

Diseño conceptual y simulación de una planta de producción de hidrógeno verde en condiciones marítimas

Emmanuel Duarte Durán

Trabajo de Grado Modalidad de Investigación presentado como requisito para optar al título de Ingeniero Químico.

Director

Duban Fabián García Navas

Doctor en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad De Ingenierías Físicoquímicas

Escuela De Ingeniería Química

Bucaramanga

2025

**Dedicatoria**

*A Dios;*

*A mi abuela, Yaneth, mis padres, Adalberto y Milena, mis hermanos, Adalberto y Santiago, mis tías, Francia y Zenaida y todos mis primos;*

*A mi novia e inspiración, Karen Natalia;*

*y a todas esas personas que tuvieron fe en mí;*

### **Agradecimientos**

Al profesor Duban García, quien me brindó toda la guía necesaria para el desarrollo del proyecto.

A los profesores Giovanni Morales y Débora Nabarlatz, quienes incentivaron la chispa del diseño y producción más sostenible en mí.

A mis amigos de la universidad, Silvia<sup>2</sup>, Junior, Vanesa, Lauren y Jeison, con quienes pasé momentos agradables y divertidos en el camino hasta aquí.

A mi madrina y padrino, Elsa Milena y Harold, por apoyarme económicamente durante mi carrera e igualmente a mi primo Leo.

A la familia de mi novia, Paula y Celia, por permitirme pasar tiempo con ellas y salir un rato del caos de mi vida.

A mi novia, mejor amiga y futura esposa, Karen Natalia, quien me inspira a ser una mejor persona y dar todo de mí.

A mi familia, quienes han sido mi motivación desde que todo esto comenzó.

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	14
1. Objetivos.....	16
1.1 Objetivo General.....	16
1.2 Objetivos Específicos.....	16
2. Marco conceptual.....	17
2.1 Fases del proceso de producción de hidrógeno verde.....	17
2.2 Tecnologías para la electrólisis.....	17
2.1.1 Electrólisis alcalina .....	18
2.2.2 Membrana de intercambio protónico .....	18
2.2.3 Electrólisis de óxido sólido.....	19
2.3 Tecnologías para purificación de agua de mar .....	20
2.3.1 Ósmosis inversa .....	20
2.3.2 Destilación multietapa y destilación multiefecto.....	21
2.3.3 Destilación por membrana .....	22
2.3.4 Compresión de vapor .....	23
2.3.5 Electrodialisis.....	24
2.4 Tecnologías para el almacenamiento del hidrógeno verde.....	25
2.5 Evaluación financiera.....	26
3. Estado del arte.....	27
4. Metodología .....	29
4.1 Búsqueda y selección de tecnologías.....	29

4.2	Diseño del proceso .....	30
4.3	Simulación .....	30
4.4	Análisis financiero .....	30
5.	Resultados .....	30
5.1	Recopilación de los parámetros de diseño .....	30
5.1.1	Pretratamiento del agua marítima .....	31
5.1.2	Electrólisis de agua .....	32
5.1.3	Postratamiento.....	33
5.2	Diseño del proceso de producción de hidrógeno verde .....	33
5.2.1	Pretratamiento por medio de membranas .....	34
5.2.2	Electrólisis de agua .....	35
5.2.3	Purificación de hidrógeno .....	35
5.2.4	Diagrama del proceso .....	36
5.2.5	Análisis de mercado del hidrógeno verde .....	38
5.3	Simulación del proceso .....	38
5.3.1	WAVE.....	39
5.3.2	Aspen Plus .....	41
5.3.3	Aspen Adsorption .....	42
5.4	Análisis financiero .....	45
6.	Conclusiones .....	49
7.	Recomendaciones .....	50
	Referencias Bibliográficas .....	51
	Apéndices.....	60

### Lista de Tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Condiciones y parámetros de operación para un electrolizador PEM.....	32
Tabla 2. Escenarios de capacidad de producción de hidrógeno.....	38
Tabla 3. Parámetros fisicoquímicos del agua de alimentación al electrolizador .....	40
Tabla 4. Parámetros de adsorción – ecuación de Langmuir .....	43
Tabla 5. Resumen de los indicadores financieros para los casos evaluados.....	49
Tabla 6. Análisis FODA: Ósmosis inversa.....	60
Tabla 7. Análisis FODA: Destilación multietapa y destilación multiefecto.....	61
Tabla 8. Análisis FODA: Destilación por membrana.....	62
Tabla 9. Análisis FODA: Compresión de vapor.....	63
Tabla 10. Análisis FODA: Electrólisis alcalina.....	64
Tabla 11. Análisis FODA: Electrólisis de óxido sólido.....	64
Tabla 12. Análisis FODA: Electrólisis de membrana de intercambio protónico .....	65
Tabla 13. Tipos y grados del hidrógeno combustible y sus aplicaciones de acuerdo con la ISO 14687.....	66
Tabla 14. Parámetros fisicoquímicos presentados en el informe de la REDCAM.....	67
Tabla 15. Función, CapEx y OpEx, para el caso I, de la unidad de ultrafiltración.....	68
Tabla 16. Función, CapEx y OpEx, para el caso I, de la unidad de ósmosis inversa .....	68
Tabla 17. Función, CapEx y OpEx, para el caso I, de la unidad de producción.....	69
Tabla 18. Función, CapEx y OpEx, para el caso II, de la unidad de ultrafiltración .....	70
Tabla 19. Función, CapEx y OpEx, para el caso II, de la unidad de ósmosis inversa.....	70

Tabla 20. Función, CapEx y OpEx, para el caso II, de la unidad de producción .....	71
Tabla 21. Función, CapEx y OpEx, para el caso III, de la unidad de ultrafiltración .....	72
Tabla 22. Función, CapEx y OpEx, para el caso III, de la unidad de ósmosis inversa .....	72
Tabla 23. Función, CapEx y OpEx, para el caso III, de la unidad de producción .....	73
Tabla 24. Desarrollo para el cálculo de los flujos de caja, caso I .....	74
Tabla 25. Desarrollo para el cálculo de los flujos de caja, caso II .....	75
Tabla 26. Desarrollo para el cálculo de los flujos de caja, caso III .....	76

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Diagrama de funcionamiento de un electrolizador alcalino .....	18
Figura 2. Diagrama de funcionamiento de un electrolizador PEM .....	19
Figura 3. Diagrama de funcionamiento de un electrolizador de óxido sólido .....	20
Figura 4. Diagrama de flujo de un proceso simple de ósmosis inversa.....	21
Figura 5. Diagrama de flujo de un proceso de destilación multietapa.....	22
Figura 6. Diagrama de flujo de un proceso de destilación multiefecto .....	22
Figura 7. Diagrama de flujo de un proceso de destilación por membrana .....	23
Figura 8. Diagrama de flujo de un proceso de compresión mecánica de vapor .....	23
Figura 9. Diagrama de flujo de un proceso de compresión térmica de vapor .....	24
Figura 10. Principio de funcionamiento de una unidad de electrodiálisis .....	24
Figura 11. Tecnologías y grado de penetración renovables.....	25
Figura 12. Esquema de funcionamiento.....	28
Figura 13. Diagrama de flujo de proceso para el proceso de producción de hidrógeno verde a partir de agua marítima por medio de electrólisis .....	37
Figura 14. Especificación del agua de alimentación.....	39
Figura 15. Producción de hidrógeno verde en Aspen Plus .....	41
Figura 16. Unidad PSA en Aspen Adsorption .....	42
Figura 17. Comportamiento de la presión [bar] en función del tiempo [s] en la unidad PSA.....	43
Figura 18. Comportamiento de la pureza del producto [%mol] en función del tiempo [s] en la unidad PSA .....	44
Figura 19. Aporte al consumo de energía por tipo de equipo para cada caso evaluado .....	44

Figura 20. Aporte al CapEx por tipo de equipo para cada caso evaluado .....	46
Figura 21. Flujos de caja obtenidos para cada caso evaluado.....	47
Figura 22. Costo nivelado del hidrógeno verde en función del costo del electrolizador.....	48
Figura 23. Costo nivelado del hidrógeno verde en función del costo de la energía eólica.....	48

**Lista de Apéndices**

	<b>Pág.</b>
Apéndice A. Análisis FODA: tecnologías de desalinización de agua marítima.....	60
Apéndice B. Análisis FODA: tecnologías de electrólisis .....	64
Apéndice C. Especificaciones de hidrógeno según ISO 14687 .....	66
Apéndice D. Parámetros fisicoquímicos del agua marítima en La Guajira .....	67
Apéndice E. Función, CapEx y OpEx para cada caso evaluado.....	68
Apéndice F. Desarrollo para el cálculo de los flujos de caja para cada caso evaluado .....	74

## Glosario

**Adsorción por oscilación de presión (PSA):** método de purificación de gases que separa el hidrógeno de otras impurezas mediante adsorbentes sólidos y cambios en la presión.

**Agua ASTM Tipo I:** especificación del agua ultrapura según la norma ASTM D1193, con la máxima calidad para procesos sensibles como la electrólisis.

**Costo nivelado del hidrógeno:** con las siglas LCOH, es una medida económica que representa el costo de producción por kilogramo a lo largo de la vida útil del proyecto.

**Deionización:** técnica de tratamiento de agua que elimina iones residuales disueltos mediante resinas de intercambio iónico.

**Electrólisis:** proceso electroquímico que divide el agua en hidrógeno y oxígeno aplicando electricidad.

**Electrolizador PEM:** equipo diseñado para mejorar la eficiencia de la electrólisis mediante una membrana de intercambio protónico (PEM, por sus siglas en inglés).

**ISO 14687:** norma internacional que establece los requisitos en la calidad del hidrógeno para su almacenamiento y transporte.

**Ósmosis Inversa:** proceso de purificación en el que se aplica altas presiones para forzar el paso del agua a través de una membrana semipermeable, reteniendo sales y contaminantes.

**Sólidos totales disueltos (TDS, por sus siglas en inglés):** medida de la cantidad de sales y minerales disueltos en el agua.

**Sólidos totales suspendidos (TSS, por sus siglas en inglés):** medida de la cantidad de sólidos suspendidos en el agua.

**Ultrafiltración:** proceso de separación con membranas que remueve sólidos suspendidos del agua.

## Resumen

**Título:** Diseño conceptual y simulación de una planta de producción de hidrógeno verde en condiciones marítimas\*

**Autor:** Emmanuel Duarte Durán \*\*

**Palabras Clave:** Hidrógeno verde costa afuera, Costo Nivelado del Hidrógeno, Ósmosis inversa, Adsorción por oscilación de presión, Electrólisis.

### Descripción:

La problemática energética actual a nivel mundial radica en la dependencia global de combustibles fósiles y la reciente necesidad de producir energías más limpias y sostenibles. En ese sentido, el presente trabajo desarrolla el diseño conceptual y simulación de una planta de producción de hidrógeno verde en condiciones marítimas, con el objetivo de aportar soluciones a la transición energética en Colombia. Esto se sustenta en que el hidrógeno verde se posiciona como un vector energético con el potencial de lograr cero emisiones en su ciclo de vida. El proceso planteado contempla tres etapas principales: pretratamiento del agua marítima, electrólisis y purificación del hidrógeno. En el pretratamiento se implementaron tecnologías de ultrafiltración, ósmosis inversa y desionización, simuladas mediante el software WAVE, garantizando agua ASTM tipo I. La etapa de electrólisis se simuló en Aspen Plus, seleccionando la tecnología PEM por su compatibilidad con las condiciones requeridas para la operación costa afuera. Finalmente, la purificación del hidrógeno se llevó a cabo mediante adsorción por oscilación de presión (PSA) en el software Aspen Adsorption, obteniendo un producto final que cumple con la normatividad ISO 14687.

Los resultados de la simulación evidencian que el mayor consumo energético es producto de la electrólisis y la compresión del gas. Por su parte, los escenarios de producción a gran escala para el análisis económico arrojaron un costo nivelado del hidrógeno entre 1 y 1,2 USD/kgH<sub>2</sub>, valores consistentes con lo reportado por IRENA y el Ministerio de Minas y Energías. Este estudio preliminar confirma la viabilidad técnica y económica de implementar una planta de producción de hidrógeno verde costa afuera en Colombia, consolidando al país como un puente energético en el mercado del futuro.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Duban Fabian García Navas, Ingeniero Químico, PhD.

### Abstract

**Title:** Conceptual Design and Simulation of a Green Hydrogen Production Plant under Offshore Conditions\*

**Author:** Emmanuel Duarte Durán\*\*

**Key Words:** Offshore green hydrogen, Levelized Cost of Hydrogen, Reverse Osmosis, Pressure Swing Adsorption, Electrolysis.

### Description:

The current global energy issue lies in the dependence on fossil fuels and the recent need to produce cleaner and more sustainable energy. In this regard, the present work develops the conceptual design and simulation of a green hydrogen production plant under offshore conditions, with the objective of contributing to the energy transition in Colombia. Green hydrogen is positioned as an energy carrier with the potential to achieve zero emissions in its life cycle. The proposed process includes three main stages: seawater pretreatment, electrolysis, and hydrogen purification. In pretreatment, ultrafiltration, reverse osmosis, and deionization technologies were implemented, simulated using WAVE software, ensuring ASTM Type I water. The electrolysis stage was simulated in Aspen Plus, selecting PEM technology due to its compatibility with offshore operating conditions. Finally, hydrogen purification was carried out through pressure swing adsorption (PSA) using Aspen Adsorption software, obtaining a final product that complies with ISO 14687 standards.

The simulation results show that the highest energy consumption comes from electrolysis and gas compression. Large-scale production scenarios for the economic analysis yielded a levelized cost of hydrogen between 1 and 1.2 USD/kgH<sub>2</sub>, values consistent with those reported by IRENA and the Ministry of Mines and Energy of Colombia. This preliminary study confirms the technical and economic feasibility of implementing an offshore green hydrogen production plant in Colombia, consolidating the country as an energy bridge in the future market.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Physicochemical Engineering Faculty. Chemical Engineering School. Director: Duban Fabian García Navas, Ingeniero Químico, PhD.

## Introducción

El sector energético es responsable de más de la mitad de las emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente como consecuencia de la dependencia de la industria a los combustibles fósiles (Risco-Bravo et al., 2024). Por ejemplo, el dióxido de carbono es considerado como el principal factor impulsor del calentamiento global, pues la concentración de este gas en la atmósfera ha venido aumentando desde el siglo XIX (Florides & Christodoulides, 2009). En consecuencia, se requiere de una transformación energética, desde los combustibles fósiles hacia los vectores energéticos renovables, por ende, se presenta al hidrógeno verde como un prometedor vector energético, el cual posee más de tres veces la cantidad energética por unidad de masa que la gasolina y tiene el potencial de alcanzar cero emisiones de gases de efecto invernadero (Abdelsalam et al., 2024; U.S Department of Energy, 2024; Züttel et al., 2010).

La Agencia Internacional en Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) posiciona a Colombia como un puente energético importante para el 2030, ya que, debido a su ventaja geográfica, tiene la capacidad de importar y/o exportar a países de mayor demanda el hidrógeno verde. Esta estrategia implica reutilizar puertos marítimos e inclusive infraestructura de gas existentes para facilitar el comercio de hidrógeno (Renewable Energy Agency, 2024). Adicionalmente, Colombia posee un vasto potencial de aprovechamiento energético en los océanos, como por ejemplo, la eólica costa afuera, por lo que es de esperarse un desarrollo importante de las tecnologías de generación de energía en altamar (Carvajal-Romo et al., 2019; PROCOLOMBIA, 2024). Aunque para el desarrollo de este proyecto no es necesario considerar una fuente de energía en específico, lo más probable es que sea la energía eólica, debido a su alto desarrollo tecnológico y a los posibles proyectos de licitación próximos en Colombia (Ministerio de Minas y Energía, 2022).

En atención a esta necesidad se propone en este trabajo de investigación el desarrollo conceptual de una planta de producción de hidrógeno verde costa afuera en Colombia como un aporte a la búsqueda de soluciones sobre el aprovechamiento energético y la producción de vectores químicos sostenibles. Por lo tanto, se debe diseñar y simular el proceso y cada uno de los equipos que lo conforman por medio de heurísticas de diseño y las observaciones encontradas por otros autores, partiendo del hecho de que en otros trabajos se ha estudiado el transporte y el posible mercado del hidrógeno costa afuera.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Diseñar de manera conceptual y simular una planta de producción de hidrógeno verde en condiciones marítimas.

### **1.2 Objetivos Específicos**

Identificar los parámetros de diseño necesarios para la producción de hidrógeno verde costa afuera a partir de agua de mar y fuentes de energía renovable.

Diseñar una planta de producción de hidrógeno verde, usando los parámetros de diseño adecuados para la operación costa afuera.

Simular la planta de producción de hidrógeno verde usando un software comercial de simulación.

Analizar el comportamiento financiero de la planta de producción de hidrógeno verde utilizando criterios de rentabilidad.

## 2. Marco conceptual

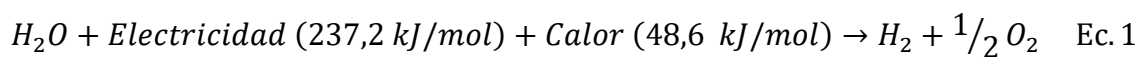
### 2.1 Fases del proceso de producción de hidrógeno verde

Para producir hidrógeno en condiciones marítimas mediante electrólisis, es importante contar con un tratamiento de agua de mar antes de su ingreso al sistema de producción, ya que es fundamental que esta agua alcance ciertas condiciones requeridas. Una vez tratada el agua de alimentación, esta es empleada como reactivo para generar hidrógeno en el electrolizador; este hidrógeno debe ser posteriormente separado y purificado para su aplicación final.

De esta manera, los componentes principales en el proceso de producción de hidrógeno verde incluyen la fuente de energía renovable que alimenta al sistema de electrólisis, el sistema de electrólisis, el tratamiento del agua de alimentación y el postratamiento de los productos y subproductos (Calado & Castro, 2021; Pierozzi et al., 2022).

### 2.2 Tecnologías para la electrólisis

De entre los diferentes métodos de producción de hidrógeno, la electrólisis de agua se destaca por alcanzar purezas de hasta 99,999% y generar oxígeno como subproducto. Además, promete ser una alternativa de emisiones de efecto invernadero netas tendientes a cero. La reacción básica de este proceso se describe en la Ec. 1 (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).



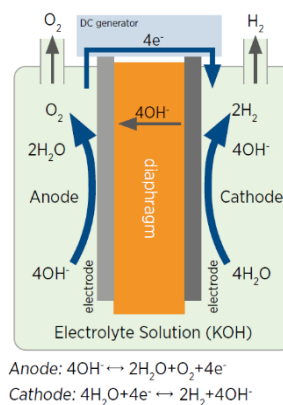
Sin embargo, la eficiencia de este proceso es muy baja para ser económicamente competitiva frente a otras tecnologías de producción de hidrógeno como las convencionales a partir de hidrocarburos, debido a su alto consumo de energía y al elevado costo del electrolizador (Shiva Kumar & Himabindu, 2019). En contraste, según IRENA se espera que los costos de los electrolizadores disminuyan con el pasar de los años (IRENA, 2020). Las principales tecnologías de producción de hidrógeno mediante electrólisis se describen en las siguientes secciones.

### 2.1.1 Electrólisis alcalina

Producir hidrógeno a través de electrólisis alcalina de agua es una tecnología bien establecida en la industria, ya que fue introducida por primera vez por Troostwijk y Diemann en 1789 (Trasatti, 1999). La Figura 1 muestra un diagrama genérico del funcionamiento de este tipo de tecnología.

**Figura 1**

*Diagrama de funcionamiento de un electrolizador alcalino*



*Nota.* Tomado de (IRENA, 2020)

Este electrolizador se caracteriza porque los dos electrodos están sumergidos en una solución concentrada alcalina electrolítica, generalmente hidróxido de potasio o hidróxido de sodio y porque los electrodos son separados por un diafragma, en el que ocurre el transporte de los iones hidroxilo de un electrodo a otro (Vidas & Castro, 2021).

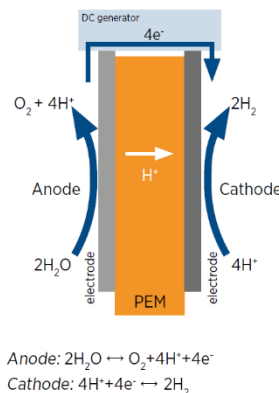
### 2.2.2 Membrana de intercambio protónico

En la electrólisis de agua mediante membranas de intercambio protónico (PEM, por sus siglas en inglés), el agua es dividida electroquímicamente en hidrógeno y oxígeno en sus respectivos electrodos (Shiva Kumar & Himabindu, 2019). La Figura 2 muestra un diagrama genérico del funcionamiento de este tipo de tecnología.

Este proceso se lleva a cabo bombeando agua hacia al ánodo, donde se descompone en oxígeno ( $O_2$ ), protones ( $H^+$ ) y electrones ( $e^-$ ). Los protones atraviesan la membrana hacia el cátodo, mientras que los electrones salen del ánodo a través del circuito eléctrico externo, el cual suministra la fuerza impulsora para la reacción. En el cátodo, los protones y electrones se recombinan para formar hidrógeno, según el mecanismo de reacción mostrado en la Figura 2 que afronta esta tecnología es su dificultad de escalado para la producción de hidrógeno a gran escala (i.e., en el orden de MW) (El-Shafie, 2023).

## Figura 2

### Diagrama de funcionamiento de un electrolizador PEM



Nota. Tomado de (IRENA, 2020)

### 2.2.3 Electrólisis de óxido sólido

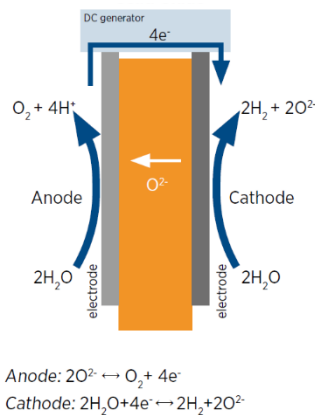
Esta tecnología fue introducida por primera vez en la década de los ochenta por Dönitz & Erdle (1985). Opera a altas temperaturas y los componentes clave de esta tecnología incluyen un electrolito denso con conducción iónica y dos electrodos porosos. La Figura 3 muestra un diagrama genérico del funcionamiento de este tipo de tecnología.

En este proceso una corriente de vapor a 800-1000 °C es alimentada a un cátodo poroso. Cuando se aplica el potencial eléctrico requerido a la celda electrolítica, las moléculas de agua se difunden hacia los sitios de reacción y se disocian, formando hidrógeno y oxígeno en la interfaz

cátodo-electrolito. El gas hidrógeno generado se traslada hacia la superficie del cátodo donde es recolectado. Por otro lado, el oxígeno se transporta a través del electrolito hasta el ánodo, en donde asciende hasta su superficie, completando el proceso de electrólisis (Ni et al., 2008).

### Figura 3

*Diagrama de funcionamiento de un electrolizador de óxido sólido*



*Nota.* Tomado de (IRENA, 2020)

## 2.3 Tecnologías para purificación de agua de mar

Estudios recientes han comparado la electrólisis usando agua de mar sin tratar y tratada, demostrando que, en cuestión de dinero el cambio es insignificante en comparación con los costos totales del sistema de electrólisis. Sin embargo, el uso de agua de mar no tratada tiene desventajas considerablemente significativas. Entre ellas, la vida útil del electrolizador se ve amenazada por factores como la presencia de especies oxidantes corrosivas de cloro, la precipitación de sólidos y el bloqueo de las membranas de intercambio iónico (Hausmann et al., 2021; Li et al., 2019).

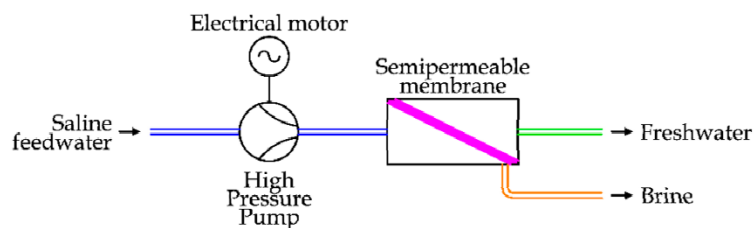
### 2.3.1 Ósmosis inversa

La ósmosis inversa es un proceso de separación basado en la aplicación de una presión hidrostática superior a la presión osmótica de una solución concentrada sobre una membrana semipermeable, forzando el flujo de solvente en dirección opuesta al proceso osmótico natural (Christie John Geankoplis, 2006).

Este proceso se divide en tres etapas principales que incluyen el pretratamiento del agua de alimentación, desalinización por ósmosis inversa y postratamiento del agua. El pretratamiento desempeña un papel fundamental, ya que permite la eliminación de sustancias orgánicas antes del ingreso al sistema de membranas (Reif & Alhalabi, 2015; What Is Reverse Osmosis Desalination?, 2025). La Figura 4 muestra un diagrama genérico del funcionamiento de este tipo de tecnología.

#### Figura 4

*Diagrama de flujo de un proceso simple de ósmosis inversa*



*Nota.* Tomado de (Curto et al., 2021)

#### 2.3.2 Destilación multietapa y destilación multiefecto

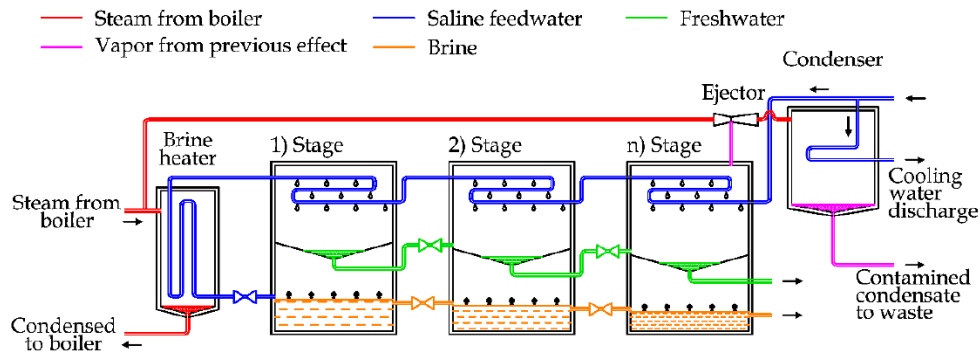
La destilación multietapa es el proceso evaporativo actualmente dominante en la desalinización de agua. En este proceso, una solución salina es calentada y posteriormente enviada a cámaras con presiones progresivamente más bajas. Dentro de cada cámara, una fracción de la salmuera es vaporizada instantáneamente. Este vapor obtenido fluye a través de un eliminador de niebla, se condensa en agua pura y se recupera (Arena et al., 2017). La Figura 5 muestra un diagrama genérico del funcionamiento de este tipo de tecnología.

Por otro lado, en la destilación multiefecto, cada uno de los tubos del evaporador se calienta para producir vapor, que es condensado por el siguiente evaporador, donde también se produce vapor, hasta llegar al condensador final donde el vapor es enfriado por el agua de mar entrante. En ambos procesos, el agua de alimentación con alta concentración salina se envía a través de una

serie de tubos de evaporadores con calor y presión decrecientes (Reif & Alhalabi, 2015). La Figura 6 muestra un diagrama genérico del funcionamiento de este tipo de tecnología.

**Figura 5**

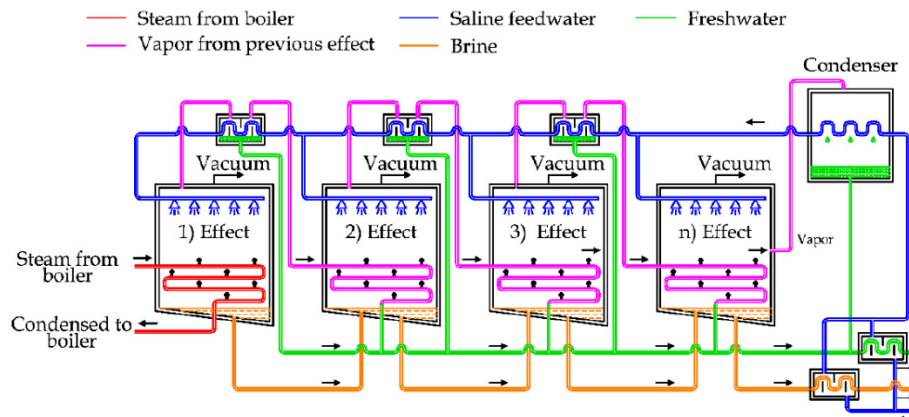
*Diagrama de flujo de un proceso de destilación multietapa*



*Nota.* Tomado de (Curto et al., 2021)

**Figura 6**

*Diagrama de flujo de un proceso de destilación multiefecto*



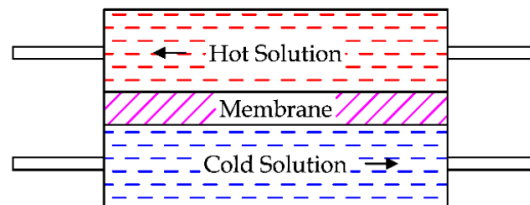
*Nota.* Tomado de (Curto et al., 2021)

### 2.3.3 Destilación por membrana

Esta tecnología emergente emplea una membrana hidrofóbica para vaporizar el agua, dejando atrás todas las sales e impurezas. Aunque aún se encuentra en etapas tempranas de adopción comercial, demuestra altos niveles de eficiencia y bajas tendencias al ensuciamiento (Varras & Chalaris, 2024). En la Figura 7 se muestra un diagrama genérico de la tecnología.

**Figura 7**

*Diagrama de flujo de un proceso de destilación por membrana*



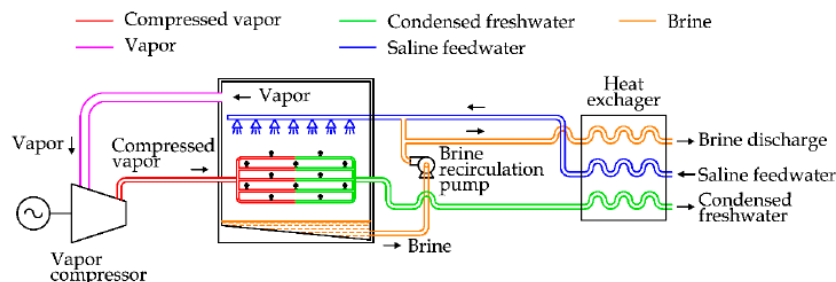
*Nota.* Tomado de (Curto et al., 2021)

**2.3.4 Compresión de vapor**

Esta tecnología, usada en el sector de la desalinización del agua y en batallas navales durante la segunda guerra mundial (Howe, 1974), se basa en la volatilidad del agua. En la Figura 8 se muestra un diagrama genérico del funcionamiento de este tipo de tecnología.

**Figura 8**

*Diagrama de flujo de un proceso de compresión mecánica de vapor*

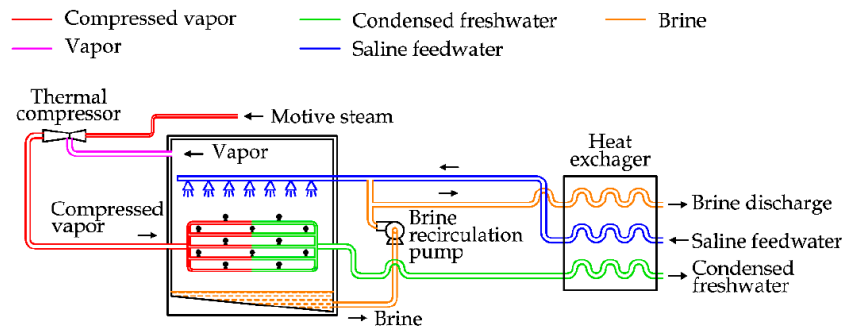


*Nota.* Tomado de (Curto et al., 2021)

Este proceso posee dos elementos principales, un evaporador-condensador y un compresor de vapor. El vapor generado en la corriente de evaporación es comprimido y enviado a la corriente de condensación en el evaporador-condensador. La energía suministrada por el compresor es solo necesaria para elevar el punto de ebullición en la corriente de evaporación y asegurarse de alcanzar el flujo deseado de calor, gracias a que los calores latentes de vaporización de los fluidos de vaporización y condensación son similares (Howe, 1974). En la Figura 9 se muestra un diagrama genérico del funcionamiento de este tipo de tecnología.

**Figura 9**

*Diagrama de flujo de un proceso de compresión térmica de vapor*



*Nota.* Tomado de (Curto et al., 2021)

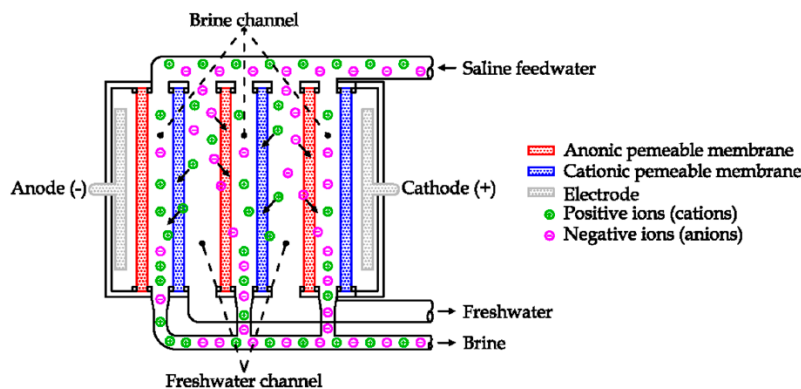
La única diferencia significativa entre ambos métodos es el procedimiento en el que se comprime el vapor en la corriente de evaporación. Además, se debe tener en cuenta que este proceso requiere de energía eléctrica y energía térmica (Curto et al., 2021).

### 2.3.5 Electrodialisis

La Figura 10 muestra un diagrama genérico del funcionamiento de la electrodialisis.

**Figura 10**

*Principio de funcionamiento de una unidad de electrodialisis*



*Nota.* Tomado de (Curto et al., 2021)

La electrodialisis es un proceso de separación termoelectrónico que emplea membranas de intercambio iónico eléctricamente cargadas con una diferencia de potencial eléctrico como fuerza impulsora. Esto se debe a que la mayoría de las sales disueltas en el agua son de naturaleza iónica,

con cargas positivas y negativas, lo que provoca el movimiento de estos iones hacia los electrodos de carga opuesta (Shatat & Riffat, 2014a).

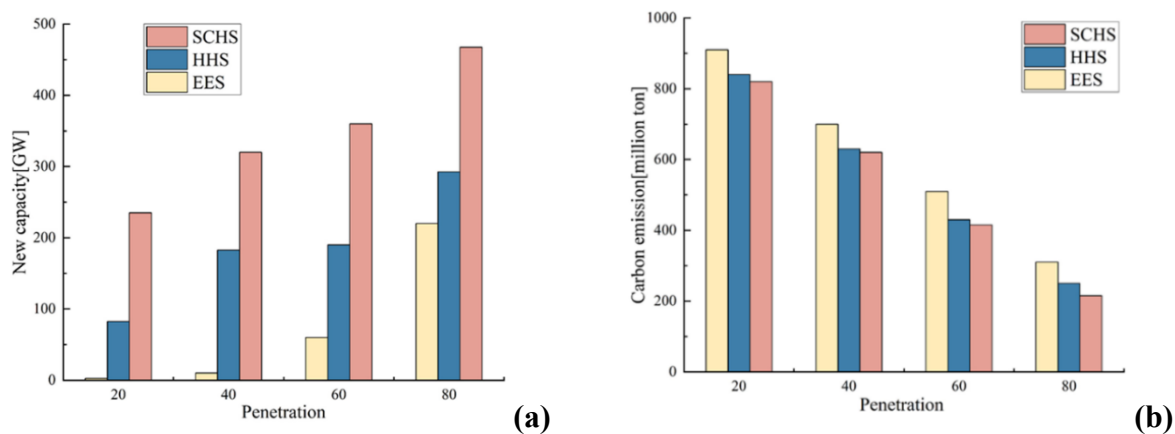
## 2.4 Tecnologías para el almacenamiento del hidrógeno verde

En la actualidad existen principalmente cuatro tecnologías de almacenamiento de hidrógeno en el campo de almacenamiento energético, estas tecnologías son: almacenamiento en estado sólido, almacenamiento de hidrógeno gaseoso a alta presión, almacenamiento de hidrógeno líquido a baja temperatura y almacenamiento en compuestos líquidos orgánicos. Sin embargo, estos métodos tradicionales de almacenamiento de hidrógeno poseen ciertas limitaciones que dificultan su escalabilidad, tales como un alto consumo energético, reacciones colaterales no deseadas y costos elevados (Liu et al., 2025).

En efecto, He et al (2023) compararon algunos métodos convencionales de almacenamiento de hidrógeno, como los tanques de alta presión (HHS, por sus siglas en inglés) y el almacenamiento de energía electroquímica (EES, por sus siglas en inglés), con el almacenamiento en cavernas de sal. Los resultados de sus estudios se encuentran en la Figura 11

**Figura 11**

*Tecnologías y grado de penetración renovables: (a) Capacidad (b) y emisiones de carbono*



*Nota.* Tomado de (Liu et al., 2025).

## 2.5 Evaluación financiera

En el ámbito del diseño de proyectos en ingeniería química existen diferentes caminos para evaluar la rentabilidad de un proyecto, principalmente se utiliza la tasa interna de retorno (TIR) y el valor presente neto (VPN). En particular, el VPN se obtiene a partir de la Ec. 2.

$$VPN = \sum_0^n \frac{FC_n}{(1+i)^n} \quad Ec. 2$$

donde,  $n$  es el período de tiempo (generalmente años),  $FC_n$  es el flujo de caja para ese período de tiempo; y  $i$  es la tasa de descuento, que para este tipo de proyectos suele emplearse la WACC (Weighted Average Costs of Capital). Basta con que el VPN sea mayor a cero para que el proyecto sea factible. Cuando el valor presente neto se iguala a cero se puede encontrar la tasa interna de retorno, según la Ec. 3:

$$VPN = \sum_0^n \frac{FC_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad Ec. 3$$

Si la TIR es mayor que la tasa de descuento el proyecto es rentable, por el otro lado, si la TIR es menor que la tasa de descuento el proyecto no es rentable. Por otra parte, el costo nivelado del hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés) es una medida estándar en la industria para determinar cuánto cuesta producir una determinada cantidad de hidrógeno. La Ec. 4 muestra la forma de obtener el LCOH:

$$LCOH = \frac{\sum_0^n \frac{CapEx + OpEx}{(1+i)^n}}{\sum_0^n \frac{M_{H_2,n}}{(1+i)^n}} \quad Ec. 4$$

donde, CapEx son los costos asociados a compra, reemplazo y mantenimiento de equipos, OpEx son los costos asociados a operación y  $M_{H_2,n}$  es la cantidad de hidrógeno producido en  $n$  año.

### 3. Estado del arte

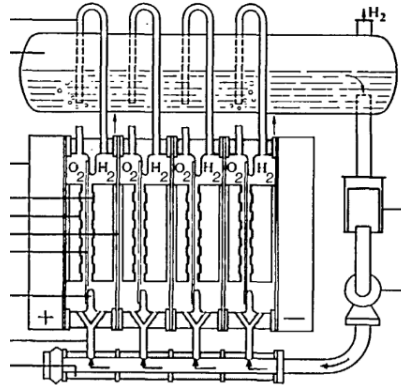
Alrededor del siglo XVI, Paracelsus (1494-1541) registraba por primera vez la obtención de hidrógeno a través de la disolución de metales, como el hierro o el zinc, en ácido sulfúrico, donde el gas inflamable era un subproducto (Smolinka et al., 2022). En 1671, Robert Boyle describió las propiedades del hidrógeno, a la par que Henry Cavendish lo aisló y caracterizó, otorgándole el nombre de “aire inflamable”. Años más tarde, Antoine Laurent Lavoisier (1743-1794) lo llamo oficialmente hidrógeno, derivado de las palabras griegas *hydro* y *genes*. No fue hasta 1784 en donde Lavoisier, en conjunto con Charles Meusnier (1754-1793), desarrollan el primer proceso para generar hidrógeno; este proceso consistía en hacer pasar vapor a través de hierro al rojo vivo, considerado un método eficiente y económico (Smolinka & Garche, 2021; Trasatti, 1999).

Sin embargo, la generación de hidrógeno por medio de la electrólisis de agua no fue posible durante mucho tiempo debido a la falta de una adecuada fuente de energía eléctrica. Adriaan Paets van Troostwijk (1752-1837) y Johan Rudolph Deiman (1743-1808) son los primeros que logran obtener hidrógeno por electricidad, usando un generador electrostático para separar el agua en lo que llamaron aire inflamable (hidrógeno) y aire de vida (oxígeno) (Smolinka et al., 2022), (Trasatti, 1999). Hoy en día, la electrólisis del agua es uno de los métodos más eficaces y sostenibles para producir hidrógeno, pues usa agua y solo produce oxígeno puro como subproducto, que puede considerarse una corriente de valor. Además, en la electrólisis puede utilizarse energía eléctrica proveniente de recursos renovables, como solar o eólica (Shiva Kumar & Himabindu, 2019), lo cual es importante desde el punto de vista de la sostenibilidad. Sin embargo, hoy en día apenas aproximadamente el 3% del hidrógeno producido en el mundo proviene de la electrólisis del agua (Tonelli et al., 2023).

En cuanto a la producción industrial de hidrógeno a partir de electrólisis, los primeros diseños datan de 1973, en donde el grupo *Emerald* presentó el diagrama mostrado en la Figura 12.

### Figura 12

#### *Esquema de funcionamiento*



*Nota.* Tomado de Pure Hydrogen from Electrolysis Plant (1973)

La operación del módulo se fundamenta en un proceso meticulosamente elaborado, donde los gases producidos en las celdas electrolíticas son liberados por las aberturas superiores y se mezclan con lejía caliente. Luego, estos gases fluyen a través de tubos de inmersión hacia los separadores de gas, garantizando equilibrio entre las presiones de los electrodos. Estos gases saturados, con restos de lejía y agua, llegan a los separadores a 75 °C, donde son finalmente llevados a enfriadores o sistemas de purificación (“Pure Hydrogen from Electrolysis Plant,” 1973).

Actualmente, los diagramas de proceso dependen del tipo de electrolizador utilizado, donde se destacan las celdas electrolíticas de intercambio de protones (PEMEC) y las celdas electrolíticas alcalinas (AWE). En efecto, trabajos recientes han documentado el interés de implementar plantas para la producción de hidrógeno en altamar (D’Amore-Domenech & Leo, 2019; A. Kim et al., 2023; Meier, 2014; Seo et al., 2023). En general, se espera que las celdas PEMEC tengan mayor ventaja en operación costa afuera porque disponen de soporte a las fluctuaciones en el suministro de energía renovable y, además, en caso de accidentes, no se contaminen los recursos hídricos

aledaños con sustancias tóxicas, como las que contienen las celdas alcalinas. Adicionalmente, las celdas PEMEC poseen otras ventajas intrínsecas como, por ejemplo, las altas densidades de corriente ( $>2 \text{ A/cm}^2$ ), la flexibilidad en la presión de operación, la pureza del gas del 99,99% producido y su operación a baja temperatura (50–80°C) (María Villarreal Vives et al., 2023).

En el contexto nacional, recientemente se ha puesto en marcha un sistema de producción de hidrógeno verde por parte de ECOPETROL S.A., por medio de una celda PEMEC de 50 kW y 270 paneles solares en la refinería de Cartagena, ofreciendo una capacidad de producción de hidrógeno verde de 20 kg/d. El principal objetivo del sistema es evaluar su viabilidad técnica y ambiental, así como el desempeño del proceso (El Grupo Ecopetrol Inició La Producción de Hidrógeno Verde En Colombia, 2024.). En cualquier caso, pocos reportes documentan el diseño de plantas de hidrógeno en condiciones de altamar, como lo es el caso de aplicaciones en Colombia, por lo que el presente proyecto pretende aportar investigación en ese sentido.

#### **4. Metodología**

Para el desarrollo de este proyecto de investigación se hizo uso de distintas herramientas de simulación y estrategias de resolución, con el fin de garantizar el cumplimiento de los objetivos propuestos inicialmente. A continuación, se describe de manera general, la metodología empleada en cada sección del proyecto.

##### **4.1 Búsqueda y selección de tecnologías**

Diversas fuentes de información como *Scopus* y *Google Scholar* fueron indagadas, utilizando palabras claves como “*green hydrogen*”, “*hydrogen production technologies*”, “*seawater*”, “*desalination*” y “*water electrolysis*”. Para la selección de las tecnologías a utilizar se realizó un análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas) para cada tecnología mencionada, lo que permitió determinar la opción más adecuada considerando tanto los

resultados de este análisis como el hecho de que la planta de producción de hidrógeno estará ubicada sobre una plataforma marítima.

#### **4.2 Diseño del proceso**

El diseño de la planta de producción de hidrógeno se realizó siguiendo estrategias teóricas de diseño y algunas heurísticas encontradas en la literatura, en especial, para los procesos de desalinización de agua de mar, electrólisis y postratamiento de productos, ya que el proceso abordado es innovador y en la actualidad apenas se tienen proyecciones. Además, se tuvo en cuenta diseños base existentes para estos procesos mencionados anteriormente, en general usados en industrias diferentes a la del hidrógeno. Para el diagrama de flujo de procesos se utilizó el software AutoCAD Plant 3D, con el fin de hacer un acercamiento a programas de alto uso en la industria.

#### **4.3 Simulación**

Para la simulación se utilizó Aspen Plus (versión V14CP1) para el proceso de electrólisis, WAVE para el pretratamiento del agua marina (ultrafiltración, ósmosis inversa e intercambio iónico) y Aspen Adsorption para la etapa de purificación de hidrógeno.

#### **4.4 Análisis financiero**

Se evaluó la viabilidad financiera del proyecto en diferentes escenarios propuestos y se analizó los resultados obtenidos con respecto a los indicadores económicos.

### **5. Resultados**

#### **5.1 Recopilación de los parámetros de diseño**

La recopilación de los parámetros de diseño se estructuró en las tres secciones más importantes del proceso. En cada una de estas, se seleccionó el método más adecuado para obtener con éxito el producto deseado correspondiente a cada fase. Además, se exhibió los parámetros de operación normalmente utilizados para este tipo de tecnología.

### ***5.1.1 Pretratamiento del agua marítima***

Se han desarrollado diversos métodos para desalinizar agua marítima a lo largo del tiempo, los cuales se pueden dividir en térmicos y mecánicos según la naturaleza del proceso. La descripción detallada de cada una de estas tecnologías se presentó en capítulos atrás. Para seleccionar el tratamiento de purificación de agua de mar más adecuado, se realizó un análisis de fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas (FODA) para cada tipo de tecnología. Dicho análisis se encuentra en el Apéndice A.

La ósmosis inversa es una tecnología altamente implementada y probada en el sector de la purificación de agua marítima, por ejemplo, J. Kim & Hong (2018) demostraron a escala laboratorio que una ósmosis inversa en dos pasos puede reducir el contenido de sal del permeado a menos de cinco partes por millón, con un dominio del mercado del 69%. Es la tecnología que requiere de menos energía global por metro cúbico de agua producida, alrededor de 3-6 kWh con un elevado potencial de integración energética con energías renovables (Varras & Chalaris, 2024); de hecho, Shatat & Riffat (2014) recomiendan el uso de electrodiálisis, ósmosis inversa o destilación por membrana en combinación con energía eólica.

Sin embargo, la electrodiálisis no es apta para su uso a las elevadas concentraciones de sólidos disueltos presentes en el agua de mar (Singh, 2016) y la destilación por membrana aún se encuentra en etapas tempranas de adopción comercial. Tecnologías como la destilación multietapa, destilación multiefecto y compresión de vapor, requieren de un alto consumo energético, lo cual no es viable energéticamente en operación costa afuera (Varras & Chalaris, 2024).

Para finalizar, se utilizó una configuración de ósmosis inversa SPSP (Split Partial Second Pass), ya que garantiza la más alta calidad de producto, demostrada a nivel industrial para parámetros en la calidad de agua similares (J. Kim & Hong, 2018b).

### 5.1.2 *Electrólisis de agua*

Basado en el enfoque anteriormente mencionado y los análisis FODA presentando en el Apéndice B, la tecnología seleccionada para el proceso de producción de hidrógeno verde es el electrolizador de membrana de intercambio protónico (PEM). Esta tecnología es la que menos espacio requiere para su operación, lo que la hace atractiva para su implementación en plataformas marítimas. Además, presenta la ventaja de no depender de un electrolito, que pueda afectar el ecosistema marino, ni de altas temperaturas de entrada, difíciles de alcanzar en operaciones costa afuera basadas en energías renovables, como el caso de la electrólisis de óxido sólido.

**Tabla 1**

*Condiciones y parámetros de operación para un electrolizador PEM*

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de operación	Mejor	30,00
	Peor	13,80
	Base	21,90
Temperatura de operación	60-90	°C
Eficiencia (%)	Mejor	85,80
	Peor	38,45
	Base	62,86
Densidad de corriente	1000	mA/cm <sup>2</sup>
Voltaje de la celda	Mejor	1,48
	Peor	2,00
	Base	1,74
Potencia	40-60	kWh
Tiempo de vida	100000,00	h
Impacto ambiental	Bajo	
CapEx	600-1300	€/kW/año
OpEx	18-65	
Área por unidad	500,00	m <sup>2</sup>

*Nota.* Mejor, peor y base refiriéndose a mejor-caso, peor-caso y caso-base, respectivamente. Tomado de (Varras & Chalaris, 2024)

Esta tecnología ya ha sido implementada en Colombia por el grupo empresarial Ecopetrol con el fin de evaluar su viabilidad técnica y ambiental en la producción de hidrógeno verde en la Refinería de Cartagena (Ecopetrol, 2024).

### **5.1.3 Postratamiento**

En la purificación del producto principal, para este caso hidrógeno, se han estudiado diferentes técnicas de refinación como adsorción por oscilación de presión (PSA), separación por membranas, destilación criogénica, adsorción por oscilación de temperatura (TSA), adsorción por oscilación de vacío (VSA) y separación de hidruros metálicos (Y. Kim & Yang, 2025). Estos autores citados anteriormente recomiendan el uso de TSA para purificar el hidrógeno proveniente de la electrólisis de agua, sin embargo, en el mismo artículo se logra evidenciar que esta técnica no alcanza la pureza necesaria de hidrógeno según los estándares internacionales necesarios (ISO 14687). Es por ello que, siguiendo los datos exhibidos en el artículo científico, los posibles métodos de purificación son destilación criogénica y PSA; descartando la primera debido a su consumo excesivo de energía.

Este proceso de adsorción se lleva a cabo por ciclos, donde cada ciclo cuenta de cuatro pasos esenciales: 1) adsorción de los componentes desde la corriente de gas de alimentación que fluye en sentido ascendente a través de la columna de adsorción, 2) despresurización y expulsión del gas remanente en la columna de adsorción, 3) purga del recipiente y venteo y 4) presurización de la columna de adsorción, además de la repetición del ciclo (Joshi et al., 2023).

## **5.2 Diseño del proceso de producción de hidrógeno verde**

La formulación de un diseño conceptual en ingeniería química cuenta con tres etapas fundamentales. La primera de ellas es la determinación de las especificaciones del producto final (i.e., pureza requerida por el mercado objetivo). Posteriormente, se establecen las especificaciones de las materias primas necesarias para obtener el producto final, ya sea que sean dadas por el proveedor de esta o halladas mediante análisis composicionales. Por último, las etapas requeridas, comúnmente llamadas operaciones unitarias, para llevar la materia prima al producto final.

Como es posible que el hidrógeno producido en el proceso sea exportado, es esencial cumplir con estándares internacionales tales como el ISO 14687, cuyas especificaciones se detallan en el Apéndice C. Por otro lado, la Red de Vigilancia para la Conservación y Protección de las Aguas Marinas y Costeras de Colombia (REDCAM) es la entidad encargada de monitorear la calidad del agua marítima y costera colombiana. En sus reportes, los cuales se encuentran en el Apéndice D, se encuentra la caracterización del agua marítima disponible en La Guajira, información clave utilizada en este proyecto para el diseño del pretratamiento del agua de mar.

### ***5.2.1 Pretratamiento por medio de membranas***

Antes de abordar el proceso de ósmosis inversa, es fundamental considerar que las membranas utilizadas son altamente vulnerables a daños y bloqueos (ensuciamiento y encrustamiento). Por lo que, se requiere de un pretratamiento al agua marítima para ajustar parámetros como el pH, el contenido de cloro y oxígeno libre, además de prevenir el paso de microorganismos e iones dañinos, como óxidos metálicos y carbonatos.

Existen dos maneras para llevar a cabo este pretratamiento: el método convencional que consiste en la dosificación de químicos y el uso de una serie de filtros, o el uso de membranas de ultrafiltración o microfiltración. En términos sencillos, en operaciones costa afuera es indispensable minimizar el uso de químicos, ya que eso implica tener tanques de almacenamiento que garanticen la correcta dosificación para el funcionamiento adecuado del sistema de pretratamiento. Además, la implementación de ultrafiltración puede reducir hasta en un 33% el espacio requerido en planta en comparación con los métodos convencionales. Asimismo, permite extender la vida útil de las membranas al disminuirse la frecuencia de lavado, lo que reduce tanto la contaminación química provocada por los métodos convencionales como el reemplazo de las membranas empleadas en el proceso (Pearce, 2007).

En conclusión, el uso de pretratamiento con membranas es altamente eficaz en operaciones costa afuera, ya que reduce el consumo de energía a más de la mitad en comparación a su competencia y, debido a que es un método de barrera, puede remover con mayor facilidad microorganismos, coloides y macromoléculas. Sin embargo, este método es un poco más costoso que el método convencional (Vigneswaran et al., 2012).

### ***5.2.2 Electrólisis de agua***

Una vez que el agua de mar ha sido debidamente tratada mediante los módulos de ósmosis inversa y ultrafiltración, esta es conducida al sistema de electrólisis, donde se transforma finalmente en hidrógeno y oxígeno. Los gases generados en los electrodos del electrolizador son dirigidos individualmente a separadores gas/líquido, en los cuales los líquidos recolectados en el fondo son recirculados y reacondicionados a las condiciones de operación del electrolizador. Generalmente el agua tratada ingresa a través del separador gas/líquido del oxígeno y debe contener una conductividad recomendada ASTM tipo I ( $0,056 \mu\text{S}/\text{cm}$ ) antes de ser conducida al electrolizador (Mancera et al., 2020).

El hidrógeno obtenido es sometido a un proceso de purificación riguroso (ver la sección subsecuente), para cumplir con las especificaciones requeridas según su aplicación final y la normatividad establecida según la industria. Para el diseño final del sistema de electrólisis se usó como base los diseños desarrollados por Abdelsalam et al., 2024 y IRENA, 2020.

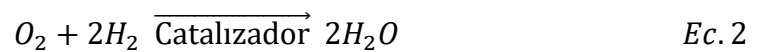
### ***5.2.3 Purificación de hidrógeno***

El hidrógeno obtenido debe cumplir con la normatividad vigente y las especificaciones comerciales establecidas para su venta. En este estudio se tomó como referencia la ISO 14687, considerando como aplicación final el uso en las zonas industriales. Según esta regulación, la

concentración de nitrógeno, oxígeno y agua, en el hidrógeno producido, no debe ser mayor a 300, 5 y 5 ppm, respectivamente.

La presencia de nitrógeno en la corriente final se puede evitar simplemente venteando la producción inicial de hidrógeno. Para el caso del agua y el oxígeno se requieren de medidas más rigurosas. En el caso del agua, el proceso de adsorción por oscilación de presión junto a un enfriamiento de la corriente es suficiente para reducir la concentración de agua hasta 1 ppm.

El oxígeno residual es removido por una recombinación catalítica con hidrógeno, comúnmente llamada “*deoxidizer*”, según la reacción mostrada a continuación (Ligen et al., 2020).



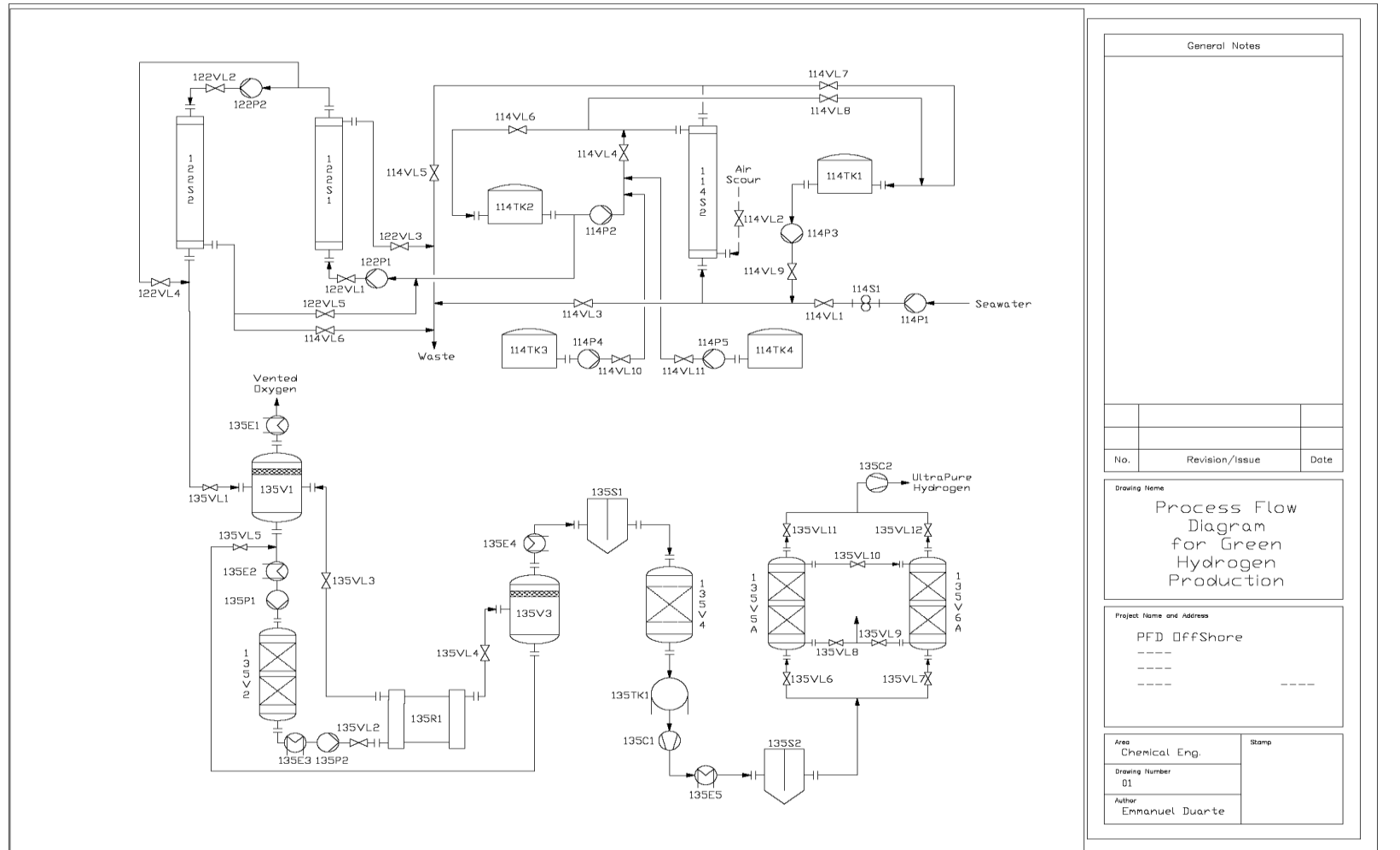
Debido a que esta reacción es exotérmica y produce agua, generalmente se lleva a cabo antes de una etapa de secado por condensación (enfriamiento y filtrado). Esta recombinación catalítica también produce una pérdida del 0,6-0,8% de hidrógeno y requiere de un recipiente empacado con perlas de 3 mm de Pd/Alumina (Ligen et al., 2020).

#### **5.2.4 Diagrama del proceso**

El agua de mar ingresa inicialmente al sistema de ultrafiltración, el cual cuenta con operaciones de mantenimiento como limpieza en sitio (CIP) cada dos meses y retrolavado en alternancia con los ciclos de filtración. De esta etapa, el agua libre de TSS pasa al sistema de ósmosis inversa, donde se reduce el contenido de TDS. Seguidamente, el agua tratada es enviada al sistema de intercambio iónico donde se obtiene agua ultrapura, la cual alimenta al electrolizador para la producción de hidrógeno. Finalmente, el hidrógeno obtenido es purificado y almacenado para su posterior venta. En la Figura 13, se presenta el diagrama de procesos con cada una de las secciones anteriormente descritas; la función de los equipos y sus respectivos tags se detalla en el Apéndice E.

**Figura 13**

*Diagrama de flujo de proceso para el proceso de producción de hidrógeno verde a partir de agua marítima por medio de electrólisis*



### 5.2.5 Análisis de mercado del hidrógeno verde

Para 2050, año en el que se espera que la planta entre en funcionamiento, se reporta una demanda nacional de 1850 kilotoneladas (kt), según la hoja de ruta del hidrógeno para Colombia (Ministerio de Minas y Energía, 2021). Sin embargo, no se presentan datos adicionales sobre exportaciones, ni fuentes. Es por ello que basándose en el análisis de la producción de hidrógeno a partir de fuentes no convencionales de energía renovable, se espera una demanda interna a 2050 de 1524 kt (54% sector transporte, 27% refinerías verdes y el restante perteneciente al sector industrial) y de 885 kt para exportación (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

Esto dicho va en concordancia con lo planteado por Rueda & García en su trabajo de investigación titulado “Simulación computacional de una red de transporte para la producción de hidrógeno costa afuera” (Rueda & García, 2025). De acuerdo con este trabajo es posible plantear un escenario de abastecimiento de hidrógeno para suplir demandas de exportación y, además, se planteó un escenario en el cual se abastece la demanda interna de refinerías verdes.

#### Tabla 2

*Escenarios de capacidad de producción de hidrógeno*

Parámetro	H <sub>2</sub> producido [kt/año]	Cubrimiento exportación [%]
Gas natural-10%H <sub>2</sub>	4,6	0,5%
H <sub>2</sub>	82,6	9,3%
	411	-

*Nota.* De ahora en adelante se nombra caso I, caso II y caso III al flujo de hidrógeno producido de 4,6, 82,6 y 411 kt/año, respectivamente. Adaptado de (Rueda & García, 2025)

### 5.3 Simulación del proceso

La simulación del proceso de producción de hidrógeno se dividió en tres etapas: pretratamiento del agua marítima, electrólisis y adsorción por oscilación de presión. El

pretratamiento del agua marítima, compuesto por ultrafiltración, ósmosis inversa y deionización fue modelado en Water Application Value Engine (WAVE). La etapa de electrólisis se llevó a cabo en Aspen Plus, mientras que, para PSA se utilizó Aspen Adsorption.

Cabe mencionar que se tuvo en cuenta, para los diferentes escenarios de producción de hidrógeno verde a partir de agua marítima, un factor de capacidad de un 63% según el Ministerio de Minas y Energía (2021).

### 5.3.1 WAVE

En este entorno de simulación se debe especificar los parámetros fisicoquímicos del agua de alimentación (ver Figura 14) en la zona de ubicación de la planta, como se ha dicho anteriormente, estos datos se encuentran en el Apéndice D.

**Figura 14**

*Especificación del agua de alimentación*

The screenshot shows the 'Feed Water - Stream 1' configuration screen in the WAVE software. The interface is divided into several sections:

- Stream Definition:** Stream 1 is defined with a percentage of 100.00%.
- Feed Parameters:**
  - Water Type: Sea Water
  - Suggested Sub-type: NTU ≥ 20, TSS ≥ 40, TOC ≥ 10
  - Water Sub-type: NTU ≥ 20, TSS ≥ 40, TOC ≥ 10
- Solid Content:**
  - Turbidity: 38.00 NTU
  - Total Suspended Solids (TSS): 76.00 mg/L
  - SDI<sub>15</sub>: 0.00
  - Organics (TOC): 0.00 mg/L
- Temperature:**
  - Minimum: 10.0 °C
  - Design: 25.0 °C
  - Maximum: 40.0 °C
  - pH @25.0°C: 8.10
- Additional Feed Water Information:** (Empty field)
- Cations Table:**

Symbol	mg/L	ppm CaCO <sub>3</sub>	meq/L
NH <sub>4</sub>	0.196	0.544	0.011
K	391.000	500.459	10.000
Na	12,190.000	26,534.876	530.235
Mg	1,368.000	5,633.380	112.569
Ca	420.000	1,048.870	20.959
Sr	0.000	0.000	0.000
Ba	0.000	0.000	0.000
<b>Total Cations:</b>	<b>14,369.196</b>		<b>673.775</b>
- Anions Table:**

Symbol	mg/L	ppm CaCO <sub>3</sub>	meq/L
CO <sub>3</sub>	217.475	362.720	7.248
HCO <sub>3</sub>	1,253.644	1,028.185	20.546
NO <sub>3</sub>	0.000	0.000	0.000
Cl	20,845.300	29,424.384	587.975
F	0.000	0.000	0.000
SO <sub>4</sub>	2,786.000	2,902.691	58.003
PO <sub>4</sub>	0.000	0.000	0.000
Br	0.000	0.000	0.000
<b>Total Anions:</b>	<b>25,102.419</b>		<b>673.772</b>
- Neutrals Table:**

Symbol	mg/L
SiO <sub>2</sub>	0.000
B	0.000
CO <sub>2</sub>	4.915
<b>Total Neutrals:</b>	<b>4.915</b>
- Summary:**
  - Total Dissolved Solids: 39,471.640 mg/L
  - Charge Balance: -0.000001 meq/L
  - Estimated Conductivity: 56,986.33 µS/cm

*Nota.* Para que el software converja se debe presionar el botón “Adjust total CO<sub>2</sub>/HCO<sub>3</sub>/CO<sub>3</sub>”

Una de las principales ventajas de este programa es que cuenta con una amplia variedad de sistemas de membranas y resinas que produce la empresa dueña del programa, Dupont (*WAVE Water Treatment Design Software*, 2025). Se seleccionó para el sistema de ultrafiltración el módulo IntegraTec™ SFP-2880. En el caso de ósmosis inversa, se utilizaron las membranas SWHRLE-440 para el primer paso y BW30FR-400/34 para el segundo paso. Para el sistema de intercambio iónico se optó por un recipiente de doble resina: AmberLite™ HPR1200Na y AmberLite™ HPR4100Cl. Finalmente, la calidad del agua que alimenta el electrolizador se presenta en la Tabla 3. Se cumple con la regulación ASTM Tipo I, según la norma ASTM D1193.

**Tabla 3**

*Parámetros fisicoquímicos del agua de alimentación al electrolizador*

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura	25,0	°C
Potencial de hidrogenión	7,0	pH
Turbiedad	<0,1	NTU
Conductividad	0,055	μS/cm
Calcio [Ca]	0,0	mg/L
Magnesio [Mg]	0,0	mg/L
Sodio [Na]	0,0	mg/L
Potasio [K]	0,0	mg/L
Amonio [NH <sub>4</sub> ]	0,0	mg/L
Bario [Ba]	0,0	mg/L
Estroncio [Sr]	0,0	mg/L
Bicarbonatos [HCO <sub>3</sub> ]	0,0	mg/L
Sulfatos [SO <sub>4</sub> ]	0,0	mg/L
Cloruros [Cl]	0,0	mg/L
Flúor [F]	0,0	mg/L
Fosfatos [PO <sub>4</sub> ]	0,0	mg/L
Nitritos [NO <sub>3</sub> ]	0,0	mg/L
Boro [B]	0,0	mg/L
Óxido de silicio [SiO <sub>2</sub> ]	0,0	mg/L
Hierro [Fe]	0,0	mg/L
TDS	0,002	mg/L

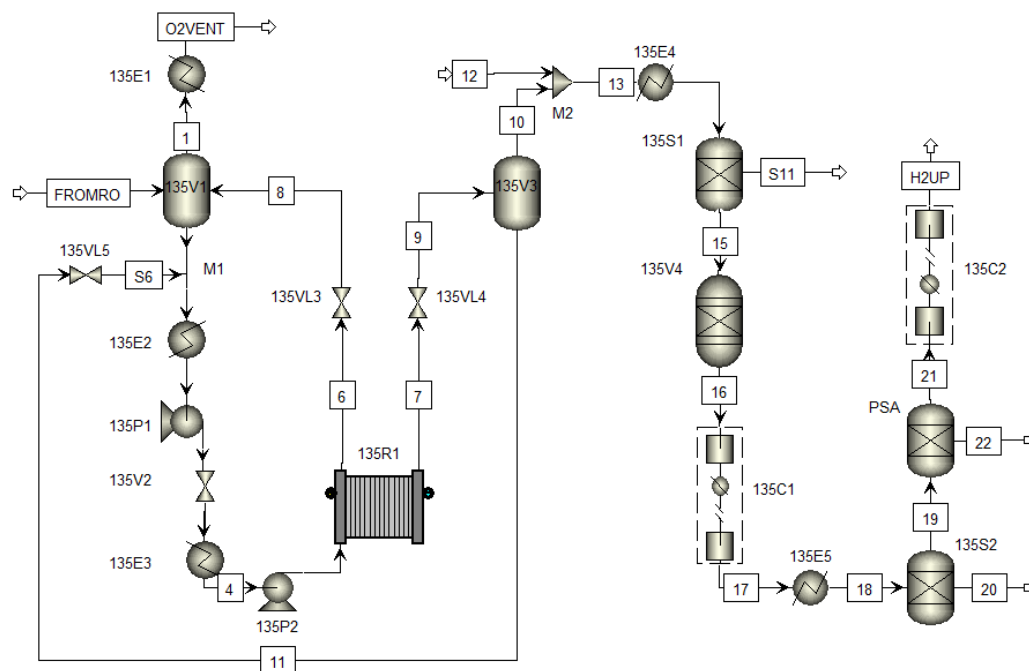
### 5.3.2 Aspen Plus

Aspen Plus, a diferencia de Aspen HYSYS, es utilizado en una gran variedad de sectores industriales. Actualmente, con el auge de las energías renovables, se ha implementado un módulo de electrólisis dentro del software, el cual cuenta con electrólisis alcalina y PEM (V14CP1). Haciendo uso de este nuevo módulo y las operaciones unitarias con las que ya contaba este programa, se simuló el proceso de producción de hidrógeno desde la entrada del agua tratada hasta la salida hacia la unidad de oscilación de presión, como lo muestra la siguiente figura.

De esta simulación es necesario destacar que, debido a la configuración del modelo, no se contempla la salida de oxígeno en el cátodo, por lo que se tiene que agregar manualmente una entrada de oxígeno, para que en efecto se describa de manera adecuada el comportamiento real de este proceso (AspenTech, 2025). Para este arreglo se tuvo en cuenta que el oxígeno presente en la corriente antes del *deoxidizer* es de hasta 0,1 %mol (Sakas et al., 2022).

**Figura 15**

*Producción de hidrógeno verde en Aspen Plus*



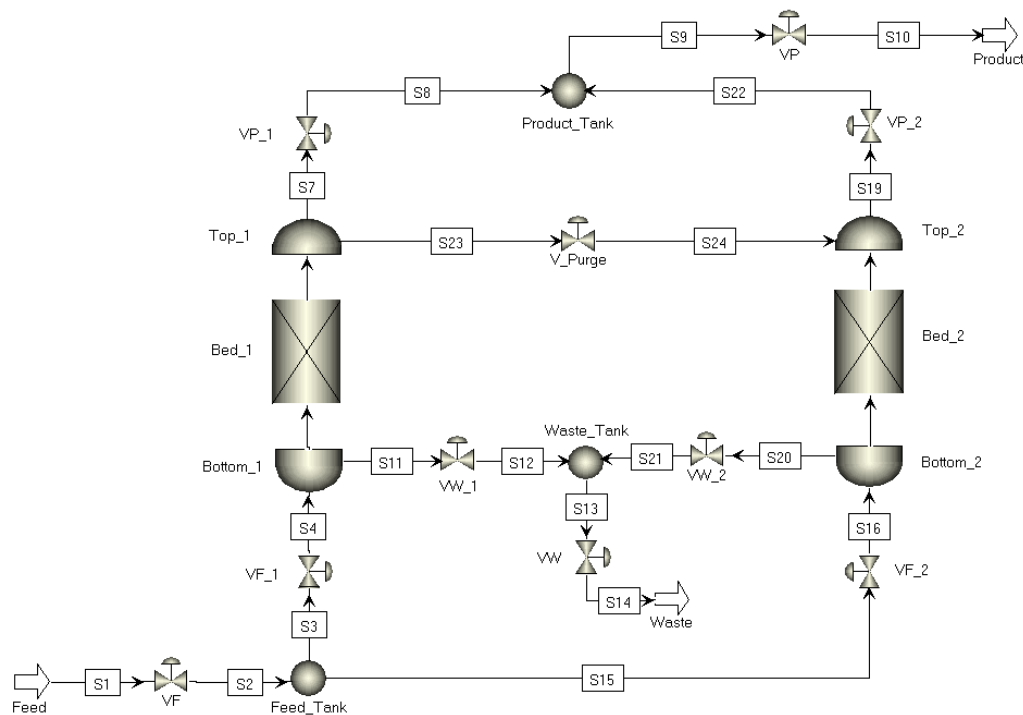
Para caso I, II y III se requiere de 250, 4649 y 23105 GWh/y de capacidad instalada, respectivamente.

### 5.3.3 Aspen Adsorption

Este entorno de simulación es especializado en operaciones unitarias de adsorción, como su nombre lo indica. La especificación de las condiciones de entrada es un tanto similar a Aspen Plus, con la diferencia de que se requiere especificar características del lecho empacado y parámetros de adsorción en función del adsorbente seleccionado y las condiciones de operación. En la Figura 16 se observa el montaje del diagrama de flujo en el ya hablado simulador de procesos.

**Figura 16**

*Unidad PSA en Aspen Adsorption*



Para este punto el oxígeno, ya ha alcanzado los requerimientos exigidos por la ISO 14687; por lo tanto, el enfoque ahora es reducir el agua residual a menos de cinco partes por millón.

Como parte de este proceso es necesario seleccionar un adsorbente, de estos se destacan los geles de sílice y las zeolitas por su alta capacidad de remoción de agua (Luberti & Ahn, 2022). Diversos estudios posicionan a la *Zeolite 13X* como prometedora en el proceso de purificación de hidrógeno puesto a su increíble selectividad y adsorción de agua. En la Tabla 4 se adjuntan los parámetros de isoterma de adsorción, en este caso de Langmuir.

**Tabla 4**

*Parámetros de adsorción – ecuación de Langmuir*

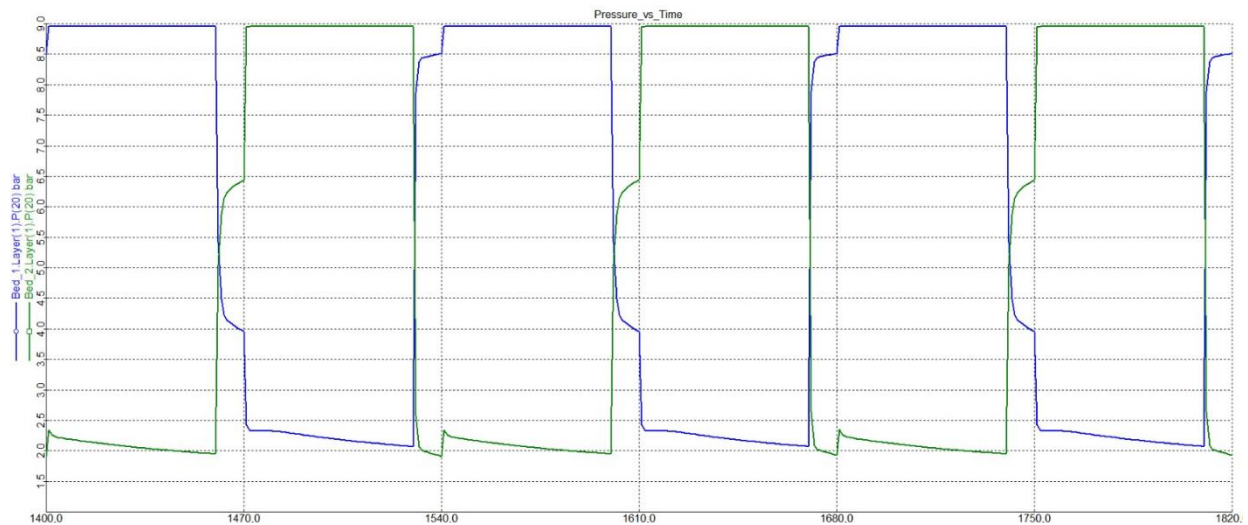
Elemento	$q_m$ [mol/kg]	$b$ [1/bar]
Agua	11,04	9,09E-01
Hidrógeno	6,88	6,05E-07

*Nota.* Tomado de J. H. Kim et al. (2003) y (Delgado et al., 2014) para agua e hidrógeno, respectivamente

Para iniciar la secuencia de simulación, se debe construir el ciclo de adsorción-desorción mediante la herramienta *Cycle Organizer*. En la Figura 17, una vez iniciada la simulación, se observa el comportamiento de la presión en ambas columnas según el ciclo en el que se encuentre.

**Figura 17**

*Comportamiento de la presión [bar] en función del tiempo [s] en la unidad PSA*



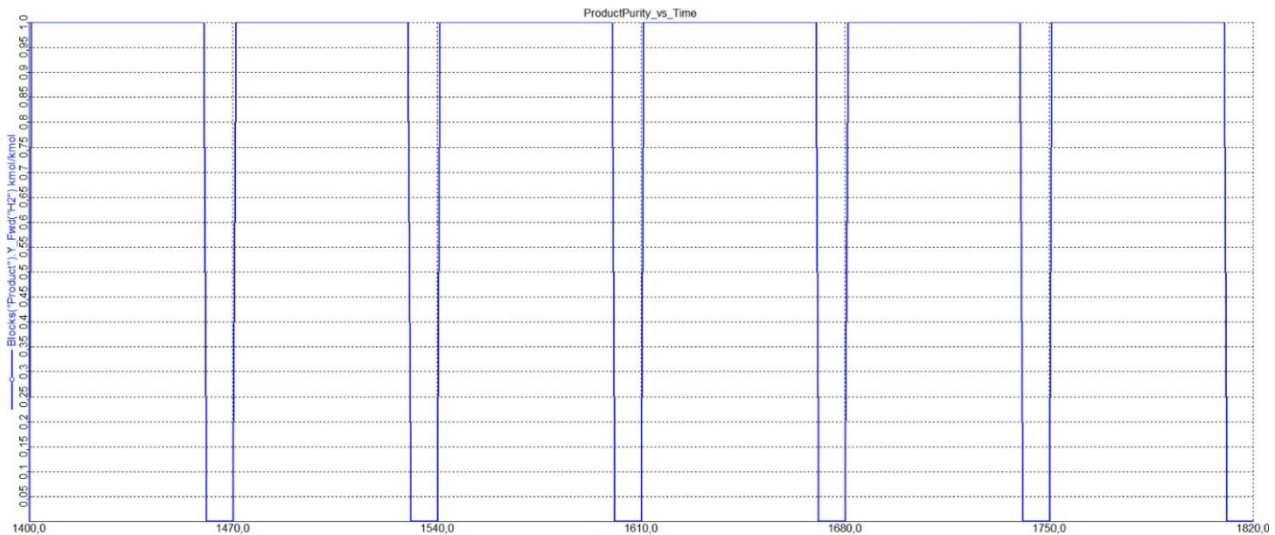
*Nota.* La línea de color azul y verde representa la presión en la primera y segunda columna, respectivamente.

Únicamente se obtiene hidrógeno como producto en los ciclos de adsorción, es decir, por 60 segundos cada 10 segundos. Este comportamiento se evidencia en la Figura 18. El contenido de agua final es de máximo 2 partes por millón.

Es importante resaltar que esta simulación se realiza para el caso más simple: 2 columnas en paralelo. Sin embargo, para casos donde el flujo de producto es mayor, industrialmente se utilizan arreglos de hasta 16 columnas en paralelo. Esto no solo permite tratar con flujos más grandes sino también mejorar la eficiencia por cada ciclo de adsorción.

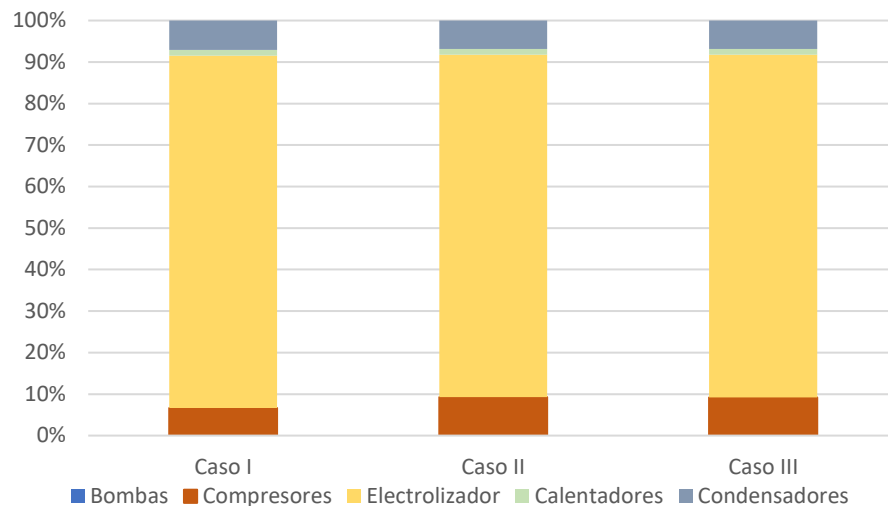
### Figura 18

*Comportamiento de la pureza del producto [%mol] en función del tiempo [s] en la unidad PSA*



Recolectada toda la información de las simulaciones, se procedió al análisis energético y económico de la planta; de este primer análisis se puede afirmar que el mayor consumo de energía es producido por la electrólisis, seguidamente por la energía requerida para la compresión del hidrógeno, tal como lo muestra la Figura 19.

### Figura 19

*Aporte al consumo de energía por tipo de equipo para cada caso evaluado*

*Nota.* El consumo de energía para las bombas en promedio es de 0,18%.

Recuperar la energía empleada para la electrólisis resulta complejo, sin embargo, se puede aprovechar el calor producido por esta reacción para proveer de energía un evaporador dentro de un ciclo orgánico. Esta recuperación energética es suficiente para abastecer la energía en la compresión del hidrógeno, siempre y cuando se trate de presiones de 350 bar, razón principal por la cual se ha elegido esta presión para el producto final (María Villarreal Vives et al., 2023). No obstante, se debe evaluar con detenimiento las condiciones para su implementación en el proceso.

#### 5.4 Análisis financiero

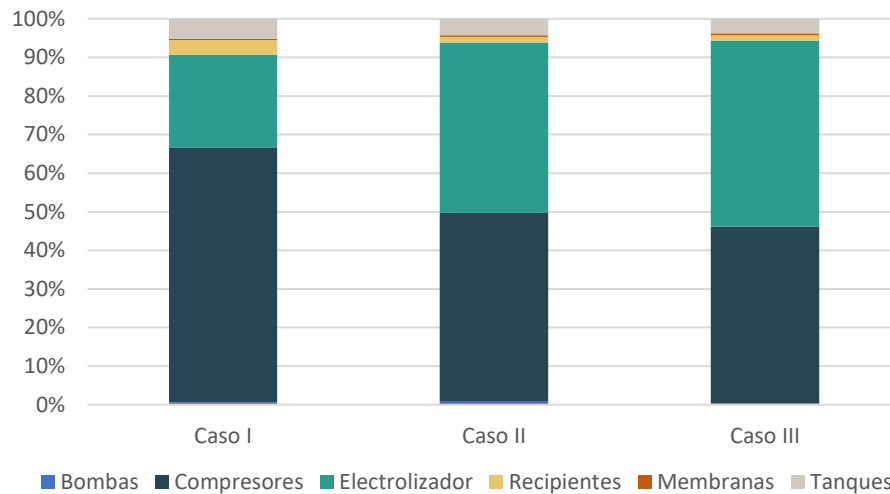
Tomando como base los resultados obtenidos en la simulación, se calculó el costo de los equipos involucrados en el proceso (CapEx), mediante la metodología de la curva de costos de Towler & Sinnott (2022), y los costos operacionales (OpEx).

Los costos de equipos están divididos, en su mayoría, por el costo del electrolizador y de los equipos de compresión, tal y como se observa en la Figura 20. Es importante recalcar que para el electrolizador se ha usado un costo de 175 USD/kW, sin embargo, este valor puede variar

dependiendo de cómo se avanza en la curva de aprendizaje para el despliegue de la infraestructura necesaria para que el mundo se mueva con hidrógeno verde (IRENA, 2020).

### Figura 20

*Aporte al CapEx por tipo de equipo para cada caso evaluado*



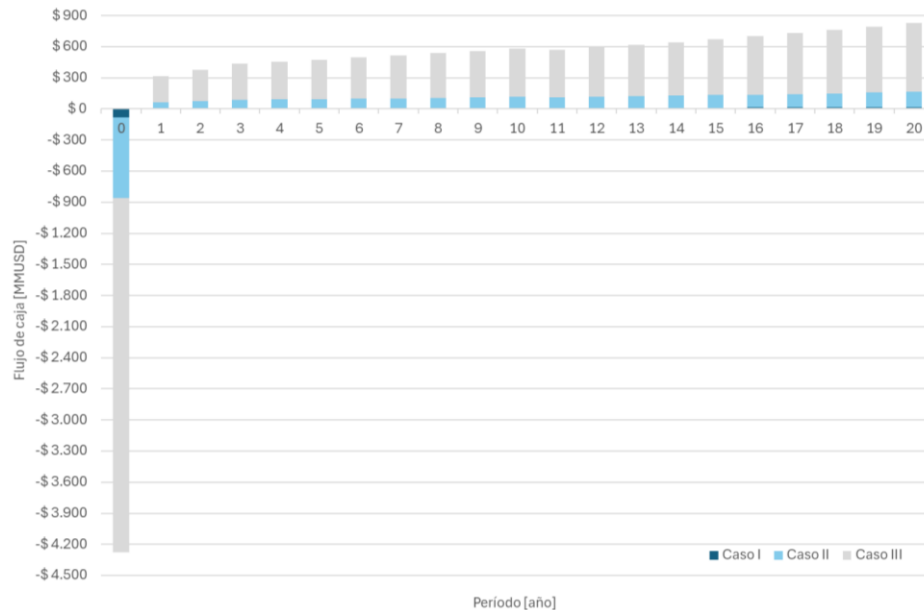
*Nota.* Para este cálculo se asume que el CEPCI a 2050 es el mismo que el de 2025.

Para el desarrollo de los flujos de caja se tuvo en cuenta varios factores. Por ejemplo: el costo de la plataforma marítima es 2 veces el costo de los equipos (CapEx), el costo de los salarios para el personal es de 5 veces menor al costo operacional (OpEx), impuesto de renta del 30%, tasa de descuento del 7%, seguro de equipos equivalente al 0,5% del CapEx, horizonte de 20 años de proyecto, costo de toma de agua marítima y tratamiento de agua residual de 0,1 USD/m<sup>3</sup> y 0,89 USD/m<sup>3</sup>, respectivamente, aumento del 4% anual en costos de producción y venta de hidrógeno, utilización del 80% de la capacidad instalada con aumento anual del 10% hasta el 100%, el hidrógeno es vendido al 15% del valor del costo nivelado del hidrógeno. Como resultado se obtiene los flujos de caja mostrados en la Figura 21. El Ministerio de Minas y Energía proyecta un LCOH de 1,5 USD/kgH<sub>2</sub> (Ministerio de Minas y Energía, 2021) para la región caribe, mientras que La

Agencia Internacional de Energías Renovables establece un LCOH del rango de 0,6 a 1,2 USD/kgH<sub>2</sub> (Armaroli et al., 2022).

### Figura 21

*Flujos de caja obtenidos para cada caso evaluado*



*Nota.* Los datos usados se encuentran en el Apéndice E y Apéndice F.

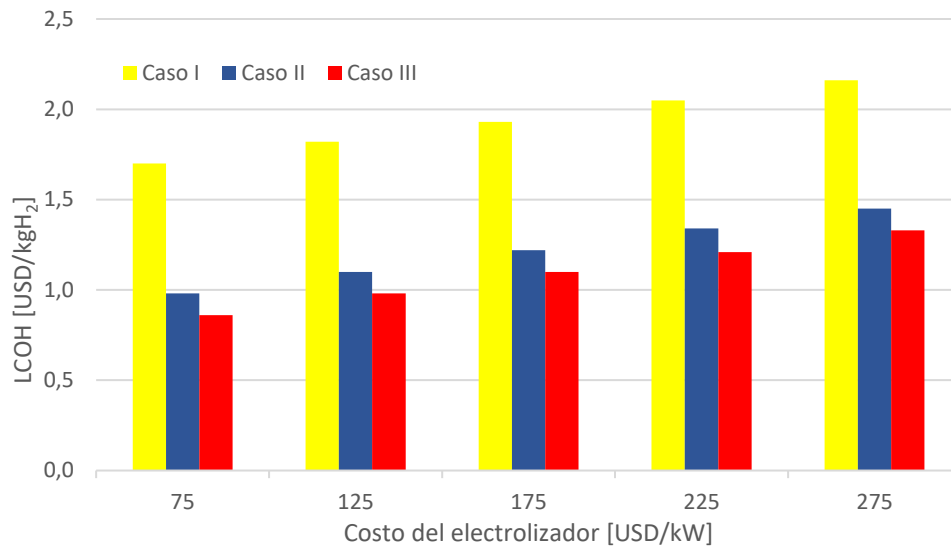
Los datos obtenidos para el caso II y III coinciden con los reportados para ambas entidades, tal como se muestra en la

Figura 22 (175 USD/kW). Además, se ha variado este valor para analizar la viabilidad de este proyecto bajo diferentes escenarios, se logra observar un proyecto sólido para caso II y caso III, en donde se cumple con los valores proyectados por estas entidades.

En el siguiente análisis de sensibilidad se varió el costo de la energía eólica (LCOE), como se sabe, este valor también depende de la curva de aprendizaje de las diferentes tecnologías y del despliegue de la infraestructura necesaria. Como se observa en la Figura 23, el límite menor y mayor se ha escogido según el mejor y peor costo, a 2050. De nuevo se cumple, para caso II y caso III, los valores de LCOH reportados por las diferentes entidades mencionadas.

**Figura 22**

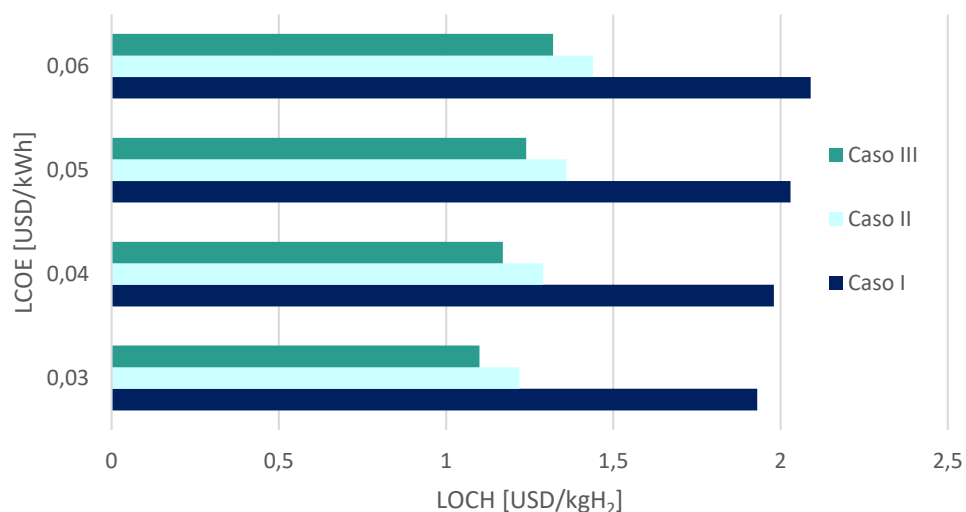
*Costo nivelado del hidrógeno verde en función del costo del electrolizador a 2050*



Es necesario evaluar detenidamente lo que sucede con el caso I, pues es el que se ve mayormente afectado por los costos capitales y operacionales. Se debe buscar la manera que, en etapas posteriores al diseño conceptual, se reduzca los costos asociados y de esta manera se logre disminuir el costo de producción, no solo del caso I, sino de los otros casos también.

**Figura 23**

*Costo nivelado del hidrógeno verde en función del costo de la energía eólica a 2050*



A continuación, se adjunta en la Tabla 5 los indicadores financieros obtenidos. Teniendo en cuenta que la tasa de descuento es del 7%, según estimaciones del costo medio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés) a 2050, se obtiene para todos los casos un proyecto rentable.

**Tabla 5**

*Resumen de los indicadores financieros para los casos evaluados*

Parámetro	Caso I	Caso II	Caso III
VPN [USD]	\$ 18.636.516,43	\$ 238.679.037,21	\$ 1.107.890.492,64
TIR [%]	9,48%	10,16%	10,33%
LCOH [USD/kgH <sub>2</sub> ]	1,93	1,22	1,10

## 6. Conclusiones

Se logró identificar los parámetros de diseño necesarios para el desarrollo del proyecto, entre los cuales se destacaron las condiciones de operación y calidad del agua de entrada al electrolizador, además de los requerimientos en el hidrógeno como producto final. Específicamente, presiones de operación para ultrafiltración, ósmosis inversa, electrólisis y purificación de 10, 55, 30 y 10 bar, respectivamente. Además, la mayor parte del proceso opera a temperatura ambiente, a excepción de la electrólisis, que requiere de 80 °C. Por su parte, dentro de las condiciones requeridas para la electrólisis, se resalta una conductividad menor o igual a 0,056  $\mu\text{S/cm}$  y por el lado del hidrógeno final, un contenido de agua, oxígeno y nitrógeno menor o igual a 5,5 y 300 partes por millón, respectivamente.

A partir de estas condiciones de operación, se diseñó la planta de producción de hidrógeno verde, compuesta principalmente por tres unidades: ultrafiltración, ósmosis inversa y producción de hidrógeno verde. Esta configuración garantiza la calidad del agua para el electrolizador y las especificaciones del producto final. De manera que, respecto a los datos obtenidos en la

simulación, se logró obtener agua tipo I con una conductividad de 0,055  $\mu\text{S}/\text{cm}$ , según la normatividad ASTM D1193, y un hidrógeno ultrapuro final con un contenido de oxígeno y agua menor a 2 partes por millón, según la normatividad ISO 14687.

Respecto al comportamiento financiero de la planta, se estimó un costo nivelado de hidrógeno (LCOH) a 2050 para tres casos propuestos. Se evidenció un LOCH alto para el caso de baja capacidad debido a que la cantidad de hidrógeno comercializado no es lo suficientemente rentable para suplir la compra y operación de los equipos, además del costo de la plataforma marítima. Para las capacidades media y alta de producción se obtuvo un LCOH que concuerda con los valores reportados por IRENA y el Ministerio de Minas y Energía de Colombia, bajo distintos análisis de sensibilidad realizados. Este hallazgo sugiere una viabilidad técnica y económica de la implementación de este proceso en las condiciones evaluadas, que se puede atribuir a la fortaleza de Colombia en el uso de energías renovables a nivel mundial.

## **7. Recomendaciones**

Para operación en altamar, es recomendable usar, en lugar de resinas de intercambio iónico, electrodesionizadores. Los cuales evitan el uso de soluciones inorgánicas para su regeneración. Se tiene poca información en la literatura, por lo que se recomienda realizar la evaluación operacional y económica de este proceso.

El uso de diferentes programas de simulación para un mismo diseño dificulta la interacción entre las diferentes secciones del proceso. El autor de este trabajo de investigación recomienda el uso de Aspen Custom Modeler. En este programa se puede realizar creación de operaciones unitarias mediante la escritura de código e incluye la ventaja de tener las bases de datos químicas, físicas y termodinámicas de Aspen Properties. Además de poderse extrapolar estas operaciones unitarias a Aspen Plus. Sin embargo, tiene una curva de aprendizaje algo compleja.

### Referencias Bibliográficas

- Abdelsalam, R. A., Mohamed, M., Farag, H. E. Z., & El-Saadany, E. F. (2024). Green hydrogen production plants: A techno-economic review. In *Energy Conversion and Management* (Vol. 319). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118907>
- Acciona. (2024). *What is reverse osmosis desalination?* <https://www.activesustainability.com/water/what-is-reverse-osmosis-desalination/>
- Apra, J. L. (2014). “Quality specification and safety in hydrogen production, commercialization and utilization.” *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(16), 8604–8608. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2014.01.005>
- Arena, J. T., Jain, J. C., Lopano, C. L., Hakala, J. A., Bartholomew, T. V., Mauter, M. S., & Siefert, N. S. (2017). Management and dewatering of brines extracted from geologic carbon storage sites. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 63, 194–214. <https://doi.org/10.1016/J.IJGGC.2017.03.032>
- Armaroli, D., Bartoloni, F., Brunetto, P., Del Vecchio, L., Della Chiesa, L., Moraschi, M., Scaramuzzi, M., Varoli, I., Zampini, M., & Napoli, C. (2022). *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part III – Green hydrogen cost and potential.* [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications)
- AspenTech. (2025). *AspenTech.* <https://www.aspentech.com/en>
- Calado, G., & Castro, R. (2021). Hydrogen Production from Offshore Wind Parks: Current Situation and Future Perspectives. *Applied Sciences* 2021, Vol. 11, Page 5561, 11(12), 5561. <https://doi.org/10.3390/APP11125561>
- Carvajal-Romo, G., Valderrama-Mendoza, M., Rodríguez-Urrego, D., & Rodríguez-Urrego, L. (2019). Assessment of solar and wind energy potential in La Guajira, Colombia: Current

status, and future prospects. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 36, 100531.  
<https://doi.org/10.1016/J.SETA.2019.100531>

Christie John Geankoplis. (2006). *Procesos de transporte y principios de procesos de separación (incluye operaciones unitarias)* (4th ed.).

Curto, D., Franzitta, V., & Guercio, A. (2021). A Review of the Water Desalination Technologies. *Applied Sciences* 2021, Vol. 11, Page 670, 11(2), 670. <https://doi.org/10.3390/APP11020670>

D'Amore-Domenech, R., & Leo, T. J. (2019). Sustainable Hydrogen Production from Offshore Marine Renewable Farms: Techno-Energetic Insight on Seawater Electrolysis Technologies. *ACS Sustainable Chemistry and Engineering*, 7(9), 8006–8022.  
[https://doi.org/10.1021/ACSSUSCHEMENG.8B06779/ASSET/IMAGES/MEDIUM/SC-2018-06779Y\\_0010.GIF](https://doi.org/10.1021/ACSSUSCHEMENG.8B06779/ASSET/IMAGES/MEDIUM/SC-2018-06779Y_0010.GIF)

Delgado, J. A., Águeda, V. I., Uguina, M. A., Sotelo, J. L., Brea, P., & Grande, C. A. (2014). Adsorption and diffusion of H<sub>2</sub>, CO, CH<sub>4</sub>, and CO<sub>2</sub> in BPL activated carbon and 13X zeolite: Evaluation of performance in pressure swing adsorption hydrogen purification by simulation. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 53(40), 15414–15426.  
[https://doi.org/10.1021/IE403744U/SUPPL\\_FILE/IE403744U\\_SI\\_001.PDF](https://doi.org/10.1021/IE403744U/SUPPL_FILE/IE403744U_SI_001.PDF)

Dönitz, W., & Erdle, E. (1985). High-temperature electrolysis of water vapor—status of development and perspectives for application. *International Journal of Hydrogen Energy*, 10(5), 291–295. [https://doi.org/10.1016/0360-3199\(85\)90181-8](https://doi.org/10.1016/0360-3199(85)90181-8)

Ecopetrol. (2024). *El Grupo Ecopetrol inició la producción de hidrógeno verde en Colombia*. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/Noticias+2021/el-grupo-ecopetrol-inicip-la-produccion-de-hidrogeno-verde-en-colombia>

- Fabián, H., Paternina, T., David, M., & Castro, L. (2020). *Diseño de una planta desalinizadora de agua de mar basada en la tecnología de osmosis inversa para abastecer de agua potable a las comunidades indígenas de la Alta Guajira*.
- Florides, G. A., & Christodoulides, P. (2009). Global warming and carbon dioxide through sciences. *Environment International*, 35(2), 390–401.  
<https://doi.org/10.1016/J.ENVINT.2008.07.007>
- Hausmann, J. N., Schlögl, R., Menezes, P. W., & Driess, M. (2021). Is direct seawater splitting economically meaningful? *Energy & Environmental Science*, 14(7), 3679–3685.  
<https://doi.org/10.1039/D0EE03659E>
- He, X., Lu, T., Li, J., Sheng, W., & Li, R. (2023). *Power System Capacity Planning Considering Seasonal Hydrogen Storage by Salt Caverns*. <https://arxiv.org/abs/2311.12525v1>
- Howe, E. (1974). *Fundamentals of Water Desalination* (Vol. 1). Marcel Dekker.
- IRENA. (2020). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. *International Renewable Energy Agency*, 105. [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications)
- Joshi, A., Chaulamwar, N., & Tendolkar, M. (2023). Design and Development of PSA System for Ultra Purification of Green Hydrogen. *ITEC-India 2023 - 5th International Transportation Electrification Conference: EAMRIT - Accelerating e-Mobility Revolution for India's Transportation*. <https://doi.org/10.1109/ITEC-INDIA59098.2023.10471517>
- Kim, A., Kim, H., Choe, C., & Lim, H. (2023). Feasibility of offshore wind turbines for linkage with onshore green hydrogen demands: A comparative economic analysis. *Energy Conversion and Management*, 277, 116662.  
<https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2023.116662>

- Kim, J. H., Lee, C. H., Kim, W. S., Lee, J. S., Kim, J. T., Suh, J. K., & Lee, J. M. (2003). Adsorption equilibria of water vapor on alumina, zeolite 13X, and a zeolite X/activated carbon composite. *Journal of Chemical and Engineering Data*, 48(1), 137–141. <https://doi.org/10.1021/JE0201267>; WEBSITE: WEBSITE: ACSPUBS; PAGEGROUP: STRING: PUBLICATION
- Kim, J., & Hong, S. (2018a). A novel single-pass reverse osmosis configuration for high-purity water production and low energy consumption in seawater desalination. *Desalination*, 429, 142–154. <https://doi.org/10.1016/J.DESAL.2017.12.026>
- Kim, J., & Hong, S. (2018b). A novel single-pass reverse osmosis configuration for high-purity water production and low energy consumption in seawater desalination. *Desalination*, 429, 142–154. <https://doi.org/10.1016/J.DESAL.2017.12.026>
- Kim, Y., & Yang, H. (2025). Hydrogen Purity: Influence of Production Methods, Purification Techniques, and Analytical Approaches. *Energies* 2025, Vol. 18, Page 741, 18(3), 741. <https://doi.org/10.3390/EN18030741>
- Li, N., Araya, S. S., & Kær, S. K. (2019). Long-term contamination effect of iron ions on cell performance degradation of proton exchange membrane water electrolyser. *Journal of Power Sources*, 434, 226755. <https://doi.org/10.1016/J.JPOWSOUR.2019.226755>
- Ligen, Y., Vrabel, H., & Girault, H. (2020). Energy efficient hydrogen drying and purification for fuel cell vehicles. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(18), 10639–10647. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2020.02.035>
- Liu, X., Huang, Y., Shi, X., Bai, W., Huang, S., Li, P., Xu, M., & Li, Y. (2025). Offshore Wind Power—Seawater Electrolysis—Salt Cavern Hydrogen Storage Coupling System: Potential

- and Challenges. *Energies* 2025, Vol. 18, Page 169, 18(1), 169.  
<https://doi.org/10.3390/EN18010169>
- Luberti, M., & Ahn, H. (2022). Review of Polybed pressure swing adsorption for hydrogen purification. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(20), 10911–10933.  
<https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2022.01.147>
- Mancera, J. J. C., Manzano, F. S., Andújar, J. M., Vivas, F. J., & Calderón, A. J. (2020). An Optimized Balance of Plant for a Medium-Size PEM Electrolyzer: Design, Control and Physical Implementation. *Electronics* 2020, Vol. 9, Page 871, 9(5), 871.  
<https://doi.org/10.3390/ELECTRONICS9050871>
- María Villarreal Vives, A., Wang, R., Roy, S., & Smallbone, A. (2023). Techno-economic analysis of large-scale green hydrogen production and storage. *Applied Energy*, 346, 121333.  
<https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2023.121333>
- Meier, K. (2014). Hydrogen production with sea water electrolysis using Norwegian offshore wind energy potentials: Techno-economic assessment for an offshore-based hydrogen production approach with state-of-the-art technology. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 5(2–3), 1–12. <https://doi.org/10.1007/S40095-014-0104-6/TABLES/6>
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Hoja de ruta para el hidrógeno en Colombia*.  
<https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/enlace-ruta-hidrogeno/>
- Ministerio de Minas y Energía. (2022). *Hoja de ruta energía eólica costa afuera en Colombia*.  
<https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/enlace-ruta-eolica-offshore/>

- Ministerio de Minas y Energía. (2023). *Fuentes No Convencionales de Energía Renovable - FNCER*. <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/fuentes-no-convencionales-de-energ%C3%ADa-renovable-fncer/>
- Ni, M., Leung, M. K. H., & Leung, D. Y. C. (2008). Technological development of hydrogen production by solid oxide electrolyzer cell (SOEC). *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(9), 2337–2354. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2008.02.048>
- Pearce, G. K. (2007). The case for UF/MF pretreatment to RO in seawater applications. *Desalination*, 203(1–3), 286–295. <https://doi.org/10.1016/J.DESAL.2006.04.011>
- Pierozzi, N., De Bacco, P., Tascino, C., Arcangeletti, G., Tucceri, F., De Simone, G., Piazzzi, L., & Agogliati, P. (2022). Emerging Solutions in Offshore Green Hydrogen Production and Storage. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*. <https://doi.org/10.4043/31727-MS>
- PROCOLOMBIA. (2024). *Colombia y las energías renovables | Invierta en Colombia*. <https://investincolombia.com.co/es/recursos/colombia-y-su-potencial-en-fuentes-de-energia-renovables>
- Pure hydrogen from electrolysis plant. (1973). In *Anti-Corrosion Methods and Materials* (Vol. 20, Issue 1, p. 19). <https://doi.org/10.1108/eb007408>
- Reif, J. H., & Alhalabi, W. (2015). Solar-thermal powered desalination: Its significant challenges and potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 48, 152–165. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.03.065>
- Renewable Energy Agency, I. (2024). *Green hydrogen strategy: A guide to design*. [www.irena.org](http://www.irena.org)
- Risco-Bravo, A., Varela, C., Bartels, J., & Zondervan, E. (2024). From green hydrogen to electricity: A review on recent advances, challenges, and opportunities on power-to-

- hydrogen-to-power systems. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 189). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113930>
- Rueda, T., & García, D. (2025). *Simulación computacional de una red de transporte para la producción de hidrógeno costa afuera*. Universidad Industrial de Santander.
- Sakas, G., Ibáñez-Rioja, A., Ruuskanen, V., Kosonen, A., Ahola, J., & Bergmann, O. (2022). Dynamic energy and mass balance model for an industrial alkaline water electrolyzer plant process. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(7), 4328–4345. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2021.11.126>
- Seo, Y., Park, H., Lee, S., Kim, J., & Han, S. (2023). Design concepts of hydrogen supply chain to bring consumers offshore green hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(40), 15126–15142. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2023.01.030>
- Shatat, M., & Riffat, S. B. (2014a). Water desalination technologies utilizing conventional and renewable energy sources. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 9(1), 1–19. <https://doi.org/10.1093/IJLCT/CTS025>
- Shatat, M., & Riffat, S. B. (2014b). Water desalination technologies utilizing conventional and renewable energy sources. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 9(1), 1–19. <https://doi.org/10.1093/IJLCT/CTS025>
- Shiva Kumar, S., & Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. In *Materials Science for Energy Technologies* (Vol. 2, Issue 3, pp. 442–454). KeAi Communications Co. <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>
- Singh, R. (2016). Desalination and On-site Energy for Groundwater Treatment in Developing Countries Using Fuel Cells. *Emerging Membrane Technology for Sustainable Water Treatment*, 135–162. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63312-5.00006-1>

- Smolinka, T., Bergmann, H., Garche, J., & Kusnezoff, M. (2022). The history of water electrolysis from its beginnings to the present. *Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications Hydrogen Production by Water Electrolysis*, 83–164. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819424-9.00010-0>
- Smolinka, T., & Garche, J. (2021). Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications Hydrogen Production by Water Electrolysis. *Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications Hydrogen Production by Water Electrolysis*, 1–492. <https://doi.org/10.1016/C2018-0-05096-3>
- Tonelli, D., Rosa, L., Gabrielli, P., Caldeira, K., Parente, A., & Contino, F. (2023). Global land and water limits to electrolytic hydrogen production using wind and solar resources. *Nature Communications*, 14(1). <https://doi.org/10.1038/s41467-023-41107-x>
- Towler, G., & Sinnott, R. (2022). Chapter 7 - Capital cost estimating. In G. Towler & R. Sinnott (Eds.), *Chemical Engineering Design (Third Edition)* (Third Edition, pp. 239–278). Butterworth-Heinemann. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-821179-3.00007-8](https://doi.org/10.1016/B978-0-12-821179-3.00007-8)
- Trasatti, S. (1999). Water electrolysis: who first? *Journal of Electroanalytical Chemistry*, 476(1), 90–91. [https://doi.org/10.1016/S0022-0728\(99\)00364-2](https://doi.org/10.1016/S0022-0728(99)00364-2)
- U.S Department of Energy. (2024). *Hydrogen Storage | Department of Energy*. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>
- Varras, G., & Chalaris, M. (2024). Critical Review of Hydrogen Production via Seawater Electrolysis and Desalination: Evaluating Current Practices. *Journal of Electrochemical Energy Conversion and Storage*, 21(4). <https://doi.org/10.1115/1.4064381/1193783>

- Vidas, L., & Castro, R. (2021). Recent developments on hydrogen production technologies: State-of-the-art review with a focus on green-electrolysis. In *Applied Sciences (Switzerland)* (Vol. 11, Issue 23). MDPI. <https://doi.org/10.3390/app112311363>
- Vigneswaran, S., Khorshed, C., Kandasamy, J., & Kim, S. H. (2012). Membrane processes for desalination: Importance of pre-treatment to reduce organic fouling. *Membrane Technology and Environmental Applications*, 276–297. <https://doi.org/10.1061/9780784412275.CH09/ASSET/366930CC-6AAC-478C-A6E3-A7E4F4CCA362/ASSETS/9780784412275.CH09.FP.PNG>
- WAVE Water Treatment Design Software*. (2025). <https://www.dupont.com/water/resources/design-software.html>
- Züttel, A., Remhof, A., Borgschulte, A., & Friedrichs, O. (2010). Hydrogen: The future energy carrier. In *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences* (Vol. 368, Issue 1923, pp. 3329–3342). Royal Society. <https://doi.org/10.1098/rsta.2010.0113>

## Apéndices

### Apéndice A. Análisis FODA: tecnologías de desalinización de agua marítima

**Tabla 6**

*Análisis FODA: Ósmosis inversa*

Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta efectividad en la separación de sales disueltas e impurezas del agua de mar.</li> <li>- Tecnología de desalinización altamente implementada y probada.</li> <li>- Ofrece un proceso multietapa para una purificación de agua más eficiente.</li> <li>- Capacidad para funcionar a presiones superiores a los 50 bar.</li> <li>- Potencial de integración con fuentes de energía renovables.</li> <li>- Avances continuos en el desempeño de la membrana y eficiencia energética.</li> <li>- Variedad de opciones de pretratamiento para el mejoramiento del desempeño.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Las bombas de alta presión y membranas requieren de mantenimiento regular y sustitución.</li> <li>- Susceptible a la suciedad y encrustamiento, lo que reduce el rendimiento y aumenta los costos operativos.</li> <li>- La inversión inicial puede llegar a ser alta, especialmente para plantas a larga escala.</li> <li>- Para minimizar el impacto ambiental se requiere de un buen manejo del concentrado de salmuera.</li> <li>- El rendimiento de la membrana puede ser afectado por variaciones en la calidad y composición del agua alimentada.</li> </ul>
Oportunidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Investigación y desarrollo continuos para mejorar el desempeño de la membrana y reducir el consumo de energía.</li> <li>- Integración de tecnologías innovadoras para mejorar la resistencia al ensuciamiento y prevención de incrustaciones.</li> <li>- Adopción de sistemas híbridos de desalinización para optimizar el consumo de energía y incremento la eficiencia global.</li> <li>- Aplicación de técnicas avanzadas de pretratamiento para mejorar la calidad del agua de alimentación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Los costos de inversión y operacionales pueden presentar un reto financiero.</li> <li>- La descarga del concentrado de salmuera y el potencial impacto en los ecosistemas marinos.</li> <li>- Avances tecnológicos en las otras tecnologías.</li> <li>- Cambios normativos y requisitos de cumplimiento.</li> <li>- La limitación de las fuentes de agua dulce puede aumentar la dependencia de la desalinización y ejercer presión sobre las infraestructuras y los recursos existentes.</li> </ul>

*Nota.* Adaptado de (Varras & Chalaris, 2024)

**Tabla 7***Análisis FODA: Destilación multietapa y destilación multiefecto*

Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Aplicaciones industriales.</li> <li>- Procesos confiables y escalables para una eficiente purificación de agua.</li> <li>- Utiliza calor para evaporar el agua de mar y condensar el vapor para obtener agua fresca.</li> <li>- Disponibilidad de varias configuraciones de diseño para optimizar el rendimiento y la eficiencia energética.</li> <li>- Buena resistencia a las variaciones en la calidad y composición del agua de alimento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Elevado consumo de energía comparado a tecnologías de membranas.</li> <li>- Dependencia de fuentes de calor externas, como vapor, para el proceso de evaporación.</li> <li>- Necesidad adicional de equipos, como generados de vapor y compresores de alta capacidad.</li> <li>- Desafíos asociados con la corrosión e incrustación, mantenimiento y limpieza regular para garantizar un rendimiento óptimo.</li> <li>- Consideraciones ambientales debido a la descarga del concentrado de salmuera y su impacto en los ecosistemas marinos.</li> </ul>
Oportunidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Continuos avances en el diseño e ingeniería para el mejoramiento de la eficiencia energética y reducción de costos operacionales.</li> <li>- Desarrollo de materiales y revestimientos novedosos para mejorar la resistencia a la corrosión y reducir las incrustaciones para estos sistemas.</li> <li>- Adopción de estrategias avanzadas de control y estrategias de optimización para maximizar la recuperación de energía y minimizar el impacto ambiental.</li> <li>- Investigación de técnicas innovadoras de pretratamiento para mejorar la calidad del agua de alimentación y reducir el potencial de incrustación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Los costos, incluida la inversión inicial y los gastos operativos, pueden ser obstáculos para su implementación a gran escala.</li> <li>- La creciente competencia en las tecnologías de desalinización por membranas, las cuales ofrecen un menor consumo de energía y costos operacionales.</li> <li>- Cambios normativos y problemas ambientales pueden influir en el diseño, operación y eliminación de las plantas térmicas de desalinización.</li> </ul>

*Nota.* Adaptado de (Varras & Chalaris, 2024)

**Tabla 8***Análisis FODA: Destilación por membrana*

Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Puede aplicarse a diversas fuentes de agua, como agua de mar, agua salobre y aguas residuales, lo que la hace versátil en diferentes entornos.</li> <li>- Funciona a temperaturas relativamente bajas en comparación con otras tecnologías de desalinización térmica, lo que reduce el consumo de energía y los costes operativos.</li> <li>- Requiere un mínimo de aditivos químicos, lo que contribuye a reducir los costes químicos y el impacto ambiental.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se encuentra todavía en las primeras fases de adopción comercial y requiere un mayor desarrollo y optimización para mejorar su eficiencia y superar los posibles problemas de incrustación y ensuciamiento.</li> <li>- Requiere una cantidad significativa de energía para la vaporización del agua, lo que la hace menos eficiente energéticamente en comparación con las tecnologías basadas en membranas como la ósmosis inversa.</li> <li>- Dependencia del gradiente de temperatura.</li> <li>- Pueden sufrir degradación con el tiempo, lo que afecta a su rendimiento y durabilidad a largo plazo.</li> </ul>
Oportunidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Avances en materiales para las membranas.</li> <li>- Tiene el potencial para ser utilizado en proceso de tratamiento de aguas residuales, contribuyendo a los esfuerzos de reciclado de agua y recuperación de recursos.</li> <li>- La combinación de esta tecnología con otras tecnologías de desalinización en sistemas híbridos puede optimizar el consumo energético, incrementar la eficiencia global y satisfacer requisitos específicos de calidad y cantidad de agua.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pueden tener una inversión inicial de capital y unos costes operativos más elevados que las tecnologías de desalinización basadas en membranas.</li> <li>- Problemas de incrustación y ensuciamiento.</li> <li>- Se enfrenta a la competencia de otras tecnologías de desalinización, como la ósmosis inversa, que tienen una presencia más consolidada en el mercado y un historial comprobado.</li> <li>- La gestión adecuada de las descargas de salmuera y los posibles impactos ambientales asociados deben abordarse para mitigar los riesgos ecológicos.</li> </ul>

*Nota.* Adaptado de (Varras & Chalaris, 2024)

**Tabla 9***Análisis FODA: Compresión de vapor*

Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ofrece un proceso altamente eficiente para la evaporación del agua de mar, lo que conduce a una eficaz purificación y desalinización del agua.</li> <li>- Es una tecnología de desalinización consolidada con un historial comprobado y numerosas aplicaciones industriales.</li> <li>- Los sistemas de desalinización por compresión de vapor pueden diseñarse y ampliarse para satisfacer una demanda de agua variable, por lo que son adecuados para aplicaciones a pequeña y gran escala.</li> <li>- Eficaz en el tratamiento de fuentes de agua altamente salina, incluyendo agua de mar y salmuera, proporcionando una solución fiable para zonas con recursos limitados de agua dulce.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Elevados requisitos energéticos.</li> <li>- La inversión inicial puede ser considerable, lo que la convierte en una opción menos viable económicamente para algunas regiones.</li> <li>- Pueden ser complejos en términos de mantenimiento y funcionamiento, ya que requieren inspecciones periódicas, reparaciones y técnicos calificados para un rendimiento óptimo.</li> <li>- El alto consumo energético contribuye a aumentar las emisiones de carbono y el impacto ambiental, sobre todo si se utilizan combustibles fósiles para generar energía.</li> </ul>
Oportunidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Los avances en la tecnología de compresores pueden mejorar la eficiencia energética de estos sistemas, reduciendo los costes operativos y el impacto medioambiental.</li> <li>- La investigación y el desarrollo en tecnologías de recuperación de calor pueden optimizar aún más el uso de la energía y mejorar la eficiencia global.</li> <li>- La combinación de esta tecnología con otras tecnologías de desalinización, como la ósmosis inversa o la destilación por membranas, en sistemas híbridos puede mejorar la eficiencia global y aportar flexibilidad a los planteamientos de tratamiento del agua.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Consideraciones de los costes.</li> <li>- Competencia con otras tecnologías de desalinización, como la ósmosis inversa y la destilación por membrana, las cuales ofrecen soluciones alternativas con beneficios variables y consideraciones de costo.</li> <li>- Problemas ambientales.</li> <li>- Puede enfrentar desafíos en la efectividad del tratamiento de los recursos de agua con altos niveles de contaminación o problemas específicos en la calidad del agua, requiriendo pretratamientos adicionales o procesos de postratamiento.</li> </ul>

*Nota.* Adaptado de (Varras & Chalaris, 2024)

**Apéndice B.** Análisis FODA: tecnologías de electrólisis**Tabla 10***Análisis FODA: Electrólisis alcalina*

Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Utiliza un electrolito alcalino (i.e. KOH), el cual está ampliamente disponible y es rentable económicamente.</li> <li>- Tiene alrededor del 70% del mercado en la industria de producción de hidrógeno.</li> <li>- Temperaturas de operación entre 60 y 90 °C, permitiendo una electrólisis eficiente.</li> <li>- Demuestra una gran resiliencia a los cambios de energía y puede tener tiempos de vida útil de hasta cien mil horas con el apropiado mantenimiento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Requiere de un separador para evitar mezcla de gases en las salidas.</li> <li>- Tiene un voltaje por unidad de celda relativamente alto, con rangos desde los 1,95 V a 2,2 V, comparado a otras tecnologías.</li> <li>- Posee bajas eficiencias de operación comparado a los otros tipos de electrolizadores.</li> </ul>
Oportunidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Podría beneficiarse de los avances en las tecnologías de separación para simplificar el proceso y mejorar la eficiencia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Enfrenta problemas de contaminación ambiental debido al riesgo de fuga del material corrosivo y caustico del electrolito.</li> </ul>

*Nota.* Adaptado de (Varras & Chalaris, 2024)**Tabla 11***Análisis FODA: Electrólisis de óxido sólido*

Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ofrece eficiencias de operación bastante altas, con rangos desde 38,8% a 94,1%.</li> <li>- Pueden operar a temperaturas entre los 700 a 1000 °C, permitiendo una electrólisis eficiente.</li> <li>- Presenta buena resistencia a los ciclos térmicos, especialmente en arquitectura tubular.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tiene una alta inversión inicial y altos costos de mantenimiento comparado a otros tipos de electrolizadores.</li> <li>- Requiere de un generador de vapor y un compresor de alta capacidad para la producción de hidrógeno.</li> </ul>
Oportunidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se podrían explorar avances en las arquitecturas tubulares para una mejor resistencia a los ciclos térmicos y reducción de costos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Su alta inversión inicial y sus costos de mantenimiento pueden limitar la adopción de esta tecnología.</li> </ul>

*Nota.* Adaptado de (Varras & Chalaris, 2024)

**Tabla 12***Análisis FODA: Electrólisis de membrana de intercambio protónico*

Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ofrece una alta capacidad de modularización y compactamiento debido a su estructura <i>zero-gap</i>.</li> <li>- Permite el funcionamiento bajo presión, resultando en ahorros de energía en etapas posteriores a la compresión de hidrógeno.</li> <li>- Alcanza mayores densidades de corrientes para mismos valores de eficiencia que la electrólisis alcalina.</li> <li>- No requiere de mantenimientos a lo largo de su vida útil, la cual puede llegar a las cien mil horas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Susceptible a daños a largo plazo causados por las impurezas del agua entrante al electrolizador.</li> <li>- Tiene algunas limitaciones comparadas a la electrólisis alcalina, aunque los últimos avances muestran un mejoramiento en las adaptabilidades de carga y mejoras en la capacidad.</li> </ul>
Oportunidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Puede seguir mejorando para aumentar sus adaptabilidades de carga y capacidad para un desempeño superior.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vulnerable a daños a largo plazo debido a las impurezas presentes en el agua de alimento, afectando su durabilidad.</li> </ul>

*Nota.* Adaptado de (Varras & Chalaris, 2024)

**Apéndice C.** Especificaciones de hidrógeno según ISO 14687**Tabla 13***Tipos y grados del hidrógeno combustible y sus aplicaciones de acuerdo con la ISO 14687*

Fase	Tipo	Grado	Aplicaciones	Pureza
Gaseosa	I	A	Motores de combustión interna para transporte residencial o aplicaciones comerciales (excepto celdas de combustible PEM)	98,000
		B	Combustible industrial, para uso en sistemas de generación de energía o como una fuente externa de calor	99,900
		C	Aeronaves y sistema de apoyo en tierra para vehículos espaciales	99,995
		D	Celdas de combustible para vehículos	99,970
		E	Celdas de combustible para aplicaciones estacionarias	Categoría 1 Categoría 2 Categoría 3 50,000 50,000 99,900
Líquido	II	A	Sistemas de propulsión y requerimientos de energía en aeronaves, vehículos espaciales y terrestres, excepto celdas de combustible	99,995
		B	Celdas de combustible para transporte	99,970
Slush	III	-	Sistemas de propulsión a bordo para aeronaves y vehículos espaciales	99,995

*Nota.* Se refiere a pureza como la mínima requerida. Tomado de (Aprea, 2014).

**Apéndice D.** Parámetros fisicoquímicos del agua marítima en La Guajira**Tabla 14***Parámetros fisicoquímicos presentados en el informe de la REDCAM*

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura	27,5	°C
Potencial de hidrogenión	8,1	pH
Turbiedad	38,0	NTU
Conductividad	59210,0	μS/cm
Color	2,0	UPC
Calcio [Ca]	420,0	mg/L
Magnesio [Mg]	1368,0	mg/L
Sodio [Na]	12190,0	mg/L
Potasio [K]	391,0	mg/L
Amonio [NH <sub>4</sub> ]	0,2	mg/L
Bario [Ba]	0,0	mg/L
Estroncio [Sr]	0,0	mg/L
Bicarbonatos [HCO <sub>3</sub> ]	189,0	mg/L
Sulfatos [SO <sub>4</sub> ]	2786,0	mg/L
Cloruros [Cl]	20845,3	mg/L
Flúor [F]	0,0	mg/L
Fosfatos [PO <sub>4</sub> ]	0,0	mg/L
Nitritos [NO <sub>3</sub> ]	0,0	mg/L
Boro [B]	0,0	mg/L
Óxido de silicio [SiO <sub>2</sub> ]	0,0	mg/L
Hierro [Fe]	0,0	mg/L
TDS	38189,6	mg/L

*Nota.* Tomado de (Fabián et al., 2020).

## Apéndice E. Función, CapEx y OpEx para cada caso evaluado

Tabla 15

Función, CapEx y OpEx, para el caso I, de la unidad de ultrafiltración

Unidad	Tag	Función	S	CAPEX <sub>2050</sub> [USD]	OPEX [USD/año]
Ultrafiltración	114P1	Bomba de alimentación	2,51	\$ 10.715,89	\$ 414,15
	114P2	Bomba de retrolavado	3,53	\$ 10.715,89	\$ 582,45
	114P3	Bomba CIP	1,42	\$ 14.236,82	\$ 234,30
	114P4	Bomba de HCl	0,01	\$ 6.226,56	\$ 1,65
	114P5	Bomba de NaOCl	0,02	\$ 726,36	\$ 3,30
	114C1	Ventilador de aire	4,46	\$ 546,88	\$ 735,90
	114TK1	Tanque CIP	2	\$ 25.385,69	\$ -
	114TK2	Tanque de agua filtrada	15	\$ 19.645,84	\$ -
	114TK3	Tanque de sln de HCl	1	\$ 72.226,17	\$ -
	114TK4	Tanque de sln de NaOCl	1	\$ 12.093,43	\$ -
	114S1	Malla 150 um	-		\$ -
	114S2	Membranas de ultrafiltración	10	\$ 16.000,00	\$ -
	114VL1	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	114VL2	Válvula de aire	-	\$ -	\$ -
	114VL3	Válvula de drenado	-	\$ -	\$ -
	114VL4	Válvula de retrolavado	-	\$ -	\$ -
	114VL5	Válvula de concentrados	-	\$ -	\$ -
	114VL6	Válvula de filtrado	-	\$ -	\$ -
	114VL7	Válvula CIP 1	-	\$ -	\$ -
	114VL8	Válvula CIP 2	-	\$ -	\$ -
114VL9	Válvula CIP 3	-	\$ -	\$ -	
114VL10	Válvula de HCl	-	\$ -	\$ -	
114VL11	Válvula de NaOCl	-	\$ -	\$ -	
Total				\$ 188.519,52	\$ 1.971,75

Tabla 16

Función, CapEx y OpEx, para el caso I, de la unidad de ósmosis inversa

Unidad	Tag	Función	S	CAPEX <sub>2050</sub> [USD]	OPEX [USD/año]	
Ósmosis inversa	122P1	Bomba de alta presión	39,90	\$ 62.172,57	\$ 6.583,50	
	122P2	Bomba de alta presión	14,40	\$ 25.023,43	\$ 2.376,00	
	122S1	Membranas de ósmosis inversa (SW)	32	\$ 51.200,00	\$ -	
	122S2	Membranas de ósmosis inversa (BW)	7	\$ 11.200,00	\$ -	
	122VL1	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -	
	122VL2	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -	
	122VL3	Válvula de concentrados	-	\$ -	\$ -	
	122VL4	Válvula de separación	-	\$ -	\$ -	
	122VL5	Válvula de recirculación	-	\$ -	\$ -	
	122VL6	Válvula de concentrados	-	\$ -	\$ -	
	Total				\$ 149.595,99	\$ 8.959,50

**Tabla 17***Función, CapEx y OpEx, para el caso I, de la unidad de producción*

Unidad	Tag	Función	S	CAPEX <sub>2050</sub> [USD]	OPEX [USD/año]
Producción	135V1	Tanque pulmón y separador gas/líquido	1360,78	\$ 117.873,89	\$ -
	135V2	Deionizador	7326,91	\$ 332.503,29	\$ -
	135V3	Separador gas/líquido	1179,34	\$ 110.150,64	\$ -
	135V4	Deoxidizer	1672,47	\$ 130.795,46	\$ -
	135V5A	Columna de adsorción	370,60	\$ 72.761,03	\$ -
	135V6A	Columna de adsorción	370,60	\$ 72.761,03	\$ -
	135E1	Intercambiador de calor	6,69	\$ 12.334,41	\$ 143,95
	135E2	Intercambiador de calor	12,37	\$ 125.798,36	\$ 227,26
	135E3	Intercambiador de calor	6,98	\$ 12.556,37	\$ 21.701,47
	135E4	Intercambiador de calor	13,89	\$ 126.507,42	\$ 2.394,04
	135E5	Intercambiador de calor	17,80	\$ 128.397,15	\$ 208,47
	135P1	Bomba de alimentación	0,78	\$ 2.881,39	\$ 128,19
	135P2	Bomba de alimentación	9,93	\$ 30.600,96	\$ 1.638,47
	135C1	Compresor PSA	1232,03	\$ 8.531.190,44	\$ 203.285,06
	135C2	Compresor de alta presión	1729,89	\$ 9.899.777,92	\$ 285.431,54
	135S1	Filtro coalescente	1224,70	\$ 112.097,20	\$ -
	135S2	Filtro coalescente	1224,70	\$ 112.097,20	\$ -
	135R1	Electrolizador	38550,00	\$ 6.746.250,00	\$ -
	135TK1	Tanque de reserva PSA	-	\$ -	\$ -
	135TK2A	Almacenamiento de hidrógeno	700	\$ 717.789,80	\$ -
	135TK2B	Almacenamiento de hidrógeno	700	\$ 717.789,80	\$ -
	135VL1	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	135VL2	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	135VL3	Válvula de recirculación	-	\$ -	\$ -
	135VL4	Válvula de recirculación	-	\$ -	\$ -
	135VL5	Válvula de drenado	-	\$ -	\$ -
	135VL6	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	135VL7	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
135VL8	Válvula de purga	-	\$ -	\$ -	
135VL9	Válvula de purga	-	\$ -	\$ -	
135VL10	Válvula de purga	-	\$ -	\$ -	
135VL11	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -	
135VL12	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -	
Total				\$ 28.112.913,75	\$ 515.158,45

*Nota.* El valor de S depende del equipo: para intercambiadores es el área de transferencia, para recipientes es la masa de la carcasa, para equipos eléctricos es la potencia neta y para membranas es el número de membranas requeridas

**Tabla 18***Función, CapEx y OpEx, para el caso II, de la unidad de ultrafiltración*

Unidad	Tag	Función	S	CAPEX <sub>2050</sub> [USD]	OPEX [USD/año]
	114P1	Bomba de alimentación	37,19	\$ 73.370,37	\$ 6.136,35
	114P2	Bomba de retrolavado	14,11	\$ 38.905,79	\$ 2.328,15
	114P3	Bomba CIP	1,42	\$ 6.226,56	\$ 234,30
	114P4	Bomba de HCl	0,01	\$ 726,36	\$ 1,65
	114P5	Bomba de NaOCl	0,02	\$ 546,88	\$ 3,30
	114C1	Ventilador de aire	17,82	\$ 66.993,23	\$ 2.940,30
	114TK1	Tanque CIP	2	\$ 19.645,84	\$ -
	114TK2	Tanque de agua filtrada	170	\$ 282.383,11	\$ -
	114TK3	Tanque de sln de HCl	1	\$ 12.093,43	\$ -
	114TK4	Tanque de sln de NaOCl	4	\$ 31.914,76	\$ -
	114S1	Malla 150 um	-	\$ -	\$ -
Ultrafiltración	114S2	Membranas de ultrafiltración	100	\$ 160.000,00	\$ -
	114VL1	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	114VL2	Válvula de aire	-	\$ -	\$ -
	114VL3	Válvula de drenado	-	\$ -	\$ -
	114VL4	Válvula de retrolavado	-	\$ -	\$ -
	114VL5	Válvula de concentrados	-	\$ -	\$ -
	114VL6	Válvula de filtrado	-	\$ -	\$ -
	114VL7	Válvula CIP 1	-	\$ -	\$ -
	114VL8	Válvula CIP 2	-	\$ -	\$ -
	114VL9	Válvula CIP 3	-	\$ -	\$ -
	114VL10	Válvula de HCl	-	\$ -	\$ -
	114VL11	Válvula de NaOCl	-	\$ -	\$ -
Total				\$ 692.806,34	\$ 11.644,05

**Tabla 19***Función, CapEx y OpEx, para el caso II, de la unidad de ósmosis inversa*

Unidad	Tag	Función	S	CAPEX <sub>2050</sub> [USD]	OPEX [USD/año]
	122P1	Bomba de alta presión	1175,24	\$ 1.643.044,70	\$ 193.915,10
	122P2	Bomba de alta presión	91,69	\$ 262.956,40	\$ 15.128,49
	122S1	Membranas de ósmosis inversa (SW)	320	\$ 512.000,00	\$ -
	122S2	Membranas de ósmosis inversa (BW)	105	\$ 168.000,00	\$ -
Ósmosis inversa	122VL1	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	122VL2	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	122VL3	Válvula de concentrados	-	\$ -	\$ -
	122VL4	Válvula de separación	-	\$ -	\$ -
	122VL5	Válvula de recirculación	-	\$ -	\$ -
	122VL6	Válvula de concentrados	-	\$ -	\$ -
Total				\$ 2.586.001,10	\$ 209.043,60

**Tabla 20***Función, CapEx y OpEx, para el caso II, de la unidad de producción*

Unidad	Tag	Función	S	CAPEX <sub>2050</sub> [USD]	OPEX [USD/año]
	135V1	Tanque pulmón y separador gas/líquido	4763	\$ 246.026,97	\$ -
	135V2	Deionizador	15560	\$ 585.464,36	
	135V3	Separador gas/líquido	3946	\$ 217.134,02	\$ -
	135V4	Deoxidizer	1672	\$ 130.795,46	\$ -
	135V5A	Columna de adsorción	371	\$ 1.236.937,54	
	135V6A	Columna de adsorción	371	\$ 1.236.937,54	\$ -
	135E1	Intercambiador de calor	120	\$ 193.682,25	\$ 2.567,97
	135E2	Intercambiador de calor	222	\$ 272.671,30	\$ 4.051,44
	135E3	Intercambiador de calor	122	\$ 195.215,72	\$ 391.729,46
	135E4	Intercambiador de calor	251	\$ 296.900,19	\$ 43.301,78
	135E5	Intercambiador de calor	392	\$ 421.229,28	\$ 3.772,20
	135P1	Bomba de alimentación	14	\$ 38.746,36	\$ 2.314,01
	135P2	Bomba de alimentación	179	\$ 196.032,44	\$ 29.576,25
	135C1	Compresor PSA	31850	\$ 61.222.870,79	\$ 5.255.224,71
	135C2	Compresor de alta presión	44780	\$ 73.989.041,02	\$ 7.388.691,14
	135S1	Filtro coalescente	4128	\$ 223.626,46	\$ -
	135S2	Filtro coalescente	2948	\$ 180.548,10	\$ -
	135R1	Electrolizador	697500	\$ 122.062.500,00	\$ -
	135TK1	Tanque de reserva PSA	-	\$ -	\$ -
Producción	135TK2A	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2B	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2C	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2D	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2E	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135VL1	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	135VL2	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	135VL3	Válvula de recirculación	-	\$ -	\$ -
	135VL4	Válvula de recirculación	-	\$ -	\$ -
	135VL5	Válvula de drenado	-	\$ -	\$ -
	135VL6	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	135VL7	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	135VL8	Válvula de purga	-	\$ -	\$ -
	135VL9	Válvula de purga	-	\$ -	\$ -
	135VL10	Válvula de purga	-	\$ -	\$ -
	135VL11	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	135VL12	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
Total				\$ 274.802.705,82	\$ 13.121.228,96

**Tabla 21***Función, CapEx y OpEx, para el caso III, de la unidad de ultrafiltración*

Unidad	Tag	Función	S	CAPEX <sub>2050</sub> [USD]	OPEX [USD/año]
Ultrafiltración	114P1	Bomba de alimentación	165,84	\$ 186.878,23	\$ 27.363,60
	114P2	Bomba de retrolavado químico mejorado	84,69	\$ 123.276,02	\$ 13.973,85
	114P3	Bomba CIP	8,49	\$ 27.425,28	\$ 1.400,85
	114P4	Bomba de HCl	0,04	\$ 726,36	\$ 6,60
	114P5	Bomba de NaOCl	0,14	\$ 2.049,14	\$ 23,10
	114C1	Ventilador de aire	106,94	\$ 234.820,93	\$ 17.645,10
	114TK1	Tanque CIP	5	\$ 37.310,28	\$ -
	114TK2	Tanque de agua filtrada	780	\$ 772.289,77	\$ -
	114TK3	Tanque de sln de HCl	5	\$ 37.310,28	\$ -
	114TK4	Tanque de sln de NaOCl	20	\$ 82.712,70	\$ -
	114S1	Malla 150 um	-	\$ -	\$ -
	114S2	Membranas de ultrafiltración	600	\$ 960.000,00	\$ -
	114VL1	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	114VL2	Válvula de aire	-	\$ -	\$ -
	114VL3	Válvula de drenado	-	\$ -	\$ -
	114VL4	Válvula de retrolavado	-	\$ -	\$ -
	114VL5	Válvula de concentrados	-	\$ -	\$ -
	114VL6	Válvula de filtrado	-	\$ -	\$ -
	114VL7	Válvula CIP 1	-	\$ -	\$ -
	114VL8	Válvula CIP 2	-	\$ -	\$ -
	114VL9	Válvula CIP 3	-	\$ -	\$ -
114VL10	Válvula de HCl	-	\$ -	\$ -	
114VL11	Válvula de NaOCl	-	\$ -	\$ -	
Total				\$ 2.464.799,00	\$ 60.413,10

**Tabla 22***Función, CapEx y OpEx, para el caso III, de la unidad de ósmosis inversa*

Unidad	Tag	Función	S	CAPEX <sub>2050</sub> [USD]	OPEX [USD/año]	
Ósmosis inversa	122P1	Bomba de alta presión	5285,25	\$ 2.008.744,63	\$ 872.066,25	
	122P2	Bomba de alta presión	434,27	\$ 336.711,47	\$ 71.654,11	
	122S1	Membranas de ósmosis inversa (SW)	2000	\$ 3.200.000,00	\$ -	
	122S2	Membranas de ósmosis inversa (BW)	490	\$ 784.000,00	\$ -	
	122VL1	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -	
	122VL2	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -	
	122VL3	Válvula de concentrados	-	\$ -	\$ -	
	122VL4	Válvula de separación	-	\$ -	\$ -	
	122VL5	Válvula de recirculación	-	\$ -	\$ -	
	122VL6	Válvula de concentrados	-	\$ -	\$ -	
	Total				\$ 6.329.456,10	\$ 943.720,36

Tabla 23

*Función, CapEx y OpEx, para el caso III, de la unidad de producción*

Unidad	Tag	Función	S	CAPEX <sub>2050</sub> [USD]	OPEX [USD/año]
	135V1	Tanque pulmón y separador gas/líquido	33611,19	\$ 1.080.058,03	\$ -
	135V2	Deionizador	28964,94	\$ 1.915.503,11	\$ -
	135V3	Separador gas/líquido	28621,68	\$ 948.603,83	\$ -
	135V4	Deoxidizer	1672,47	\$ 130.795,46	\$ -
	135V5A	Columna de adsorción	370,60	\$ 6.548.492,87	\$ -
	135V6A	Columna de adsorción	370,60	\$ 6.548.492,87	\$ -
	135E1	Intercambiador de calor	582,02	\$ 603.501,78	\$ 12.184,31
	135E2	Intercambiador de calor	1071,75	\$ 1.124.830,69	\$ 19.167,16
	135E3	Intercambiador de calor	686,88	\$ 709.602,01	\$ 1.932.694,03
	135E4	Intercambiador de calor	1246,72	\$ 1.324.558,29	\$ 215.077,80
	135E5	Intercambiador de calor	1600,56	\$ 1.656.094,39	\$ 18.755,36
	135P1	Bomba de alimentación	69,19	\$ 108.650,75	\$ 11.416,75
	135P2	Bomba de alimentación	884,36	\$ 518.469,19	\$ 145.919,62
	135C1	Compresor PSA	158349,52	\$ 243.445.291,64	\$ 26.127.670,80
	135C2	Compresor de alta presión	222369,94	\$ 334.226.820,55	\$ 36.691.039,39
	135S1	Filtro coalescente	1224,70	\$ 112.097,20	\$ -
	135S2	Filtro coalescente	1224,70	\$ 112.097,20	\$ -
	135R1	Electrolizador	3468000,00	\$ 606.900.000,00	\$ -
	135TK1	Tanque de reserva PSA	-	\$ -	\$ -
	135TK2A	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2B	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2C	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2D	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2E	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2F	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2H	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2I	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2J	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2K	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2L	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2M	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2N	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2O	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2P	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2Q	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2R	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2S	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2T	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135TK2U	Almacenamiento de hidrógeno	4000	\$ 2.371.269,21	\$ -
	135VL1	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	135VL2	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	135VL3	Válvula de recirculación	-	\$ -	\$ -
	135VL4	Válvula de recirculación	-	\$ -	\$ -
	135VL5	Válvula de drenado	-	\$ -	\$ -
	135VL6	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	135VL7	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	135VL8	Válvula de purga	-	\$ -	\$ -
	135VL9	Válvula de purga	-	\$ -	\$ -
	135VL10	Válvula de purga	-	\$ -	\$ -
	135VL11	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	135VL12	Válvula de alimentación	-	\$ -	\$ -
	<b>Total</b>			\$ 1.212.756.498,26	\$ 65.173.925,23

Apéndice F. Desarrollo para el cálculo de los flujos de caja para cada caso evaluado

Tabla 24

Desarrollo para el cálculo de los flujos de caja, caso I

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Ingresos</b>										
Hidrógeno verde	\$ 8.174.833,11	\$ 9.564.554,74	\$ 11.052.374,37	\$ 11.494.469,34	\$ 11.954.248,11	\$ 12.432.418,04	\$ 12.929.714,76	\$ 13.446.903,35	\$ 13.984.779,49	\$ 13.984.779,49
Precio de venta por unidad	\$ 2,22	\$ 2,31	\$ 2,40	\$ 2,50	\$ 2,60	\$ 2,70	\$ 2,81	\$ 2,92	\$ 3,04	\$ 3,04
Capacidad Instalada [kg]	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000
Capacidad Utilizada	3680000	4140000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000
Nivel de producción	80%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Total Ventas	\$ 8.174.833,11	\$ 9.564.554,74	\$ 11.052.374,37	\$ 11.494.469,34	\$ 11.954.248,11	\$ 12.432.418,04	\$ 12.929.714,76	\$ 13.446.903,35	\$ 13.984.779,49	\$ 13.984.779,49
<b>Egresos</b>										
Materia prima	\$ 126.649,60	\$ 162.327,88	\$ 171.230,26	\$ 178.079,47	\$ 185.202,65	\$ 192.610,75	\$ 200.315,18	\$ 208.327,79	\$ 216.660,90	\$ 216.660,90
Agua marítima	\$ 17.820,00	\$ 20.849,40	\$ 24.092,64	\$ 25.056,35	\$ 26.058,60	\$ 27.100,94	\$ 28.184,98	\$ 29.312,38	\$ 30.484,88	\$ 30.484,88
kg	222081750	222081750	222081750	222081750	222081750	222081750	222081750	222081750	222081750	222081750
\$/kg	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Vertimiento de aguas	\$ 108.829,60	\$ 141.478,48	\$ 147.137,62	\$ 153.023,12	\$ 159.144,05	\$ 165.509,81	\$ 172.130,20	\$ 179.015,41	\$ 186.176,03	\$ 186.176,03
m3	163900	163900	163900	163900	163900	163900	163900	163900	163900	163900
\$/m3	\$ 0,83	\$ 0,86	\$ 0,90	\$ 0,93	\$ 0,97	\$ 1,01	\$ 1,05	\$ 1,09	\$ 1,14	\$ 1,14
Reactivos químicos	\$ 34.618,83	\$ 40.504,04	\$ 46.804,66	\$ 48.676,85	\$ 50.623,92	\$ 52.648,88	\$ 54.754,84	\$ 56.945,03	\$ 59.222,83	\$ 59.222,83
d	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
\$/d	\$ 188,83	\$ 196,38	\$ 204,24	\$ 212,41	\$ 220,90	\$ 229,74	\$ 238,93	\$ 248,49	\$ 258,43	\$ 258,43
<b>Salarios</b>										
Sueldos mano de obra	\$ 105.217,94	\$ 110.478,84	\$ 116.002,78	\$ 121.802,92	\$ 127.893,06	\$ 134.287,72	\$ 141.002,10	\$ 148.052,21	\$ 155.454,82	\$ 155.454,82
Servicios [OpEx]	\$ 526.089,70	\$ 531.350,60	\$ 536.664,11	\$ 542.030,75	\$ 547.451,06	\$ 552.925,57	\$ 558.454,82	\$ 564.039,37	\$ 569.679,76	\$ 569.679,76
Seguros	\$ 142.255,15	\$ 142.255,15	\$ 142.255,15	\$ 142.255,15	\$ 142.255,15	\$ 142.255,15	\$ 142.255,15	\$ 142.255,15	\$ 142.255,15	\$ 142.255,15
EBITDA	\$ 7.274.620,72	\$ 8.618.142,28	\$ 10.086.222,07	\$ 10.510.301,06	\$ 10.951.446,20	\$ 11.410.338,85	\$ 11.887.687,50	\$ 12.384.228,83	\$ 12.900.728,85	\$ 12.900.728,85
Depreciaciones	\$ 2.304.533,37	\$ 2.304.533,37	\$ 2.304.533,37	\$ 2.304.533,37	\$ 2.304.533,37	\$ 2.304.533,37	\$ 2.304.533,37	\$ 2.304.533,37	\$ 2.304.533,37	\$ 2.304.533,37
Amortización intangibles	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
EBIT	\$ 4.970.087,35	\$ 6.313.608,90	\$ 7.781.688,70	\$ 8.205.767,69	\$ 8.646.912,83	\$ 9.105.805,48	\$ 9.583.154,13	\$ 10.079.695,46	\$ 10.596.195,48	\$ 10.596.195,48
Impuestos	\$ 1.491.026,21	\$ 1.894.082,67	\$ 2.334.506,61	\$ 2.461.730,31	\$ 2.594.073,85	\$ 2.731.741,65	\$ 2.874.946,24	\$ 3.023.908,64	\$ 3.178.858,64	\$ 3.178.858,64
Intereses	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Neto	\$ (79.662.881,93)	\$ 5.783.594,52	\$ 6.724.059,60	\$ 7.751.715,46	\$ 8.048.570,75	\$ 8.357.372,35	\$ 8.678.597,21	\$ 9.012.741,26	\$ 9.360.320,20	\$ 9.721.870,21

	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$	14.544.170,66	\$ 15.125.937,49	\$ 15.730.974,99	\$ 16.360.213,99	\$ 17.014.622,55	\$ 17.695.207,45	\$ 18.403.015,75	\$ 19.139.136,38	\$ 19.904.701,84	\$ 20.700.889,91	\$ 21.528.925,51
\$	3,16	\$ 3,29	\$ 3,42	\$ 3,56	\$ 3,70	\$ 3,85	\$ 4,00	\$ 4,16	\$ 4,33	\$ 4,50	\$ 4,68
4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000
4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000	4600000
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
\$	14.544.170,66	\$ 15.125.937,49	\$ 15.730.974,99	\$ 16.360.213,99	\$ 17.014.622,55	\$ 17.695.207,45	\$ 18.403.015,75	\$ 19.139.136,38	\$ 19.904.701,84	\$ 20.700.889,91	\$ 21.528.925,51
\$	225.327,34	\$ 234.340,43	\$ 243.714,05	\$ 253.462,61	\$ 263.601,12	\$ 274.145,16	\$ 285.110,97	\$ 296.515,41	\$ 308.376,02	\$ 320.711,06	\$ 333.539,51
\$	31.704,27	\$ 32.972,44	\$ 34.291,34	\$ 35.662,99	\$ 37.089,51	\$ 38.573,09	\$ 40.116,02	\$ 41.700,66	\$ 43.389,48	\$ 45.125,06	\$ 46.930,07
222081750	222081750	222081750	222081750	222081750	222081750	222081750	222081750	222081750	222081750	222081750	222081750
\$	0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
\$	193.623,07	\$ 201.367,99	\$ 209.422,71	\$ 217.799,62	\$ 226.511,60	\$ 235.572,07	\$ 244.994,95	\$ 254.794,75	\$ 264.986,54	\$ 275.586,00	\$ 286.609,44
163900	163900	163900	163900	163900	163900	163900	163900	163900	163900	163900	163900
\$	1,18	\$ 1,23	\$ 1,28	\$ 1,33	\$ 1,38	\$ 1,44	\$ 1,49	\$ 1,55	\$ 1,62	\$ 1,68	\$ 1,75
\$	61.591,74	\$ 64.055,41	\$ 66.617,63	\$ 69.282,33	\$ 72.053,63	\$ 74.935,77	\$ 77.933,20	\$ 81.050,53	\$ 84.292,55	\$ 87.664,26	\$ 91.170,83
229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
\$	268,76	\$ 279,51	\$ 290,70	\$ 302,32	\$ 314,42	\$ 326,99	\$ 340,07	\$ 353,68	\$ 367,82	\$ 382,53	\$ 397,84
\$	163.227,56	\$ 171.388,94	\$ 179.958,39	\$ 188.956,30	\$ 198.404,12	\$ 208.324,33	\$ 218.740,54	\$ 229.677,57	\$ 241.161,45	\$ 253.219,52	\$ 265.880,50
\$	575.376,56	\$ 581.130,33	\$ 586.941,63	\$ 592.811,05	\$ 598.739,16	\$ 604.726,55	\$ 610.773,81	\$ 616.881,55	\$ 623.050,37	\$ 629.280,87	\$ 635.573,68
\$	142.255,15	\$ 142.255,15	\$ 142.255,15	\$ 142.255,15	\$ 142.255,15	\$ 142.255,15	\$ 142.255,15	\$ 142.255,15	\$ 142.255,15	\$ 142.255,15	\$ 142.255,15
\$	13.437.984,06	\$ 13.996.822,65	\$ 14.578.105,78	\$ 15.182.728,88	\$ 15.811.623,01	\$ 16.465.756,27	\$ 17.146.135,28	\$ 17.853.806,71	\$ 18.589.858,85	\$ 19.355.423,31	\$ 20.151.676,68
2.304.533,37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$	11.133.450,69	\$ 13.996.822,65	\$ 14.578.105,78	\$ 15.182.728,88	\$ 15.811.623,01	\$ 16.465.756,27	\$ 17.146.135,28	\$ 17.853.806,71	\$ 18.589.858,85	\$ 19.355.423,31	\$ 20.151.676,68
\$	3.340.035,21	\$ 4.199.046,79	\$ 4.373.431,73	\$ 4.554.818,66	\$ 4.743.486,90	\$ 4.939.726,88	\$ 5.143.840,58	\$ 5.356.142,01	\$ 5.576.957,66	\$ 5.806.626,99	\$ 6.045.503,00
\$	10.097.948,85	\$ 9.797.775,85	\$ 10.204.674,05	\$ 10.627.910,22	\$ 11.068.136,11	\$ 11.526.029,39	\$ 12.002.294,70	\$ 12.497.664,69	\$ 13.012.901,20	\$ 13.548.796,32	\$ 14.106.173,67

Tabla 25

Desarrollo para el cálculo de los flujos de caja, caso II

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Ingresos</b>										
Hidrógeno verde	\$ 92.426.461,93	\$ 108.138.960,46	\$ 124.960.576,53	\$ 129.958.999,59	\$ 135.157.359,57	\$ 140.563.653,95	\$ 146.186.200,11	\$ 152.033.648,12	\$ 158.114.994,04	
Precio de venta por unidad	\$ 1,40	\$ 1,45	\$ 1,51	\$ 1,57	\$ 1,64	\$ 1,70	\$ 1,77	\$ 1,84	\$ 1,91	
Capacidad Instalada [kg]	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000
Capacidad Utilizada	66000000	74340000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000
Nivel de producción	80%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Total Ventas	\$ 92.426.461,93	\$ 108.138.960,46	\$ 124.960.576,53	\$ 129.958.999,59	\$ 135.157.359,57	\$ 140.563.653,95	\$ 146.186.200,11	\$ 152.033.648,12	\$ 158.114.994,04	
<b>Egresos</b>										
Materia prima	\$ 1.651.130,80	\$ 1.931.823,04	\$ 2.232.328,84	\$ 2.321.622,00	\$ 2.414.486,88	\$ 2.511.066,35	\$ 2.611.509,00	\$ 2.715.969,36	\$ 2.824.608,14	
Agua marítima	\$ 62.876,00	\$ 73.564,92	\$ 85.008,35	\$ 88.408,69	\$ 91.945,03	\$ 95.622,83	\$ 99.447,75	\$ 103.425,66	\$ 107.562,68	
kg	783592150	783592150	783592150	783592150	783592150	783592150	783592150	783592150	783592150	
\$/kg	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
Vertimiento de aguas	\$ 1.588.254,80	\$ 1.858.258,12	\$ 2.147.320,49	\$ 2.233.213,31	\$ 2.322.541,84	\$ 2.415.443,52	\$ 2.512.061,26	\$ 2.612.543,71	\$ 2.717.045,45	
m3	2391950	2391950	2391950	2391950	2391950	2391950	2391950	2391950	2391950	
\$/m3	\$ 0,83	\$ 0,86	\$ 0,90	\$ 0,93	\$ 0,97	\$ 1,01	\$ 1,05	\$ 1,09	\$ 1,14	
Reactivos químicos	\$ 294.147,33	\$ 344.152,38	\$ 397.687,19	\$ 413.594,68	\$ 430.138,47	\$ 447.344,01	\$ 465.237,77	\$ 483.847,28	\$ 503.201,17	
d	229	229	229	229	229	229	229	229	229	
\$/d	\$ 1.604,44	\$ 1.668,62	\$ 1.735,36	\$ 1.804,78	\$ 1.876,97	\$ 1.952,05	\$ 2.030,13	\$ 2.111,33	\$ 2.195,79	
<b>Salarios</b>										
Sueldos mano de obra	\$ 2.668.383,32	\$ 2.801.802,49	\$ 2.941.892,61	\$ 3.088.987,24	\$ 3.243.436,60	\$ 3.405.608,43	\$ 3.575.888,86	\$ 3.754.683,30	\$ 3.942.417,46	
Servicios [OpEx]	\$ 13.341.916,60	\$ 13.475.335,77	\$ 13.610.089,13	\$ 13.746.190,02	\$ 13.883.651,92	\$ 14.022.488,44	\$ 14.162.713,32	\$ 14.304.340,46	\$ 14.447.383,86	
Seguros	\$ 2.780.815,13	\$ 2.780.815,13	\$ 2.780.815,13	\$ 2.780.815,13	\$ 2.780.815,13	\$ 2.780.815,13	\$ 2.780.815,13	\$ 2.780.815,13	\$ 2.780.815,13	
EBITDA	\$ 71.984.216,07	\$ 87.149.184,03	\$ 103.395.450,81	\$ 108.021.385,20	\$ 112.834.969,04	\$ 117.843.675,60	\$ 123.055.273,80	\$ 128.477.839,87	\$ 134.119.769,45	
Depreciaciones	\$ 22.524.602,57	\$ 22.524.602,57	\$ 22.524.602,57	\$ 22.524.602,57	\$ 22.524.602,57	\$ 22.524.602,57	\$ 22.524.602,57	\$ 22.524.602,57	\$ 22.524.602,57	
Amortización intangibles	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
EBIT	\$ 49.459.613,50	\$ 64.624.581,46	\$ 80.870.848,24	\$ 85.496.782,63	\$ 90.310.366,47	\$ 95.319.073,03	\$ 100.530.671,22	\$ 105.953.237,29	\$ 111.595.166,87	
Impuestos	\$ 14.837.884,05	\$ 19.387.374,44	\$ 24.261.254,47	\$ 25.649.034,79	\$ 27.093.109,94	\$ 28.595.721,91	\$ 30.159.201,37	\$ 31.785.971,19	\$ 33.478.550,06	
Intereses	\$ (778.628.237,11)	\$ 57.146.332,02	\$ 67.761.809,59	\$ 79.134.196,34	\$ 82.372.350,41	\$ 85.741.859,10	\$ 89.247.953,69	\$ 92.896.072,43	\$ 96.691.868,68	\$ 100.641.219,38
<b>Neto</b>	\$ (778.628.237,11)	\$ 57.146.332,02	\$ 67.761.809,59	\$ 79.134.196,34	\$ 82.372.350,41	\$ 85.741.859,10	\$ 89.247.953,69	\$ 92.896.072,43	\$ 96.691.868,68	\$ 100.641.219,38

	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$	164.439.593,80	\$ 171.017.177,56	\$ 177.857.864,66	\$ 184.972.179,24	\$ 192.371.066,41	\$ 200.065.909,07	\$ 208.068.545,43	\$ 216.391.287,25	\$ 225.046.938,74	\$ 234.048.816,29	\$ 243.410.768,94
\$	1,99	\$ 2,07	\$ 2,15	\$ 2,24	\$ 2,33	\$ 2,42	\$ 2,52	\$ 2,62	\$ 2,72	\$ 2,83	\$ 2,95
	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000
	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000	82600000
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
\$	164.439.593,80	\$ 171.017.177,56	\$ 177.857.864,66	\$ 184.972.179,24	\$ 192.371.066,41	\$ 200.065.909,07	\$ 208.068.545,43	\$ 216.391.287,25	\$ 225.046.938,74	\$ 234.048.816,29	\$ 243.410.768,94
\$	2.937.592,46	\$ 3.055.096,16	\$ 3.177.300,01	\$ 3.304.392,01	\$ 3.436.567,69	\$ 3.574.030,40	\$ 3.716.991,61	\$ 3.865.671,28	\$ 4.020.298,13	\$ 4.181.110,05	\$ 4.348.354,46
\$	111.865,19	\$ 116.339,80	\$ 120.993,39	\$ 125.833,13	\$ 130.866,45	\$ 136.101,11	\$ 141.545,15	\$ 147.206,96	\$ 153.095,24	\$ 159.219,05	\$ 165.587,81
	783592150	783592150	783592150	783592150	783592150	783592150	783592150	783592150	783592150	783592150	783592150
\$	0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
\$	2.825.727,27	\$ 2.938.756,36	\$ 3.056.306,62	\$ 3.178.558,88	\$ 3.305.701,24	\$ 3.437.929,29	\$ 3.575.446,46	\$ 3.718.464,32	\$ 3.867.202,89	\$ 4.021.891,01	\$ 4.182.766,65
	2391950	2391950	2391950	2391950	2391950	2391950	2391950	2391950	2391950	2391950	2391950
\$	1,18	\$ 1,23	\$ 1,28	\$ 1,33	\$ 1,38	\$ 1,44	\$ 1,49	\$ 1,55	\$ 1,62	\$ 1,68	\$ 1,75
\$	523.329,22	\$ 544.262,39	\$ 566.032,88	\$ 588.674,20	\$ 612.221,16	\$ 636.710,01	\$ 662.178,41	\$ 688.665,55	\$ 716.212,17	\$ 744.860,66	\$ 774.655,08
	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
\$	2.283,62	\$ 2.374,96	\$ 2.469,96	\$ 2.568,76	\$ 2.671,51	\$ 2.778,37	\$ 2.889,51	\$ 3.005,09	\$ 3.125,29	\$ 3.250,30	\$ 3.380,31
\$	4.139.538,34	\$ 4.346.515,25	\$ 4.563.841,02	\$ 4.792.033,07	\$ 5.031.634,72	\$ 5.283.216,46	\$ 5.547.377,28	\$ 5.824.746,14	\$ 6.115.983,45	\$ 6.421.782,62	\$ 6.742.871,75
\$	14.591.857,70	\$ 14.737.776,28	\$ 14.885.154,04	\$ 15.034.005,58	\$ 15.184.345,64	\$ 15.336.189,09	\$ 15.489.550,98	\$ 15.644.446,49	\$ 15.800.890,96	\$ 15.958.899,87	\$ 16.118.488,87
\$	2.780.815,13	\$ 2.780.815,13	\$ 2.780.815,13	\$ 2.780.815,13	\$ 2.780.815,13	\$ 2.780.815,13	\$ 2.780.815,13	\$ 2.780.815,13	\$ 2.780.815,13	\$ 2.780.815,13	\$ 2.780.815,13
\$	139.989.790,17	\$ 146.096.974,73	\$ 152.450.754,46	\$ 159.060.933,46	\$ 165.937.703,24	\$ 173.091.657,99	\$ 180.533.810,43	\$ 188.275.608,20	\$ 196.328.951,07	\$ 204.706.208,61	\$ 213.420.238,73
	22.524.602,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$	117.465.187,60	\$ 146.096.974,73	\$ 152.450.754,46	\$ 159.060.933,46	\$ 165.937.703,24	\$ 173.091.657,99	\$ 180.533.810,43	\$ 188.275.608,20	\$ 196.328.951,07	\$ 204.706.208,61	\$ 213.420.238,73
\$	35.239.556,28	\$ 43.829.092,42	\$ 45.735.226,34	\$ 47.718.280,04	\$ 49.781.310,97	\$ 51.927.497,40	\$ 54.160.143,13	\$ 56.482.682,46	\$ 58.898.685,32	\$ 61.411.862,58	\$ 64.026.071,62
\$	104.750.233,89	\$ 102.267.882,31	\$ 106.715.528,12	\$ 111.342.653,42	\$ 116.156.392,27	\$ 121.164.160,59	\$ 126.373.667,30	\$ 131.792.925,74	\$ 137.430.265,75	\$ 143.294.346,03	\$ 149.394.167,11

Tabla 26

Desarrollo para el cálculo de los flujos de caja, caso III

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9										
<b>Ingresos</b>																				
Hidrógeno verde	\$	415.119.800,00	\$	485.690.166,00	\$	561.241.969,60	\$	583.691.648,38	\$	607.039.314,32	\$	631.320.886,89	\$	656.573.722,36	\$	682.836.671,26	\$	710.150.138,11		
Precio de venta por unidad	\$	1,26	\$	1,31	\$	1,36	\$	1,42	\$	1,48	\$	1,53	\$	1,60	\$	1,66	\$	1,73		
Capacidad Instalada [kg]		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		
Capacidad Utilizada		329184000		370332000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		
Nivel de producción		80%		90%		100%		100%		100%		100%		100%		100%		100%		
Total Ventas	\$	415.119.800,00	\$	485.690.166,00	\$	561.241.969,60	\$	583.691.648,38	\$	607.039.314,32	\$	631.320.886,89	\$	656.573.722,36	\$	682.836.671,26	\$	710.150.138,11		
<b>Egresos</b>																				
Materia prima	\$	9.009.475,20	\$	10.541.085,98	\$	12.180.810,47	\$	12.668.042,89	\$	13.174.764,60	\$	13.701.755,19	\$	14.249.825,40	\$	14.819.818,41	\$	15.412.611,15		
Agua marítima	\$	1.276.000,00	\$	1.492.920,00	\$	1.725.152,00	\$	1.794.158,08	\$	1.865.924,40	\$	1.940.561,38	\$	2.018.183,83	\$	2.098.911,19	\$	2.182.867,64		
kg		15902150000		15902150000		15902150000		15902150000		15902150000		15902150000		15902150000		15902150000		15902150000		
S/kg	\$	0,00	\$	0,00	\$	0,00	\$	0,00	\$	0,00	\$	0,00	\$	0,00	\$	0,00	\$	0,00		
Vertimiento de aguas	\$	7.733.475,20	\$	9.048.165,98	\$	10.455.658,47	\$	10.873.884,81	\$	11.308.840,20	\$	11.761.193,81	\$	12.231.641,56	\$	12.720.907,22	\$	13.229.743,51		
m3		11646800		11646800		11646800		11646800		11646800		11646800		11646800		11646800		11646800		
S/m3	\$	0,83	\$	0,86	\$	0,90	\$	0,93	\$	0,97	\$	1,01	\$	1,05	\$	1,09	\$	1,14		
Reactivos químicos	\$	2.735.595,50	\$	3.200.646,74	\$	3.698.525,12	\$	3.846.466,12	\$	4.000.324,77	\$	4.160.337,76	\$	4.326.751,27	\$	4.499.821,32	\$	4.679.814,17		
d		229		229		229		229		229		229		229		229		229		
S/d	\$	14.921,43	\$	15.518,29	\$	16.139,02	\$	16.784,58	\$	17.455,96	\$	18.154,20	\$	18.880,37	\$	19.635,58	\$	20.421,01		
<b>Salarios</b>																				
Sueldos mano de obra	\$	13.235.611,74	\$	13.897.392,33	\$	14.592.261,94	\$	15.321.875,04	\$	16.087.968,79	\$	16.892.367,23	\$	17.736.985,59	\$	18.623.834,87	\$	19.555.026,62		
Servicios [OpEx]	\$	66.178.058,70	\$	66.839.839,28	\$	67.508.237,68	\$	68.183.320,05	\$	68.865.153,25	\$	69.553.804,79	\$	70.249.342,83	\$	70.951.836,26	\$	71.661.354,63		
Seguros	\$	6.107.753,77	\$	6.107.753,77	\$	6.107.753,77	\$	6.107.753,77	\$	6.107.753,77	\$	6.107.753,77	\$	6.107.753,77	\$	6.107.753,77	\$	6.107.753,77		
<b>EBITDA</b>	\$	320.588.900,59	\$	388.304.094,64	\$	460.852.905,74	\$	481.410.656,63	\$	502.803.673,90	\$	525.065.205,91	\$	548.229.814,77	\$	572.333.427,94	\$	597.413.391,95		
Depreciaciones	\$	98.945.611,02	\$	98.945.611,02	\$	98.945.611,02	\$	98.945.611,02	\$	98.945.611,02	\$	98.945.611,02	\$	98.945.611,02	\$	98.945.611,02	\$	98.945.611,02		
Amortización intangibles	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$			
<b>EBIT</b>	\$	221.643.289,57	\$	289.358.483,61	\$	361.907.294,72	\$	382.465.045,61	\$	403.858.062,88	\$	426.119.594,89	\$	449.284.203,75	\$	473.387.816,92	\$	498.467.780,93		
Impuestos	\$	66.492.986,87	\$	86.807.545,08	\$	108.572.188,42	\$	114.739.513,68	\$	121.157.418,86	\$	127.835.878,47	\$	134.785.261,13	\$	142.016.345,08	\$	149.540.334,28		
Intereses	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$			
<b>Neto</b>	\$	(3.420.342.109,42)	\$	254.095.913,72	\$	301.496.549,55	\$	352.280.717,32	\$	366.671.142,95	\$	381.646.255,04	\$	397.229.327,45	\$	413.444.553,65	\$	430.317.082,87	\$	447.873.057,67

	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20										
\$	738.556.143,63	\$	768.098.389,38	\$	798.822.324,95	\$	830.775.217,95	\$	864.006.226,67	\$	898.566.475,74	\$	934.509.134,77	\$	971.889.500,16	\$	1.010.765.080,16	\$	1.051.195.683,37	\$	1.093.243.510,70
\$	1,79	\$	1,87	\$	1,94	\$	2,02	\$	2,10	\$	2,18	\$	2,27	\$	2,36	\$	2,46	\$	2,55	\$	2,66
	411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000
	411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000		411480000
	100%		100%		100%		100%		100%		100%		100%		100%		100%		100%		100%
\$	738.556.143,63	\$	768.098.389,38	\$	798.822.324,95	\$	830.775.217,95	\$	864.006.226,67	\$	898.566.475,74	\$	934.509.134,77	\$	971.889.500,16	\$	1.010.765.080,16	\$	1.051.195.683,37	\$	1.093.243.510,70
\$	16.029.115,59	\$	16.670.280,22	\$	17.337.091,43	\$	18.030.575,08	\$	18.751.798,09	\$	19.501.870,01	\$	20.281.944,81	\$	21.093.222,60	\$	21.936.951,51	\$	22.814.429,57	\$	23.727.006,75
\$	2.270.182,34	\$	2.360.989,63	\$	2.455.429,22	\$	2.553.646,39	\$	2.655.792,24	\$	2.762.025,93	\$	2.872.504,89	\$	2.987.405,09	\$	3.106.901,29	\$	3.231.177,34	\$	3.360.424,44
	15902150000		15902150000		15902150000		15902150000		15902150000		15902150000		15902150000		15902150000		15902150000		15902150000		15902150000
\$	0,00	\$	0,00	\$	0,00	\$	0,00	\$	0,00	\$	0,00	\$	0,00	\$	0,00	\$	0,00	\$	0,00	\$	0,00
\$	13.758.933,25	\$	14.309.290,58	\$	14.881.662,21	\$	15.476.928,70	\$	16.096.005,84	\$	16.739.846,08	\$	17.409.439,92	\$	18.105.817,52	\$	18.830.050,22	\$	19.583.252,23	\$	20.366.582,32
	11646800		11646800		11646800		11646800		11646800		11646800		11646800		11646800		11646800		11646800		11646800
\$	1,18	\$	1,23	\$	1,28	\$	1,33	\$	1,38	\$	1,44	\$	1,49	\$	1,55	\$	1,62	\$	1,68	\$	1,75
\$	4.867.006,74	\$	5.061.687,01	\$	5.264.154,49	\$	5.474.720,67	\$	5.693.709,49	\$	5.921.457,87	\$	6.158.316,19	\$	6.404.648,83	\$	6.660.834,79	\$	6.927.268,18	\$	7.204.358,91
	229		229		229		229		229		229		229		229		229		229		229
\$	21.237,85	\$	22.087,36	\$	22.970,86	\$	23.889,69	\$	24.845,28	\$	25.839,09	\$	26.872,65	\$	27.947,56	\$	29.065,46	\$	30.228,08	\$	31.437,20
\$	20.532.777,95	\$	21.559.416,84	\$	22.637.387,69	\$	23.769.257,07	\$	24.957.719,92	\$	26.205.605,92	\$	27.515.886,22	\$	28.891.680,53	\$	30.336.264,55	\$	31.853.077,78	\$	33.445.731,67
\$	72.377.968,17	\$	73.101.747,85	\$	73.832.765,33	\$	74.571.092,99	\$	75.316.803,92	\$	76.069.971,95	\$	76.830.671,67	\$	77.598.978,39	\$	78.374.968,17	\$	79.158.717,86	\$	79.950.305,03
\$	6.107.753,77	\$	6.107.753,77	\$	6.107.753,77	\$	6.107.753,77	\$	6.107.753,77	\$	6.107.753,77	\$	6.107.753,77	\$	6.107.753,77	\$	6.107.753,77	\$	6.107.753,77	\$	6.107.753,77
\$	623.508.528,15	\$	650.659.190,69	\$	678.907.326,74	\$	708.296.539,04	\$	738.872.150,98	\$	770.681.274,08	\$	803.772.878,30	\$	838.197.864,87	\$	874.009.142,16	\$	911.261.704,40	\$	950.012.713,48
\$	98.945.611,02	\$	98.945.611,02	\$	98.945.611,02	\$	98.945.611,02	\$	98.945.611,02	\$	98.945.611,02	\$	98.945.611,02	\$	98.945.611,02	\$	98.945.611,02	\$	98.945.611,02	\$	98.945.611,02
\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-
\$	524.562.917,13	\$	650.659.190,69	\$	678.907.326,74	\$	708.296.539,04	\$	738.872.150,98	\$	770.681.274,08	\$	803.772.878,30	\$	838.197.864,87	\$	874.009.142,16	\$	911.261.704,40	\$	950.012.713,48
\$	157.368.875,14	\$	195.197.757,21	\$	203.672.198,02	\$	212.488.961,71	\$	221.661.645,29	\$	231.204.382,22	\$	241.131.863,49	\$	251.459.359,46	\$	262.202.742,65	\$	273.378.511,32	\$	285.003.814,04
\$	466.139.653,01	\$	455.461.433,49	\$	475.235.128,72	\$	495.807.577,33	\$	517.210.505,68	\$	539.476.891,86	\$	562.641.014,81	\$	586.738.505,41	\$	611.806.399,51	\$	637.883.193,08	\$	665.008.899,44