Con el fin de optimizar este proceso, se presentan las tecnologías de purificación del agua de producción, organizadas por etapas, en las Tablas 5, 6 y 7.

Tabla 5.

Tecnologías para la remoción de grasas y aceites con base al tamaño de partícula

Tecnología	Tamaño de partícula (Diámetro)	Características	Rendimiento
Filtración por membrana	D> 0.01 μm	Columna empacada con perlas poliméricas de tamaño de poro de 0,01 a 10 μm .	Extrae de forma eficiente los aceites dispersos y compuestos aromáticos.
Flotación por gas inducido	D> 3 μm	Son equipos que inyectan aire en forma de microburbujas a la entrada del proceso.	Bajos tiempos de retención y alta eficiencia de remoción
Hidrociclones	D> 15 μm	Es ideal para altas concentraciones de aceites, pero no es rentable al tener un alto costo de mantenimiento.	Su eficiencia aumenta con la disposición en serie de varios hidrociclones.

Nota. Se detalla las tecnologías y condiciones para la eliminación de aceites y grasas.

La Tabla 5 describe las tecnologías utilizadas en el tratamiento de aguas residuales para la remoción de grasas y aceites. Estas tecnologías tienen como objetivo eliminar estos contaminantes del agua, lo que es fundamental para el proceso de purificación y para asegurar que el agua cumpla con los requisitos de calidad necesarios para su uso final.

Tabla 6.

Tecnologías para la remoción de compuestos orgánicos disueltos

Tecnología	Componente principal	Características	Rendimiento
-------------------	-----------------------------	------------------------	--------------------

Adsorción	Carbón activo	Se emplea para la remoción de benceno, tolueno y trazas de crudo. Altos tiempos de retención.	Obtiene remociones del 50-75%. Ineficiente para altas concentraciones en el alimento.
Adsorción	Nano compuestos	Empleado para la remoción de aceite y trazas de crudo.	Eliminación del 50% en tiempos reducidos de contacto.
Adsorción	Polimérico	Se remueve de benceno, tolueno y crudo.	Remoción de hasta el 99%.
Extracción	Solvente	Empleado para la remoción de grasas libres o disueltas.	Altos costos por el uso de solvente y regeneración.
Oxidación	Foto catalítica	Se usa para eliminar COT, fenoles, BTEX y TPH. Alta influencia del pH. Catalizador: TiO ₂	Eliminación de >80% de BTEX, >95% de TOC, >60% de fenoles, >75% de TPH.
Oxidación	Uv/Ozono	Se remueve ácidos de nafta, amonio e hidrocarburos aromáticos. Control de pH que no debe ser alcalino.	Eliminación >80 %.

Nota. Se describen las tecnologías más apropiadas para eliminar los compuestos orgánicos.

En la tabla 6 se pueden observar diversas tecnologías para la eliminación de compuestos orgánicos en el agua de producción, tales como la oxidación avanzada, la adsorción, entre otras. Cada una de estas tecnologías tiene sus propias ventajas y desventajas, las cuales dependerán de las características específicas del agua y de los contaminantes presentes. Es esencial llevar a cabo la eliminación de estos compuestos, ya que su presencia puede ocasionar daños en el proceso de electrolisis.

Tabla 7. *Tecnologías con membranas para el tratamiento de agua*

Tecnología	Especificaciones	Características	Rendimiento
Microfiltración	10-0,1µm	Remueve bacterias, virus, sólidos suspendidos, fenoles, COD, TOC.	92% Aceite. 50% Fenoles. 40% COD. 25% TOC.
Ultrafiltración	0,05-5*10 ⁻³ µm	Elimina de proteínas, virus, grasas, coloides, cobre, BTX.	95% Hidrocarburos totales. 60%BTX. 96% Cobre y Zinc.
Nanofiltración	5*10 ⁻³ --5*10 ⁻⁴ µm	Remueve pesticidas, herbicidas, detergentes, BTEX	95% Sales. 90% Agua recuperada. 100% BTEX.
Ósmosis inversa	1*10 ⁻⁴ --1*10 ⁻⁵ µm	Elimina iones metálicos, ácidos, sales acuosas, resinas naturales, TDS y TOC.	Remoción 95-99 %

Nota. En la figura se describen las tecnologías óptimas para la purificación del agua residual.

El agua de producción varía significativamente de un campo petrolero a otro, por lo que es crucial utilizar las tecnologías de purificación mencionadas anteriormente para optimizar el proceso

En el caso específico de Colombia, se ha encontrado que la tecnología ósmosis inversa es el método más efectivo. La empresa Frontera Energy ha logrado recuperar entre el 95 y el 99% del agua de producción utilizando este proceso. Es importante destacar que el tratamiento adecuado

del agua de producción es esencial, ya que se utiliza para generar hidrógeno verde. En la Tabla 8 se presentan las propiedades que debe tener el agua purificada para el proceso de electrólisis.

Tabla 8.

Propiedades del agua purificada.

Nivel TDS (mg/litro)	<500
PH	7
Dureza (mg/litro)	<250
Conductividad	<300 microS/cm
Salinidad	<0.05%

Nota. Se presenta los valores límite que deben cumplirse en el agua para el proceso de electrólisis.

La selección de la metodología más adecuada para el tratamiento del agua de producción destinada a la operación del proceso de electrolisis requiere un análisis exhaustivo de los diversos tipos de tratamiento de aguas disponibles. Es fundamental considerar aspectos clave como la eficacia en la purificación del agua y la rentabilidad económica de cada opción. Al obtener las respuestas pertinentes a estas interrogantes, se puede determinar de manera teórica el tipo de tratamiento de agua óptimo que se ajuste a los requerimientos y uso específico del proceso de electrolisis.

Como se expuso en el capítulo previo, el proyecto "Agrocascada" en Puerto Gaitán (Colombia) representa una iniciativa destinada a transformar el tratamiento del agua con el propósito de utilizarla en procesos de reinyección o vertimiento. Dicha iniciativa contempla el empleo de una planta de tratamiento de agua purificada que asegure una calidad elevada del agua tratada.

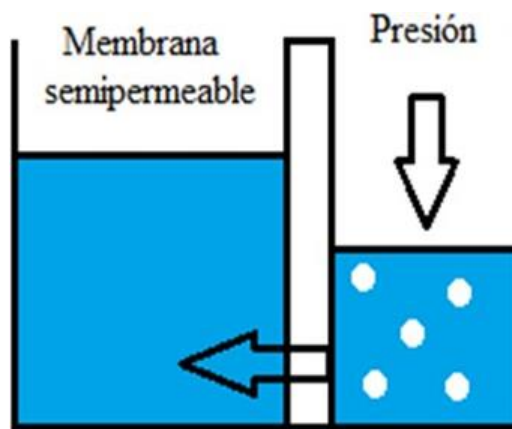
El agua cruda, es decir, el agua producida durante la extracción del petróleo será sometida a un tratamiento mediante el proceso de ósmosis inversa. Este proceso se realiza mediante el uso

de membranas, donde se aplica una presión superior a la presión osmótica en la sección que contiene la concentración más elevada de sólidos disueltos.

Gracias a la aplicación de esta presión, el agua fluye a través de la membrana semipermeable en dirección contraria al proceso natural de ósmosis, lo que permite eliminar las impurezas presentes en el agua. (Gaitán, 2014).

Figura 16.

Diseño del proceso de osmosis inversa



Nota. Resumen del mecanismo usado para el proceso de osmosis inversa. Tomado de: (Benavides, 2011).

Como se puede observar en la Figura 16 el flujo del solvente depende de 3 factores en este proceso como lo son:

- ✓ Presión aplicada

- ✓ Presión Osmótica
- ✓ Área de la membrana presurizada

La ósmosis inversa es un proceso de purificación continua que permite remover la mayoría de los sólidos (inorgánicos u orgánicos) disueltos en el agua en un 99 %, remover los materiales suspendidos y microorganismos, a su vez es una tecnología simple que no requiere de mucho mantenimiento.

El proceso diseñado para la purificación del agua residual consta de 4 procesos, como se puede observar en la figura 17:

Figura 17.

Purificación del agua residual



Nota. La figura presenta las diferentes fases necesarias para el tratamiento del agua con el fin de producir hidrógeno verde.

4.1.1. Pretratamiento

Durante esta fase, se lleva a cabo la separación de los residuos sólidos de tamaño medio y grande con el propósito de preparar el agua para su posterior tratamiento en la membrana de

ósmosis inversa. Con el objetivo de garantizar un desempeño óptimo en esta etapa, se desarrolla y se construye un pretratamiento que consta de las siguientes etapas:

✓ Pretratamiento Físico Químico (Flotación)

La primera etapa del pretratamiento consiste en el uso del sistema de flotación por aire disuelto (DAF), el cual se divide en seis líneas con un flotador por línea. Este equipo permite la eliminación de las partículas más ligeras, así como también de elementos flexibles tales como aceites y grasas, este equipo se demuestra en la figura 18.

Figura 18.

Diseño sistema DAF



Nota. Tecnología usada para el sistema DAF. Tomado de: (Gaitán, 2014)

Asimismo, las partículas más pesadas como la arena son separadas y retenidas en un compartimiento de sedimentación diseñado específicamente para este tipo de partículas. Durante esta primera etapa, se debe tener en cuenta la presencia del fango, el cual es dirigido hacia un

compartimiento de descarga mediante el uso de un barredor mecánico, para luego ser succionado por las bombas de fango y tratado al final del proceso. Este es otro factor de relevancia durante la etapa de pretratamiento.

✓ Pretratamiento físico (Filtración en arena y filtros oleófilos):

La función de los filtros es retener las partículas en suspensión presentes en el agua de producción, que hayan pasado la etapa de pretratamiento fisicoquímico. Para este propósito, se utilizan 6 filtros cerrados con superficie filtrante. Los filtros cerrados tienen una forma de cilindro horizontal de acero y cuentan con boquillas reguladoras en su interior para controlar el paso de agua y evitar la entrada del lecho filtrante. De esta manera, se garantiza que las partículas sean retenidas en la superficie del filtro y no afecten el proceso de producción del hidrógeno verde. (Narváez Guerrero, 2015).

En caso de que hidrocarburos, aceites o grasas hayan escapado en los procesos anteriores, se utiliza el proceso de microfiltración para tratar el agua de manera óptima antes de que entre en el proceso de ósmosis inversa. Este proceso consiste en hacer que el agua pase por una doble etapa de siete carcassas de filtros cada una, equipadas con cartuchos de 5 μ nominales. De esta manera, se atrapan todas las partículas de tamaño superior a 5 μ y se garantiza que el agua que entra al proceso de ósmosis inversa esté libre de impurezas que puedan afectar la calidad del hidrógeno verde producido.

✓ Pretratamiento Químico

Para el tratamiento del agua de producción, además de eliminar los sólidos, se requiere llevar a cabo la desinfección del agua. Para ello, se ha instalado un sistema de dosificación

de hipoclorito sódico en las bombas de alimentación en la etapa del pretratamiento. La dosificación de los productos químicos es un proceso automático y se realiza con el propósito de favorecer la coalescencia de las grasas y aceites, optimizar los procesos de coagulación-floculación, favorecer la acción desinfectante del hipoclorito sódico y, finalmente, reducir la formación de sales sobre la superficie de las membranas de ósmosis inversa. (Flor Salcedo, 2018).

4.1.2. Ósmosis inversa:

Una vez que se ha superado la etapa de pretratamiento, el agua de producción es sometida al proceso de ósmosis inversa, el cual resulta altamente eficaz en la eliminación de virus, bacterias y otros contaminantes, contribuyendo de esta manera a garantizar una alta calidad del fluido tratado. El sistema funciona a través de la utilización de membranas semipermeables, que permiten el paso de ciertas moléculas a través de ellas por difusión. Esta membrana es capaz de eliminar hasta el 99% de todos los elementos disueltos presentes en el agua, tales como bacterias, metales pesados, residuos, fungicidas, entre otros. (Gaitán, 2014). Este tipo de plantas ya se puede observar en Colombia como la del grupo cobra demostrada en la figura 19.

Figura 19.

Planta Osmosis inversa

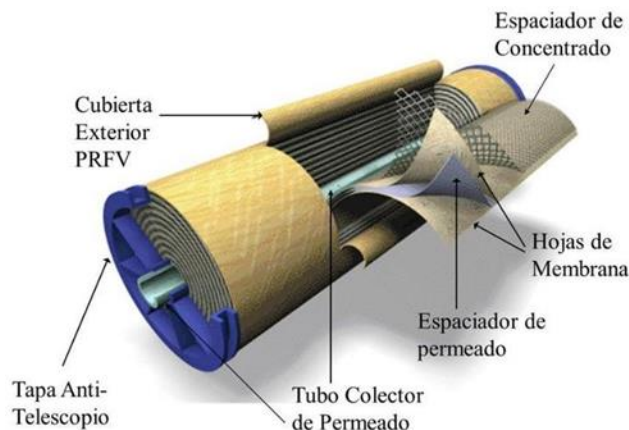


Nota. En la figura se muestra el sistema para el proceso de osmosis inversa. Tomado de: (Planta de Reutilización en el Campo Petrolífero de Puerto Gaitán – GRUPO COBRA, s. f.)

El coeficiente de permeación de las moléculas está sujeto a factores como la presión, la concentración de partículas de soluto, la temperatura y la permeabilidad de la membrana para cada soluto en particular. Las moléculas que logran atravesar la membrana se denominan "permeado", mientras que las que no lo hacen se conocen como "rechazo". La estructura de la membrana puede visualizarse de forma gráfica en la figura 20.

Figura 20.

Membrana Ósmosis inversa



Nota. En la figura muestra el interior de un filtro de membrana. Tomado de:(Tipos de membranas de Ósmosis Inversa - PDF Descargar libre, s. f.)

Los factores que afectan al proceso de filtración por la membrana son:

- ✓ La calidad de agua de entrada
- ✓ Los parámetros de operación de planta (Presión y grado de conversión)
- ✓ Polarización de la concentración.

Para garantizar un control adecuado de estos factores, es esencial el uso adecuado de los procesos en la etapa de pretratamiento, así como la implementación de un mantenimiento preventivo y correctivo de las operaciones. De esta manera, se evita generar pérdidas económicas y retrasos en el proceso.

4.1.3. Tratamiento de Fangos

Durante la fase de pretratamiento se generan lodos que son sometidos a un proceso de espesamiento y deshidratación a través de un filtro prensa. El objetivo primordial del espesamiento es reducir el volumen de los lodos entre un 30 y un 80%. Para ello, se utiliza un espesador de

gravedad que opera de manera similar a un decantador, donde los lodos se distribuyen en todo el espesador desde la zona central, se recolectan en el fondo del tanque y el sobrenadante se extrae mediante vertederos en la parte superior. Por otro lado, la deshidratación de los lodos se puede lograr de forma natural o mediante camas secas. (Raluy Rivera, 2009)

Figura 21.

Deshidratación de fangos



Nota. Se puede observar el mecanismo usado para el tratamiento de fangos. (Tratamiento de fangos de aguas residuales, s. f.)

Como se observa en la figura 21, la deshidratación de fangos es un proceso utilizado en el tratamiento de aguas residuales para reducir el contenido de humedad de los lodos generados durante el proceso de tratamiento.

Este proceso consiste en eliminar el agua contenida en los lodos para reducir su volumen y peso, lo que facilita su transporte, almacenamiento y disposición final. La deshidratación de fangos se puede lograr mediante diversos métodos, como la centrifugación, la filtración a presión, el uso de camas secas, entre otros. La elección del método dependerá de las características

específicas de los lodos y de las necesidades del proceso de tratamiento de aguas residuales en particular.

Una vez concluidas las cuatro etapas de tratamiento del agua de producción, se obtiene agua purificada que presenta las siguientes propiedades:

Tabla 9.

Propiedades del agua tratada

Solidos disueltos (TDS)	<240 mg/l
Conductividad	<300 microS/cm
Sodio	<65 mg/l
Cloruros	<70 mg/l

Nota. Condición del agua purificada para la generación de hidrogeno verde. (Gaitán, 2014)

Es posible constatar que el agua purificada obtenida a través del proceso de tratamiento del agua de producción, en comparación con los estándares presentados en la Tabla 9, satisface los requisitos necesarios para ser utilizada en el proceso de electrólisis.

5. Análisis comparativo del consumo energético de algunos campos petroleros colombianos a nivel regional

Con el objetivo de analizar la viabilidad de incorporar el hidrógeno verde como fuente de suministro energético en la industria petrolera colombiana, es necesario recopilar datos precisos sobre el consumo energético de los principales campos petroleros del país. Es importante destacar que la industria petrolera involucra una serie de actividades y etapas que requieren un alto consumo energético en todas sus operaciones, desde la exploración hasta la comercialización del producto final. Además, las locaciones donde se llevan a cabo estas operaciones a menudo no tienen acceso a fuentes de energía fácilmente disponibles, lo que obliga a las empresas a utilizar y desarrollar mecanismos de abastecimiento energético costosos e inciertos que pueden interrumpir su operación en cualquier momento y en cualquier lugar.

En la industria petrolera, el suministro de energía es un factor crítico que se requiere para la realización de todas las actividades necesarias para el buen funcionamiento de la operación. Uno de los mayores consumidores de energía en la industria es el sistema de levantamiento artificial, el cual busca reducir el consumo de energía en la formación productora y aumentar el diferencial de presión para lograr una mayor producción de fluidos. Además, es necesario contar con una fuente de energía constante en los campamentos, donde se encuentran los centros de operaciones y oficinas.

El Campo Quifa, ubicado en el departamento del Meta en Colombia, es uno de los campos petroleros más importantes del país, siendo propiedad de Frontera Energy Corporation (60%) y Ecopetrol S.A (40%). Como resultado del éxito de este campo, Frontera Energy se encuentra en la

necesidad de consumir una gran cantidad de energía diariamente para sus operaciones, las cuales son abastecidas principalmente con Fueloil y Diesel.

El Fueloil, un combustible pesado derivado del petróleo que se obtiene mediante la destilación fraccionada, es altamente contaminante y representa una proporción significativa del consumo de energía en las operaciones de Frontera Energy. Para contextualizar la información fue necesario caracterizar las ventajas y desventajas de este tipo de combustible para después relacionarlo con el valor diario, mensual y anual que se presenta en la tabla 10.

Ventajas

- ✓ Alto contenido energético: el FuelOil tiene una alta densidad energética, lo que significa que puede producir una gran cantidad de energía en una pequeña cantidad de combustible.
- ✓ Bajo costo: en comparación con otros combustibles, el FuelOil puede ser relativamente económico, lo que lo hace atractivo para algunos consumidores.
- ✓ Disponibilidad: el FuelOil es ampliamente utilizado y está disponible en la mayoría de las regiones del mundo.

Desventajas

- ✓ Contaminante: el FuelOil contiene altos niveles de azufre y otros compuestos tóxicos que pueden contribuir a la contaminación del aire y del agua.
- ✓ Emisiones de gases de efecto invernadero: la quema de FuelOil emite grandes cantidades de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático.

- ✓ Peligroso: el FuelOil es inflamable y puede ser peligroso si se manipula de manera incorrecta. Además, puede ser difícil de limpiar si se derrama accidentalmente.
- ✓ En general, el uso de FuelOil como fuente de energía tiene sus ventajas y desventajas, y es importante considerar cuidadosamente estos factores al tomar decisiones sobre el tipo de combustible a utilizar.

Tabla 10. Consumo Fuel Oil Campo Quifa abril 2023

FUELOI L				
Operación	Cantidad aprox galones/día	Gasto diario (COP/Dia)	Gasto Mensual	Gasto Anual
Batería 4	\$ 32.850,00	\$ 298.178.500,00	\$ 8.945.355.000,00	\$ 107.344.260.000,00
Facilidades				
Pozos				
Campamentos				
PAD's				
Vehículos				
Otros				

Nota. Gasto energético en la utilización de fuel oil como fuente de energía para todos los procesos.

El Diesel es un combustible de gran importancia en la industria petrolera, ya que se utiliza en motores tipo Diesel ubicados en diferentes locaciones de operación continua, como es el caso del Campo Quifa en Colombia. Este hidrocarburo en estado líquido está compuesto principalmente por parafinas, y su producción se origina por medio de la destilación del petróleo crudo, siendo sometido a procesos de purificación para eliminar cualquier tipo de impureza, como el azufre y otros componentes no deseados. Es importante destacar que la utilización del Diesel en la industria

petrolera implica un alto consumo energético y genera emisiones contaminantes, lo que ha llevado a que se busquen alternativas más sostenibles y amigables con el medio ambiente, como el hidrógeno verde.

El diesel es una fuente de energía muy utilizada en la industria y el transporte debido a sus propiedades. A continuación, se presentan algunas ventajas y desventajas del diesel como fuente de energía, para poder relacionarlo con el tema de los costos expuestos en la tabla 11.

Ventajas

- ✓ El Diesel tiene una mayor densidad energética que otros combustibles, lo que significa que se puede obtener más energía por unidad de volumen.
- ✓ El diesel es más eficiente que la gasolina y otros combustibles líquidos en términos de consumo de combustible por kilómetro recorrido.
- ✓ El diesel es más fácil de almacenar y transportar que otros combustibles, ya que se puede almacenar durante largos períodos de tiempo sin degradación significativa.
- ✓ Los motores diesel suelen tener una vida útil más larga que los motores de gasolina, lo que reduce los costos de mantenimiento y reemplazo.

Desventajas

- ✓ El diesel produce emisiones contaminantes, como partículas finas, óxidos de nitrógeno y compuestos orgánicos volátiles, que pueden contribuir a la contaminación del aire y a la formación de smog.
- ✓ Los motores diesel suelen ser más ruidosos que los motores de gasolina, lo que puede ser un problema en algunas aplicaciones.

- ✓ El diesel puede ser más caro que otros combustibles, especialmente en áreas donde la oferta es limitada.
- ✓ El proceso de refinación del diesel requiere más energía que el proceso de refinación de la gasolina, lo que puede contribuir a la huella de carbono de este combustible.

Tabla 11.

Consumo Fuel Oil Campo Quifa abril 2023

DIESEL				
Operación	Cantidad aprox galones/día	Gasto diario (COP/Día)	Gasto Mensual	Gasto Anual
Batería 4				
Facilidades				
Pozos				
Campamentos	\$ 3.885,0	\$ 31.807.700,0	\$ 954.231,0	\$ 11.450.772,00
PAD's	0	0	0	00
Vehículos				
Otros				

Nota. Gasto energético en la utilización de diesel como fuente de energía para todos los procesos.

En cuanto al gasto energético del campo Quifa, se destaca que una porción significativa del consumo corresponde al tratamiento del crudo producido. Este crudo debe ser sometido a procesos de purificación para cumplir con los requerimientos energéticos del campo y su entorno. Este proceso, por consiguiente, representa un costo importante en términos económicos. En comparación con el consumo de Fueloil y Diesel, el gasto energético del tratamiento del crudo se encuentra en una proporción significativa.

La información proporcionada directamente por la empresa Frontera Energy confirma una vez más la necesidad actual de la industria petrolera de encontrar fuentes de energía que se adapten a los cambios implementados en la industria, cumpliendo con los estándares de eficiencia, tecnología y, lo más importante, el tema ambiental.

En el desarrollo de este objetivo, es importante destacar la importancia de contar con el factor energético en cada una de las operaciones necesarias en la industria petrolera colombiana, y también mostrar en términos económicos cuánto significa para estas empresas poder contar con este recurso de vital importancia. Por lo tanto, señalamos una de las operaciones que tiene mayor importancia en el día a día de la industria, que son los sistemas de levantamiento artificial.

La zona conocida como Caño Limón es un campo de extracción de petróleo y gas que se encuentra en pleno funcionamiento en Colombia, concretamente en el municipio de Arauca. El operador y propietario de este campo dependen directamente de las empresas Ecopetrol S.A y Sierra Col, las cuales han logrado alcanzar una capacidad operativa significativa en el país, como todas las empresas petroleras, necesitan gran cantidad de energía para cumplir con su operación diaria, entre una de tantas operaciones que se destaca es la de los sistemas de levantamiento artificial, como se puede observar en la tabla 12,13 y 14, son cifras aproximadas de lo que energéticamente es necesario para abastecer un sistema que es totalmente dependiente para la producción de un campo, desarrollando realmente un interés importante en la empresa operadora.

Tabla 12.

Consumo energético sistema bombeo electrosumergible

Pozo	USC O- 01	USC O- 02	USC O- 03	USC O- 04	USC O- 05	USC O- 06	USC O- 07	USC O- 08
------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------

Consumo energético (MWh)	0.134	0.110	0.092	0.332	0.108	0.096	0.114	0.117
Costo consumo diario (US\$/D)	289.440	237.600	198.720	717.120	233.280	207.360	246.240	252.720

Nota. Gasto energético en un sistema de bombeo electrosumergible siendo este uno de los más utilizados hoy en día en la industria. Tomado de (Mendoza Vidarte & Bautista Saiz, 2008)

Tabla 13.

Consumo energético sistema bombeo mecánico tipo Rotaflex

Pozo	USC O-01	USC O-02	USC O-03	USC O-04	USC O-05	USC O-06	USC O-07	USC O-08
Consumo energético (MWh)	0.097	0.074	0.068	0.103	0.090	0.067	0.087	0.082
Costo consumo diario (US\$/D)	209.520	159.840	146.880	222.480	194.400	144.720	187.920	177.120

Nota. Gasto energético en un sistema de bombeo mecánico. Tomado de (Mendoza Vidarte & Bautista Saiz, 2008)

Tabla 14.

Consumo energético sistema bombeo mecánico tipo VSH2

Pozo	USC O- 01	USC O- 02	USC O- 03	USC O- 04	USC O- 05	USC O- 06	USC O- 07	USC O- 08
Consumo energético (MWh)	0.038	0.052	0.044	0.056	0.055	0.056	0.045	0.062
Costo consumo diario (US\$/D)	29.529	40.996	34.689	44.150	43.362	44.150	35.478	48.880

Nota. Gasto energético en un sistema de bombeo mecánico. Tomado de (Mendoza Vidarte & Bautista Saiz, 2008)

La evidencia que se expuso anteriormente en las tablas muestra que los costos asociados con el suministro energético son significativos, y en la mayoría de los casos, las fuentes de energía utilizadas no cumplen con los estándares ambientales actuales. Por lo tanto, la adopción de hidrógeno verde como vector energético en los campos petroleros podría ser fundamental para reducir los costos energéticos y lograr una transición eficiente hacia fuentes de energía más sostenibles, lo que a su vez contribuirá a proteger el medio ambiente, además de ser una fuente de

energía más limpia y sostenible, el hidrógeno verde también ofrece otras ventajas, como la posibilidad de almacenamiento y transporte en grandes cantidades, lo que lo convierte en una opción flexible y escalable para la industria petrolera.

6. Análisis de las oportunidades de almacenamiento y suministro de energía limpia dentro de un campo petrolero colombiano por medio de la generación de hidrógeno verde

El almacenamiento de hidrógeno verde es una parte fundamental para el desarrollo de una economía basada en esta fuente de energía renovable. Hay varias opciones de almacenamiento disponibles para el hidrógeno verde, aunque cada una tiene sus propias ventajas y desventajas. Algunas de las oportunidades de almacenamiento del hidrógeno verde son:

- ✓ Almacenamiento en estado gaseoso: El hidrógeno se puede almacenar en forma de gas comprimido a alta presión en cilindros o tanques de almacenamiento.
- ✓ Almacenamiento en estado líquido: El hidrógeno líquido se puede almacenar a muy baja temperatura (-253 °C) en tanques de almacenamiento especiales.
- ✓ Almacenamiento en hidruros: El hidrógeno se puede almacenar en materiales metálicos que pueden absorberlo y de sorberlo, como los hidruros metálicos.
- ✓ Almacenamiento en amoníaco: El hidrógeno se puede combinar con nitrógeno para formar amoníaco, que es más fácil de almacenar y transportar que el hidrógeno puro. Luego, el amoníaco se puede descomponer en hidrógeno y nitrógeno cuando se necesita.

Cada método de almacenamiento de hidrógeno verde tiene sus propias ventajas y desventajas en términos de eficiencia, seguridad, costos y escalabilidad, y la elección del método depende de las necesidades específicas de cada situación.

Actualmente, no existe un método de almacenamiento de hidrógeno verde que sea claramente superior a los demás en términos de eficiencia, costo y seguridad. Los métodos de almacenamientos más comunes son la compresión, la licuefacción y la adsorción en materiales porosos. Cada uno tiene sus ventajas y desventajas.

La compresión es el método más común y maduro, pero requiere de alta presión y no es tan eficiente en términos energéticos. La licuefacción es más eficiente en términos de energía, pero es más costosa y requiere más energía para enfriar y mantener el hidrógeno líquido. La adsorción en materiales porosos también es eficiente en términos energéticos, pero todavía está en desarrollo y es menos conocido. En resumen, la elección del mejor método de almacenamiento de hidrógeno verde dependerá de varios factores, como el volumen requerido, la ubicación geográfica, los costos y los requisitos de seguridad. Se espera que en el futuro se desarrollen nuevas tecnologías y métodos de almacenamiento que puedan mejorar la eficiencia, reducir los costos y aumentar la seguridad.

Con el fin de lograr la resolución de este objetivo, es fundamental recopilar información detallada sobre los tanques y pilas de combustible de hidrógeno verde como método de almacenamiento de energía. Este análisis debe considerar aspectos como los costos asociados a su implementación, el transporte del hidrógeno y su viabilidad en el contexto específico de un campo petrolero en Colombia. En la cadena de valor del hidrógeno verde, el tema del manejo posterior a su producción ha sido objeto de análisis exhaustivo, incluyendo su almacenamiento y transporte. El futuro prometedor que se vislumbra para esta tecnología en diversos sectores a nivel mundial ha llevado a que se estudie activamente qué hacer con el hidrógeno una vez producido y cómo llevarlo a satisfacer las necesidades que puede mitigar esta tecnología.

En la actualidad, existen puntos específicos en el mundo donde el hidrógeno es utilizado directamente, lo que ha llevado a la implementación de un procedimiento estándar mínimo para el almacenamiento y transporte de este, con miras a mejorar la eficiencia y reducir los costos asociados en el futuro. Los tres puntos de almacenamiento y consumo de hidrógeno que se ubican hoy en día son: venta directa al mercado, producción indirecta y consumo en el lugar de producción. Estos tres puntos deben ubicarse en proximidad para facilitar el suministro de hidrógeno, ya que sería complicado abastecer de hidrógeno a largas distancias y en diferentes puntos. El transporte se utiliza para llevar el hidrógeno a pequeños consumidores, se entrega por medio de estos dos métodos:

- ✓ Distribución en fase gas (comprimido)
- ✓ Distribución en fase líquida (licuado)

Hoy en día, el transporte y almacenamiento del hidrógeno se lleva a cabo mediante camiones que lo transportan a lugares apropiados para pequeños consumidores. Es importante destacar que la distribución del hidrógeno representa un gran incremento en costos debido a los desafíos que se presentan en la cadena de valor de la producción de hidrógeno en la actualidad.

Es necesario resaltar las características del hidrógeno que dificultan su transporte y almacenamiento, como su baja densidad energética y su alta volatilidad, permeabilidad e inflamabilidad. Además, su transporte requiere la compresión o licuefacción, lo que implica costosos equipos, altas presiones y temperaturas elevadas, y una regulación muy estricta. La inmadurez de la tecnología actual ha llevado a la búsqueda de nuevos desarrollos para sostener la economía del hidrógeno.

En vista del papel importante que se espera que el hidrógeno tenga en el futuro, se han planteado alternativas para su almacenamiento y transporte, entre las cuales se destacan el hidrógeno comprimido y el hidrógeno líquido licuado. En el primero, se escala la capacidad de producción y se logra comprimir a mayores presiones, lo que permitiría transportar más material en cada viaje. En el segundo, se aumenta la densidad energética, lo que se considera una de las opciones más favorables en términos económicos y productivos, permitiendo una mayor eficiencia. En la Figura 22 se puede observar cómo se implementa el método de hidrógeno comprimido en la vida real, mientras que en la Figura 23 se puede ver cómo se maneja el hidrógeno líquido licuado en muchas partes del mundo.

Figura 22.

Planta de Hidrógeno comprimido.



Nota. Planta de almacenamiento de hidrogeno comprimido. Tomado de Petmal/Getty images (Hydrogen Is the First Viable Option for Seasonal Storage, 2020)

Figura 23.

Hidrógeno líquido.



Nota. Sistema de almacenamiento de hidrogeno licuado. Tomado de (MAN desarrolla el primer sistema de hidrógeno líquido para uso marino | NGV Journal, s. f.)

El almacenamiento del hidrógeno en fase gas por medio de la metodología de compresión es un proceso complejo y costoso debido a su baja densidad energética. Existen varios métodos de almacenamiento, entre los que destacan el almacenamiento en tanques, que se ajusta a las necesidades de los procesos y permite más ciclos de carga/descarga. Este tipo de almacenamiento maneja presiones desde 30 hasta 1100 bar. Otra opción para combatir la baja densidad energética es utilizar el almacenamiento en cavidades salinas, también conocido como almacenamiento geológico. Este tipo de almacenamiento es estacional y muy económico, pero tiene restricciones en cuanto a formaciones naturales. El transporte que se adapta mejor a este tipo de almacenamiento es el transporte por carretera, donde se manejan presiones elevadas entre 200 y 700 bar. Este tipo de transporte tiene una accesibilidad al usuario bastante favorable y maneja cantidades pequeñas de gas, con un máximo de 1000 kg por viaje.

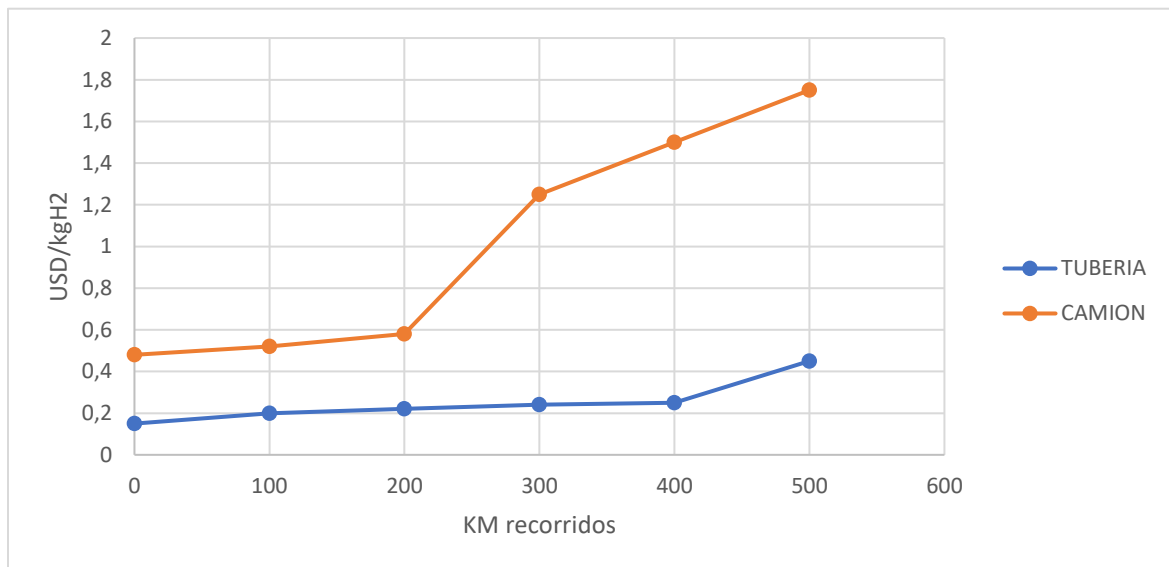
Otra alternativa que no ha sido muy desarrollada, pero existe, es el transporte por tuberías, el cual se maneja mediante la mezcla con gas natural, hidroductos dedicados (Hydrogen backbone 75% reutilizado), y por último, se tiene en cuenta que este tipo de transporte tiene un costo muy

bajo para grandes volúmenes, pero se requiere una inversión inicial considerable. Este tipo de transporte ya está en desarrollo y en uso, y se espera que esté en pleno funcionamiento para el año 2024.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) es una organización internacional establecida por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE). La AIE ha llevado a cabo una comparación entre los diferentes métodos de transporte de hidrógeno comprimido. En la Figura 24 se muestra una gráfica que ilustra esta comparación. La gráfica revela que a medida que se aumenta la distancia de transporte en kilómetros, el coste del transporte por camiones experimenta un aumento significativo en términos económicos. Por otro lado, es importante destacar que el aumento de precio en el transporte por oleoductos no será tan alto, lo que sugiere que este método de transporte podría posicionarse como el método de transporte global en los próximos años.

Figura 24.

Mecanismos de Transporte del Hidrógeno Comprimido



Nota. Sistemas más usados para el transporte en proyección. Tomado de (Narváez - análisis TÉCNICO-AMBIENTAL DEL USO DE PILAS COMBUS.pdf, s. f.)

El almacenamiento y transporte del hidrógeno es uno de los mayores desafíos en la producción y uso del hidrógeno como fuente de energía. Se han desarrollado diferentes métodos de almacenamiento, como el almacenamiento de hidrógeno comprimido y el almacenamiento de hidrógeno en fase líquida. El almacenamiento de hidrógeno en fase líquida, a través del hidrógeno licuado, tiene ventajas sobre otros métodos debido a su densidad de almacenamiento más alta, lo que permite un transporte más sencillo y económico.

Además, este método de almacenamiento cuenta con una tecnología madura y desarrollada, lo que lo hace atractivo para su implementación en grandes proyectos de transporte intercontinental. Sin embargo, el proceso de licuación requiere de una cantidad significativa de energía, lo que puede reducir su eficiencia energética.

A pesar de los desafíos asociados al almacenamiento y transporte del hidrógeno, se han logrado importantes avances en el campo, y hay pruebas piloto y proyectos en marcha que demuestran el potencial de la tecnología. La industria petrolera, que cuenta con capital, infraestructura y capacidad de investigación, se está involucrando cada vez más en proyectos de transición energética, lo que puede ser una gran oportunidad para el uso del hidrógeno como fuente de energía.

En la industria petrolera colombiana se han logrado importantes avances en proyectos relacionados con la producción y uso del hidrógeno, lo que demuestra que la investigación, la organización y la inversión en proyectos de este tipo pueden tener resultados exitosos. En general, la transición energética no implica dejar de lado la industria petrolera y los hidrocarburos, sino utilizar tecnologías amigables con el medio ambiente para mejorar su eficiencia y sostenibilidad.

En el contexto de la implementación de un proyecto en Colombia, es fundamental contar con fuentes renovables para su desarrollo. En este sentido, la energía solar representa una alternativa viable que contribuirá significativamente a la demanda energética de las operaciones diarias. Asimismo, el acceso al agua es otro aspecto crucial para el avance de esta tecnología. Afortunadamente, la industria petrolera dispone de una gran cantidad de agua de producción, lo cual puede ser aprovechado para solucionar uno de los mayores problemas que enfrenta este sector.

En este sentido, se ha llevado a cabo un proyecto en conjunto entre las empresas FRONTERA ENERGY y ECOPETROL para tratar el agua de producción y convertirla en un recurso útil para el riego de cultivos. Este proyecto constituye una solución efectiva a un problema relevante para la industria petrolera colombiana.

En la actualidad, se han realizado estudios exhaustivos sobre el desarrollo y almacenamiento del hidrógeno verde como una alternativa de suministro energético. Investigadores de la Universidad de Deakin en Australia han logrado un avance significativo en la producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno verde a gran escala mediante la mecánica química, una metodología novedosa en la búsqueda de alternativas sostenibles a las vías sintéticas convencionales. En este sentido, el uso de polvo de nitruro de boro se presenta como una necesidad básica para el desarrollo de esta tecnología, debido a su estabilidad térmica y química, lo que lo convierte en un compuesto ideal para su uso en temperaturas elevadas. Además, el uso de energía renovable y la implementación de tecnologías sostenibles son fundamentales para alcanzar los objetivos de cero emisiones netas para el año 2050, tal y como ha sido propuesto por Australia y otros países a nivel mundial.

El equipo de investigadores detrás de esta innovadora tecnología está conformado principalmente por el científico Ying Ian Chen, quien es el director del ARC Research Hub for Safe and Reliable Energy, y Srikanth Mateti, quien obtuvo su doctorado en 2018 de la Universidad de Deakin y su maestría en Tecnología de la Universidad Tecnológica Jawaharlal Nehru en Hyderabad, India, en 2011. Mateti ha estado trabajando como investigador en el Instituto de Materiales Fronterizos (IFM) en la Universidad de Deakin desde 2018.

El proceso desarrollado por este equipo ha sido bautizado como "Ball Milling" y se basa en un nanomaterial que posee una superficie de tamaño reducido pero una gran capacidad de absorción de sustancias. Este proceso se lleva a cabo de la siguiente manera: el polvo de nitruro de boro se coloca en un molino que contiene pequeñas bolas de acero en una cámara junto con los gases que se deben separar, siendo el gas de interés el hidrógeno.

Todos los componentes dentro de la cámara generan la acción de trituración a medida que la cámara gira a velocidad ascendente. El impacto de las bolas con el polvo y la pared de la cámara provoca la reacción química deseada, lo que permite que el gas sea absorbido de inmediato por el polvo, como se puede observar en la Figura 25, se demuestra lo que es esta tecnología ya implementada en un proyecto piloto, y ya está en venta para cualquier persona. Este método se basa en la mecánica química especial del proceso de mecano química, lo que permite que se logre la absorción del gas de forma efectiva y segura. (Ball milling in organic synthesis: solutions and challenges - Chemical Society Reviews (RSC Publishing), s. f.)

Figura 25.

Hour Small Ball Mill Gold Ball Grinding Milling Machine for Quart



Nota. Siste Ball Milling. Tomado de (2023 2 Ton Per Hour Small Ball Mill Gold Ball Grinding Milling Machine For Quartz - Buy Wet Ball Mill Sand Ball Mill Gold Ore Ball Mill Mining Ball)

Este proceso ha sido diseñado para ser repetido tantas veces como sea necesario sin generar alteraciones en él. Además, el polvo de nitruro de boro puede ser utilizado varias veces para desarrollar el mismo proceso, demostrando su eficiencia y economía. Al mismo tiempo, se logra una solución viable económicamente y que ahorra tiempo en el problema más grande previamente mencionado, que es el desarrollo de la tecnología del hidrógeno verde como fuente energética en el mundo. Se logra un almacenamiento fácil para el posterior transporte y distribución de este. Los investigadores aseguran en su tesis publicada en Science Direct que "Este proceso de absorción de gases por molienda de bolas utiliza unos 77 kilojulios por segundo para almacenar y separar 1.000 l de gases", lo que equivale aproximadamente a la energía necesaria para conducir un vehículo eléctrico durante una media de 320 km. (Ball milling in organic synthesis: solutions and challenges - Chemical Society Reviews (RSC Publishing), s. f.)

Esta metodología, según lo previsto e investigado, se relaciona directamente con el objetivo de nuestro proyecto, tanto en una posible solución a un problema específico como en la promoción de metodologías amigables con el medio ambiente. Destacamos nuevamente que es posible establecer una relación directa entre la industria petrolera colombiana y las fuentes renovables a través de investigaciones y pruebas piloto.

Con lo expuesto anteriormente, se cumple directamente con el desarrollo de nuestro tercer objetivo, que implica el análisis de las tecnologías de almacenamiento actuales y el desarrollo de investigaciones efectivas a largo plazo. Además, gracias a la contextualización del almacenamiento y transporte, se genera tranquilidad y expectativa en cuanto a la viabilidad técnica de la implementación del hidrógeno verde como posible fuente de suministro energético en un

campo petrolero, abarcando así los cuatro pilares fundamentales de nuestro proyecto: agua, electrólisis, almacenamiento y transporte.

7. Evaluación de la viabilidad financiera, técnica y ambiental del desempeño de la generación de hidrógeno verde directamente originada desde un campo petrolero colombiano.

7.1. Análisis Técnico

Para poder realizar una evaluación técnica exhaustiva, es fundamental establecer si el proyecto en cuestión es viable o tiene potencial de viabilidad en un período determinado. La viabilidad de implementar el proyecto de hidrógeno verde en un campo petrolero colombiano como fuente de suministro energético dependerá de varios factores. A continuación, se mencionan algunos aspectos a considerar:

- ✓ Disponibilidad de materias primas renovables: La producción de hidrógeno verde requiere de energías renovables, como la energía solar o eólica, para llevar a cabo el proceso de electrólisis del agua. En caso de que existan en el campo petrolero colombiano suficientes recursos de energía renovable, la producción de hidrógeno verde sería viable.
- ✓ Infraestructura necesaria: Para producir hidrógeno verde se requiere de una infraestructura específica, como plantas de producción, equipos de almacenamiento

y transporte. Es necesario determinar si la infraestructura existente en el campo petrolero colombiano puede ser adaptada para la producción de hidrógeno verde, o si se requiere de nuevas inversiones.

- ✓ **Demanda y mercado:** La demanda de hidrógeno verde en Colombia y la región es un factor importante para considerar. Si la demanda es suficientemente alta, el proyecto puede ser viable y rentable. Se debe evaluar si existe un mercado potencial para el hidrógeno verde y si este es atractivo en términos de precios.
- ✓ **Costos de producción:** La producción de hidrógeno verde es todavía más costosa que la producción de hidrógeno convencional, debido a que la tecnología es más nueva y requiere de energías renovables para su producción. Por lo tanto, es necesario determinar si los costos de producción son competitivos y si se pueden obtener márgenes de beneficio razonables.
- ✓ **Políticas y regulaciones:** Las políticas y regulaciones gubernamentales en Colombia y la región pueden influir en la viabilidad del proyecto de hidrógeno verde. Es importante evaluar si existen políticas de incentivos para la producción de hidrógeno verde y si las regulaciones actuales permiten la implementación del proyecto.

Con el fin de determinar la viabilidad técnica del proyecto, resulta esencial considerar las aplicaciones que se han desarrollado con el tiempo con relación a la tecnología en cuestión. En todo el mundo, se han llevado a cabo numerosas investigaciones y pruebas piloto con el objetivo de optimizar el proceso de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis. Esto ha

despertado el interés de las grandes compañías líderes en la industria energética, que están poniendo sus ojos en el desarrollo de esta tecnología emergente que se proyecta a tener un impacto importante en el mundo.

Entre tantas empresas impulsadoras de esta tecnología se destaca principalmente Green Hydrogen Catapult, el cual es un consorcio de empresas líderes en energía renovable que tiene como objetivo impulsar la producción de hidrógeno verde a gran escala en todo el mundo mediante electrólisis. Una de las tecnologías que el consorcio está utilizando para la producción de hidrógeno verde es el electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM, por sus siglas en inglés), demostrando que si se tiene una viabilidad en la utilización de esta tecnología. (Sadik-Zada, 2021)

Algunos de los proyectos de Green Hydrogen Catapult que utilizan la tecnología PEM para la producción de hidrógeno verde son los siguientes:

- ✓ Gigastack: Es un proyecto de producción de hidrógeno verde a gran escala en el Reino Unido que utiliza electrolizadores PEM alimentados con energía eólica. El proyecto tiene como objetivo producir hidrógeno verde a bajo costo para su uso en sectores como el transporte y la industria. Catalogándose como lo describe directamente los investigadores directos de Green Hydrogen Catapult en su website como el proyecto insignia de hidrógeno renovable del Reino Unido, demostrará que el hidrógeno renovable es esencial para el objetivo de cero emisiones netas de gases de efecto invernadero del Reino Unido para 2050 y la descarbonización de grandes grupos industriales.

- ✓ Este proyecto guarda una similitud directa con la propuesta presentada en el presente trabajo de grado, en el cual se destaca que la fuente de energía primaria para abastecer al electrolizador PEM proviene de una fuente renovable, específicamente la energía eólica. Cabe aclarar y especificar que, en términos de costos, esto representaría un porcentaje mayor en comparación con la utilización de energía solar, que es la fuente de energía propuesta en el desarrollo del proyecto. Sin embargo, la energía solar presenta beneficios significativos en términos de costos y avances tecnológicos y de aplicación en la actualidad. En la figura 26, demuestra claramente el proceso que tomaría la producción del hidrógeno verde partiendo de un parque eólico marino llamado Hornsea 2 el cual genera electricidad renovable para la posterior conexión con la red eléctrica del Reino Unido en una subestación, energía que será utilizada directamente en la división de la molécula del agua y el hidrogeno renovable por medio de un electrolizador PEM, finalmente el fin de esta planta es poder utilizar el hidrógeno producido en la Refinería Phillips 66 Humber con el fin de disminuir las emisiones de CO₂. (Gigastack - Demonstrating renewable hydrogen for a net zero future, s. f.)

Figura 26.

Funcionamiento de la planta GIGASTACK



Nota. En la figura se demuestra el paso a paso para poder obtener el hidrogeno renovable por medio de un parque eólico. Tomado de (Gigastack - Demonstrating renewable hydrogen for a net zero future, s. f.).

Al igual que el proyecto aquí presentado, el consorcio Green Hydrogen Catapult está llevando a cabo proyectos similares en distintas partes del mundo, entre los que destacan:

- ✓ AquaVentus, un proyecto de producción de hidrógeno verde en alta mar en el Mar del Norte que utiliza electrolizadores PEM alimentados con energía eólica. Este proyecto tiene como objetivo producir hidrógeno verde a gran escala para su uso en la industria y el transporte. (AquaVentus Förderverein e.V., s. f.)
- ✓ HEAVENN, un proyecto de producción de hidrógeno verde en Francia que utiliza electrolizadores PEM alimentados con energía hidroeléctrica, con el objetivo de producir hidrógeno verde para su uso en la industria y el transporte. (Mora, s. f.)
- ✓ Finalmente, Dolphyn, un proyecto de producción de hidrógeno verde en Escocia, el cual utiliza electrolizadores PEM alimentados con energía mareomotriz y tiene

como objetivo producir hidrógeno verde para su uso en la industria y el transporte.

(Dolphyn Hydrogen,s. f.)

Es relevante destacar que Green Hydrogen Catapult no es el único proyecto a gran escala enfocado en la producción de hidrógeno verde mediante electrolizadores PEM en el mundo. En la actualidad, existen diversos proyectos de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis en todo el mundo, entre los que destacan:

- H2Haul: Es un proyecto financiado por la Unión Europea que tiene como objetivo desarrollar una flota de camiones de hidrógeno para transporte de mercancías en toda Europa. La producción de hidrógeno verde se lleva a cabo mediante electrólisis. (H2Haul, s. f.)

- Energiepark Mainz: Es una planta de producción de hidrógeno verde en Alemania que utiliza energía renovable para llevar a cabo el proceso de electrólisis. La planta tiene una capacidad de producción de 1.5 MW. (Energiepark Mainz: Energiepark Mainz,s. f.)

- NEOM: Es un proyecto de construcción de una ciudad inteligente en Arabia Saudita que tendrá como objetivo ser totalmente alimentada por energía renovable, incluyendo la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis. (David Edmondson as NEOM Green Hydrogen Company's CEO, s. f.)

- The Los Angeles Cleantech Incubator (LACI): Es una organización sin fines de lucro que tiene como objetivo acelerar la transición de Los Ángeles a una economía baja en carbono. Uno de sus proyectos es la construcción de una planta de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para abastecer a la flota de autobuses de la ciudad. (Los Angeles Cleantech Incubator,

s. f.) Estos son solo algunos ejemplos de los muchos proyectos de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis PEM que se están desarrollando actualmente en todo el mundo.

Es posible implementar la producción de hidrógeno verde por electrolisis en Colombia, pero su viabilidad dependerá de varios factores, como la disponibilidad de energías renovables, la infraestructura necesaria para la producción, el mercado y la demanda del hidrógeno verde en el país, al saber esto, se ratifica que Colombia cuenta con una amplia oferta de recursos renovables, como la energía hidroeléctrica, solar y eólica, que pueden ser utilizados para alimentar los electrolizadores de hidrógeno verde. Además, el país cuenta con una importante industria petrolera que podría adaptarse a la producción y uso de hidrógeno verde. Sin embargo, es importante destacar que la producción de hidrógeno verde por electrolisis todavía es una tecnología incipiente en el país y su implementación requeriría importantes inversiones y políticas públicas que fomenten su desarrollo y uso en el mercado energético. Por lo tanto, se requiere un análisis detallado para determinar su viabilidad en Colombia.

Es por ello que la viabilidad técnica de un proyecto como estos, que se tiene proyectado como uno de los proyectos y tecnologías que puede revolucionar no solo a Colombia, si no que ha generado el interés suficiente en el mundo para poder desarrollar plantas de producción enormes, con una inversión que realmente es importante, es por ello que surge la pregunta ¿ Por qué las grandes potencias del mundo están invirtiendo en la producción de hidrogeno verde por medio de la electrolisis de la manera en la que lo están haciendo?, la respuesta es sencilla, porque es viable tanto económicamente, técnicamente y sobre todo ambientalmente.

Como anteriormente se mencionó, para poder saber que tan viable es un proyecto técnicamente se debe tener la disponibilidad de materias primas renovables, lo cual Colombia es

una de las cinco naciones en vías de desarrollo más atractivas para invertir en energías renovables, concluyó el más reciente estudio Global Climatescope Ránking de BloombergNEF. (Climatescope 2022, s. f.), también se debe contar con una Infraestructura necesaria, un ejemplo claro del poder que se tiene en Colombia en temas de infraestructura en el desarrollo de un proyecto de esta envergadura se demuestra con lo realizado por las empresas Frontera Energy y Ecopetrol S.A, con el proyecto SAARA y Agrocascada, acertando el poder tener una infraestructura que abarque el proyecto del hidrogeno verde en un campo petrolero colombiano. A su vez, se debe tener una demanda que actualmente, la demanda del hidrógeno verde en Colombia es muy baja debido a que todavía es una tecnología incipiente en el país. Sin embargo, el gobierno colombiano ha mostrado interés en promover su uso y desarrollo a través de políticas y estrategias de transición energética hacia fuentes renovables y sostenibles. A medida que avance la tecnología de producción y se reduzcan los costos, se espera que la demanda de hidrógeno verde en Colombia aumente en los próximos años. Por ende, cumpliría con todos los aspectos necesarios para poder tener una viabilidad técnica muy bien contemplada con el fin de desarrollar este tipo de proyectos a grandes escalas como se ha desarrollado por todo el mundo.

7.1. Análisis Financiero

La implementación del hidrógeno verde como fuente de energía en un campo petrolero colombiano podría tener un impacto económico significativo en diferentes aspectos.

En primer lugar, es importante tener en cuenta que la producción de hidrógeno verde requiere una inversión inicial considerable en infraestructura y tecnología. Esta inversión podría ser financiada a través de diferentes fuentes de financiamiento, incluyendo inversiones privadas y

públicas, como se ha desarrollado este tipo de proyectos en diversas partes del mundo. Si la inversión inicial es cubierta, el costo del hidrógeno verde podría ser competitivo en comparación con los combustibles fósiles.

Además, el hidrógeno verde también puede ser utilizado como combustible para vehículos y maquinaria pesada, lo que podría reducir la dependencia del campo petrolero en combustibles fósiles y reducir los costos de operación a largo plazo. También podría haber oportunidades para exportar el hidrógeno verde producido en el campo petrolero a otros mercados, creando una oportunidad de negocio en unos años.

La inversión inicial para la producción de hidrógeno verde puede variar dependiendo de diferentes factores, tales como el tamaño de la planta de producción, la tecnología utilizada, los costos de los materiales y la ubicación geográfica, por ejemplo, en el proyecto Gigastack desarrollado por el grupo inversor Green Hydrogen Catapult y liderado por la empresa británica ITM Power, en colaboración con otras empresas y organizaciones del Reino Unido. El proyecto recibió una subvención de 7.5 millones de libras esterlinas (aproximadamente 10.5 millones de dólares), aproximadamente 48,607,894,440.00 millones de pesos colombianos, del programa de Innovación en Energía del Gobierno del Reino Unido, a través del Consejo de Investigación en Ingeniería y Ciencias Físicas (EPSRC), en términos de comparación se quiere exponer más o menos el costo real de este tipo de inversiones a la hora de desarrollar este tipo de proyectos, la Refinería de Cartagena, también conocida como Reficar, es una de las principales refinerías de Colombia y una de las más grandes de América Latina. La construcción de la refinería comenzó en 2008 y se completó en 2015, y más o menos la cifra considerada de costo esta aproximadamente en unos 8.500 millones de dólares, aproximadamente 39,349,247,880.00 millones de pesos, lo que

se puede considerar específicamente es que Colombia puede contar con la infraestructura y el aporte económico para poder desarrollar proyectos de gran envergadura como el que se desarrolló en un país totalmente desarrollado y con muchas más garantías económicas que Colombia.

Generalmente, la producción de hidrógeno verde se realiza a través de la electrólisis del agua utilizando energía renovable, como la solar o la eólica. Por lo tanto, los costos de inversión iniciales para la producción de hidrógeno verde pueden incluir:

- El costo de los paneles solares o turbinas eólicas necesarios para generar la energía renovable.

En la tabla 15 se planteó, la inversión y costos de mantenimiento básicos para poder abastecer económicamente una planta de producción de energía renovable, en la cual se sacaron datos provenientes de las mismas empresas encargadas de este tipo de proyectos en Colombia. Según datos del Ministerio de Minas y Energía de Colombia, el precio promedio de venta de la energía renovable en el mercado mayorista en Colombia en 2020 fue de alrededor de 174,9 pesos colombianos por kilovatio hora (COP/kWh), lo que equivale a aproximadamente 0,045 dólares estadounidenses por kWh. Considerando que 1 MWh equivale a 1.000 kWh, el precio promedio de 1 MWh de energía renovable en Colombia en 2020 fue de alrededor de 174.900 pesos colombianos (COP), lo

que equivale a aproximadamente 45 dólares estadounidenses. (Energía Eléctrica, s. f.). A su vez, según información de la Asociación Colombiana de Energía Solar (Celsia), el costo promedio de construcción de una planta de energía solar en Colombia en 2020 osciló entre los 0,8 y 1,2 millones de dólares estadounidenses por MW instalado. Por lo tanto, una planta de energía

solar de 1 MW de capacidad podría tener un costo de construcción aproximado de entre 0,8 y 1,2 millones de dólares. (Nuestra-Gestion_CELSIA_2020.pdf, s. f.). Por ultimo y no menos importante para poder abarcar toda la información económica que se puede tener en cuenta a la hora de implementar y construir una planta de energia renovable es el costo de sostenimiento de una planta de energía solar en Colombia varía dependiendo de varios factores, como el tamaño de la planta, la tecnología utilizada, la ubicación geográfica, las condiciones climáticas, y otros factores específicos de cada proyecto.

En general, los costos de sostenimiento de una planta de energía solar incluyen los costos de operación y mantenimiento (O&M) a largo plazo, que son necesarios para mantener la operación óptima de la planta y garantizar la producción de energía a largo plazo. Los costos de O&M pueden incluir son limpieza y mantenimiento de los paneles solares, reemplazo y reparación de componentes y equipos dañados, mantenimiento del sistema de seguimiento solar (en caso de que la planta tenga seguidores solares), pago de impuestos y permisos necesarios para operar la planta, monitoreo y supervisión del rendimiento de la planta.

Según información de la Asociación Colombiana de Energía Solar (Celsia), los costos de O&M de una planta de energía solar en Colombia pueden oscilar entre el 1% y el 3% del costo total de la inversión. Por lo tanto, si una planta de energía solar de 1 MW tuviera un costo de construcción de alrededor de 1 millón de dólares estadounidenses, los costos anuales de O&M podrían estar entre 10.000 y 30.000 dólares. Es importante tener en cuenta que estos costos son solo una estimación general y pueden variar significativamente dependiendo de los factores específicos de cada proyecto de energía solar en Colombia.

Tabla 15.

Costos energia renovable en Colombia.

Costos energia renovable en Colombia(MW/h)	45 dólares aprox	\$ 174.900,00
Costo construcción planta de energia renovable (MW/h)	1 ' 2 millones de dólares aprox	\$ 5.555.187.936,00
Costos anuales de mantenimiento (Año)	20 mil dólares aprox	\$ 93.997.000,00

Nota. Resumen de los costos básicos para la implementación y construcción de una planta de producción de energia renovable en Colombia.

•El costo de la maquinaria y equipos para la producción de hidrógeno, incluyendo electrolizadores y sistemas de almacenamiento.

En general, los equipos necesarios para la producción de hidrógeno verde incluyen sistemas de electrólisis, compresores, tanques de almacenamiento, sistemas de purificación y otros componentes auxiliares. El costo de estos equipos puede variar desde unos pocos miles de dólares para sistemas de electrólisis pequeños y básicos, hasta millones de dólares para sistemas de electrólisis a gran escala y de última generación, hoy en día se cuenta con muchas empresas desarrollando electrolizadores de diferentes tamaños y características, en

la tabla 16, se generalizaron los valores obtenidos con la investigación, realizando una comparación entre las clases que se encuentran en venta hoy en día, donde se puede observar claramente que un electrolizador PEM pequeño y básico, con una capacidad de producción de alrededor de 1 a 5 kW, puede tener un costo que oscila entre los 3.000 y los

10.00 dólares estadounidenses, aproximadamente. Estos electrolizadores pueden ser utilizados en aplicaciones de pequeña escala, como sistemas de almacenamiento de energía o aplicaciones residenciales. Por lo tanto, si se quisiera construir un electrolizador PEM a gran escala con una capacidad de producción de 10 MW, el costo podría estar entre los 8 y 12 millones de dólares, esos 10 MW de energía podrían suministrar electricidad a:

- ☐ Alrededor de 5.000 hogares en Colombia durante un año, considerando que el consumo promedio de energía eléctrica por hogar es de aproximadamente 2.000 kWh anuales.
- ☐ Una pequeña ciudad o comunidad rural en Colombia, dependiendo del consumo de energía promedio de la población.
- ☐ Una planta industrial de mediano tamaño que requiera grandes cantidades de energía eléctrica para sus procesos de producción.
- ☐ Una flota de autobuses eléctricos o camiones con celdas de combustible de hidrógeno, en caso de que la energía se utilice para producir hidrógeno verde a través de la electrólisis.

Además, también deben considerarse los costos de instalación, los costos de operación y mantenimiento, y los costos de financiación del proyecto para evaluar la viabilidad económica de una planta de producción de hidrógeno verde, que más o menos en términos generales se estiman

que los costos de mantenimiento para un electrolizador PEM de 10MW puede oscilar entre el 2% y el 5% del costo total del sistema por año, a su vez en términos de los costos de operación radican principalmente en el costo energético necesario para abastecerlo para su operación, esa cifra se explicó en el ítem anterior.

Tabla 16. Costos de equipos y maquinaria para la producción de Hidrógeno verde actualmente

Electrolizador Pequeño (1 -3 kW/h)	3,000- 5,000 dólares	Entre 10.000.000 y 30.000.000 millones de pesos Colombianos
Electrolizador básico (1-5 kW/h)	5,000- 10,000 dólares	Entre 30.000.000 y 50.000.000 millones de pesos Colombianos
Electrolizador de gran escala (500kW- 10 MW)	8 y 12 millones de dólares	Para una planta de 10 MW se tendría un valor aproximadode 55,604,628,648 millones de pesos colombianos

Nota. Comparación de costos de venta de los electrolizadores PEM mejor ubicados en el mercado comercial en el mundo

- El costo de los materiales y servicios necesarios para construir y mantener la planta, como los costos de ingeniería y construcción, permisos y licencias, y los costos de operación y mantenimiento.

□ Costos de ingeniería y construcción: Los costos de ingeniería y construcción pueden variar en función del tamaño y la complejidad de la planta. Incluyen la planificación, el diseño, la construcción y la instalación de los equipos necesarios para la producción de hidrógeno verde.

□ Costos de permisos y licencias: Los costos de permisos y licencias varían dependiendo de la ubicación de la planta y las regulaciones locales. Es necesario obtener los permisos y licencias necesarios antes de construir la planta.

□ Costos de los materiales: Los costos de los materiales utilizados en la construcción de la planta pueden incluir equipos de electrólisis, paneles solares, turbinas eólicas, baterías, sistemas de almacenamiento de hidrógeno, entre otros.

□ Costos laborales: Los costos laborales incluyen los salarios de los trabajadores involucrados en la construcción y mantenimiento de la planta.

□ Costos de operación y mantenimiento: Los costos de operación y mantenimiento incluyen los gastos necesarios para operar la planta, como el costo de la electricidad necesaria para producir hidrógeno verde, el costo de los materiales necesarios para mantener y reparar los equipos, y el costo de la mano de obra necesaria para mantener la planta en funcionamiento.

•El costo de los sistemas de distribución y almacenamiento de hidrógeno, incluyendo tanques y tuberías.

□ Costos de infraestructura de almacenamiento: Los costos de infraestructura de almacenamiento pueden incluir la construcción de tanques de almacenamiento, tuberías, compresores y sistemas de seguridad para garantizar la seguridad del almacenamiento del

hidrógeno. Estos costos pueden ser significativos y dependen de la cantidad de hidrógeno que se almacena y la duración del almacenamiento.

- Costos de transporte: El costo del transporte de hidrógeno puede ser significativo debido a las limitaciones de la densidad energética del hidrógeno y los requisitos de seguridad para su transporte. Los costos pueden variar dependiendo de la distancia de transporte y la cantidad de hidrógeno transportado.

- Costos de electrificación de la distribución: La electrificación de la distribución se refiere a los costos asociados con la construcción de infraestructura eléctrica, como líneas de transmisión y subestaciones, necesarios para distribuir hidrógeno a grandes distancias.

- Costos de mantenimiento: Los costos de mantenimiento incluyen el mantenimiento y la reparación de la infraestructura de distribución y almacenamiento de hidrógeno.

La implementación del hidrógeno verde como fuente de energía en un campo petrolero colombiano puede tener varios panoramas económicos, tanto positivos como negativos. Algunos de estos panoramas son:

- Reducción de costos de operación: La implementación del hidrógeno verde como fuente de energía en un campo petrolero puede reducir los costos de operación al disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y, por ende, reducir los precios del combustible.

- Generación de ingresos: La producción de hidrógeno verde puede generar ingresos adicionales a través de la venta de hidrógeno a otros sectores de la industria, como la movilidad o la producción de energía.

□ Mejora de la sostenibilidad ambiental: La implementación del hidrógeno verde puede mejorar la sostenibilidad ambiental del campo petrolero y disminuir su huella de carbono, lo que puede ser visto positivamente por los consumidores y la sociedad en general.

□ Costos iniciales de inversión: La implementación del hidrógeno verde en un campo petrolero puede requerir una inversión significativa en tecnología, infraestructura y equipos, lo que puede ser costoso y requerir una planificación cuidadosa.

□ Disminución de la demanda de petróleo: Si el uso de hidrógeno verde se expande y se generaliza en Colombia, la demanda de petróleo podría disminuir, lo que podría tener un impacto negativo en la economía petrolera del país.

En resumen, la implementación del hidrógeno verde como fuente de energía en un campo petrolero colombiano puede tener tanto beneficios como desafíos económicos. La inversión inicial puede ser alta, pero puede haber beneficios a largo plazo en términos de reducción de costos y mejora de la sostenibilidad ambiental. Es difícil proporcionar una cifra específica para la inversión inicial en la producción de hidrógeno verde, ya que esto varía significativamente dependiendo de las circunstancias específicas del proyecto, pero con el fin de desarrollar el objetivo de este proyecto, se ha generalizado información de los costos semejantes que el proyecto puede llegar a tener, cumpliendo directamente los 4 ítems anteriormente mencionados, sería específicamente los costos de inversión principales para la producción de hidrogeno verde. Sin embargo, se estima que los costos de producción de hidrógeno verde han disminuido significativamente en los últimos años y se espera que continúen disminuyendo en el futuro, lo que hará que la tecnología sea más accesible y rentable.

7.3. Análisis Ambiental

El hidrógeno verde se presenta como una alternativa prometedora para reducir la dependencia de combustibles fósiles y mitigar el cambio climático en Colombia, un país que es el segundo mayor productor de petróleo de América Latina. En el contexto de un campo petrolero en Colombia, el uso del hidrógeno verde como fuente energética podría tener un impacto ambiental positivo significativo. Según un estudio reciente realizado por la Agencia Internacional de Energía, se espera que la demanda mundial de hidrógeno verde aumente significativamente en las próximas décadas, y que Colombia, debido a su abundante capacidad de energía renovable, tiene el potencial de convertirse en uno de los principales productores de hidrógeno verde en la región.

En Colombia, la producción de hidrógeno verde podría impulsarse con la implementación de proyectos de energía renovable, como la energía solar y eólica, que son abundantes en el país. De hecho, según el informe "El Hidrógeno en Colombia", publicado por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia en 2020, el país tiene un potencial de energía solar de 1.000 GW y un potencial de energía eólica de 50 GW. (Cardona Escobar & Andrade Ríos, 2021).

En el contexto de un campo petrolero, el uso del hidrógeno verde como fuente energética puede reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero. Según el mismo informe, la producción de hidrógeno verde en Colombia podría reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en más de 1,6 millones de toneladas de CO₂eq en 2030. A continuación, se

presentan los beneficios de suma importancia del uso de hidrogeno verde como fuente energética en un campo petrolero:

- En primer lugar, el hidrógeno verde se produce a partir de energías renovables, como la energía solar o eólica, y no emite gases de efecto invernadero durante su producción. Por

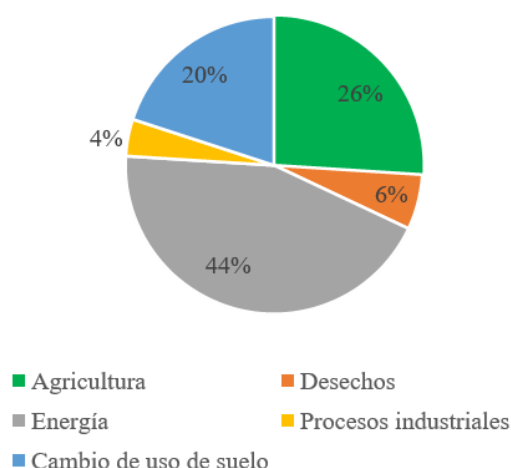
lo tanto, su uso en un campo petrolero podría reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la extracción y producción de petróleo.

- En segundo lugar, el hidrógeno verde se puede utilizar para alimentar vehículos y maquinarias en el campo petrolero. En comparación con los combustibles fósiles, el hidrógeno verde no emite dióxido de carbono, monóxido de carbono ni partículas, lo que puede mejorar significativamente la calidad del aire en el área circundante.

A pesar de los beneficios ambientales, el uso del hidrógeno verde en un campo petrolero en Colombia también tiene algunos desafíos y limitaciones. Uno de los principales desafíos es la necesidad de una mayor inversión en infraestructuras para la producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno verde. Según el informe del Ministerio de Minas y Energía de Colombia, se requiere una inversión de aproximadamente 4.000 millones de dólares para desarrollar la capacidad de producción de hidrógeno verde en el país. (Murillo & Villarraga, s. f.)

Figura 27.

Emisiones de CO2 en sectores

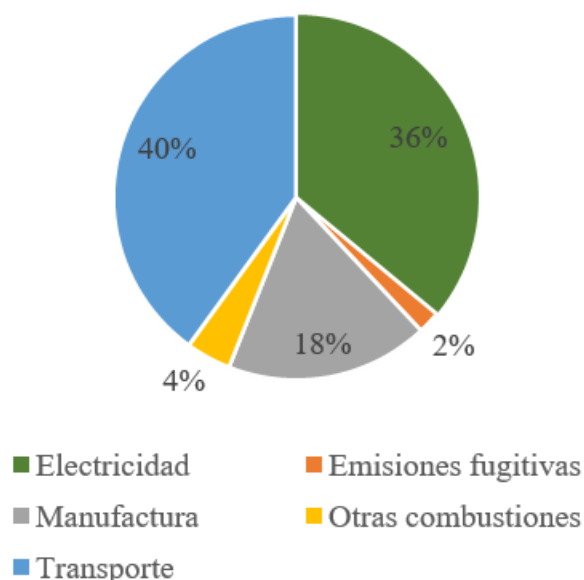


Nota. Contribución de las emisiones al total de emisiones de efecto invernadero año 2018. Tomado de: (| Greenhouse Gas (GHG) Emissions | Climate Watch, s. f.).

Si consideramos únicamente las emisiones de dióxido de carbono, el sector de energía representa el 44%, como se puede observar en la figura 27. Este hecho destaca la relevancia del sector en términos de emisiones de este gas en particular. Por un lado, es importante destacar que en América Latina y el Caribe la electricidad suele ser más limpia y, en consecuencia, la contribución del sector energético a las emisiones totales es menor que en otras regiones del mundo. Por otro lado, la transición energética se encuentra en el centro de las estrategias necesarias para alcanzar los objetivos de emisiones netas cero en todos los lugares del planeta. Es fundamental aprovechar la disponibilidad de los recursos renovables en nuestra región para avanzar de forma eficiente en los esfuerzos de descarbonización.

Figura 28.

Emisiones de CO₂



Nota. Composición de las emisiones CO2 año 2020. Tomado de: (| Greenhouse Gas (GHG) Emissions | Climate Watch, s. f.).

Según lo observado en la figura 28, se puede constatar que el sector del transporte y la electricidad son los principales causantes de la emisión de dióxido de carbono. De este modo, el empleo de hidrógeno verde surge como la opción más eficaz para mitigar esta dificultad y reducir su impacto negativo en el medio ambiente, ya que no produce CO2.

Durante el año 2020, se registró una disminución estimada del 12% en las emisiones de dióxido de carbono generadas por el uso de energía. Esta reducción estuvo principalmente relacionada con la fuerte caída en el consumo energético como consecuencia de la pandemia de COVID-19. Asimismo, es importante destacar que en menor medida también contribuyó la mayor participación de las energías renovables en la generación de electricidad, las cuales demostraron una mayor resiliencia para satisfacer las necesidades energéticas.

En conclusión, el uso del hidrógeno verde como fuente energética en un campo petrolero en Colombia tiene el potencial de reducir significativamente las emisiones de gases de efecto

invernadero y mejorar la calidad del aire en el área circundante. Además, la implementación del hidrógeno verde como fuente energética en un campo petrolero en Colombia también podría representar una alternativa para reducir la dependencia del país en combustibles fósiles, diversificar la matriz energética y fomentar la innovación tecnológica.

Sin embargo, también es importante considerar cuidadosamente los desafíos y limitaciones ambientales asociados con la producción y almacenamiento de hidrógeno verde para maximizar sus beneficios ambientales. Es necesaria una mayor inversión en infraestructuras y una gestión adecuada de los recursos energéticos.

8. Conclusiones

1. La elección de la metodología más adecuada para el tratamiento de agua de producción en el proceso de electrólisis dependerá en gran medida de las características específicas del agua de producción, como su composición química, pH y presencia de impurezas. Por lo tanto, es importante llevar a cabo un análisis detallado de la calidad del agua antes de seleccionar la metodología de tratamiento más apropiada.

2. El análisis del consumo energético en los campos petroleros de Colombia sugiere que existe un potencial significativo para mejorar la eficiencia energética en el sector. La implementación de prácticas y tecnologías más eficientes podría contribuir a reducir tanto los costos operativos como las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que resultaría en una mejora en la sostenibilidad del sector.

3. El almacenamiento y transporte del hidrógeno verde puede realizarse a través de diferentes tecnologías, como el almacenamiento en forma líquida, gaseosa o sólida. Cada una presenta diferentes ventajas y desventajas en términos de costos, eficiencia y seguridad y hoy en día tanto económica y técnicamente tienen un manejo por igual en tecnologías e investigaciones realizadas, proyectándolas a mejorar día a día.

4. El tema de la inversión inicial es viable según los costos que el gobierno y la industria petrolera colombiana maneja en este tipo de proyectos innovadores, a su vez, al ver que el costo del kg producido de hidrogeno se proyecta a llegar a nivel competitivo menor que los combustibles fósiles actuales, se plantea una viabilidad desde el año 2050 en la que se puede ver beneficiada la industria petrolera en el tema económico, técnico y sobre todo ambiental.

Referencias Bibliográficas

| Greenhouse Gas (GHG) Emissions | Climate Watch. (s. f.). Recuperado 30 de abril de 2023, de [https://www.climatewatchdata.org/ghg-](https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?breakBy=regions&calculation=PER_GDP&end_year=2018&gases=co2®ions=EA)

[emissions?breakBy=regions&calculation=PER_GDP&end_year=2018&gases=co2®ions=EA](https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?breakBy=regions&calculation=PER_GDP&end_year=2018&gases=co2®ions=EA)
[P%2CEUU%2CLAC%2CNAR%2CWORLD%2CSSA§ors=energy&start_year=1990](https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?breakBy=regions&calculation=PER_GDP&end_year=2018&gases=co2®ions=EA)

02.3 Generalidades sobre al Agua purificada.pdf. (s. f.). Recuperado 30 de abril de 2023, de [https://www.wasserlab.com/gestor/recursos/uploads/02.3%20Generalidades%20sobre%20al%20](https://www.wasserlab.com/gestor/recursos/uploads/02.3%20Generalidades%20sobre%20al%20Agua%20purificada.pdf)
[Agua%20purificada.pdf](https://www.wasserlab.com/gestor/recursos/uploads/02.3%20Generalidades%20sobre%20al%20Agua%20purificada.pdf)

2023 2 Ton Per Hour Small Ball Mill Gold Ball Grinding Milling Machine For Quartz—Buy Wet Ball
Mill Sand Ball Mill Gold Ore Ball Mill Mining Ball Mill Ball Grinder Ball Grinding Mill Stone

Grinding Machine, Quartz Slab Powder Production Line Silicon Powder Grinding Ball Mill Minerals Processing Plant Ball Mill Grinding Equipment, Ball Mill And Air Classifying Production Line Grinding Machine Grinder Mill Powder Classifier Ball Mill For Silica Product on Alibaba.com. (s. f.). Recuperado 28 de abril de 2023, de https://www.alibaba.com/product-detail/2023-2-ton-per-Hour-Small_1600342028500.html

admin. (2019, noviembre 25). ¿Qué Es Un Sistema De Intercambio Iónico Y Cómo Funciona?

Equipos de Osmosis Inversa. <https://equipososmosisinversa.com/sistema-de-intercambio-ionico/>

AquaVentus Förderverein e.V. (s. f.). AquaVentus Förderverein e.V. Recuperado 29 de abril de 2023, de <https://aquaventus.org/>

Ball milling in organic synthesis: Solutions and challenges—Chemical Society Reviews (RSC Publishing). (s. f.). Recuperado 28 de abril de 2023, de <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2011/cs/c0cs00195c/unauth>

Bastidas, M., Buelvas, L. M., Márquez, M. I., & Rodríguez, K. (2010). Producción de Carbón Activado a partir de Precusores Carbonosos del Departamento del Cesar, Colombia. Información tecnológica, 21(3). <https://doi.org/10.4067/S0718-07642010000300010>

Benavides, J. A. M. (2011). DISEÑO DE PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE OSMOSIS INVERSA PARA LA EMPRESA DOBER OSMOTECH DE COLOMBIA LTDA.

Cardona Escobar, S., & Andrade Ríos, L. R. (2021). Energías renovables no convencionales en Colombia y su proyección para el año 2030. <https://bibliotecadigital.udea.edu.co/handle/10495/25066>

Castellanos, J. E., Alvarado, R. T., & Zambrano, S. A. (2015). DISEÑO DE ESTRATEGIA DE CONTROL AVANZADO PARA SISTEMA DE CELDAS DE FLOTACIÓN EN EL TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS. REVISTA COLOMBIANA DE TECNOLOGIAS DE AVANZADA (RCTA), 2(26), Article 26.

Climatescope 2022. (s. f.). Recuperado 29 de abril de 2023, de <https://www.global-climatescope.org/>

David Edmondson as NEOM Green Hydrogen Company's CEO. (s. f.). Recuperado 29 de abril de 2023, de <https://www.neom.com/en-us/newsroom/neom-green-hydrogen>

de Castro, I. A., & Córdoba, D. A. M. (2009). Determinación de la concentración de las emisiones de fenol, en un reactor anaerobio de flujo a pistón haciendo uso del modelo Water9.

Dolphyn Hydrogen. (s. f.). Recuperado 29 de abril de 2023, de <https://www.dolphynhydrogen.com/>

El Grupo Ecopetrol inició la producción de hidrógeno verde en Colombia. (s. f.). Recuperado 28 de abril de 2023, de <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/Noticias+2021/el-grupo-ecopetrol-inicip-la-produccion-de-hidrogeno-verde-en-colombia>

El_hidrogeno_y_la_energia-libre.pdf. (s. f.). Recuperado 27 de abril de 2023, de [https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/56956124/el_hidrogeno_y_la_energia-libre.pdf?1531111788=&response-content-](https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/56956124/el_hidrogeno_y_la_energia-libre.pdf?1531111788=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DAutores_El_hidrogeno_y_la_energia_El_hid.pdf&Expires=1682617238&Signature=frA9meifhL~BOxNUEz04pSt6kJCq35JkQeybxUPQE8Qq85Fl7~zZ6iTp~q2vn77AgsiPts603FinxksykevBgSrZH0xW2CEv8gr4DoKwks8HG2~JgjjKJuYF2ob9M69-7K9gSldR9hxW7RQdxajaLd67Ks8E~6A7gCxn3bF-lsuJhjSlM-cTcl3SmjCjA~L9zO28Xwm-FhqLEx8z5lWdQzRY1tAXei6I9P8TRDfDanqehkyA5Ja493ZgX~e965Kf~HIYpkF1-)

[disposition=inline%3B+filename%3DAutores_El_hidrogeno_y_la_energia_El_hid.pdf&Expires=16826172](https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/56956124/el_hidrogeno_y_la_energia-libre.pdf?1531111788=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DAutores_El_hidrogeno_y_la_energia_El_hid.pdf&Expires=1682617238&Signature=frA9meifhL~BOxNUEz04pSt6kJCq35JkQeybxUPQE8Qq85Fl7~zZ6iTp~q2vn77AgsiPts603FinxksykevBgSrZH0xW2CEv8gr4DoKwks8HG2~JgjjKJuYF2ob9M69-7K9gSldR9hxW7RQdxajaLd67Ks8E~6A7gCxn3bF-lsuJhjSlM-cTcl3SmjCjA~L9zO28Xwm-FhqLEx8z5lWdQzRY1tAXei6I9P8TRDfDanqehkyA5Ja493ZgX~e965Kf~HIYpkF1-)

[38&Signature=frA9meifhL~BOxNUEz04pSt6kJCq35JkQeybxUPQE8Qq85Fl7~zZ6iTp~q2vn77AgsiPts603FinxksykevBgSrZH0xW2CEv8gr4DoKwks8HG2~JgjjKJuYF2ob9M69-7K9gSldR9hxW7RQdxajaLd67Ks8E~6A7gCxn3bF-lsuJhjSlM-cTcl3SmjCjA~L9zO28Xwm-FhqLEx8z5lWdQzRY1tAXei6I9P8TRDfDanqehkyA5Ja493ZgX~e965Kf~HIYpkF1-](https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/56956124/el_hidrogeno_y_la_energia-libre.pdf?1531111788=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DAutores_El_hidrogeno_y_la_energia_El_hid.pdf&Expires=1682617238&Signature=frA9meifhL~BOxNUEz04pSt6kJCq35JkQeybxUPQE8Qq85Fl7~zZ6iTp~q2vn77AgsiPts603FinxksykevBgSrZH0xW2CEv8gr4DoKwks8HG2~JgjjKJuYF2ob9M69-7K9gSldR9hxW7RQdxajaLd67Ks8E~6A7gCxn3bF-lsuJhjSlM-cTcl3SmjCjA~L9zO28Xwm-FhqLEx8z5lWdQzRY1tAXei6I9P8TRDfDanqehkyA5Ja493ZgX~e965Kf~HIYpkF1-)

eQz0s0f8eRw- w~86NejeEOCYA-ypyXfYhY8~7~Bzd4mLxpu~XmtXNOJ-
G6B9v6yVWXt61P9gtvmqQ &Key-Pair- Id=APKAJLOHF5GGSLRBV4ZA

Energía Eléctrica. (s. f.). Recuperado 30 de abril de 2023, de
<https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/>

Energiepark Mainz: Energiepark Mainz. (s. f.). Recuperado 29 de abril de 2023, de
<https://www.energiepark-mainz.de/>

Flor Salcedo, F. D. (2018). EVALUACIÓN DE LA AGRESIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN
PARA EVITAR LA CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA.
<http://localhost:8080/xmlui/handle/123456789/2884>

Gaitán, P. (2014). Reutilización. Latinoamérica | Reuse. Latin America.

Gasca, C. A. E. (s. f.). Transición energética, energías renovables y energía solar de potencia.

GESTION_INTEGRAL_DEL_TRATAMIENTO_AR-libre.pdf. (s. f.-a). Recuperado 28 de abril de 2023,
de

https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/57123734/GESTION_INTEGRAL_DEL_TRATAMIENTO_AR-libre.pdf?1533264908=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DCurso_Internacional_GETION_INTEGRAL_DE_T.pdf&Expires=1682740320&Signature=QH4caXzS5or2XnssBtt1vvSMAhZbJGrUGcX1q0HhpcClbtFT5GYhpl779kyt

Mnw284IPuvYC MfXZhmI6woBNk5J-ssdRh6wP1clwuBwiS4FKUalzE4bdEFtv-
bV1TM0I~4xS79hvgcdeOldFSYJQky6~~Jx8il5P6cF6iEXz00vbkea58MtEutlshqj~9lwnSAn8O
JfaBKCzFeCvVW 2ABMHpDXUiLBzHFYtkunRp2iRlf9BV4Kih8vuUv49FG8w-kW8P-
AQKudHiz7BzjrwDkRzebakcAGrpP82rw5oJ~ZPPpPkpjkQ8RadwLibhO7NOaRT6Cnddmt-
Jq4MNI4z2MA &Key-Pair-Id=APKAJLOHF5GGSLRBV4ZA

GESTION_INTEGRAL_DEL_TRATAMIENTO_AR-libre.pdf. (s. f.-b). Recuperado 29 de abril de
2023, de
https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/57123734/GESTION_INTEGRAL_DEL_TRATAMIENTO_AR-libre.pdf?1533264908=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DCurso_Internacional_GETION_INTEGRAL_DE_T.pdf&Expires=1682789055&Signature=eF4n8nUPbPc6plqTpOFIYm-KZRqoF9iyY8M5FYJmTAGiLLajNywl1znNqmbRklxvuhl6BZrJOZj84VGNymoAjXl3bOIYLa094EgmZ~sI4Pvub9gw8PowTdDPRdhZfZNEeaV8onJ1LO1dQDys0FOPIJJO91IBoZpy5cS5GA1e~AWHbdjmk1~XT2CgrNvr4CtxO7Xs6r9nXce3kqppg2-si3VR8PFHBIvcncVBwkd4iuutoYduihiQ0Lncxxfsp1CkHJKCdnWZHO28pyaTn50ZVM7c6Nlh~~pzz6FsQCVov V6L5h3mUN372uoPkFamxvON8weBDomjag7A7OpXP47sLw &Key-Pair-Id=APKAJLOHF5GGSLRBV4ZA

Gigastack—Demonstrating renewable hydrogen for a net zero future. (s. f.). Recuperado 29 de abril de
2023, de <https://gigastack.co.uk/>

Gómez, Y. F. A., & Díaz, L. M. V. (s. f.). DISEÑO DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO RUBIALES PARA DISPOSICIÓN EN RIEGO.

Guia_proyectos_especiales_hidrogeno_2021.pdf. (s. f.). Recuperado 27 de abril de 2023, de https://energia.gob.cl/sites/default/files/guia_proyectos_especiales_hidrogeno_2021.pdf

Gutierrez, E., Perez, F., Blanco, E., Paz, N., & Caldera, Y. (2009). Comportamiento de metales presentes en aguas de producción de petróleo durante el tratamiento anaerobio termofílico. Boletín del Centro de Investigaciones Biológicas, 43, 145-160.

Gutiérrez, W. V. (2022). Políticas públicas para la sostenibilidad ambiental en Colombia. <http://repository.unad.edu.co/handle/10596/54345>

H2Haul. (s. f.). Recuperado 29 de abril de 2023, de <https://www.h2haul.eu/>

Hidalgo Martínez, M. (2021). Regeneración del adsorbente empleado en la eliminación de nitratos presentes en salmueras procedentes de plantas de ósmosis inversa. <https://repositorio.upct.es/handle/10317/9619>

Hidrociclón para Agua—Separador Ciclónico. (s. f.). Recuperado 29 de abril de 2023, de <https://www.f-w-s.com/filtros-industriales/hidrociclón-separador-ciclónico/sólido-líquido.html>

Hoja de ruta para el hidrógeno en Colombia. (s. f.). Recuperado 28 de abril de 2023, de <https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/enlace-ruta-hidrogeno/>

Hydrogen is the first viable option for seasonal storage. (2020, marzo 13). Pv Magazine USA. <https://pv-magazine-usa.com/2020/03/13/hydrogen-is-the-first-viable-option-for-seasonal-storage/>

(Irena), I. R. E. A., Press, E., Van de Graaf, T., Blanco, H., Bianco, E., Tsang, W., Ferroukhi, R., & Gielen, D. (2022). Geopolitics of the energy transformation: The hydrogen factor. International Renewable Energy Agency (IRENA). <http://hdl.handle.net/1854/LU-01GQM4D6NH1R51QF7YQW9ZAP9S>

Los Angeles Cleantech Incubator. (s. f.). Recuperado 29 de abril de 2023, de <https://laci.smapply.org/>

MAN desarrolla el primer sistema de hidrógeno líquido para uso marino | NGV Journal. (s. f.). Recuperado 28 de abril de 2023, de <http://www.ngvjournals.com/noticias/gnl-h2-blends/man-desarrolla-el-primer-sistema-de-hidrogeno-liquido-para-uso-marino/?lang=es>

Memoria_PFC_Evaluación de procesos de intercambio iónico en la valorización de fósforo en Aguas Residuales.pdf. (s. f.). Recuperado 29 de abril de 2023, de https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/19295/Memoria_PFC_Evaluaci%C3%B3n%20de%20procesos%20de%20intercambio%20i%C3%B3nico%20en%20la%20valorizaci%C3%B3n%20de%20f%C3%B3foro%20en%20Aguas%20Residuales.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Mendoza Vidarte, I. A., & Bautista Saiz, O. J. (2008). ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS DEL CAMPO CAÑOLIMÓN [Thesis, UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA].

<http://repositoriousco.co:8080/jspui/handle/123456789/2155>

Mesa, S. L., Orjuela, J. M., Ortega Ramírez, A. T., & Sandoval Herrera, J. A. (2018). Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. *Gestión y Ambiente*, 21(1), 87-98.

Monterroza, G. E. M. (s. f.). HIDROCARBUROS AROMATICOS POLICICLICOS EN LA COSTA CARIBE COLOMBIANA Y POSIBLES FUENTES DE CONTAMINACIÓN.

Mora, C. (s. f.). HEAVEN ADVANCES IN THE DESIGN OF THE FIRST EMISSION-FREE AIRCRAFT WITH CRYOGENIC HYDROGEN IN A YEAR MARKED BY THE IMPACT OF COVID.

Murillo, N. G., & Villarraga, C. A. G. (s. f.). Análisis documental para el prediagnóstico del plan nacional de desarrollo para fuentes no convencionales de energía en el Ministerio de Minas y Energía.

Narváez Guerrero, E. E. (2015). Estudio sobre la recirculación de agua de producción utilizada para la extracción del aceite crudo de palma [Bachelor Thesis, Quito, 2015.].
<http://repositorio.usfq.edu.ec/handle/23000/4047>

Narváez—ANÁLISIS TÉCNICO-AMBIENTAL DEL USO DE PILAS COMBUS.pdf. (s. f.).
Recuperado 28

de abril de 2023, de <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/8408/1/126055-2021-I-GA.pdf>

Nieto Ugarte, R., & Huaman Lustre, J. J. (2019). “Optimización de los parámetros operacionales del proceso de oxidación avanzada en el tratamiento de las aguas residuales provenientes de un matadero de porcinos”. Repositorio institucional – UNAC.
<http://repositorio.unac.edu.pe/handle/20.500.12952/4495>

Nuestra-Gestion_CELSIA_2020.pdf. (s. f.). Recuperado 30 de abril de 2023, de https://www.celsia.com/wp-content/uploads/2021/01/Nuestra-Gestion_CELSIA_2020.pdf

Planta de Reutilización en el Campo Petrolífero de Puerto Gaitán – GRUPO COBRA. (s. f.). Recuperado 30 de abril de 2023, de <https://www.grupocobra.com/proyecto/planta-de-reutilizacion-en-el-campo-petrolifero-de-puerto-gaitan/>

Raluy Rivera, R. G. (2009). Evaluación ambiental de la integración de procesos de producción de agua con sistemas de producción de energía [Http://purl.org/dc/dcmitype/Text, Universidad de Zaragoza]. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/tesis?codigo=205638>

Ramírez, A. T. O., Arcila, Y. F., & Díaz, L. M. V. (2019). REVISIÓN DEL DIAGNÓSTICO DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS PETROLEROS COLOMBIANOS. Ingeniería

Investigación y Desarrollo, 19(2), Article 2. <https://doi.org/10.19053/1900771X.v19.n2.2019.13085>

Reyes, J. S. G., Velasco, S. L. H., & Simancas, M. E. C. (2017). Manejo del agua de producción para proyectos de gas en aguas profundas y ultra-profundas del Caribe Colombiano. Fuentes, el reventón energético, 15(2), Article 2. <https://doi.org/10.18273/revfue.v15n2-2017008>

Rojas, A. F. P. (s. f.). REVISIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS PARA TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN PETROLERA PARA SU APROVECHAMIENTO EN EL RIEGO DE CULTIVOS.

¿Sabes qué es un electrolizador y un emulador para PEM? (s. f.). Recuperado 28 de abril de 2023, de <https://suplementocampus.com/sabes-que-es-un-electrolizador-y-un-emulador-para-pem/>

Sadik-Zada, E. R. (2021). Political Economy of Green Hydrogen Rollout: A Global Perspective. Sustainability, 13(23), Article 23. <https://doi.org/10.3390/su132313464>

Shell comienza la actividad del electrolizador más grande de Europa. (s. f.). Recuperado 28 de abril de 2023, de <https://hidrogeno-verde.es/shell-electrolizador-rheinland/>

Sistemas de evaporación al vacío—Grupo Vento—Evaporadores. (2018, abril 17). Grupo Vento BLOG. <http://evaporadoresindustriales.grupovento.com/sistemas-de-evaporacion-al-vacio/>

Tipos de membranas de Ósmosis Inversa—PDF Descargar libre. (s. f.). Recuperado 30 de abril de 2023, de <https://docplayer.es/76839853-Tipos-de-membranas-de-osmosis-inversa.html>

Tratamiento de fangos de aguas residuales. (s. f.). Recuperado 30 de abril de 2023, de <https://www.es.endress.com/es/experiencia-en-la-industria/aguas-residuales/tratamiento-de-fangos-residuales>