

Universidad Internacional de La Rioja
Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología

Máster Universitario en Energías Renovables

**Diseño y dimensionado de instalaciones
de biomasa para la generación de
hidrógeno verde por electrólisis del agua**

Trabajo fin de estudio presentado por:	Klaus Raed Jabra González
Tipo de trabajo:	Diseño de una instalación de energía renovable (Tipo 1)
Línea/as de trabajo:	Línea 4: Biomasa y Biocombustibles
Director/a:	Dr. María Yoldi Sangüesa
Fecha:	17/03/2025

Resumen

En este TFM se diseñaron y dimensionaron plantas modulares de biomasa para producir hidrógeno verde por electrólisis en tres tamaños: 100, 500 y 1000 kW. Se hicieron balances de materia y energía y se definieron los equipos principales: un ciclo Rankine orgánico, electrolizadores, sistemas de enfriamiento y tanques de hidruros metálicos. Luego se aplicaron indicadores financieros (VPN, TIR y ROI) para evaluar cada módulo.

Encontrándose que la modularización como concepto funciona, porque a mayor potencia instalada también crece la producción de hidrógeno, la eficiencia neta y el consumo de biomasa. Sin embargo, el mayor inconveniente es económico. El skid de 100 kW no resulta viable, pues se necesitaría vender el hidrógeno por encima de 55 USD/kg, un precio irreal de acuerdo con el mercado actual. El módulo de 500 kW solo empieza a ser atractivo con precio a partir de los 20 USD/kg, donde la TIR se sitúa desde 22,7 % y el ROI cercano a 1,6. Con el módulo de 1000 kW existe más margen de maniobra: es viable desde los 17,5 USD/kg generando una TIR desde 12,6 % con ROI desde 2,2. Estos puntos de equilibrio están lejos de la realidad del contexto del mercado europeo (5–8 USD/kg) y de lo que se proyecta para 2030 (2–9 USD/kg).

Aun así, el trabajo queda como procedimiento para que municipios o empresas usen residuos agrícolas e industriales como biomasa. El hidrógeno se plantea como vector energético y como insumo para fertilizantes, amoníaco, metano verde o combustibles sintéticos. La conclusión es clara: en lo técnico y ambiental funciona, pero en lo económico solo será competitivo si hay incentivos y modelos de negocio que lo soporten.

Palabras clave: Hidrógeno verde, biomasa, electrólisis, viabilidad económica, modularidad

Abstract

In this master's Thesis, modular biomass plants were designed and sized to produce green hydrogen by electrolysis at three scales: 100, 500 and 1000 kW. Mass and energy balances were performed, and the main equipment was defined: an organic Rankine cycle, electrolyzers, cooling systems and metal hydride storage tanks. Financial indicators (NPV, IRR and ROI) were then applied to evaluate each module.

The results show that modularization as a concept works, since with higher installed power hydrogen production, net efficiency and biomass consumption also increase. However, the main drawback is economics. The 100kW skid is not viable, as it would require selling hydrogen above 55 USD/kg, an unrealistic price under current market conditions. The 500kW module only becomes attractive from 20 USD/kg, where IRR starts at 22.7% and ROI is around 1.6. The 1000 kW module offers more margin: it is viable from 17.5 USD/kg, generating an IRR from 12.6% with ROI from 2.2. These breakeven points are still far from the European market context (5–8 USD/kg) and from projections for 2030 (2–9 USD/kg).

Even so, this work remains as a procedure for municipalities or companies to use agricultural residues and industrial by-products as biomass. Hydrogen is considered not only as an energy vector but also as input for fertilizers, ammonia, green methane or synthetic fuels. The conclusion is clear: technically and environmentally it works, but economically it will only become competitive if incentives and business models are in place to support it.

Keywords: Green hydrogen, biomass, electrolysis, economic feasibility, modularity

Índice de contenidos

1.	Introducción	1
1.1.	Planteamiento del problema	4
1.2.	Justificación.....	6
1.3.	Estructura del trabajo	8
2.	Contexto y estado del arte	10
2.1.	Gestión de residuos	10
2.2.	Estado del arte de tecnologías actuales de aprovechamiento de biomasa como combustible a nivel global.....	11
2.3.	Tipos de hidrógeno	13
2.3.1.	Hidrógeno verde	13
2.3.2.	Hidrógeno gris.....	13
2.3.3.	Hidrógeno azul	14
2.3.4.	Hidrógeno negro o marrón.....	14
2.3.5.	Hidrógeno turquesa	14
2.3.6.	Hidrógeno rosa, rojo y púrpura	15
2.3.7.	Hidrógeno amarillo.....	15
2.4.	Hidrógeno: hidrógeno verde	15
2.5.	Electrolizadores.....	17
3.	Objetivos del TFE	19
3.1.	Objetivo general.....	19
3.2.	Objetivos específicos.....	19
4.	Hipótesis de trabajo.....	21
4.1.	Hipótesis específicas	21
5.	Requisitos de diseño.....	26

6.	Metodología	28
6.1.	Diseño técnico y cálculos base	28
6.1.1.	Cálculo de la cantidad de biomasa requerida:.....	29
6.1.2.	Cálculo de la cantidad de agua de enfriamiento requerida:.....	30
6.1.3.	Cantidad de hidrógeno producido.....	31
6.2.	Análisis económico.....	33
6.3.	Normativa aplicable	34
7.	Evaluación del recurso renovable	35
7.1.	Skid de pequeña escala – hasta 100 kW:.....	35
7.2.	Skid de mediana escala – entre 100 y 500 kW	35
7.3.	Skid de gran escala – más de 500 kW	36
8.	Diseño de la instalación	37
8.1.	Skid 100 kW	37
8.2.	Skid 500 kW	44
8.3.	Skid 1000 kW	49
9.	Análisis económico	51
9.1.	CAPEX.....	51
9.1.1.	CAPEX Skid 100 kW	51
9.1.2.	CAPEX Skid 500 kW	53
9.1.3.	Skid 1000 kW.....	54
9.2.	OPEX	55
9.2.1.	Skid 100 kW.....	55
9.2.2.	Skid 500 kW.....	59
9.2.3.	Skid 1000 kW.....	61
9.2.4.	Ingresos por venta de hidrógeno	65

9.3.	Valor presente neto (VPN)	65
9.3.1.	Sumatoria de egresos.....	65
9.3.2.	Sumatoria de ingresos.....	66
9.3.3.	Valor presente de egresos.....	66
9.3.4.	Valor presente de ingresos.....	66
9.3.5.	Valor presente neto	67
9.4.	Tasa interna de retorno (TIR)	69
9.5.	Relación beneficio costo (ROI)	70
10.	Análisis ambiental	73
10.1.	impacto en flora, fauna, entorno	73
10.2.	impacto ambiental	73
11.	Resultados	74
11.1.	Producción De Hidrógeno	74
11.2.	Resultados Económicos.....	75
11.3.	Aspectos Relevantes	76
11.4.	Limitaciones	77
12.	Conclusiones	78
	Referencias bibliográficas	79

Índice de figuras

Figura 1. <i>Consumo energético global discriminado por fuente</i>	1
Figura 2. <i>Pronóstico del consumo energético global discriminado por fuente</i>	2
Figura 3. <i>Crecimiento proyectado en la demanda global de electricidad entre 2.023 y 2.030, incluyendo escenarios de crecimiento rápido y lento de centros de datos.</i>	2
Figura 4. <i>Diagrama de flujo de proceso de generación de hidrógeno verde.</i>	37
Figura 5. <i>Características del ORC Modelo ZE-200-LT.</i>	38
Figura 6. <i>Planos de conjunto general del ORC Module ZE-200-LT.</i>	38
Figura 7. <i>Triturador de biomasa Briquetting Machine 60.</i>	39
Figura 8. <i>Electrolizador AEM Flex 120.</i>	41
Figura 9. Racks de almacenamiento de hidrógeno	42
Figura 10. <i>Características del ORC Modelo ZE-500-HT.</i>	44
Figura 11. <i>Planos de conjunto general del ORC Module ZE-500-HT.</i>	45
Figura 12. <i>Triturador de biomasa Briquetting Machine 70.</i>	45
Figura 13. <i>Electrolizador HGPS 50.</i>	47
Figura 14. <i>Análisis financiero.</i>	68
Figura 15. <i>Tasa interna de retorno.</i>	70
Figura 16. <i>Relación beneficio costo.</i>	72

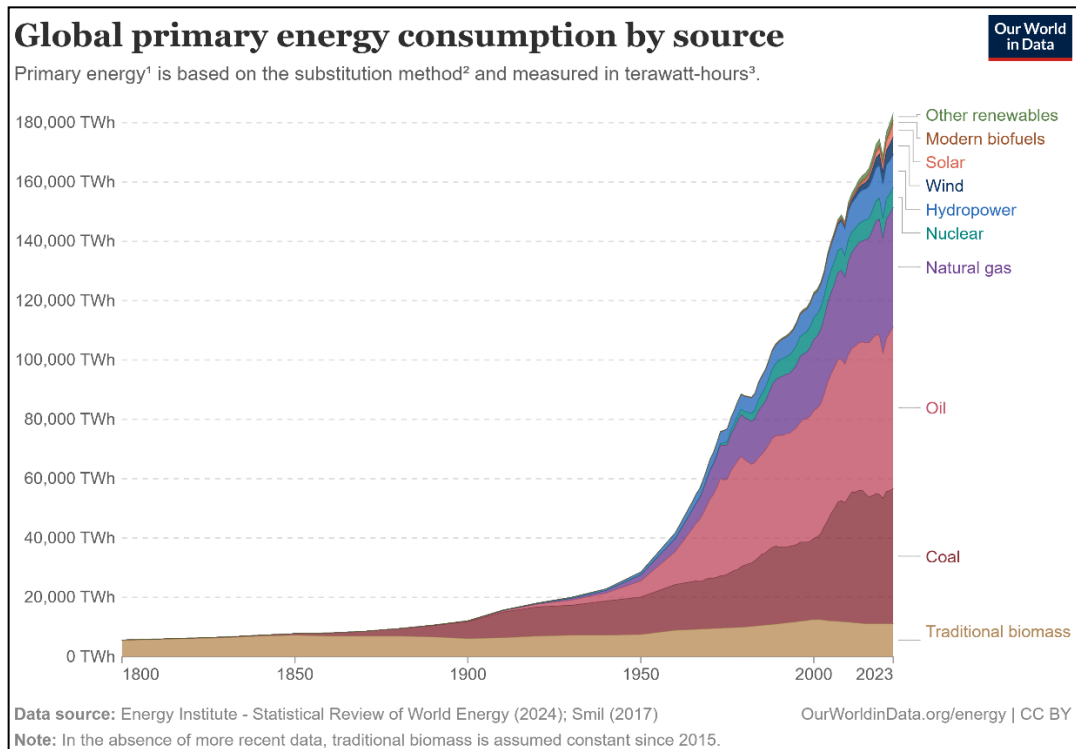
Índice de tablas

Tabla 1. <i>Listado de materiales y equipos para la planta de 100 kW</i>	43
Tabla 2. <i>Listado de materiales y equipos para la planta de 500 kW</i>	48
Tabla 3. <i>Listado de materiales y equipos para la planta de 1000 kW</i>	49
Tabla 4. <i>CAPEX Skid 100 kW</i>	51
Tabla 5. <i>CAPEX Skid 500 kW</i>	53
Tabla 6. <i>CAPEX Skid 1000 kW</i>	54
Tabla 7. <i>Personal para operar Skid 100 kW</i>	56
Tabla 8. <i>Costo del personal para operar Skid 100 kW</i>	56
Tabla 9. <i>Costo de la biomasa para operar Skid 100 kW</i>	57
Tabla 10. <i>Costos de mantenimiento para Skid 100 kW</i>	57
Tabla 11. <i>Costos operativos (OPEX) Skid 100 kW</i>	58
Tabla 12. <i>Costo de la biomasa para operar Skid 500 kW</i>	59
Tabla 13. <i>Costos de mantenimiento para Skid 500 kW</i>	60
Tabla 14. <i>Costos operativos (OPEX) Skid 500 kW</i>	61
Tabla 15. <i>Personal para operar Skid 1000 kW</i>	61
Tabla 16. <i>Costo del personal para operar Skid 1000 kW</i>	62
Tabla 17. <i>Costo de la biomasa para operar Skid 1000 kW</i>	63
Tabla 18. <i>Costos de mantenimiento para Skid 1000 kW</i>	63
Tabla 19. <i>Costos operativos (OPEX) Skid 1000 kW</i>	64
Tabla 20. <i>Valor presente neto en función del precio del hidrógeno verde</i>	67
Tabla 21. <i>Tasa interna de retorno en función del precio del hidrógeno verde</i>	69
Tabla 22. <i>Relación beneficio costo en función del precio del hidrógeno verde</i>	71
Tabla 23. <i>Resultados cálculos de potencia en los Skids</i>	74
Tabla 24. <i>Resultados cálculos de producción de hidrógeno, consumo de agua y de biomasa</i>	74

1. Introducción

Los avances tecnológicos que la humanidad ha venido implementando desde la revolución industrial, han hecho que el consumo de energía se haya incrementado de manera exponencial desde ese tiempo hasta nuestros días. Según lo mostrado por (Ritchie, 2021), en el año 1.800 el consumo de energía fue de aproximadamente 5.600 TWh/año, en donde la biomasa se constituía en el 98,2% de la matriz energética global. Por su parte, en el año 2.023, el consumo global se incrementó hasta aproximadamente 183.000 TWh/año, siendo los combustibles fósiles (gas natural, petróleo y carbón) quienes constituyen aproximadamente el 76,5% de la matriz energética global. Para mayor detalle Ver Figura 1.

Figura 1. Consumo energético global discriminado por fuente

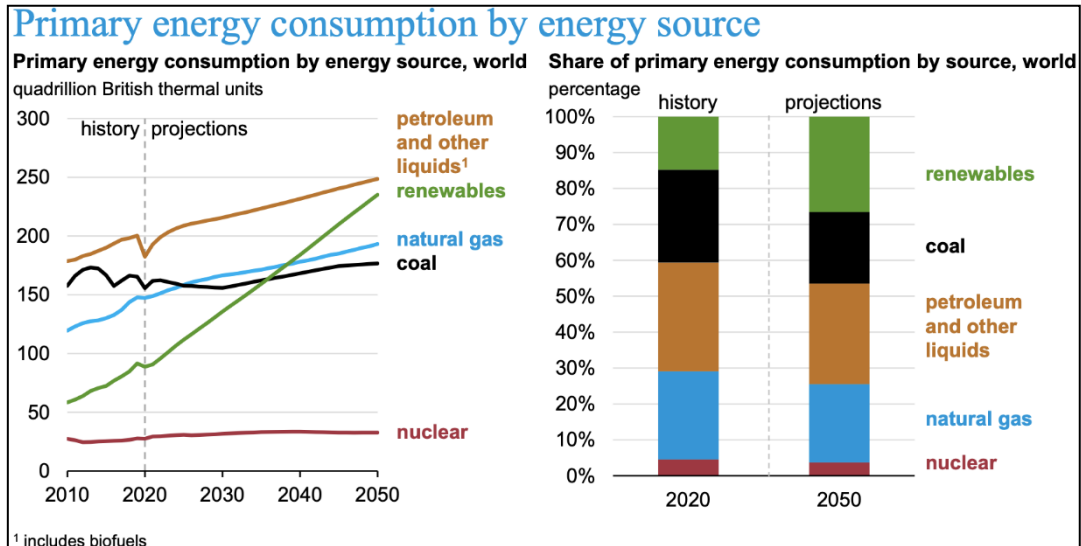


Fuente: (Ritchie, 2021)

Según (Nalley & LaRose, 2021), se proyecta un crecimiento en el consumo de energía primaria a nivel mundial hasta aproximadamente $8,8 \cdot 10^{17}$ BTU/año (257.903 TWh/año), en el año 2.050 (Ver Figura 2). Es decir, un incremento en el consumo de alrededor del 43 % con respecto del 2.023. A la luz de estos pronósticos, los países deberán redoblar esfuerzos en garantizar la diversificación de las energías renovables de acuerdo con sus capacidades, como lo pueden ser: zonas con alta radiación solar, zonas con velocidades de viento alta, costas con

Diseño y dimensionado de instalaciones de biomasa para la generación de hidrógeno verde por electrólisis del agua mareas altas, zonas con alta producción de biomasa, etc. Pues se observa que la incidencia de estas en la matriz energética global podría incrementarse de un 12.5% en el año 2.020 a un 25% en el año 2.050.

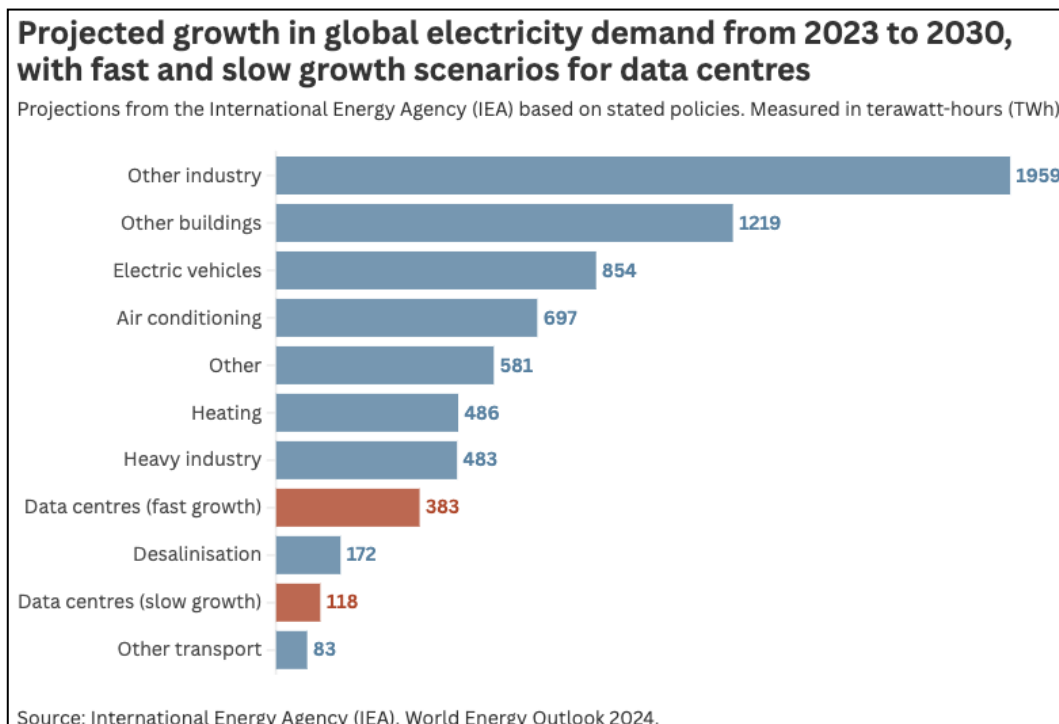
Figura 2. Pronóstico del consumo energético global discriminado por fuente



Fuente: (Nalley & LaRose, 2021)

En el artículo (Ritchie, Sustainability by numbers, 2024), se vislumbra que entre el año 2.023 y el año 2.030 el consumo de energía eléctrica tendrá un incremento debido a la aparición de la inteligencia artificial y de los centros de datos, como se observa en la Figura 3.

Figura 3. Crecimiento proyectado en la demanda global de electricidad entre 2.023 y 2.030, incluyendo escenarios de crecimiento rápido y lento de centros de datos.



Estar a la vanguardia en el ámbito internacional, requiere el aseguramiento de la energía requerida para mantener la vida y las actividades diarias de la humanidad garantizando su asequibilidad¹. Dicho aseguramiento debe ser abordado con aristas de largo y mediano plazo. En el largo plazo los gobiernos deben implementar políticas que se encarguen de dirigir recursos públicos e incentivos a privados para generar inversiones que garanticen el suministro de energía para con ello propiciar la evolución económica oportuna de los territorios, y, además, que satisfagan las necesidades medioambientales de estos. No obstante, el aseguramiento también deberá ser abordado en el corto plazo, toda vez que, muy probablemente durante el largo plazo pueden surgir cambios repentinos en el ciclo de demanda y oferta en el mercado generado, por ejemplo, por la aparición de una nueva tecnología disruptiva, el inicio de una guerra, etc. Casos en los cuales se deben tener respuestas ágiles para no fracasar en los objetivos planteados desde un inicio.

Aparte de la seguridad energética, la sostenibilidad, la asequibilidad y la accesibilidad energética, conforman los 4 pilares para que cada país logre un desarrollo sostenible. Lógicamente, cada región tiene barreras que impiden que una porción de su población no pueda tener acceso a energía que mejore su calidad de vida. Bien sea por segregación racial, por la presencia de grupos armados al margen de la ley, el costo del transporte de la energía hacia el punto de consumo, etc. Por este motivo, los gobiernos están obligados a reducir la porción de habitantes que tienen dificultades para conseguir el acceso a una energía barata y de calidad, pues esto genera un aumento en la calidad de vida de las personas lo que a su vez impulsa crecimiento económico de forma sostenible.

¹ Definición de seguridad energética de la Agencia Nacional de la Energía (IEA)

1.1. Planteamiento del problema

El panorama a 20 años vista plantea los siguientes desafíos: por una parte, disminuir la dependencia hacia los combustibles fósiles, debido a que no todos los países tienen estos recursos en su subsuelo, generando dependencia y sometimiento a organizaciones supranacionales como la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) que pueden incidir en el precio de la energía y en la cantidad de excedentes en el mercado de acuerdo a conveniencia geopolítica, que no necesariamente coincidirá con las necesidades de consumo y de crecimiento de todos los países. Para aquellos países en los que la oferta de recursos fósiles no sea suficiente para satisfacer sus requerimientos energéticos, ya sea por su alto costo o porque su capacidad instalada (termoeléctricas, por ejemplo) no pudiese cubrir en totalidad la demanda energética, se deben explorar soluciones de implementación de energías alternativas de acuerdo con los recursos naturales con los que cuente cada región para lograr suplir dicha deficiencia.

Además, como se observa en la Figura 2 y en la Figura 3, se prevé que exista un incremento en el consumo energético en los próximos años; y si se sigue con la misma proporción de utilización de los combustibles fósiles en la matriz energética global, es de esperar que el calentamiento global siga deteriorando el planeta donde todos convivimos. Asimismo, el precio creciente de la energía es una de las amenazas a la sostenibilidad global y a la eficiencia energética, pues este ítem puede fluctuar entre el 5% y el 40% del costo total de producción, y para seguir manteniendo los niveles de oferta y precio de la energía en el mercado con el propósito de no disminuir la eficiencia energética, quedan 2 vías:

- Disminuir el margen de ganancia del productor
- Subsidiar al productor para incentivarlo a producir sin que este pierda su margen de ganancia.

Una de las vías de escape a la dependencia de los combustibles fósiles son las energías renovables, la cuales se pueden generar de manera continua a partir de fuentes inagotables como la radiación solar o de fuentes que se regeneran con facilidad como la biomasa, las corrientes marinas o de vientos. A continuación, se resumen los tipos de energías alternativas más representativos a escala global en la actualidad:

- **Energía solar fotovoltaica:** Tecnología en la que se aprovecha la radiación emitida por el sol mediante la utilización de paneles, los cuales transforman la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico.
- **Biomasa:** Materia orgánica biodegradable que se puede emplear como fuente de energía renovable, limpia y sostenible, y que no ha sufrido cambios en su composición
- **Energía hidroeléctrica:** Tecnología que aprovecha la energía potencial contenida en grandes volúmenes de agua almacenados en presas, para transformarlas en energía cinética la cual será aprovechada por turbinas y a su vez transformada en electricidad mediante el principio de la ley de inducción de Faraday.
- **Energía eólica:** Tecnología que aprovecha la energía cinética que aportan los vientos en zonas específicas mediante la utilización de aerogeneradores, los cuáles transforman dicha energía cinética en energía eléctrica mediante el principio de la ley de inducción de Faraday.
- **Energía geotérmica:** Tecnología que aprovecha el calor presente en el fondo de la tierra para con este generar vapor o cualquier otro fluido motriz y así generar electricidad mediante la aplicación industrial del ciclo Rankine.
- **Energía del mar:** Son aquellas tecnologías que aprovechan los fenómenos de cambio en las mareas, de las corrientes marinas, los cambios térmicos o los cambios de salinidad que tienen lugar en el mar con el propósito de producir electricidad.

Como se observa en el párrafo anterior, la mayoría de las tecnologías de energías renovables dependen de fenómenos naturales. Por consiguiente, en la mayoría de los casos la producción de energía eléctrica estará supeditada a la estacionalidad o a las variaciones del clima, y generalmente, cuando se presentan los picos en donde se puede aprovechar más cantidad de fuentes de energía primaria no coincide con el pico de la demanda en hogares o en la industria por lo que se generaría un excedente de producción eléctrica que a hoy no es posible de almacenar en su totalidad, con lo cual se genera un problema de confiabilidad en estas tecnologías. El almacenamiento de la energía secundaria, como la energía eléctrica es una de las grandes oportunidades de mejora a futuro en las energías renovables, pues compiten contra la posibilidad del almacenamiento de la fuente de energía primaria que tienen los combustibles fósiles y que, lamentablemente no poseen las fuentes primarias de energía renovable tales como la radiación solar, o la velocidad de los vientos.

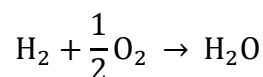
Por otra parte, otro desafío a nivel energético está en implantar medidas que favorezcan el desarrollo sostenible. Una de las aristas de este ítem es el mejoramiento de la eficiencia de los sistemas que requieren energía. A continuación, se mencionan tres hitos fundamentales en los cuales se debería mejorar la eficiencia energética para optimizar el consumo:

- **La construcción:** Mejorar la eficiencia energética mediante la mejora de las técnicas de edificación, el uso de buenos materiales aislantes y el empleo de sistemas de calefacción de alta eficacia y baja contaminación.
- **El sector productor de energía:** Mejoramiento de la eficiencia energética con sistemas de cogeneración, sistemas híbridos (eólicos-diésel) y fuentes alternativas.
- **El sector del transporte:** Mejoramiento de la eficiencia energética mediante el uso de gasolinas sin plomo, biocombustibles, filtros catalíticos y vehículos mixtos, con ambos tipos de motores, eléctrico y de combustión interna.

1.2. Justificación

Como se mencionó en el numeral anterior, el almacenamiento de energía secundaria (electricidad) es una de las oportunidades de mejora que tienen las tecnologías de energías alternativas como la energía solar fotovoltaica o energía eólica. Por consiguiente, tecnologías como el hidrógeno verde surgen como alternativa para mitigar estos inconvenientes que se tienen en la actualidad debido a lo siguiente:

- Su combustión no genera emisiones de gases de efecto invernadero, genera vapor de agua:



- Su poder calorífico por unidad de masa² es de 121 MJ/kg, que, comparado con el poder calorífico de combustibles fósiles como el gas natural (aproximadamente 50,12 MJ/kg), o el gas licuado de petróleo (aproximadamente 49 MJ/kg), es evidentemente mayor
- Su densidad es de 0,089 kg/m³ a una presión de 101,325 kPa (a) y a una temperatura de 0°C, aproximadamente 8 veces menor a la densidad del gas natural a las mismas condiciones. Razón por la cual, para almacenar cierta cantidad de masa de hidrógeno se requerirá un volumen 8 veces mayor que si se almacenara la misma cantidad de

² El poder calorífico es el calor emitido por la reacción de combustión del hidrógeno

masa de gas natural. No obstante, la combustión de cierta masa de hidrógeno genera entre 2 y 3 veces más cantidad de energía que la misma masa de gas natural. Por consiguiente, comparativamente, almacenar 1 kg de hidrógeno requiere aproximadamente 8 veces más volumen, pero genera aproximadamente 3 veces más energía al combustionar, que 1 kg de gas natural. Esto sumado a que no genera gases de efecto invernadero, en principio, se convierte en una ventaja competitiva del hidrógeno comparado con los combustibles fósiles. Sin embargo, existe una ventaja de los hidrocarburos frente al hidrógeno y es que se encuentran de forma más abundante en la tierra para su aprovechamiento.

Un vector energético es aquella sustancia que tiene la capacidad de almacenar energía que posteriormente será liberada. En consecuencia, las características mencionadas con antelación hacen hidrógeno sea considerado como uno, debido a que este puede almacenar energía para luego ser liberada a través de la combustión.

Si bien el hidrógeno es el elemento químico más abundante del universo, este no se halla en forma libre. Este se halla de forma diatómica como H_2 , pero no de forma abundante en la naturaleza. Y también, se encuentra haciendo parte de estructuras químicas moleculares más complejas como los hidrocarburos, el agua, los ácidos orgánicos e inorgánicos, las bases orgánicas e inorgánicas, etc. Por consiguiente, hay que recurrir a diversos procesos de transformación química para producirlo.

El hidrógeno verde es aquel que se genera a partir de la electrólisis del agua, reacción química que consiste en hacer pasar el agua a través de un campo eléctrico para romper los enlaces covalentes entre los átomos de hidrógeno y oxígeno en la molécula de agua y así generar hidrógeno diatómico (H_2) y oxígeno diatómico (O_2). Sin embargo, no es la única ruta química para producirlo. A continuación, se mencionan los diversos tipos de hidrógeno que se clasifican por colores de acuerdo con su fuente para producirlo.

1.3. Estructura del trabajo

Este trabajo de fin de máster consiste en el diseño y dimensionado de instalaciones de biomasa para la generación de hidrógeno verde por electrólisis del agua, y se estructura en los siguientes apartados:

- **Contexto y estado del arte:** Se mencionarán los trabajos similares que se estén aplicando a nivel global sobre el aprovechamiento de la biomasa y las tecnologías actuales más utilizadas en la electrólisis del agua para la producción de hidrógeno verde
- **Objetivos del TFM:** Habiéndonos marcado como objetivo general, el de diseñar y dimensionar una instalación de biomasa para la generación de hidrógeno verde por electrólisis del agua. Conseguir ese objetivo a través de la definición de otros objetivos más específicos como: diseñar un sistema modular para aprovechar el calor residual de los hornos sin interrumpir la operación, definir un ciclo de potencia (como el ciclo Rankine) para generar electricidad, Calcular y dimensionar los equipos principales para distintas escalas de producción, dimensionar un subsistema de electrólisis para producir hidrógeno verde usando la energía generada, seleccionar una tecnología de almacenamiento y compresión de hidrógeno adecuada para entornos rurales, integrar todo el sistema en un módulo tipo skid para una instalación y transporte sencillo, evaluar la viabilidad técnica y económica del proyecto en tres escenarios: trapiche pequeño, semi-industrial y agroindustrial..
- **Hipótesis del trabajo:** Se pretende verificar la viabilidad a la hora de utilizar el calor del bagazo para generar electricidad y con esa electricidad se alimenta un electrolizador que produzca hidrógeno verde, evaluando los beneficios obtenidos.
- **Requisitos de diseño:** Se realizará el diseño y análisis integral de tres configuraciones modulares de sistemas tipo skid orientados a la producción de hidrógeno verde, a partir del aprovechamiento de biomasa y agua disponible en zonas rurales de Colombia.
- **Metodología:** El procedimiento consta de cuatro etapas: dimensionamiento del sistema y producción de hidrógeno, estimación de costos de inversión (CAPEX), cálculo de costos operativos (OPEX), evaluación de la viabilidad financiera.

- **Evaluación del recurso renovable:** Recopilación de los datos meteorológicos de la localización del emplazamiento, evaluando la calidad de los recursos renovables demostrando la viabilidad del proyecto.
- **Diseño de la instalación:** Desarrollo de los cálculos necesarios para la realización de la instalación siguiendo la metodología seleccionada.
- **Análisis económico:** Estimación de los costes de la instalación y de operación de la instalación diseñada, así como los flujos de caja que permiten determinar el periodo de amortización y la viabilidad del proyecto.
- **Análisis ambiental:** Breve evaluación del impacto ambiental de la instalación diseñada.
- **Resultados:** Presentación de los resultados obtenidos e interpretación de estos
- **Conclusiones:** Explicación de los resultados obtenidos con respeto a los objetivos planteados al comienzo del proyecto

2. Contexto y estado del arte

2.1. Gestión de residuos

Producto de la actividad del hombre, la actividad industrial y la actividad agrícola en la actualidad a nivel global, se generan residuos de diferente tipo, tales como residuos sólidos urbanos, residuos industriales y residuos vegetales (hoja y tallos de plantas, flores, bagazo de caña de azúcar, etc.). Con el propósito de preservar los entornos naturales para la producción alimentaria y recursos valiosos como el agua y la integridad del suelo, surge la gestión de residuos industriales y restos vegetales, pues estas juegan un rol preponderante en la transición hacia una economía circular, con importantes repercusiones tanto económicas como ambientales.

Cuando los residuos industriales y vegetales no se manejan adecuadamente, pueden causar problemas serios, como la contaminación del suelo y del agua, emisiones de gases de efecto invernadero y la pérdida de biodiversidad. Por ejemplo, si los residuos orgánicos no se gestionan bien, pueden generar lixiviados y metano, lo que contribuye al cambio climático.

La producción de bienes y servicios para mantener o incrementar la calidad de vida de la humanidad trae consigo el consumo de ingentes cantidades de recursos naturales y de energía. La economía circular surge como una herramienta para mitigar el uso de nuevos recursos reciclando y reutilizando, las veces que sea posible, los componentes de los productos que han sobrepasado su vida útil, esto genera disminución en la extracción de elementos nuevos y en el consumo de energía para extraer y producir esos componentes.

En la práctica, diversas iniciativas han demostrado el potencial de la economía circular en la gestión de residuos. Por ejemplo, el Centro Tecnológico del Mueble en España ha desarrollado el proyecto LIAISE, que utiliza residuos industriales como materia prima en otras industrias, promoviendo así la economía circular y mejorando el medio ambiente (García & González, 2024).

La integración de la biomasa en la economía circular implica su transformación en productos de valor añadido, como biopolímeros y empaques biodegradables. En el departamento de Santander, Colombia, se ha propuesto una estrategia de valorización de residuos agroindustriales del plátano para la elaboración de empaques biodegradables, aplicando los principios de la biorrefinería y contribuyendo al mejoramiento del medio ambiente (Díaz

Prada, 2023). Además, en España, la Asociación Española de la Biomasa (AVEBIOM) destaca la simbiosis entre la industria forestal y la bioenergía, donde los subproductos de la madera se utilizan para generar energía térmica y eléctrica, cerrando un círculo virtuoso de aprovechamiento de recursos y reduciendo la dependencia de energías fósiles (AVEBIOM, 2020).

2.2. Estado del arte de tecnologías actuales de aprovechamiento de biomasa como combustible a nivel global

Los países que han suscrito compromisos internacionales de emisiones de gases efecto invernadero (GEI), como por ejemplo el acuerdo de Tokio; enfrentan la necesidad de diversificar su matriz energética y bajar la dependencia de combustibles fósiles e ir migrando hacia la implementación de energías alternativas. En virtud de lo anterior, el aprovechamiento de la biomasa como fuente de energía ha jugado un rol preponderante en este proceso de transición energética. Esta fuente de energía renovable, la cual puede ser entendida como residuos de origen biológico, tiene valor energético como ambiental. El primero, debido a su capacidad de generar energía calórica debido a su poder calorífico, la cual puede ser transformada en electricidad e incluso en vectores energéticos como hidrógeno; y el segundo, debido a que permite aprovechar los residuos agroindustriales, forestales y urbanos que, de otra forma, tendrían una disposición final contaminante o económicamente costosa.

(Burra & Gupta, 2018) identificaron que mezclar la biomasa con residuos plásticos disminuye la energía de activación de la reacción de co-pirólisis, lo cual hace que la eficiencia energética aumente. Esto se transforma en una ventaja competitiva en sectores industriales que producen residuos industriales mixtos, debido a que se requiere menor temperatura para iniciar la reacción lo que conlleva a la obtención de un gas de síntesis de mejores propiedades caloríficas en primera instancia, y a una reducción en la cantidad de residuos en segunda instancia. Este tipo de sinergia ha sido explorada particularmente en reactores de lecho fijo y lecho fluidizado, en donde se han obtenido rendimientos de gasificación superiores al 75 % en base seca, lo cual abre una ventana de oportunidad para escalamiento industrial en zonas con alta generación simultánea de biomasa y residuos plásticos posconsumo.

(Jiao, y otros, 2024) expone los avances, amenazas, oportunidades de mejora y pronósticos de la producción de hidrógeno a partir de mecanismos de reacción biológicos como la biofotólisis directa e indirecta, fermentación oscura y fotofermentación de microalgas. En este

estudio se evalúa la aplicabilidad de los procesos mencionados bajo restricciones fisiológicas, ambientales y tecnológicas. Además, se reconoce un potencial del hidrógeno producido por esta ruta como una alternativa sustentable. Sin embargo, por el momento su viabilidad financiera para aplicarlo a gran escala sigue en entredicho por los altos costos operativos, las barreras de escalabilidad y la necesidad de políticas públicas robustas que acompañen el desarrollo tecnológico con incentivos a la innovación.

(Manthos, Zagklis, Zafiri, & Kornaros, 2024) realizaron un estudio de factibilidad técnico-económica de una planta modular de digestión anaerobia de residuos líquidos provenientes de la industria del aceite de oliva, encontrando que el aprovechamiento estacional del sustrato, complementado con otros residuos agroindustriales, permite mantener la estabilidad de carga orgánica en el reactor y viabilizar económicamente el proceso. Esta modularización se adapta muy bien a pequeños y medianos productores de regiones con fuerte estacionalidad productiva, como, por ejemplo, cafetales o cañaduzales, cultivos predominantes en Colombia, que no tienen la capacidad de operar una planta a mayor escala. Según (AVEBIOM, 2020), la biomasa tiene más potencial que simplemente ser una fuente energética alternativa, por consiguiente, debe entenderse como una herramienta importante para la gestión territorial, para el empleo rural y la soberanía energética de una región. De acuerdo con esta entidad, el 85% de este recurso disponible aún no ha sido aprovechado, por lo que se constituye en una oportunidad de creación masiva de empleo en las regiones españolas al tener un potencial de creación de 25.000 empleos en zonas rurales en riesgo de despoblamiento. Este planteamiento ha sido respaldado por la inclusión de la biomasa dentro del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), en el que se prevé un aumento progresivo de su participación en la generación térmica residencial y en instalaciones de cogeneración.

El Ministerio de Minas y Energía de Colombia, la unidad de planeación minero-energética (UPME), el instituto de hidrología, meteorología, y estudios ambientales (IDEAM), y el servicio nacional de aprendizaje (SENA), han venido impulsando diversas iniciativas con el propósito de cuantificar el potencial energético de la biomasa residual. En el documento titulado "Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia" se identifican, clasifican y ubican las fuentes principales de biomasa por región de interés, entre los que destacan residuos como el bagazo de caña, la cascarilla de arroz, las heces animales y los lodos generados en las plantas de tratamiento de aguas residuales. Si bien estos recursos se hayan dispersos a lo largo y

ancho del territorio nacional son una fuente que permiten estructurar proyectos de generación de energía eléctrica en territorios no interconectados a la red eléctrica nacional como lo pueden ser los resguardos indígenas. La articulación de estos proyectos con mecanismos como el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) constituye una oportunidad real de implementación, escalabilidad y sostenibilidad financiera.

2.3. Tipos de hidrógeno

Existe una codificación a nivel global mediante la cual se clasifica al hidrógeno en una escala cromática, en virtud de las materias primas y tecnologías utilizadas en su obtención, así como también, de acuerdo con el impacto ambiental generado. Si bien dicha codificación no está estandarizada internacionalmente, es vastamente utilizada en la industria de las energías alternativas.

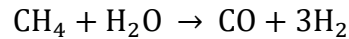
2.3.1. Hidrógeno verde

Como se mencionó anteriormente, el hidrógeno verde resulta del proceso unitario llamado electrólisis, que no es más que la ruptura de los enlaces covalentes entre el hidrógeno y el oxígeno presentes en el agua mediante la aplicación de energía eléctrica. Dicha energía eléctrica puede provenir de diversas fuentes renovables tales como energía solar fotovoltaica, energía eólica, energía mareomotriz, etc. Sin embargo, en el presente trabajo, la energía eléctrica provendrá de un ciclo termodinámico de cogeneración, en el cual se utilizará vapor sobrecalentado como fluido motriz para generar electricidad en una turbina de vapor.

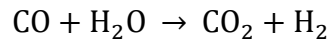
2.3.2. Hidrógeno gris

De acuerdo con (Ishan Said, y otros, 2025), en la actualidad, el hidrógeno gris se produce principalmente gracias al proceso unitario denominado SMR (Steam Methane Reforming), reformado de metano (proveniente de fuentes fósiles como el gas natural) con vapor. Según, (Zecevic & Bolf, 2020) existen 3 reacciones que son críticas dentro de las consideraciones termodinámicas de cinética de reacción y equilibrio químico, las cuales dan origen al hidrógeno gris:

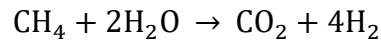
- Reformado de metano con vapor 1 (SMR1)



- Intercambio Agua - gas (WGS)



- Reformado de metano con vapor 2 (SMR2)



El CO₂ y el CO producido en las reacciones mencionadas arriba se libera a la atmósfera. Por consiguiente, la producción de este hidrógeno genera emisiones de gases de efecto invernadero. (Blasio, 2024) afirma que esta ruta de síntesis de hidrógeno produce entre 10 y 19 toneladas de CO₂ por cada tonelada de hidrógeno (H₂) producida.

2.3.3. Hidrógeno azul

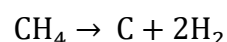
(Ishan Said, y otros, 2025), informan que la ruta de síntesis del hidrógeno azul es la misma que la de la obtención del hidrógeno gris. No obstante, en este caso existe el proceso (CCS, Carbon capture and storage) de captura y almacenamiento de Carbono, con el propósito de reutilizarlo en reacciones tales como la metanación para producción de metano verde.

2.3.4. Hidrógeno negro o marrón

(Blasio, 2024) afirma que este tipo de hidrógeno hace referencia al producido mediante la pirólisis del carbón. También manifiesta que, la denominación del color está asociado a la fuente de carbón utilizado en la pirólisis, es decir, negro si la fuente ha sido el carbón tipo lignito y marrón si ha sido carbón bituminoso. Este proceso produce emisiones de aproximadamente 19 toneladas de CO₂ por cada tonelada de hidrógeno (H₂) producida.

2.3.5. Hidrógeno turquesa

(Kim, Oh, Kim, & Park, 2025) mencionan que este tipo de hidrógeno es obtenido mediante la pirólisis del metano obteniendo carbono sólido en lugar del dióxido de carbono obtenido en el SMR:



Esta tecnología ofrece diversas ventajas con respecto a otros tipos de hidrógeno. Primero, requiere 58% menos de disponibilidad para el almacenamiento con respecto al requerido en el hidrógeno azul. Y, además, teóricamente se requiere un 60% de la energía necesaria para

Diseño y dimensionado de instalaciones de biomasa para la generación de hidrógeno verde por electrólisis del agua

la producción del hidrógeno azul y un 16% de la requerida en la producción del hidrógeno verde. Segundo, al no producir CO₂ no genera emisiones de gases de efecto invernadero. Y, tercero, El carbón obtenido producto de la pirólisis puede ser utilizado en la obtención de hidrógeno marrón, aumentando ingresos por ventas.

2.3.6. Hidrógeno rosa, rojo y púrpura

De acuerdo con (Blasio, 2024), estos tipos de hidrógeno están asociados con la energía nuclear. El rosa se produce mediante electrólisis alimentada por electricidad nuclear, el rojo mediante la división térmica del agua utilizando calor nuclear, y el púrpura combina ambos métodos. Estos procesos no emiten CO₂ durante, pero su aceptación depende de consideraciones sobre la energía nuclear del lugar en donde se quiera llegar a producir.

2.3.7. Hidrógeno amarillo

(Blasio, 2024) Menciona que este tipo de hidrógeno hace referencia al hidrógeno verde que capta la energía eléctrica de paneles solares. La producción de este tipo de hidrógeno no genera emisiones de gases efecto invernadero como el CO₂

2.4. Hidrógeno: hidrógeno verde

Durante los últimos años, en medio de escenarios de transición energética forzada por compromisos internacionales de descarbonización, el hidrógeno ha comenzado a ser considerado, con mayor insistencia y menos escepticismo, como un vector energético viable, sobre todo en sectores donde la electrificación directa no logra responder con la misma eficacia. En particular, el hidrógeno verde, es decir, aquel generado por electrólisis del agua utilizando energía renovable, ha ganado protagonismo en el discurso técnico y político, no tanto por ser una solución inmediata, sino por el abanico de aplicaciones que podría cubrir si logra resolver, a mediano plazo, los cuellos de botella que hoy aún lo mantienen en fase piloto o precomercial.

(Wijayasekera, Hewage, Siddiqui, Hettiaratchi, & Sadiq, 2021) realizó un análisis en el que comparó las tecnologías como waste to hydrogen (residuos a hidrógeno), las cuales se enfocan en la transformación biológica de residuos mediante digestión anaeróbica y en la transformación química de estos en procesos unitarios tales como la pirólisis o la gasificación. Los autores mencionan que las alternativas otorgan ventajas en términos de economía circular, pero hay aún barreras técnicas y logísticas como la variabilidad de los residuos, que

repercuten la calidad del gas producido. Además, otro obstáculo son los altos costos operativos. Pese a esto, en el artículo se propone que, mediante la implementación de políticas públicas orientadas a la valoración energética de los residuos y esquemas de gobernanza adecuados, dichas tecnologías podrían insertarse en sistemas energéticos descentralizados o en zonas apartadas del sistema interconectado de electricidad.

El almacenamiento de hidrógeno verde es uno de los desafíos más grandes por superar en este momento. Según (Zavala, y otros, 2025), tecnologías de almacenamiento utilizadas en la actualidad tales como vasijas a alta presión o almacenamiento criogénico, poseen limitantes debido a los costos acaecidos y la eficiencia energética. Si bien estos sistemas son técnicamente aptos y funcionales para almacenar hidrógeno, se requieren materiales especiales para soportar condiciones de presión y/o temperaturas tan extremas que repercuten en mayor consumo energético y mayores costos de infraestructura. Por consiguiente, se están explorando alternativas para el almacenamiento y el transporte, tales como la fisisorción de hidrógeno molecular en minerales como el carbón poroso y las zeolitas, o como la quimisorción en donde el hidrógeno elemental se almacena en especies químicas como hidruros metálicos y complejos de hidrógeno. Estas opciones ofrecen mayor densidad de energía y seguridad de almacenamiento.

Debido a que los enlaces tipo puente de hidrógeno presentes en las moléculas de agua son fuertes, la ruptura de estos para generar hidrógeno involucra una gran cantidad de energía por unidad de masa, lo que genera una barrera intrínseca por costos operativos, pues la electricidad renovable, imprescindible para generar el hidrógeno verde continúa siendo costosa en varios países a nivel global. De acuerdo con (Kodgire, 2025), si bien el proceso de electrólisis no emite directamente contaminantes, la eficiencia de este va de la mano con la fuente de energía utilizada manteniendo los costos de producción elevados. No obstante, se vislumbra que, en el largo plazo, el desarrollo de las energías alternativas se masificará a nivel global, haciendo que, por economía de escala, dichos precios empiecen a descender. haciendo más competitiva la producción de hidrógeno verde.

(Abdul Samat, y otros, 2025) han incursionado en la utilización de membranas nanocompuestas selectivas, las cuales permiten separar el hidrógeno de forma más eficiente y económica en comparación con las técnicas tradicionales. Esta tecnología tiene potencial debido a que mejora la pureza del hidrógeno obtenido y a la reducción de costos. Sin embargo,

esta tecnología debería poderse escalar y perfeccionar para que la industria del hidrógeno verde dé un salto de calidad, haciendo que este vector energético se vuelva mucho más accesible y barato para los sectores industriales que lo requiere. A pesar de los avances que se han logrado hasta la fecha en la tecnología de producción y separación del hidrógeno verde, la infraestructura requerida para producirlo y almacenarlo a gran escala aún recorre sus primeros pasos, los costos iniciales de inversión siguen siendo elevados, lo que limita la expansión de este tipo de energía. Sin embargo, en caso de mantenerse el impulso de realizar cada vez más y mejores aportes a la industria del hidrógeno verde desde la innovación y la investigación podría convertirse en una solución real y competitiva para enfrentar los problemas energéticos y climáticos que se nos presentan.

2.5. Electrolizadores

En los últimos años, la idea de producir hidrógeno verde mediante electrólisis ha ido tomando fuerza como una alternativa bastante seria para reducir las emisiones en sectores industriales que todavía dependen en gran parte de energías fósiles. Sobre todo, en esos contextos donde cambiar de fuente no es tan fácil y el impacto ambiental sigue siendo alto. Este proceso (que básicamente consiste en separar las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno usando electricidad que venga de fuentes renovables) ha sido destacado por (Navas Gómez, 2022) como una de las rutas más sólidas para avanzar hacia modelos energéticos más limpios. Sobre todo, porque también permite algo que otras tecnologías no: seguir funcionando incluso cuando las renovables no son constantes, como suele pasar en muchas regiones.

A nivel técnico, se han desarrollado distintos tipos de electrolizadores. De todos, los tres que más suenan hoy por hoy son los de tipo alcalino (AWE), los de membrana de intercambio protónico (PEM), y los de óxido sólido (SOEC). En el caso del PEM, una de sus mayores ventajas es que puede trabajar con densidades de corriente altas, tiene buena respuesta cuando hay cambios en la electricidad disponible y encima entrega hidrógeno de gran pureza. Eso sí, el tema del costo sigue siendo un freno, ya que depende de materiales caros como platino o iridio, lo que limita su aplicación en proyectos más pequeños o comunitarios (Navas Gómez, 2022)

Por otro lado, los alcalinos (que llevan más tiempo en la industria) son más económicos y conocidos. Pero también tienen sus limitaciones. Cuando se conectan a energías que no se

Diseño y dimensionado de instalaciones de biomasa para la generación de hidrógeno verde por electrólisis del agua pueden controlar (como la solar o la eólica), su rendimiento cae si la carga varía mucho. Y en cuanto a los electrolizadores de óxido sólido, han demostrado rendimientos muy buenos, pero todavía están en una etapa más bien experimental. No es que no funcionen, pero aún no están listos para usarse a gran escala (Obiora, Ujah, Asadu, Kolawole, & Ekwueme, 2024).

Ahora bien, desde el lado empresarial, Siemens Energy, por ejemplo, desarrolló un modelo llamado Silyzer 300. Es un electrolizador PEM modular que puede llegar hasta los 17,5 MW por unidad, y fue instalado en el proyecto Haru Oni, en el sur de Chile. Lo interesante de ese sistema es que está pensado desde el inicio para trabajar con renovables intermitentes. Según los datos oficiales, alcanza una eficiencia del 75 % (LHV), lo cual lo pone en el radar como una opción potente (Siemens Energy, 2022).

En Europa, Iberdrola también ha incursionado en el tema. Han construido una planta en Puertollano, España, que combina 100 MW en paneles solares con un sistema PEM de 20 MW. Este tipo de integración demuestra que, si hay un buen marco normativo y un entorno favorable para la inversión, la electrólisis sí se puede hacer viable técnica y económicamente, incluso a gran escala (Iberdrola, 2023).

Adicionalmente se han realizado estudios que involucran los análisis variables económicas, incertidumbre tecnológica, fluctuaciones del mercado con el propósito de tener en cuenta la mayor cantidad de variables y así poder predecir comportamientos que permitan tomar decisiones de inversión. (Trivella, 2025), por ejemplo, propone modelos de inversión que incorporen la volatilidad de los precios eléctricos y los posibles cambios en los costos de los equipos. Eso permitiría tener una mejor lectura de la rentabilidad real bajo distintos escenarios. (Gulay, Colpan, & Ezan, 2025), por otro lado, sugiere la modularización como forma de evitar sobredimensionamientos innecesarios, y como estrategia para adaptar el sistema según lo que realmente se necesita en cada lugar.

3. Objetivos del TFE

3.1. Objetivo general

Diseñar un proceso híbrido de aprovechamiento energético integral del bagazo de caña que se quema en los hornos paneleros de los trapiches en zonas rurales de Colombia, de modo que permita conectar directamente esta fuente térmica tradicional con un sistema que además de seguir cumpliendo con la cocción del guarapo, sea capaz de generar energía eléctrica. Acoplado a esto, producir hidrógeno verde mediante electrólisis, utilizando la electricidad generada. Todo esto, buscando que el sistema sea fácil de instalar, se pueda operar sin conocimientos técnicos profundos, y tenga sentido práctico en zonas paneleras donde el acceso a otras formas de energía es limitado. La idea es que el sistema funcione de forma autónoma, que se adapte a diferentes tamaños de trapiche y que aproveche de forma eficiente el bagazo como recurso energético.

3.2. Objetivos específicos

- Especificar un sistema modular que permita aprovechar el calor que normalmente se pierde en los hornos paneleros, sin interferir con la operación del trapiche y que se pueda adaptar tanto a trapiches pequeños como grandes.
- Definir un ciclo de potencia que permita generar electricidad a partir del vapor generado por el calor del horno, preferiblemente un Rankine simple, pero que también contemple otras variantes si se observa que se puede mejorar la eficiencia sin complicar el sistema.
- Hacer los cálculos para los equipos principales de este sistema eléctrico (caldera, turbina o microturbina, condensador y bomba), contemplando distintas escalas para que sea replicable y no se tenga que rediseñar todo cada vez.
- Dimensionar el subsistema de electrólisis (tipo PEM o alcalino, el que mejor se adapte al caso), de modo que funcione con la energía que se genere en el sistema y se adapte a los altibajos que pueda haber en la producción.
- Definir la tecnología de almacenamiento del hidrógeno, incluyendo condiciones de almacenamiento (Presión, temperatura, forma, etc.). Todo pensado para condiciones rurales y sin tecnologías muy costosas para implementar en este contexto.

- Seleccionar y especificar el sistema que se va a usar para comprimir el hidrógeno, ya sea pistón, tornillo, o alguno que tenga sentido según la escala de producción y el destino del gas.
- Proponer cómo se va a integrar todo el sistema (calor, electricidad, electrólisis, almacenamiento, etc.) en un solo módulo tipo skid que se pueda mover, instalar rápido y que no dependa de grandes obras ni personal especializado.
- Evaluar con números (TIR, CAPEX, OPEX, etc.) si el sistema vale la pena en términos técnicos y económicos en tres escenarios distintos: trapiche pequeño, semiindustrial y más grande, agroindustrial.

4. Hipótesis de trabajo

Si se dimensiona e implementa un sistema que permita usar el calor del bagazo para generar electricidad y con esa electricidad se alimenta un electrolizador que produzca hidrógeno verde, entonces se puede decir que el residuo agroindustrial (el bagazo) no solo sirve para cocinar la panela, sino que también puede convertirse en un vector energético. Lo que permitiría generar energía limpia en sitio, sin depender de la red, y además se mejoraría la eficiencia general del sistema sin cambiar la lógica tradicional del trapiche.

En resumen, se apunta a:

- Aprovechar el bagazo más allá de quemarlo.
- Producir hidrógeno localmente, sin grandes inversiones.
- Hacer que el sistema trapiche sea más eficiente sin dejar de ser lo que es.

4.1. Hipótesis específicas

1. *Captación de calor residual y valorización del bagazo: Se parte del supuesto de que el bagazo, una vez usado para alimentar los hornos, sigue generando una cantidad de calor que no está siendo bien aprovechada, ya que actualmente se disipa sin control en la atmósfera.*

Hipótesis:

Si se dimensiona un sistema que recupere parte del calor excedente, sin necesidad de modificar la forma tradicional en la que funciona el horno panelero, es posible reaprovechar esa energía que hoy se está perdiendo, usándola por ejemplo para precalentar agua, generar vapor o incluso como apoyo térmico a otros procesos. Esto permitiría no solo mejorar la eficiencia del horno como tal, sino además abrir la puerta a que el bagazo se deje de considerar como algo que solo sirve para quemar. Con esto, el bagazo se empieza a ver como un recurso más completo, que tiene más de una etapa de aprovechamiento energético y que puede ser clave para alimentar otros procesos que hoy no se están considerando en el trapiche tradicional.

2. *Activación de un ciclo de generación eléctrica a partir del calor recuperado: Se asume que la energía térmica recuperada del horno, aunque no sea de altísima temperatura, tiene el potencial para ser transformada en energía eléctrica si se hace mediante un ciclo termodinámico adecuado.*

Hipótesis:

Si se logra establecer un ciclo de potencia como el Rankine, adaptado a condiciones rurales (que no tiene que ser de alta presión, ni operar a temperaturas industriales, pero que sí aproveche vapor en el rango medio), entonces se podrá generar una cantidad de electricidad útil a partir de un calor que hoy simplemente se está desperdiciando. Esto tendría un impacto directo en la autonomía energética del trapiche, porque esa electricidad se puede usar no solo para sistemas propios, sino también para alimentar un electrolizador, o incluso para usos complementarios como iluminación, motores auxiliares o carga de baterías. Además, al ser un sistema que funciona con calor de bajo grado, se adapta bien a lo que ofrece el horno de bagazo, sin exigir tecnologías que sobrepasen el entorno rural donde se quiere implementar.

3. *Dimensionamiento técnico de los componentes térmicos y eléctricos del sistema: Se parte de que los equipos como calderas, turbinas, condensadores, etc., pueden ser diseñados bajo lógica modular, de modo que no se tenga que rediseñar todo cuando cambie la escala de producción.*

Hipótesis:

Si se hace una buena ingeniería de detalle para cada componente —con márgenes razonables y sin caer en sobredimensionamientos— entonces es posible asegurar que el mismo sistema funcione tanto en un trapiche pequeño, como en uno mediano o incluso en agroindustriales más grandes. La idea es que haya un diseño base que sirva como plantilla, y que solo con cambiar el tamaño de ciertos elementos (pero no el esquema general), se pueda replicar el sistema en otras zonas. Esto reduce costos de diseño, facilita la estandarización y permite que los repuestos o mantenimientos no se vuelvan un dolor de cabeza. Además, al trabajar bajo esta lógica, se mantiene la eficiencia energética en cada escala, sin caer en pérdidas por subutilización ni en sobrecostos por equipos sobredimensionados que no van a operar en su punto óptimo.

4. *Implementación de electrólisis acoplada a la electricidad generada localmente: Se supone que con la energía eléctrica producida en el ciclo térmico se puede operar un sistema de electrólisis, sin necesidad de conectarse a la red externa.*

Hipótesis:

Si se instala un electrolizador tipo PEM (o alcalino si resulta más viable económicamente) que funcione bien con las variaciones de carga que pueden presentarse en una planta térmica pequeña, entonces se podrá producir hidrógeno verde directamente en sitio, sin depender del grid, ni de condiciones de potencia constante. El electrolizador debe ser robusto, con capacidad de operar con potencia intermitente o variable, que es lo que se espera en este contexto, y que además tenga mantenimientos simples y componentes fáciles de reemplazar. Al lograr esto, se genera una fuente limpia de hidrógeno localmente, que puede servir para múltiples usos: desde reconvertirlo en electricidad, hasta usarlo en procesos térmicos, cocción, o incluso como almacenamiento energético.

5. *Diseño funcional de un sistema de producción y almacenamiento de H₂ adaptado al entorno rural: Se parte de la base de que en zonas rurales se puede almacenar hidrógeno en condiciones seguras, siempre y cuando se seleccionen adecuadamente los materiales y presiones.*

Hipótesis:

Si se diseña un sistema de almacenamiento que no dependa de tecnologías de alta presión como las industriales, pero que sí permita guardar el gas producido durante la jornada, entonces se podrá contar con un reservorio energético que sirva para usar el hidrógeno más adelante, cuando no se esté generando energía térmica. Esto puede significar usar tanques metálicos de baja o media presión, sistemas con hidruros metálicos (si resultan viables), o incluso soluciones mixtas. El punto clave es que todo esto tiene que ser accesible en campo, fácil de montar, y no generar riesgos de fuga o explosión. De lo contrario, el sistema pierde sentido. Además, hay que contemplar que sea escalable: que si se produce más hidrógeno, simplemente se sumen más tanques, sin tener que rediseñar la instalación entera.

6. *Compresión eficiente del hidrógeno generado a pequeña escala: Se asume que, para almacenar el hidrógeno, es necesario comprimirlo, pero que esa compresión debe hacerse con sistemas sencillos y sin requerir demasiada energía.*

Hipótesis:

Si se selecciona una tecnología de compresión adecuada al volumen producido (como tipo tornillo, compresores de pistón o incluso tecnologías manuales si la escala es muy baja), se podrá aumentar la densidad del gas sin incurrir en gastos energéticos desproporcionados. Esto es clave porque si la energía que se gasta en comprimir es igual o mayor a la que se obtuvo, se pierde el sentido del sistema. Además, el compresor tiene que ser fácil de operar y mantener, y no puede requerir refrigeración industrial ni piezas que solo se consiguen en ciudades grandes. En este punto también se debe considerar la frecuencia con la que se comprime y si vale la pena hacerlo de forma continua o en momentos puntuales del día.

7. *Integración modular en estructura tipo skid para operación autónoma: Se parte de que todos los subsistemas pueden montarse en una sola estructura, tipo skid, que permita una instalación rápida en campo.*

Hipótesis:

Si se logra integrar todos los módulos (caldera, turbina, electrólisis, compresor, tanque) en un solo bastidor con conexiones estandarizadas, se podrá fabricar, transportar e instalar el sistema en un solo paso, sin necesidad de obras civiles complejas ni técnicos especializados. Esto vuelve el sistema mucho más atractivo para zonas rurales, porque elimina los costos asociados a montaje, y facilita la operación y el mantenimiento. Además, un skid bien diseñado permite que el sistema pueda ser desconectado y trasladado a otra zona si es necesario, o que se le agreguen más módulos si se aumenta la demanda de producción energética o de hidrógeno.

8. *Evaluación técnico-económica comparativa del sistema en tres escalas: Se supone que, si bien el sistema implica una inversión inicial, los beneficios energéticos y ambientales van a justificar el gasto en al menos una de las escalas evaluadas.*

Hipótesis:

Si se realiza un análisis económico comparativo con base en los costos de inversión (CAPEX), operación (OPEX), mantenimiento y retorno (TIR), y se contrasta eso con el ahorro energético, el valor del hidrógeno producido y el aprovechamiento del bagazo que antes no se valoraba, se podrá demostrar que el sistema es rentable en al menos uno de los tres escenarios (artesanal, semiindustrial, agroindustrial). Este análisis debe considerar también beneficios indirectos como reducción de emisiones, autonomía energética, y la posibilidad de vender o usar el hidrógeno en otros procesos. Si en al menos uno de los escenarios el periodo de retorno es razonable (5 a 7 años, por ejemplo), el sistema puede ser viable y replicable.

5. Requisitos de diseño

El presente trabajo tiene como objetivo principal el diseño y análisis integral de tres configuraciones modulares de sistemas tipo skid orientados a la producción de hidrógeno verde, a partir del aprovechamiento de biomasa y agua disponible en zonas rurales de Colombia. El diseño contempla tres escalas de implementación:

- pequeña escala: capacidad reducida, aplicable a unidades agroindustriales o veredales
- mediana escala: uso comunitario o agroindustrial medio
- escala industrial; para integración en plantas productivas de mayor tamaño o zonas francas energéticas.

Cada skid será diseñado bajo criterios de eficiencia energética, modularidad, facilidad de transporte e integración entre procesos térmicos (generación de energía a partir de la combustión o valorización de residuos biomásicos) y procesos electroquímicos (electrólisis del agua para la generación de hidrógeno). El diseño incluirá:

- la definición de configuración técnica del sistema
- la selección de equipos principales
- el balance de masa y energía
- las condiciones de operación
- la integración de subsistemas auxiliares como almacenamiento térmico, tratamiento de agua y compresión del gas.

El análisis no se limitará únicamente a lo técnico. Se contempla también la evaluación económico-financiera para cada una de las escalas mediante el cálculo de tres indicadores clave de decisión:

- el Valor Presente Neto (VPN), que permitirá establecer si los flujos de caja futuros justifican la inversión inicial
- la Tasa Interna de Retorno (TIR), como criterio de rentabilidad del capital invertido
- el Retorno sobre la Inversión (ROI), para conocer la relación entre la ganancia neta y la inversión inicial.

Estos indicadores se evaluarán con supuestos realistas de costos de equipos, operación, mantenimiento, valor de la biomasa, precios esperados del hidrógeno en el mercado local y escenarios de cofinanciación o incentivos públicos.

El trabajo busca no solo definir un modelo teórico o conceptual, sino entregar insumos claros para la toma de decisiones en campo: ¿cuál escala es más viable técnicamente?, ¿cuál escala es más atractiva financieramente?, ¿en qué condiciones un pequeño productor puede ser autosuficiente energéticamente generando su propio hidrógeno? En ese sentido, el alcance incluye una comparación crítica entre las tres escalas, considerando criterios como CAPEX, OPEX, retorno de la inversión y replicabilidad territorial.

En resumen, se espera construir una propuesta técnica modular y económicamente sustentable que pueda ser utilizada como base para el desarrollo de proyectos piloto, implementación real en territorios rurales o como línea base para futuros desarrollos de política pública o convocatorias de innovación en hidrógeno verde.

6. Metodología

El presente trabajo se va a desarrollar por siguiendo las etapas mencionadas a continuación:

1. Dimensionamiento de las unidades de procesamiento de cada tipo de skid (pequeño, mediano e industrial) en virtud de la cantidad de biomasa disponible. Para este fin se realizan balances de materia y energía en cada una de las 3 escalas y se determina la cantidad de hidrógeno producida en cada una de estas.
2. Realizar un listado de equipos mayores y materiales tales como tuberías y accesorios, válvulas de control, paneles de control, soportes estructurales, etc. Con el propósito de conocer las inversiones de capital CAPEX en las cuales se debe incurrir para la construcción de los skids
3. Considerar costos operativos en cada caso teniendo en cuenta repuestos, salarios y seguridad social de los trabajadores, etc.
4. Realizar un balance económico teniendo en cuenta la cotización del hidrógeno a nivel global con el propósito de saber si los tres tipos de skid tiene viabilidad técnica y económica o si por el contrario existen barreras por economía de escala. Para tal fin se utilizarán herramientas financieras tales como el valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR) y retorno de la inversión (ROI)

6.1. Diseño técnico y cálculos base

Todo parte del recurso: biomasa y agua disponible en campo. Se va a definir qué tipo de biomasa se tiene (bagazo, residuos agrícolas, etc.) y qué potencial energético tiene con base al poder calorífico inferior de esta. Posteriormente se realizan los balances de materia y energía para determinar la cantidad de electricidad que se puede generar mediante la implementación de un ciclo termodinámico de tipo Rankine de vapor como fluido motor, y luego, hallar la cantidad de hidrógeno que se puede producir con dicha electricidad, la cual alimentará el electrolizador.

Las ecuaciones clave que se van a usar son:

6.1.1. Cálculo de la cantidad de biomasa requerida:

La cantidad de biomasa requerida en cada caso se calcula siguiendo los pasos mostrados a continuación:

- **Calor liberado por la biomasa**

$$Q_{\text{liberado}} = \frac{Q_{\text{ORC}}}{\eta_{\text{HX}}(1 - h_{\text{pérdidas}})\eta_{\text{caldera}}}$$

Donde:

- Q_{liberado} : Potencia calórica que libera la biomasa (ORC) (kW)
 - Q_{ORC} : Potencia calórica que ingresa al evaporador del ciclo Rankine orgánico (ORC) (kW)
 - η_{HX} : Eficiencia de la transferencia de calor en el evaporador del ciclo Rankine orgánico (85%)
 - $h_{\text{pérdidas}}$: Pérdidas de calor del fluido orgánico con el ambiente por flujo en tuberías durante días fríos (5%)
 - η_{caldera} : Eficiencia de la transferencia de calor en la caldera de biomasa (80%)
- **Consumo de biomasa**

$$m_{\text{biomasa}} = 86,4 \left[\frac{Q_{\text{liberado}}}{\text{LHV}_{\text{biomasa}}} \right] N_{\text{ORC}}$$

Donde:

- m_{biomasa} : Consumo diario de biomasa (kg/día)
- Q_{liberado} : Potencia calórica que libera la biomasa (ORC) (kW)
- $\text{LHV}_{\text{biomasa}}$: Poder calorífico de la biomasa (MJ/kg)
- N_{ORC} : Número de ciclos Rankine orgánicos instalados
- 86,4 MJ = 1 kWdía

6.1.2. Cálculo de la cantidad de agua de enfriamiento requerida:

La cantidad de agua de enfriamiento requerida para el condensador del ciclo Rankine orgánico se calcula como sigue:

$$q_{\text{agua de enfriamiento}} = 3,6 \left[\frac{Q_{\text{condensador}}}{(C_{p_{\text{agua}}})(\Delta T_{\text{agua}})\rho_{\text{agua}}} \right] N_{ORC}$$

Donde:

- $q_{\text{agua de enfriamiento}}$: Caudal de agua de enfriamiento (m^3/h)
- $Q_{\text{condensador}}$: Calor retirado del condensador (kW)
- $C_{p_{\text{agua}}}$: Capacidad calorífica del agua ($4,18 \text{ kJ/kg} \cdot ^\circ\text{C}$)
- ΔT_{agua} : Incremento de temperatura del agua en el condensador ($^\circ\text{C}$)
- ρ_{agua} : Densidad del agua (1 kg/litro)
- N_{ORC} : Número de ciclos Rankine orgánicos instalados

Por su parte, para calcular la potencia de los ventiladores de tiro inducido de las torres de enfriamiento de agua se tomará como el 1,5% de la carga térmica de dicha torre. Mientras que, la potencia de las bombas se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$P_{\text{bombas}} = \left[\frac{q_{\text{agua de enfriamiento}}}{3600} \right] \left[\frac{(\gamma_{\text{agua}})h_{\text{bomba}}}{\eta_{\text{bomba}}\eta_{\text{motor}}} \right]$$

Donde:

- P_{bombas} : Potencia eléctrica de las bombas (kW)
- $q_{\text{agua de enfriamiento}}$: Caudal de agua de enfriamiento (m^3/h)
- γ_{agua} : Peso específico del agua ($9,81 \text{ kN/m}^3$)
- h_{bomba} : Cabeza de la bomba (25 m)³
- η_{bomba} : Eficiencia mecánica de la bomba (75%)
- η_{motor} : Eficiencia del motor de la bomba (91%)

³ Se define por defecto 25 m de cabeza para las bombas, un valor típico para estos equipos en las aplicaciones de torres de enfriamiento.

6.1.3. Cantidad de hidrógeno producido

La cantidad de hidrógeno producido en cada caso se calcula siguiendo los pasos mostrados a continuación:

- **Factor de derrateo de la turbina**

$$R = \frac{1 - \frac{T_c}{T_h}}{1 - \frac{T_{c0}}{T_h}} = \frac{T_h - T_c}{T_h - T_{c0}}$$

Donde:

- R: Factor de derrateo de la turbina
- T_c : Temperatura de ingreso del agua fría (308 K)⁴
- T_{c0} : Temperatura de ingreso del agua según fabricante (299 K)
- T_h : Temperatura de condensación del fluido orgánico (413 K)

➤ **Potencia eléctrica consumida por el chiller para refrigerar los contenedores de hidrógeno**

Como alternativa viable para el almacenamiento, se propone utilizar cilindros de baja presión (30 bar (g)), los cuales cuentan con hidruros metálicos. El hidrógeno que entra es adsorbido por estos hidruros incrementando la capacidad de almacenamiento comparado con un cilindro normal a la misma presión. La adsorción química es una reacción exotérmica, y, por consiguiente, requiere de enfriamiento para que el equilibrio favorezca dicha reacción. Por tal motivo, se ha visto la necesidad de utilizar un chiller de enfriamiento de agua que entregue agua a 15 °C, y además, se define un salto térmico de 10 °C. Debido a que en primera instancia no se conoce la cantidad de hidrógeno generado, pues sin tener claro el consumo del chiller no se tiene el valor de la potencia neta, para iniciar el cálculo, se asume que la potencia eléctrica requerida por este equipo está entre el 15% y el 25% de la consumida por el sistema de la torre de enfriamiento de agua (potencia de bombas + potencia de ventiladores);

⁴ Se toma una temperatura promedio anual de 30°C y un approach de temperatura de 5°C en la torre de enfriamiento de agua. Por consiguiente, la temperatura promedio de entrada al condensador es 35°C (308 K)

Diseño y dimensionado de instalaciones de biomasa para la generación de hidrógeno verde por electrólisis del agua
posteriormente se revalidará el supuesto recalculando la potencia consumida por el chiller con la siguiente expresión:

$$P_{chiller} = \left(\frac{\Delta H_{adsorción}^0}{(\eta_{electrolizador})(COP_{chiller})} \right) P_{electrolizador}$$

Donde:

- $P_{chiller}$: Potencia eléctrica en el chiller (kW)
- $\Delta H_{adsorción}^0$: Calor de reacción de la adsorción del hidrógeno en los hidruros (4,17 kWh/kg)
- $\eta_{electrolizador}$: Eficiencia del electrolizador (53,3 kWh/kg)
- $COP_{chiller}$: Coeficiente de rendimiento del chiller (2)⁵
- $P_{electrolizador}$: Potencia del electrolizador (kW)
- **Consumo de potencia eléctrica en el proceso**

El consumo de potencia en el proceso será:

$$P_{consumo} = (P_{trituradores}) + [P_{bombas} + P_{ventilador}]_{torre enfriamiento} + (P_{chiller})$$

Donde:

- $P_{trituradores}$: Potencia de los trituradores (kW)
- $P_{ventiladores}$: Potencia eléctrica de los ventiladores del sistema de enfriamiento (kW)
- P_{bombas} : Potencia eléctrica de las bombas del sistema de enfriamiento (kW)
- $P_{chiller}$: Potencia eléctrica en el chiller (kW)
- $\Delta H_{adsorción}^0$: Calor de reacción de la adsorción del hidrógeno en los hidruros (4,17 kWh/kg)
- $\eta_{electrolizador}$: Eficiencia del electrolizador (53,3 kWh/kg)
- **Potencia eléctrica neta generada**

$$P_{neta} = (P_{nominal})R(N_{ORC}) - P_{consumo}$$

Donde:

- P_{neta} : Potencia eléctrica neta generada (kW)
- $P_{nominal}$: Potencia nominal de la turbina (kW)
- R: Factor de derrateo de la turbina

⁵ Valor típico de COP para chillers con temperatura de entrada 25°C y temperatura de salida 15°C

Diseño y dimensionado de instalaciones de biomasa para la generación de hidrógeno verde por electrólisis del agua

- P_{consumo} : Potencia consumida para mantener operativo el proceso (kW)
- N_{ORC} : Número de ciclos Rankine orgánicos instalados
- **Cantidad de hidrógeno producido**

$$m_{\text{hidrógeno}} = 3,6 \left(\frac{P_{\text{neta}}}{\Delta H_{\text{R}}^0} \right) \left(\frac{M_{\text{Hidrógeno}}}{R_{\frac{\text{mol H}_2}{\text{mol H}_2\text{O}}}} \right) (\eta_{\text{electrolizador}})$$

Donde:

- $m_{\text{hidrógeno}}$: Cantidad de hidrógeno producido (kg/h)
- P_{neta} : Potencia eléctrica neta generada (kW)
- ΔH_{R}^0 : Calor de reacción de la electrólisis (kJ/gmol)
- $M_{\text{hidrógeno}}$: Peso molecular del hidrógeno (kg/kgmol)
- $R_{\text{mol H}_2/\text{mol H}_2\text{O}}$: Relación molar entre el hidrógeno y el agua en la reacción de electrólisis
- $\eta_{\text{electrolizador}}$: Eficiencia del electrolizador (53,3 kWh/kg H₂ – 74%)

$$q_{\text{hidrógeno}} = \frac{(m_{\text{hidrógeno}})}{(\rho_{\text{hidrógeno}})}$$

Donde:

- $q_{\text{hidrógeno}}$: Caudal de hidrógeno producido (Nm³/h)
- $m_{\text{hidrógeno}}$: Cantidad de hidrógeno producido (kg/h)
- $\rho_{\text{hidrógeno}}$: Densidad del hidrógeno a condiciones normales de presión y temperatura (0,08928 kg/Nm³)

6.2. Análisis económico

Con los datos técnicos ya validados, se arma el modelo financiero. Se estiman los CAPEX (costos de equipos y montaje) y OPEX (operación, mantenimiento, insumos) para cada una de las tres escalas. Después se calcula:

- **Valor presente neto (VPN)** para saber en cuáles de los tamaños de los skids vale la pena invertir.
- **Tasa interna de retorno (TIR)** para ver si cada proyecto supera una tasa de retorno mínima esperada por el inversor.
- **ROI** para saber cuál es el retorno de la inversión en cada caso.

Diseño y dimensionado de instalaciones de biomasa para la generación de hidrógeno verde por electrólisis del agua

Se realizará la formulación Excel, haciendo análisis de sensibilidad, para ver cómo cambia la rentabilidad con respecto a la cotización del hidrógeno.

6.3. Normativa aplicable

Aunque en Colombia todavía no hay una norma específica para estos skids, se van a tener en cuenta estas referencias:

- **IEC 62282-3-100:** seguridad en sistemas de electrólisis.
- **IRENA:** buenas prácticas en dimensionamiento y operación de sistemas de H₂.
- **DOE – USA:** benchmark de costos y eficiencia de PEMs.
- **ASME / ASHRAE:** temas térmicos, intercambiadores, flujo de calor.

7. Evaluación del recurso renovable

De acuerdo con los datos del potencial energético de la biomasa residual agroindustrial en Colombia, estipulados en (Pérez Rodríguez, Ríos, Duarte González, Montaña, & García Marroquín, 2022), (Sagastume Gutiérrez, Cabello Eras, Hens, & Vandecasteele, 2020) y (Escalante Bermúdez, Orduz Prada, Zapata Lesmes, Cardona Ruiz, & Duarte Ortega, 2011), se evidencia la necesidad de realizar diseños de skids modulares a diversas escalas, en virtud de la zona de interés en donde se desee realizar el aprovechamiento de la biomasa. Toda vez que no en todas estas se consigue recolectar la misma cantidad, no en todas se tiene la misma facilidad de recolección, tratamiento y transporte. Y, adicionalmente, se tiene diversidad de tipos de biomasa a lo largo del territorio nacional.

7.1. Skid de pequeña escala – hasta 100 kW:

Este tipo de skid está pensado para zonas rurales donde la biomasa no está concentrada pero sí se produce de manera continua. Hablamos de materiales como las vainas de cacao, la paja de arroz, el exocarpio de coco y los seudotallos de banano o plátano. Aunque no tengan el poder calorífico inferior más alto, se generan en casi todas las épocas del año y en muchas regiones a la vez (Pérez Rodríguez, Ríos, Duarte González, Montaña, & García Marroquín, 2022)

¿Dónde funcionaría esto? En departamentos como Guaviare, Caquetá, Putumayo, Sur de Córdoba o Chocó, donde la agricultura es dispersa pero constante. En estas regiones, un sistema pequeño puede generar energía para alimentar un electrolizador sencillo y producir hidrógeno útil para refrigeración de alimentos, movilidad local o pequeños motores. Se trata de cubrir necesidades básicas con biomasa al alcance de la mano.

7.2. Skid de mediana escala – entre 100 y 500 kW

Cuando se habla de producción agroindustrial en cooperativas, asociaciones de productores o centros de acopio, ya se justifica pensar en una planta de tamaño intermedio. En este caso, las biomásas clave son las hojas y estípites de palma de aceite, las puntas y hojas de caña panelera, y la madera de café, todas con buen poder calorífico y una oferta estable (Pérez Rodríguez, Ríos, Duarte González, Montaña, & García Marroquín, 2022).

Zonas como el Eje Cafetero, el Huila rural, norte del Cauca, Meta o parte del Magdalena Medio tendrían condiciones ideales. Con esto, se puede construir un sistema de gasificación que alimente un electrolizador modular, suficiente para mover vehículos livianos, dar energía a plantas de transformación rural o cargar sistemas híbridos en zonas desconectadas.

7.3. Skid de gran escala – más de 500 kW

Para escalas mayores, el foco está en aprovechar plantas industriales ya establecidas: ingenios azucareros, extractoras de palma, zonas francas rurales o agroparques. Las biomásas en estos sectores no solo son abundantes, también se desaprovechan en muchos casos. Por ejemplo, el espinillo —una especie invasora con alto poder calorífico— representa por sí solo más de 47 PJ/año de potencial energético (Pérez Rodríguez, Ríos, Duarte González, Montaña, & García Marroquín, 2022), lo cual lo convierte en atractivo si lo comparamos con otras fuentes disponibles de biomasa.

Este tipo de sistema se justificaría en lugares como Valle del Cauca, Llanos Orientales, Magdalena, Boyacá y Cundinamarca, especialmente en zonas invadidas por el espinillo. Acoplando motores generadores robustos con electrólisis de gran capacidad, capaces de producir hidrógeno para flotas industriales, procesos térmicos o inyección a redes, tal como lo promueve la Estrategia Nacional de Hidrógeno (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

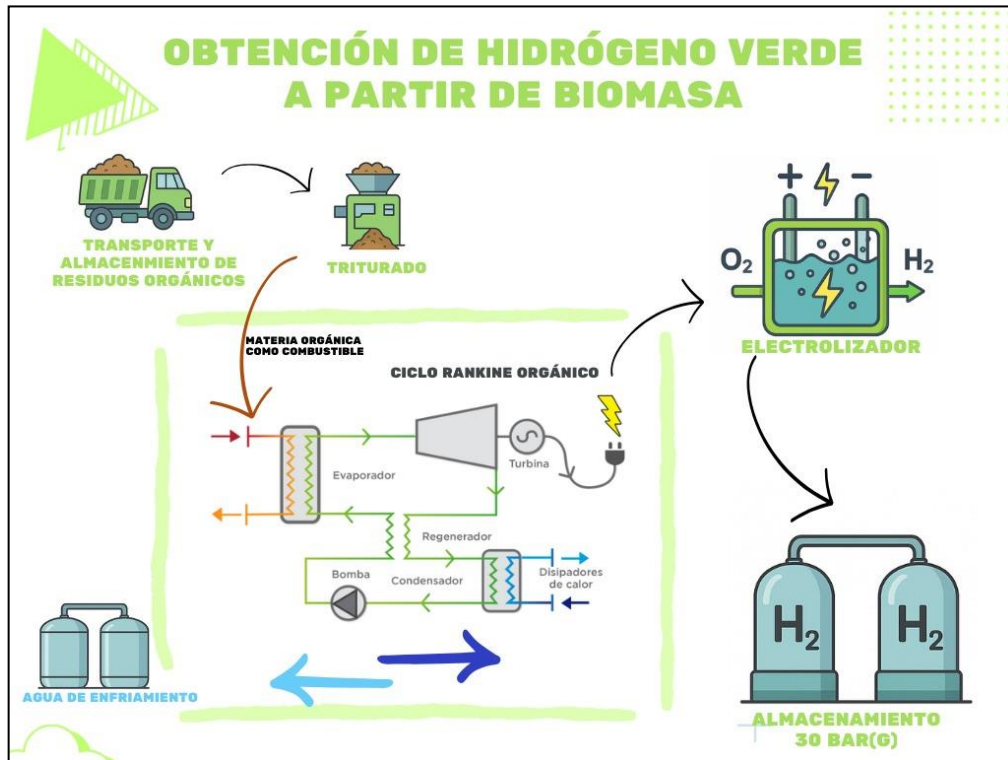
La gran ventaja especificar módulos es que el diseño se adapta a la realidad del territorio. Se puede arrancar con un sistema pequeño, probar, escalar o replicar según la biomasa disponible y la demanda local. No se trata de imponer modelos externos, sino de construir soluciones con base a la disponibilidad de recursos y a las necesidades propias de cada región. Un punto a favor es que esta propuesta encaja con los objetivos de descarbonización y transición energética del país, usando residuos que hoy no se están aprovechando como deberían.

En este TFM se analiza este tipo de biomasa, pero el escalado se realiza en términos de potencia porque, si otro proyecto tiene biomasa de otro tipo, por ejemplo, Residuos Sólidos Urbanos (RSU), se aplicaría el mismo sistema, aunque el poder calorífico de esta biomasa sea diferente.

8. Diseño de la instalación

En la Figura 4 se muestra el diagrama de flujo del proceso para cada una de las escalas a trabajar. Lo que cambia para cada escala es el tamaño y la cantidad de equipos necesarios para satisfacer la producción de hidrógeno verde:

Figura 4. Diagrama de flujo de proceso de generación de hidrógeno verde.



8.1. Skid 100 kW

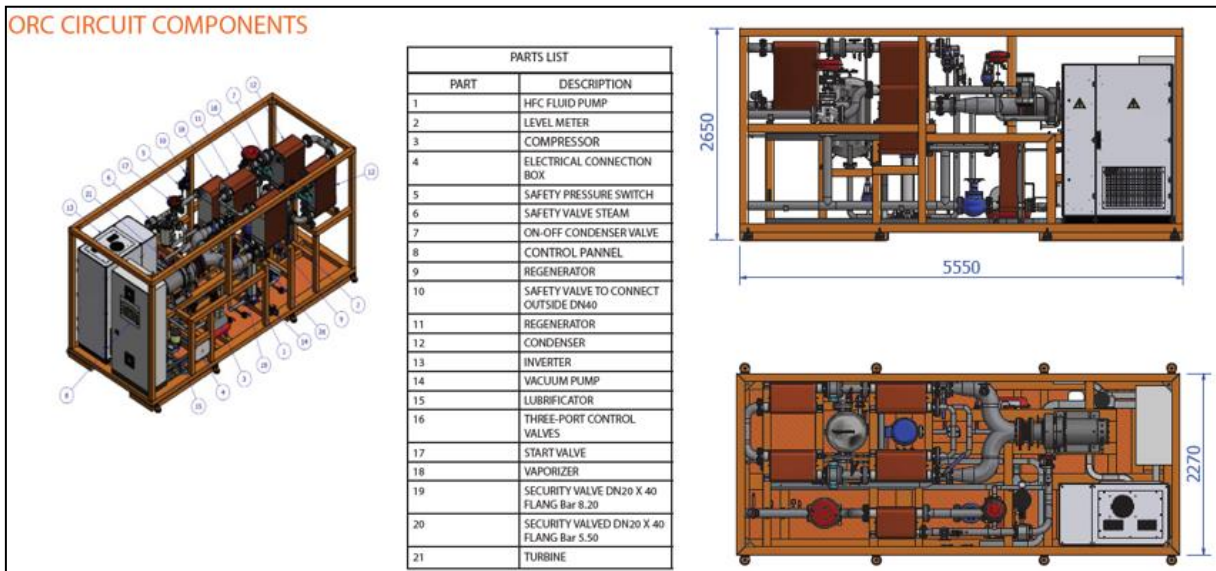
En este caso se selecciona un ciclo Rankine con fluido orgánico que garantice que la potencia neta entregada sea igual o cercana a 100 kW. Es decir, luego de descontar los consumos de potencia en los trituradores de biomasa, en el sistema de agua de enfriamiento y el en chiller que garantiza agua fría para que el almacenamiento a baja presión se dé, la potencia resultante debe rondar ese valor objetivo.

El ciclo Rankine orgánico elegido para tal fin es el modelo ZE-200-LT ofrecido por el fabricante (ZUCCATO ENERGIA, 2025). En la Figura 5 se muestra el resumen de los datos más preponderantes reportados por este proveedor de skids, con los cuales se realizan los cálculos para el diseño. Mientras que, en la Figura 6, se muestran los planos de conjunto general de dicho skid

Figura 5. Características del ORC Modelo ZE-200-LT.

PREHEATER + EVAPORATOR	
Total thermal power input	1400 kWt
Vector fluid	Pressurized water
Vector fluid temperature (input/output)	≥ 160°C / 145°C
Vector fluid flow rate	21.65 kg/s
Electric power output from turbine	200 kWe
CONDENSER	
Thermal power dissipation	1180 kWt
Condenser cooling water temperature (in/out)	26°C / 36°C
Condenser circuit flow	28.25 kg/s
GENERATOR	
Type	Synchronous, permanent magnet
Power Output	200 kWe
Output Voltage and Frequency	503-577 VAC @ 500 Hz
Rotational Speed	15.000 Rpm (12... 18 kRpm)
Rectifier /synchronizer	Built-in / Included
Cooling system	Water jacket
Cooling fluid	Water + glycol (antifreeze) mix @ TIN<40°C

Figura 6. Planos de conjunto general del ORC Module ZE-200-LT.



La biomasa concebida para este caso son tallos de banano, los cuales se producen en la recolección de este fruto en la región caribe colombiana; cuyo poder calorífico es 12,32 MJ/kg según lo reportado por (Universidad Nacional de Colombia, 2024). Además, hay que tener presente que al considerar un ciclo Rankine orgánico se tendrá una sola caldera (evaporador). En consecuencia, el cálculo de la cantidad de biomasa requerida para este caso en particular se muestra a continuación:

$$Q_{\text{liberado}} = \frac{Q_{\text{ORC}}}{\eta_{\text{HX}}(1 - h_{\text{pérdidas}})\eta_{\text{caldera}}} = \frac{1400 \text{ kW}}{0,85(1 - 0,05)0,8} = 2167 \text{ kW}$$

$$m_{\text{biomasa}} = 86,4 \left[\frac{Q_{\text{liberado}}}{\text{LHV}_{\text{biomasa}}} \right] N_{\text{ORC}} = 86,4 \left[\frac{2167 \text{ kW}}{12,32 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}}} \right] (1) = 15198 \frac{\text{kg}}{\text{día}}$$

En virtud de los resultados obtenidos, se elige el triturador de biomasa modelo Briquetting Machine 60 (mostrado en la Figura 7), los cuales son ofrecido por la firma (Eco Stan Machineries, 2025)

Figura 7. Triturador de biomasa Briquetting Machine 60.

Briquetting Machine 60

Production

Upto 1.0 TPH - Briquettes



Power Requirements

47 HP

With Ecostan's BPM 60, get a balance of efficiency & convenience. This machine is ideal for businesses which are looking to convert biomass waste into a compact fuel with a 60 mm diameter

Ecostan Briquetting Machine 60 Details

Product Parameters	Description
Production:	Briquettes: 600 - 1000 Kg/Hr (actual output may vary depending on the feed-stock density & size)
Finish Good Shape:	Cylindrical
Finish Good Diameter:	Briquettes 60 mm
Finish Good Length:	Briquettes: 20 - 100 mm (depending on the feed-stock density & type)
Raw Material in feed Size:	In Granulated form (Below 10 mm)
Raw Material Moisture:	8 - 12%
Power Required:	47HP

Diseño y dimensionado de instalaciones de biomasa para la generación de hidrógeno verde por electrólisis del agua

El condensador del ciclo Rankine orgánico tiene una carga térmica 1180 kW, la cual debe ser retirada por agua de enfriamiento. Como premisa de diseño, se define que el salto térmico del agua en el condensador será 10°C. Por ende, el caudal de agua de enfriamiento se calcula como sigue:

$$\begin{aligned}
 Q_{\text{agua de enfriamiento}} &= 3,6 \left[\frac{Q_{\text{condensador}}}{(C_{p\text{agua}})(\Delta T_{\text{agua}})\rho_{\text{agua}}} \right] N_{ORC} \\
 &= 3,6 \left[\frac{1180 \text{ kW}}{\left(4,18 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}^\circ\text{C}}\right) (10^\circ\text{C}) 1 \frac{\text{kg}}{\text{litro}}} \right] = 102 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}
 \end{aligned}$$

La torre de enfriamiento de agua deberá retirar el calor ganado por el agua en el condensador del ciclo Rankine orgánico. Es decir, la carga térmica de la torre de enfriamiento es la misma que en condensador (1180 kW). Entonces, la potencia de los ventiladores se calcula como sigue:

$$P_{\text{ventiladores}} = 0,015(Q_{\text{chiller}}) = 0,015(1180 \text{ kW}) = 18 \text{ kW}$$

Por su parte, la potencia de las bombas que impulsan el agua de enfriamiento se halla de la siguiente forma:

$$P_{\text{bombas}} = \left[\frac{Q_{\text{agua de enfriamiento}}}{3600} \right] \left[\frac{(\gamma_{\text{agua}})h_{\text{bomba}}}{\eta_{\text{bomba}}\eta_{\text{motor}}} \right] = \left[\frac{102 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}}{3600} \right] \left[\frac{\left(9,81 \frac{\text{kN}}{\text{m}^3}\right) 25\text{m}}{(0,75)(0,91)} \right] = 10 \text{ kW}$$

Ahora, se inicia el cálculo de la potencia del chiller suponiendo que esta es igual al 18% de la suma de las potencias de los ventiladores y de las bombas del sistema de enfriamiento de agua:

$$P_{\text{chiller supuesto}} = 0,18[18 \text{ kW} + 10 \text{ kW}] = 4,9 \text{ kW}$$

Entonces, la potencia consumida en el proceso será:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{consumo}} &= (P_{\text{trituradores}}) + [P_{\text{bombas}} + P_{\text{ventilador}}]_{\text{torre enfriamiento}} + (P_{\text{chiller}}) \\
 P_{\text{consumo}} &= \left(47 \text{ HP} * \frac{0,7355 \text{ kW}}{1 \text{ HP}}\right) + 28 \text{ kW} + 4,9 \cong 67 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

Según la información dada por el fabricante, 1180 kW es la carga térmica del condensador si la temperatura del agua de enfriamiento entra a 26°C. Sin embargo, el agua se enfriará con el aire ambiente y su temperatura de bulbo seco promedio anual es 30°C. Generalmente, el

Diseño y dimensionado de instalaciones de biomasa para la generación de hidrógeno verde por electrólisis del agua
 diseño de la torre se enfriamiento se realiza definiendo que la temperatura de salida del agua se 5°C por encima de la temperatura de bulbo seco de aire, quiere decir, que en promedio, la fuente de agua para el condensador estará disponible a 35°C. Este factor impactará la potencia entregada por la turbina pues el ciclo termodinámico no operará con la eficiencia que entregan las tablas dadas por el fabricante.

En primera instancia, se calcula el factor de derrateo de la máquina debido a la temperatura ambiente:

$$R = \frac{T_h - T_c}{T_h - T_{c0}} = \frac{(140 + 273)K - (35 + 273)K}{(140 + 273)K - (26 + 273)K} = 0,921$$

Por consiguiente, la potencia generada por la turbina del ciclo Rankine orgánico será:

$$P_{generada} = P_{nominal}(R) = 200 \text{ kW}(0,921) \cong 184 \text{ kW}$$

Por su parte, la potencia neta disponible para producir hidrógeno será:

$$P_{neta} = P_{generada}(N_{ORC}) - P_{consumo} = 184 \text{ kW}(1) - 67 \text{ kW} \cong 117 \text{ kW}$$

Entonces, la producción de hidrógeno se calcula como sigue:

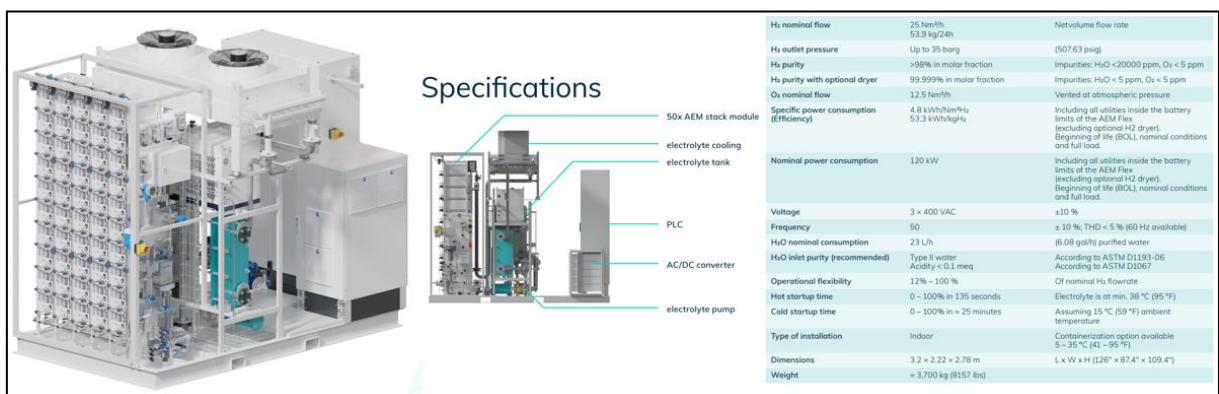
$$m_{hidrógeno} = 3,6 \left(\frac{P_{neta}}{\Delta H_R^0} \right) \left(\frac{M_{Hidrógeno}}{R_{mol H_2}} \right) (\eta_{electrolizador})$$

$$m_{hidrógeno} = 3,6 \left(\frac{117 \text{ kW}}{285,813 \text{ kJ/gmol}} \right) \left(\frac{2 \frac{\text{kg}}{\text{kgmol}}}{1 \frac{\text{mol H}_2}}{\text{mol}_{H_2O}} \right) (0,74) = 2,19 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

$$q_{hidrógeno} = \frac{\left(2,19 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \right)}{\left(0,08928 \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3} \right)} \cong 24,6 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}$$

Para satisfacer la producción de hidrógeno, se especifica el electrolizador mostrado en la Figura 8, el cual es fabricado por (Enapter, 2025).

Figura 8. Electrolizador AEM Flex 120.



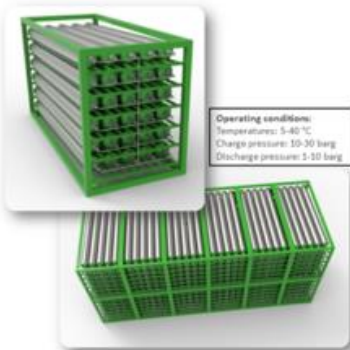
Ahora se verifica que la asunción de la potencia del chiller sea la correcta:

$$P_{\text{chiller}} = \left(\frac{4,17 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}}{\left(53,3 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} \right) (2)} \right) 117 \text{ kW} \cong 4,9 \text{ kW}$$

Debido a que la potencia supuesta y la calculada en el chiller son idénticas, el diseño verifica. En esta propuesta, el almacenamiento de hidrógeno se realizará a la presión de entrega de hidrógeno del electrolizador (30 bar (g)), lo cual representa una ventaja competitiva, pues no se requiere de un gasto en compresión adicional y mejora la seguridad de la operación. El modelo de racks de almacenamiento se muestra en la Figura 9, estos son fabricados por (HYSTORSYS, 2025)

Figura 9. Racks de almacenamiento de hidrógeno

Modular Metal Hydride Hydrogen Storage System

Scalable H ₂ Storage System/Metal Hydride	HYSTORSYS	Hydrogen capacity: 21 kg (700 kWh)
	Depth (m):	1.7
	Width (m):	0.7-4.2
	Height (m):	0.9 – 1.8
	Weight (ton):	2.3 – 27.6
	H ₂ capacity (kg):	21 - 252
	H ₂ capacity (kWh):	700 – 8400
	Density:	approx. 50kg/m ³ * <small>(*equivalent to 1000bar in gas phase)</small>
		Operating conditions: Temperatures: 5-40 °C Charge pressure: 10-30 barg Discharge pressure: 1-10 barg
		Dimensions: Footprint 0.7 m x 1.7 m Height 0.9 m Weight 2.3 t

En la Tabla 1 se muestra el listado de materiales y equipos requeridos para el funcionamiento de la planta de 100 kW:

Tabla 1. Listado de materiales y equipos para la planta de 100 kW

Clasificación	Descripción	Unidad	Cantidad
Equipos para electrólisis	Tanque de almacenamiento de agua (2000 litros)	Unidad	1
	Bombas dosificadoras de agua desmineralizada (23 litros/h)	Unidad	2
	Electrolizador AEM Flex 120	Unidad	2
Biomasa	Trituradores de biomasa Briquetting Machine 60	Unidad	2
Ciclo de potencia	Skid ORC ZE-200-LT Zuccato	Unidad	1
	Generador eléctrico Diesel + Tanque + Sincronismo (Respaldo ante salida de operación del Skid de ciclo Rankine)	Unidad	1
Ciclo de enfriamiento ORC	Torre de enfriamiento + bombas + tuberías y accesorios + ventiladores +variador de velocidad bombas	Unidad	1
Almacenamiento	Racks de almacenamiento	Unidad	2
	Chiller de agua-glicol (Incluye PLC)	Unidad	1
	Tuberías de interconexión Incluye aislamiento	Unidad	1
Interconexiones	Tuberías de interconexión entre Skids (Ciclo Rankine, Electrolizador, racks de almacenamiento, etc.)	Unidad	1
Misceláneos	Cableado y PLC	Unidad	1
	Cableado eléctrico y cajas de conexionado	Unidad	1
	Sistema Fire And Gas del hidrógeno	Unidad	1
	Instrumentos para control de proceso y seguridad	Unidad	1
	Cuarto de control	Unidad	1
	CCM	Unidad	1

Es importante remarcar que la filosofía es operar 24 horas diarias por 7 días a la semana durante 330 días al año. En este periodo operativo, es menester no dejar de producir hidrógeno y para ello se ha especificado duplicidad en la cantidad de equipos críticos para tener una operación confiable en caso de que alguno de estos salga de operación. No obstante, para asumir la salida de operación del ciclo Rankine orgánico, se ha especificado un generador eléctrico, de diésel.

8.2. Skid 500 kW

En este caso se selecciona un ciclo Rankine con fluido orgánico que garantice que la potencia nominal igual o cercana a 500 kW.

El ciclo Rankine orgánico elegido para tal fin es el modelo ZE-500-HT ofrecido por el fabricante (ZUCCATO ENERGIA, 2025). En Figura 10 se muestra el resumen de los datos más preponderantes reportados por este proveedor de skids, con los cuales se realizan los cálculos para el diseño. Mientras que, en la Figura 11, se muestran los planos de conjunto general de dicho skid

La biomasa concebida para este caso son hojas de café, las cuales se producen en la recolección de este fruto en la región conocida como eje cafetero; cuyo poder calorífico es 15,47 MJ/kg según lo reportado por (Universidad Nacional de Colombia, 2024). Además, hay que tener presente que al considerar un ciclo Rankine orgánico se tendrá una sola caldera (evaporador). En consecuencia, el cálculo de la cantidad de biomasa requerida para este caso en particular se muestra a continuación:

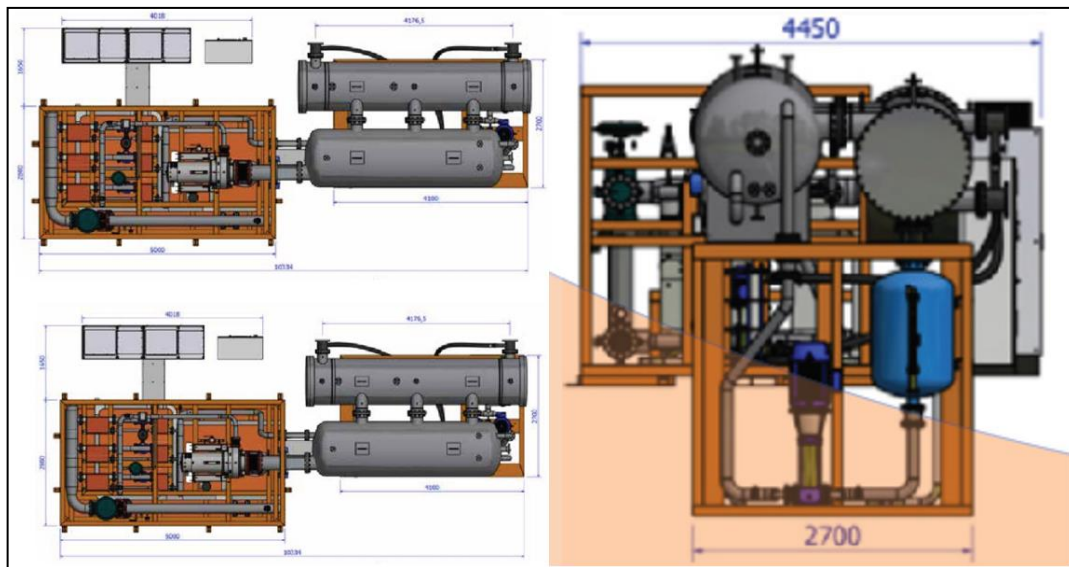
$$Q_{\text{liberado}} = \frac{2909 \text{ kW}}{0,85(1 - 0,05)0,8} = 4503 \text{ kW}$$

$$m_{\text{biomasa}} = 86,4 \left[\frac{4503 \text{ kW}}{15,47 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}}} \right] (1) = 25150 \frac{\text{kg}}{\text{día}}$$

Figura 10. Características del ORC Modelo ZE-500-HT.

PREHEATER + EVAPORATOR	
Total Thermal Power Input	2909 kWt
Vector Fluid	Diathermic Oil
Vector Fluid Temperatre (input/output)	225/103°C
Vector Fluid Flow Rate	11.28 kg/s
Power Output	505 kWe
CONDENSER	
Thermal Dissipation Power	2391 kWt
Condenser Cooling Water Temperature (in/out)	32°C/48°C
Condenser Circuit Flow	35.38 kg/s
GENERATOR	
Type	Synchronous, permanent magnet
Power Output	505 kWe
Output Voltage	503-577 VAC @ 500 Hz
Rotational Speed	6500 rev/min
Rectifier /synchronizer	Built-in / Included
Cooling System	Water + glycol mix @ TIN<40°C, 30l/min flow
Cooling Fluid	Working fluid injection

Figura 11. Planos de conjunto general del ORC Module ZE-500-HT.




En virtud de los resultados obtenidos, se elige el triturador de biomasa modelo Briquetting Machine 70 (mostrado en la Figura 12), los cuales son ofrecidos por la firma (Eco Stan Machineries, 2025)

Figura 12. Triturador de biomasa Briquetting Machine 70.

Briquetting Machine 70 HD

Production
Upto 1.3 TPH - Briquettes
Upto 700 Kg/Hr - Pellets

Power Requirements
59 HP



For efficient biomass fuel production, Ecostan's BM 70 HD is built to produce both pellets and briquettes. Ideal for small to medium-scale operations, this machine offers best output with low power consumption & unmatched performance.

Product Parameters	Description
Production :	Briquettes: 700 - 1300 KG/H Pellets: 500 - 700 KG/H <small>(actual output may vary depending on the feed-stock density & size)</small>
Finish Good Shape:	Cylindrical
Finish Good Diameter:	Briquettes: 70 mm Pellets: 10, 16 mm
Finish Good Length:	Briquettes: 25 - 150 mm Pellets: 25 - 35 mm <small>(depending on the feed-stock density & type)</small>
Raw Material in feed Size:	On Briquettes: Upto 12 x 5 mm in size On Pellets: Powder Material
Raw Material Moisture:	8 - 12%
Power Required:	59 HP

El condensador del ciclo Rankine orgánico tiene una carga térmica 2391 kW, la cual debe ser retirada por agua de enfriamiento. Como premisa de diseño, se define que el salto térmico del agua en el condensador será 10°C. Por ende, el caudal de agua de enfriamiento se calcula como sigue:

$$Q_{\text{agua de enfriamiento}} = 3,6 \left[\frac{2391 \text{ kW}}{\left(4,18 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}^\circ\text{C}}\right) (10^\circ\text{C}) 1 \frac{\text{kg}}{\text{litro}}} \right] = 206 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

La torre de enfriamiento de agua deberá retirar el calor ganado por el agua en el condensador del ciclo Rankine orgánico. Es decir, la carga térmica de la torre de enfriamiento es la misma que en condensador (2391 kW). Entonces, la potencia de los ventiladores se calcula como sigue:

$$P_{\text{ventiladores}} = 0,015(2391 \text{ kW}) = 36 \text{ kW}$$

Por su parte, la potencia de las bombas que impulsan el agua de enfriamiento se halla de la siguiente forma:

$$P_{\text{bombas}} = \left[\frac{206 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}}{3600} \right] \left[\frac{\left(9,81 \frac{\text{kN}}{\text{m}^3}\right) 25\text{m}}{(0,75)(0,91)} \right] = 21 \text{ kW}$$

Ahora, se inicia el cálculo de la potencia del chiller suponiendo que esta es igual al 18% de la suma de las potencias de los ventiladores y de las bombas del sistema de enfriamiento de agua:

$$P_{\text{chiller supuesto}} = 0,25[36 \text{ kW} + 21 \text{ kW}] = 14 \text{ kW}$$

Entonces, la potencia consumida en el proceso será:

$$P_{\text{consumo}} = \left(59 \text{ HP} * \frac{0,7355 \text{ kW}}{1 \text{ HP}} \right) + 57 \text{ kW} + 14 \cong 114 \text{ kW}$$

Según la información dada por el fabricante, 2391 kW es la carga térmica del condensador si la temperatura del agua de enfriamiento entra a 32°C. Utilizando la misma premisa de diseño del numera 8.1. en cuanto a torres de enfriamiento, se calcula el factor de derrateo de la turbina debido a que este factor impactará la potencia entregada por la turbina pues el ciclo termodinámico no operará con la eficiencia que entregan las tablas dadas por el fabricante.

En primera instancia, se calcula el factor de derrateo de la máquina debido a la temperatura ambiente:

$$R = \frac{(140 + 273)\text{K} - (35 + 273)\text{K}}{(140 + 273)\text{K} - (32 + 273)\text{K}} = 0,972$$

Por consiguiente, la potencia generada por la turbina del ciclo Rankine orgánico será:

$$P_{\text{generada}} = 505 \text{ kW}(0,972) \cong 491 \text{ kW}$$

Por su parte, la potencia neta disponible para producir hidrógeno será:

$$P_{\text{neta}} = 491 \text{ kW}(1) - 114 \text{ kW} \cong 377 \text{ kW}$$

Entonces, la producción de hidrógeno se calcula como sigue:

$$m_{\text{hidrógeno}} = 3,6 \left(\frac{377 \text{ kW}}{285,813 \text{ kJ/gmol}} \right) \left(\frac{2 \frac{\text{kg}}{\text{kgmol}}}{1 \frac{\text{mol H}_2}{\text{mol H}_2\text{O}}} \right) (0,74) = 7,07 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

$$q_{\text{hidrógeno}} = \frac{\left(7,07 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \right)}{\left(0,08928 \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3} \right)} = 79,2 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}$$

Para satisfacer la producción de hidrógeno, se especifica el electrolizador mostrado en la Figura 13, el cual es fabricado por (Hygreen Energy, 2025).

Figura 13. Electrolizador HGPS 50.

PEM Electrolyzers (25 kW - 1.5 MW)
We can customize the product size from 25 kW - 1.5 MW single stack based on customer needs.

	HGPS 50	HGPS 300
Hydrogen Generation	50 Nm ³ /h	300 Nm ³ /h
DC Power Consumption	4.3 kWh/Nm ³	
System Efficiency	80%	
Output Pressure	3.0 MPa	
Operation Range	5% - 110%	
Hydrogen Purity	99.999%	
Dew Point Temperature	≤ -70°C	
DI Water Consumption	50 L/h	300 L/h
Operation Temperature	65°C	
Start-up Time	30 sec (warm start) / 5 min (cold start)	
Service Life	70,000 h	

Ahora se verifica que la asunción de la potencia del chiller sea la correcta:

$$P_{\text{chiller}} = \left(\frac{4,17 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}}{\left(53,3 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} \right) (2)} \right) \left(4,3 \frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3} \right) \left(72,9 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right) \cong 14 \text{ kW}$$

Debido a que la potencia supuesta y la calculada en el chiller son idénticas, el diseño verifica.

Para este numeral se ha contemplado el mismo tipo de almacenamiento y la misma filosofía de operación de la planta de producción de hidrógeno mostrados en el numeral 8.1.

En la Tabla 2 se muestra el listado de materiales y equipos requeridos para el funcionamiento de la planta de 500 kW:

Tabla 2. Listado de materiales y equipos para la planta de 500 kW

Clasificación	Descripción	Unidad	Cantidad
Equipos para electrólisis	Tanque de almacenamiento de agua (5000 litros)	Unidad	1
	Bombas dosificadoras de agua desmineralizada (100 litros/h)	Unidad	2
	Electrolizador HGPS 50 electrolizer	Unidad	2
Biomasa	Trituradores de biomasa Briquetting Machine 70	Unidad	2
Ciclo de potencia	Skid ORC ZE-500-HT Zuccato	Unidad	1
	Generador eléctrico Diesel + Tanque + Sincronismo (Respaldo ante salida de operación del Skid de ciclo Rankine)	Unidad	1
Ciclo de enfriamiento ORC	Torre de enfriamiento + bombas + tuberías y accesorios + ventiladores +variador de velocidad bombas	Unidad	1
Almacenamiento	Racks de almacenamiento	Unidad	8
	Chiller de agua-glicol (Incluye PLC)	Unidad	1
	Tuberías de interconexión Incluye aislamiento	Unidad	1
Interconexiones	Tuberías de interconexión entre Skids (Ciclo Rankine, Electrolizador, racks de almacenamiento, etc.)	Unidad	1
Misceláneos	Cableado y PLC	Unidad	1
	Cableado eléctrico y cajas de conexionado	Unidad	1
	Sistema Fire And Gas del hidrógeno	Unidad	1
	Instrumentos para control de proceso y seguridad	Unidad	1
	Cuarto de control	Unidad	1
	CCM	Unidad	1

8.3. Skid 1000 kW

Para este caso en particular se instalará de forma modular, 2 plantas en paralelo de 500 kW cada una para cumplir con el requerimiento de 1000 kW nominales. Esto con el propósito de otorgar flexibilidad a la operación.

La biomasa concebida para este caso es bagazo de caña, un subproducto de la producción de azúcar en la región del Valle del Cauca; cuyo poder calorífico es 17,03 MJ/kg según lo reportado por (Universidad Nacional de Colombia, 2024). Además, hay que tener presente que al considerar dos ciclos Rankine orgánico se tendrán dos calderas (evaporadores). En consecuencia, el cálculo de la cantidad de biomasa requerida para este caso en particular se muestra a continuación:

$$Q_{\text{liberado}} = \frac{2909 \text{ kW}}{0,85(1 - 0,05)0,8} = 4503 \text{ kW}$$

$$m_{\text{biomasa}} = 86,4 \left[\frac{4503 \text{ kW}}{17,03 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}}} \right] (2) = 45692 \frac{\text{kg}}{\text{día}}$$

Debido a que se trata de dos plantas idénticas de 500 kW, los cálculos de consumos de energía, potencia neta producida y generación de hidrógeno se duplican. Los resultados de esto se mostrarán en el numeral 8.3.

Por otra parte, para este numeral se ha contemplado el mismo tipo de almacenamiento y la misma filosofía de operación de la planta de producción de hidrógeno mostrados en el numeral 8.1.

En la Tabla 3 se muestra el listado de materiales y equipos requeridos para el funcionamiento de la planta de 1000 kW (2 de 500 kW):

Tabla 3. Listado de materiales y equipos para la planta de 1000 kW

Clasificación	Descripción	Unidad	Cantidad
Equipos para electrólisis	Tanque de almacenamiento de agua (5000 litros)	Unidad	2
	Bombas dosificadoras de agua desmineralizada (100 litros/h)	Unidad	4
	Electrolizador HGPS 50 electrolizer	Unidad	4
Biomasa	Trituradores de biomasa Briquetting Machine 70	Unidad	2
Ciclo de potencia	Skid ORC ZE-500-HT Zuccato	Unidad	2

Clasificación	Descripción	Unidad	Cantidad
	Generador eléctrico Diesel + Tanque + Sincronismo (Respaldo ante salida de operación del Skid de ciclo Rankine)	Unidad	1
Almacenamiento	Racks de almacenamiento	Unidad	16
	Chiller de agua-glicol (Incluye PLC)	Unidad	3
	Tanque Buffer	Unidad	2
	Tuberías de interconexión Incluye aislamiento	Unidad	1
	Bomba de circulación Agua-Glicol	Unidad	2
Interconexiones	Tuberías de interconexión entre Skids (Ciclo Rankine, Electrolizador, racks de almacenamiento, etc.)	Unidad	1
Misceláneos	Cableado y PLC	Unidad	1
	Cableado eléctrico y cajas de conexionado	Unidad	1
	Sistema Fire And Gas del hidrógeno	Unidad	1
	Instrumentos para control de proceso y seguridad	Unidad	1
	Cuarto de control	Unidad	1
	CCM	Unidad	1

9. Análisis económico

9.1. CAPEX

El CAPEX hace referencia a las inversiones de capital para llevar a cabo el proyecto. Para cada tipo de Skid se valorizará cada una de la lista de materiales y equipos mostrados en el apartado 8. Y, además, se incluirán los siguientes ítems:

- Obras Civiles = 15% CAPEX de adquisición de equipos y materiales
- Ingeniería y gestión = 10% CAPEX de adquisición de equipos y materiales
- Construcción y montaje = 15% CAPEX de adquisición de equipos y materiales
- Contingencia = 15% CAPEX de adquisición de equipos y materiales

9.1.1. CAPEX Skid 100 kW

En la Tabla 4 se muestran los costos de inversión de capital para el Skid de 100 kW:

Tabla 4. CAPEX Skid 100 kW

Clasificación	Descripción	Unidad	Cantidad	Precios unitarios	Precios totales
				100 kW	100 kW
Equipos para electrólisis	Tanque de almacenamiento de agua (2000 litros)	Unidad	1	USD 2.500	USD 2.500
	Bombas dosificadoras de agua desmineralizada (23 litros/h)	Unidad	2	USD 1.500	USD 3.000
	Electrolizador AEM Flex 120	Unidad	2	USD 170.000	USD 340.000
Biomasa	Trituradores de biomasa Briquetting Machine 60	Unidad	2	USD 5.000	USD 10.000
Ciclo de potencia	Skid ORC ZE-200-LT Zuccato	Unidad	1	USD 600.000	USD 600.000
	Generador eléctrico Diesel + Tanque + Sincronismo (Respaldo ante salida de operación del Skid de ciclo Rankine)	Unidad	1	USD 50.000	USD 50.000
Ciclo de enfriamiento ORC	Torre de enfriamiento + bombas + tuberías y accesorios + ventiladores + variador de velocidad bombas	Unidad	1	USD 115.000	USD 115.000
Almacenamiento	Racks de almacenamiento	Unidad	2	USD 40.000	USD 80.000
	Chiller de agua-glicol (Incluye PLC)	Unidad	1	USD 40.000	USD 40.000
	Tuberías de interconexión Incluye aislamiento	Unidad	1	USD 35.000	USD 35.000

Clasificación	Descripción	Unidad	Cantidad	Precios unitarios	Precios totales
				100 kW	100 kW
Interconexiones	Tuberías de interconexión entre Skids (Ciclo Rankine, Electrolizador, racks de almacenamiento, etc.)	Unidad	1	USD 40.000	USD 40.000
Misceláneos	Cableado y PLC	Unidad	1	USD 30.000	USD 30.000
	Cableado eléctrico y cajas de conexión	Unidad	1	USD 20.000	USD 20.000
	Sistema Fire And Gas del hidrógeno	Unidad	1	USD 50.000	USD 50.000
	Instrumentos para control de proceso y seguridad	Unidad	1	USD 40.000	USD 40.000
	Cuarto de control	Unidad	1	USD 35.000	USD 35.000
	CCM	Unidad	1	USD 40.000	USD 40.000
Ingeniería y Construcción	Obras Civiles (15% CAPEX Total)	Unidad	1	USD 229.575	USD 229.575
	Ingeniería y gestión (10% CAPEX Total)	Unidad	1	USD 153.050	USD 153.050
	Construcción y Montaje (15% CAPEX Total)	Unidad	1	USD 229.575	USD 229.575
	Contingencia (15% CAPEX Total)	Unidad	1	USD 229.575	USD 229.575
CAPEX					USD 2.372.275

9.1.2. CAPEX Skid 500 kW

En la Tabla 5 se muestran los costos de inversión de capital para el Skid de 500 kW:

Tabla 5. CAPEX Skid 500 kW

Clasificación	Descripción	Cantidad	Precios unitarios	Precios totales
			500 kW	500 kW
Equipos para electrólisis	Tanque de almacenamiento de agua (5000 litros)	1	USD 8.000	USD 8.000
	Bombas dosificadoras de agua desmineralizada (100 litros/h)	2	USD 3.000	USD 6.000
	Electrolizador HGPS 50 electrolizer	2	USD 250.000	USD 500.000
Biomasa	Trituradores de biomasa Briquetting Machine 70	2	USD 8.500	USD 17.000
Ciclo de potencia	Skid ORC ZE-500-HT Zuccato	1	USD 600.000	USD 600.000
	Generador eléctrico Diesel + Tanque + Sincronismo (Respaldo ante salida de operación del Skid de ciclo Rankine)	1	USD 180.000	USD 180.000
Ciclo de enfriamiento ORC	Torre de enfriamiento + bombas + tuberías y accesorios + ventiladores +variador de velocidad bombas	1	USD 210.000	USD 210.000
Almacenamiento	Racks de almacenamiento	8	USD 40.000	USD 320.000
	Chiller de agua-glicol (Incluye PLC)	1	USD 40.000	USD 40.000
	Tuberías de interconexión Incluye aislamiento	1	USD 35.000	USD 35.000
Interconexiones	Tuberías de interconexión entre Skids (Ciclo Rankine, Electrolizador, racks de almacenamiento, etc.)	1	USD 40.000	USD 40.000
Misceláneos	Cableado y PLC	1	USD 30.000	USD 30.000
	Cableado eléctrico y cajas de conexionado	1	USD 40.000	USD 40.000
	Sistema Fire And Gas del hidrógeno	1	USD 50.000	USD 50.000
	Instrumentos para control de proceso y seguridad	1	USD 40.000	USD 40.000
	Cuarto de control	1	USD 50.000	USD 50.000
	CCM	1	USD 55.000	USD 55.000
Ingeniería y Construcción	Obras Civiles (15% CAPEX Total)	1	USD 333.150	USD 333.150
	Ingeniería y gestión (10% CAPEX Total)	1	USD 222.100	USD 222.100
	Construcción y Montaje (15% CAPEX Total)	1	USD 333.150	USD 333.150

Clasificación	Descripción	Cantidad	Precios unitarios	Precios totales
			500 kW	500 kW
	Contingencia (15% CAPEX Total)	1	USD 333.150	USD 333.150
CAPEX				USD 3.442.550

9.1.3. Skid 1000 kW

En la Tabla 6 se muestran los costos de inversión de capital para el Skid de 1000 kW:

Tabla 6. CAPEX Skid 1000 kW

Clasificación	Descripción	Cantidad	Precios unitarios	Precios totales
			1000 kW	1000 kW
Equipos para electrólisis	Tanque de almacenamiento de agua (5000 litros)	2	USD 8.000	USD 16.000
	Bombas dosificadoras de agua desmineralizada (100 litros/h)	4	USD 3.000	USD 12.000
	Electrolizador HGPS 50 electrolizer	4	USD 250.000	USD 1.000.000
Biomasa	Trituradores de biomasa Briquetting Machine 70	2	USD 10.000	USD 20.000
Ciclo de potencia	Skid ORC ZE-500-HT Zuccato	2	USD 600.000	USD 1.200.000
	Generador eléctrico Diesel + Tanque + Sincronismo (Respaldo ante salida de operación del Skid de ciclo Rankine)	1	USD 180.000	USD 180.000
Almacenamiento	Racks de almacenamiento	16	USD 30.000	USD 480.000
	Chiller de agua-glicol (Incluye PLC)	3	USD 14.000	USD 42.000
	Tanque Buffer	2	USD 3.000	USD 6.000
	Tuberías de interconexión Incluye aislamiento	1	USD 160.000	USD 160.000
	Bomba de circulación Agua-Glicol	2	USD 9.000	USD 18.000
Interconexiones	Tuberías de interconexión entre Skids (Ciclo Rankine, Electrolizador, racks de almacenamiento, etc.)	1	USD 40.000	USD 40.000
Misceláneos	Cableado y PLC	1	USD 50.000	USD 50.000
	Cableado eléctrico y cajas de conexionado	1	USD 35.000	USD 35.000
	Sistema Fire And Gas del hidrógeno	1	USD 75.000	USD 75.000

Clasificación	Descripción	Cantidad	Precios unitarios	Precios totales
			1000 kW	1000 kW
	Instrumentos para control de proceso y seguridad	1	USD 70.000	USD 70.000
	Cuarto de control	1	USD 40.000	USD 40.000
	CCM	1	USD 80.000	USD 80.000
Ingeniería y Construcción	Obras Civiles (15% CAPEX Total)	1	USD 528.600	USD 528.600
	Ingeniería y gestión (10% CAPEX Total)	1	USD 352.400	USD 352.400
	Construcción y Montaje (15% CAPEX Total)	1	USD 528.600	USD 528.600
	Contingencia (15% CAPEX Total)	1	USD 528.600	USD 528.600
CAPEX				USD 5.462.200

9.2. OPEX

El OPEX hace referencia a los costos en lo que se incurre en la operación para hacerla posible durante el tiempo de vida útil del proyecto (10 años para este caso). Los costos operativos se calculan mediante la siguiente fórmula:

$$\text{OPEX} = \text{CAP} + \text{CAM} + \text{CAB}$$

Donde:

- OPEX: Costos operativos anuales (USD)
- CAP: Costos anuales del personal de la planta (USD)
- CAM: Costos anuales del mantenimiento de equipos mecánicos, incluye costo de insumos químicos como glicol (USD)
- CAB: Costos anuales de adquisición y transporte de biomasa desde los puntos de producción hacia la planta (USD)

9.2.1. Skid 100 kW

9.2.1.1. Costos de personal

Para la operación del Skid de 100 kW se dispondrá del personal mostrado en la Tabla 7:

Tabla 7. Personal para operar Skid 100 kW

CARGO	CANTIDAD DE PERSONAL CONTRATADO	TIPO DE RÉGIMEN	COSTO UNITARIO AÑO 1 (USD)⁶
Supervisor de operaciones	2	A	USD 60.000
Ingeniero de procesos	2	A	USD 60.000
Operador Triturador de biomasa	3	B	USD 58.500
Operador Skid de potencia	3	B	USD 58.500
Operador Chiller de enfriamiento y llenado de recipientes	3	B	USD 58.500
Técnico mecánico	2	A	USD 68.850
Técnico eléctrico	2	A	USD 68.850
Técnico instrumentación	2	A	USD 68.850
Profesional HSE	2	A	USD 48.000

- Régimen A: Se dispondrá de 2 trabajadores para el cargo. Cada uno trabajará por quince días en turnos diarios de 6 AM a 6 PM y alternará con su reemplazo al finalizar este periodo.
- Régimen B: Se dispondrá de 3 turnos rotativos para cubrir la posición, los cuales se dividirán en dos turnos diarios de 12 horas y un turno de descanso.

En la Tabla 8 se muestran los costos anualizados del personal para operar el Skid de 100 kW

Tabla 8. Costo del personal para operar Skid 100 kW

AÑO	COSTOS PERSONAL
1	USD 550.050
2	USD 555.551
3	USD 561.106
4	USD 566.717
5	USD 572.384

⁶ El costo anual que aparece en la columna incluye el salario del trabajador, los impuestos, parafiscales, salud social, pensión, horas extras, horas nocturnas, horas dominicales, primas legales y cesantías en el primer año de operación. Para cada año siguiente se asumirá que dichos costos se incrementarán en un 1% en dólares anualmente

AÑO	COSTOS PERSONAL
6	USD 578.108
7	USD 583.889
8	USD 589.728
9	USD 595.625
10	USD 601.582

9.2.1.2. Costos adquisición de y transporte de biomasa

Los costos de adquisición y transporte de biomasa se muestran en la Tabla 9. Cabe resaltar que los costos se han incrementado un 1% en dólares debido a los incrementos de costo de combustible para transporte

Tabla 9. Costo de la biomasa para operar Skid 100 kW

AÑO	COSTOS DE BIOMASA
1	USD 87.259
2	USD 88.132
3	USD 89.013
4	USD 89.903
5	USD 90.802
6	USD 91.710
7	USD 92.627
8	USD 93.553
9	USD 94.489
10	USD 95.434

9.2.1.3. Costos mantenimiento

Los costos de mantenimiento para lo operación del skid 100 kW se muestran en la Tabla 10, Cabe resaltar que los costos se incrementan un 1% anual por la inflación. No obstante, para las máquinas rotativas se tienen planeados Overhaul mayores, los cuales tienen montos mayores a los de un año normal de mantenimiento.

Tabla 10. Costos de mantenimiento para Skid 100 kW

Mant. trituradores	Mant. ORC	Mant. bombas/compresores	Agua + químicos torre	Electrolizador (rutina/stack)	Alm. H ₂	Chiller (glicol)	Fire&Gas/Control	Total mantenimiento
USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
USD 9.000	USD 15.000	USD 12.000	USD 24.000	USD 5.000	USD 3.000	USD 2.000	USD 5.000	USD 75.000
USD 9.090	USD 15.150	USD 12.120	USD 24.240	USD 5.050	USD 3.030	USD 2.020	USD 5.050	USD 75.750
USD 9.181	USD 15.302	USD 12.241	USD 24.482	USD 5.101	USD 3.060	USD 2.040	USD 5.101	USD 76.508
USD 15.000	USD 15.455	USD 12.364	USD 24.727	USD 5.152	USD 3.091	USD 2.061	USD 5.152	USD 83.000
USD 9.365	USD 105.000	USD 32.000	USD 24.974	USD 5.203	USD 3.122	USD 2.081	USD 5.203	USD 186.949
USD 9.459	USD 15.765	USD 12.612	USD 25.224	USD 5.255	USD 3.153	USD 2.102	USD 5.255	USD 78.826
USD 9.554	USD 15.923	USD 12.738	USD 25.476	USD 5.308	USD 3.185	USD 2.123	USD 5.308	USD 79.614
USD 15.000	USD 16.082	USD 12.866	USD 25.731	USD 105.000	USD 3.216	USD 2.144	USD 5.361	USD 185.400
USD 9.746	USD 16.243	USD 12.994	USD 25.989	USD 5.000	USD 3.249	USD 2.166	USD 5.414	USD 80.800
USD 9.843	USD 105.000	USD 32.000	USD 26.248	USD 5.000	USD 3.281	USD 2.187	USD 5.468	USD 189.028

9.2.1.4. OPEX Skid 100 kW

En la Tabla 11 se muestran los costos operativos del Skid de 100kW

Tabla 11. Costos operativos (OPEX) Skid 100 kW

AÑO	COSTOS PERSONAL	COSTOS MANTENIMIENTO	COSTOS BIOMASA	TOTAL OPEX
1	USD 550.050	USD 75.000	USD 87.259	USD 712.309
2	USD 555.551	USD 75.750	USD 88.132	USD 719.432
3	USD 561.106	USD 76.508	USD 89.013	USD 726.626
4	USD 566.717	USD 83.000	USD 89.903	USD 739.620
5	USD 572.384	USD 186.949	USD 90.802	USD 850.135
6	USD 578.108	USD 78.826	USD 91.710	USD 748.644
7	USD 583.889	USD 79.614	USD 92.627	USD 756.130
8	USD 589.728	USD 185.400	USD 93.553	USD 868.682

AÑO	COSTOS PERSONAL	COSTOS MANTENIMIENTO	COSTOS BIOMASA	TOTAL OPEX
9	USD 595.625	USD 80.800	USD 94.489	USD 770.914
10	USD 601.582	USD 189.028	USD 95.434	USD 886.044

9.2.2. Skid 500 kW

9.2.2.1. Costos de personal

Igual a los del numeral 9.2.1.1

9.2.2.2. Costos adquisición de y transporte de biomasa

Los costos de adquisición y transporte de biomasa se muestran en la Tabla 12. Cabe resaltar que los costos se han incrementado un 1% en dólares debido a los incrementos de costo de combustible para transporte

Tabla 12. Costo de la biomasa para operar Skid 500 kW

AÑO	COSTOS DE BIOMASA
1	USD 440.000
2	USD 444.400
3	USD 448.844
4	USD 453.332
5	USD 457.866
6	USD 462.444
7	USD 467.069
8	USD 471.740
9	USD 476.457
10	USD 481.222

9.2.2.3. Costos mantenimiento

Los costos de mantenimiento para lo operación del skid 500 kW se muestran en la Tabla 13, Cabe resaltar que los costos se incrementan un 1% anual por la inflación. No obstante, para las máquinas rotativas se tienen planeados Overhaul mayores, los cuales tienen montos mayores a los de un año normal de mantenimiento.

Tabla 13. *Costos de mantenimiento para Skid 500 kW*

Mant. trituradores	Mant. ORC	Mant. bombas/com presores	Agua + químicos torre	Electrolizador (rutina/stack)	Alm. H₂	Chiller (glicol)	Fire&Gas/Control	Total mantenimiento
USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
USD 9.450	USD 15.750	USD 12.600	USD 25.200	USD 5.250	USD 3.150	USD 2.100	USD 5.250	USD 78.750
USD 9.545	USD 15.908	USD 12.726	USD 25.452	USD 5.303	USD 3.182	USD 2.121	USD 5.303	USD 79.538
USD 9.640	USD 16.067	USD 12.853	USD 25.707	USD 5.356	USD 3.213	USD 2.142	USD 5.356	USD 80.333
USD 15.750	USD 16.227	USD 12.982	USD 25.964	USD 5.409	USD 3.245	USD 2.164	USD 5.409	USD 87.150
USD 9.834	USD 110.250	USD 33.600	USD 26.223	USD 5.463	USD 3.278	USD 2.185	USD 5.463	USD 196.296
USD 9.932	USD 16.553	USD 13.243	USD 26.485	USD 5.518	USD 3.311	USD 2.207	USD 5.518	USD 82.767
USD 10.031	USD 16.719	USD 13.375	USD 26.750	USD 5.573	USD 3.344	USD 2.229	USD 5.573	USD 83.595
USD 15.750	USD 16.886	USD 13.509	USD 27.018	USD 110.250	USD 3.377	USD 2.251	USD 5.629	USD 194.670
USD 10.233	USD 17.055	USD 13.644	USD 27.288	USD 5.250	USD 3.411	USD 2.274	USD 5.685	USD 84.840
USD 10.335	USD 110.250	USD 33.600	USD 27.561	USD 5.250	USD 3.445	USD 2.297	USD 5.742	USD 198.480

9.2.2.4. OPEX Skid 500 kW

En la Tabla 14 se muestran los costos operativos del Skid de 500kW

Tabla 14. Costos operativos (OPEX) Skid 500 kW

AÑO	COSTOS PERSONAL	COSTOS MANTENIMIENTO	COSTOS BIOMASA	TOTAL OPEX
1	USD 550.050	USD 78.750	USD 440.000	USD 1.068.800
2	USD 555.551	USD 79.538	USD 444.400	USD 1.079.488
3	USD 561.106	USD 80.333	USD 448.844	USD 1.090.283
4	USD 566.717	USD 87.150	USD 453.332	USD 1.107.199
5	USD 572.384	USD 196.296	USD 457.866	USD 1.226.546
6	USD 578.108	USD 82.767	USD 462.444	USD 1.123.320
7	USD 583.889	USD 83.595	USD 467.069	USD 1.134.553
8	USD 589.728	USD 194.670	USD 471.740	USD 1.256.138
9	USD 595.625	USD 84.840	USD 476.457	USD 1.156.922
10	USD 601.582	USD 198.480	USD 481.222	USD 1.281.283

9.2.3. Skid 1000 kW

9.2.3.1. Costos de personal

Para la operación del Skid de 1000 kW se dispondrá del personal mostrado en la Tabla 15:

Tabla 15. Personal para operar Skid 1000 kW

CARGO	CANTIDAD DE PERSONAL CONTRATADO	TIPO DE RÉGIMEN	COSTO UNITARIO AÑO 1 (USD)⁷
Supervisor de operaciones	2	A	USD 60.000
Ingeniero de procesos	2	A	USD 60.000
Operador Triturador de biomasa	6	B	USD 58.500
Operador Skid de potencia	6	B	USD 58.500

⁷ El costo anual que aparece en la columna incluye el salario del trabajador, los impuestos, parafiscales, salud social, pensión, horas extras, horas nocturnas, horas dominicales, primas legales y cesantías en el primer año de operación. Para cada año siguiente se asumirá que dichos costos se incrementarán en un 1% en dólares anualmente

CARGO	CANTIDAD DE PERSONAL CONTRATADO	TIPO DE RÉGIMEN	COSTO UNITARIO AÑO 1 (USD) ⁷
Operador Chiller de enfriamiento y llenado de recipientes	6	B	USD 58.500
Técnico mecánico	2	A	USD 68.850
Técnico eléctrico	2	A	USD 68.850
Técnico instrumentación	2	A	USD 68.850
Profesional HSE	2	A	USD 48.000

- Régimen A: Se dispondrá de 2 trabajadores para el cargo. Cada uno trabajará por quince días en turnos diarios de 6 AM a 6 PM y alternará con su reemplazo al finalizar este periodo.
- Régimen B: Se dispondrá de 3 turnos rotativos para cubrir la posición, los cuales se dividirán en dos turnos diarios de 12 horas y un turno de descanso.

En la Tabla 8 se muestran los costos anualizados del personal para operar el Skid de 1000 kW

Tabla 16. Costo del personal para operar Skid 1000 kW

AÑO	COSTOS PERSONAL
1	USD 725.550
2	USD 732.806
3	USD 740.134
4	USD 747.535
5	USD 755.010
6	USD 762.560
7	USD 770.186
8	USD 777.888
9	USD 785.667
10	USD 793.523

9.2.3.2. Costos adquisición de y transporte de biomasa

Los costos de adquisición y transporte de biomasa se muestran en la Tabla 17. Cabe resaltar que los costos se han incrementado un 1% en dólares debido a los incrementos de costo de combustible para transporte

Tabla 17. Costo de la biomasa para operar Skid 1000 kW

AÑO	COSTOS DE BIOMASA
1	USD 1.480.589
2	USD 1.495.395
3	USD 1.510.349
4	USD 1.525.452
5	USD 1.540.707
6	USD 1.556.114
7	USD 1.571.675
8	USD 1.587.392
9	USD 1.603.266
10	USD 1.619.298

9.2.3.3. Costos mantenimiento

Los costos de mantenimiento para lo operación del skid 1000 kW se muestran en la Tabla 18, Cabe resaltar que los costos se incrementan un 1% anual por la inflación. No obstante, para las máquinas rotativas se tienen planeados Overhaul mayores, los cuales tienen montos mayores a los de un año normal de mantenimiento.

Tabla 18. Costos de mantenimiento para Skid 1000 kW

Mant. trituradores	Mant. ORC	Mant. bombas/com presores	Agua + químicos torre	Electrolizador (rutina/stack)	Alm. H₂	Chiller (glicol)	Fire&Gas/Control	Total mantenimiento
USD 18.900	USD 31.500	USD 25.200	USD 50.400	USD 10.500	USD 6.300	USD 4.200	USD 10.500	USD 157.500
USD 19.089	USD 31.815	USD 25.452	USD 50.904	USD 10.605	USD 6.363	USD 4.242	USD 10.605	USD 159.075
USD 19.280	USD 32.133	USD 25.707	USD 51.413	USD 10.711	USD 6.427	USD 4.284	USD 10.711	USD 160.666

Mant. trituradores	Mant. ORC	Mant. bombas/compresores	Agua + químicos torre	Electrolizador (rutina/stack)	Alm. H ₂	Chiller (glicol)	Fire&Gas/Control	Total mantenimiento
USD 31.500	USD 32.454	USD 25.964	USD 51.927	USD 10.818	USD 6.491	USD 4.327	USD 10.818	USD 174.300
USD 19.667	USD 220.500	USD 67.200	USD 52.446	USD 10.926	USD 6.556	USD 4.371	USD 10.926	USD 392.593
USD 19.864	USD 33.107	USD 26.485	USD 52.971	USD 11.036	USD 6.621	USD 4.414	USD 11.036	USD 165.534
USD 20.063	USD 33.438	USD 26.750	USD 53.501	USD 11.146	USD 6.688	USD 4.458	USD 11.146	USD 167.189
USD 31.500	USD 33.772	USD 27.018	USD 54.036	USD 220.500	USD 6.754	USD 4.503	USD 11.257	USD 389.341
USD 20.466	USD 34.110	USD 27.288	USD 54.576	USD 10.500	USD 6.822	USD 4.548	USD 11.370	USD 169.680
USD 20.671	USD 220.500	USD 67.200	USD 55.122	USD 10.500	USD 6.890	USD 4.593	USD 11.484	USD 396.960

9.2.3.4. OPEX Skid 1000 kW

En la Tabla 19 se muestran los costos operativos del Skid de 1000kW

Tabla 19. Costos operativos (OPEX) Skid 1000 kW

AÑO	COSTOS PERSONAL	COSTOS MANTENIMIENTO	COSTOS BIOMASA	TOTAL OPEX
1	USD 725.550	USD 157.500	USD 1.480.589	USD 2.363.639
2	USD 732.806	USD 159.075	USD 1.495.395	USD 2.387.275
3	USD 740.134	USD 160.666	USD 1.510.349	USD 2.411.148
4	USD 747.535	USD 174.300	USD 1.525.452	USD 2.447.287
5	USD 755.010	USD 392.593	USD 1.540.707	USD 2.688.310
6	USD 762.560	USD 165.534	USD 1.556.114	USD 2.484.208
7	USD 770.186	USD 167.189	USD 1.571.675	USD 2.509.050
8	USD 777.888	USD 389.341	USD 1.587.392	USD 2.754.620
9	USD 785.667	USD 169.680	USD 1.603.266	USD 2.558.612
10	USD 793.523	USD 396.960	USD 1.619.298	USD 2.809.781

9.2.4. Ingresos por venta de hidrógeno

Los ingresos anuales por venta de hidrógeno para cada uno de los Skids se calculan como sigue:

$$I_{vh} = (T_{op})(m_{hidrógeno})(P_h)$$

Donde:

- T_{op} : Tiempo de operación anual (330 días/año – 7920 horas/año)
- $m_{hidrógeno}$: Producción de hidrógeno (kg/h)
- P_h : Precio del hidrógeno (USD/kg)

9.3. Valor presente neto (VPN)

En el presente trabajo se variará el precio de venta del hidrógeno verde desde 2,5 USD/kg hasta 77,50 USD/kg para encontrar el precio que hace rentable cada uno de los Skids objeto de análisis.

El valor presente neto es un indicador financiero que permite evaluar la viabilidad económica de un proyecto, pues su resultado da cuenta de la ganancia esperada para un inversor si decidiese invertir en este. Su cálculo trae a valor presente los flujos de caja que se esperaría tener en el proyecto con una tasa de interés, la cual para este tipo de proyectos oscila entre un 10% y un 15%. A continuación, se muestra el paso a paso para su cálculo:

9.3.1. Sumatoria de egresos

Los egresos en cada periodo del proyecto será la suma de las inversiones de capital en cada periodo más la sumatoria de los costos operativos de cada periodo.

$$E_j = (CAPEX_j + OPEX_j)$$

Donde:

- E_j : Egresos en el periodo j (USD)
- $CAPEX_j$: Costos de inversión en el periodo j (USD)
- $OPEX_j$: Costos de operación en el periodo j (USD)
- j: Periodo en el que se ha subdividido el proyecto. Para este estudio los periodos son anuales e inician desde el año 0 hasta el año 10

9.3.2. Sumatoria de ingresos

Los ingresos de cada Skid se darán por las ventas de hidrógeno en cada periodo durante la vida útil del proyecto

$$I_j = \text{Ventas}_j$$

Donde:

- $I_j = \text{Ventas}_j$: Ingresos por ventas de hidrógeno en el periodo j (USD)

9.3.3. Valor presente de egresos

El valor presente de los egresos se calcula como sigue:

$$\text{VPE}_j = - \frac{(\text{CAPEX}_j + \text{OPEX}_j)}{(1 + i)^j}$$

Donde:

- VPE_j : Valor presente de los egresos traídos desde el periodo j (USD)
- CAPEX_j : Costos de inversión en el periodo j (USD)
- OPEX_j : Costos de operación en el periodo j (USD)
- i : Tasa de interés (10%)
- j : Periodo en el que se ha subdividido el proyecto. Para este estudio los periodos son anuales e inician desde el año 0 hasta el año 10

9.3.4. Valor presente de ingresos

El valor presente de los ingresos se calcula como sigue:

$$\text{VPI}_j = \frac{(\text{Ventas}_j)}{(1 + i)^j}$$

Donde:

- VPI_j : Valor presente de los ingresos traídos desde el periodo j (USD)
- Ventas_j : Ingresos por ventas en el periodo j (USD)
- i : Tasa de interés (10%)
- j : Periodo en el que se ha subdividido el proyecto. Para este estudio los periodos son anuales e inician desde el año 0 hasta el año 10

9.3.5. Valor presente neto

El valor presente neto se define como:

$$VPN = \sum_{j=0}^{n=10} (VPI_j + VPE_j) = \sum_{j=0}^{n=10} \frac{(Ventas_j - CAPEX_j - OPEX_j)}{(1 + i)^j}$$

Donde:

- VPN: Valor presente neto (USD)
- VPI_j: Valor presente de los ingresos traídos desde el periodo j (USD)
- VPE_j: Valor presente de los egresos traídos desde el periodo j (USD)
- Ventas_j: Ingresos por ventas en el periodo j (USD)
- CAPEX_j: Costos de inversión en el periodo j (USD)
- OPEX_j: Costos de operación en el periodo j (USD)
- i: Tasa de interés (10%)
- j: Periodo en el que se ha subdividido el proyecto. Para este estudio los periodos son anuales e inician desde el año 0 hasta el año 10

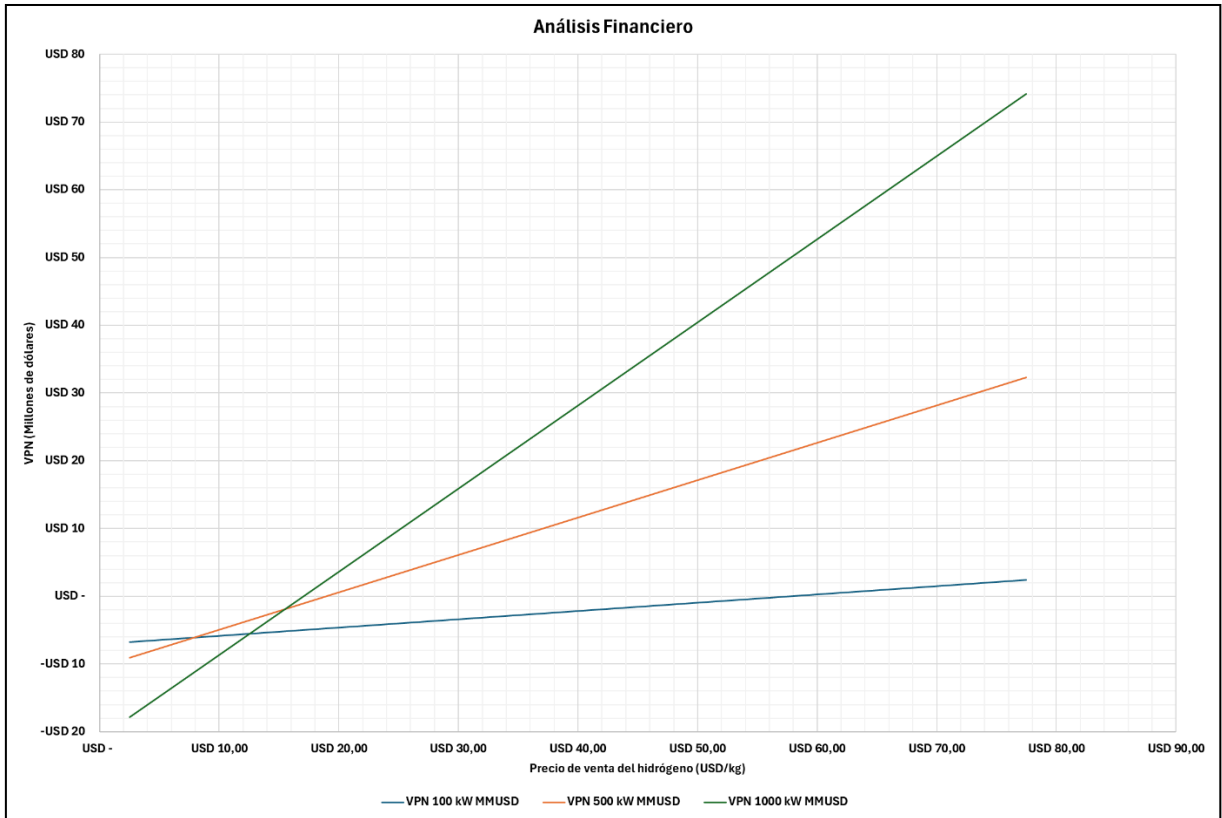
En la **Tabla 20** se muestra la evolución del valor presente neto de cada Skid en función del precio del hidrógeno verde.

Tabla 20. Valor presente neto en función del precio del hidrógeno verde

Precio H ₂	VPN 100 kW	VPN 500 kW	VPN 1000 kW
USD/kg	MMUSD	MMUSD	MMUSD
USD 2,50	-USD 6,77	-USD 9,05	-USD 17,81
USD 7,50	-USD 6,16	-USD 6,29	-USD 11,68
USD 12,50	-USD 5,55	-USD 3,53	-USD 5,56
USD 17,50	-USD 4,93	-USD 0,78	USD 0,57
USD 22,50	-USD 4,32	USD 1,98	USD 6,70
USD 27,50	-USD 3,71	USD 4,74	USD 12,83
USD 32,50	-USD 3,09	USD 7,50	USD 18,96
USD 37,50	-USD 2,48	USD 10,26	USD 25,09
USD 42,50	-USD 1,87	USD 13,02	USD 31,22
USD 47,50	-USD 1,25	USD 15,77	USD 37,35
USD 52,50	-USD 0,64	USD 18,53	USD 43,48
USD 57,50	-USD 0,03	USD 21,29	USD 49,61
USD 62,50	USD 0,58	USD 24,05	USD 55,74
USD 67,50	USD 1,20	USD 26,81	USD 61,87
USD 72,50	USD 1,81	USD 29,57	USD 68,00
USD 77,50	USD 2,42	USD 32,32	USD 74,13

Por su parte en la Figura 14 se muestra el análisis financiero del proyecto, en donde se evidencia la evolución del valor presente neto en función del valor de venta del hidrógeno verde. Es importante remarcar que, en azul se halla la tendencia del skid de 100 kW, en naranja la tendencia del skid de 500 kW y en verde la tendencia del skid de 1000 kW.

Figura 14. Análisis financiero.



9.4. Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno da cuenta de la rentabilidad que pueda tener un proyecto al ejecutarse. Para calcularse, se debe iterar la tasa de interés hasta lograr que el valor presente neto se haga igual a cero, es decir:

$$VPN = \sum_{j=0}^{n=10} \frac{(Ventas_j - CAPEX_j - OPEX_j - Cuota_j)}{(1+i)^j} = 0$$

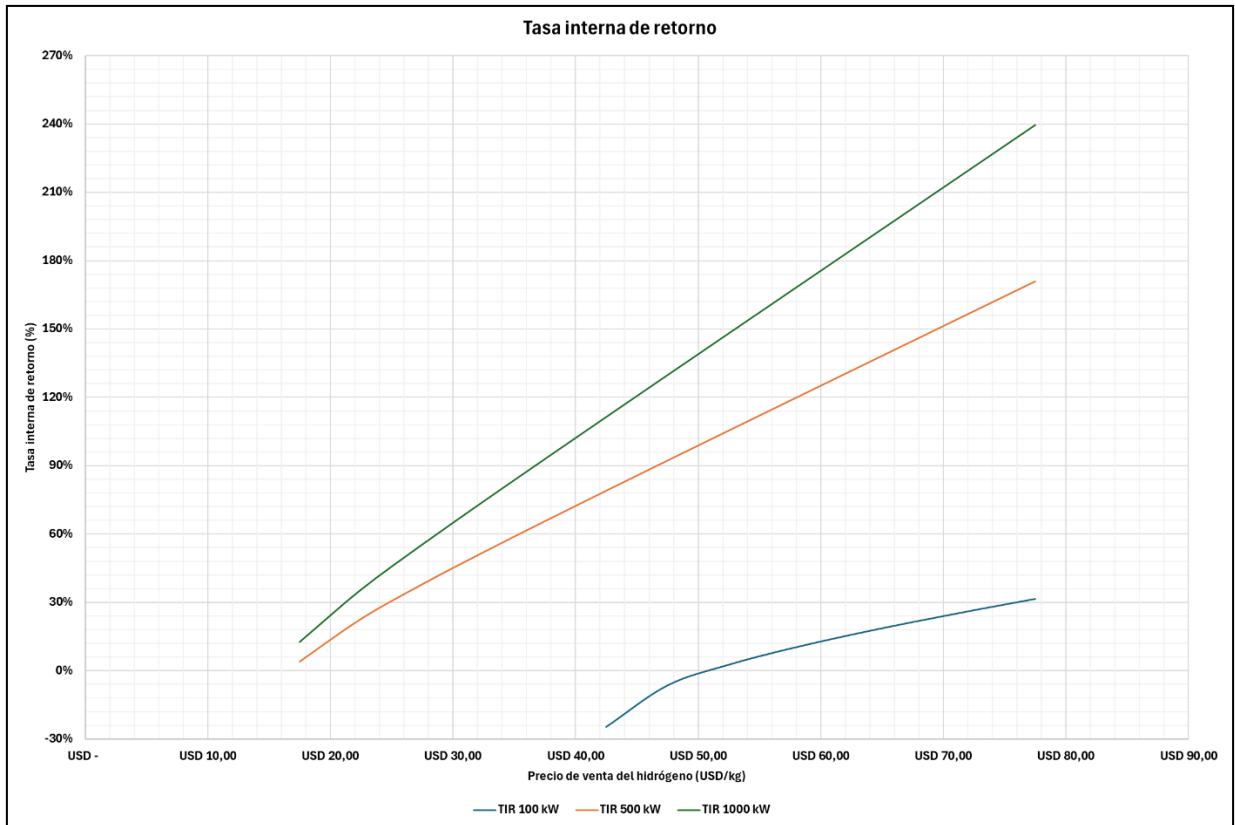
En la Tabla 21 se halla la evolución de la TIR en función del precio del hidrógeno, Mientras que, en la

Figura 15 se muestra dicha tendencia

Tabla 21. Tasa interna de retorno en función del precio del hidrógeno verde

Precio H ₂	TIR 100 kW	TIR 500 kW	TIR 1000 kW
USD/kg	%	%	%
USD 2,50	NA	NA	NA
USD 7,50	NA	NA	NA
USD 12,50	NA	NA	NA
USD 17,50	NA	4,0%	12,6%
USD 22,50	NA	22,7%	35,5%
USD 27,50	NA	38,0%	55,4%
USD 32,50	NA	52,0%	74,3%
USD 37,50	NA	65,6%	92,9%
USD 42,50	-24,7%	79,0%	111,4%
USD 47,50	-6,5%	92,2%	129,8%
USD 52,50	2,6%	105,4%	148,1%
USD 57,50	9,7%	118,5%	166,4%
USD 62,50	15,8%	131,6%	184,7%
USD 67,50	21,4%	144,7%	203,0%
USD 72,50	26,6%	157,8%	221,3%
USD 77,50	31,5%	170,8%	239,6%

Figura 15. Tasa interna de retorno.



9.5. Relación beneficio costo (ROI)

Es la relación entre los flujos de caja en cada periodo con respecto a la inversión inicial en el proyecto. Este indicador da cuenta de cuanto beneficio se obtiene por cada dólar invertido en el proyecto. Dicha relación se calcula como sigue:

$$ROI = \frac{\sum_{j=1}^{n=10} \frac{(Ventas_j - CAPEX_j - OPEX_j - Cuota_j)}{(1+i)^j}}{CAPEX_0}$$

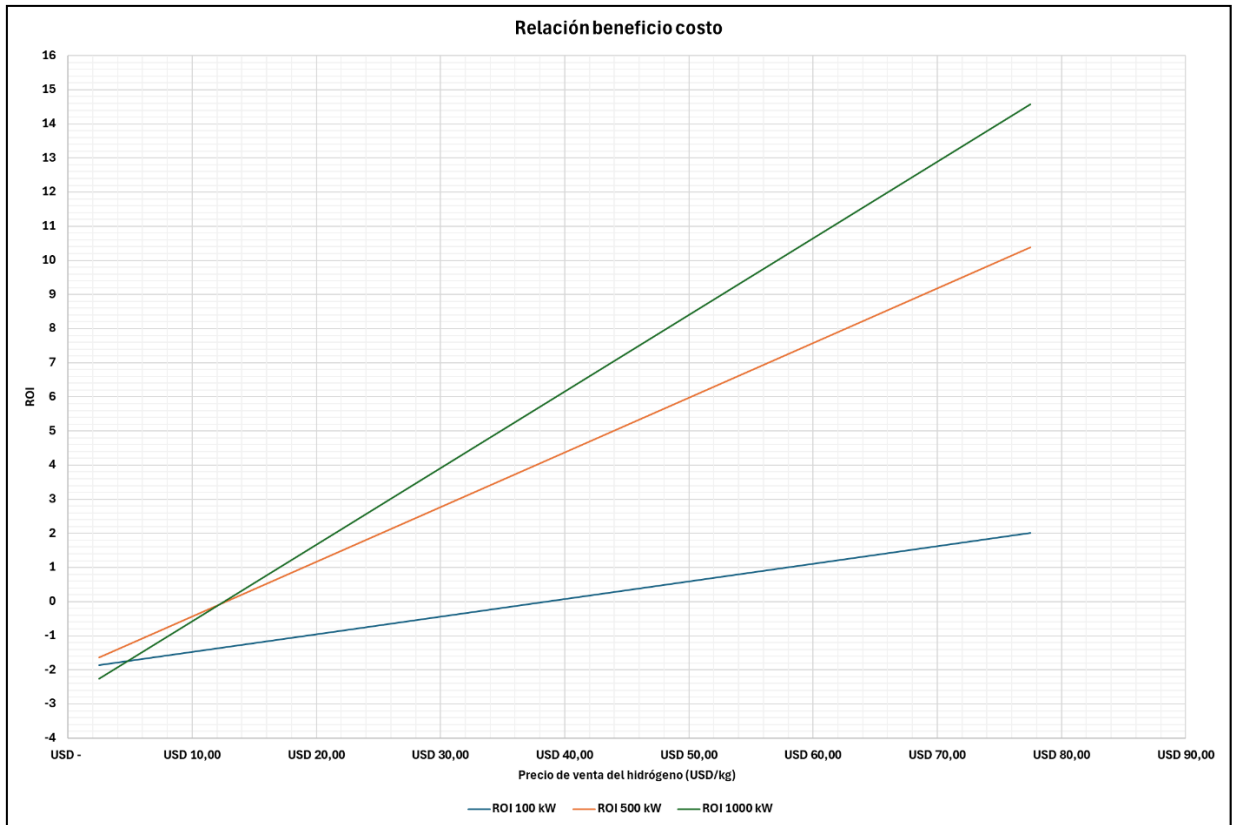
En el numerador de la expresión mostrada arriba, se muestra la suma de los flujos de caja del proyecto desde el periodo 1 hasta el periodo 10. Mientras que, en el denominador se muestran las inversiones de capital en el periodo 0, es decir, al inicio del proyecto.

En la **Tabla 22** se halla la evolución de la relación beneficio costo en función del precio del hidrógeno, Mientras que, en la Figura 16 se muestra dicha tendencia

Tabla 22. *Relación beneficio costo en función del precio del hidrógeno verde*

Precio H₂	ROI 100 kW	ROI 500 kW	ROI 1000 kW
USD/kg	-	-	-
USD 2,50	-1,854	-1,629	-2,261
USD 7,50	-1,596	-0,828	-1,139
USD 12,50	-1,338	-0,027	-0,017
USD 17,50	-1,079	0,775	1,105
USD 22,50	-0,821	1,576	2,227
USD 27,50	-0,562	2,377	3,350
USD 32,50	-0,304	3,178	4,472
USD 37,50	-0,046	3,980	5,594
USD 42,50	0,213	4,781	6,716
USD 47,50	0,471	5,582	7,838
USD 52,50	0,730	6,383	8,961
USD 57,50	0,988	7,185	10,083
USD 62,50	1,246	7,986	11,205
USD 67,50	1,505	8,787	12,327
USD 72,50	1,763	9,588	13,449
USD 77,50	2,021	10,390	14,572

Figura 16. Relación beneficio costo.



10. Análisis ambiental

10.1. Impacto en flora, fauna, entorno

La instalación de skids para generación de electricidad a partir de biomasa y la posterior electrólisis no tiene impacto ambiental en flora, fauna y entorno

10.2. Impacto ambiental

Si bien la combustión de la biomasa dentro de las calderas/evaporadores de los skids genera CO_2 (gas efecto invernadero), la huella de carbono de la biomasa es cero, toda vez que, las plantas captan el CO_2 de la atmósfera para crecer mediante el proceso de la fotosíntesis para crecer, por consiguiente, aunque se genere CO_2 , el balance neto es cero.

11. Resultados

11.1. Producción de hidrógeno

En el presente capítulo se muestran los resultados obtenidos en el dimensionamiento de los skids propuestos para el presente trabajo, como lo son el de 100 kW, el de 500 kW y el de 1000 kW. En la Tabla 23 se presentan los resultados de los cálculos de potencia generada, neta disponible y consumida en el proceso. Por su parte, en la Tabla 24, se muestran los valores de consumo de biomasa, producción de hidrógeno consumo de agua para generación de hidrógeno, consumo de agua de enfriamiento y consumo de biomasa.

Tabla 23. Resultados cálculos de potencia en los Skids

Tipo de Skid	Potencia nominal	Potencia generada	Potencia neta disponible	Consumo potencia trituradoras	Consumo potencia circuito de enfriamiento	Consumo potencia Chiller	Consumo Total
	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
100 kW	200	184	120	31,6	28	4,9	64
500 kW	505	491	377	43,4	57	14,3	115
1000 kW	1010	982	754	86,8	114	28,7	229

Tabla 24. Resultados cálculos de producción de hidrógeno, consumo de agua y de biomasa

Tipo de Skid	Hidrógeno producido		Consumo agua para electrólisis	Consumo agua de enfriamiento	Consumo de biomasa
	kg/h	Nm ³ /h	litros/hora	m ³ /h	kg/día
100 kW	2,2	24,6	26,5	102	15198
500 kW	7,07	79,2	85,4	206	25150
1000 kW	14,1	158,4	170,9	412	45692

Como se puede evidenciar, al aumentar el tamaño del skid también se incrementa la biomasa consumida, la producción de hidrógeno, la potencia generada, los consumos eléctricos auxiliares y la potencia neta entregada. En los módulos de 500 y 1000 kW la relación es lineal porque el de 1000 kW está conformado por dos unidades de 500 kW en paralelo, de modo que la potencia, los consumos y la producción se duplican prácticamente sin desviación. En cambio, el skid de 100 kW rompe la tendencia porque realmente se dimensiona con un ORC

Diseño y dimensionado de instalaciones de biomasa para la generación de hidrógeno verde por electrólisis del agua comercial de 200 kW, lo que genera un sobredimensionamiento y penaliza su eficiencia relativa. Ahora bien, aunque la modularidad técnica se valida, el crecimiento en el consumo de biomasa es considerable y termina impactando el OPEX. Este punto no es menor, porque la logística de acopio y transporte de combustible en zonas rurales puede convertirse en un cuello de botella. Por lo tanto, es un peligro que debe ser mapeado explícitamente por quien pretenda llevar el proyecto a ejecución, ya que de no contemplarse desde el inicio puede comprometer la viabilidad operativa de la planta.

11.2. Resultados económicos

Desde el punto de vista económico, los resultados muestran diferencias claras entre las tres escalas. El skid de 100 kW no es viable en ningún escenario, ya que para que el VPN se haga positivo, el precio de venta del hidrógeno tendría que superar los 55 USD/kg, lo cual es completamente inviable en el mercado actual. En el caso del skid de 500 kW, el punto de equilibrio aparece a partir de aproximadamente 20 USD/kg. Con esos valores de corte se obtiene una TIR de aproximadamente 22,7 % y un ROI cercano a 1,57, lo que en teoría lo hace atractivo para un inversor si el mercado pagara ese precio. El skid de 1000 kW es el que ofrece mejores indicadores: se hace viable desde los 17,5 USD/kg, mostrando una TIR de aproximadamente 12,6 % y un ROI cercano a 2,23.

Sin embargo, al contrastar estos valores con el mercado europeo la conclusión es inmediata: actualmente el hidrógeno verde en Europa se produce entre 5 y 8 USD/kg, con casos globales que alcanzan 12 USD/kg (Energiesmedia, 2025). Para 2030, la Agencia Internacional de Energía proyecta que los costos caerán a un rango de 2–9 USD/kg (Global Hydrogen Review 2024, 2024), y otros estudios sitúan el promedio esperado de la UE en 5,6 USD/kg (Navarrete, 2024), con estimaciones actuales de 3–7 €/kg, es decir, 3,3–7,8 USD/kg (Montel Energy, 2025). Frente a estos valores, los precios de equilibrio obtenidos en este trabajo ($\geq 17,5$ USD/kg en el mejor de los casos) están varias veces por encima del mercado real.

Esto significa que, aunque los indicadores financieros (VPN, TIR y ROI) muestran tendencias positivas en escalas medias e industriales, dichos resultados carecen de sentido práctico si se miden contra la referencia internacional. En síntesis, el diseño modular es técnicamente válido, pero económicamente ninguno de los tres escenarios es competitivo con los precios actuales ni con los que se esperan en Europa hacia 2030.

11.3.Aspectos relevantes

Dentro de los resultados es importante remarcar que la integración modular de biomasa con un ciclo Rankine orgánico acoplado a electrolizadores valida el concepto de que se puede producir hidrógeno en condiciones rurales con un mismo esquema de diseño. También se resalta la propuesta de almacenamiento en hidruros metálicos a baja presión (30 barg), que evita la necesidad de compresión adicional y mejora la seguridad debido a que no se requiere almacenar a altas presiones. Sin embargo, exige el uso de un chiller de agua para enfriar los racks debido a que la adsorción que garantiza el almacenamiento es una reacción exotérmica. Adicionalmente, la escalabilidad técnica queda demostrada, ya que el mismo diseño puede replicarse en diferentes regiones adaptando la capacidad a la biomasa disponible. Esto último confirma que el modelo es flexible, pero no elimina el hecho de que los costos de equilibrio son altos: el skid de 100 kW no es viable pues requiere precios de hidrógeno por encima de 55 USD/kg, el de 500 kW recién se hace atractivo a partir de los 20 USD/kg con una TIR desde hasta 22,7% y ROI en torno a 1,6, y el de 1000 kW muestra viabilidad a partir de los 17,5 USD/kg con TIR a partir de 12,6 % y ROI cercano a 2,2. Sin embargo, todos estos valores están muy por encima del mercado europeo, donde hoy el hidrógeno verde se produce entre 5 y 8 USD/kg y se proyecta que para 2030 caiga a un rango de 2 a 9 USD/kg, con un promedio esperado de 5,6 USD/kg. Esto deja claro que, aunque el diseño es replicable y técnicamente válido, desde lo económico ninguna de las tres escalas es competitiva frente a los precios internacionales actuales ni frente a los que se esperan en la próxima década.

Aunque los precios de equilibrio calculados en este trabajo están muy por encima de lo que hoy cuesta el hidrógeno verde en Europa, no se puede dejar por fuera que los incentivos gubernamentales pueden cambiar el panorama. Subsidios, créditos blandos o exenciones tributarias reducirían el CAPEX y el OPEX, y con ello los periodos de retorno. También es clave entender que el hidrógeno no se limita a su venta directa, pues puede usarse en procesos de metanación con CO₂ para producir metano verde y, al mismo tiempo, capturar carbono. De igual forma, en escenarios donde hay excedentes de energía renovable (paneles solares o eólica en horas valle), producir hidrógeno verde es una alternativa válida de almacenamiento a las baterías; esto evita perder electricidad o sobrecargar el sistema eléctrico ante un valle en la demanda, y, además, aporta respaldo al sistema. Incluso se podría explorar la factibilidad

Diseño y dimensionado de instalaciones de biomasa para la generación de hidrógeno verde por electrólisis del agua técnica y económica de producir fertilizantes a partir del hidrógeno, los cuales servirían para el crecimiento de los cultivos que generan la biomasa, cerrando así el ciclo completo entre producción agrícola y aprovechamiento energético. En este sentido, aunque las tres escalas aquí evaluadas no son competitivas frente a los precios de mercado, su implementación puede tener sentido dentro de una estrategia de transición energética si se combina con incentivos estatales, valorización del CO₂ y aprovechamiento de excedentes renovables.

11.4.Limitaciones

El presente estudio tiene limitaciones claras. El CAPEX es oneroso en todas las escalas, sobre todo por el electrolizador que llega a ser casi la mitad de la inversión. Los supuestos de eficiencia ($\eta_{HX} = 85 \%$, $\eta_{caldera} = 80 \%$ y $COP_{chiller} = 2$) son sensibles y una variación pequeña modifica sustancialmente la producción neta de hidrógeno impactando severamente sobre los ingresos del proyecto. Adicionalmente, la rentabilidad depende de un precio de venta que en Colombia todavía no existe en el mercado, lo que introduce un nivel adicional de incertidumbre al inversor del proyecto. Y en el caso de los skids de 500 y 1000 kW, la logística de biomasa es un factor crítico, toda vez que implica transportar cantidades entre las 25 y las 45 toneladas diarias en zonas rurales, algo que debido a limitaciones estructurales (vías, flotas de camiones, etc.) es difícil de garantizar y puede comprometer la operación.

12. Conclusiones

En este TFM se diseñaron y dimensionaron instalaciones modulares de biomasa para la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis en tres escalas: 100, 500 y 1000 kW. El objetivo general de proponer un esquema híbrido que aproveche residuos agroindustriales quedó cumplido desde el punto de vista técnico, ya que los balances de materia y energía muestran que sí es posible integrar un ciclo Rankine orgánico con electrólisis y almacenamiento de hidrógeno en condiciones rurales.

Sin embargo, al contrastar los resultados económicos con los precios internacionales, aparecen inconsistencias frente al objetivo específico de evaluar la rentabilidad. El skid de 100 kW no es viable en ningún escenario, ya que requiere precios superiores a 50 USD/kg para que el VPN sea positivo. El de 500 kW alcanza rentabilidad con precios a partir de los 20 USD/kg, con una TIR desde 22,7% y ROI desde 1,57. El de 1000 kW mejora el panorama, mostrando viabilidad a partir de 17,5 USD/kg, con TIR desde al 12,6 % y ROI en torno a 2,23. Estos valores siguen estando muy por encima de los precios actuales del mercado europeo, donde el hidrógeno verde se produce entre 5 y 8 USD/kg y se proyecta que caiga a un rango de 2–9 USD/kg hacia 2030.

Esto significa que, aunque los cálculos financieros muestran VPN, TIR y ROI atractivos bajo ciertos supuestos, en la práctica ninguna de las escalas es competitiva frente al mercado real. Por tanto, el objetivo económico solo se cumple bajo condiciones que hoy no representan el comportamiento del mercado.

Este TFM puede servir como procedimiento para que otros municipios o empresas utilicen sus residuos industriales o restos vegetales como biomasa. En este trabajo se utilizó la biomasa para generar hidrógeno verde como moneda energética, es decir, una forma de almacenar energía. Una línea de trabajo a seguir es darle uso a ese hidrógeno en productos de valor agregado: fertilizantes verdes, amoníaco, metano renovable, combustibles sintéticos, etc. Incluso se podría explorar la factibilidad técnica y económica de producir fertilizantes a partir del hidrógeno, cerrando el ciclo entre la biomasa que se usa como recurso energético y la que se necesita para los cultivos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abdul Samat, N. S., Sean Goh, P., Jye Lau, W., Guo, Q., Ismail, A., & Chun Wong, K. (2025). Greenhydrogenrevolution:Sustainablehydrogenseparationusing hydrogen-selectivenanocompositemembranetechnology. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.12.222>, 458-484.
- AVEBIOM. (6 de Junio de 2020). AVEBIOM. Obtenido de <https://www.avebiom.org/index.php/biomasanews/avebiom/la-biomasa-para-usos-energeticos-paradigma-de-economia-circular>
- Blasio, N. D. (8 de Julio de 2024). *Harvard Kennedy School Belfer Center For Science and International Affairs*. Recuperado el 19 de Abril de 2025, de <https://www.belfercenter.org/research-analysis/colors-hydrogen>
- Burra, K. G., & Gupta, A. K. (2018). Synergistic effects in steam gasification of combined biomass and plastic waste mixtures. *Applied Energy*, 230-236.
- chinaturbo.net. (s.f.). *chinaturbo.net*. Obtenido de <https://www.chinaturbo.net/gas-turbine-power-plant/gas-turbine-power-plant-equipment/condensing-gas-steam-turbine.html>
- Díaz Prada, N. P. (2023). *Encuentro internacional de educación en ingeniería*. Obtenido de ACOFI: <https://acofipapers.org/index.php/eiei/article/view/2920>
- DTEC. (2025). DTEC. Obtenido de <https://www.chinaturbo.net/gas-turbine-power-plant/gas-turbine-power-plant-equipment/condensing-gas-steam-turbine.html>
- Eco Stan Machineries. (2025). *Eco Stan Machineries*. Obtenido de <https://www.ecostan.com/products/briquetting-machine>
- Enapter. (2025). Obtenido de https://handbook.enapter.com/electrolyser/aem-flex120/downloads/Enapter_Datasheet_AEM-Flex-120_EN.pdf
- Energiesmedia. (2025). Obtenido de <https://energiesmedia.com/hydrogen-energy-in-2025-breaking-down-technical-barriers-and-market-opportunities/>

Escalante Bermúdez, H., Orduz Prada, J., Zapata Lesmes, H. J., Cardona Ruiz, M. C., & Duarte Ortega, M. (2011). *Atlas del Potencial Energético de la Biomasa en Colombia*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

García, R., & González, A. (25 de Agosto de 2024). Muebles fabricados con restos de alcachofa o raspajo de uva: "La simbiosis industrial al servicio del medio ambiente". Murcia, Murcia, España. Obtenido de <https://cadenaser.com/murcia/2024/08/25/muebles-fabricados-con-restos-de-alcachofa-o-raspajo-de-uva-la-simbiosis-industrial-al-servicio-del-medio-ambiente-radio-murcia/>

Global Hydrogen Review 2024. (2024). More projects and more final investment decisions, but setbacks persist. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024/executive-summary>

Gulay, E. D., Colpan, C. O., & Ezan, M. (2025). Techno-economic assessment of green hydrogen production in Izmir: Evaluating electrolyzer technologies, modularization strategies, and renewable energy integration. *Energy Conversion and Management*.

Hygreen Energy. (2025). Obtenido de <https://www.hygreenenergy.com/wp-content/uploads/2024/06/Hygreen-Energy-Brochure.pdf>

HYSTORSYS. (2025). *HYSTORSYS*. Obtenido de <https://www.hystorsys.no/mh-storage/>

Iberdrola. (2023). *Iberdrola*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/puertollano-planta-hidrogeno-verde>

Ishan Said, M., Farhan, M., Rao, A., Hussain, M. S., Salam, H. A., Chen, T., . . . Fanhua, M. (8 de Abril de 2025). Hydrogen production by waste heat recovery of hydrogen-enriched compressed natural gas via steam methane reforming process. *International Journal of Hydrogen Energy*, 374-392.

Jiao, H., Tsigkou, K., Elsamahy, T., Pispas, K., Sun, J., Manthos, G., . . . Ali, S. S. (2024). Recent advances in sustainable hydrogen production from microalgae: *Ecotoxicology and Environmental Safety*.

Kim, D., Oh, S., Kim, Y., & Park, J. (2025). Sustainable hydrogen production via carbon black: Direct carbon fuel cell. *Chemical Engineering Journal*.

- Kodgire, P. (2025). Hydrogen- imminent clean and green energy: Hydrogen production technologies life cycle assessment review. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2024.11.019>, <https://doi.org/10.1016/j.psep.2024.11.019>.
- Kuwabara, H., Nishimura, M., Matsukuma, M., & Matsui, T. (2010). Micro Steam Energy Generator. *KOBELCO TECHNOLOGY REVIEW*.
- Manthos, G., Zagklis, D. P., Zafiri, C., & Kornaros, M. (2024). Techno-Economic Assessment of Anaerobic Digestion for Olive Oil Industry Effluents in Greece. *Sustainability*.
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia*.
- Montel Energy. (2025). Obtenido de <https://montel.energy/resources/blog/hydrogen-production-cost-trends-2025>
- Nalley, S., & LaRose, A. (6 de Octubre de 2021). *U.S. Energy Information Administration*. Obtenido de U.S. Energy Information Administration: https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2021_releasepresentation.pdf
- Navarrete, A. (2024). The price of green hydrogen: How and why we estimate future production costs. *theicct.org*.
- Navas Gómez, C. I. (2022). Evaluación de la producción de hidrógeno verde mediante el proceso de electrólisis del agua usando módulos fotovoltaicos y colectores solares térmicos. Colombia.
- Obiora, N. K., Ujah, C. O., Asadu, C. O., Kolawole, F. O., & Ekwueme, B. N. (2024). Production of hydrogen energy from biomass: Prospects and challenges. *Green Technologies and Sustainability*.
- Pérez Rodríguez, C. P., Ríos, L. A., Duarte González, C. S., Montaña, A., & García Marroquín, C. (2022). Harnessing Residual Biomass as a Renewable Energy Source in Colombia: A Potential Gasification Scenario. *Sustainability*.
- Ritchie, H. (1 de Diciembre de 2021). *Our World in Data*. Obtenido de <https://ourworldindata.org/global-energy-200-years>

- Ritchie, H. (2024 de Septiembre de 2024). *Sustainability by numbers*. Obtenido de Sustainability by numbers: <https://www.sustainabilitybynumbers.com/p/how-much-energy-does-desalinisation>
- Sagastume Gutiérrez, A., Cabello Eras, J. J., Hens, L., & Vandecasteele, C. (2020). The energy potential of agriculture, agroindustrial, livestock, and slaughterhouse biomass wastes through direct combustion and anaerobic digestion. The case of Colombia. *Journal of Cleaner Production*.
- Siemens Energy. (14 de Noviembre de 2022). *Siemens Energy*. Obtenido de <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/stories/haru-oni.html>
- Trivella, A. (2025). Optimizing electrolyzer investments for green hydrogen production under market and technology uncertainties. *Renewable Energy*.
- Universidad Nacional de Colombia. (2024). *Grupo NEXOS* . Obtenido de <https://nexoscolombia.com/wp-content/uploads/2025/05/Metodologia-para-el-calculo-del-potencial-energetico-de-la-biomasa-residual-departamental.pdf>
- Wijayasekera, C., Hewage, K. N., Siddiqui, O., Hettiaratchi, J. P., & Sadiq, R. (2021). Waste-to-hydrogen technologies: A critical review of techno-economic and socio-environmental sustainability. *International Journal of Hydrogen Energy*.
- Zavala, V., Barbosa Pereira, I., Da Silva Vieira, R., Da Silva Aires, F. I., Nascimento Dari, D., Da Silva Félix, J. H., . . . Sousa Dos Santos, J. C. (2025). Challenges and innovations in green hydrogen storage technologies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 322-339.
- Zecevic, N., & Bolf, N. (2020). Integrated Method of Monitoring and Optimization. *Department of Measurements and Process Control, Faculty of Chemical Engineering and Technology*.
- ZUCCATO ENERGIA. (2025). *ZUCCATO ENERGIA*. Obtenido de ZUCCATO ENERGIA: <https://zuccatoenergia.it/en/orc-module-ulh-series-It/>