

Evaluación del potencial de la cogeneración de hidrógeno verde como alternativa para el aprovechamiento de los vertimientos de energía en la represa del río Cauca, en el departamento de Antioquia.

Diego Fernando Dallos Rueda

Trabajo de grado para optar al título de Maestría en Ingeniería Química

Directora:

María Inés Jaramillo Gutiérrez

Doctora en Ingeniería Química

Codirector:

Julio Andrés Pedraza Avella

Doctor en Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería Química

Maestría en Ingeniería Química

Bucaramanga

2025

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	12
1. Marco teórico	19
1.1 Energía hidroeléctrica	19
1.2 Tipos de centrales hidroeléctricas	22
1.3 Producción de hidrógeno verde	24
1.4 Tecnología de electrólisis alcalina	25
1.5 Tecnología de electrólisis de Membrana de Intercambio Protónico (PEM).....	26
2. Estado del arte.....	31
3. Hipótesis	32
4. Objetivos.....	32
4.1 Objetivo general.....	33
4.2 Objetivos específicos	33
5. Metodología	34
5.1 Fase I: Metodología para el dimensionamiento de la tecnología de electrólisis.....	34
5.1.1 Recolección de datos históricos de los vertimientos.....	34
5.1.2 Tecnologías y cálculos de desempeño	35
5.1.3 Análisis comparativo de las tecnologías comerciales	36
5.1.4 Revisión del estado del arte	36
5.2 Fase II: Metodología para la simulación de la planta	37
5.3 Fase III: Metodología propuesta para la implementación del hidrógeno verde.....	38

6. Resultados	39
6.1 Fase I: Dimensionamiento	39
6.1.1 Recolección de datos históricos de los vertimientos.....	39
6.1.2 Tecnologías y cálculos de desempeño	41
6.1.2.1 Electrolizador alcalino (A4000).....	43
6.1.2.2 Electrolizador PEM (MC-500-8).....	44
6.1.3 Análisis comparativo de las tecnologías comerciales.....	46
6.1.4 Resultados de la revisión del estado del arte	51
6.2 Fase II: Simulación planta de producción.....	57
6.2.1 Software de simulación: Aspen Plus.....	58
6.3 Fase III: Propuesta de implementación para el hidrógeno verde	69
7. Conclusiones	75
8. Recomendaciones	76
Referencias Bibliográficas	78
Apéndices.....	84

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Capacidad efectiva neta de electricidad por fuente de energía en Colombia.	23
Tabla 2. Parámetros operativos de las tecnologías Alcalina y PEM.....	28
Tabla 3. Producción de hidrógeno verde a partir de energía en exceso en hidroeléctricas.	29
Tabla 4. Datos históricos de vertimientos de energía Ituango para enero de 2023	40
Tabla 5. Tecnologías comerciales de electrólisis alcalina y PEM de la empresa NEL HYDROGEN	41
Tabla 6. Parámetros técnicos de las tecnologías de electrólisis de mayor capacidad productiva	42
Tabla 7. Consumo de energía eléctrica y producción de H ₂ verde por cada electrolizador	46
Tabla 8. Consumo de agua por cada electrolizador	47
Tabla 9. Comparación del consumo de agua con producciones iguales.....	48
Tabla 10. Criterios de selección complementarios para ambas tecnologías.....	49
Tabla 11. Resultados de la curva de polarización en ACM.....	53
Tabla 12. Resultados de la curva de polarización en Excel	54
Tabla 13. Comparación de los resultados entre el electrolizador comercial y simulado	56
Tabla 14. Equipos utilizados en Aspen Plus y sus respectivas condiciones de operación	60
Tabla 15. Consumo nominal de energía eléctrica de los equipos utilizados en la planta	61
Tabla 16. Consumo anual de energía eléctrica de los equipos utilizados en la planta	61
Tabla 17. Disminución de la huella de carbono utilizando hidrógeno verde.....	64
Tabla 18. Número de tanques necesarios con base en el hidrógeno verde almacenado	67

Tabla 19. Número de tanques almacenando el 10% del hidrógeno verde a diferentes horas de operación de la planta	68
Tabla 20. Número de tanques almacenando el 1% del hidrógeno verde a diferentes horas de operación de la planta	69
Tabla 21. Productores de módulos SOFC-CHP y especificaciones de los productos disponibles.	70
Tabla 22. Criterios de selección celdas de combustible comerciales.	71
Tabla 23. Generación de energía eléctrica según las horas de operación de la planta y el porcentaje de hidrógeno almacenado.....	73

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Capacidad efectiva neta de generación eléctrica en Colombia	14
Figura 2. Vertimientos de energía en todas las regiones hidrológicas de Colombia en el período 2019-2025	15
Figura 3. Vertimientos de energía en la región hidrológica de Antioquia-Ituango año 2023	18
Figura 4. Dimensiones de una central hidroeléctrica con represa.	21
Figura 5. Celda de electrólisis ALCALINA	26
Figura 6. Celda de electrólisis PEM	27
Figura 7. Curva de polarización del electrolizador alcalino de referencia	52
Figura 8. Resultados de la curva de polarización simulada en ACM	53
Figura 9. Parámetros de entrada del electrolizador alcalino A4000 simulado en ACM.....	55
Figura 10. Resultados de la simulación del electrolizador en ACM.....	55
Figura 11. Potencia consumida por el electrolizador simulado	56
Figura 12. Simulación de la planta de producción de hidrógeno verde en Aspen Plus.....	58

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Dimensionamiento.....	84
Apéndice B. Simulación de la planta de electrólisis en Aspen Plus.....	101
Apndice C. Ficha técnica del electrolizador alcalino.....	110
Apéndice D. Ficha técnica celdas de combustibles SOFC	113

Nomenclatura

ACM: Aspen Custom Modeler.

AFC: Alkaline Fuel Cell.

CAPEX: Capital Expenditure.

COMPRESS: Compresor en la simulación.

COOL: Enfriadores en la simulación.

DCFC: Direct Carbon Fuel Cell.

DMFC: Direct Methanol Fuel Cell.

HEATER: Calentadores en la simulación.

HER: Reacción de Evolución de Hidrógeno.

MCFC: Molten Carbonate Fuel Cell.

MFC: Microbial Fuel Cell.

OER: Reacción de Evolución de Oxígeno.

P2G: Power to Gas technology.

PAFC: Phosphoric Acid Fuel Cell.

PEMFC: Proton-Exchange Membrane Fuel Cell.

PFSA: Sustancias perfluoroalquiladas y polifluoroalquiladas.

PUMP: Bombas en la simulación.

SEP: Separador (Gas-Líquido) en la simulación.

SOFC: Solid Oxide Fuel Cell.

VALV: Válvulas en la simulación.

XM: Administradores del mercado energético en Colombia.

Glosario

Celda: dispositivo utilizado en la electroquímica para la oxidación y reducción de diferentes compuestos, consta de un electrodo positivo (ánodo), un electrodo negativo (cátodo) y un medio electrolítico en el cual ocurren las reacciones redox.

Curva de polarización: gráfica que representa el comportamiento del potencial en función de la densidad de corriente que fluye a través del circuito eléctrico. Esta curva describe el desempeño electroquímico de un electrolizador.

Densidad de corriente: cantidad de corriente que puede pasar a través del electrodo por unidad de área, se expresa en $[A/m^2]$ y es una variable determinante para la eficiencia de los procesos electroquímicos.

Electrólisis alcalina: proceso utilizado para la disociación de la molécula del agua (H_2O) mediante la aplicación de una corriente eléctrica que viaja a través de una solución alcalina conformada por hidróxido de sodio o potasio para la producción de hidrógeno y oxígeno.

Electrólisis PEM: proceso utilizado para la disociación de la molécula del agua (H_2O) que utiliza una Membrana de Intercambio de Protones (PEM, por sus siglas en inglés) como electrolito, para producir hidrógeno y oxígeno.

Electrolizador: equipo que realiza el proceso de electrólisis, el cuál separa los compuestos hidrógeno y oxígeno de la molécula del agua a través de un flujo de corriente eléctrica.

Hidroeléctrica: planta para la generación de energía, que utiliza el agua en movimiento proveniente de los ríos o previamente almacenada en presas, con el fin de generar electricidad,

utilizando turbinas que convierten la energía cinética del agua en energía mecánica y energía eléctrica.

Hidrógeno verde: es un combustible que se obtiene a partir de la molécula del agua y electricidad proveniente de energías renovables, mediante un proceso conocido como electrólisis.

Sobrepotencial: es la diferencia entre el potencial de reducción de una semirreacción y el potencial que se observa experimentalmente.

Vertimiento: corresponde al volumen de agua, expresado en términos de energía [GWh], que se libera de los embalses a través de sus compuertas. Este proceso ocurre en las épocas de lluvia, cuando el nivel del embalse sobrepasa su capacidad máxima.

Resumen

Título: Evaluación del potencial de la cogeneración de hidrógeno verde como alternativa para el aprovechamiento de los vertimientos de energía en la represa del río Cauca, en el departamento de Antioquia*.

Autor: Diego Fernando Dallos Rueda**

Palabras Clave: Cogeneración, hidrógeno verde, vertimientos.

Descripción

La escasez de recursos energéticos es una realidad innegable, y el ser humano, como principal responsable de esta crisis, no progresa con la misma rapidez que lo hace el cambio climático. En este sentido, potenciar el uso de las fuentes existentes de energía limpia constituye un pilar fundamental para mitigar la crisis inclemente generada por el consumo desmedido de los combustibles fósiles. Esta investigación evalúa el potencial de la producción de hidrógeno verde aprovechando los vertimientos de energía en la represa del río Cauca, en el departamento de Antioquia a partir de electrólisis del agua. Esta tecnología se presenta como una alternativa prometedora, especialmente cuando el H₂ se genera utilizando los excedentes energéticos en las centrales hidroeléctricas.

La metodología se estructuró en 3 etapas: (1) recopilación y análisis de la información sobre los vertimientos de energía, lo que permitió establecer y dimensionar la tecnología comercial de electrólisis alcalina como la opción de mejor desempeño; (2) simulación del proceso en el software ASPEN PLUS, donde se modeló una planta con una capacidad de producción anual de 3.055 toneladas de H₂ verde al año y un consumo energético específico de 73,28 kWh/kgH₂; (3) evaluación del potencial del hidrógeno almacenado, determinando que una planta operando 8 horas diarias durante un año y almacenando el 1% del gas producido podría generar 220.575 kWh de electricidad en temporadas de sequía, energía suficiente para abastecer 1.405 hogares con un consumo promedio de 157 kWh/mes.

Los resultados indican que la cogeneración de H₂ verde es una alternativa que presenta un gran potencial para disminuir el consumo de combustibles fósiles a nivel nacional. No obstante, no es posible mitigar en su totalidad la escasez energética en temporadas de sequía para el Departamento, debido a las implicaciones técnicas y retos que se presenta el H₂ para su almacenamiento.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: María Inés Jaramillo Gutiérrez. Dra. en Ingeniería Química. Codirector: Julio Andrés Pedraza Avella. Dr. Química

Abstract

Title: Evaluation of the potential of green hydrogen cogeneration as an alternative for harnessing energy spills at the Cauca river dam, in the department of Antioquia *

Author: Diego Fernando Dallos Rueda **

Keywords: Cogeneration, green hydrogen, energy spills.

Description:

The scarcity of energy resources is an undeniable reality, and humankind, being the main driver of this crisis, has not advanced at the same pace as climate change. In this context, enhancing the utilization of existing clean energy sources constitutes a fundamental pillar for mitigating the relentless crisis triggered by the excessive consumption of fossil fuels. This study assesses the potential for green hydrogen production by harnessing energy spills at the Cauca River dam, in the department of Antioquia, through water electrolysis. This technology emerges as a promising alternative, particularly when H₂ is generated using surplus energy from hydroelectric power plants.

The methodology was structured in three stages: (1) collection and analysis of data on energy spills, which enabled the identification and sizing of alkaline electrolysis as the commercial technology with the best performance; (2) process simulation using **ASPEN PLUS** software, where a plant with an annual production capacity of 3.055 tons of green hydrogen and a specific energy consumption of 73,28 kWh/kgH₂ was modeled; and (3) evaluation of the potential of stored hydrogen, determining that a plant operating 8 hours per day throughout the year and storing 1% of the produced gas could generate 220.575 kWh of electricity during dry seasons, enough energy to supply 1.405 households with an average consumption of 157 kWh per month.

The results indicate that green hydrogen cogeneration represents a highly promising alternative to reduce fossil fuel consumption at the national level. However, it is not yet possible to fully mitigate the energy shortages during dry seasons in the department, due to the technical challenges and limitations associated with hydrogen storage.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: María Inés Jaramillo Gutiérrez. Dra. en Ingeniería Química. Codirector: Julio Andrés Pedraza Avella. Dr. Química

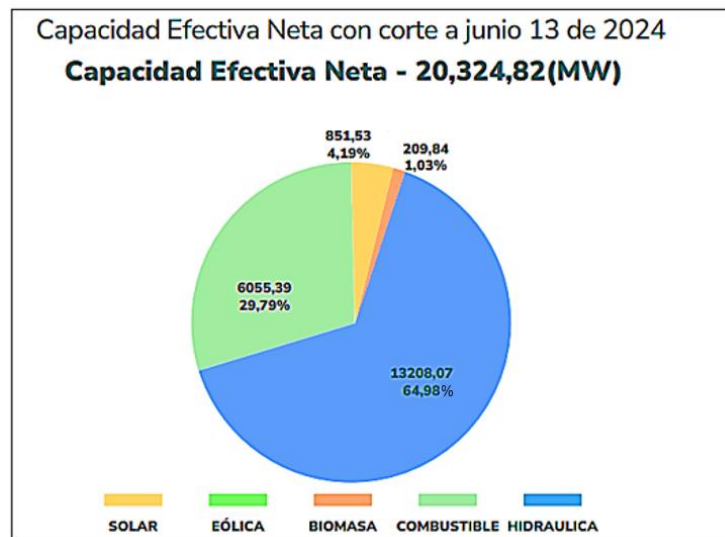
Introducción

El crecimiento del consumo energético a nivel mundial, sumado al cambio climático y la contaminación atmosférica están acelerando la transformación de los sistemas energéticos hacia modelos de generación de energía más eficiente y con bajas emisiones de carbono. En Colombia, los efectos del cambio climático y el consumo excesivo del recurso hídrico han generado una reducción significativa en el volumen de agua utilizable en los principales embalses del país. A principios de 2024, la mayoría de los países de Sur América y del mundo, experimentaron un fenómeno natural conocido como ENSO (*El Niño-Southern Oscillation*), que representa el factor más influyente en la variabilidad climática a nivel global. Este fenómeno que se produce periódicamente cada 2-7 años, tiene la capacidad de alterar la circulación atmosférica global y afectar directamente la temperatura y las precipitaciones. Además, el aumento de la temperatura en la superficie del mar en el Pacífico Ecuatorial Oriental, da lugar a dos efectos opuestos: El primero corresponde a las altas temperaturas, conocido como “El niño” y el segundo a las temporadas de intensas lluvias, conocido como “La Niña” (Bell et al., 2024)(NOAA Climate, 2024). Durante el 2024, el fenómeno de “El Niño” provocó una disminución alarmante del 43,81 % en el nivel de los embalses de Colombia, según informó XM, el operador y administrador del mercado de energía eléctrica en Colombia, bajo el Decreto 848 de 2005 (XM, 2024b). Esta situación colocó en máxima alerta al gobierno nacional y condujo a mandatarios locales a imponer racionamiento de agua e incluso se llegó a contemplar la posibilidad de hacer racionamiento de energía, en busca de disminuir el consumo desmesurado de agua y electricidad en todo el territorio (Presidencia de la República de Colombia, 2024). En la Figura 1 se presenta la capacidad efectiva

neta de energía eléctrica distribuida por fuente de generación en Colombia, con corte del 13 de junio del año 2024.

Figura 1.

Capacidad efectiva neta de generación eléctrica en Colombia



Nota. Tomado de: “Informe al Congreso” (Ministerio de Minas y Energía, 2024) .

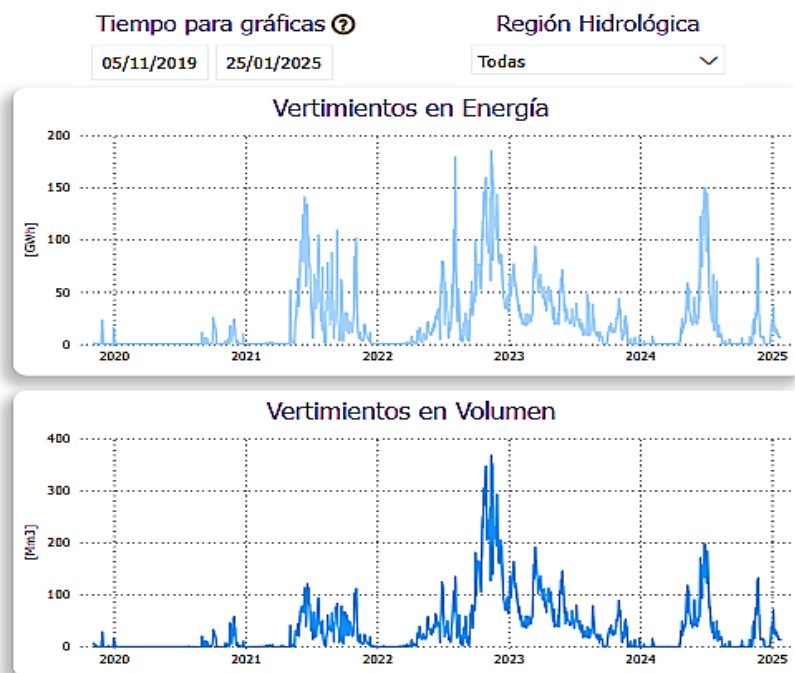
Como se puede observar en la Figura 1, el 64,98% de la energía en Colombia se produce a partir de energía hidráulica a través de 30 centrales hidroeléctricas (XM, 2024a), lo que evidencia una fuerte dependencia a este tipo de energía. Debido a su naturaleza renovable la producción de la energía hidroeléctrica está condicionada por factores climáticos, en este sentido su disponibilidad está directamente relacionada con el volumen de agua útil en los embalses. Por lo tanto, aprovechar al máximo este recurso es esencial para garantizar el suministro eléctrico básico en el país, incluso por encima de otras fuentes como la energía solar, eólica y térmica.

Por consiguiente, es indispensable tomar medidas a nivel nacional enfocadas en el aprovechamiento, ahorro y obtención de reservas energéticas suficientes, para su posterior uso en

temporadas críticas como la ya mencionada. Pese a esto, según la información proporcionada por XM, desde el año 2019 hasta la actualidad, se han vertido en total más de 63.456,69 millones de metros cúbicos de agua (Mm^3), lo que equivale a 38.047,23 Giga vatios hora de energía [GWh], (véase Figura 2). Estos vertimientos pueden entenderse como la pérdida de energía potencial hídrica cuando el caudal del río excede la capacidad de generación de la planta hidroeléctrica. Esto ocurre, por ejemplo, en temporadas de lluvia o durante el deshielo, cuando el volumen de agua que llega al embalse es mayor que el que puede ser procesado por las turbinas para generar electricidad. Para evitar el sobrellenado de la represa y garantizar su seguridad estructural, el agua excedente es liberada a través de las compuertas de vertedero, sin ser utilizada para la generación de energía eléctrica.

Figura 2.

Vertimientos de energía en todas las regiones hidrológicas de Colombia en el periodo 2019-2025



Nota. Tomado de: XM Administradores del Mercado Energético en Colombia.

De lo anterior, se necesitan nuevas soluciones y tecnologías que garanticen el equilibrio de la red y permitan el almacenamiento del exceso de energía. Una opción prometedora para resolver estos problemas es la introducción de la tecnología Power-to-gas (P2G) (Gao et al., 2024), que consiste en utilizar la energía eléctrica para producir gas, por ejemplo, mediante electrólisis del agua para producir hidrógeno. Este gas obtenido con electricidad procedente de fuentes renovables tiene un valor especial porque su producción no genera emisiones de CO₂ y se considera hidrógeno de bajas emisiones o bajo ciertas condiciones hidrógeno verde.

La cogeneración de energía puede ser una solución a corto plazo para impulsar el uso del hidrogeno y descarbonizar el sector energético. La cogeneración se define como la generación de dos formas diferentes de energía útil a partir de una única fuente de energía primaria. En este contexto, significa la producción de electricidad e hidrógeno verde en una central hidroeléctrica a partir de la energía del agua disponible (Liu et al., 2023). Por tal motivo, producir hidrógeno verde como respaldo para la cogeneración de energía en las principales centrales hidroeléctricas del país podría ofrecer una solución a la crisis energética nacional. Es importante destacar que, en la actualidad, las tecnologías para la producción de hidrógeno verde no son completamente viables desde una perspectiva económica. Esto se debe a que el precio actual de los equipos para la producción, el almacenamiento y la distribución del hidrógeno, aún no se ha masificado. Por tal motivo, los costos de capital (CAPEX) son elevados, lo cual repercute en un precio alto del hidrógeno producido, siendo menos competitivo que otros combustibles fósiles, como el gas natural, impidiendo que esta tecnología se adopte de forma generalizada. Así, lograr la transición energética implica optimizar el costo de la electricidad para producir hidrógeno verde, masificar

las tecnologías limpias, modificar las regulaciones que rigen el uso del hidrógeno e implementar una economía verde con incentivos ambientales (Jovan et al., 2021).

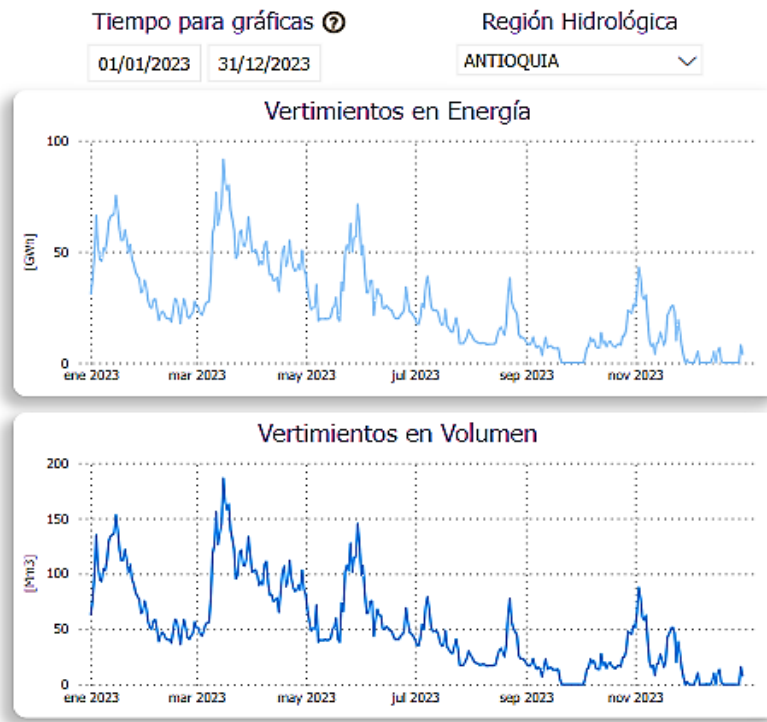
Según la metodología implementada por (Jovan et al., 2021) existen 3 casos en los cuales el suministro de electricidad para la cogeneración de hidrógeno verde debe interrumpirse:

- Cuando la producción de electricidad se acerque a la máxima producción eléctrica posible con el caudal de agua actual.
- Cuando el operador del sistema requiera servicios auxiliares.
- Cuando el nivel de agua en el embalse se acerque al valor mínimo permitido.

Una de las principales hidroeléctricas del país se encuentra en el departamento de Antioquia, en el cañón del río Cauca, entre el municipio de Ituango y el corregimiento de Puerto Valdivia, el embalse tiene una longitud de 78 km y un volumen de 2800 (Mm³) de agua. Esta central que inició operaciones comerciales el 14 de diciembre del año 2022 está equipada con 8 turbinas tipo Francis, con potencia nominal de 307 (MW) cada una. Sin embargo, en la actualidad, solo 4 de ellas están en funcionamiento, operando cerca al 50% de su capacidad total. Su objetivo principal es alcanzar una producción de 2400 (MW) de energía limpia, renovable y de bajo costo, según la información aportada por Empresas Públicas de Medellín (Grupo EPM, 2007). Durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2023 y el 31 de diciembre del mismo año, esta central vertió 9.259 [GWh] de energía, como se observa en la Figura 3, una cifra que se espera disminuya con la puesta en marcha de los equipos que no están en funcionamiento. No obstante, incluso si la central logra operar al 100% de su capacidad instalada, el vertimiento de energía sigue siendo inevitable, debido a los factores mencionados con anterioridad.

Figura 3.

Vertimientos de energía en la región hidrológica de Antioquia-Ituango año 2023



Nota. Tomado de: XM Administradores del Mercado Energético en Colombia.

En este sentido, es de gran importancia evaluar cuál es el potencial de cogenerar hidrógeno verde en la central hidroeléctrica del río Cauca, con el fin de disminuir los vertimientos de agua en la represa, aprovechando la energía cinética de los mismos con el propósito de producir (H₂), el cual puede ser almacenado y utilizado en temporadas de sequía para generar electricidad mediante celdas de combustible. Así mismo, establecer si estas tecnologías surgen como una alternativa prometedora para hacer frente a la crisis energética que se vive hoy en día en Colombia.

El presente trabajo de investigación se desarrolló en tres etapas principales, la primera se enfocó en el dimensionamiento, selección y simulación de una tecnología de electrólisis comercial, la cual sirvió como eje central para el desarrollo de la segunda etapa del proyecto. Justo después

de dimensionar, seleccionar y simular el electrolizador, en la segunda etapa se simuló una planta de producción de hidrógeno verde a escala industrial, utilizando herramientas computacionales de AspenTech. Una vez terminada la simulación de la planta, se calculó el consumo energético específico del proceso para producir un kilogramo de hidrógeno (**kWh/kgH₂**). Por último, en la etapa final se determinó la cantidad de energía eléctrica que se puede generar a partir del hidrógeno verde producido haciendo uso de celdas de combustible.

1. Marco teórico

Comprender los fundamentos técnicos y científicos del proceso de cogeneración de electricidad e hidrógeno verde requiere el desarrollo de una explicación exhaustiva y detallada de todas las etapas del proceso, desde la generación de electricidad a partir del agua, hasta la producción del hidrógeno verde y sus tecnologías. A continuación, se abordarán las temáticas y conceptos más relevantes de todo el proceso de cogeneración.

1.1 Energía hidroeléctrica

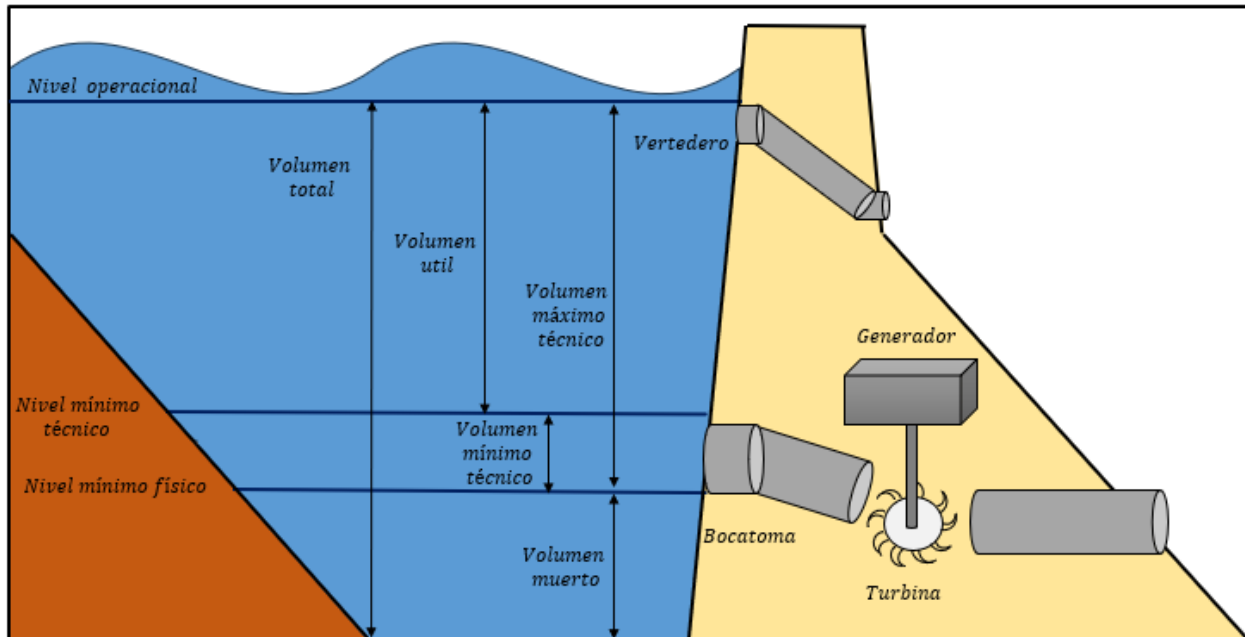
La hidroelectricidad es la energía eléctrica que se obtiene a partir de la energía cinética del agua, involucrando diferentes etapas para su transformación. Comprender el ciclo del agua es fundamental para entender el origen de la hidroelectricidad. El ciclo inicia con la radiación solar incidente sobre océanos, ríos y lagos, incrementando la temperatura superficial del agua, logrando

que se evapore, para posteriormente condensarse en las nubes y precipitarse sobre arroyos y ríos, los cuales desembocaran nuevamente en los océanos. La cantidad de agua precipitada sobre los arroyos y ríos determina la cantidad de agua disponible para producir hidroelectricidad. Los diferentes cambios en las precipitaciones a lo largo del año, afecta directamente la disponibilidad para la producción de energía eléctrica (Intergovernmental Panel on Climate Change-IPCC, 2012).

Las centrales hidroeléctricas se sitúan sobre una fuente de agua o cerca de ella. El flujo volumétrico y la altura (cambio de elevación) determina la cantidad de energía disponible en el agua en movimiento. Esta energía en movimiento impacta directamente sobre las aspas de una turbina que gira sobre su propio eje, alimentando un generador de energía eléctrica. Estas plantas de generación se clasifican en 2 configuraciones, centrales con reservorios (represas) y centrales a filo de agua, es decir sin represa. El proceso de obtención de hidroelectricidad es amigable con el medio ambiente dado que no produce emisiones de CO₂, salvo las asociadas a los materiales y la construcción de la planta, por tal motivo, este tipo de energía es considerada limpia y renovable (IRENA & ETSAP, 2015). La Figura 4 es un esquema general del funcionamiento y las dimensiones de una central hidroeléctrica con represa.

Figura 4.

Dimensiones de una central hidroeléctrica con represa.



Bajo condiciones climatológicas y operativas normales, las centrales hidroeléctricas trabajan en función de la demanda de la red, no obstante, cuando estas condiciones se ven alteradas por factores externos como fenómenos naturales, fallas operativas y disminución en la demanda de energía eléctrica, es pertinente cerrar las compuertas y almacenar agua hasta alcanzar el nivel máximo. Sin embargo, en determinadas situaciones, cuando el volumen de agua sobrepasa el nivel operacional, es necesario abrir el vertedero y dejar salir el agua para salvaguardar la seguridad de la represa y evitar fallas en su estructura. Estos vertimientos (como ya se mencionó) pueden entenderse como la energía que podría generarse a partir de agua turbinable, que no pudo aprovecharse para la generación de energía eléctrica y nunca más podrá recuperarse para este fin. En este orden de ideas, el hidrógeno, gracias a ser un vector de alto contenido energético (120 MJ/kgH₂), puede proponerse como una opción interesante para el almacenamiento de este exceso

de energía y su posterior implementación en celdas de combustible (Rahim Malik et al., 2023)(Sebbahi et al., 2024).

1.2 Tipos de centrales hidroeléctricas

Con base en la información suministrada por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) existen 3 tipos de centrales hidroeléctricas (UPME, 2015):

Central a filo de agua: Su principal característica es que son construidas en lugares donde la energía cinética del agua debe ser utilizada al instante en que se dispone de ella, con el fin de accionar las turbinas hidráulicas. A diferencia de los otros dos tipos de centrales, esta no cuenta con embalse o reserva, lo cual hace que el flujo volumétrico oscile en función de las estaciones del año. Su proceso de operación depende directamente de las condiciones climatológicas. En temporadas secas (Bajo caudal de agua), la potencia disminuye, llegando a ser casi nulo en algunos sectores del país. Por el contrario, en temporadas de precipitaciones altas (Incremento del caudal) alcanzan su máxima potencia, dejando correr el agua excedente.

Central con embalse o de regulación: Este tipo de centrales se construye con el objetivo de regular la generación de energía eléctrica, y se logra acumulando un volumen considerable de agua mediante la construcción de una o más presas. El embalse permite regular la cantidad de agua que pasa por las turbinas, con el fin de satisfacer la demanda de la red, unificando las fluctuaciones temporales de los caudales del río. A pesar de requerir una inversión en capital mayor comparado con las centrales a filo de agua, estas incrementan la producción energética, disminuyendo el costo de la energía generada.

Central de acumulación por bombeo: Operan de forma similar a las centrales de regulación, sin embargo, estas cuentan con dos embalses situados a diferente nivel o altura. A lo largo del día, cuando se alcanzan los niveles máximos en la demanda de energía eléctrica, el agua acumulada en el embalse superior se deja fluir con el objetivo de poner a funcionar las turbinas y satisfacer la demanda, tal como lo hace una central convencional. Posteriormente el agua queda acumulada en el embalse inferior y una vez la demanda de la red disminuya, el agua es bombeada desde el embalse inferior al embalse superior para iniciar nuevamente el ciclo productivo de electricidad.

En Colombia la energía hidráulica puede ser despachada de forma centralizada y descentralizada, siendo la primera la de mayor capacidad efectiva neta (MW), como se observa en la Tabla 1.

Tabla 1.

Capacidad efectiva neta de electricidad por fuente de energía en Colombia.

Fuente de energía	Capacidad efectiva neta
Hidráulica	13.207
Despachadas centralmente	12.257
Filo de agua especial	78
Filo de agua	611
Normal	11.568
No despachadas centralmente	950
Autogenerador	38
Generación distribuida	19
Normal	893

Nota. Adaptado de: XM Administradores del Mercado Energético en Colombia.

Como se puede evidenciar, en Colombia la mayor capacidad neta de energía hidráulica corresponde a las centrales con embalses (Normal), alcanzando un total de 11.568 [MW] de energía, obtenida de 21 centrales hidroeléctricas con embalse.

1.3 Producción de hidrógeno verde

El hidrógeno molecular puede extraerse de diferentes fuentes, por ejemplo, combustibles fósiles, biomasa y agua. En el caso de los combustibles fósiles, la tecnología más utilizada es la del reformado (reformado de vapor, oxidación parcial, reformado autotérmico), seguido de pirólisis (gasificación del carbón). En cuanto a la biomasa se destacan los procesos biológicos (fermentativos y foto fermentativos) y los procesos termoquímicos (pirólisis, gasificación y licuefacción hidrotérmica). Sin embargo, el agua es el recurso más abundante para la producción de hidrógeno, que se obtiene dividiendo la estructura molecular del agua en sus principales componentes (H_2 y O_2), si se suministra la suficiente energía. A este proceso se le conoce como electrólisis del agua, mediante el cual, se deja pasar una corriente eléctrica entre dos electrodos para lograr la ruptura de la molécula. Esto también se puede lograr utilizando diferentes fuentes, como energía térmica (termólisis), energía lumínica (fotólisis) y biofotólisis a partir de microorganismos (Megia et al., 2021).

Tecnologías para la producción de hidrógeno a partir del agua:

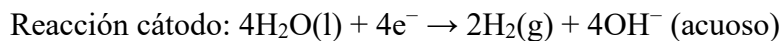
- Electrólisis
- Termólisis
- Fotólisis
- Biofotólisis

La electrólisis del agua se puede llevar a cabo con diferentes tecnologías, incluyendo la electrólisis alcalina, electrólisis de Membrana de Intercambio de Protones (PEM) y electrólisis de Óxido Sólido (SOEC). En el siguiente apartado se describen las dos tecnologías de electrólisis más

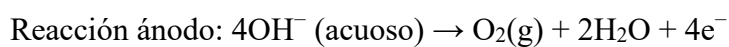
prometedoras para su implementación a gran escala, considerando el menor costo de inversión y la vida útil de los equipo (Megia et al., 2021).

1.4 Tecnología de electrólisis alcalina

En la actualidad es común encontrar plantas de electrólisis alcalina que pueden alcanzar la escala de los megavatios (MW). Por este motivo, es considerada la tecnología más madura y comercialmente viable comparada con las demás. Se ha implementado desde principios del siglo XX y ha demostrado ser una alternativa segura y fiable. Su operación se puede llevar a cabo utilizando hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH) como electrolito, y su función principal es facilitar el transporte de iones hidroxilos (OH^-), desde el ánodo hacia el cátodo. En general, los electrolitos manejan una concentración entre el 25-40 [% peso] para cualquiera de los dos casos, con el fin de lograr una solución con un pH básico. El electrolito se encuentra en un compartimiento conocido como celda, y allí están en contacto con 2 electrodos que permiten llevar a cabo la reacción de oxido reducción del agua. En primer lugar, en el lado del cátodo, se genera la reacción de reducción (gana e^-), produciendo hidrógeno gaseoso y iones hidroxilos, los cuales viajarán a través del electrolito alcalino, en dirección al ánodo.



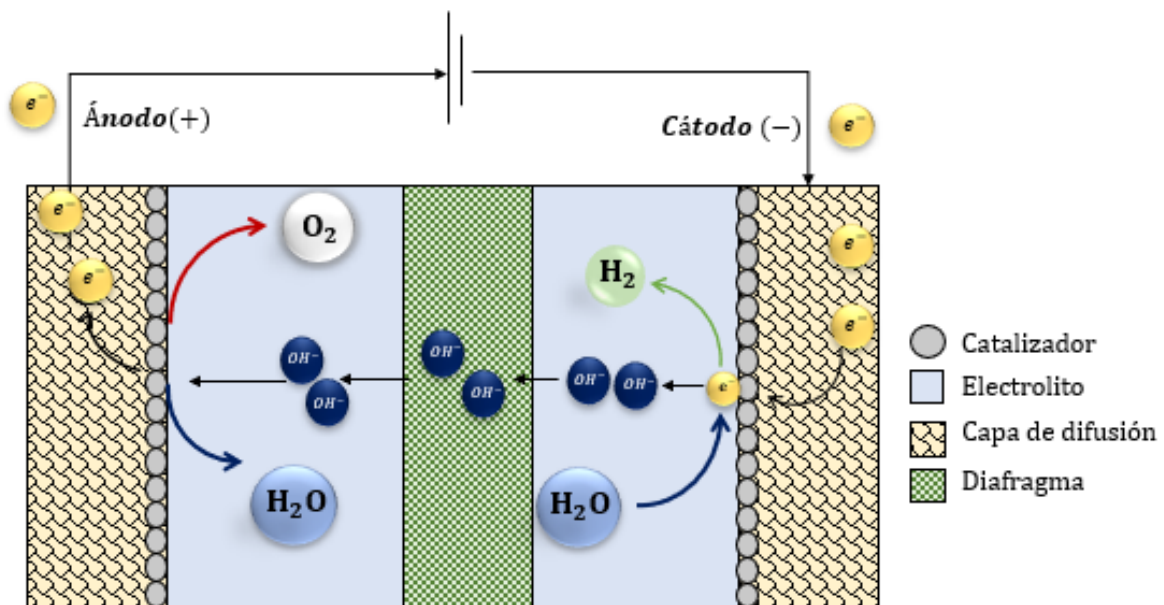
En el lado del ánodo, los iones hidroxilos provenientes del cátodo son oxidados (pierde electrones) para producir oxígeno en fase gaseosa, liberando electrones que cierran el circuito eléctrico.



Usualmente, el cátodo y el ánodo están elaborados con níquel y acero inoxidable respectivamente y se encuentran separados por una membrana de asbesto. Sin embargo, con el transcurrir de los años, esta membrana ha sido sustituida por unas de menor riesgo (Sebbahi et al., 2024). En la Figura 5, se puede apreciar el esquema de una celda de electrólisis alcalina.

Figura 5.

Celda de electrólisis ALCALINA



1.5 Tecnología de electrólisis de Membrana de Intercambio Protónico (PEM)

La electrólisis PEM, a diferencia de la alcalina, no cuenta con una solución acuosa de pH básico. En su lugar, tiene una membrana de Nafion sólida, la cual funciona como electrolito para el intercambio de protones (H^+). En esta tecnología el agua es inyectada por el ánodo, dónde se oxida, liberando oxígeno gaseoso, electrones y iones H^+ . Estos iones viajarán a través de la membrana de intercambio de protones en dirección al cátodo, donde se reducirán, para la

producción de hidrógeno gaseoso, y así culminar la reacción global del proceso (Shiva Kumar & Himabindu, 2019). En la Figura 6, se observa el funcionamiento de una celda de electrólisis PEM.

Semirreacciones del ánodo y el cátodo:

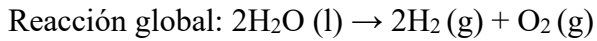
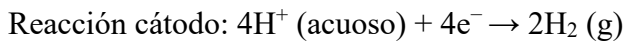
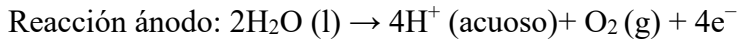
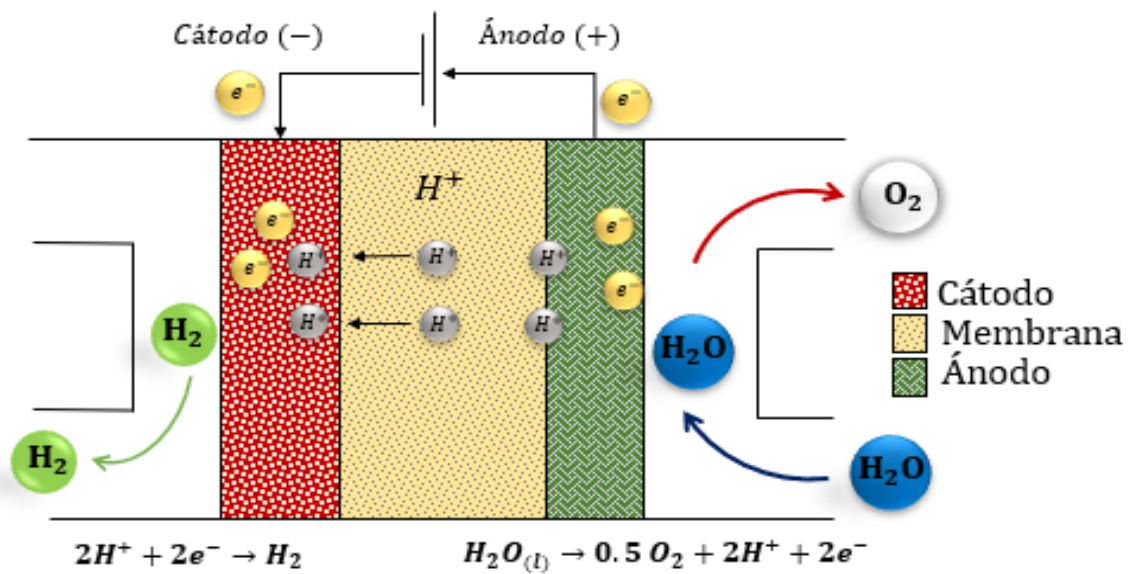


Figura 6.

Celda de electrólisis PEM



En la Tabla 2, se presenta un cuadro comparativo de los principales parámetros de operación de las dos tecnologías de electrólisis en estudio.

Tabla 2.*Parámetros operativos de las tecnologías Alcalina y PEM*

Especificaciones	Alcalino	PEM
Madurez de la tecnología	Madura	Comercial
Temperatura de celda [°C]	65-100	70-90
Presión de celda [bar]	25-30	30-80
Densidad de corriente [mA/cm ²]	200-500	800-2.500
Tensión de celda [V]	1,8-2,4	1,8-2,2
Eficiencia de tensión [%]	50-70,8	48,5-65,5
Consumo energético específico del sistema [kWh/Nm ³]	4,5-7,5	5,8-7,5
Producción de hidrógeno [Nm ³ /h]	<760	265-300
Vida útil del stack [h]	10.000	<20.000
Electrolito	20-30% KOH	Perfluorosulfonated (PFSA)
Separador	Asbestos, NiO, ZrO ₂ , estabilizado con una malla de PPS	PFSA (Nafión)
Portador de carga	OH ⁻	H ⁺
OER catalizador	Acero inoxidable perforado y recubierto con níquel	Óxido de Ir/Ru
HER catalizador	níquel	Platino
Pureza del hidrógeno (vol.%)	99,3-99,9	99,9
Costo (€/kW)	1.000-1.200	1.860-2.320

Nota. Adaptado de: (El-Shafie, 2023)

Dónde OER es la reacción de evolución de oxígeno y HER es la reacción de evolución de hidrógeno y PFSA hace referencia a las sustancias perfluoroalquiladas y polifluoroalquiladas (por sus siglas en inglés). Cabe mencionar que el proceso para la producción de hidrógeno verde a partir del exceso de energía en centrales hidroeléctricas no es nuevo, por el contrario, hace varios años en muchos países del mundo incluido Colombia, se han realizado investigaciones científicas considerando esta nueva alternativa para el aprovechamiento de los recursos energéticos, como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3.*Producción de hidrógeno verde a partir de energía en exceso en hidroeléctricas.*

(Autores, año)	Descripción	Aporte
(Padilha et al., 2009) Brasil	Calcularon el potencial de producir hidrógeno a partir de vertimientos de energía en 101 centrales hidroeléctricas en Brasil. Se planteó suministrar el hidrógeno a vehículos con celdas de combustible en lugar de los motores de combustión interna. Estimaron que pueden prevenir 2 millones de toneladas de CO ₂ por día.	Demostró que es posible producir hidrógeno a bajo costo utilizando la energía vertida en las centrales hidroeléctricas de Brasil, asumiendo que toda el agua desperdiciada sería utilizada para generar electricidad. El hidrógeno producido sería suficiente para reemplazar toda la gasolina consumida en 2008 y disminuiría la producción de más de 5 millones de toneladas de CO ₂
(Riveros et al., 2013) Brasil	El estudio presenta dos modelos para la producción de H ₂ a partir de energía derramada en la central hidroeléctrica ITAIPU, asociados con el modo de distribución (Centralizado/Descentralizado), para satisfacer la demanda del transporte en la ciudad IGUAZU.	Se encontró que el requerimiento de energía eléctrica para producir hidrógeno verde (utilizado para satisfacer la demanda del transporte público en la ciudad), representó solo entre el 1,5% y el 8,5% del total de la energía vertida. Mostrando que hay un potencial energético que se está desperdiciando.
(Carvajal et al., 2010) Colombia	Estudio técnico-económico y ambiental sobre la producción de H ₂ , con energía proveniente de una central hidroeléctrica de mediana capacidad. Se calculó la producción y transporte de 178 kg/h de H ₂ , para alimentar una ciudadela de 15.800 habitantes. Tomaron 5 celdas electrolizadoras con consumo de 53,4 kWh/KgH ₂ . Compararon dos opciones de suministro, por gasoducto de 313 km o por transmisión eléctrica por la red	El estudio mostró que existen indicadores positivos relacionados con la viabilidad técnica, económica y ambiental para el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos de Colombia, para la producción de hidrógeno verde. Los resultados de este estudio son indicativos de un punto de partida para futuras investigaciones.

(Autores, año)	Descripción	Aporte
(Pelaez-Samaniego et al., 2014) Ecuador	nacional. (Electrolizador de óxido sólido) Estudio de prefactibilidad de producir y utilizar hidrógeno electrolítico, planteando dos escenarios, el primero es asumir una cantidad de agua equivalente al 30% de la derramada en 2011 para generar electricidad, el segundo escenario, duplica esa cantidad de energía.	Se evidenció el impacto de la cantidad de agua desperdiciada en los costos de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis. La disponibilidad de mayores cantidades de electricidad para la producción de hidrógeno podría tener un efecto positivo en los proyectos relacionados con su producción.
(Posso et al., 2015) Ecuador	Estiman el potencial de producir hidrógeno verde vía electrólisis a partir de la energía derramada en 4 plantas hidroeléctricas en Ecuador. Estudian el uso del hidrógeno en celdas de combustibles para vehículos del transporte público. El estudio técnico económico permitió determinar el tamaño de la planta electrolítica, así como el costo de producción de hidrógeno. Comparan el precio del hidrógeno con el diésel en el mercado energético.	Se observó que es posible satisfacer la necesidad del 100%, 50% y 10% de la flota de autobuses para la ciudad de Cuenca, ubicada cerca del complejo hidroeléctrico (mayores vertimientos del país), con costos de producción competitivos.
(Nadaleti et al., 2022) Colombia-Venezuela	Determinan el potencial de la producción de H ₂ a partir energía desperdiciada en Colombia y Venezuela. Asumen 2 escenarios: 2/3 de flujo derramado y 1/3 de flujo derramado son utilizados para electrólisis. En Colombia analizaron 23 hidroeléctricas, alcanzando una producción de 3,39x10 ⁸ [Nm ³] para el escenario 1 y 1,70x10 ⁸ [Nm ³] escenario 2. De las 23 hidroeléctricas consideradas,	Los resultados mostraron un escenario favorable relacionado con el potencial para la producción de hidrógeno verde en ambos países, siendo Colombia el país con mayor potencial y de menor consumo energético comparado con Venezuela. Ambos países demostraron gran potencial para satisfacer la demanda de fertilizantes nitrogenados mediante la producción de amoníaco e

(Autores, año)	Descripción	Aporte
(Andrus et al., 2023) Estados Unidos	<p>NO TUVIERON EN CUENTA ITUANGO.</p> <p>Estiman el potencial de la producción de hidrógeno a partir del potencial de la energía en exceso de las hidroeléctricas (11), durante los meses de marzo y julio. Los resultados arrojaron un potencial de producción de H₂ promedio en el rango de 2,22x10⁶ y 8,96x10⁶ kgH₂, con el uso de energía en exceso por un período de 80 años (1928-2008).</p>	<p>hidrógeno verde. De igual forma para la sustitución energética del GLP.</p> <p>El exceso de energía disponible ofreció una oportunidad para producir hidrógeno a bajo costo (Asumiendo que toda el agua se utilizaría para producir electricidad). Dado que las emisiones de CO₂ se reducirían considerablemente, y por ende también disminuirían los costos de captura de CO₂.</p>

2. Estado del arte

Considerando la información presentada en la Tabla 3 es evidente que existe un potencial energético en los vertimientos realizados por las centrales hidroeléctricas (en diferentes países de sur y norte américa), cuando estos son utilizados para la producción de hidrógeno verde. De igual forma, es positivo el impacto económico y ambiental que genera la producción de este combustible a nivel industrial, dado que, reduce considerablemente las emisiones de CO₂ a la atmósfera y por ende los altos costos de los procesos de captura de CO₂. No obstante, para evaluar adecuadamente el potencial de producir hidrógeno verde se requiere de un análisis minucioso y detallado de diferentes factores que no han sido considerados previamente, tales como: la escala y disponibilidad a nivel comercial de la tecnología que se va utilizar, el tipo de tecnología (Alcalina o PEM), las características operativas del electrolizador, la eficiencia eléctrica de los equipos, el

consumo de agua por stack, la cantidad de stack necesarios, los equipos requeridos para la instalación de la planta de producción, la capacidad de almacenamiento, entre otras. De lo anterior, este trabajo de investigación propone evaluar el potencial de la cogeneración de hidrógeno verde en una central hidroeléctrica que inició operaciones comerciales a finales del año 2022, y que, por este motivo, no ha sido considerada en investigaciones previas hasta la fecha. Adicionalmente, aporta una visión objetiva, de un contexto real con recursos disponibles, tecnologías comerciales y desarrolladas a gran escala en la industria.

3. Hipótesis

Aprovechar la energía cinética del agua para cogenerar electricidad e hidrógeno verde en la central hidroeléctrica del río Cauca, con el fin de disminuir los vertimientos de agua en la represa, se presenta como una alternativa viable para mitigar la escasez energética durante las temporadas de sequía en el departamento de Antioquia.

4. Objetivos

Con el propósito de evaluar la hipótesis planteada, es pertinente definir objetivos concisos, que permitan establecer, de forma secuencial y ordenada, la viabilidad producir hidrógeno verde a

partir de vertimientos de energía cinética. Para lograrlo, se plantea un objetivo general que contextualiza la meta principal de este proyecto, junto con tres objetivos específicos que detallan las etapas para alcanzar esta meta. A continuación, se presentan los objetivos que orientarán el desarrollo del trabajo de investigación.

4.1 Objetivo general

Evaluar el potencial de la cogeneración de hidrógeno verde como alternativa para disminuir los vertimientos de energía en la represa del río Cauca, en el departamento de Antioquia.

4.2 Objetivos específicos

Establecer y dimensionar la tecnología de electrólisis más adecuada (PEM o Alcalina) para aprovechar el exceso de energía disponible en la represa del río Cauca.

Calcular el consumo energético (kWh/KgH₂) del proceso de producción de hidrógeno verde mediante simulación computacional, considerando los parámetros operativos de la tecnología electrolítica seleccionada.

Determinar la capacidad de generación de energía eléctrica a partir del hidrogeno verde producido, utilizando celdas de combustible comerciales.

En aras de contribuir con la transición energética a partir de fuentes de energía limpia, esta investigación se centró en la cogeneración de hidrógeno verde y electricidad, en una de las principales centrales hidroeléctricas de Colombia. Por esta razón, los siguientes capítulos

describen cada una de las etapas, procedimientos, actividades y cálculos realizados que encaminaron la investigación en dirección a la hipótesis planteada.

5. Metodología

5.1 Fase I: Metodología para el dimensionamiento de la tecnología de electrólisis

Para realizar una evaluación adecuada del potencial de la producción de hidrógeno verde en el presente trabajo de investigación, resulta necesario establecer y dimensionar la tecnología electrolítica más apropiada. Esto implica un análisis detallado de factores determinantes como la disponibilidad y calidad de la materia prima, la eficiencia eléctrica, la tasa de producción neta, la viabilidad de escalamiento a nivel industrial y el consumo eléctrico específico de cada una de las tecnologías consideradas. Lo anterior, con el fin de identificar y seleccionar el módulo de electrólisis comercialmente disponible que ofrezca un rendimiento óptimo bajo las condiciones especificadas en este proyecto.

A continuación, se presentan las etapas metodológicas para la fase I:

5.1.1 Recolección de datos históricos de los vertimientos

Inicialmente, se realizará la recopilación de los datos históricos sobre los vertimientos de energía en Colombia, con especial atención en la represa del río Cauca. Se iniciará con la búsqueda

de información en la página web de XM quienes son los administradores del mercado energético en Colombia. El período de estudio para este caso en específico se definió desde el 1 de enero de 2023 hasta el 31 de diciembre del mismo año, debido a que la hidroeléctrica inició operaciones comerciales el 14 de diciembre del año 2022, lo cual permite considerar un vertimiento real bajo condiciones de operación actuales.

5.1.2 Tecnologías y cálculos de desempeño

A partir de los datos suministrados por XM, se procederá a determinar numéricamente cuál de las tecnologías de electrólisis muestran mejor desempeño. Para ello, se tomarán como referencia sistemas P2G que incluyan electrolizadores de tipo alcalino o PEM, dado que son las tecnologías de mayor TRL (Technology Readiness Level). Este indicador establece la madurez de la tecnología, en la escala de 1-9, siendo 9 un sistema que fue probado y está operando con éxito en un entorno real.

Los parámetros técnicos de cada tecnología son:

- Máxima tasa de producción de hidrógeno (Nm^3/h o $\text{kg}/\text{día}$).
- Consumo de energía por stack (kWh/Nm^3 o kWh/kg).
- Potencia nominal (MW).

Ecuaciones:

- Cálculo de la producción anual:

$$\textit{Producción anual} = \textit{Producción} \left[\frac{\textit{kg}}{\textit{día}} \right] * 365 \textit{ días}$$

- Cálculo de la energía consumida al día por tecnología:

$$\text{Consumo diario} \left[\frac{kWh}{\text{día}} \right] = \text{Producción} \left[\frac{kg}{\text{día}} \right] * \text{Consumo eléctrico} \left[\frac{kWh}{kg} \right]$$

- Cálculo de la energía consumida al año:

$$\text{Consumo anual [GWh]} = \left[\frac{\text{Consumo diario} \left[\frac{kWh}{\text{día}} \right] * 365 \text{ día}}{1.000.000 \left[\frac{kWh}{GWh} \right]} \right]$$

- Cálculo del porcentaje de vertimiento utilizado para producir hidrógeno:

$$\% \text{ utilizado para producir } H_2 = \left[\frac{\text{Consumo anual [GWh]}}{\text{Vertimientos [GWh]}} \right] * 100$$

- Cálculo del consumo de agua:

$$\text{Agua consumida al año} = \text{Producción anual} \left[\frac{kgH_2}{\text{año}} \right] * \text{Consumo} \left[\frac{L}{kgH_2} \right]$$

- Porcentaje de agua vertida que se requiere para producir hidrógeno:

$$\% \text{ utilizado para producir } H_2 = \left[\frac{\text{Agua consumida al año} [m^3]}{\text{Volumen vertido [m}^3]} \right] * 100$$

5.1.3 Análisis comparativo de las tecnologías comerciales

Con el propósito de seleccionar la tecnología que mejor desempeño presente, se realizará un análisis comparativo de los resultados obtenidos en la etapa anterior, dicho análisis contempla variables como la producción, la eficiencia eléctrica, el agua consumida, entre otras.

5.1.4 Revisión del estado del arte

Una vez seleccionada la tecnología comercial de mejor desempeño, se realizará una revisión del estado del arte en bases de datos científicas como la de la Universidad Industrial de

Santander, para identificar artículos que implementen este tipo de electrolizadores a escala industrial. El propósito es seleccionar un equipo con características técnicas similares a la tecnología elegida, priorizando la disponibilidad de los parámetros operativos y la validación de los datos experimentales.

Como criterios adicionales, el artículo deberá incluir el modelo matemático de la curva de polarización, el balance de masa y energía del proceso. Estos requisitos son necesarios, ya que la curva de polarización de un electrolizador permite cuantificar las pérdidas de tensión (óhmicas, activación y concentración) describiendo el desempeño electroquímico e identificando puntos débiles del equipo. Adicionalmente, los balances permiten determinar los requerimientos del proceso tanto entradas, salidas y corrientes auxiliares, como el consumo energético real del sistema, garantizando la escalabilidad y sostenibilidad del proceso. De esta forma, se asegura la replicabilidad del modelo en software de simulación.

Una vez realizada la revisión del estado del arte se tomará como referencia el artículo de investigación que cumple con todos los criterios de selección mencionados con anterioridad. Posterior a ello, se incluirán y se validarán los balances de masa, energía y la curva de polarización en el software Aspen Custom Modeler, con el objetivo de simular un equipo de electrólisis comercial de escala industrial, el cual no está disponible en el ecosistema de simulación de Aspen.

5.2 Fase II: Metodología para la simulación de la planta

En esta fase se propone trasladar el equipo de electrólisis simulado en ACM a un entorno más amplio y completo como ASPEN PLUS, que pese a ser un software de simulación de procesos químicos a gran escala, este no cuenta con un electrolizador alcalino de estas características. Por

tal motivo, en esta nueva fase se espera expandir el alcance de esta tecnología, que al ser integrada a este nuevo entorno se podrá incorporar junto a los equipos auxiliares necesarios para la simulación de una planta de producción de hidrógeno verde. Los equipos complementarios que se requieren para el proceso son los sistemas de separación gas-líquido, los equipos de bombeo, los intercambiadores de calor y el sistema de compresión.

Es pertinente mencionar que, las condiciones de operación del proceso (Temperatura, Presión, Flujo másico, Consumo de energía, entre otras) se establecen con base en los parámetros operativos del electrolizador simulado. Con estas variables de salida del electrolizador se definirán las corrientes de entrada a los demás equipos del proceso.

Una vez finalizada toda la simulación de la planta de producción de hidrógeno verde, se procederá a estimar el consumo energético total (kWh) para producir 1 kg de H_2 de todo el proceso, considerando el consumo energético de cada uno de los equipos simulados. Este consumo es un valor que se calcula directamente en Aspen Plus.

5.3 Fase III: Metodología propuesta para la implementación del hidrógeno verde

Terminadas las fases I y II del trabajo de investigación, se contará con la simulación de una planta de producción de hidrógeno verde. Como el objetivo central del proyecto es evaluar el potencial de la producción del gas, para compensar el desbalance energético en las temporadas de sequía, para esta etapa se proponen diferentes escenarios para suplir la demanda energética nacional de hidrógeno verde y la creación de reservas en tanques de almacenamiento, para su reutilización mediante celdas de combustible comerciales, que lo conviertan nuevamente en electricidad. Esto determinará cuanta energía eléctrica se podrá generar en las temporadas críticas

a partir del hidrógeno almacenado. Para tal fin, se calculará la generación de energía eléctrica, contemplando factores como la cantidad de hidrógeno producido, la eficiencia de la celda, la tasa de generación (kgH_2/kWh), la cantidad de energía que se recuperó y podrá ser suministrada a la red en temporadas de sequía y finalmente la cantidad de hidrógeno que debe ser almacenado.

6. Resultados

6.1 Fase I: Dimensionamiento

6.1.1 Recolección de datos históricos de los vertimientos

Inicialmente, se realizó la recopilación de datos históricos sobre los vertimientos de energía en Colombia, con especial atención en la represa del río Cauca. Se inició con la búsqueda de información en la página web de XM (Administradores del mercado energético en Colombia), tal como se observa en la Tabla 4 y en los apéndices (Ver apéndice A). El período de estudio para este caso en específico se definió desde el 1 de enero de 2023 hasta el 31 de diciembre del mismo año, debido a que la hidroeléctrica inició operaciones comerciales el 14 de diciembre del año 2022, lo cual permite considerar un vertimiento real bajo condiciones de operación actuales.

Tabla 4.*Datos históricos de vertimientos de energía Ituango para enero de 2023*

Fecha	Región Hidrológica	Nombre Embalse	Vertimientos Energía [GWh]	Vertimientos Volumen [Mm3]
2023-01-01	Antioquia	Ituango	31,19	63,47
2023-01-02	Antioquia	Ituango	37,75	76,83
2023-01-03	Antioquia	Ituango	48,45	98,60
2023-01-04	Antioquia	Ituango	66,31	134,94
2023-01-05	Antioquia	Ituango	52,11	106,05
2023-01-06	Antioquia	Ituango	46,51	94,66
2023-01-07	Antioquia	Ituango	45,88	93,37
2023-01-08	Antioquia	Ituango	51,47	104,74
2023-01-09	Antioquia	Ituango	50,61	102,99
2023-01-10	Antioquia	Ituango	55,10	112,14
2023-01-11	Antioquia	Ituango	63,65	129,53
2023-01-12	Antioquia	Ituango	65,85	134,01
2023-01-13	Antioquia	Ituango	66,50	135,33
2023-01-14	Antioquia	Ituango	67,03	136,41
2023-01-15	Antioquia	Ituango	75,23	153,10
2023-01-16	Antioquia	Ituango	68,60	139,61
2023-01-17	Antioquia	Ituango	59,83	121,76
2023-01-18	Antioquia	Ituango	55,07	112,06
2023-01-19	Antioquia	Ituango	55,15	112,24
2023-01-20	Antioquia	Ituango	59,86	121,82
2023-01-21	Antioquia	Ituango	55,42	112,78
2023-01-22	Antioquia	Ituango	49,81	101,36
2023-01-23	Antioquia	Ituango	53,29	108,44
2023-01-24	Antioquia	Ituango	46,66	94,96
2023-01-25	Antioquia	Ituango	44,56	90,68
2023-01-26	Antioquia	Ituango	40,89	83,22
2023-01-27	Antioquia	Ituango	39,16	79,68
2023-01-28	Antioquia	Ituango	38,03	77,39
2023-01-29	Antioquia	Ituango	31,64	64,38
2023-01-30	Antioquia	Ituango	32,49	66,12
2023-01-31	Antioquia	Ituango	37,13	75,56

Nota. Tomado de: XM.

Los datos presentados en la Tabla 4 corresponden únicamente al mes de enero del año 2023, el total de los datos exportados se encuentran en los apéndices (Ver apéndice A).

En el año 2023, el embalse ITUANGO, ubicado en la región hidrológica de Antioquia vertió 18.833 Mm³ de agua, lo equivalente a 9.259 GWh de energía eléctrica que no pudo generarse, dado que el volumen de agua en el embalse superaba la capacidad de generación de la central. Cabe resaltar que para el año 2024 la hidroeléctrica se encontraba al 50% de su capacidad total de operación.

6.1.2 Tecnologías y cálculos de desempeño

Se tomaron como referencia los electrolizadores Alcalino A485 y PEM MC-500 de la empresa NEL HYDROGEN, considerada como una de las empresas líder en el mercado mundial de electrolizadores de escala industrial. La tabla 5 presenta los parámetros técnicos de cada una.

Tabla 5.

Tecnologías comerciales de electrólisis alcalina y PEM de la empresa NEL HYDROGEN

Parámetro	Alcalino (A485)	PEM (MC-500)	Unidad
Número de stacks	1	1	-
Electrolito	25	-	[% KOH]
Producción de H ₂	1.046	1.062	[kg/día]
Temperatura	80	60	[°C]
Presión de operación	1	30	[bar]
Consumo de energía	50	55	[kWh/kgH ₂]
Potencia por stack	2,1	2,5	[MW]
Consumo de agua	10	16	[L/kgH ₂]

Nota. Tomado de: (Nel Hydrogen, 2024a) (Nel Hydrogen, 2024b).

En primer lugar, se observó que las tecnologías comerciales seleccionadas tienen una máxima tasa de producción de hidrógeno por encima de los 1.000 kg/día, con muy poca diferencia entre ellas, esto permitió comparar ambos stack desde el mismo punto de partida. Además, en las especificaciones técnicas de cada equipo se conoció el consumo de energía por stack [kWh/kgH₂], el cual difiere en 5,2 [kWh/kgH₂] entre ambas tecnologías. Con este valor se calculará la eficiencia eléctrica de los stack.

Es importante mencionar que la empresa Nel Hydrogen indica que para incrementar la producción de hidrógeno se deben *apilar varios stack* de electrólisis A485 o MC-500 dependiendo de la tecnología. Por ejemplo, el electrolizador atmosférico alcalino A4000 que incorpora 8 stack de la serie A485 y produce 8.370 kg/día de hidrógeno (fabricado por ellos mismos). En este orden de ideas y con fines estrictamente comparativos se *tomó como referencia* un electrolizador PEM que incorpora 8 stack de la serie MC-500, que se le asignó el nombre de MC-500-8 y sus especificaciones técnicas ajustadas se presentan en la tabla 6.

Tabla 6.

Parámetros técnicos de las tecnologías de electrólisis de mayor capacidad productiva

Variable	Alcalino (A4000)	PEM (MC-500-8)	Unidades
Número de stack	8	8	-
Electrolito	25	-	[% KOH]
Producción de H ₂	8.370	8.496	[kg/día]
Temperatura	80	60	[°C]
Presión de operación	16	30	[bar]
Consumo de energía por stack	50	55	[kWh/kgH ₂]
Potencia por stack	2,1	2,5	[MW]
Potencia Total	17	20	[MW]
Consumo de agua	10	16	[L/kgH ₂]

6.1.2.1 Electrolizador alcalino (A4000). Considerando las especificaciones técnicas de la Tabla 6 se procedió a calcular el hidrógeno teórico que se podría producir si se utiliza un electrolizador Alcalino A4000, en la central hidroeléctrica del río Cauca. Se *asumió* que el equipo opera 24 horas al día durante los 365 días del año.

- Cálculo de la producción anual: 8.370 kg/día

$$H_2 \text{ producido en 1 año} = 8.370 \left[\frac{kg}{día} \right] * 365 \text{ días}$$

$$H_2 \text{ producido en 1 año} = 3.055.050[kg] \text{ o } 3.055 [Ton]$$

- Cálculo de la energía consumida al día:

$$\text{Energía consumida al día} = 8.370 \left[\frac{kg}{día} \right] * 50 \left[\frac{kWh}{kg} \right]$$

$$\text{Energía consumida al día} = 418.500 [kWh]$$

- Cálculo de la energía consumida al año:

$$\text{Energía consumida al año} = \left[\frac{418.500 [kWh] * 365}{1.000.000 \left[\frac{kWh}{GWh} \right]} \right]$$

$$\text{Energía consumida al año} = 152,7525 [GWh]$$

Con base en estos resultados, un electrolizador alcalino A4000, consumirá anualmente 152,7525 GWh de energía eléctrica.

- Cálculo del porcentaje de vertimiento utilizado para producir hidrógeno:

$$\text{Vertimientos} = 9.259 [GWh]$$

$$\text{Energía consumida al año} = 152,7525 [GWh]$$

$$\% \text{ utilizado para producir } H_2 = \left[\frac{152,7525 [GWh]}{9.259 [GWh]} \right] * 100$$

$$\% \text{ utilizado para producir } H_2 = 1,65\%$$

Considerando la producción y el consumo de energía eléctrica, si se hubiera instalado un electrolizador alcalino A4000 que operara de forma continua durante el año 2023 en la central hidroeléctrica, se hubiera utilizado el 1,65% de los vertimientos para producir un total de 3.055 toneladas [Ton] de hidrógeno verde. Sin embargo, producir esta cantidad de hidrógeno mediante electrólisis requiere un consumo de agua considerable, el cual se calculó así:

- Cálculo del consumo de agua: 10 litros por kg de H₂

$$\text{Agua consumida} = 3.055.050 \left[\frac{\text{kgH}_2}{\text{año}} \right] * 10 \left[\frac{\text{L}}{\text{kgH}_2} \right]$$

$$\text{Agua consumida al año} = 30.550.500 \text{ L o } 30.551 \text{ m}^3$$

En este orden de ideas, el agua requerida para producir 3.055 toneladas de hidrógeno con el electrolizador alcalino A4000 es de 30.551 [m³/año] y equivale al 0,1620% del total del agua vertida, como se observa a continuación:

- Porcentaje de agua vertida que se requiere para producir hidrógeno:

$$\text{Vertimientos de agua} = 18.853,58 \text{ [Mm}^3\text{]} \text{ o } 18.853.580 \text{ m}^3$$

$$\text{Agua consumida al año} = 30.550,5 \text{ m}^3$$

$$\% \text{ utilizado para producir H}_2 = \left[\frac{30.550,5 \text{ m}^3}{18.853.580 \text{ m}^3} \right] * 100$$

$$\% \text{ utilizado para producir H}_2 = 0,1620\%$$

6.1.2.2 Electrolizador PEM (MC-500-8). De igual forma, con las especificaciones técnicas de la Tabla 6 se procedió a calcular el hidrógeno teórico que se puede producir si se instala un electrolizador PEM MC-500-8 en la central hidroeléctrica del río Cauca. Se asumió que el equipo opera 24 horas al día durante los 365 días del año.

- Cálculo de la producción anual: 8.496 kg/día

$$H_2 \text{ producido en 1 año} = 8.496 \left[\frac{kg}{día} \right] * 365 \text{ días}$$

$$H_2 \text{ producido en 1 año} = 3.101.040 [kg] \text{ o } 3.101 [Ton]$$

- Cálculo de la energía consumida al día:

$$\text{Energía consumida al día} = 8.496 \left[\frac{kg}{día} \right] * 55,2 \left[\frac{kWh}{kg} \right]$$

$$\text{Energía consumida al día} = 468.979 [kWh]$$

- Cálculo de la energía consumida al año:

$$\text{Energía consumida al año} = \left[\frac{468.979 [kWh] * 365}{1.000.000 \left[\frac{kWh}{GWh} \right]} \right]$$

$$\text{Energía consumida al año} = 171,1774 [GWh]$$

Con base en estos resultados, un electrolizador tipo PEM MC-500-8 de similares características, consumirá anualmente 171,1774 GWh de energía eléctrica. Esta cifra equivale al 1,85% de los vertimientos realizados por la central hidroeléctrica en el año 2023.

- Cálculo del porcentaje de vertimiento utilizado para producir hidrógeno:

$$\text{Vertimientos} = 9.259 [GWh]$$

$$\text{Energía consumida al año} = 171,1774 [GWh]$$

$$\% \text{ utilizado para producir } H_2 = \left[\frac{171,1774 [GWh]}{9.259 [GWh]} \right] * 100$$

$$\% \text{ utilizado para producir } H_2 = 1,85\%$$

Considerando la producción y el consumo de energía eléctrica, si se hubiera instalado un electrolizador tipo PEM MC-500-8 que opere de forma continua durante el año 2023 en la central

hidroeléctrica, se consumiría el 1,85% de los vertimientos para producir un total de 3.101 toneladas [Ton] de hidrógeno. De igual manera, se calculó el consumo de agua para este equipo.

- Cálculo del consumo de agua:

$$\text{Agua consumida} = 3.101.040 \left[\frac{\text{kgH}_2}{\text{año}} \right] * 15,9 \left[\frac{\text{L}}{\text{kgH}_2} \right]$$

$$\text{Agua consumida al año} = 49.306.536 \text{ L o } 49.307 \text{ m}^3$$

Este valor equivale al 0,2615% del total del agua vertida en el año 2023, como se observa a continuación:

- Porcentaje de agua vertida que se requiere para producir hidrógeno:

$$\text{Vertimientos} = 18.853,58 [\text{Mm}^3] \text{ o } 18.853.580 \text{ m}^3$$

$$\text{Agua consumida al año} = 49.307 \text{ m}^3$$

$$\% \text{ utilizado para producir } H_2 = \left[\frac{49.307 \text{ m}^3}{18.853.580 \text{ m}^3} \right] * 100$$

$$\% \text{ utilizado para producir } H_2 = 0,2615\%$$

6.1.3 Análisis comparativo de las tecnologías comerciales

Tabla 7.

Consumo de energía eléctrica y producción de H₂ verde por cada electrolizador

Tipo	Consumo [kWh/kg]	Producción [kg/día]	Consumo de energía [GWh] anual	Vertimientos de energía [GWh] en 2023	% Utilizado para producir H ₂	H ₂ producido al año [Ton]
A4000	50	8.370	152,75	9.259	1,65%	3.055
MC-500-8	55.2	8.496	171,18	9.259	1,85%	3.101

De la información presentada en la Tabla 7, se evidenció que el electrolizador tipo PEM MC-500-8 consumió 18,43 GWh más de energía eléctrica al año, comparado con el electrolizador ALCALINO A4000. Lo anterior, se debe a que por cada kilogramo de hidrógeno este equipo requiere 5,2 kWh más de energía. A continuación, se calculó la eficiencia eléctrica para cada tecnología comercial teniendo en cuenta que el Lower Heating Value (LHV), por sus siglas en inglés, del hidrógeno es 33,33 kWh/kg:

$$A4000 \rightarrow 50 \left[\frac{kWh}{kg} \right] \rightarrow Eficiencia [\%] = \left[\frac{33,33 \left[\frac{kWh}{kg} \right]}{50 \left[\frac{kWh}{kg} \right]} \right] * 100 = 67\%$$

$$MC - 500 - 8 \rightarrow 55,2 \left[\frac{kWh}{kg} \right] \rightarrow Eficiencia [\%] = \left[\frac{33,33 \left[\frac{kWh}{kg} \right]}{55,2 \left[\frac{kWh}{kg} \right]} \right] * 100 = 60\%$$

Del cálculo anterior, se evidenció que el equipo que mayor eficiencia eléctrica tiene es el ALCALINO A4000. Sin embargo, la eficiencia eléctrica no fue el único parámetro que se consideró, también se analizó cuál de las dos tecnologías consume menos agua en 1 año de operación, como se observa en la Tabla 8.

Tabla 8.

Consumo de agua por cada electrolizador

Tipo	Consumo de agua [L/kg]	H ₂ producido al año [Ton]	Consumo de agua [m ³] anual	Vertimientos de agua [m ³] en 2023	% Utilizado para producir H ₂
A4000	10	3.055	30.550	18.853.580	0,1620%
MC-500-8	15.9	3.101	49.307	18.853.580	0,2609%

Según la Tabla 8, el electrolizador PEM MC-500-8 requiere 18.640 [m³/año] más de agua que el ALCALINO A4000, ya que produce 46 toneladas más de hidrógeno al año. No obstante, si

se incrementa la producción del electrolizador ALCALINO A4000 de 8.370 [kg/día] a 8.496 [kg/día], igualándola a la producción del PEM, el consumo total de agua para esta nueva producción sería de 31.010,4 [m³/año], es decir se requieren tan solo 460 m³ de agua para producir las 46 toneladas anuales de hidrógeno restantes. A continuación, se presentan los cálculos realizados y los resultados en la Tabla 9.

Para una producción de 8.370 [kg/día] se consumían en total 30.550 [m³] de agua al año con el alcalino A4000. Si las producciones fueran iguales, el electrolizador alcalino consumiría:

$$8.496 \left[\frac{kgH_2}{día} \right] * 10 \left[\frac{L}{kgH_2} \right] * 365 \left[\frac{días}{año} \right] * \left[\frac{1 m^3}{1000 L} \right]$$

$$Agua consumida = 31.010 [m^3] al año$$

Tabla 9.

Comparación del consumo de agua con producciones iguales

Tipo	Producción [kg/día]	Producción [Ton/año]	Consumo de agua [m³/año]
A4000 (inicial)	8.370	3.055	30.550
A4000 (nueva)	8.496	3.101	31.010
MC-500-8	8.496	3.101	49.307

De los cálculos presentados se puede evidenciar que para la misma producción de hidrógeno verde el electrolizador ALCALINO A4000 requiere muchísima menos agua que el PEM MC-500-8.

Adicionalmente, dentro del análisis hay que considerar otros factores determinantes como la tasa de degradación del equipo, la calidad del agua suministrada, la vida útil del electrolizador y el costo, esto con la finalidad de realizar una adecuada selección de la tecnología. La Tabla 10 compara estos parámetros para cada tipo de electrolizador.

Tabla 10.*Criterios de selección complementarios para ambas tecnologías.*

Parámetros	ALCALINO	PEM	Referencia
Calidad del agua	Requiere agua de menor pureza y dureza	Requiere agua ultrapura de baja conductividad	(Becker et al., 2023)
Eficiencia eléctrica	68-77%	70-80%	(Patonia & Poudineh, 2022)
Costos	CAPEX (500-1.400) USD/kW	CAPEX (1.100-1.800) USD/kW	(Wang et al., 2024)
Taza de degradación	0,13 (% /1.000h)	0,5-1 (%/1.000h)	(Wang et al., 2024)
Vida útil	10-20 años (60.000-100.000) horas	5-15 años (50.000-90.000) horas	(Wang et al., 2024)

Según lo observado en la Tabla 9, las tecnologías de electrólisis alcalina tienen una vida útil que puede alcanzar las 100.000 horas de operación a carga completa, lo cual significa que si se opera un electrolizador ALCALINO A4000 con jornadas de 24 horas por 7 días durante 1 año (8.760 horas), este equipo tendría una vida útil aproximada de 7 a 12 años. En cambio, para el caso de la tecnología PEM MC-500-8 la durabilidad se reduce a un rango de 5 a 10 años aproximadamente, dado que este tipo de tecnologías se degradan a razón de 0,5 % y 1 % cada 1.000 horas de operación, debido a los materiales que se utilizan en los electrodos y la membrana de intercambio de protones. Por otra parte, las tecnologías de electrólisis alcalina tienen un menor costo de capital (CAPEX) comparado con los PEM, principalmente porque en lugar de una membrana de NAFIÓN utilizan un separador de asbesto y los electrodos generalmente son de Níquel, a comparación de los metales preciosos como Iridio y Rutenio que se utilizan en los electrodos de las celdas PEM (El-Shafie, 2023).

Finalmente, se debe considerar la calidad del agua que se va a suministrar a cada uno de los equipos, ya que, si el recurso hídrico no cumple con los requisitos mínimos para cada electrolizador, se pueden presentar daños y contaminación al interior de este. Comúnmente los electrolizadores comerciales exigen agua de alta pureza, grado 2 ISO 3696, que tiene una conductividad menor a 5 [$\mu\text{S}/\text{cm}$] en la alimentación, y para los electrolizadores PEM es pertinente instalar resinas de intercambio iónico en el circuito de recirculación del ánodo, lo cual reduce aún más la concentración de iones a medida que el agua se recircula en el sistema, manteniendo la conductividad del agua por debajo de 1 [$\mu\text{S}/\text{cm}$] (Ursúa et al., 2012)(Becker et al., 2023). Estas resinas de intercambio iónico aumentan el costo del hidrógeno verde debido a problemas de sensibilidad a la temperatura y a los materiales utilizados en el ensamblaje. En términos generales, las tecnologías de electrólisis PEM son más estrictas en cuanto a la pureza del agua que se suministra al electrolizador y esto conduce a un incremento tanto en el CAPEX como en el OPEX del proceso, por tal motivo, es más factible técnica y económicamente instalar un electrolizador alcalino. Es importante señalar que bajo las condiciones de este trabajo de investigación y debido a las exigencias en la calidad del agua para las tecnologías PEM, esta se descarta. No obstante, dada su madurez tecnológica es posible que para otras condiciones (donde el recurso hídrico sea de mejor calidad) este tipo de electrolizadores serán un candidato prometedor para la producción de hidrógeno verde.

Considerando el análisis y los resultados presentados con anterioridad, se concluye que el electrolizador comercial ALCALINO A4000 es la alternativa a nivel industrial con las mejores especificaciones técnicas presentadas.

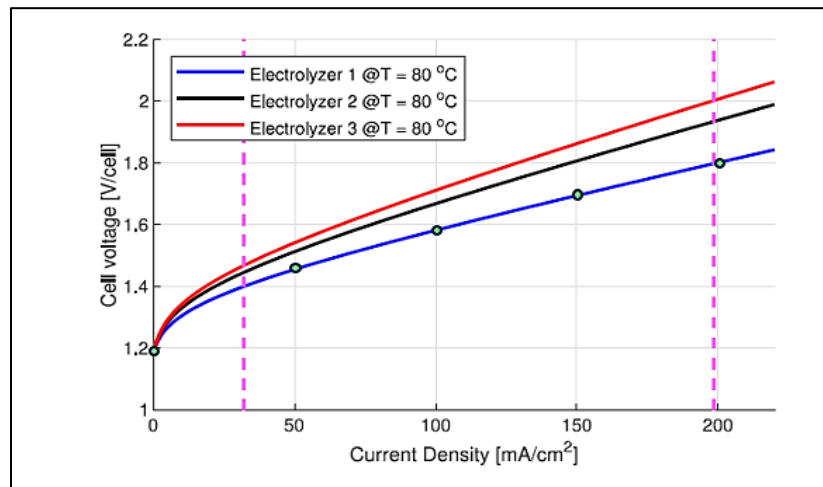
6.1.4 Resultados de la revisión del estado del arte

Una vez seleccionada la tecnología, se investigó en la literatura científica por estudios relacionados con electrolizadores alcalinos comerciales de escala industrial. Con el propósito de encontrar un equipo de similares características a la tecnología seleccionada. Adicionalmente, se consideró que el estudio debía incluir los parámetros del modelo matemático de la curva de polarización, esto garantizando que la simulación del equipo involucrara las ecuaciones y los cálculos que describen la eficiencia electroquímica del mismo, así como, el balance de masa y energía del proceso. Lo anterior, debido a que la curva de polarización de un electrolizador es crucial para el diseño y optimización de equipos comerciales, ya que permite identificar las pérdidas de rendimiento que afectan su eficiencia y analizar las diferentes pérdidas de tensión que ocurren en el equipo, por ejemplo, pérdidas por activación, óhmicas y de concentración, identificando los puntos débiles del electrolizador para mejorar su rendimiento, en este trabajo se tomó como referencia el trabajo realizado por (Rizwan et al., 2021) para analizar y validar el electrolizador seleccionado.

En la figura 7 se presenta la curva de polarización para los electrolizadores utilizados en el estudio. Es pertinente mencionar que los autores aportaron los parámetros utilizados en la validación del modelo para cada caso y tomaron como referencia un electrolizador alcalino A485 de la empresa Nel Hydrogen.

Figura 7.

Curva de polarización del electrolizador alcalino de referencia

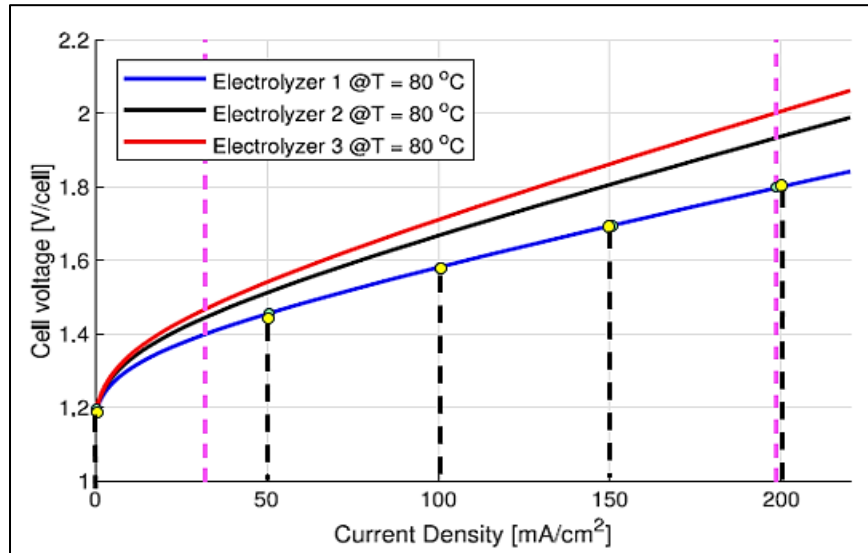


Nota: Tomado de (Rizwan et al., 2021)

En términos generales, la curva de polarización es la representación gráfica que muestra la relación entre la densidad de corriente que fluye a través del electrolizador y la tensión aplicada sobre los electrodos durante la electrólisis. Esta curva describe el desempeño electroquímico de un electrolizador, y es fundamental para comprender el rendimiento del equipo. Como referencia se tomó la curva resaltada en color azul, que corresponde al electrolizador 1 ($T=80^{\circ}\text{C}$), esto se debe a que este equipo era nuevo comparado con los otros dos que presentaban un porcentaje de desgaste por uso, situación que se puede validar, ya que, de las 3 curvas es la que menores pérdidas por sobrepotenciales presenta. Consecuentemente, se procedió a ingresar el modelo en Aspen Custom Modeler, utilizando los parámetros del electrolizador 1 y las ecuaciones matemáticas descritas por los autores. Como resultado se encontró que el modelo en ACM se ajustó adecuadamente a los resultados obtenidos en el estudio de referencia. En la Figura 8, los puntos amarillos corresponden a los resultados de la curva de polarización simulada en ACM (Ver apéndice A).

Figura 8.

Resultados de la curva de polarización simulada en ACM



Como se observa en la Figura 8, los resultados de la curva de polarización simulada se ajustan adecuadamente sobre la curva original, esto garantiza que el desempeño electroquímico del equipo simulado sea el mismo. Adicionalmente, se replicó el modelo en Excel como respaldo en la similitud de los resultados y estos valores se presentan a continuación:

Tabla 11.

Resultados de la curva de polarización en ACM

Datos ACM	
<i>mA/cm²</i>	Tensión (V)
0	1,1919
50	1,4630
100	1,5897
150	1,7022
200	1,8088

Tabla 12.*Resultados de la curva de polarización en Excel*

Datos Excel	
mA/cm^2	Tensión (V)
0	1,1919
50	1,4629
100	1,5897
150	1,7022
200	1,8088

Por otra parte, es pertinente recordar que la empresa NEL Hydrogen ha desarrollado equipos de mayor capacidad productiva conectando múltiples electrolizadores alcalinos A485. Es el caso del electrolizador comercial A4000 presentado en la Tabla 6 de la sección anterior, que integra 8 electrolizadores tipo A485. De lo anterior, es válido afirmar que la curva de polarización, el balance de masa y energía presentados por Rizwan en el año 2021, se ajustan adecuadamente a la tecnología comercial seleccionada. En este sentido, se utilizaron los modelos planteados por estos autores y se simuló el electrolizador en ASPEN CUSTOM MODELER (Ver apéndice A).

La Figura 9 presenta la simulación del electrolizador alcalino A4000 en ACM junto con los datos de entrada al equipo y la Figura 10 los resultados obtenidos.

Figura 9.

Parámetros de entrada del electrolizador alcalino A4000 simulado en ACM

Parámetro	Valor	Unidades
Área	2,6	[m ²]
Número de celdas	230	-
Presión	16	[bar]
Temperatura	80	[°C]
Número de stacks	8	-
Operación	24	[h]

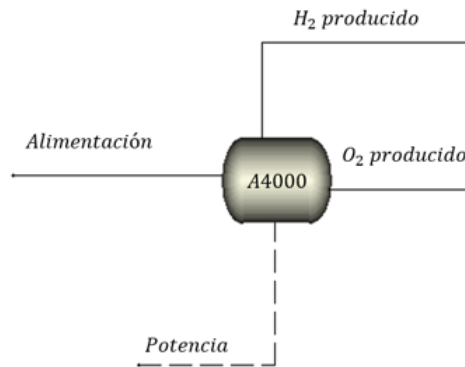


Figura 10.

Resultados de la simulación del electrolizador en ACM

ALCALINO 2024.acmf - Aspen Custom Modeler V12.1 - aspenONE - [ALCALINO.AIVariab

File View Tools Run Window Help

Steady State

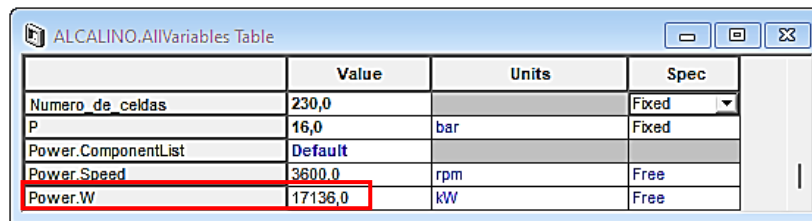
	Value	Units	Spec
Flujo3.z("O2")	0,787137	kmol/kmol	Free
H2O_alimentada_kg	83532,6		Free
H2O_alimentada_kmol	4636,76		Free
Horas_de_Operacion	24,0		Fixed
Intensidad	5158,4	A	Free
KOH_alimentado_kg	35799,7		Free
KOH_alimentado_kmol	638,076		Free
Masa_H2	43,5937	kg/hr	Free
Masa_H2_kg_dia	8370,0		Free
Masa_H2O	389,583	kg/hr	Free
Masa_H2O_kg_dia	74799,9		Free
Masa_O2	345,99	kg/hr	Free
Masa_O2_kg_dia	66430,0		Free
Moles_H2	0,0940229		Free
Moles_H2_Kmol_h	4152,05	kmol/hr	Free
Moles_H2O	0,0940222		Free
Moles_H2O_Kmol_h	4152,02	kmol/hr	Free
Moles_O2	0,0470111		Free

Como se puede observar en la Figura 10, para 24 horas de operación el electrolizador A4000 (simulado) produce 8.370 kg de hidrógeno, esta cantidad coincide con el valor presentado en la Tabla 6 (8.370 kg/día). De igual forma, el stack de electrólisis (simulado) consume 17.136

[kW], aproximadamente 17,136 [MW]. Realizando la comparación con las especificaciones técnicas presentadas en la Tabla 6 (17 MW), se observa que la escala del equipo simulado coincide con la escala del equipo comercial (Ver Figura 11).

Figura 11.

Potencia consumida por el electrolizador simulado



	Value	Units	Spec
Numero_de_celdas	230,0		Fixed
p	16,0	bar	Fixed
Power.ComponentList	Default		
Power.Speed	3600,0	rpm	Free
Power.W	17136,0	kW	Free

Consecuentemente, se realizó un análisis comparativo entre el hidrógeno simulado vs hidrógeno teórico y se verificó que el equipo simulado en ACM se ajustó adecuadamente con la tecnología que actualmente se comercializa, como se observa en la tabla 13.

Tabla 13.

Comparación de los resultados entre el electrolizador comercial y simulado

	Comercial A4000	Simulado A4000
Producción [kg/día]	8.370	8.370
Potencia nominal [MW]	17	17,14
Consumo de agua [L/día]	83.700	83.740
Consumo de energía [kWh/día]	418.500	418.700
Presión [bar]	16	16
Temperatura [°C]	80	80
Número stacks	8	8
Número de celdas	230	230
Área de la celda [m2]	2,6	2,6

En términos generales, los resultados de la primera fase del proyecto cumplieron con el objetivo propuesto, obtener un equipo de electrolisis alcalina simulado, de escala industrial y comercialmente disponible. El cual se validó con resultados de la literatura. Este logro es el eje central para dimensionar una planta de producción de hidrógeno verde a gran escala, en función del número de stacks y la cantidad de horas de operación necesarias. Cabe resaltar que la tecnología alcalina presentó mejor eficiencia eléctrica, que indica un menor consumo de energía por kilogramo de hidrógeno producido, una vida útil más prolongada debido a su bajo porcentaje de degradación en el tiempo, menor consumo de agua para iguales cantidades de hidrógeno producido comparado con la PEM, lo cual significativamente reduce la complejidad y los costos del pretratamiento del agua.

6.2 Fase II: Simulación planta de producción

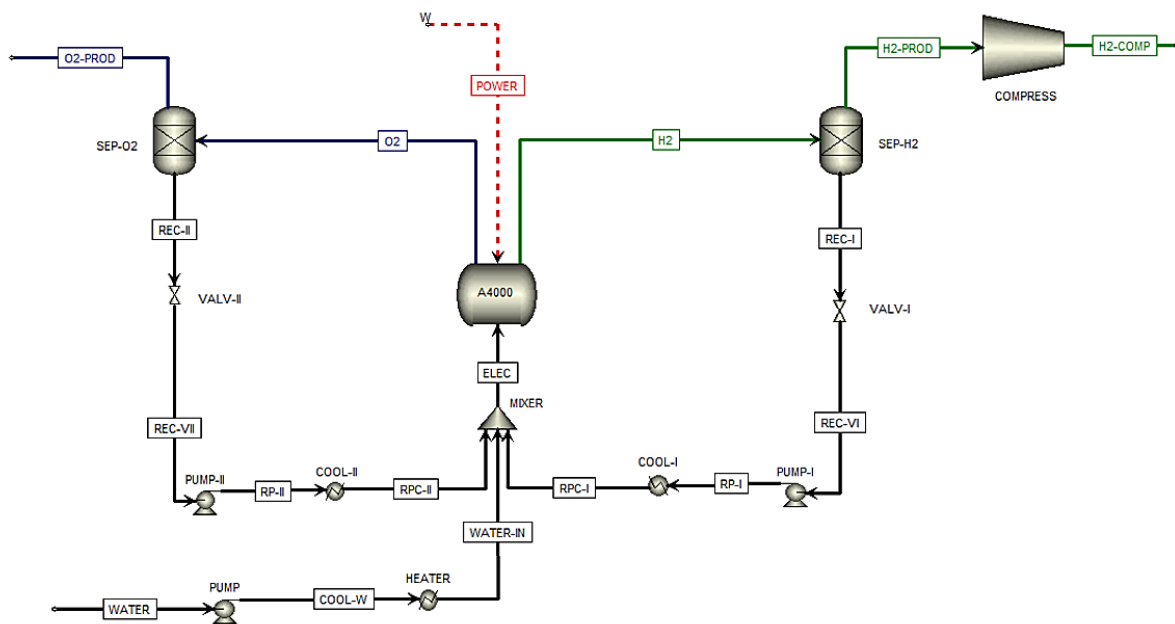
El siguiente paso consistió en integrar las etapas adicionales para completar el proceso de producción de hidrógeno verde. Para ello, se utilizaron herramientas computacionales especializadas en la simulación de procesos químicos a escala industrial. Este enfoque respalda el objetivo central del trabajo de investigación y proporciona una ventaja significativa, ya que la versatilidad del software empleado permite generar una representación adecuada de las condiciones reales de operación. De igual forma, favorece una evaluación más acertada del proceso en su totalidad, que deja como sustento una base importante para la toma de decisiones entorno a la implementación del sistema de producción de hidrógeno verde.

6.2.1 Software de simulación: Aspen Plus

Inicialmente, se realizó el traslado del electrolizador alcalino simulado en ASPEN CUSTOM MODELER al entorno del software de simulación de procesos químicos, este paso fue esencial y ratificó la validez de los balances de masa y energía propuestos en el modelo (Ver apéndice A), dado que, si no están correctamente planteados, Aspen Plus arroja error e informa que no puede correr la simulación. Una vez se introdujeron los parámetros del modelo junto a las corrientes de entrada/salida se corrió la simulación y se verificó que los resultados fueran iguales en ACM y Aspen Plus. Con el electrolizador funcionando correctamente se procedió a agregar las etapas necesarias para simular una planta de producción de hidrógeno verde, como se observa en la figura 12.

Figura 12.

Simulación de la planta de producción de hidrógeno verde en Aspen Plus



Según lo observado en la Figura 12, las líneas de color verde muestran las corrientes por donde fluye el hidrógeno. Este sale del electrolizador en dirección al separador (SEP-H2), el cual separa la fase líquida (KOH + H₂O) de la fase gas (H₂), enviando por la corriente superior el producto gaseoso a la etapa de compresión (COMPRESS), con el propósito de alcanzar la presión necesaria para almacenamiento u otros usos. Las corrientes de color azul oscuro detallan la ruta que sigue el oxígeno a lo largo del proceso, que pasa previamente por una etapa de separación (SEP-O2), con la finalidad de recuperar la solución electrolítica, separándola del oxígeno allí presente. Cabe resaltar que este subproducto puede ser venteadado a la atmósfera sin generar impacto negativo en el ambiente o puede adecuarse para otros usos en la industria. Así mismo, las líneas de color negro corresponden en primer lugar a las corrientes de recirculación del proceso y en segundo lugar a la línea de suministro de agua de reposición. Las corrientes de recirculación REC-I y REC-II una vez salen de los separadores de gas van directamente a las bombas PUMP-I y PUMP-II respectivamente, que se utilizan para hacer circular la solución electrolítica a través del electrolizador, garantizando una distribución uniforme del fluido en las celdas y ayudando a mantener las condiciones óptimas de operación del equipo. Sin embargo, antes de suministrar el electrolito al equipo, se debe garantizar que este tenga la temperatura necesaria de ingreso, por esta razón, se instalaron dos enfriadores COOL-I y COOL-II por cada lado. Por último, antes de alimentar la solución recuperada al electrolizador, esta se mezcla con una corriente de reposición de H₂O llamada WATER-IN, la cual se encarga de reponer la cantidad de agua que se gastó en el proceso y garantizar que la concentración de KOH se mantenga en los límites requeridos. La línea de color rojo punteado indica la potencia eléctrica requerida para la electrólisis. En los apéndices de este documento se pueden observar todos los resultados obtenidos para cada corriente (Ver apéndice B).

En la tabla 14 se presenta una descripción de todos los equipos utilizados en Aspen Plus para la simulación de la planta de producción, su función y sus respectivas condiciones de operación en el proceso.

Tabla 14.

Equipos utilizados en Aspen Plus y sus respectivas condiciones de operación

Referencia	Equipo	Función	Condiciones de operación
Pump	Bomba	Suministrar agua al proceso.	Temperatura del agua = 25°C Presión de entrada = 1bar Presión de salida = 16 bar
Heater	Intercambiador de calor	Aumentar la temperatura del agua que ingresa al proceso.	Temperatura de entrada = 25°C Temperatura de salida = 50°C Presión de operación = 16 bar
Mixer	Mezclador	Unificar las corrientes de recirculación con el agua que ingresa al proceso.	Temperatura = 50°C Presión = 16 bar
A4000	Electrolizador	Disociar el agua en H ₂ y O ₂	Temperatura de operación = 80°C Presión de operación = 16 bar
SEP-H2	Separador gas-líquido	Separar el H ₂ del electrolito	Fracción separada de H ₂ = 100%
SEP-O2	Separador gas-líquido	Separar el O ₂ del electrolito	Fracción separada de O ₂ = 100%
Compress	Compresor	Comprimir el H ₂ para almacenamiento	Politrópico-Método GPSA Presión de descarga = 65 bar Eficiencia politrópica= 75%
Valv-I	Válvula	Regular el flujo de la recirculación	Temperatura = 80°C Presión = 15 bar
Valv-II	Válvula	Regular el flujo de la recirculación	Temperatura = 80°C Presión= 15 bar
Pump-I	Bomba	Impulsar el flujo de recirculación	Presión de entrada = 15 bar Presión de salida = 16 bar
Pump-II	Bomba	Impulsar el flujo de recirculación	Presión de entrada = 15 bar Presión de salida = 16 bar

Referencia	Equipo	Función	Condiciones de operación
Cool-I	Intercambiador de calor	Ajustar la temperatura del flujo de recirculación	Presión de operación = 16 bar Temperatura de entrada = 80°C Temperatura de salida = 50°C
Cool-II	Intercambiador de calor	Ajustar la temperatura del flujo de recirculación	Presión de operación = 16 bar Temperatura de entrada = 80°C Temperatura de salida = 50°C

Finalizada la simulación de la planta de producción de hidrógeno verde, se procedió a calcular el consumo energético total (kWh) para producir 1 kg de H₂ de todo el proceso (ver tabla 15 y 16). Para la simulación se consideró que la planta operará 24 horas al día, durante 365 días al año.

Tabla 15.

Consumo nominal de energía eléctrica de los equipos utilizados en la planta

Equipo	Consumo	Unidad
PUMP II	1,23	kW
PUMP I	1,23	kW
PUMP	46,59	kW
COMPRESS	6.449	kW
Electrolizador	17.136	kW

Tabla 16.

Consumo anual de energía eléctrica de los equipos utilizados en la planta

Equipo	Consumo	Unidad
PUMP II	10.805	kWh
PUMP I	10.805	kWh
PUMP	407.933	kWh
COMP	73.366.314	kWh
Subtotal	73.795.860	kWh
Electrolizador	150.111.360	kWh
Total	223.907.220	kWh

En total, la planta de electrólisis simulada consumiría 223,907 [GWh] de energía eléctrica, para producir 3.055 [Ton] de hidrógeno verde al año. Por lo tanto, la cantidad de [kWh] que consume la planta por kilogramo de H₂ producido es:

$$\text{Energía consumida al año} = 223.907.220 \text{ [kWh]}$$

$$\text{Producción de hidrógeno verde al año} = 3.055.500 \text{ [kg]}$$

$$\text{Consumo por kilogramo} = \left[\frac{223.907.220 \text{ [kWh]}}{3.055.500 \text{ [kg]}} \right] = 73,28 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{kg}} \right]$$

Es decir, que para poner en funcionamiento una planta de electrólisis de esta capacidad, que haga uso de los recursos disponibles en la central hidroeléctrica, se deben producir como mínimo 73,28 [kWh] más de energía eléctrica por cada kilogramo de H₂ que se desee producir.

Es importante considerar que esta planta consume 30.551 [m³/año] de agua, que en términos de energía eléctrica representan 15.275 [kWh], lo cual significa que se aprovechará todo este volumen de agua en la central hidroeléctrica. A continuación, se presenta el cálculo realizado:

$$\text{Vertimiento en energía} = [\text{Vertimiento en volumen}] * \text{Factor de conversión}$$

$$\text{Vertimiento en energía} = [30.550 \text{ m}^3] * 0.5$$

$$\text{Vertimiento en energía} = 15.275 \text{ [kWh]}$$

El factor de conversión de 0,5 corresponde a la eficiencia de la hidroeléctrica en la cual se dejó de turbinar el recurso. Para el caso en estudio, este valor se calculó directamente de los datos presentados por XM, el cual coincidió para todos los escenarios validados, con una mínima diferencia.

$$\text{Factor de conversión} = \frac{\text{Vertimiento en energía [GWh]}}{\text{Vertimiento en volumen [Mm}^3\text{]}}$$

$$\text{Factor de conversión} = \frac{9.259 \text{ [GWh]}}{18.833 \text{ [Mm}^3\text{]}} = 0,5$$

Este factor de conversión considera la energía potencial del agua en función de la altura de la caída, la eficiencia de las turbinas y generadores, la densidad del agua y la aceleración de la gravedad. Sin embargo, puede cambiar levemente en función del nivel del embalse dado que este valor modifica el cálculo de la altura de la caída. Para los datos analizados se obtuvo un factor en el rango entre [0,49 y 0,5].

Finalmente, para calcular el porcentaje exacto de vertimiento utilizado por la planta para la producción de hidrógeno verde, se consideró el recurso hídrico consumido junto con la cantidad de energía eléctrica que va a consumir la planta, así:

$$\text{Energía eléctrica} = 223.907.220 \text{ [kWh]} + 15.275 \text{ [kWh]}$$

$$\text{Energía eléctrica} = 223.922.495 \text{ [kWh]} \text{ o } 223,922 \text{ [GWh]}$$

$$\text{Vertimientos} = 9.259 \text{ [GWh]}$$

$$\% \text{ utilizado para producir } H_2 = \left[\frac{223,922 \text{ [GWh]}}{9.259 \text{ [GWh]}} \right] * 100$$

$$\% \text{ utilizado para producir } H_2 = 2,4184\%$$

Como se observa, una planta de producción de hidrógeno verde (como la simulada), con capacidad para producir más de 3.055 toneladas, operando 24 horas al día, durante los 365 días del año, utilizaría aproximadamente el 2,4184% de los vertimientos de energía realizados en la central del río Cauca para el año 2023. Lo anterior, confirma el potencial energético que existe en torno a esta hidroeléctrica y establece las bases técnicas para la implementación de futuros proyectos de hidrógeno verde en la región.

Por otra parte, es muy importante definir qué uso se le dará al hidrógeno verde, ya que este combustible puede ser utilizado para múltiples campos, por ejemplo, la síntesis de productos en la industria química, la producción de amoníaco, metanol y fertilizantes, o para el sector transporte con vehículos que operan con pilas de combustible, también para la generación de energía eléctrica

mediante celdas de combustible o como respaldo para sistemas de energía renovable intermitente, entre otros. En este sentido, seleccionar el sector en el que el hidrógeno verde sea aprovechado satisfactoriamente va a permitir evaluar el verdadero potencial que tiene este vector energético.

Por ejemplo, en el contexto colombiano la demanda anual de hidrógeno gris es de 150.000 toneladas. Si una parte de esta demanda es reemplazada por hidrógeno verde, se reduce el impacto que genera la emisión de gases de efecto invernadero en el medio ambiente, ya que por cada kilogramo de hidrógeno producido con reformado de gas natural se generan 9,5 [kg de CO₂] y con gasificación de carbón se emiten 20 [kg de CO₂] equivalente a la atmósfera (Ministerio de Minas y Energía, 2020). Por este motivo, se analizó el impacto ambiental que tendría utilizar el hidrógeno verde producido para reemplazar el hidrógeno gris que se produce actualmente en Colombia y se plantearon diferentes escenarios, como se observa en la tabla 17.

Tabla 17.

Disminución de la huella de carbono utilizando hidrógeno verde

Escenario	H₂ a la industria [Ton]	Disminución de emisiones de CO₂ con Gas natural [Ton]	Disminución de emisiones de CO₂ con Carbón [Ton]
100%	3.055	29.023	61.100
90%	2.750	26.125	55.000
80%	2.444	23.218	48.880
70%	2.139	20.321	42.780
60%	1.833	17.414	36.660

Se observó que, utilizar el 100% del hidrógeno producido al año para reemplazar el hidrogeno gris que se obtiene a partir del reformado de gas natural y gasificación del carbón, evitará la emisión a la atmósfera de 29.023 [Ton CO₂] y 61.100 [Ton CO₂] respectivamente.

El cálculo se realizó considerando la contaminación generada por combustibles fósiles:

$$3.055 [\text{Ton Gas Natural}] * 9.5 \left[\frac{\text{Ton}CO_2}{\text{Ton Gas Natural}} \right] = 29.023 [\text{Ton } CO_2]$$

$$3.055 [\text{Ton de Carbón}] * 20 \left[\frac{\text{Ton}CO_2\text{equ}}{\text{Ton de Carbón}} \right] = 61.100 [\text{Ton } CO_2\text{equ}]$$

No obstante, el suministro de este hidrógeno a cualquier industria a nivel nacional requiere un proceso logístico minucioso y detallado. En primer lugar, es esencial contemplar la capacidad de almacenamiento, ya que, independientemente del uso que se quiera dar a este combustible, se debe considerar un mínimo de capacidad para evitar pérdidas, así mismo, esto permite mantener un inventario del hidrógeno para hacer frente a las fluctuaciones en la demanda o interrupciones en la operación. Además, contar con capacidad de almacenamiento facilita la operación de la planta de manera más flexible, adaptándose a cambios inesperados en el proceso, como fallas en la operación o mantenimiento de los equipos, sin afectar el suministro. En este orden de ideas, para el caso en estudio es necesario considerar este factor, ya que la producción diaria de la simulación se calculó en 8.370 kg de hidrógeno, que debe ser almacenado y posteriormente utilizado donde sea necesario.

Actualmente, existen diferentes métodos para almacenar hidrógeno verde, dependiendo del estado en el que se desee almacenar, si es gaseoso, por ejemplo, existen cilindros de acero de alta presión que normalmente soportan bajas presiones e incluso entre 350 y 700 bar. También es posible almacenarlo en estado líquido, enfriándolo a temperaturas de aproximadamente -253°C , y se dispone en tanques de almacenamiento criogénico. Existen otras alternativas como almacenamiento químico (Amoniaco) y mezcla con gas natural, entre otras (Ma et al., 2024). En este sentido, seleccionar el método más adecuado para almacenar el hidrógeno verde, requiere un análisis riguroso de aspectos técnicos, económicos y logísticos. Sin embargo, hacerlo en fase gaseosa, presenta costos relativamente moderados, por los materiales utilizados en la construcción

de los tanques, comparándolo con los tanques criogénicos. Además, enfriar el hidrógeno a temperaturas criogénicas incrementa el costo considerablemente. Por estas razones, se tomaron como referencia los tanques utilizados por Iberdrola en el año 2021, con capacidad para almacenar 2.700 kg de H₂ en fase gaseosa, a 60 bar de presión. Cada tanque tenía un volumen de 133 m³ con dimensiones de 23 metros de alto por 2,8 metros de diámetro y un peso en vacío de 77 toneladas (Iberdrola, 2021). Lo anterior, con el fin de dimensionar la capacidad de almacenamiento, considerando tanques que hayan sido construidos y utilizados comercialmente.

De la información anterior se plantearon los siguientes escenarios y se resumieron los resultados en la tabla 18:

- Escenario 1: El 100% del hidrógeno producido se utiliza en la industria.
- Escenario 2: El 90% del hidrógeno producido se utiliza en la industria y el 10% se almacena.
- Escenario 3: El 80% del hidrógeno producido se utiliza en la industria y el 20% se almacena.
- Escenario 4: El 70% del hidrógeno producido se utiliza en la industria y el 30% se almacena.
- Escenario 5: El 60% del hidrógeno producido se utiliza en la industria y el 40% se almacena.

Tabla 18.*Número de tanques necesarios con base en el hidrógeno verde almacenado*

Escenario	H ₂ a industria [Ton]	H ₂ para almacenamiento [Ton]	Número de tanques necesarios
1 (100%)	3.055	0	0
2 (90%)	2.750	306	113
3 (80%)	2.444	611	226
4 (70%)	2.139	917	339
5 (60%)	1.833	1.222	453

Para el primer escenario, se observa que utilizar el 100% del H₂ producido para reemplazar el hidrógeno gris que se utiliza para suplir la demanda nacional implica no tener reservas de hidrógeno almacenado y, por consiguiente, la no generación de energía de eléctrica en temporadas de sequía. En el segundo escenario, se planteó suministrar el 90% a la industria y reservar el 10% del hidrógeno producido en tanques de almacenamiento como los seleccionados.

El cálculo del número de tanques se presenta a continuación:

El primer dato que se consideró es la masa de hidrógeno disponible para almacenar

$$305,5 \text{ Ton} = 305.500 \text{ kg}$$

Luego, se calculó la cantidad de tanques necesarios para almacenar el hidrógeno

$$305.500 \text{ kgH}_2 * \left[\frac{1 \text{ tanque}}{2.700 \text{ kgH}_2} \right] = 113 \text{ tanques.}$$

Para los demás escenarios, se siguió la misma metodología planteada anteriormente.

En términos generales, se debe considerar que la cantidad de combustible producido se logró operando la planta 24 horas al día, durante todos los días del año. Sin embargo, operar bajo estas condiciones requiere una gran capacidad de almacenamiento (113 tanques) como se pudo evidenciar en la Tabla 18, y esto para almacenar el 10% del hidrógeno producido. Esta cantidad

de tanques de almacenamiento es inviable, técnicamente por sus dimensiones, logísticamente por su instalación/operación y económicamente por el costo de capital. En este sentido, es importante considerar la infraestructura de la zona para adecuar las horas de operación de la planta con el objetivo de alcanzar una producción acorde a la capacidad de almacenamiento.

De lo anterior, se plantearon 2 nuevos escenarios, el primero almacenando el 10% del hidrógeno producido y el segundo almacenando el 1%. En ambos escenarios se disminuyó las horas de operación diaria a 6, 8, 10, 12, 14, como se observa en las tablas 19 y 20.

$$\text{Producción con 24 horas} \rightarrow 8.370 \left[\frac{kg}{\text{día}} \right]$$

$$\text{Producción por hora} \rightarrow 348,75 \left[\frac{kg}{h} \right]$$

Tabla 19.

Número de tanques almacenando el 10% del hidrógeno verde a diferentes horas de operación de la planta

Operación de la planta [h]	Kilogramos producidos al año	10% de H₂ para almacenamiento	Número de tanques
6	763.763	76.376	28
8	1.018.350	101.835	38
10	1.272.938	127.294	47
12	1.527.525	152.753	57
14	1.782.113	178.211	66

Tabla 20.

Número de tanques almacenando el 1% del hidrógeno verde a diferentes horas de operación de la planta

Operación de la planta [h/día]	Kilogramos producidos al año	1% de H₂ para almacenamiento	Número de tanques
6	763.763	7.638	3
8	1.018.350	10.184	4
10	1.272.938	12.729	5
12	1.527.525	15.275	6
14	1.782.113	17.821	7

Con base en esta información, se observó que, para diferentes horas de operación de la planta, la cantidad de tanques necesarios sigue siendo elevada en el escenario donde se almacenó el 10% del hidrógeno producido. Por el contrario, para el nuevo escenario del 1% la cantidad de tanques disminuyó considerablemente. Estos resultados son útiles como punto de referencia para definir las horas reales de operación de la planta en función de la capacidad de almacenamiento, la logística y la distribución del hidrógeno producido.

6.3 Fase III: Propuesta de implementación para el hidrógeno verde

En esta fase es necesario considerar que en la actualidad existen diferentes tipos de celdas de combustible, por ejemplo, las celdas de combustible PEM (PEMFC), de óxido sólido (SOFC), de ácido fosfórico (PAFC), alcalinas (AFC), de carbonato fundido (MCFC), de metanol (DMFC), de carbón sólido (DCFC) y microbianas (MFC), con diferentes características, ventajas y desventajas. En términos de eficiencia eléctrica, las que mayor porcentaje presentan son DCFC por encima del 80%, MCFC por encima del 60%, AFC y SOFC con un máximo de 60%. Sin

embargo, de estas 4 celdas únicamente 2 utilizan hidrógeno verde como combustible principal (AFC y SOFC), dado que, la DCFC utiliza carbón sólido como combustible y la MFC genera electricidad a través de la actividad metabólica de los microorganismos. Por tal motivo, las celdas de combustible de hidrógeno de mayor eficiencia actualmente son AFC y SOFC. Pese a ello, es importante mencionar que las celdas de combustible alcalinas (AFC) son sensibles al CO₂ presente en el combustible y el aire, y también requieren gestionar la conductividad del electrolito de forma cuidadosa. Mientras que las celdas de óxido sólido SOFC son flexibles a cualquier tipo de combustible, el electrolito es sólido y sirven para la generación de calor y electricidad, tales como los módulos SOFC-CHP, por sus siglas en inglés, Solid Oxide Fuel Cell-Combined Heat and Power (Sebbani et al., 2025; Gandiglio et al., 2024).

La tabla 21 presenta siete grandes fabricantes de celdas de combustible de óxido sólido SOFC-CHP, junto con las especificaciones de sus productos comerciales disponibles. Además, se tomaron a consideración únicamente aquellas celdas que usen como combustible hidrógeno y se evaluaron las fichas técnicas de cada una para seleccionar la de mejor desempeño (Ver apéndice D), como se observar en la tabla 22. Los criterios de selección escogidos fueron, la potencia generada [kW], la eficiencia eléctrica [%] y el consumo de hidrógeno [kg/h].

Tabla 21.

Productores de módulos SOFC-CHP y especificaciones de los productos disponibles.

Producto Comercial (Fabricante)	Potencia [kW]	Eficiencia Eléctrica (%LHV)	Combustible
Server 6.5 (Bloom Energy)	330	65-53%	Gas natural, Biogas
Hydrogen Fuel Cell (Bloom Energy)	300	52%	H₂

Producto Comercial (Fabricante)	Potencia [kW]	Eficiencia Eléctrica (%LHV)	Combustible
SOFC (Bosch)	10	60%	Gas natural, H ₂ , Biometano
C60 (Convion)	60	60%	Gas natural, Biogas
SOFC (FuelCell Energy)	250	65%	Gas natural, H ₂
MEGAMIE (Mitsubishi)	250	53%	Gas natural
Bluegen BG-15 (SolydEra)	1.5	57%	Gas natural (20% H ₂)

Nota. Adaptado de: (Gandiglio et al., 2024)

Tabla 22.

Criterios de selección celdas de combustible comerciales.

Fabricante de SOFC- CHP	Eficiencia Eléctrica (%LHV)	Potencia por módulo [kW]	Consumo de Combustible H ₂ (kg/h)
Bloom Energy	52%	300	17.3
Bosch	60%	10	0.5
FuelCell Energy	65%	250	12

De la información anterior, se seleccionó como referencia la celda de combustible de óxido sólido (SOFC) de la empresa FuelCell Energy, la cual alcanza una eficiencia eléctrica del 65%, siendo la más eficiente de las tres, esto significa que el 65% de la energía contenida en el combustible es convertida en energía eléctrica útil. Adicionalmente, se evidenció que de las 3 celdas comparadas la de menor generación de electricidad por módulo fue la de la marca Bosch (10 [kW]), lo cual sugiere que es una celda útil para proyectos a pequeña escala a diferencia de las otras celdas de 250 [kW] y 300 [kW] por módulo. Finalmente, se destacó que la celda de la empresa

FuelCell Energy, consume 12 kg de hidrógeno para generar 250 [kW] mientras que la celda de Bloom Energy consume 17,3 kg para generar 300 [kW]. Pese a que la generación de energía eléctrica de la celda de Bloom Energy es mayor, esta requiere más de 5 kg de hidrógeno para generar los 50 [kW] de diferencia. Por el contrario, si se considera que la celda de FuelCell Energy es más eficiente (65%), esta tan solo requeriría 14,4 kg de hidrógeno para alcanzar los mismos 300 [kW] de la otra celda, demostrando que es la alternativa comercial con mejor desempeño.

Para estimar la cantidad de hidrógeno consumido por kilowatt generado se siguió el siguiente procedimiento: Cada kilogramo de hidrógeno contiene 33,33 [kWh] de energía (LHV = 33,33 kWh/kgH₂) y el 65% de la energía contenida en el hidrógeno es utilizada para generar electricidad.

$$33,33 \left[\frac{kWh}{kgH_2} \right] * 0,65 = 21,66 \left[\frac{kWh}{kgH_2} \right]$$

Es decir, que la celda de combustible por cada 1 kgH₂ que consume, genera 21,66 kWh de electricidad. Con este factor, se asumió que todo el hidrógeno producido será utilizado para la generación de energía eléctrica, entonces:

$$\textit{Producción de hidrógeno verde al año} = 3.550.500 \text{ [kg]}$$

$$3.055.500 \text{ [kg]} * 21,66 \left[\frac{kWh}{kgH_2} \right] = 66.195.880 \text{ [kWh]}$$

$$\mathbf{66.195.880 \text{ [kWh]} = 66,2 \text{ [GWh]}}$$

De lo anterior, si todo el hidrógeno producido por la planta es almacenado y posteriormente utilizado para la generación de electricidad (temporadas de sequía) se podrán suministrar a la red más de 65 [GWh] de energía eléctrica.

En el contexto colombiano, el consumo promedio mensual por hogar es de 157 kWh (Corpoema, 2020).

$$\text{Energía generada} = 66.195.880 \text{ [kWh]}$$

$$\text{Energía consumida por hogar} = 157 \text{ [kWh]}$$

$$\text{Número de hogares} = \frac{66.195.880 \text{ [kWh]}}{157 \text{ [kWh]}} = 421.630$$

Teóricamente, si todo el hidrógeno producido por la planta en 1 año fuera almacenado y posteriormente utilizado en celdas de combustible de alta eficiencia, habría reservas suficientes para suministrar energía eléctrica a 421.630 hogares en Antioquia, durante 1 mes, en temporadas de sequía. Este resultado valida la hipótesis central de este trabajo de investigación, ya que la cogeneración de hidrógeno verde y electricidad se presentan como una alternativa viable para mitigar la escasez energética en este departamento de Colombia.

Ahora, es pertinente definir qué cantidad de hidrógeno se debe producir en función de una capacidad de almacenamiento técnicamente factible. Para ello, se utilizó como referencia la tabla 19, modificando los escenarios al 1%, 2%, 3%, 4% y 5% de hidrógeno almacenado, para diferentes horas de operación 24h, 16h y 8h, como se observa en la Tabla 23.

Tabla 23.

Generación de energía eléctrica según las horas de operación de la planta y el porcentaje de hidrógeno almacenado

Operación (h)	Producción Total (Ton/año)	Porcentaje Almacenado (%)	Hidrógeno para industria (Ton)	Hidrógeno para almacenamiento (Ton)	Número tanques (#)	Generación [kWh]
24	3.055,05	1	3.024	31	11	661.724
		2	2.994	61	23	1.323.448
		3	2.963	92	34	1.985.171
		4	2.933	122	45	2.646.895
		5	2.902	153	57	3.308.619

Operación (h)	Producción Total (Ton/año)	Porcentaje Almacenado (%)	Hidrógeno para industria (Ton)	Hidrógeno para almacenamiento (Ton)	Número tanques (#)	Generación [kWh]
16	2.036,7	1	2.016	20	8	441.149
		2	1.996	41	15	882.298
		3	1.976	61	23	1.323.448
		4	1.955	81	30	1.764.597
		5	1.935	102	38	2.205.746
8	1.018,35	1	1.008	10	4	220.575
		2	998	20	8	441.149
		3	988	31	11	661.724
		4	978	41	15	882.298
		5	967	51	19	1.102.873

Como se evidencia en la Tabla 23, si se opera la planta 8 horas al día durante 1 año, se producirían aproximadamente 1.018 toneladas de hidrógeno verde. Almacenar el 1% del hidrógeno producido (10 toneladas), requiere de 4 tanques de 133 m³ con capacidad para 2.700 kg de hidrógeno a 60 bar de presión. Si el hidrógeno almacenado es utilizado para la generación de energía eléctrica se podrían producir 220.575 kWh en temporadas de sequía, energía eléctrica suficiente para 1.405 hogares que consuman en promedio 157 kWh al mes. Además del beneficio de almacenar un vector energético como el hidrógeno, se debe considerar que el 99% del hidrógeno que no fue almacenado (1.008 toneladas), se pueden suministrar a la industria como alternativa para mitigar el impacto que generan los gases de efecto invernadero en la atmósfera y contribuir con la metas planteadas en la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia (Ministerio de Minas y Energía, 2020).

7. Conclusiones

A lo largo de este trabajo de investigación, se evaluó el potencial de cogenerar hidrógeno verde en la central hidroeléctrica del río Cauca, considerando la disponibilidad de un recurso natural renovable, que no está siendo aprovechado. Esto se logró, simulando una planta de electrólisis alcalina a gran escala que incluyó equipos disponibles comercialmente en la industria.

Los resultados de la primera etapa del trabajo de investigación arrojaron que la tecnología comercial de electrólisis alcalina a escala industrial presentó mejores especificaciones técnicas para aprovechar los recursos disponibles en la central hidroeléctrica. Adicionalmente, se simuló con éxito un electrolizador alcalino con las mismas características de la tecnología comercial disponible.

Se logró la simulación de una planta con capacidad para producir 3.055 toneladas de hidrógeno verde al año, con consumo de 73,28 kWh por kilogramo de hidrógeno producido. La energía eléctrica consumida por la planta equivalió tan solo al 2,4184% de los vertimientos de energía en la central hidroeléctrica, lo que confirma el potencial existente en los recursos que no son aprovechados.

Finalmente, se determinó que es posible suministrar energía eléctrica haciendo uso de celdas de combustible SOFC-CHP comerciales a 1.405 hogares del departamento de Antioquia, en temporadas de sequía. Esto se logró, operando la planta 8 horas al día, durante los 365 días del año, almacenando únicamente el 1% del total del hidrógeno producido.

Se propone una metodología sistemática para la evaluación y selección de tecnologías electroquímicas destinadas a la cogeneración de hidrógeno en centrales hidroeléctricas. Como

herramienta central de análisis comparativo, se plantea el uso de curvas de polarización teóricas, lo cual permite estimar el comportamiento electroquímico y la eficiencia relativa de diferentes tecnologías comerciales bajo condiciones operativas representativas.

8. Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos en el presente trabajo de investigación se propone realizar un estudio exhaustivo de la composición fisicoquímica del agua en la represa, que incluya parámetros como pH, conductividad, dureza, alcalinidad, sólidos disueltos totales, metales pesados y minerales, así como analizar la variación estacional de la calidad del agua y su impacto en la electrólisis. A partir de allí, diseñar el sistema de pretratamiento del agua que incluya todas las etapas pertinentes, como filtración, ósmosis inversa, desmineralización, sistemas de control y monitoreo continuo de contaminantes.

De igual forma, en futuras investigaciones se recomienda profundizar en la implementación y optimización de sistemas de control asociados a la electrólisis del agua en el proceso de producción de hidrógeno verde en centrales hidroeléctricas. Es pertinente estudiar y establecer los sistemas de control para el suministro de energía, temperatura, presión, flujo y calidad del electrolito. Así mismo, contemplar sistemas de monitoreo de pureza en el producto final y sistemas que garanticen la seguridad del proceso, también considerar algoritmos de gestión energética que puedan adaptarse a las fluctuaciones en la disponibilidad de la energía eléctrica.

Esto con el objetivo de mejorar significativamente la eficiencia, escalabilidad y seguridad del proceso.

Posteriormente, realizar un análisis comprehensivo de los costos de capital (CAPEX) y costos operacionales (OPEX) de todo el proceso, incluyendo costos de adquisición de equipos, infraestructura para la producción, los sistemas de control, los costos de ingeniería/diseño, y los costos de almacenamiento. De igual forma se deben contemplar, los costos de consumo de la energía eléctrica, el mantenimiento, los insumos para el pretratamiento del agua, entre otras. Adicionalmente, se propone evaluar incentivos gubernamentales, indicadores financieros (VAN/TIR) y realizar un análisis de sensibilidad, con el objetivo de comparar su rentabilidad con otras alternativas limpias.

Por último, llevar a cabo un análisis del ciclo de vida (ACV) del proceso de producción de hidrógeno verde, desde la extracción y procesamiento de los materiales hasta la vida útil del proyecto. De igual forma, calcular la huella de carbono del proceso y compararla con la producción de hidrógeno gris y azul, con el fin de evaluar la reducción de emisiones en diferentes sectores de la industria. Este estudio deberá contemplar el impacto generado sobre el ecosistema acuático, efectos sobre la flora, la fauna y alteraciones en la calidad del agua.

Referencias Bibliográficas

- Andrus, S. R., Diffely, R. J., & Alford, T. L. (2023). Theoretical analysis of green hydrogen from hydropower: A case study of the Northwest Columbia River system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(22), 7993–8001. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.11.027>
- Becker, H., Murawski, J., Shinde, D. V., Stephens, I. E. L., Hinds, G., & Smith, G. (2023). Impact of impurities on water electrolysis: a review. *Sustainable Energy and Fuels*, 7(7), 1565–1603. <https://doi.org/10.1039/d2se01517j>
- Bell, I., Laurie, N., Calle, O., Carmen, M., & Valdez, A. (2024). Education for disaster resilience: Lessons from El Niño. *Geoforum*, 148(September 2023), 103919. <https://doi.org/10.1016/j.geoforum.2023.103919>
- Carvajal, H., Babativa, J. H., Alonso, J. A., Competitividad, I., Valle, U., & Valle, U. (2010). Study of H₂ production by hydroelectricity for a Hydrogen economy in Colombia. *Ingeniería y Competitividad*, 12(1), 31–42.
- Corpoema, C. para la E. y el M. ambiente. (2020). *Informe final de subsistencia en energía eléctrica , gas natural y glp en territorio nacional SIN Y ZNI*.
- El-Shafie, M. (2023). Hydrogen production by water electrolysis technologies: A review. *Results in Engineering*, 20(July), 101426. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101426>
- Gandiglio, M., Marocco, P., Nieminen, A., Santarelli, M., & Kiviaho, J. (2024). Energy and environmental performance from field operation of commercial-scale SOFC systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 85(June), 997–1009. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.08.332>

- Gao, R., Wang, L., Zhang, L., Zhang, C., Jun, K. W., Kim, S. K., Zhao, T., Wan, H., & Guan, G. (2024). A life cycle exergy-based analysis of Power-to-liquid/Power-to-gas hybrid processes coupled with different water electrolysis technologies. *Fuel*, 357(PC), 130040. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.130040>
- Grupo EPM. (2007). *Hidroeléctrica Ituango-EPM* (p. 22). <https://cu.epm.com.co/Portals/institucional/proyecto-hidroelectrico-ituango/documentos/brochure-proyecto-ituango.pdf>
- Iberdrola. (2021). *Tanques de almacenamiento de hidrógeno verde*. <https://www.iberdrola.com/documents/20125/1273250/NI20211213.pdf>
- Intergovernmental Panel on Climate Change-IPCC. (2012). Hydropower. In *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. <https://doi.org/10.1201/b10163>
- Irena & ETSAP. (2015). *Hydropower Technology Brief. February*, 1–18.
- Jovan, D. J., Dolanc, G., & Pregelj, B. (2021). Cogeneration of green hydrogen in a cascade hydropower plant. *Energy Conversion and Management: X*, 10(April). <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2021.100081>
- Liu, S., Gu, X., Yang, S., & Qian, Y. (2023). Can green hydrogen and waste heat utilization improve energy conservation and emission reduction of coal-based cogeneration processes? *Journal of Cleaner Production*, 389(January), 136045. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136045>
- Ma, N., Zhao, W., Wang, W., Li, X., & Zhou, H. (2024). Large scale of green hydrogen storage: Opportunities and challenges. *International Journal of Hydrogen Energy*, 50, 379–396. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.09.021>

- Megia, P. J., Vizcaino, A. J., Calles, J. A., & Carrero, A. (2021). Hydrogen Production Technologies: From Fossil Fuels toward Renewable Sources. A Mini Review. *Energy and Fuels*, 35(20), 16403–16415. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02501>
- Ministerio de Minas y Energía. (2020). *Hoja de Ruta del Hidrogeno Colombia*.
- Ministerio de Minas y Energía. (2024). *Informe al Congreso*.
- Nadaleti, W. C., de Souza, E. G., & Lourenço, V. A. (2022). Green hydrogen-based pathways and alternatives: Towards the renewable energy transition in South America's regions—Part B. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(1), 1–15. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.05.113>
- Nel Hydrogen. (2024a). *Atmospheric Alkaline Electrolyser*. A485 SERIES, Alkaline Electrolyser Stack and Electrolyte System Module. <https://nelhydrogen.com/product/atmospheric-alkaline-electrolyser-a-series/>
- Nel Hydrogen. (2024b). *MC Series PEM Electrolysers*. Hydrogen Generation Systems. <https://nelhydrogen.com/resources/m-series-containerized-pem-electrolysers/>
- NOAA Climate gov. (2024). *March 2024 ENSO update : award season*. 5(March), 1–11. <https://www.climate.gov/news-features/blogs/enso/march-2024-enso-update-award-season>
- Padilha, J. C., da Trindade, L. G., de Souza, R. F., & Miguel, M. (2009). An evaluation of the potential of the use of wasted hydroelectric capacity to produce hydrogen to be used in fuel cells in order to decrease CO₂ emissions in Brazil. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(19), 7898–7902. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.07.074>
- Patonia, A., & Poudineh, R. (2022). *Cost-competitive green hydrogen: how to lower the cost of electrolyzers?* - Oxford Institute for Energy Studies (Issue January).

<https://www.oxfordenergy.org/publications/cost-competitive-green-hydrogen-how-to-lower-the-cost-of-electrolysers/>

- Pelaez-Samaniego, M. R., Riveros-Godoy, G., Torres-Contreras, S., Garcia-Perez, T., & Albornoz-Vintimilla, E. (2014). Production and use of electrolytic hydrogen in Ecuador towards a low carbon economy. *Energy*, *64*, 626–631. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.11.012>
- Posso, F., Espinoza, J. L., Sánchez, J., & Zalamea, J. (2015). Hydrogen from hydropower in Ecuador: Use and impacts in the transport sector. *International Journal of Hydrogen Energy*, *40*(45), 15432–15447. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.08.109>
- Presidencia de la República de Colombia. (2024). *Especial Agua y Energía* (Issue 04, p. 09). <https://petro.presidencia.gov.co/Vida/pages/04/Vida-04-Agua.pdf>
- Rahim Malik, F., Yuan, H. B., Moran, J. C., & Tippayawong, N. (2023). Overview of hydrogen production technologies for fuel cell utilization. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, *43*, 101452. <https://doi.org/10.1016/j.jestch.2023.101452>
- Riveros, G., Cavaliero, C., & Silva, E. (2013). Analysis of electrolytic hydrogen production models and distribution modes for public urban transport: study case in Foz do Iguacu, Brazil. *International Journal of Energy Research*, *37*, 1142–1150. <https://doi.org/10.1002/er.2972>
- Rizwan, M., Alstad, V., & Jäschke, J. (2021). Design considerations for industrial water electrolyzer plants. *International Journal of Hydrogen Energy*, *46*(75), 37120–37136. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.018>
- Sebbahi, S., Assila, A., Alaoui Belghiti, A., Laasri, S., Kaya, S., Hlil, E. K., Rachidi, S., & Hajjaji, A. (2024). A comprehensive review of recent advances in alkaline water electrolysis for

- hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 82(July), 583–599.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.428>
- Sebbani, I., Ettouhami, M. K., & Boulakhbar, M. (2025). Fuel cells: A technical, environmental, and economic outlook. *Cleaner Energy Systems*, 10(December 2024), 100168.
<https://doi.org/10.1016/j.cles.2024.100168>
- Shiva Kumar, S., & Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3), 442–454.
<https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>
- Tahan, M. R. (2022). Recent advances in hydrogen compressors for use in large-scale renewable energy integration. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(83), 35275–35292.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.08.128>
- UPME. (2015). Primer Atlas hidroenergético revela gran potencial en Colombia . *Atlas Potencial Hidroenergético de Colombia, Capítulo 1. Hidroenergía*, 25–36.
https://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Atlas/Atlas_p25-36.pdf
- Ursúa, A., Gandía, L. M., & Sanchis, P. (2012). Hydrogen production from water electrolysis: Current status and future trends. *Proceedings of the IEEE*, 100(2), 410–426.
<https://doi.org/10.1109/JPROC.2011.2156750>
- Wang, J., Wen, J., Wang, J., Yang, B., & Jiang, L. (2024). Water electrolyzer operation scheduling for green hydrogen production: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 203(July), 114779. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114779>
- XM. (2024a). *Embalses en Colombia*. <https://www.xm.com.co/hidrologia/embalses>
- XM. (2024b). *Informe Energético*. <https://www.xm.com.co/noticias/6691-en-febrero-los-embalses-de-energia-del-pais-cerraron-en-un-4381>

Yang, L., Chen, X., Huang, C., Liu, S., Ning, B., & Wang, K. (2024). A review of gas-liquid separation technologies: Separation mechanism, application scope, research status, and development prospects. *Chemical Engineering Research and Design*, 201(June 2023), 257–274. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2023.11.057>

Apéndices

Apéndice A. Dimensionamiento

1. Datos históricos de vertimientos.

Febrero a diciembre de 2023

Fecha	Región Hidrológica	Nombre Embalse	Vertimientos Energía [GWh]	Vertimientos Volumen [Mm3]
2023-02-01	Antioquia	Ituango	33.92	69.02
2023-02-02	Antioquia	Ituango	27.89	56.76
2023-02-03	Antioquia	Ituango	25.30	51.48
2023-02-04	Antioquia	Ituango	24.69	50.25
2023-02-05	Antioquia	Ituango	28.43	57.85
2023-02-06	Antioquia	Ituango	28.68	58.37
2023-02-07	Antioquia	Ituango	24.02	48.88
2023-02-08	Antioquia	Ituango	19.21	39.09
2023-02-09	Antioquia	Ituango	22.08	44.94
2023-02-10	Antioquia	Ituango	23.24	47.29
2023-02-11	Antioquia	Ituango	22.09	44.95
2023-02-12	Antioquia	Ituango	20.23	41.16
2023-02-13	Antioquia	Ituango	19.85	40.40
2023-02-14	Antioquia	Ituango	20.01	40.71
2023-02-15	Antioquia	Ituango	18.48	37.60
2023-02-16	Antioquia	Ituango	24.12	49.08
2023-02-17	Antioquia	Ituango	28.90	58.80
2023-02-18	Antioquia	Ituango	28.08	57.15
2023-02-19	Antioquia	Ituango	23.22	47.26
2023-02-20	Antioquia	Ituango	17.88	36.38
2023-02-21	Antioquia	Ituango	24.17	49.19
2023-02-22	Antioquia	Ituango	28.68	58.37
2023-02-23	Antioquia	Ituango	25.36	51.62
2023-02-24	Antioquia	Ituango	20.78	42.29
2023-02-25	Antioquia	Ituango	20.15	41.00
2023-02-26	Antioquia	Ituango	21.75	44.27
2023-02-27	Antioquia	Ituango	22.74	46.28
2023-02-28	Antioquia	Ituango	27.78	56.53

Fecha	Región Hidrológica	Nombre Embalse	Vertimientos Energía [GWh]	Vertimientos Volumen [Mm3]
2023-03-01	Antioquia	Ituango	25.11	51.09
2023-03-02	Antioquia	Ituango	25.03	50.94
2023-03-03	Antioquia	Ituango	22.55	45.88
2023-03-04	Antioquia	Ituango	21.63	44.01
2023-03-05	Antioquia	Ituango	23.77	48.36
2023-03-06	Antioquia	Ituango	26.55	54.03
2023-03-07	Antioquia	Ituango	27.41	55.78
2023-03-08	Antioquia	Ituango	27.65	56.27
2023-03-09	Antioquia	Ituango	38.29	77.92
2023-03-10	Antioquia	Ituango	58.21	118.47
2023-03-11	Antioquia	Ituango	61.87	125.92
2023-03-12	Antioquia	Ituango	76.62	155.92
2023-03-13	Antioquia	Ituango	62.09	126.35
2023-03-14	Antioquia	Ituango	67.21	136.77
2023-03-15	Antioquia	Ituango	71.47	145.45
2023-03-16	Antioquia	Ituango	91.49	186.20
2023-03-17	Antioquia	Ituango	80.89	164.62
2023-03-18	Antioquia	Ituango	77.67	158.07
2023-03-19	Antioquia	Ituango	80.09	162.99
2023-03-20	Antioquia	Ituango	68.75	139.91
2023-03-21	Antioquia	Ituango	64.68	131.63
2023-03-22	Antioquia	Ituango	59.77	121.64
2023-03-23	Antioquia	Ituango	47.00	95.66
2023-03-24	Antioquia	Ituango	48.65	99.00
2023-03-25	Antioquia	Ituango	58.50	119.06
2023-03-26	Antioquia	Ituango	59.59	121.26
2023-03-27	Antioquia	Ituango	52.93	107.71
2023-03-28	Antioquia	Ituango	52.60	107.05
2023-03-29	Antioquia	Ituango	56.32	114.62
2023-03-30	Antioquia	Ituango	65.59	133.48
2023-03-31	Antioquia	Ituango	57.77	117.56
2023-04-01	Antioquia	Ituango	49.88	101.50
2023-04-02	Antioquia	Ituango	50.33	102.42
2023-04-03	Antioquia	Ituango	50.91	103.61
2023-04-04	Antioquia	Ituango	48.69	99.09
2023-04-05	Antioquia	Ituango	44.06	89.67
2023-04-06	Antioquia	Ituango	45.92	93.45
2023-04-07	Antioquia	Ituango	44.33	90.22

Fecha	Región Hidrológica	Nombre Embalse	Vertimientos Energía [GWh]	Vertimientos Volumen [Mm3]
2023-04-08	Antioquia	Ituango	53.34	108.55
2023-04-09	Antioquia	Ituango	54.61	111.14
2023-04-10	Antioquia	Ituango	45.01	91.60
2023-04-11	Antioquia	Ituango	39.59	80.57
2023-04-12	Antioquia	Ituango	39.78	80.96
2023-04-13	Antioquia	Ituango	36.87	75.04
2023-04-14	Antioquia	Ituango	37.38	76.06
2023-04-15	Antioquia	Ituango	38.55	78.45
2023-04-16	Antioquia	Ituango	32.23	65.58
2023-04-17	Antioquia	Ituango	41.01	83.46
2023-04-18	Antioquia	Ituango	49.65	101.05
2023-04-19	Antioquia	Ituango	52.47	106.78
2023-04-20	Antioquia	Ituango	43.52	88.56
2023-04-21	Antioquia	Ituango	46.00	93.61
2023-04-22	Antioquia	Ituango	55.09	112.10
2023-04-23	Antioquia	Ituango	47.11	95.87
2023-04-24	Antioquia	Ituango	43.23	87.97
2023-04-25	Antioquia	Ituango	41.42	84.29
2023-04-26	Antioquia	Ituango	41.90	85.26
2023-04-27	Antioquia	Ituango	44.36	90.28
2023-04-28	Antioquia	Ituango	41.94	85.35
2023-04-29	Antioquia	Ituango	50.66	103.09
2023-04-30	Antioquia	Ituango	42.29	86.07
2023-05-01	Antioquia	Ituango	40.06	81.52
2023-05-02	Antioquia	Ituango	32.89	66.94
2023-05-03	Antioquia	Ituango	28.08	57.15
2023-05-04	Antioquia	Ituango	23.94	48.73
2023-05-05	Antioquia	Ituango	24.92	50.72
2023-05-06	Antioquia	Ituango	24.89	50.66
2023-05-07	Antioquia	Ituango	35.23	71.69
2023-05-08	Antioquia	Ituango	18.94	38.55
2023-05-09	Antioquia	Ituango	19.83	40.35
2023-05-10	Antioquia	Ituango	19.71	40.12
2023-05-11	Antioquia	Ituango	19.75	40.20
2023-05-12	Antioquia	Ituango	19.99	40.68
2023-05-13	Antioquia	Ituango	19.70	40.10
2023-05-14	Antioquia	Ituango	19.94	40.58
2023-05-15	Antioquia	Ituango	20.81	42.34

Fecha	Región Hidrológica	Nombre Embalse	Vertimientos Energía [GWh]	Vertimientos Volumen [Mm3]
2023-05-16	Antioquia	Ituango	24.70	50.27
2023-05-17	Antioquia	Ituango	25.48	51.85
2023-05-18	Antioquia	Ituango	29.49	60.02
2023-05-19	Antioquia	Ituango	19.98	40.66
2023-05-20	Antioquia	Ituango	18.87	38.40
2023-05-21	Antioquia	Ituango	36.33	73.94
2023-05-22	Antioquia	Ituango	32.65	66.45
2023-05-23	Antioquia	Ituango	49.92	101.58
2023-05-24	Antioquia	Ituango	53.01	107.87
2023-05-25	Antioquia	Ituango	50.42	102.60
2023-05-26	Antioquia	Ituango	62.60	127.39
2023-05-27	Antioquia	Ituango	49.89	101.53
2023-05-28	Antioquia	Ituango	56.45	114.89
2023-05-29	Antioquia	Ituango	56.75	115.48
2023-05-30	Antioquia	Ituango	71.33	145.16
2023-05-31	Antioquia	Ituango	62.91	128.03
2023-06-01	Antioquia	Ituango	48.62	98.95
2023-06-02	Antioquia	Ituango	52.83	107.52
2023-06-03	Antioquia	Ituango	40.82	83.07
2023-06-04	Antioquia	Ituango	31.65	64.40
2023-06-05	Antioquia	Ituango	31.61	64.32
2023-06-06	Antioquia	Ituango	36.82	74.93
2023-06-07	Antioquia	Ituango	37.03	75.37
2023-06-08	Antioquia	Ituango	21.53	43.82
2023-06-09	Antioquia	Ituango	28.79	58.59
2023-06-10	Antioquia	Ituango	33.37	67.91
2023-06-11	Antioquia	Ituango	30.54	62.16
2023-06-12	Antioquia	Ituango	30.69	62.46
2023-06-13	Antioquia	Ituango	24.84	50.54
2023-06-14	Antioquia	Ituango	24.48	49.82
2023-06-15	Antioquia	Ituango	25.82	52.55
2023-06-16	Antioquia	Ituango	24.93	50.74
2023-06-17	Antioquia	Ituango	23.96	48.76
2023-06-18	Antioquia	Ituango	23.71	48.25
2023-06-19	Antioquia	Ituango	21.51	43.78
2023-06-20	Antioquia	Ituango	20.06	40.83
2023-06-21	Antioquia	Ituango	19.99	40.67
2023-06-22	Antioquia	Ituango	20.04	40.78

Fecha	Región Hidrológica	Nombre Embalse	Vertimientos Energía [GWh]	Vertimientos Volumen [Mm3]
2023-06-23	Antioquia	Ituango	21.74	44.24
2023-06-24	Antioquia	Ituango	22.14	45.05
2023-06-25	Antioquia	Ituango	24.02	48.87
2023-06-26	Antioquia	Ituango	34.08	69.35
2023-06-27	Antioquia	Ituango	27.90	56.77
2023-06-28	Antioquia	Ituango	23.25	47.31
2023-06-29	Antioquia	Ituango	22.68	46.16
2023-06-30	Antioquia	Ituango	21.43	43.61
2023-07-01	Antioquia	Ituango	20.28	41.28
2023-07-02	Antioquia	Ituango	17.86	36.35
2023-07-03	Antioquia	Ituango	17.35	35.31
2023-07-04	Antioquia	Ituango	20.63	41.98
2023-07-05	Antioquia	Ituango	26.84	54.62
2023-07-06	Antioquia	Ituango	24.69	50.25
2023-07-07	Antioquia	Ituango	34.81	70.83
2023-07-08	Antioquia	Ituango	38.87	79.09
2023-07-09	Antioquia	Ituango	33.30	67.77
2023-07-10	Antioquia	Ituango	25.54	51.97
2023-07-11	Antioquia	Ituango	23.60	48.03
2023-07-12	Antioquia	Ituango	23.70	48.24
2023-07-13	Antioquia	Ituango	23.82	48.47
2023-07-14	Antioquia	Ituango	22.41	45.61
2023-07-15	Antioquia	Ituango	18.80	38.27
2023-07-16	Antioquia	Ituango	17.10	34.81
2023-07-17	Antioquia	Ituango	17.44	35.49
2023-07-18	Antioquia	Ituango	24.06	48.96
2023-07-19	Antioquia	Ituango	16.66	33.91
2023-07-20	Antioquia	Ituango	15.56	31.66
2023-07-21	Antioquia	Ituango	14.27	29.03
2023-07-22	Antioquia	Ituango	13.84	28.17
2023-07-23	Antioquia	Ituango	16.90	34.39
2023-07-24	Antioquia	Ituango	20.20	41.12
2023-07-25	Antioquia	Ituango	15.95	32.47
2023-07-26	Antioquia	Ituango	8.72	17.75
2023-07-27	Antioquia	Ituango	8.63	17.56
2023-07-28	Antioquia	Ituango	8.72	17.75
2023-07-29	Antioquia	Ituango	10.07	20.49
2023-07-30	Antioquia	Ituango	11.75	23.91

Fecha	Región Hidrológica	Nombre Embalse	Vertimientos Energía [GWh]	Vertimientos Volumen [Mm3]
2023-07-31	Antioquia	Ituango	14.89	30.31
2023-08-01	Antioquia	Ituango	13.18	26.81
2023-08-02	Antioquia	Ituango	11.94	24.31
2023-08-03	Antioquia	Ituango	10.24	20.83
2023-08-04	Antioquia	Ituango	9.64	19.62
2023-08-05	Antioquia	Ituango	9.28	18.89
2023-08-06	Antioquia	Ituango	8.81	17.93
2023-08-07	Antioquia	Ituango	8.79	17.88
2023-08-08	Antioquia	Ituango	9.11	18.55
2023-08-09	Antioquia	Ituango	8.92	18.16
2023-08-10	Antioquia	Ituango	8.25	16.79
2023-08-11	Antioquia	Ituango	8.44	17.18
2023-08-12	Antioquia	Ituango	8.48	17.25
2023-08-13	Antioquia	Ituango	8.53	17.35
2023-08-14	Antioquia	Ituango	8.53	17.35
2023-08-15	Antioquia	Ituango	8.88	18.08
2023-08-16	Antioquia	Ituango	12.33	25.09
2023-08-17	Antioquia	Ituango	14.98	30.48
2023-08-18	Antioquia	Ituango	16.10	32.76
2023-08-19	Antioquia	Ituango	14.33	29.15
2023-08-20	Antioquia	Ituango	12.49	25.42
2023-08-21	Antioquia	Ituango	17.84	36.31
2023-08-22	Antioquia	Ituango	31.07	63.22
2023-08-23	Antioquia	Ituango	38.19	77.71
2023-08-24	Antioquia	Ituango	27.77	56.51
2023-08-25	Antioquia	Ituango	24.75	50.38
2023-08-26	Antioquia	Ituango	23.51	47.84
2023-08-27	Antioquia	Ituango	21.90	44.56
2023-08-28	Antioquia	Ituango	12.89	26.22
2023-08-29	Antioquia	Ituango	11.50	23.41
2023-08-30	Antioquia	Ituango	11.55	23.50
2023-08-31	Antioquia	Ituango	10.96	22.30
2023-09-01	Antioquia	Ituango	9.65	19.64
2023-09-02	Antioquia	Ituango	8.83	17.97
2023-09-03	Antioquia	Ituango	8.23	16.74
2023-09-04	Antioquia	Ituango	9.14	18.61
2023-09-05	Antioquia	Ituango	11.56	23.53
2023-09-06	Antioquia	Ituango	8.24	16.77

Fecha	Región Hidrológica	Nombre Embalse	Vertimientos Energía [GWh]	Vertimientos Volumen [Mm3]
2023-09-07	Antioquia	Ituango	6.85	13.94
2023-09-08	Antioquia	Ituango	7.80	15.87
2023-09-09	Antioquia	Ituango	7.01	14.27
2023-09-10	Antioquia	Ituango	3.47	7.06
2023-09-11	Antioquia	Ituango	8.00	16.29
2023-09-12	Antioquia	Ituango	11.38	23.17
2023-09-13	Antioquia	Ituango	6.90	14.03
2023-09-14	Antioquia	Ituango	7.46	15.17
2023-09-15	Antioquia	Ituango	7.71	15.68
2023-09-16	Antioquia	Ituango	6.71	13.66
2023-09-17	Antioquia	Ituango	6.59	13.42
2023-09-18	Antioquia	Ituango	6.55	13.32
2023-09-19	Antioquia	Ituango	6.80	13.84
2023-09-20	Antioquia	Ituango	2.38	4.84
2023-09-21	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-09-22	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-09-23	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-09-24	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-09-25	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-09-26	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-09-27	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-09-28	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-09-29	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-09-30	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-10-01	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-10-02	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-10-03	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-10-04	Antioquia	Ituango	2.54	5.17
2023-10-05	Antioquia	Ituango	6.77	13.78
2023-10-06	Antioquia	Ituango	7.51	15.28
2023-10-07	Antioquia	Ituango	11.37	23.14
2023-10-08	Antioquia	Ituango	9.59	19.51
2023-10-09	Antioquia	Ituango	10.59	21.55
2023-10-10	Antioquia	Ituango	7.44	15.13
2023-10-11	Antioquia	Ituango	6.82	13.88
2023-10-12	Antioquia	Ituango	6.85	13.94
2023-10-13	Antioquia	Ituango	13.68	27.83
2023-10-14	Antioquia	Ituango	8.50	17.29

Fecha	Región Hidrológica	Nombre Embalse	Vertimientos Energía [GWh]	Vertimientos Volumen [Mm3]
2023-10-15	Antioquia	Ituango	9.99	20.34
2023-10-16	Antioquia	Ituango	7.27	14.80
2023-10-17	Antioquia	Ituango	9.18	18.67
2023-10-18	Antioquia	Ituango	9.83	20.01
2023-10-19	Antioquia	Ituango	8.17	16.62
2023-10-20	Antioquia	Ituango	7.48	15.22
2023-10-21	Antioquia	Ituango	7.13	14.50
2023-10-22	Antioquia	Ituango	8.25	16.80
2023-10-23	Antioquia	Ituango	8.66	17.63
2023-10-24	Antioquia	Ituango	8.03	16.34
2023-10-25	Antioquia	Ituango	12.15	24.73
2023-10-26	Antioquia	Ituango	12.28	24.99
2023-10-27	Antioquia	Ituango	15.22	30.98
2023-10-28	Antioquia	Ituango	23.66	48.14
2023-10-29	Antioquia	Ituango	22.95	46.71
2023-10-30	Antioquia	Ituango	22.34	45.46
2023-10-31	Antioquia	Ituango	26.26	53.44
2023-11-01	Antioquia	Ituango	25.49	51.88
2023-11-02	Antioquia	Ituango	31.56	64.22
2023-11-03	Antioquia	Ituango	43.12	87.75
2023-11-04	Antioquia	Ituango	38.47	78.30
2023-11-05	Antioquia	Ituango	30.00	61.05
2023-11-06	Antioquia	Ituango	28.56	58.12
2023-11-07	Antioquia	Ituango	30.67	62.42
2023-11-08	Antioquia	Ituango	19.25	39.18
2023-11-09	Antioquia	Ituango	9.89	20.13
2023-11-10	Antioquia	Ituango	7.44	15.15
2023-11-11	Antioquia	Ituango	8.70	17.71
2023-11-12	Antioquia	Ituango	4.02	8.18
2023-11-13	Antioquia	Ituango	9.13	18.59
2023-11-14	Antioquia	Ituango	9.25	18.83
2023-11-15	Antioquia	Ituango	13.74	27.48
2023-11-16	Antioquia	Ituango	11.41	22.81
2023-11-17	Antioquia	Ituango	7.94	15.88
2023-11-18	Antioquia	Ituango	10.37	20.74
2023-11-19	Antioquia	Ituango	21.44	42.88
2023-11-20	Antioquia	Ituango	22.95	45.91
2023-11-21	Antioquia	Ituango	25.22	50.44

Fecha	Región Hidrológica	Nombre Embalse	Vertimientos Energía [GWh]	Vertimientos Volumen [Mm3]
2023-11-22	Antioquia	Ituango	25.91	51.82
2023-11-23	Antioquia	Ituango	23.28	46.55
2023-11-24	Antioquia	Ituango	10.09	20.18
2023-11-25	Antioquia	Ituango	19.46	38.91
2023-11-26	Antioquia	Ituango	14.03	28.06
2023-11-27	Antioquia	Ituango	7.32	14.64
2023-11-28	Antioquia	Ituango	3.18	6.37
2023-11-29	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-11-30	Antioquia	Ituango	1.40	2.81
2023-12-01	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-02	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-03	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-04	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-05	Antioquia	Ituango	2.75	5.51
2023-12-06	Antioquia	Ituango	5.20	10.40
2023-12-07	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-08	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-09	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-10	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-11	Antioquia	Ituango	0.20	0.40
2023-12-12	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-13	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-14	Antioquia	Ituango	1.72	3.44
2023-12-15	Antioquia	Ituango	5.21	10.43
2023-12-16	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-17	Antioquia	Ituango	5.11	10.21
2023-12-18	Antioquia	Ituango	6.80	13.61
2023-12-19	Antioquia	Ituango	1.13	2.25
2023-12-20	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-21	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-22	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-23	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-24	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-25	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-26	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-27	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-28	Antioquia	Ituango	0.00	0.00
2023-12-29	Antioquia	Ituango	0.23	0.46

Fecha	Región Hidrológica	Nombre Embalse	Vertimientos Energía [GWh]	Vertimientos Volumen [Mm3]
2023-12-30	Antioquia	Ituango	7.96	15.92
2023-12-31	Antioquia	Ituango	4.02	8.05
Total			9259.07	18833.58

2. Simulación del electrolizador alcalino A4000 en Aspen Custom Modeler (ACM)

2.1. Se presenta el código en ACM para un electrolizador alcalino de la serie A4000.

```

1  = Model ALCALINO2024
2  /*
3  **** [MODELO CURVA DE POLARIZACION DE UN ELECTROLIZADOR ****
4  A ESCALA INDUSTRIAL EN MEGAVATIOS [MW]]
5
6  Basado en el artículo de investigación: "Design considerations for industrial water electrolyzer plants"
7  Autor: Md Rizwan
8  Año: 2021
9  Journal: International Journal of Hydrogen Energy # 46
10 */
11
12 // ***** 1.DEFINIMOS LOS PARAMETROS DEL MODELO *****
13
14 = /*
15 TABLA DE PARAMETROS
16 -----
17 | PARAMETRO | UNIDADES | ELECTROLIZADOR |
18 |-----|-----|-----|
19 | r1 | [ohm*m2] | 2.18x10^-4 |
20 | r2 | [ohm*m2/°C] | -4.25x10^-7 |
21 | s | [V] | 117.93x10^-3 |
22 | t1 | [m2/A] | -145.29x10^-3 |
23 | t2 | [m2°C/A] | 11.794 |
24 | t3 | [m2°C^2/A] | 395.68 |
25 | f1 | [mA^2/cm^4] | 120 |
26 | f2 | - | 0.98 |
27 | Power Consumption | [MW] | 2.135 |
28 | Temperature | [°C] | 80 |
29 | Number of Cells | - | 230 |
30 | Cell electro Area | [m2] | 2.6 |
31 |-----|-----|-----|
    
```

```

ALCALINO 2024.acmf - Aspen Custom Modeler V12.1 - aspenONE - [Model - ALCALINO2024 *]
File Edit View Search Tools Build Run Window Help
Steady State
-----
33 // ***** 2.DEFINIMOS LAS VARIABLES DEL MODELO *****
34 //-----
35
36 Vcelda as voltage (description: "Voltaje de la celda");// | [V] |
37 Vreversible as voltage (description: "Voltaje reversible");// | [V] |
38 Vohmico as voltage (description: "Sobrepotencial ohmico");// | [V] |
39 Vactivacion as voltage (description: "Sobrepotencial activacion");// | [V] |
40 Voltaje_stack as voltage (description: "Voltaje del stack");// | [V] |
41 Dens_corriente as notype (description: "Densidad de corriente");// | [A/cm^2] |
42 Potencia_stack as power (description: "Potencia del stack");// | [kw] |
43 Numero_de_celdas as notype (description: "Numero de celdas");// | - |
44 Nstacks as notype (description: "Numero de stacks");// | - |
45 Area_celda as Area (description: "Area_celda de transferencia");// | [m2] |
46 Area_celda_cm2 as notype (description: "Area_celda en centimetros"); // | [cm2] |
47 Intensidad as current (description: "Corriente total");// | [A] |
48 Concentracion_H2O as notype (description: "Concentracion H2O");// | - |
49 Concentracion_KOH as notype (description: "Concentracion KOH");// | - |
50 T as temperature (description: "Temperatura de operacion");// | [°C] |
51 T2 as temperature (description: "Temperatura de salida H2");// | [°C] |
52 T3 as temperature (description: "Temperatura de salida O2");// | [°C] |
53 Tref as temperature (description: "Temperatura de referencia");// | [°C] |
54 P as pressure (description: "P de operacion");// | [bar] |
55 nF as notype (description: "Eficiencia de Faraday"); // | [$] |
56 Horas_de_Operacion as notype (description: "Horas de operación");// | [h] |
57 Moles_H2 as notype (description: "Hidrogeno producido",upper:1e+20);// | [kmol/h] |
58 Moles_H2_Kmol_h as flow_mol (description: "Hidrogeno producido en 24h",upper:1e+20);// | [kmol/h] |
59 Masa_H2 as flow_mass (description: "Flujo masico de hidrogeno teorico");// | [kg/h] |
60 Masa_H2_kg_dia as notype (description: "Flujo masico de hidrogeno");// | [kg/dia] |
61 Moles_O2 as notype (description: "Oxigeno producido",upper:1e+20);// | [kmol/h] |
62 Moles_O2_Kmol_h as flow_mol (description: "Oxigeno producido en 24h",upper:1e+20);// | [kmol/h] |
63 Masa_O2 as flow_mass (description: "Flujo masico de oxigeno teorico");// | [kg/h] |
    
```

```

ALCALINO 2024.acmf - Aspen Custom Modeler V12.1 - aspenONE - [Model - ALCALINO2024 *]
File Edit View Search Tools Build Run Window Help
Steady State
-----
63 Masa_O2 as flow_mass (description: "Flujo masico de oxigeno teorico");// | [kg/h] |
64 Masa_O2_kg_dia as notype (description: "Flujo masico de oxigeno");// | [kg/dia] |
65 Moles_H2O as notype (description: "Agua consumida",upper:1e+20);// | [kmol/h] |
66 Moles_H2O_Kmol_h as flow_mol (description: "Agua consumida en 24h",upper:1e+20);// | [kmol/h] |
67 Masa_H2O as flow_mass (description: "Flujo masico de Agua consumida");// | [kg/h] |
68 Masa_H2O_kg_dia as notype (description: "Flujo masico de Agua consumida");// | [kg/dia] |
69 Alimentación_kg as notype (description: "Flujo masico de alimentación");// | [kg/dia] |
70 H2O_alimentada_kg as notype (description: "Flujo masico de Agua de alimentación");// | [kg/dia] |
71 KOH_alimentado_kg as notype (description: "Flujo masico de KOH alimentado");// | [kg/dia] |
72 H2O_alimentada_kmol as notype (description: "Flujo molar de Agua alimentado");// | [kmol/dia] |
73 KOH_alimentado_kmol as notype (description: "Flujo molar de KOH alimentado");// | [kmol/dia] |
74 Solucion_entrada_kmol as notype (description: "Flujo solucion de KOH + H2O");// | [kmol/dia] |
75 Requerimiento_H2O as notype (description: "Flujo masico de agua requerida");// | [kg/dia] |
76 Operdido as notype (description: "Calor disipado por el stack");// | [kW] |
77 Oganado as notype (description: "Calor generado por el stack");// | [kW] |
78 Delta_H as notype (description: "Delta de entalpias corrientes");// | [kW] |
79 //-----
    
```

```

ALCALINO 2024.acmf - Aspen Custom Modeler V12.1 - aspenONE - [Model - ALCALINO2024 *]
File Edit View Search Tools Build Run Window Help
Steady State
-----
81 //-----
82 //***** 3.MODELO MATEMATICO CURVA DE POLARIZACION *****
83 //-----
84 Area_celda_cm2 = Area_celda*(100)^2; // Convertimos de m2 a cm2
85
86 //----> 3.1.VOLTAJE DE UNA CELDA
87 Vcelda = Vreversible + Vactivacion + Vohmico ;
88
89 //----> 3.1.1.CALCULO DEL POTENCIAL REVERSIBLE:
90 Vreversible = ((230000)/(2*96485.3415));
91
92 //----> 3.1.2.CALCULO SOBREPOTENCIAL OHMICO
93 Vohmico = ((2.18e-004+(-4.25e-007*T)))*(Dens_corriente*(100^2));
94
95 //----> 3.1.3.CALCULO SOBREPOTENCIAL DE ACTIVACION
96 Vactivacion = 0.11793*LOG10(((((-0.14529)+((11.794)/(T))+((395.68)/(T^2))))*(Dens_corriente*(100^2)+1));
97
98 //----> 3.2.INTENSIDAD DE CORRIENTE QUE CIRCULA EN EL STACK
99 Intensidad = Dens_corriente*(Area_celda_cm2);
100 //-----
    
```

```

ALCALINO 2024.acmf - Aspen Custom Modeler V12.1 - aspenONE - [Model - ALCALINO2024 *]
File Edit View Search Tools Build Run Window Help
Steady State
-----
102 //-----
103 //***** 4.POTENCIA CONSUMIDA POR 1 STACK *****
104
105 //----> 4.1.VOLTAJE DE 1 STACK
106 Voltaje_stack= Vcelda*Numero_de_celdas*Nstacks;
107
108 //-----
    
```

```

ALCALINO 2024.acmf - Aspen Custom Modeler V12.1 - aspenONE - [Model - ALCALINO2024 *]
File Edit View Search Tools Build Run Window Help
Steady State
-----
110 //-----
111 //***** 5.DEFINIR LOS PUERTOS *****
112 Power as input WorkPort (Description:"POTENCIA PLANTA ELECTROLISIS");
113 Flujo1 as input MaterialPort (Description:"ALIMENTACION");
114 Flujo2 as output MaterialPort (Description:"HIDROGENO GENERADO");
115 Flujo3 as output MaterialPort (Description:"OXIGENO GENERADO");
116
117 //***** 6. POTENCIA STACK *****
118
119 Power.w = ((Intensidad*(Voltaje_stack))/(1000)) ; // [kw]
120
121 //***** 7. ALIMENTACION *****
122
123 Flujo1.F = Solucion_entrada_kmol;
124
125 Solucion_entrada_kmol = H2O_alimentada_kmol + KOH_alimentado_kmol;
126 H2O_alimentada_kmol = (H2O_alimentada_kg/18.0153); // Peso molecular agua = 18 kg/kmol
127 KOH_alimentado_kmol = (KOH_alimentado_kg/56.10564); // Peso molecular del KOH = 56 kg/kmol
128 H2O_alimentada_kg = Alimentación_kg*0.7; // 70% H2O (kg/día)
129 KOH_alimentado_kg = Alimentación_kg*0.3; // 30% KOH (kg/día)
130 Alimentación_kg = Requerimiento_H2O/0.7;
131 Requerimiento_H2O = Masa_H2_kg_dia*10*0.998; // según el proveedor se requieren 10L/kgH2; DENSIDAD 0.998 kg/L
132
    
```

```

ALCALINO 2024.acmf - Aspen Custom Modeler V12.1 - aspenONE - [Model - ALCALINO2024 *]
File Edit View Search Tools Build Run Window Help
Steady State
-----
133 //-----
134 //***** 8. BALANCE TEÓRICO *****
135
136 //***** 8.1. HIDRÓGENO PRODUCIDO *****
137 nF = (((Intensidad/Area_celda_cm2)^2)/(1.2e-004+((Intensidad/Area_celda_cm2)^2)))*0.98; // Constante de Faraday = 96485.3415
138 Moles_H2 = (((Intensidad)/(2*96485.3415))*nF)*(3600/1000);
139 Masa_H2 = (Moles_H2*2.01587)*Numero_de_celdas; // H2 (kg/día) Peso molecular H2 = 2.01587
140 Masa_H2_kg_dia = Masa_H2*Horas_de_Operacion*Nstacks;
141 Moles_H2_Kmol_h = (Masa_H2_kg_dia/2.01587));
142 //***** 8.2. OXÍGENO PRODUCIDO *****
143 Moles_O2 = (((Intensidad)/(4*96485.3415))*nF)*(3600/1000); // Constante de Faraday = 96485.3415
144 Masa_O2 = (Moles_O2*31.9989)*Numero_de_celdas; // Peso molecular O2 = 32
145 Masa_O2_kg_dia = Masa_O2*Horas_de_Operacion*Nstacks; // O2 (kg/día)
146 Moles_O2_Kmol_h = (Masa_O2_kg_dia/31.9989));
147 //***** 8.3. AGUA CONSUMIDA *****
148 Moles_H2O = (((Intensidad)/(2*96485.3415))*nF)*(3600/1000); // Constante de Faraday = 96485.3415
149 Masa_H2O = (Moles_H2O*18.0153)*Numero_de_celdas; // Peso molecular H2O = 18
150 Masa_H2O_kg_dia = Masa_H2O*Horas_de_Operacion*Nstacks; // H2O (kg/día)
151 Moles_H2O_Kmol_h = (Masa_H2O_kg_dia/18.0153));
152 //-----
153
    
```

```

ALCALINO 2024.acmf - Aspen Custom Modeler V12.1 - aspenONE - [Model - ALCALINO2024 *]
File Edit View Search Tools Build Run Window Help
Steady State
-----
154 //-----
155 //***** 9. DEFINIR FLUJOS DE SALIDA *****
156
157 Flujo2.F = ((H2O_alimentada_kmol-Moles_H2O_Kmol_h)/2)+(KOH_alimentado_kmol/2)+(Moles_H2_Kmol_h);
158 Flujo3.F = ((H2O_alimentada_kmol-Moles_H2O_Kmol_h)/2)+(KOH_alimentado_kmol/2)+(Moles_O2_Kmol_h);
159 //-----
    
```

```

ALCALINO 2024.acmf - Aspen Custom Modeler V12.1 - aspenONE - [Model - ALCALINO2024 *]
File Edit View Search Tools Build Run Window Help
Steady State
161 //-----
162 //***** 10.DEFINIR COMPOSICIONES DE SALIDA *****
163
164 //---> 10.1. COMPOSICIONES MOLAR CORRIENTE F2
165
166 Flujo2.z("O2") = 0;
167 Flujo2.z("H2") = (Moles_H2_Kmol_h)/Flujo2.F;
168 Flujo2.z("H2O") = ((H2O_alimentada_kmol-Moles_H2O_Kmol_h)/2)/Flujo2.F;
169 Flujo2.z("KOH") = 1-Flujo2.z("O2")-Flujo2.z("H2O")-Flujo2.z("H2") ;
170
171
172 //---> 10.2.CONDICIONES DE OPERACION CORRIENTE F2
173 Flujo2.T = T;
174 Flujo2.P = 16;
175
176 //---> 10.3. COMPOSICIONES MOLAR CORRIENTE F3
177
178 Flujo3.z("H2") = 0;
179 Flujo3.z("O2") = (Moles_O2_Kmol_h)/Flujo3.F;
180 Flujo3.z("H2O") = ((H2O_alimentada_kmol-Moles_H2O_Kmol_h)/2)/Flujo3.F;
181 Flujo3.z("KOH") = 1-Flujo3.z("O2")-Flujo3.z("H2O")-Flujo3.z("H2") ;
182
183 //---> 10.4.CONDICIONES DE OPERACION CORRIENTE F3
184 Flujo3.T = Flujo2.T;
185 Flujo3.P = 16;
186
187 //-----
188
189 //-----
190 //***** 11. BALANCE DE ENERGIA (Q = mCpdeltaT + Power) *****
191
192 Qganado = (Nstacks*Numero_de_celdas*Intensidad*(Voelda -1.48))/1000;
193 Delta_H = (((Alimentación_kg*3.101)*(Tref-50))/3600)-(((Alimentación_kg*2.041)*(Flujo2.T-Tref))/3600);
194 Qperdido = Delta_H + Qganado;
195
196
197 Call (Flujo2.h) = pEnth_Mol(T,P,Flujo2.z);
198 Call (Flujo3.h) = pEnth_Mol(T,P,Flujo3.z);
199
200 End

```

3. Se presentan los resultados de la simulación en ACM:

3.1. Parámetros del modelo

<input type="checkbox"/> Free	<input checked="" type="checkbox"/> Fixed	<input type="checkbox"/> Initial	<input type="checkbox"/> Rateinitial	<input type="button" value="Table..."/>
<input checked="" type="checkbox"/> States	<input checked="" type="checkbox"/> Algebraics			<input type="button" value="Properties..."/>
<input type="checkbox"/> Parameters	<input type="checkbox"/> Inactive variables			<input type="button" value="Select Properties"/>
<input type="checkbox"/> Only if Value not at default	<input type="checkbox"/> Only if Record = True			
<input type="checkbox"/> Only if Spec not at default	<input type="checkbox"/> Only if Tag is defined			
<input type="checkbox"/> Show hidden variables				

Name	Value	Spec	Description
ALCALINO.Area_celda	2,6	Fixed	Area_celda de transferencia
ALCALINO.Dens_corriente	0,1984	Fixed	Densidad de corriente
ALCALINO.Horas_de_Oper...	24,0	Fixed	Horas de operación
ALCALINO.Nstacks	8,0	Fixed	Numero de stacks
ALCALINO.Numero_de_cel...	230,0	Fixed	Numero de celdas
ALCALINO.P	16,0	Fixed	P de operacion
ALCALINO.T	80,0	Fixed	Temperatura de operacion
ALCALINO.Tref	65,0	Fixed	Temperatura de referencia

3.2. Se presentan los resultados de la curva de polarización

Variable Find				<input type="button" value="Find"/>
Variable:	dens_corriente			<input type="button" value="Find More"/>
Find in:	<input type="text"/> <input type="button" value="Browse"/>			<input type="button" value="Close"/>
Include:	Variable Type: <input type="text"/>			<input type="button" value="Script..."/>
Value:	= <input type="text"/>			<input type="button" value="Table..."/>
<input checked="" type="checkbox"/> Free	<input checked="" type="checkbox"/> Fixed	<input checked="" type="checkbox"/> Initial	<input checked="" type="checkbox"/> Rateinitial	<input type="button" value="Properties..."/>
<input checked="" type="checkbox"/> States	<input checked="" type="checkbox"/> Algebraics			<input type="button" value="Select Properties"/>
<input type="checkbox"/> Parameters	<input type="checkbox"/> Inactive variables			
<input type="checkbox"/> Only if Value not at default	<input type="checkbox"/> Only if Record = True			
<input type="checkbox"/> Only if Spec not at default	<input type="checkbox"/> Only if Tag is defined			
<input type="checkbox"/> Show hidden variables				

Name	Value	Spec	Description
ALCALINO.Dens_corriente	0,2	Fixed	Densidad de corriente
ALCALINO.Vcelda	1,80876	Free	Voltaje de la celda

Variable Find

Variable: Find

Find in: Browse Find More

Include:

Variable Type:

Value: =

Free
 Fixed
 Initial
 Rateinitial
 States
 Algebraics
 Parameters
 Inactive variables
 Only if Value not at default
 Only if Record = True
 Only if Spec not at default
 Only if Tag is defined
 Show hidden variables

Close Script... Table... Properties... Select Properties

Name	Value	Spec	Description
ALCALINO.Dens_corriente	0,15	Fixed	Densidad de corriente
ALCALINO.Vcelda	1,70216	Free	Voltaje de la celda

Variable Find

Variable: Find

Find in: Browse Find More

Include:

Variable Type:

Value: =

Free
 Fixed
 Initial
 Rateinitial
 States
 Algebraics
 Parameters
 Inactive variables
 Only if Value not at default
 Only if Record = True
 Only if Spec not at default
 Only if Tag is defined
 Show hidden variables

Close Script... Table... Properties... Select Properties

Name	Value	Spec	Description
ALCALINO.Dens_corriente	0,1	Fixed	Densidad de corriente
ALCALINO.Vcelda	1,58966	Free	Voltaje de la celda

Variable Find

Variable: Find

Find in: Browse Find More

Include:

Variable Type:

Value: =

Free
 Fixed
 Initial
 Rateinitial
 States
 Algebraics
 Parameters
 Inactive variables
 Only if Value not at default
 Only if Record = True
 Only if Spec not at default
 Only if Tag is defined
 Show hidden variables

Close Script... Table... Properties... Select Properties

Name	Value	Spec	Description
ALCALINO.Dens_corriente	0,05	Fixed	Densidad de corriente
ALCALINO.Vcelda	1,46294	Free	Voltaje de la celda

3.3.Resultados del modelo

ALCALINO 2024.acmf - Aspen Custom Modeler V12.1 - aspenONE - [ALCALINO.AIIVariab

File View Tools Run Window Help

Steady State

	Value	Units	Spec
Alimentacin_kg	119332,0		Free
Area_celda	2,6	m2	Fixed
Area_celda_cm2	26000,0		Free
ComponentList	Default		
Delta_H	527,051		Free
Dens_corriente	0,1984		Fixed
Flujo1.ComponentList	Default		
Flujo1.F	5274,84	kmol/hr	Free
Flujo2.ComponentList	Default		
Flujo2.F	4713,46	kmol/hr	Free
Flujo2.h	-0,0432206	GJ/kmol	Free
Flujo2.P	16,0	bar	Free
Flujo2.T	80,0	C	Free
Flujo2.z("H2")	0,880893	kmol/kmol	Free
Flujo2.z("H2O")	0,0514208	kmol/kmol	Free
Flujo2.z("KOH")	0,0676866	kmol/kmol	Free
Flujo2.z("O2")	0,0	kmol/kmol	Free
Flujo3.ComponentList	Default		
Flujo3.F	2637,42	kmol/hr	Free
Flujo3.h	-0,0788216	GJ/kmol	Free
Flujo3.P	16,0	bar	Free
Flujo3.T	80,0	C	Free
Flujo3.z("H2")	0,0	kmol/kmol	Free
Flujo3.z("H2O")	0,0918966	kmol/kmol	Free
Flujo3.z("KOH")	0,120966	kmol/kmol	Free
Flujo3.z("O2")	0,787137	kmol/kmol	Free
H2O_alimentada_kg	83532,6		Free
H2O_alimentada_kmol	4636,76		Free

ALCALINO 2024.acmf - Aspen Custom Modeler V12.1 - aspenONE - [ALCALINO.AIIVariab

File View Tools Run Window Help

Steady State

	Value	Units	Spec
Horas_de_Operacion	24,0		Fixed
Intensidad	5158,4	A	Free
KOH_alimentado_kg	35799,7		Free
KOH_alimentado_kmol	638,076		Free
Masa_H2	43,5937	kg/hr	Free
Masa_H2_kg_dia	8370,0		Free
Masa_H2O	389,583	kg/hr	Free
Masa_H2O_kg_dia	74799,9		Free

ALCALINO 2024.acmf - Aspen Custom Modeler V12.1 - aspenONE - [ALCALINO.AllVariab

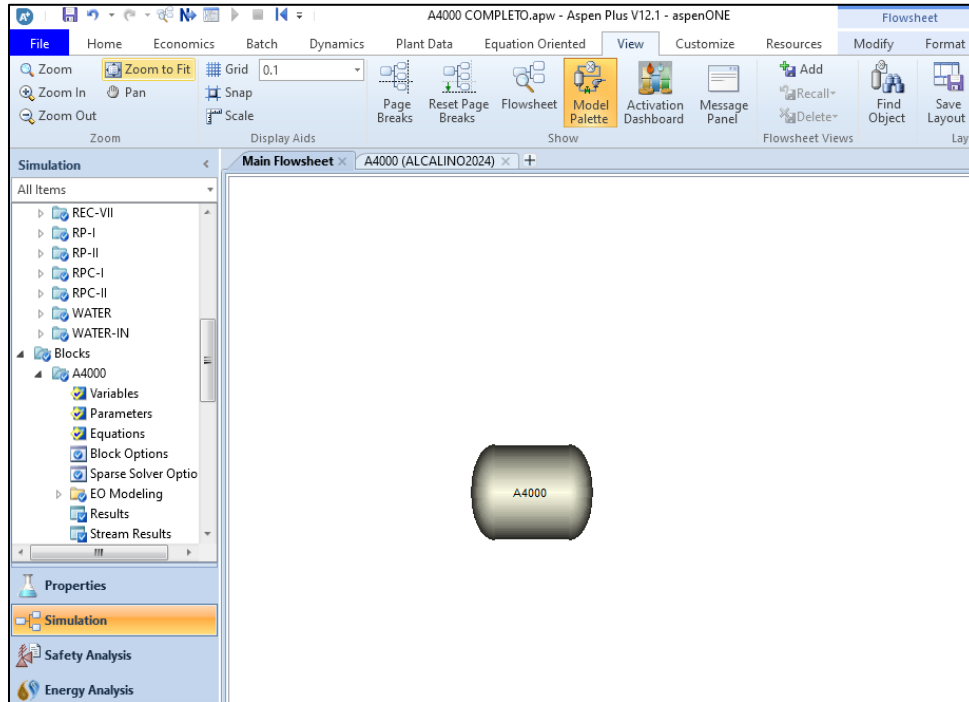
File View Tools Run Window Help

Steady State

	Value	Units	Spec
Masa_H2O_kg_dia	74799,9		Free
Masa_O2	345,99	kg/hr	Free
Masa_O2_kg_dia	66430,0		Free
Moles_H2	0,0940229		Free
Moles_H2_Kmol_h	4152,05	kmol/hr	Free
Moles_H2O	0,0940222		Free
Moles_H2O_Kmol_h	4152,02	kmol/hr	Free
Moles_O2	0,0470111		Free
Moles_O2_Kmol_h	2076,01	kmol/hr	Free
nF	0,977021		Free
Nstacks	8,0		Fixed
Numero_de_celdas	230,0		Fixed
P	16,0	bar	Fixed
Power.ComponentList	Default		
Power.Speed	3600,0	rpm	Free
Power.W	17136,0	kW	Free
Qganado	3088,6		Free
Qperdido	3615,65		Free
Requerimiento_H2O	83532,6		Free
Solucion_entrada_kmol	5274,84		Free
T	80,0	C	Fixed
Tref	65,0	C	Fixed
UserNotes			
Vactivacion	0,248462	V	Free
Vcelda	1,80541	V	Free
Vohmico	0,365056	V	Free
Voltaje_stack	3321,95	V	Free
Vreversible	1,19189	V	Free

Apéndice B. Simulación de la planta de electrólisis en Aspen Plus

1. Se exporta el electrolizador de ACM a ASPEN PLUS



2. Se validan los resultados con ACM y ASPEN PLUS

Variable	Value	Units	Physical Type	Specification	Lower Bound	Upper Bound
VCELDA	1,80541	VOLT	VOLTAGE	Calculated	0	1e+09
VREVERSIBLE	1,19189	VOLT	VOLTAGE	Calculated	0	1e+09
VOHMICO	0,365056	VOLT	VOLTAGE	Calculated	0	1e+09
VACTIVACION	0,248462	VOLT	VOLTAGE	Calculated	0	1e+09
VOLTAJE_STACK	3321,95	VOLT	VOLTAGE	Calculated	0	1e+09
DENS_CORRIENTE	0,1984	*	UNTYPED	Constant	-1e+30	1e+30
NUMERO_DE_CELDAS	230	*	UNTYPED	Constant	-1e+30	1e+30
NSTACKS	8	*	UNTYPED	Constant	-1e+30	1e+30
AREA_CELDA	2,6	SQM	AREA	Constant	0	1e+06
AREA_CELDA_CM2	26000	*	UNTYPED	Calculated	-1e+30	1e+30
INTENSIDAD	5158,4	AMP	CURRENT	Calculated	0	1e+12
T	80	C	TEMPERATURE	Constant	-246	5000
TREF	65	C	TEMPERATURE	Constant	-246	5000
P	16	BAR	PRESSURE	Constant	1e-30	5e+06
NF	0,977021	*	UNTYPED	Calculated	-1e+30	1e+30
HORAS_DE_OPERACION	24	*	UNTYPED	Constant	-1e+30	1e+30
MOLES_H2	0,0940222	*	UNTYPED	Calculated	-1e+30	1e+20
MOLES_H2_KMOL_H	4152,02	KMOL/HR	MOLE-FLOW	Calculated	0	1e+20

Main Flowsheet x A4000 (ALCALINO2024) x +

AllVariables Count: 70

Variable	Value	Units	Physical Type	Specification	Lower Bound	Upper Bound
MASA_H2	43,5934	KG/HR	MASS-FLOW	Calculated	0	1e+10
MASA_H2_KG_DIA	8369,93	*	UNTYPED	Calculated	-1e+30	1e+30
MOLES_O2	0,0470111	*	UNTYPED	Calculated	-1e+30	1e+20
MOLES_O2_KMOL_H	2076,01	KMOL/HR	MOLE-FLOW	Calculated	0	1e+20
MASA_O2	345,99	KG/HR	MASS-FLOW	Calculated	0	1e+10
MASA_O2_KG_DIA	66430	*	UNTYPED	Calculated	-1e+30	1e+30
MOLES_H2O	0,0940222	*	UNTYPED	Calculated	-1e+30	1e+20
MOLES_H2O_KMOL_H	4152,02	KMOL/HR	MOLE-FLOW	Calculated	0	1e+20
MASA_H2O	389,583	KG/HR	MASS-FLOW	Calculated	0	1e+10
MASA_H2O_KG_DIA	74799,9	*	UNTYPED	Calculated	-1e+30	1e+30
ALIMENTACION_KG	119331	*	UNTYPED	Calculated	-1e+30	1e+30
H2O_ALIMENTADA_KG	83531,9	*	UNTYPED	Calculated	-1e+30	1e+30
KOH_ALIMENTADO_KG	35799,4	*	UNTYPED	Calculated	-1e+30	1e+30
H2O_ALIMENTADA_KMOL	4636,72	*	UNTYPED	Calculated	-1e+30	1e+30
KOH_ALIMENTADO_KMOL	638,071	*	UNTYPED	Calculated	-1e+30	1e+30
SOLUCION_ENTRADA_KMOL	5274,79	*	UNTYPED	Calculated	-1e+30	1e+30
REQUERIMIENTO_H2O	83531,9	*	UNTYPED	Calculated	-1e+30	1e+30

Main Flowsheet x A4000 (ALCALINO2024) x +

AllVariables Count: 70

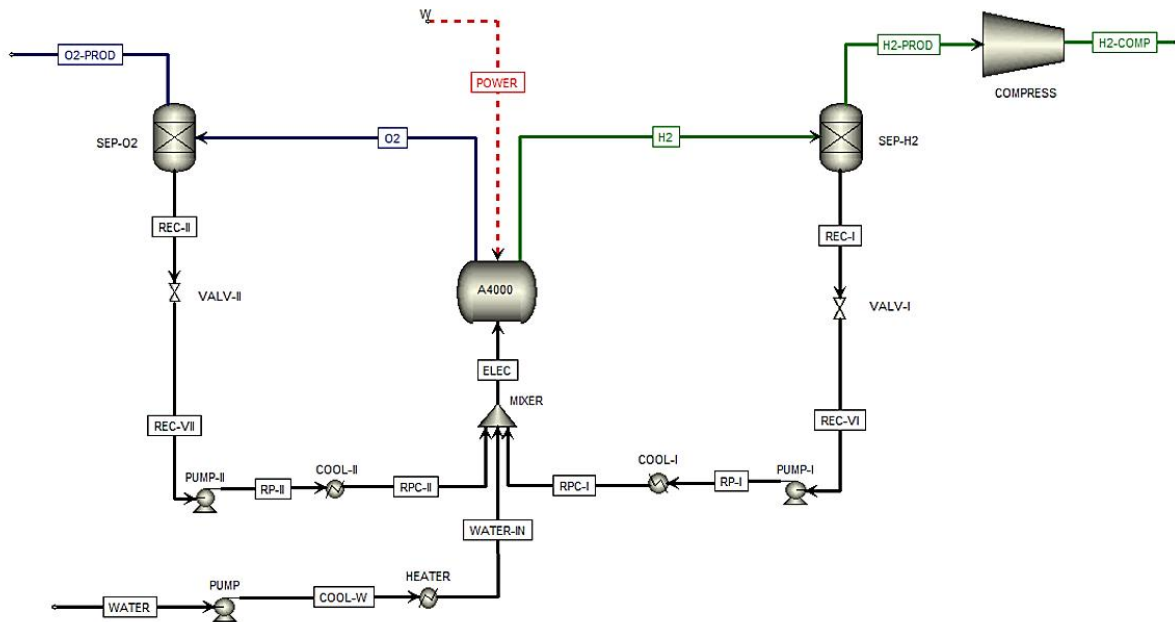
Variable	Value	Units	Physical Type	Specification	Lower Bound	Upper Bound
QPERDIDO	3615,65	*	UNTYPED	Calculated	-1e+30	1e+30
QGANADO	3088,6	*	UNTYPED	Calculated	-1e+30	1e+30
DELTA_H	527,047	*	UNTYPED	Calculated	-1e+30	1e+30
POWER.W	17136	KW	POWER	Calculated	-1e+08	1e+08
POWER.SPEED	5000	RPM	FREQUENCY	Constant	0	100000
FLUJO1.F	5274,79	KMOL/HR	MOLE-FLOW	Calculated	0	1e+10
FLUJO1.Z(H2O)	0,25	FRACTION	CONTENTS	Constant	0	1
FLUJO1.Z(KOH)	0,25	FRACTION	CONTENTS	Constant	0	1
FLUJO1.Z(H2)	0,25	FRACTION	CONTENTS	Constant	0	1
FLUJO1.Z(O2)	0,25	FRACTION	CONTENTS	Constant	0	1
FLUJO1.T	25	C	TEMPERATURE	Constant	-253,15	9726,85
FLUJO1.P	1	BAR	PRESSURE	Constant	1e-30	5e+06
FLUJO1.H	11942,3	CAL/MOL	MOLE-ENTHALP	Constant	-2,38846e+08	2,38846e+08
FLUJO1.V	50	CC/MOL	MOLE-VOLUME	Constant	0,2	1e+33
FLUJO1.AV	1	*	UNTYPED	Constant	0	1
FLUJO2.F	4713,41	KMOL/HR	MOLE-FLOW	Calculated	0	1e+10
FLUJO2.Z(H2O)	0,0514173	FRACTION	CONTENTS	Calculated	0	1
FLUJO2.Z(KOH)	0,0676869	FRACTION	CONTENTS	Calculated	0	1

Main Flowsheet x A4000 (ALCALINO2024) x +

AllVariables Count: 70

Variable	Value	Units	Physical Type	Specification	Lower Bound	Upper Bound
FLUJO2.Z(KOH)	0,0676869	FRACTION	CONTENTS	Calculated	0	1
FLUJO2.Z(H2)	0,880896	FRACTION	CONTENTS	Calculated	0	1
FLUJO2.Z(O2)	0	FRACTION	CONTENTS	Calculated	0	1
FLUJO2.T	80	C	TEMPERATURE	Calculated	-253,15	9726,85
FLUJO2.P	16	BAR	PRESSURE	Calculated	1e-30	5e+06
FLUJO2.H	-10322,9	CAL/MOL	MOLE-ENTHALP	Calculated	-2,38846e+08	2,38846e+08
FLUJO2.V	50	CC/MOL	MOLE-VOLUME	Constant	0,2	1e+33
FLUJO2.AV	1	*	UNTYPED	Constant	0	1
FLUJO3.F	2637,4	KMOL/HR	MOLE-FLOW	Calculated	0	1e+10
FLUJO3.Z(H2O)	0,0918901	FRACTION	CONTENTS	Calculated	0	1
FLUJO3.Z(KOH)	0,120966	FRACTION	CONTENTS	Calculated	0	1
FLUJO3.Z(H2)	0	FRACTION	CONTENTS	Calculated	0	1
FLUJO3.Z(O2)	0,787144	FRACTION	CONTENTS	Calculated	0	1
FLUJO3.T	80	C	TEMPERATURE	Calculated	-253,15	9726,85
FLUJO3.P	16	BAR	PRESSURE	Calculated	1e-30	5e+06
FLUJO3.H	-18825,8	CAL/MOL	MOLE-ENTHALP	Calculated	-2,38846e+08	2,38846e+08
FLUJO3.V	50	CC/MOL	MOLE-VOLUME	Constant	0,2	1e+33
FLUJO3.AV	1	*	UNTYPED	Constant	0	1

3. Se agregan los demás equipos



4. Explicación del proceso

La línea principal del proceso inicia en la corriente “ELEC” la cual suministra al electrolizador una solución alcalina de hidróxido de potasio y agua (30% KOH). Esta corriente cuenta con un flujo másico 119.392 kg/h e ingresa al equipo a una temperatura de 50 [°C] y presión de 16 [bar].

Specifications

Flash Type: **Temperature** | **Pressure**

State variables:

Temperature	50	C
Pressure	16	bar
Vapor fraction		
Total flow basis	Mass	
Total flow rate	119392	kg/hr
Solvent		

Composition: **Mass-Frac**

Component	Value
H2O	0.7
KOH	0.3
H2	0
O2	0

Una vez ingresa la corriente al electrolizador A4000, se lleva a cabo el proceso de electrólisis del agua, que disocia la molécula en sus dos componentes principales, hidrógeno y

propiedades del líquido y las condiciones de operación (Yang et al., 2024). En Aspen Plus el equipo que más se asemeja a los separadores de gas-líquido utilizados en la industria es el “Flash Separator”, el cuál se utilizó para ambos casos “SEP-H2” y “SEP-O2”. Con el fin de evaluar el potencial real de todo el hidrógeno producido, se asumió que la eficiencia de separación fue del 100%, es decir, todo el electrolito se recuperó por los fondos y los gases fueron totalmente puros. Lo anterior, considerando que la eficiencia real de estos equipos es muy cercana al 100% como se mencionó previamente. En la siguiente imagen se observan los dos tipos de separadores por gravedad.

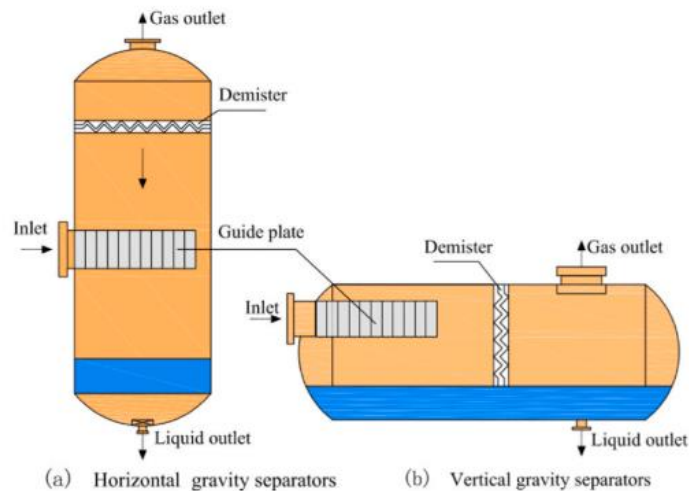


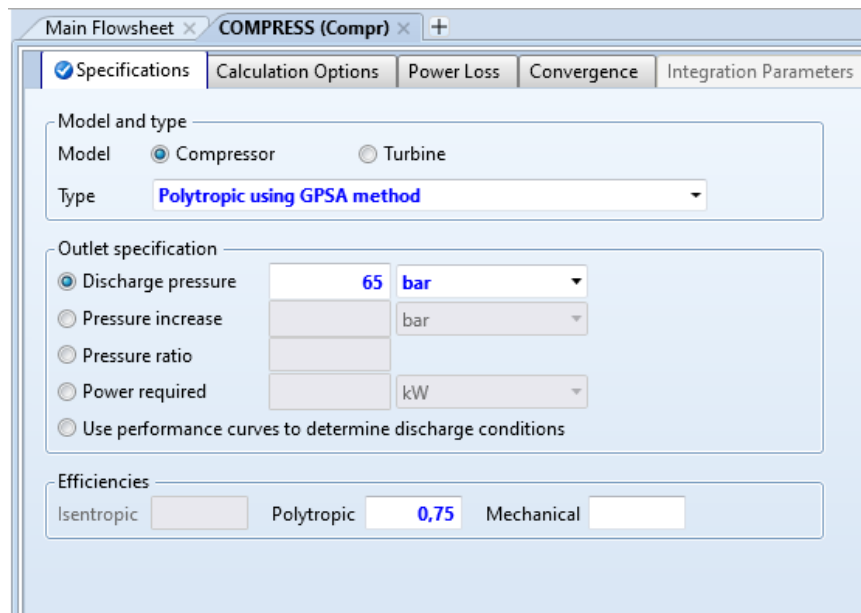
Fig. 2. Gravity separator: (a) horizontal, (b) vertical.

Nota. Tomado de: (Yang et al., 2024)

Posterior al proceso de separación es pertinente dar un tratamiento específico a cada producto. La corriente “H2-PROD” que sale del separador se conduce directamente al compresor “COMPRESS” este equipo se encarga de subir la presión de 16 [bar] a 65 [bar], la cual se especificó así, porque los tanques seleccionados para almacenamiento tenían un volumen de 133 m³ y podían almacenar 2700 kg de hidrógeno a 65 [bar] de presión. Es importante mencionar que a mayor presión se puede almacenar más hidrógeno en menos espacio, sin embargo, grandes

cantidades de hidrógeno no se pueden almacenar a presiones superiores de 100 [bar] en tanques terrestres y 200 [bar] en tanques subterráneos, debido a las propiedades de los materiales y a los altos costos operativos (Tahan, 2022). Por tal motivo, el proceso de compresión NO superó los 100 [bar] en la simulación.

La etapa de compresión en el diseño de una planta de producción de hidrógeno verde favorece que el producto final sea fácil de almacenar y transportar en diferentes aplicaciones, lo cual hace que el producto sea más útil y versátil. En la industria existen muchas tecnologías utilizadas para la compresión del hidrógeno, las cuáles se pueden dividir en 2 formas, compresión mecánica y no mecánica. La mayoría de las tecnologías o equipos de compresión tienen una capacidad máxima de flujo menor a 1.000 Nm³/h a excepción de los compresores centrífugos y los reciprocantes que pueden alcanzar flujos de más 2.000 Nm³/h. Dado que la producción de hidrógeno verde a gran escala puede alcanzar los 200.000 Nm³/h, estos 2 tipos de compresores son ideales para el procesamiento de hidrógeno verde (Tahan, 2022).



Para la simulación del compresor en Aspen Plus, se optó por seleccionar modelos politrópicos ya que estos describen un proceso de compresión que tanto el calor como el trabajo

alteran las propiedades del gas. Este modelo simula detalladamente los procesos reales de compresión, ya que considera la transferencia de calor y otras irreversibilidades que ocurren en el equipo. Así mismo, la eficiencia politrópica proporciona una representación más realista del proceso de compresión que ocurre a condiciones reales de operación. Finalmente el método GPSA seleccionado, es un enfoque estándar utilizado industrialmente para el diseño, análisis y operación de compresores de gas, favoreciendo que los equipos sean seleccionados de manera eficiente.

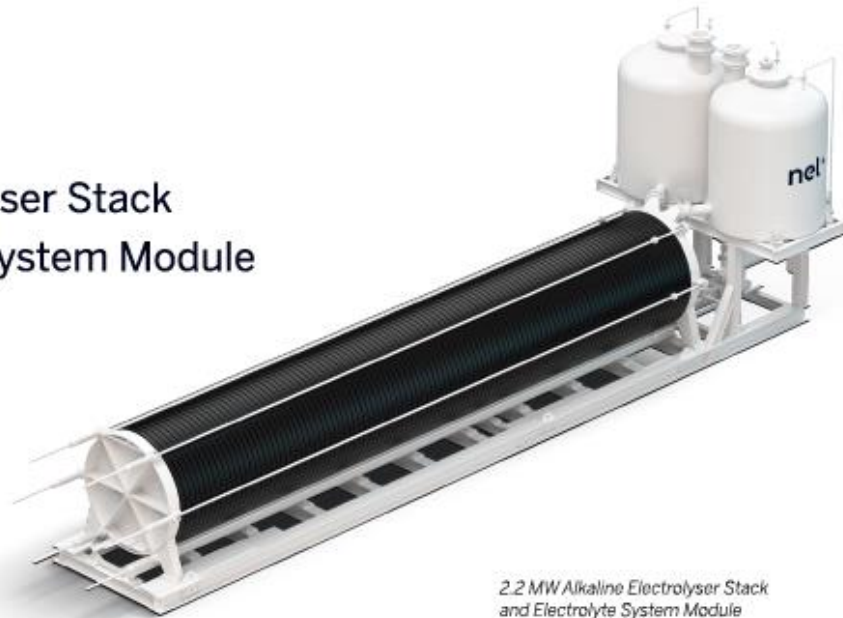
Por otra parte, la corriente “O₂-PROD” que sale del separador “SEP-O₂” por la parte superior, no cuenta con sistema de compresión debido a que para los alcances de esta investigación el O₂ no fue considerado un producto de interés. Sin embargo, este puede ser utilizado en múltiples aplicaciones en la industria o venteado a la atmósfera sin generar emisiones contaminantes.

Las salidas por los fondos de ambos separadores de gas hacen parte del sistema de recirculación de electrolito en la planta, esto con el fin de reincorporar este fluido al electrolizador, especialmente el hidróxido de potasio. La corriente “REC-I” y “REC-II” conducen el electrolito a condiciones de operación (80 °C y 16 Bar) pasando a través de las bombas “PUMP-I” y “PUMP-II” respectivamente. A nivel industrial se pueden conseguir diferentes tipos de bombas, como centrífugas, de diafragma, de desplazamiento positivo y magnéticas. Sin embargo, seleccionar la bomba específica depende de variables como, las propiedades del fluido, la escala de la planta, el caudal utilizado y la presión. Se debe tener en cuenta que la bomba debe ser resistente a la corrosión, por la solución alcalina de KOH y agua que fluye a través del circuito.

Antes de ingresar la solución nuevamente al electrolizador se debe garantizar que cumpla con las condiciones de presión, temperatura y concentración requerida. De este modo, se garantiza que el electrolizador se desempeñe de forma óptima. Por tal motivo, en el recorrido de las corrientes de recirculación se deben instalar dos intercambiadores de calor, los cuáles disminuyen

Stream Name	Units	O2-PROD	REC-I	REC-II	REC-VI	REC-VII	RP-I
Description							
From		SEP-O2	SEP-H2	SEP-O2	VALV-I	VALV-II	PUMP-I
To			VALV-I	VALV-II	PUMP-I	PUMP-II	COOL-I
Stream Class		CONVEN	CONVEN	CONVEN	CONVEN	CONVEN	CONVEN
Maximum Relative Error							
Cost Flow	\$/hr						
MIXED Substream							
Phase		Vapor Phase	Liquid Phase	Liquid Phase	Liquid Phase	Liquid Phase	Liquid Phase
Temperature	C	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.14
Pressure	bar	16.00	16.00	16.00	15.00	15.00	16.00
Mole Flows	kmol/hr	2077.06	561.67	561.67	561.67	561.67	561.67
H2O	kmol/hr	0.00	242.47	242.47	242.47	242.47	242.47
KOH	kmol/hr	0.00	319.20	319.20	319.20	319.20	319.20
H2	kmol/hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O2	kmol/hr	2077.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Fractions							
H2O		0.00	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
KOH		0.00	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57
H2		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O2		1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mass Flows	kg/hr	66463.57	22277.02	22277.02	22277.02	22277.02	22277.02
H2O	kg/hr	0.00	4368.23	4368.23	4368.23	4368.23	4368.23
KOH	kg/hr	0.00	17908.79	17908.79	17908.79	17908.79	17908.79
H2	kg/hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O2	kg/hr	66463.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mass Fractions							
H2O		0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
KOH		0.00	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
H2		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O2		1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Stream Name	Units	RP-II	RPC-I	RPC-II	WATER	WATER-IN
Description						
From		PUMP-II	COOL-I	COOL-II		HEATER
To		COOL-II	MIXER	MIXER	PUMP	MIXER
Stream Class		CONVEN	CONVEN	CONVEN	CONVEN	CONVEN
Maximum Relative Error						
Cost Flow	\$/hr					
MIXED Substream						
Phase		Liquid Phase	Liquid Phase	Liquid Phase	Liquid Phase	Liquid Phase
Temperature	C	80.14	50.00	50.00	25.00	50.00
Pressure	bar	16.00	16.00	16.00	1.00	16.00
Mole Flows	kmol/hr	561.67	561.67	561.67	4154.13	4154.13
H2O	kmol/hr	242.47	242.47	242.47	4154.13	4154.13
KOH	kmol/hr	319.20	319.20	319.20	0.00	0.00
H2	kmol/hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O2	kmol/hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Fractions						
H2O		0.43	0.43	0.43	1.00	1.00
KOH		0.57	0.57	0.57	0.00	0.00
H2		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O2		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mass Flows	kg/hr	22277.02	22277.02	22277.02	74837.81	74837.81
H2O	kg/hr	4368.23	4368.23	4368.23	74837.81	74837.81
KOH	kg/hr	17908.79	17908.79	17908.79	0.00	0.00
H2	kg/hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O2	kg/hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mass Fractions						
H2O		0.20	0.20	0.20	1.00	1.00
KOH		0.80	0.80	0.80	0.00	0.00
H2		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O2		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Apéndice C. Ficha técnica del electrolizador alcalino**nel****A485 Series****Alkaline Electrolyser Stack
and Electrolyte System Module**

*2.2 MW Alkaline Electrolyser Stack
and Electrolyte System Module*

The A485 is an atmospheric bi-polar alkaline electrolyser cell stack coupled to a matching electrolyte system. The stack consists of 230 cells assembled on a self-supporting rigid steel frame. As DC voltage is applied between the first and last electrodes, current flows through the cells, splitting water molecules to generate hydrogen and oxygen gas.

Each cell is composed of an anode and a cathode, separated by a woven non-asbestos diaphragm which is integrated in a synthetic rubber frame. The gas from each cell is collected in the hydrogen and oxygen flow ducts which feed the gas into the electrolyte system.

The electrolyte system consists of two gas separators, water seals, a lye circulation unit and a support frame. The main functions are to separate the gases (H_2 and O_2) from the lye coming from the cell stack and to cool and circulate the lye back to the stack. The electrolyte system is designed to serve a single atmospheric alkaline electrolyser cell stack. For large-scale plants the number of A485 stacks and electrolyte system modules are simply multiplied to obtain the required H_2 production volume.

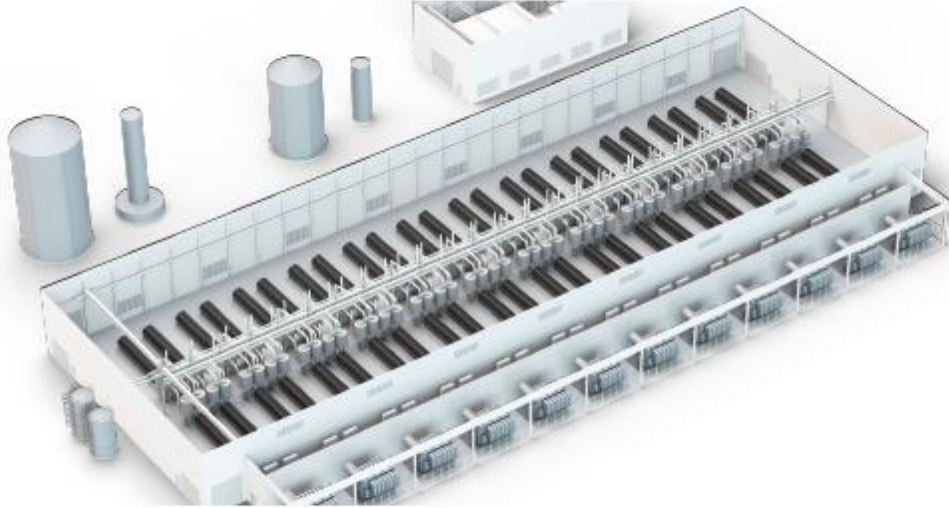
MODEL	A485
Class	2.2 MW
Description	MW-class Alkaline Stack Module for on-site hydrogen generation utilizing a modular design for ease of installation and integration with the balance of plant
Electrolyte	25% KOH solution
HYDROGEN PRODUCTION	
Maximum Production Rate Nm ³ /h (m ³ /h @ 0° C, 1 bar) kg/24 h	485 Nm ³ /h (+0/-3%) 1,046 kg/24 h (+0/-3%)
Operating Pressure	0.03 barg (0.435 psig)
Power Consumption at Stack per Unit of H ₂ Gas Produced at 100% Capacity ¹	4.5 kWh/Nm ³ (±0.1) 50 kWh/kg (±1.1)
Purity (concentration of impurities)	99+% [saturated gas with liquid water, O ₂ < 1 %]
Ramp Rate (% of full-range)	> 10% per minute
Turndown Range	15 to 100%

DI WATER REQUIREMENTS		
Consumption, electrolysis	0.9 l/Nm ³ of H ₂ (0.24 gal/Nm ³ of H ₂) 10 l/kg of H ₂ (2.64 gal/kg of H ₂)	
Pressure	2 to 16 barg (29 to 232 psig)	
Input Water Quality	Deionized Water, < 1 μS/cm	
ELECTRICAL SPECIFICATIONS		
Electrical Requirements	DC (Cell Stack) ¹	355 to 414 VDC; 775 to 5,150 A Detailed DC power specifications to be provided separately
	Electrolyte System	400 VAC, three phase plus neutral and protective earth, 50 Hz or 480 VAC, three phase and protective earth, 60 Hz
PHYSICAL CHARACTERISTICS		
Dimensions W x D x H	14.1 m x 4.3 m x 4.3 m (46.3 ft x 14.1 ft x 14.1 ft)	
Weight, Operational	71,440 kg (157,498 lbs)	
ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS – DO NOT FREEZE		
Standard Siting Location	Indoor, pad mounted or concrete pier mounted	
Ambient Temperature	5 to 45°C (41 to 113°F)	
Altitude Range ²	Sea Level to 1,000 m (3,281 ft)	
<p>Utility Requirements Nel provides specifications for utility requirements, but it is the responsibility of the buyer to design for and provide them. With Nel's standard scope, the following utilities shall be provided by the buyer:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Deionized water • Nitrogen for occasional purging • AC power for the electrolyte system • Input power switchgear (MV & LV) • DC power for the stack • Process cooling 		

Utility Requirements

Nel provides specifications for utility requirements, but it is the responsibility of the buyer to design for and provide them. With Nel's standard scope, the following utilities shall be provided by the buyer:

- Deionized water
- Nitrogen for occasional purging
- AC power for the electrolyte system
- Input power switchgear (MV & LV)
- DC power for the stack
- Process cooling



100 MW Alkaline electrolysis plant featuring A485 Series Electrolyser Stacks and Electrolyte System Modules.

nel ●

Specifications are subject to change. Please contact Nel Hydrogen for solutions to best fit your needs.

¹ Beginning of life and dependent on configuration and operating conditions.

² Consult Nel Hydrogen Applications Engineering Department for installations above 1,000 m (3,281 ft).

www.nelhydrogen.com | +1.203.949.8697 | info@nelhydrogen.com

© 2024 Nel – all rights reserved. Nel and the Nel logo are trademarks of Nel ASA.

CE

DOC001974, Rev 02

Apéndice D. Ficha técnica celdas de combustibles SOFC

1. Bloom Energy (Eficiencia 52%, Potencia 300 [kW], Consumo: 17,3 [kg/h])


Hydrogen Fuel Cell


24/7 Emission-Free Electricity

Bloom's hydrogen fuel cells provide a combustion-free method of generating resilient, sustainable, and predictable electricity. Hydrogen fuel cells run on pure hydrogen and provide 24/7 "always-on" power reliability without harmful emissions. Fuel cells are a flexible, scalable, and distributed power technology that can be sited in a compact footprint.

Bloom's hydrogen fuel cells offer superior efficiency compared to other fuel cell technologies, and leverage the same solid oxide platform that has over 700 installations globally.


- **Highly efficient, zero-carbon, distributed energy solution**
- **Proven track record in fuel cell technology with 15+ years' experience**
- **Superior performance compared to alternative technologies**






Resilient

On-site power without disruption. Always on even during extreme weather and outages.



Sustainable

24/7 power without carbon emissions, air pollutants, or water consumption.



Predictable

Lock in energy costs for the long term.

Specifications

Outputs

Name-plate power output	_____	300 kW
Load output (net AC)	_____	300 kW
Electrical connection	_____	480V, 3-phase, 60 Hz

Physical Attributes & Environment

Weight	_____	15.8 tons
Dimensions (variable layouts)	_____	17' 11" x 8' 8" x 6' 9" or 32' 3" x 4' 4" x 7' 2"
Temperature range	_____	-20° to 45° C
Humidity	_____	0% to 100%
Seismic vibration	_____	IBC site class D
Location	_____	Outdoor
Noise	_____	< 70 dBA @ 6 feet

Inputs

Fuels	_____	Min 99.90% Hydrogen
Input fuel pressure	_____	10 to 14.5 psig
Input fuel temperature	_____	Ambient
Water	_____	None during normal operation
Auxiliary power	_____	None during normal operation

Efficiency

BOL electrical efficiency (LHV net AC)	_____	52%
BOL Hydrogen consumption	_____	17.3 kg/hr

Additional Notes

Specifications subject to change. Remotely managed and monitored by Bloom Energy. Capable of emergency stop based on input from the site. Access to a secure website for monitoring system performance and environmental benefits.




Bloom Energy Headquarters
4353 North First Street
San Jose, CA 95134 USA
bloomenergy.com

Flexible. Future Proof

Accelerate your path to a
net-zero future.

2. Bosch (Eficiencia 60%, Potencia 10 [kW], Consumo: 0,5 [kg/h])



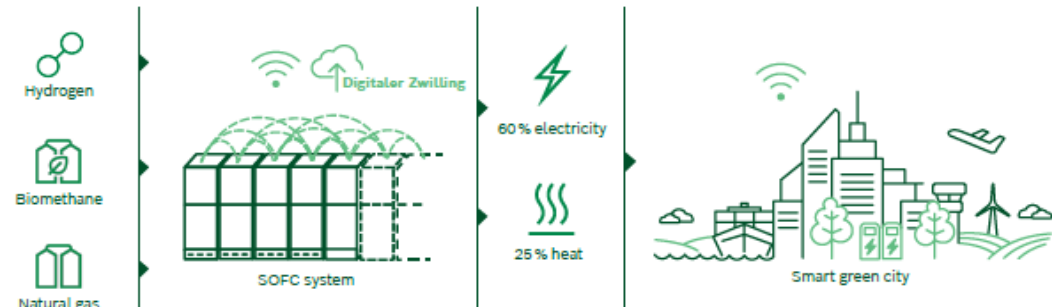
BOSCH

Energy-efficient. Decentralized. H₂-ready.
With fuel cell systems by Bosch

Visionary, smart, and climate-friendly – power supplies will have to be all that to respond to climate change and meet rising demand for electricity. The Bosch decentralized fuel cell system is one such solution. The solid oxide fuel cell, or SOFC for short, pairs a potent source of highly efficient electrical power with a significant reduction in carbon emissions. Set off into a greener future with this innovative technology.

Shaping the energy transition with SOFC

<p>Climate-friendly: Getting real with green energy</p> <p>Even when operating with natural gas, less CO₂ is produced – with close to zero nitrogen oxides or particulates in the exhaust gas. When operating with pure green hydrogen, CO₂ emissions drop to zero.</p>	<p>Efficient: The front-runner in the efficiency stakes</p> <p>This system generates electricity at efficiencies higher than 60 percent – and even beyond 85 percent when the generated heat is put to productive use.</p>	<p>Decentralized: An independent, local source of energy</p> <p>The SOFC system readily installs at any location with a gas supply and internet connectivity. Due to the on-site power generation, this local system is not subject to any transmission losses in the grid.</p>	<p>Connected and scalable: Sized to fit your needs</p> <p>In the future, it will be possible to connect any number of individual devices to create power plants that scale all the way up to the megawatt range. And with the benefit of a digital twin, these systems can be optimized on the fly.</p>
--	---	--	--



Hydrogen
Biomethane
Natural gas

Digitaler Zwilling

SOFC system

60% electricity
25% heat

Smart green city

A closer look at SOFC technology

A decentralized fuel cell unit is comprised of several hundred stacked fuel cells. This stack is the heart of the SOFC unit where the key electrochemical process takes place. Cells are connected in series. A steady stream of hydrogen and atmospheric oxygen flows into each cell, where the energy released by a chemical reaction is converted into electrical power. This reaction produces water, electricity, and heat. Natural gas as a fuel is not the only option; this system can also run on biogas and, in the future, with hydrogen.

A single unit generates 10 kW. Connecting five units in a system, they can meet the electricity needs of an average supermarket or more than 100 four-person households in an urban quarter.

The Bosch SOFC is scalable: connecting several units creates small, decentralized power plants. This system will support optimized configuration, sector coupling, maintenance, and servicing. More reliable and less susceptible to grid outages, this power source benefits critical infrastructure by enhancing energy security. Predictive maintenance will also reduce upkeep costs.



>85%
Efficiency
(using waste heat)

>60%
Efficiency

0%
CO₂ with hydrogen

Close to zero particulate matter & nitrogen oxides

One innovation – many applications

The multiple award-winning SOFC system is flexibly and location-independently deployable as well as scalable in various segments. Its power output adjusts to meet demand. All this makes it an excellent choice for diverse applications.

TECHNICAL DATA*

Bosch solid oxide fuel cell		
Electrical power	kWel	10
Thermal power	kwth	>3
Electrical efficiency	%	>60
Overall efficiency	%	>85

* Beginning of Life



Buildings & urban districts

In the future, the SOFC system will supply residential and office buildings within a district with decentralized, future-proof, and sustainable electricity and heat on site.



Industry

The fuel cell system reduces a site's carbon footprint in the long term and provides a reliable, economical and highly efficient electricity and heat supply.



Data centers

The SOFC system is a decentralized and grid-independent energy source. Thanks to its modular design, it can be scaled flexibly and can satisfy the power and air conditioning demands of a growing contingent of data centers.



Wide range of applications

The fuel cell system can supply various further uses cases. For example, as part of a decentralized energy grid, in conjunction with other energy generating systems, it provides electricity and heat.

Join us in shaping the future of energy supply!



Robert Bosch GmbH
Postfach 10 60 300220 | 70442 Stuttgart | Germany
www.bosch-sofc.com



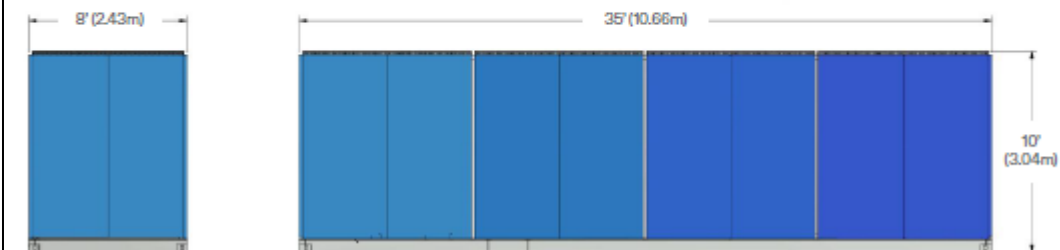
The Bosch SOFC system is currently in the pilot phase. All technical specifications given in this informational document are development objectives.

3. FuelCell Energy (Eficiencia 65%, Potencia 250 [kW], Consumo: 12 [kg/h])



Background

Designed for a range of on-site power applications, FuelCell Energy's Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) plant generates 250 kW of reliable, efficient, and ultra-clean power. The fuel flexible system is capable of running on natural gas, renewable biogas, or hydrogen. The plant's superior fuel efficiency to combustion-based power generation can improve a customer's return on investment. A clean emissions profile, small footprint, and quiet operation make the plants easy to site in urban areas.



Specifications subject to change without notice.	Natural Gas Fuel	Hydrogen Fuel
Power @ Plant Rating	250 kW	250 kW
Standard Output AC Voltage	480 V (Options Available)	480 V (Options Available)
Frequency	60 Hz Standard (50 Hz Option)	60 Hz Standard (50 Hz Option)
Electrical Efficiency (LHV)	62% +/- 2%	65% +/- 2%
Exhaust Temperature	608 +/- 68 °F (320 +/- 20° C)	332 +/- 52 °F (167 +/- 11 °C)
Exhaust Flow	3,089 lb/hr (1,404 kg/h)	3,916 lb/hr (1,780 kg/h)
Heat Recovery (to 120° F)	382,195 Btu/hr (112 kW)	202,558 Btu/hr (59 kW)
Fuel Consumption	@ 930 Btu/ft3 – 24.7 scfm (39.6 Nm3/h)	@274 Btu/ft3 – 80 scfm (129 Nm3/h)
Heat Rate (HHV)	6,092 Btu/kWh (6,427 kJ/kWh)	6,218 Btu/kWh (6,561 kJ/kWh)
Total CHP Efficiency (LHV)	90% +/- 5%	80% +/- 5%
Power Generation Mode Water Consumption	0	0
Startup Water Consumption	4 gph (364 SLPD)	1 gph (91 SLPD)
Water Production	0	26 gph (2,360 SLPD)
Sound Levels	< 72 dB(A) @ 10 Feet (< 65 Option)	< 72 dB(A) @ 10 Feet (< 65 Option)
NOx Emissions	0.01 lb/MWh (0.005 kg/MWh)	0.01 lb/MWh (0.005 kg/MWh)
SOx Emissions	0.00002 lb/MWh (0.00005 kg/MWh)	Negligible
PM10 Emissions	0.000002 lb/MWh (0.00001 kg/MWh)	0.00002 lb/MWh (0.0001 kg/MWh)
VOC Emissions	Negligible	Negligible
GHG Emissions	331 kg/MWh of CO ₂	None

Dec 2022. All performance figures herein are subject to change without notice. Specifications in this document are quoted at initial operation and for informational purposes only. Performance results may vary depending on the configuration, environment, settings, fuel source, and other factors. FuelCell Energy assumes no liability resulting from errors or omissions in this document, or from the use of the information contained herein. Document #26671.



3 Great Pasture Road
 Danbury, CT 06810
 203.825.6000

www.FuelCellEnergy.com

