



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**ESTACIÓN DE RECARGA PARA VEHÍCULOS
PROPULSADOS POR HIDRÓGENO: DISEÑO,
IMPLANTACIÓN Y EXPLOTACIÓN.**

Autor

Ander Visser Varga

Dirigido por

Emilio Manuel Domínguez Adán

Madrid

Julio 2025

Ander Visser Varga, declara bajo su responsabilidad, que el Proyecto con título **ESTACIÓN DE RECARGA PARA VEHÍCULOS PROPULSADOS POR HIDRÓGENO: DISEÑO, IMPLANTACIÓN Y EXPLOTACIÓN** presentado en la ETS de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2024/25 es de su autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Ander Visser Varga Fecha: 10 / 07 / 2025

Autoriza la entrega:

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Emilio Manuel Domínguez Adán

DOMINGUEZ ADAN
EMILIO MANUEL -
02620715A

Firmado digitalmente por
DOMINGUEZ ADAN EMILIO
MANUEL - 02620715A
Fecha: 2025.07.15 18:08:00
+02'00'

Fdo.: Fecha: / /



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**ESTACIÓN DE RECARGA PARA VEHÍCULOS
PROPULSADOS POR HIDRÓGENO: DISEÑO,
IMPLANTACIÓN Y EXPLOTACIÓN.**

Autor

Ander Visser Varga

Director

Emilio Manuel Domínguez Adán

Madrid

Julio 2025

ESTACIÓN DE RECARGA PARA VEHÍCULOS PROPULSADOS POR HIDRÓGENO: DISEÑO, IMPLANTACIÓN Y EXPLOTACIÓN

Autor: Visser Varga, Ander.

Director: Domínguez Adán, Emilio Manuel.

Coordinador: Linares Hurtado, José Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto consiste en el diseño, la implantación y la explotación de una estación de recarga de hidrógeno en la ciudad de Tres Cantos.

La metodología integra tres enfoques principales: análisis de las distintas tecnologías, modelado electroquímico del sistema electrolizador mediante herramientas de simulación avanzadas y diseño y simulación del sistema fotovoltaico autónomo utilizando PVSyst.

Por último, se realizó un estudio económico con la finalidad de evaluar la viabilidad del proyecto a lo largo de su vida útil. Se empleó para ello la inversión inicial, costes operativos y de mantenimiento de la estación. A partir de este análisis, se determina la viabilidad del proyecto y el estado actual de la tecnología, con el objetivo de establecer una visión financiera completa.

Palabras Clave: Energía renovable, descarbonización, hidrógeno verde, electrolizador, energía solar.

1. Introducción

La movilidad urbana junto con el transporte se encuentran ante un desafío existencial de reducción de emisiones de efecto invernadero al mismo tiempo que garantizar alta eficiencia operativa de sus flotas. En este contexto, emerge como una solución interesante, de presente y futuro, los autobuses propulsados por pila de hidrógeno. Según la Agencia Europea de Medioambiente, el 27 % de las emisiones de CO_2 provienen de óxidos de nitrógeno NO_x , hidrocarburos HC o

monóxidos de carbono CO derivados del transporte terrestre.

Por ello, el proyecto surge con la determinación de dar respuesta a la dependencia en materia de transporte de los combustibles fósiles, analizando la viabilidad del uso del hidrógeno como vector energético.

El principal objetivo es determinar si los proyectos de generación de hidrógeno compatibles con la generación de energía renovable a gran escala son viables, así como especificar sus limitaciones tecnológicas, describir los componentes principales y realizar un exhaustivo análisis económico.

2. Definición del Proyecto

El proyecto plantea el diseño, la implantación y explotación de una estación de recarga para vehículos pesados localizada en la ciudad de Tres Cantos, enmarcado en su compromiso con la descarbonización en el sector de movilidad urbana de personas y transición energética.

Resulta interesante esta localidad para el presente proyecto por la existente inversión en diversos proyectos de movilidad sostenible, así como la alta radiación solar de la que se dispone, en torno a 2800 horas de sol anuales.

La instalación cuenta con dos sectores diferenciados: el terreno respectivo a la planta solar y la propia estación de generación y recarga. Se ha dimensionado con el objetivo de abastecer a una línea de autobuses compuesta por dos unidades del Solaris Urbino 12, que cuenta con autonomía de 450 km.

Con ello se busca descarbonizar una de las líneas urbanas. Para completar dicho objetivo, se generarán 72 kg de H_2 diarios mediante electrolizadores alimentados con energía eléctrica producida por los paneles solares, evitando así la dependencia de combustibles fósiles y alineando el proyecto con el Pacto Verde Europeo.

3. Descripción del Modelo y Herramientas

El proyecto cuenta con tres bloques principales de simulación, diseño y cálculo para la definición integral del sistema.

En primera instancia, el electrolizador está basado en un modelo electroquímico implementado en la herramienta de Matlab, que se fundamenta en investigaciones científicas. Con ello se busca resolver los balances de masa, carga y energía, así como la determinación de las pérdidas principales del sistema. En el modelo se emplea un electrolizador PEM de 54 kW que opera con 100 stacks a 1.8 V por celda, alcanzando una densidad de corriente de 3 A/cm^2 y una temperatura operativa de 80 °C.

En segundo lugar, el diseño, dimensionamiento y simulación del sistema energético se realizó con PVSyst, un software ampliamente utilizado en el sector de las energías renovables. Se diseñó un sistema desconectado de la red, y comprende cerca de 2000 módulos fotovoltaicos para un total de 1344 kW_p de potencia nominal, con sistema de almacenamiento de 900 baterías AGM de 60 V y 90000 Ah de capacidad total.

En tercer lugar, el análisis económico se desarrolló por medio de la herramienta Excel, considerando un CAPEX de 4.584.116 € y OPEX de 345.823 €, con cálculo del VAN a 25 años utilizando un WACC del 9.1 %.

4. Resultados

Los resultados demuestran la viabilidad técnica integral del sistema con una producción anual de 2292.3 MWh de energía solar, de los cuales 1515.5 MWh constituyen energía útil tras el sistema de baterías. A partir de esta energía se alcanza a producir 72 kg de H_2 con pureza superior al 99.999 %.

Desde el punto de vista económico, el proyecto se considera viable tal y como muestran los indicadores principales. El VAN se encuentra en valores positivos de 166.221 € y una TIR del 9.5 % que supera ligeramente el WACC del 9.1 %, aunque con márgenes ajustados que hacen el proyecto sensible a variaciones en costes o ingresos. El período de recuperación se sitúa en torno a 11 años, representando el ecuador de la vida útil del proyecto de 25 años. A pesar de ello, cuenta con desafíos de competitividad, acentuados por el elevado LCOH de 305.87 €/kg.

Con ello, el proyecto resulta técnicamente viable y beneficioso para el medio

ambiente, y con mejoras y desarrollo en varios aspectos, junto con la reducción de costes tecnológicos, puede alcanzar competitividad en el mercado de hidrógeno verde a gran escala.

HYDROGEN-POWERED VEHICLE REFUELING STATION: DESIGN, IMPLEMENTATION AND OPERATION

Author: Visser Varga, Ander.

Director: Domínguez Adán, Emilio Manuel.

Coordinator: Linares Hurtado, José Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Comillas Pontifical University.

ABSTRACT

This project consists of the design, implementation, and operation of a hydrogen refueling station in the city of Tres Cantos.

The methodology integrates three main approaches: analysis of different technologies, electrochemical modeling of the electrolyzer system using advanced simulation tools, and the design and simulation of a standalone photovoltaic system using PVSyst.

Finally, an economic study was conducted to assess the project's feasibility over its lifetime. This included the initial investment, as well as the operational and maintenance costs of the station. Based on this analysis, the project's feasibility and the current state of the technology are determined, with the aim of establishing a comprehensive financial outlook.

Keywords: Renewable energy, decarbonization, green hydrogen, electrolyzer, solar energy.

1. Introduction

Urban mobility and transportation face an existential challenge: reducing greenhouse gas emissions while maintaining high operational efficiency in their fleets. In this context, hydrogen fuel cell buses emerge as a promising present and future solution. According to the European Environment Agency, 27 % of CO_2 emissions come from nitrogen oxides NO_x , hydrocarbons HC , or carbon monoxide CO derived from land transport.

Therefore, this project arises with the determination to address the dependence on fossil fuels in transportation, analyzing the feasibility of using hydrogen as an energy carrier.

The main objective is to determine whether hydrogen generation projects compatible with large-scale renewable energy production are viable, as well as to specify their technological limitations, describe the main components, and conduct a thorough economic analysis.

2. Project Definition

The project involves the design, implementation, and operation of a refueling station for heavy-duty vehicles located in the city of Tres Cantos, framed within its commitment to decarbonization in the urban mobility sector and the energy transition.

This location is particularly interesting for the present project due to existing investments in various sustainable mobility initiatives, as well as the high solar radiation available, around 2,800 hours of sunlight per year.

The facility is divided into two distinct areas: the land designated for the solar plant and the hydrogen generation and refueling station. It is sized to supply a bus line consisting of two Solaris Urbino 12 units, each with a range of 450 km.

The aim is to decarbonize one of the urban bus lines. To achieve this goal, 72 *kg* of hydrogen will be produced daily using electrolyzers powered by electricity generated from solar panels, thereby avoiding dependence on fossil fuels and aligning the project with the European Green Deal.

3. Model and Tools Description

The project comprises three main blocks for simulation, design, and calculation to fully define the system.

First, the electrolyzer is based on an electrochemical model implemented in Matlab, grounded in scientific research. The aim is to solve the mass, charge, and energy balances and determine the main system losses. The model uses a 54 *kW*

PEM electrolyzer operating with 100 stacks at 1.8 V per cell, reaching a current density of 3 A/cm² and an operating temperature of 80 °C.

Second, the design, sizing, and simulation of the energy system were carried out using PVSyst, a widely used software in the renewable energy sector. A standalone system was designed, comprising around 2,000 photovoltaic modules for a total nominal power of 1344 kW_p, with a storage system of 900 AGM batteries at 60 V and a total capacity of 90,000 Ah.

Finally, the economic analysis was conducted using Excel, considering a CAPEX of 4,584,116 € and an OPEX of 345,823 €, calculating the NPV over 25 years using a WACC of 9.1 %.

4. Results

The results demonstrate the technical feasibility of the system, with an annual solar energy production of 2292.3 MWh, of which 1515.5 MWh is usable after the battery system. From this energy, it is possible to produce 72 kg of hydrogen with a purity exceeding 99.999 %.

From an economic perspective, the project is considered viable, as shown by the main indicators. The NPV is positive at 166,221 € and the IRR stands at 9.5 %, slightly exceeding the 9.1 % WACC, although with tight margins that make the project sensitive to variations in costs or revenues. The payback period is around 11 years, representing the midpoint of the project's 25-year lifespan.

Despite this, it faces competitiveness challenges, accentuated by the high LCOH of 305.87 €/kg.

In conclusion, the project is technically feasible and environmentally beneficial, and with improvements and further development in several areas—along with reductions in technology costs—it could become competitive in the large-scale green hydrogen market.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Motivación Del Proyecto	1
1.2. Objetivos del Proyecto	2
1.3. Contexto del Proyecto	2
2. Estado del Arte	5
2.1. Contexto Energético Actual	5
2.2. Hidrógeno	6
2.3. Taxonomía del hidrógeno	8
2.3.1. Hidrógeno Marrón	9
2.3.2. Hidrógeno Gris	10
2.3.3. Hidrógeno Azul	11
2.3.4. Hidrógeno Turquesa	12
2.3.5. Introducción Hidrógeno Verde	13
2.4. Casos de Uso del Hidrógeno	14
2.4.1. Aplicaciones industriales	15
2.4.2. Aplicaciones como combustible	16
2.4.3. Aplicaciones para el transporte. Casos reales	18
2.5. Transporte y almacenamiento de hidrógeno	21
2.5.1. Hidrógeno Comprimido	22
2.5.2. Hidrógeno Licuado	24
2.5.3. Amoníaco	25

2.5.4.	Metanol ($MeOH$)	27
2.5.5.	Líquidos Orgánicos Portadores de Hidrógeno ($LOHC$)	28
2.5.6.	Coste Vs Distancia	29
3.	Electrolizadores y modelo	32
3.1.	Introducción electrolizadores	32
3.2.	Electrolizadores	33
3.3.	Introducción al Modelo	40
3.4.	Modelado del Ánodo	40
3.5.	Modelado de la Cámara del Cátodo	42
3.6.	Modelado de la Membrana	43
3.6.1.	Difusión	43
3.6.2.	Arrastre electro-osmótico	45
3.6.3.	Transporte por Presión Hidráulica	45
3.7.	Modelado del voltaje	46
3.7.1.	Voltaje de circuito abierto (Open Circuit Voltage)	46
3.7.2.	Sobrepotenciales de activación	46
3.7.3.	Sobrepotencial Óhmico	47
3.7.4.	Sobrepotencial de Concentración	48
3.8.	Cálculo de eficiencia	48
3.9.	Análisis Resultados	49
3.9.1.	Voltaje	49
3.9.2.	Corriente	51
3.9.3.	Temperatura	53
3.9.4.	Rendimiento	54
4.	Suministro De Energía	55
4.1.	Demanda Energética del Electrolizador	55
4.2.	Energía solar como fuente de alimentación	58
4.2.1.	Estudio de Diseño de Generación Fotovoltaica	59

5. Componentes Estación de Recarga	69
5.1. Introducción Componentes	69
5.2. Compresor	70
5.3. Estructura del Almacenamiento	71
5.4. Planta de Tratamiento de Agua	73
5.4.1. Pretratamiento	74
5.4.2. Ósmosis Inversa	75
5.4.3. Electroionización	75
5.4.4. Torre De Almacenamiento	75
5.5. Dispensador de Hidrógeno	76
5.6. Sistemas de Control y Sistema Eléctrico	77
6. Presupuesto y Estudio Económico	78
6.1. Coste Equipos	78
6.2. Costes de Construcción e Instalación	82
6.3. Costes de Operativos	84
6.4. Ingresos	85
6.5. Análisis de la Rentabilidad	85
6.6. LCOH: Levelized Cost Of Hydrogen	87
7. Conclusiones	89
Anexos	92
A. Reporte PVSyst	92
B. Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	103
Bibliografía	105

Índice de figuras

1.1. Tres Cantos. Google Maps	3
2.1. Taxonomía Hidrógeno.	7
2.2. Hidrógeno marrón.[27]	9
2.3. Hidrógeno azul.	12
2.4. Hidrógeno turquesa	13
2.5. Ciclo Hidrógeno Verde	14
2.6. RL10 [36]	16
2.7. Volumen ocupado por diferentes combustibles.[10]	18
2.8. Distintas configuraciones FCB. [2]	20
2.9. Proyecto 3 Emotion.[1]	21
2.10. Cadena de entrega de hidrógeno. [40]	22
2.11. Caso A entrega de hidrógeno.[40]	29
2.12. Costes de Entrega Vs Distancia (Coste Bajo Electricidad).[40] . .	30
2.13. Costes de Entrega Vs Distancia(Coste Alto Electricidad).[40] . .	31
3.1. Sistema básico de la electrólisis del agua.[56]	33
3.2. Tipos de Electrolizador. University Of Twente Hydrogen Course .	34
3.3. Proton Exchange Membrane Water Electrolyser (PEMWE).[9] . .	35
3.4. Esquema de los componentes de un AEMWE. [19]	37
3.5. Transitorio De Arranque. Matlab	50
3.6. Tensión del electrolizador. Matlab	50
3.7. Corriente electrolizador. Matlab	51

3.8. Densidad De Corriente	52
3.9. Temperatura del Electrolizador. Matlab	53
3.10. Transitorio Temperatura. Matlab	53
4.1. Suministro de energía. Modo "Solar Profile". Elaboración Matlab	56
4.2. Producción hidrógeno perfil solar.	57
4.3. Suministro de energía. Modo Step	58
4.4. Producción hidrógeno. Suministro modelo Step.	58
4.5. Absorción solar en panel fotovoltaico. University Of Twente. . . .	59
4.6. Stand-alone FV. PVsyst	60
4.7. Radiación Mensual.[20]	60
4.8. IAM. [45]	63
4.9. Performance Ratio PR. PVSyst	64
4.10. Diagrama de pérdidas. PVSyst	67
5.1. PDC Compresor.[29]	70
5.2. Tanque almacenamiento tipo 4.[43]	72
5.3. Agua bombeada cada 24 horas al electrolizador.	74
5.4. Dispensador de Hidrógeno IC50/30-S.[13]	76
6.1. Coste almacenamiento tanque Type IV. [54]	82
B.1. ODS 7.[52]	104
B.2. ODS9. [52]	104
B.3. ODS11. [52]	105
B.4. ODS13. [52]	105

Índice de cuadros

2.1. Comparación de tecnologías de compresión de hidrógeno.[40] . . .	23
2.2. Estimación de coste en plantas con diversas capacidades.[40] . . .	26
3.1. Comparación de distintos tipos de electrolizadores: parámetros actuales (2022), objetivos para 2050 y áreas de enfoque en I+D. [9]	39
3.2. Parametros para ecuación Antoine con T [°C] and p_{sat} [mm Hg]. .	42
4.1. Generación y pérdidas del sistema. PVsyst	64
4.2. Estado de las Baterías. PVsyst	65
4.3. Balances y Resultados	65
6.1. Desglose costes del sistema.	79
6.2. Proyección de resultados financieros (años seleccionados)	86

Capítulo 1

Introducción

El transporte y la movilidad urbana afrontan actualmente un desafío existencial: reducir las emisiones de efecto invernadero al mismo tiempo que garantizan la eficiencia operativa en sus flotas. En este contexto, los autobuses propulsados por pila de hidrógeno emergen como una posible solución de presente y futuro. Su viabilidad y desarrollo dependen en gran medida de la infraestructura de producción de hidrógeno in situ.

El transporte por tierra contribuye significativamente a la polución del aire a partir de las emisiones de óxidos de nitrógeno NO_x , hidrocarburos HC o monóxidos de carbono CO . Por poner en contexto, según la EEA (European Environmental Agency) el transporte representa el 27 % del total de las emisiones de CO_2 de la Unión Europea.

1.1. Motivación Del Proyecto

El presente proyecto tiene como motivación detallar una alternativa a la creciente preocupación por la dependencia de combustibles fósiles en materia de transporte. Se pretende analizar la viabilidad de un proyecto en el que se emplea el hidrógeno como vector energético, relatando sus ventajas y la compatibilidad con la energía renovable.

A lo largo del trabajo se procura dar respuesta a la pregunta de si los proyec-

tos de electrolizadores a gran escala para su implantación en hidrogeneras en el ámbito del transporte urbano son viables, especificando las limitaciones de las tecnologías actuales, las infraestructuras energéticas necesarias y la viabilidad económica. Con ello, se propone un proyecto que sea partícipe de la búsqueda de la descarbonización y se alinee con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

1.2. Objetivos del Proyecto

En el contexto de la mitigación de las emisiones de efecto invernadero causantes del conocido como cambio climático, el desarrollo de energías limpias y transporte sostenible, el presente proyecto plantea los objetivos resumidos en: modelado de un electrolizador PEM eficiente a partir de diferentes simulaciones en software de Simulink. Debido a la complejidad y la diversidad de modelos para la simulación, se abordará de la manera más actualizada.

El segundo de los objetivos del proyecto está relacionado con la implantación del mismo en una estación de recarga para autobuses en un medio urbano, analizando los diversos elementos que componen la misma, desde el compresor al dispensador, pasando por los tanques de almacenamiento o el enfriador.

Por último, se plantea la obtención de la energía necesaria para la explotación. Esto último está relacionado con la motivación principal del proyecto, y es el uso de fuentes de energía renovable. Para poder catalogar el hidrógeno como verde, la energía empleada debe ser sostenible.

1.3. Contexto del Proyecto

El proyecto de la estación de recarga para vehículos pesados se ubica en Tres Cantos, ciudad ubicada en el norte de Madrid. Surge como un compromiso con la transición energética y la descarbonización en el sector de la movilidad de personas. La elección de esta ciudad norteña dentro de la Comunidad de Madrid se basa en su compromiso con la movilidad sostenible y la descarbonización en

dicho sector. Actualmente, Tres Cantos es una ciudad más limpia gracias a la inversión de la Comunidad de Madrid en autobuses eléctricos.[31] Asimismo, desde la consejería de Transportes e Infraestructuras, se ha firmado el protocolo CRTM (Consorcio Regional de Transportes), en el que se considera el hidrógeno como una de las soluciones punteras para la movilidad. La localización de la ciudad es interesante para la implantación de una planta solar debido a la alta radiación, así como a las aproximadas 2800 horas de sol anuales. Esta será proyectada en el terreno disponible en la conocida como Tercera fase del municipio. La planta contará con dos sectores diferenciados. Por un lado, el terreno respectivo a la planta solar, que contará con aproximadamente 6000 m^2 , y la propia estación de recarga para autobuses de aproximadamente 1200 m^2 .

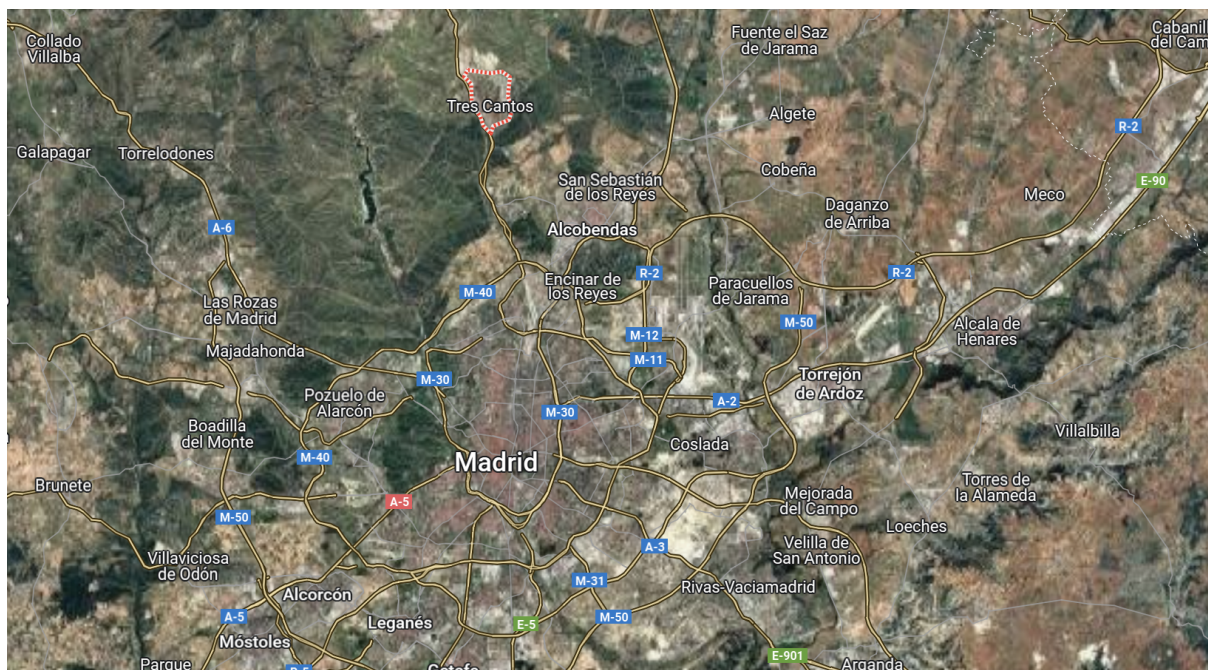


Figura 1.1: Tres Cantos. Google Maps

Se ha optado por el uso de hidrógeno verde por su capacidad de descarbonizar sectores difíciles de electrificar directamente, como es el caso de la movilidad. La

producción diaria de hidrógeno está proyectada para abastecer un mínimo de dos autobuses de pila de combustible de hidrógeno Urbino 12 del fabricante Solaris, con una autonomía de 450 km. Esta sustitución de autobuses diésel por autobuses de pila de hidrógeno supone eliminar emisiones locales de NO_x , partículas y CO_2 . A ello, se añade que la producción se obtendrá mediante electrolizadores alimentados con energía eléctrica obtenida por paneles solares, lo cual evita la dependencia completa de combustibles fósiles, alineando el proyecto con el Pacto Verde Europeo. Se busca la independencia de la red por medio del uso de baterías, las cuales serán diseñadas para evitar la generación de hidrógeno intermitente y proporcionar energía suficiente para continuar la producción durante 24 horas completas. Con esta idea se pretende continuar el abastecimiento de la flota de autobuses en días en los que no se reciba suficiente irradiancia o se produzcan fallos en el sistema. En adición, los tanques de hidrógeno se sobredimensionarán con la finalidad de ofrecer otro margen de seguridad para evitar desabastecimiento de hidrógeno en la planta y continuar con el servicio al cliente.

Capítulo 2

Estado del Arte

2.1. Contexto Energético Actual

En el contexto de una transición hacia fuentes de energía renovables, la sociedad se encuentra en una encrucijada energética decisiva. Existe gran dependencia histórica de los combustibles fósiles, representando la mayor parte de la energía consumida, dejando por detrás en el mix energético a las energías renovables.

Este panorama energético ha provocado una transición acelerada en los últimos años, con acuerdos internacionales como el Pacto Verde Europeo, donde se establecen compromisos climáticos y objetivos definidos para las próximas décadas.

El análisis del consumo energético europeo revela que el sector del transporte se consolida como el mayor consumidor con un 31 % del total. A este le siguen los hogares con un 27 % y la industria con un 25 %. Cabe añadir que en 2022 el transporte por carretera supuso el 73.6 % de la energía total consumida en el transporte. El perfil energético del transporte europeo desvela una dependencia abrumadora de los motores diésel, donde representa el 65 % del consumo en el transporte por carretera, seguido del 25 % de motores de gasolina. [16]

Esto supone que de toda la composición energética actual, el transporte represente y sea responsable del 25 % de las emisiones de gases de efecto invernadero en el contexto de la Unión Europea. Una de las principales consecuencias de las

emisiones producidas por el transporte es el cambio climático.

Esta transición energética se enmarca en un contexto de alta complejidad, donde desde el estallido de la invasión rusa a Ucrania se ha acelerado el plan REPowerEU, con el que se pretende eliminar la dependencia de combustibles rusos en 2030. Con ello, no solo se pretende plantear la descarbonización como un imperativo climático, sino como una cuestión de seguridad estratégica europea.

Las industrias con mayor potencial y más susceptibles de implementar la descarbonización son aquellas intensivas en energía, como la siderúrgica o cementera, que representan un porcentaje significativo en emisiones. En paralelo, el sector residencial ofrece oportunidades significativas a través de la electrificación y el uso de energías renovables.

Las políticas de descarbonización que conciernen al presente proyecto se articulan en tres ejes principales.

Por un lado, la electrificación del parque móvil, con medidas y reglamentos de cero emisiones para todos los turismos y furgonetas matriculados a partir de 2035.[15]

En segunda instancia, el uso de combustibles alternativos, como los biocarburantes, o alternativas prometedoras como el uso de hidrógeno como vector energético.

Ligado con esto último, se busca dotar a las infraestructuras nacionales de puntos de recarga suficientes, tanto de electrolineras como de hidrogeneras.[14]

2.2. Hidrógeno

El hidrógeno es el elemento químico más ligero de la tabla periódica, y su átomo está formado por un protón y un electrón. La estabilidad del hidrógeno es en forma de molécula diatómica H_2 . El hidrógeno carece de sabor, color y olor en condiciones normales. La presencia de este elemento en la Tierra es de aproximadamente el 75 % de la materia, pero siempre combinado con otros elementos como el agua o el carbono. Es conocido comúnmente como un vector energético

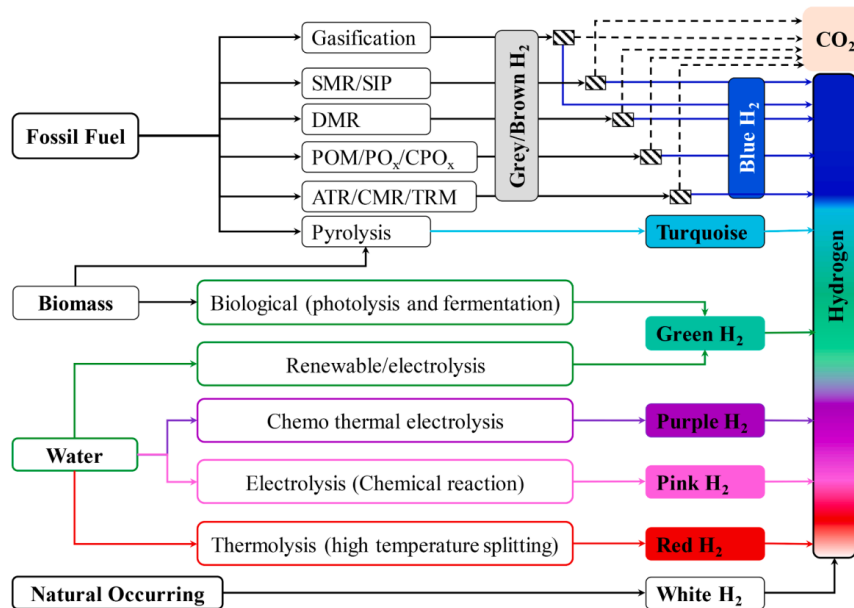


Figura 2.1: Taxonomía Hidrógeno.

y no como un combustible, y es debido a que no puede tomarse directamente de la naturaleza, sino que debe fabricarse previamente.

Existen diversos métodos de obtención del hidrógeno, a partir de distintas materias primas, diversas fuentes de energía y varios procedimientos.

El origen del interés por la energía del hidrógeno data de 1970, debido a las graves crisis del petróleo [39]. No fue hasta los años 80 cuando se desarrollaron las tecnologías relacionadas con el hidrógeno, curiosamente relacionadas con la evolución de armamento militar. [17] El hidrógeno es una fuente de energía limpia, eficiente y sin carbono, que puede emplearse como combustible y materia prima en aplicaciones como la calefacción, la industria o el transporte. A medida que aumenta la presión global por dar una respuesta al cambio climático, la energía del hidrógeno se posiciona como una opción que puede reemplazar la energía fósil convencional.

2.3. Taxonomía del hidrógeno

La selección de la tecnología empleada para la producción de hidrógeno determina la huella de carbono y el coste de la energía. Para su clasificación, se ha decidido otorgarle a cada método de obtención un color. Las formas más oscuras están relacionadas con el hidrógeno obtenido a partir de combustibles fósiles. Los métodos de producción relativamente limpios están catalogados con colores más claros y brillantes.

El hidrógeno verde es el que se ha obtenido por fuentes de energía renovables, ya sea solar, eólica, nuclear, etc. En otras palabras, es hidrógeno producido por electrólisis del agua utilizando fuentes de energía renovables.[17] En los últimos años se ha seccionado la clasificación de los colores relacionados con las fuentes de energía renovables. El hidrógeno amarillo es aquel en el que en la electrólisis se ha empleado energía solar. Por su parte, la energía nuclear para producir hidrógeno se conoce como hidrógeno púrpura o rosa.

El hidrógeno marrón es aquel que ha sido producido a partir de carbón, una fuente de energía que genera y emite grandes cantidades de emisiones. No obstante, se trata de la tecnología con mayor madurez y eficiencia y es destacable por su rentabilidad. En países como China, el coste del kilogramo de H_2 se encuentra entre \$1.25 y \$1.54 [17].

Por otro lado, el H_2 obtenido a partir del reformado del gas natural se denomina hidrógeno gris. Su coste está aproximadamente entre \$1.40 y \$2.10 el kilogramo de hidrógeno.[17] A pesar de ser fuentes de energía maduras y económicamente rentables, no son sostenibles a largo plazo con los objetivos internacionales de descarbonización.

Es por ello por lo que se ha desarrollado en los últimos años el llamado CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage), que reduce en un 90 % la huella de carbono en la producción de energía para obtener hidrógeno[17]. El H_2 obtenido a partir de dicha energía se le denomina hidrógeno azul. Se encuentra en su etapa de desarrollo inicial y su coste esperado es de \$3.60 el kilogramo.

La industria se refiere al hidrógeno producido por pirólisis de metano como hidrógeno turquesa. El proceso resulta en una descomposición térmica del metano en carbón sólido e hidrógeno, sin emisiones de CO_2 .

2.3.1. Hidrógeno Marrón

La conversión del carbón en productos gaseosos es la tecnología principal empleada para la obtención de hidrógeno. El proceso de gasificación se realiza a partir de una combustión con defecto de oxígeno en la que se obtiene CO , CO_2 , H_2 , CH_4 , en diversas proporciones dependiendo de las condiciones en las que se lleva a cabo el proceso y composición de las materias primas.

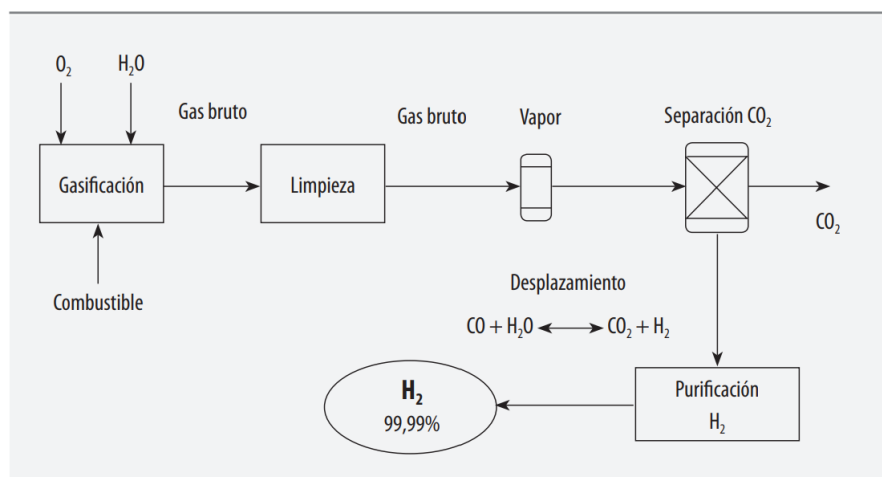
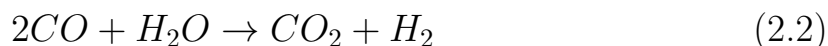


Figura 2.2: Hidrógeno marrón.[27]

La gasificación es un proceso de oxidación parcial del carbón con un agente gasificador a temperaturas de $900^{\circ}C$ - $1000^{\circ}C$ en condiciones de aislamiento de aire, produciendo así un gas de síntesis basado en CO y H_2 en un gasificador a alta temperatura. Una vez terminado el proceso, el gas se somete a un lavado en el que se eliminan compuestos de azufre y cenizas. A continuación, se somete a una reacción de desplazamiento con lo que se obtiene al mezclar de CO_2 y H_2 . Por

último, en el purificador, el hidrógeno alcanza una riqueza del 99.99 %.[27]

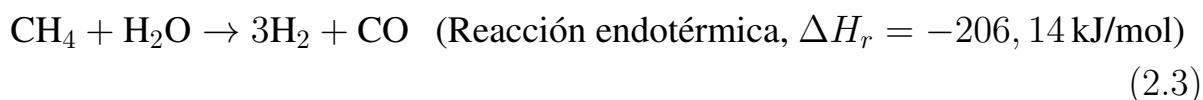


Las principales ventajas relacionadas con el uso de esta tecnología para la obtención del hidrógeno se encuentran en el bajo coste, la gran escala de las plantas y la alta capacidad de producción. Por contra, las emisiones son extremadamente altas. [17].

2.3.2. Hidrógeno Gris

El hidrógeno gris es el obtenido a partir del proceso de reformado con vapor de agua. Se trata del método más extendido para la obtención de H_2 , tal y como verifican las últimas estimaciones, se encuentra en torno al 48 % del total.[49] Se han hecho diversas investigaciones acerca del compuesto óptimo para el método de reformado, siendo este el metano debido a su disponibilidad y facilidad de manejo. El rendimiento del proceso ronda el 80 % [49]

El proceso se lleva a cabo en tres fases. La primera fase consta del reformado del metanol, cuya reacción es endotérmica (2.3). Se produce en tubos por los que circula el metano y el vapor de agua a través de lechos catalizadores a una temperatura de 900 °C. Dicha temperatura se mantiene mediante quemadores.[27]



En la salida del reformador, el gas se dirige a la unidad de desplazamiento de CO, en la que se verifica la reacción exotérmica (2.4).



El gas obtenido de las reacciones (2.3),(2.4) pasa por un condensador que retira los restos de agua y llega a la fase de depuración. En esta fase se obtiene un hidrógeno con una pureza del 99,999 % a partir del sistema separador PSA (Pressure Swing Adsorption). [27]

En la actualidad, el proceso de generación de hidrógeno por SMR (Steam Methane Reforming) tiene un valor de mercado de 2.9\$/kg mientras que su coste de generación, estimado en 2008, fue de 1.28\$/kg. A pesar de ser un método extendido, la viabilidad para generar hidrógeno está limitada por su complejidad y el uso de reacciones en altas temperaturas.

2.3.3. Hidrógeno Azul

El término hidrógeno azul se refiere a aquel que se ha obtenido a partir de combustibles fósiles, una vez se ha capturado y almacenado las emisiones de carbono asociadas con el proceso. No se limita únicamente al gas natural.[3] El CCUS (Carbon capture, Utilisation and Storage), es el proceso de captura y almacenamiento de dióxido de carbono para el largo plazo.

El método principal de almacenamiento se basa en la inyección del CO_2 en las formaciones rocosas del subsuelo. Asimismo, cabe mencionar el uso del dióxido de carbono en campos petrolíferos para mejorar la recuperación del petróleo (EOR) y ECBM (Coal Bed Methane Recovery).

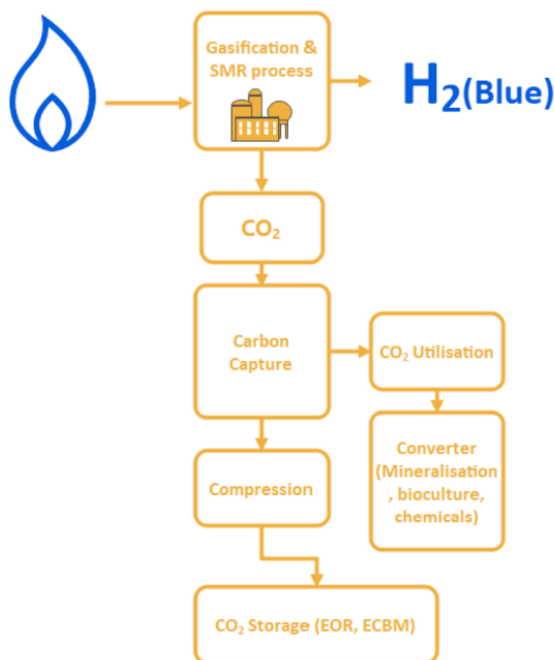


Figura 2.3: Hidrógeno azul.

En los últimos años se han desarrollado tecnologías para la obtención de hidrógeno a partir de combustibles fósiles de gran interés por sus bajas emisiones, baja polución y gran eficiencia. Un ejemplo de ellos es el CLR (Chemical Looping Reforming), que emplea la redox repetida de un portar sólido de iones de oxígeno para reforma hidrógeno a partir de hidrocarburos. Puede aumentar considerablemente el rendimiento general de las CCUS.[4]

2.3.4. Hidrógeno Turquesa

La pirólisis, a diferencia del reformado con vapor, consiste en la conversión de metano en hidrógeno turquesa y carbón sólido, sin la presencia de dióxido de carbono. La descomposición endotérmica se consigue a partir de 1000 °C, debido a que el metano deja de ser termodinámicamente estable. Se puede alcanzar la descomposición mediante plasma, a unos 2000 °C.[37]. No obstante, a partir de catalizadores como el níquel, es posible realizar la descomposición termocatalítica



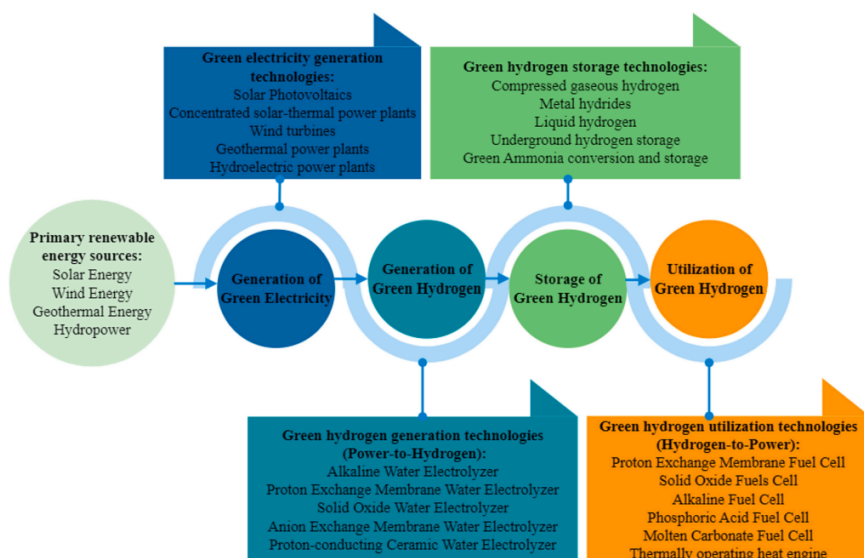


Figura 2.5: Ciclo Hidrógeno Verde

medio de la electrólisis del agua. El único subproducto de la electrólisis es agua, por lo que esta tecnología puede catalogarse como nula en emisiones de carbono. En la actualidad, existen diferentes tecnologías de electrólisis, diferenciadas principalmente por los separadores empleados, el tipo de electrolito o las condiciones de operación de las celdas.

2.4. Casos de Uso del Hidrógeno

El hidrógeno es un elemento versátil con un amplio uso en diversos sectores energéticos e industriales. Existen principalmente dos distinciones. Por un lado, el uso de hidrógeno en procesos industriales maduros y por otro lado, como combustible.

2.4.1. Aplicaciones industriales

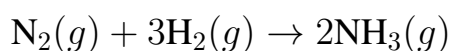
2.4.1.1. Refinerías de petróleo

El principal uso del hidrógeno, con un 33 % (38 Mt H_2 /Año) de la demanda mundial[5], reside en las refinerías de petróleo. En este sector, el hidrógeno se consume en gran parte en dos procesos conocidos como hidrotratamiento e hidrocracking. El hidrotratamiento es un proceso de gran importancia en la industria, debido a la capacidad de tratamiento de crudos más pesados y ácidos para la obtención de productos con especificaciones requeridas.[41] Por su parte, el hidrocracking es un proceso catalítico que convierte fracciones de petróleo pesado en destilados medios de alta calidad y productos ligeros como GLP (gas licuado del petróleo), diésel o Nafta. Todo ello llevado a cabo en una atmósfera rica en hidrógeno con altas temperaturas (250 - 420 °C) y altas presiones (40 - 200 atm). [46]

2.4.1.2. Sector químico

En segundo y tercer lugar, en términos de demanda de hidrógeno, se encuentran la producción de amoníaco y metanol (31 y 12 Mt H_2 /año respectivamente). El metanol es un compuesto químico incoloro, volátil, tóxico e inflamable que se emplea en diversos procesos industriales. Los más comunes son la fabricación de anticongelantes, disolventes, combustibles o la producción de formaldehído que a su vez se emplea para la fabricación de plásticos, resinas y adhesivos.

Por otra parte, el amoníaco es esencial por su versatilidad y propiedades únicas. Para su obtención, es necesaria la mención del proceso de Haber-Bosch, el cual combina nitrógeno del aire con hidrógeno.



La reacción emplea potasio o aluminio como catalizadores, y se desarrolla a temperaturas de 400-500 °C y presión entre 150-300 atmósferas. Se trata de una

reacción exotérmica, por lo que libera energía en forma de calor. El amoniaco se usa principalmente en la fabricación de fertilizantes, vitales para la agricultura moderna. Asimismo, el NH_3 es un refrigerante económico y eficiente.[40].

2.4.1.3. Aplicaciones metalúrgicas

El hidrógeno es empleado en diversos procesos como los tratamientos térmicos, el recocido y la sinterización, ya que posee un alto poder calorífico, alta velocidad de reacción y buena conductividad térmica. [5]

2.4.2. Aplicaciones como combustible

2.4.2.1. Sector aeronáutico y espacial

Las principales aplicaciones del hidrógeno como combustible han sido en la industria espacial. Diversos fabricantes de propulsores en el sector (RL10 USA, LE-5 Japón o HM7B Francia) emplearon el hidrógeno licuado (LH_2) como combustible. [5]

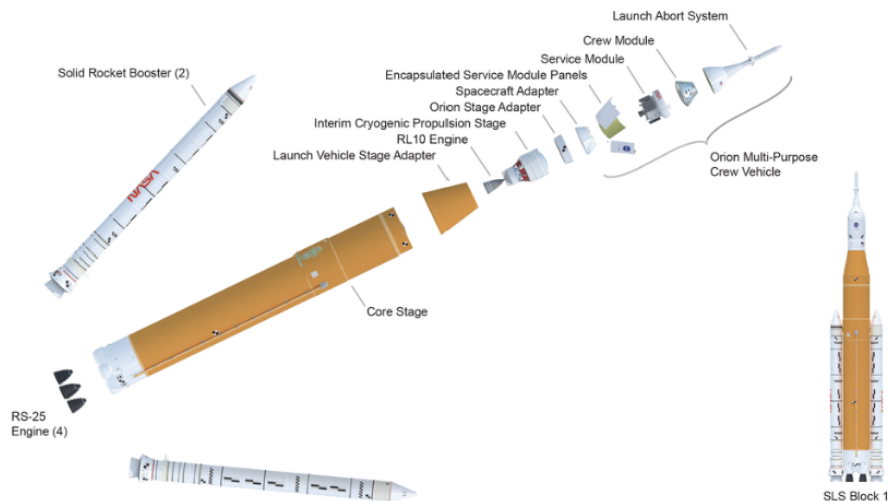


Figura 2.6: RL10 [36]

Cabe resaltar que el hidrógeno es atractivo en el sector aeronáutico por sumi-

nistrar energía de forma limpia, sostenible y asequible sin apenas emisiones, por lo que el impacto en el medio ambiente es bajo. Asimismo, despierta gran interés por su alta energía específica J/kg , que en aviación es considerado como un factor crítico, ya que el peso influye enormemente. No obstante, la transición hacia una aviación propulsada por hidrógeno requiere de una reestructuración de la infraestructura, como sistemas de almacenamiento ligeros, optimización de procesos de combustión o rediseño de motores.

2.4.2.2. Hidrógeno en motores de combustión interna

Diversos fabricantes de motores y centros de investigación han comenzado estudios sobre la viabilidad de motores de combustión interna alimentados con H_2 en su búsqueda de vehículos no contaminantes. En los motores de combustión interna, el hidrógeno tiene características de combustión superiores que lo hacen atractivo.

En primer lugar, tiene una amplia gama de inflamabilidad, por lo que puede ser quemado en un rango de mezclas combustible/aire extenso. Además, posee una baja energía de ignición, lo que permite quemar mezclas pobres. Asimismo, la temperatura de auto-ignición es elevada, por lo que se puede emplear relaciones de compresión mayores que en los motores alimentados por combustibles fósiles. En el interior del cilindro, la elevada difusividad permite la formación de mezclas uniformes.

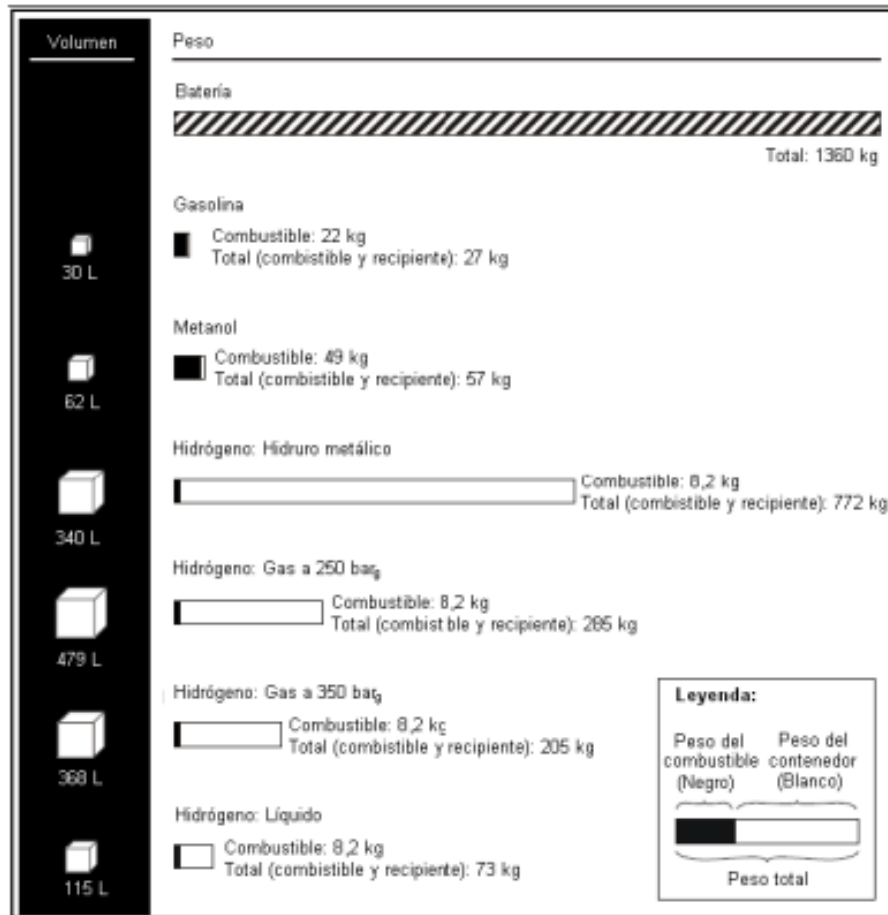


Figura 2.7: Volumen ocupado por diferentes combustibles.[10]

No obstante, la densidad del H_2 provoca la necesidad de un volumen de almacenaje de grandes dimensiones. Relacionado con ello, la densidad de energía del hidrógeno es menor para un volumen dado comparado con ese mismo volumen de otro combustible. Es por ello por lo que se requieren tanques de combustible de mayor tamaño. [10]

2.4.3. Aplicaciones para el transporte. Casos reales

El hidrógeno se ha posicionado como una de las alternativas para la transición energética en el sector del transporte por carretera. En los últimos años, diversos

países lanzaron hojas de ruta y estrategias para el desarrollo del vehículo de celda de combustible. Los países más desarrollados en el sector son los principales productores de automóviles en Asia (Corea, Japón y China), Estados Unidos y la Unión Europea.

Entre ellos, Corea anunció la "Hoja de Ruta de la Economía del Hidrógeno", en el que se desarrolla un ambicioso plan para la construcción de 1200 estaciones de servicio de hidrógeno, HRS (Hydrogen Refuelling Station) por sus siglas en inglés. Asimismo, Japón presentó la Estrategia Básica de Hidrógeno, por la que se quiere concluir la década con 900 HRS. China carece de un plan nacional específico, y contaba en 2021 con 105 HRS, proyectándose para 2030 la construcción de 1000 estaciones. La Unión Europea contaba con 228 a finales de 2021, pero se espera que estos datos sigan aumentando tras el lanzamiento de la Estrategia de Hidrógeno de la UE. [7]

En el ámbito que respecta a este proyecto, destaca el proyecto a gran escala 3Emotion, en el que en varias ciudades europeas se implementaron autobuses de pila de combustible.

2.4.3.1. Autobús De Pila De Combustible (FCB) estado del arte

Los autobuses de pila de combustible son vehículos de transporte público que emplean el hidrógeno como fuente de energía.

El H_2 se almacena a alta presión, normalmente a 350 bar en forma gaseosa dentro de tanques de combustible, típicamente cilíndricos. El sistema de propulsión está formado por una batería, una pila de combustible, un motor eléctrico y un sistema de control de potencia. El funcionamiento básico de la pila de combustible es opuesto al electrolizador que se desarrolla en el presente proyecto. La pila se alimenta de hidrógeno y la energía química se convierte en energía eléctrica, con la que se impulsa el vehículo. Diversas soluciones han sido presentadas por los fabricantes para la propulsión de los autobuses. El suministro de energía puede provenir únicamente de la pila de combustible o en combinación con supercondensadores y baterías. [7]

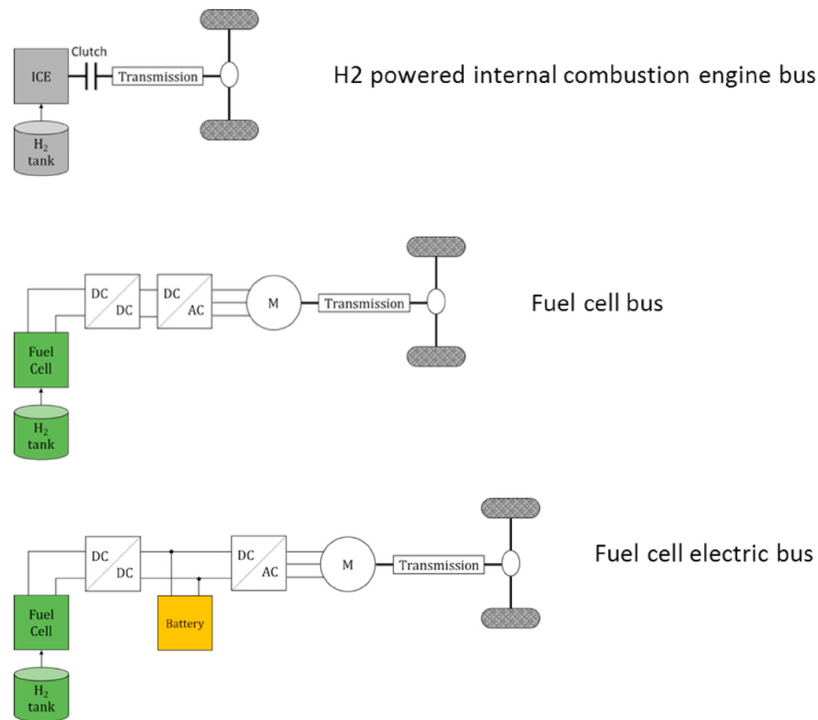


Figura 2.8: Distintas configuraciones FCB. [2]

Actualmente, existen tres configuraciones principales de autobús de hidrógeno. En primer lugar, el autobús de combustión interna de hidrógeno funciona de manera similar al autobús diésel, con la modificación necesaria para el uso de hidrógeno en la combustión. Dicho método ha sido desarrollado de forma breve previamente. Por otro lado, las primeras configuraciones, una pila generaba electricidad que se suministraba directamente al motor eléctrico sin mecanismos para capturar la energía cinética disipada. La configuración más utilizada es el diseño de pila de combustible híbrido con batería. Se considera un extensor de autonomía, ya que se recarga la batería durante el ciclo de conducción. [2] Estos últimos tipos de autobuses emplean baterías de tamaño considerable y un conjunto de pila de combustible más pequeño (50-85 kW) en comparación con las configuraciones dominadas por la pila de combustible (120-150 kW). Las principales ventajas del diseño destaca eficiencia energética superior, menores costes y una vida útil más

amplia.[7]

2.4.3.2. The 3Emotion project

Dentro del marco de la electrificación eficiente del transporte en ciudad, la Unión Europea financió un proyecto formado por un consorcio paneuropeo. Las ciudades seleccionadas fueron Aalborg (DK), Londres (UK), Pau (FR), Rotterdam (NL), y Versailles (FR).



Figura 2.9: Proyecto 3 Emotion.[1]

Los datos resultantes de este programa han sido tomados como referencia para el presente proyecto, debido a su similitud. El proyecto integra flotas de diversos tamaños, de tres a diez autobuses. Asimismo, incluye varios operadores, con fabricantes de autobuses diferentes (Van Hool, VDL, Safran etc) . Además, cubre distintas condiciones ambientales, carreteras urbanas e interurbanas. Con ello, se buscaba la adquisición de información extensa.

2.5. Transporte y almacenamiento de hidrógeno

La cadena de entrega de hidrógeno está compuesta por varios procesos y equipos imprescindibles para el correcto desempeño del suministro, desde su producción hasta el punto de demanda. Dicha cadena está formada por tres segmentos

principales que se reflejan en la figura 2.10. En primer lugar, el embalaje (packing en inglés), donde el hidrógeno se acondiciona para su transporte. A continuación, el transporte per se y, por último, el desembalaje (unpacking), donde el hidrógeno se prepara para el uso en destino. Cada etapa cuenta con una instalación de almacenamiento, cuya finalidad es facilitar la transición.[40]

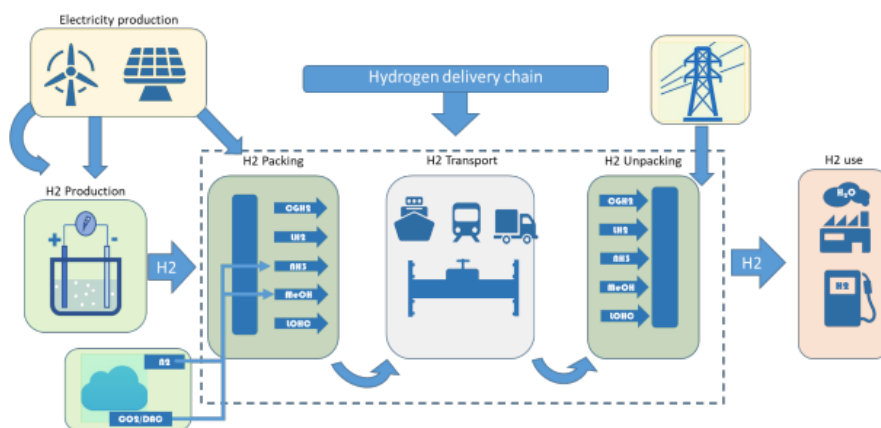


Figura 2.10: Cadena de entrega de hidrógeno. [40]

Las formas de transporte más maduras actualmente son: el Hidrógeno Comprimido (CGH_2), Hidrógeno Licuado (LH_2), Amoníaco (NH_3), Metanol ($MeOH$) y Portadores Orgánicos Líquidos de Hidrógeno ($LOHC$).[40] Dichas opciones son las que están siendo principalmente estudiadas por la Unión Europea en el programa RePowerEU. Otras opciones se descartaron por diversas razones, como falta de madurez en el caso del ácido fórmico, o por no alinearse con la estrategia europea de descarbonización, como es el caso del gas natural sintético.

2.5.1. Hidrógeno Comprimido

Actualmente, el hidrógeno comprimido es la opción preferida a la hora de almacenar y transportar el H_2 . [40] Esto se debe a que tiene una baja complejidad tecnológica. No obstante, posee una baja densidad gravimétrica y volumétrica, lo que supone un gran reto a la hora de suministrar grandes cantidades de hidró-

geno. El proceso completo de transporte, como se ha comentado, cuenta con tres estaciones principales, a las que se puede añadir el almacenamiento temporal.

En el caso del CGH_2 , el "packing", o preparación, consiste en la compresión a altas presiones (entre 10-100 MPa) del hidrógeno con el objetivo de reducir su volumen, a partir de compresores de alta tecnología. Los principales métodos de compresión están basados en elementos mecánicos y por ello están expuestos a los altos costes de mantenimiento o la contaminación del hidrógeno debido a la presencia del aceite. Entre ellos se encuentran los compresores de pistón, ideales para relaciones de compresión elevadas; los compresores centrífugos, ideales para altos caudales; o por último los compresores de diafragma en caso de necesitar hidrógeno de alta pureza. En la siguiente tabla 2.1 podemos observar las diversas tecnologías de compresión con los costes energéticos.

Inlet pressure (MPa)	Outlet pressure (MPa)	Flowrate (kg H_2 /h)	Energy (MJ/kg H_2)	Technology	Coste (M\$)
2	10	8333	3.0	Centrífugo	6
2	50	4.2	13.0	Diafragma	—
1–4	45	62	9.7	Diafragma	—
1–4	45	125	9.0	Diafragma	—
3	45	95	6.8	Alternativo	—
3	45	190	6.1	Alternativo	—
3	45	550	4.7	Alternativo	—
0.3	90	0.4	30.2	Electroquímico	—
0.3	95	5	23.8	Electroquímico	—
2–3	100	4.2	15.8	Diafragma	—

Cuadro 2.1: Comparación de tecnologías de compresión de hidrógeno.[40]

Una vez se ha comprimido, se debe almacenar en un sistema con materiales compatibles y capaces de soportar las altas presiones. Actualmente existen diversos métodos de almacenamiento, divididos en superficiales y subterráneos. Entre estos últimos, encontramos yacimientos de gas agotados, cavernas salinas con un coste de 35 a 38 \$/kg H_2), acuíferos u otras formaciones subterráneas.[40] Las tu-

berías o grandes recipientes se emplean para el almacenamiento en superficie. Son más sencillos de implementar, pero los costes son mayores (930 a 2200 $\$/kgH_2$) lo que conlleva a no ser considerada una de las opciones óptimas para almacenar grandes cantidades. No obstante, para estaciones de servicio como la que compete al presente proyecto, sí se presenta como una opción viable.

En la actualidad, el hidrógeno comprimido es transportado principalmente vía carretera, utilizando el sistema llamado Contenedores de Gas de Elementos Múltiples (MEGC, por sus siglas en inglés). Los costes varían desde 790 $\$/kgH_2$ para sistemas a 25 Mpa a 1100 $\$/kgH_2$ para sistemas a Mpa . La segunda opción viable a gran escala es por medio de tuberías. En el mundo existen aproximadamente 4500 km de tuberías de hidrógeno instaladas, por lo que se están considerando dos opciones de crecimiento en la Unión Europea: por un lado, emplear las tuberías ya existentes de gas natural reacondicionadas con costes aproximados de 0.2 a 0.6 $M€/km$), o por otro lado construir nuevas con un coste de 1.4 a 3.4 $M€/km$. [40].

El último segmento de la cadena es el unpacking. Este trabajo final está condicionado por las necesidades del usuario final y el almacenamiento. Se compone de compresores similares a los del primer segmento con presiones menores.

2.5.2. Hidrógeno Licuado

La densidad del hidrógeno a presión atmosférica y $20K$ es de 70.85 g/L o lo que es lo mismo, 2.3 veces mayor que el hidrógeno comprimido a $50MPa$ que se ha analizado en la sección anterior. Esta razón es por la que el hidrógeno licuado se presenta como una opción conveniente para el transporte, a pesar de los desafíos tecnológicos y económicos de las temperaturas criogénicas.

En el caso del LH_2 , el packing se basa en el ciclo Claude, que consta de dos etapas. La primera etapa recibe el nombre de bucle de refrigeración, donde el hidrógeno se comprime primero para después ser enfriado a partir de intercambiadores de calor y expansión en turbina. En la segunda etapa, el hidrógeno parte

de una presión de 5 Mpa , y es introducido en los intercambiadores de calor, para finalmente licuarse a 0.1 Mpa y 20.4 K al pasar por una válvula (efecto Joule-Thomson).[32] El coste aproximado de una planta de licuefacción a diario son 2.5-5 $M\$$ por tonelada de H_2/dia . [40]

El almacenamiento de hidrógeno licuado se lleva a cabo en tanques criogénicos de doble pared metálica, tanto en el exterior como en el interior. El espacio entre ellas se rellena de un material aislante térmico a baja presión de vacío. Esta tecnología afronta el desafío de la evaporación, que es más conocido como "boil-off". Los tanques más avanzados son capaces de reducir dichas pérdidas a un 0.048 % del almacenamiento total por cada día. El coste suele estar entre el rango de 150-300 $€/kgH_2$. [40]

El segundo segmento de la cadena, el transporte, está limitado al transporte por carretera cuando se trata de hidrógeno licuado. Grandes remolques cisterna (3.3 t en la UE) son los encargados de transportar el hidrógeno licuado a un coste aproximado de $\$/kgH_2$ y con unas pérdidas diarias por "boil-off" de 1 % del volumen a lo que hay que añadir las pérdidas al transferir el LH_2 desde el almacenamiento al camión cisterna y viceversa.[40]

El unpacking consiste normalmente en la regasificación del hidrógeno. Este proceso cuenta con un evaporador y una bomba criogénica. Dicha bomba impulsa el hidrógeno a través del evaporador para transformarlo en gas y proporcionarle la presión demandada por el usuario. El precio de dichas bombas se encuentra aproximadamente a 650000\$ capaz de impulsar 100 kg/h . [40]

2.5.3. Amoniaco

El amoniaco ya ha sido presentado previamente. Tal y como se ha comentado, el amoniaco es empleado principalmente en la industria de los fertilizantes y posee una capacidad de producción de 218 millones de toneladas a nivel mundial. En cuanto al packing del amoniaco, el proceso de Haber-Bosch es el más extendido. En una de las secciones anteriores se relata su proceso completo, y en este apartado

se incluyen datos relativos al coste reflejados en la tabla 2.5.3

Plant Capacity - tNH ₃ /d	Haber-Bosch Synloop	Air Separation Unit	Total
10	\$ ₂₀₀₇ 7.4 m	\$ ₂₀₀₇ 5.6 m	\$ ₂₀₀₇ 13 m
50	\$ ₂₀₀₇ 20.9 m	\$ ₂₀₀₇ 15.8 m	\$ ₂₀₀₇ 36.7 m
100	\$ ₂₀₀₇ 32.9 m	\$ ₂₀₀₇ 24.8 m	\$ ₂₀₀₇ 57.7 m
300	\$ ₂₀₀₇ 67.1 m	\$ ₂₀₀₇ 50.7 m	\$ ₂₀₀₇ 117.8 m
800	\$ ₂₀₀₇ 126.9 m	\$ ₂₀₀₇ 95.9 m	\$ ₂₀₀₇ 222.8 m
1000	\$ ₂₀₀₇ 146.8 m	\$ ₂₀₀₇ 110.4 m	\$ ₂₀₀₇ 257.2 m
1200	\$ ₂₀₀₇ 165.2 m	\$ ₂₀₀₇ 124.8 m	\$ ₂₀₀₇ 290 m
2000	\$ ₂₀₀₇ 230.3 m	\$ ₂₀₀₇ 173.9 m	\$ ₂₀₀₇ 404.2 m
3000	\$ ₂₀₀₇ 299.7 m	\$ ₂₀₀₇ 226.3 m	\$ ₂₀₀₇ 526 m
2.4	\$ ₂₀₁₉ 33 m	-	\$ ₂₀₂₀ 45 m
667	EUR ₂₀₁₃ 103.9 m	EUR ₂₀₁₃ 10.9 m	EUR ₂₀₁₃ 114.8 m
1840	\$ ₂₀₁₅ 42.4 m	\$ ₂₀₁₅ 13 m	\$ ₂₀₁₅ 55.4 m

Cuadro 2.2: Estimación de coste en plantas con diversas capacidades.[40]

El amoniaco puede ser almacenado a gran escala a temperaturas criogénicas y presión constante en tanques de doble contención aislada. En cuanto a las pérdidas "boil-off" mencionadas anteriormente, este tipo de tanques posee una tasa aproximada de 0.04 % del volumen, pero existen tecnologías de compresión, refrigeración y bombeo cuyo objetivo es la re-licuefacción y bombeo de nuevo al recipiente.[12]

En cuanto al transporte, está extendido el uso de barcos, trenes y camiones. Para ello, es necesaria una refrigeración total para mantener el NH_3 en forma líquida en torno a la presión atmosférica. La temperatura a la que se licua el amoniaco es $-33^{\circ}C$. A lo largo de los últimos años se ha desarrollado y aumentado la capacidad de los tanques de amoniaco, rozando los $80000m^3$, con pérdidas razonables de 0.03-0.04 % de volumen por día, que, tal y como se ha comentado, se pueden volver a licuar.[40]

Por último, el unpacking se realiza por medio del craqueo de amoniaco. Cabe resaltar que la capacidad de dichas estaciones de craqueo comerciales es reducida,

en torno a $100\text{kgH}_2/h$. [40]

2.5.4. Metanol (MeOH)

Anteriormente se han dado unas pinceladas del uso del metanol. Tal y como se ha comentado, este es empleado en la industria como precursor fundamental de síntesis industriales como el formaldehído, clorometano, ácido acético o puede mezclarse con gasolina como aditivo para combustibles.

En primer lugar, el método convencional para la producción de MeOH se basa en el uso de gas de síntesis, que se obtiene de combustibles fósiles. Dicho proceso se ha comentado anteriormente. No obstante, en los años ha crecido la producción de metanol a partir de dióxido de carbono (CO_2) e hidrógeno como precursores. Para dicha síntesis, son requeridas presiones entre 5 y 15 MPa y temperaturas en torno a 250 °C. Además, se emplea un catalizador de zinc/cobre. [40]

En cuanto al almacenamiento de metanol a gran escala, los tanques de acero al carbono o de acero inoxidable austenítico de la serie 3000 suelen ser los más empleados. Una de las desventajas a la hora de almacenar el metanol es su inflamabilidad (rangos mayores que los de la gasolina) y volatilidad, por lo que debe hacerse especial hincapié en la seguridad. [40]

El transporte del metanol está extendido debido a que es un producto químico básico que cuenta con un mercado amplio. Para ello, se emplean tanto barcos, trenes como camiones. Los costes relacionados con los buques químicos comunes, de unas 50000 toneladas, se encuentran cerca de 60 millones de dólares.

El reformado del metanol (SMR) es el proceso de recuperación del hidrógeno a partir del metanol. Se ha comentado anteriormente. Cabe añadir algunos de los costes en la actualidad, que rondan los 660000\$ para plantas con capacidad de producción de 50 toneladas de hidrógeno al día. [40]

2.5.5. Líquidos Orgánicos Portadores de Hidrógeno (*LOHC*)

Los líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (Liquid Organic Hydrogen Carriers, *LOHC*) son moléculas con capacidad de enlazar hidrógeno bajo ciertas condiciones de temperatura y presión. [51]

El portador de hidrógeno se encuentra en condiciones ambientales, es fácilmente manejable, no es tóxico y tiene alta capacidad de almacenamiento de H_2 . El hidrógeno se almacena a partir de la hidrogenación catalítica de una molécula de *LOHC* tras una reacción exotérmica. Para su liberación, se lleva a cabo una reacción endotérmica mediante deshidrogenación catalítica. Empleando el catalizador adecuado, el rendimiento tanto de la hidrogenación como el de la deshidrogenación se acerca al 100 %. Los *LOHC* pueden cargarse y descargarse en numerosas ocasiones, aunque por cada ciclo completo experimentan cierta degradación, entre 0.015 % y 2.5 % por ciclo. Los costes de hidrogenación de los hidrocarburos se estiman en torno a 16000 \$ por tonelada por día de *MCH*. En otras palabras, una planta de procesamiento de 100000 toneladas de H_2 al año cuesta en torno a 80 millones de dólares.

Una vez se realiza el packing del hidrógeno, este puede almacenarse en contenedores de doble pared, similares a los empleados en el petróleo crudo o diésel, sin pérdidas durante el almacenamiento. Las propiedades físicas de los *LOHC* son relativamente parecidas a las de los combustibles fósiles. Es por ello que se puede emplear la infraestructura existente para el transporte. No obstante, los *LOHC* presentan una desventaja frente a otros métodos de almacenamiento debido a que deben transportarse de vuelta a la planta de hidrogenación. El proceso de cerrado del ciclo aumenta los costes, a lo que se añaden mayores dificultades técnicas durante el retorno debido a la viscosidad del fluido.

Por último, el unpacking, que en este contexto recibe el nombre de deshidrogenación, consiste en romper el enlace $C - H$, lo cual solicita alta demanda energética. La reacción es normalmente exotérmica, a una temperatura entre 150 y 400 °C y presiones de 1 MPa, haciendo uso de un catalizador de metales del grupo



Figura 2.11: Caso A entrega de hidrógeno.[40]

del platino (PGM).[40]

2.5.6. Coste Vs Distancia

Se han realizado estudios para analizar la evolución de los costes en relación con la distancia. Dicha distancia se refiere al trayecto desde el punto de producción hasta el punto de demanda. El estudio se ha desarrollado considerando el Caso A, que se basa en la entrega de 1 millón de toneladas de hidrógeno renovable al año, considerando un único cliente y una ruta de transporte directa, empleando un gasoducto o una ruta marítima exclusiva. En la imagen 2.11 se puede observar con claridad el funcionamiento del Caso A europeo. El reporte desarrollado por el Joint Research Center (JRC) diferencia dos casos, precios altos de electricidad 2.13 y precios bajos de electricidad 2.12. Por un lado, para precios bajos de electricidad 2.12, los gasoductos de hidrógeno son los más rentables, hasta aproximadamente los 6500 Km, después, entre 6500 Km y 10000 Km, el hidrógeno líquido es la opción más llamativa. Una vez se sobrepasa la barrera de los 10000

Km , son los $LOHC$ quienes ofrecen una solución más competitiva en términos económicos, ya que las pérdidas por boil-off explicadas anteriormente reducen la rentabilidad de LH_2 .

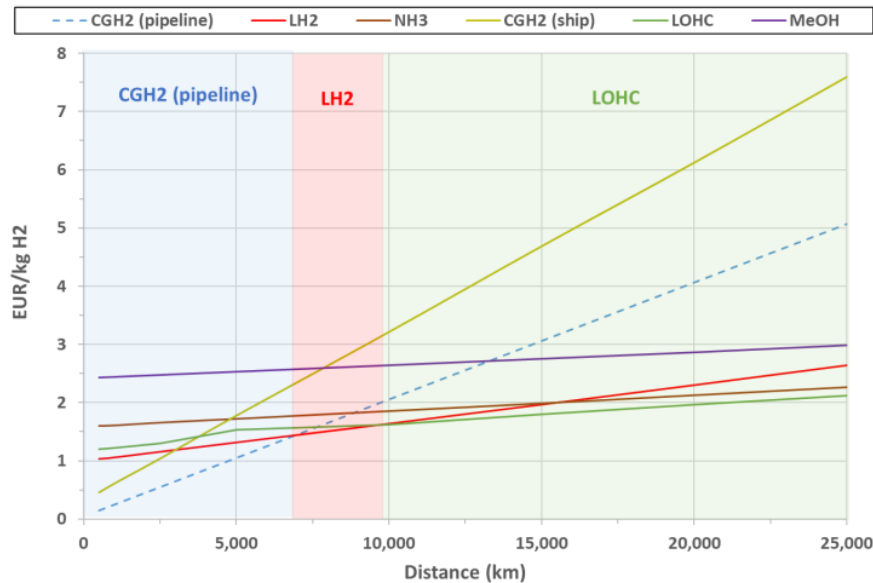
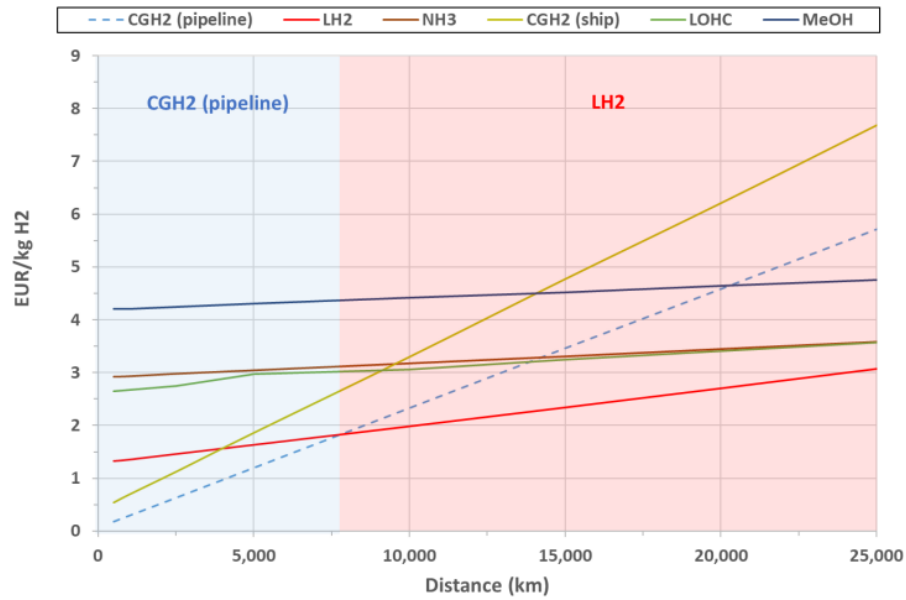


Figura 2.12: Costes de Entrega Vs Distancia (Coste Bajo Electricidad).[40]

Por otro lado, bajo una situación de costes elevados de electricidad, los gaseoductos de CGH_2 siguen siendo la elección más económica, pero en este caso hasta los 7500 Km . Tras superar dicha barrera, es el LH_2 quien se muestra como la alternativa más económica. Se puede observar que la opción de los $LOHC$ no resulta interesante en el escenario actual, debido a la influencia de los precios de la electricidad.



H

Figura 2.13: Costes de Entrega Vs Distancia(Coste Alto Electricidad).[40]

Capítulo 3

Electrolizadores y modelo

3.1. Introducción electrolizadores

La electrólisis es el proceso de disociación del agua destilada en sus elementos, hidrógeno y oxígeno. Los enlaces de ambos elementos son estables, por lo que es necesaria la aportación de energía eléctrica para que la división sea efectiva. Durante la electrólisis, se produce la reacción de oxidación-reducción que será detallada a lo largo del presente proyecto. [47]

El origen de la electrólisis data de comienzos del siglo XIX, cuando, tras la invención de la pila eléctrica por Alessandro Volta, diversos químicos realizaron investigaciones conectando los electrodos en un recipiente repleto de agua. Se observó que la corriente fluía a través del agua y que en los mencionados electrodos aparecían disociados el hidrógeno y el oxígeno.[18]

En el caso que compete a este trabajo, centrado en hidrógeno renovable, la electricidad empleada en el proceso es imprescindible que sea generada a partir de fuentes renovables.

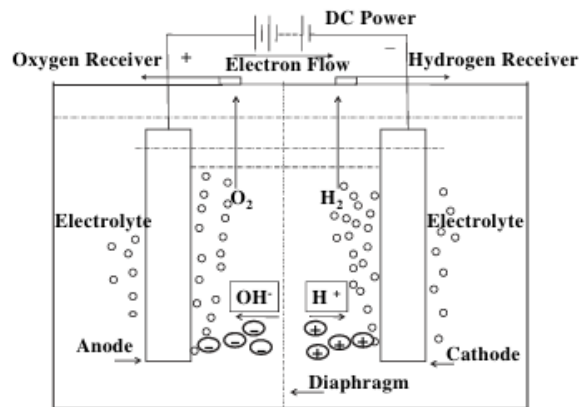


Figura 3.1: Sistema básico de la electrólisis del agua.[56]

El electrolizador está formado por un conjunto de electrodos conductores que se encuentran separados por medio de una membrana, a los cuales se les aplica un voltaje y una intensidad elevados. Dicho voltaje e intensidad origina una corriente eléctrica que descompone el agua en sus componentes, realizando así el proceso de electrólisis. Los electrolizadores, además de hidrógeno, generan oxígeno que, normalmente, es liberado a la atmósfera, aunque exista la posibilidad de almacenamiento para un uso industrial.[18]

3.2. Electrolizadores

Generalmente, existen cuatro grupos de electrolizadores para la producción de hidrógeno por medio de la electrólisis, aunque en los últimos años se han sumado nuevas tecnologías emergentes y prometedoras. La categorización de los mismos se debe al electrolito empleado. La figura 3.2 refleja un gráfico del funcionamiento básico de cada uno de ellos.

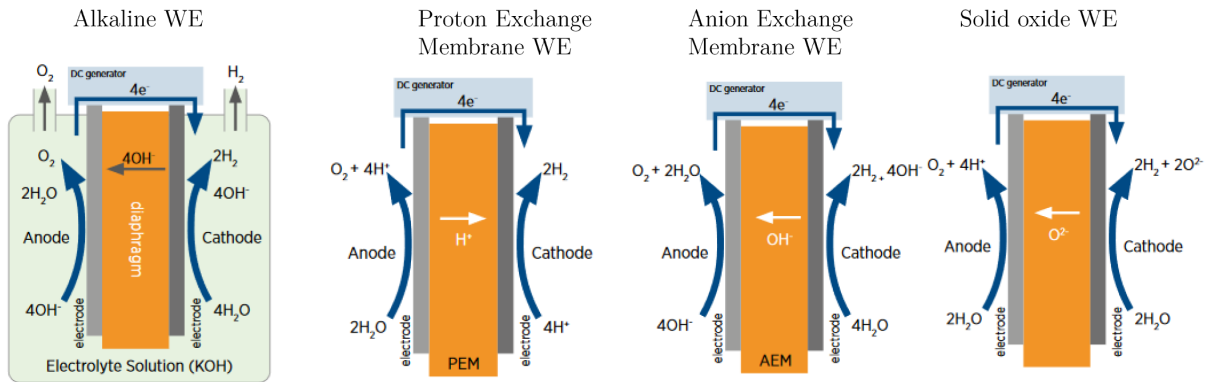
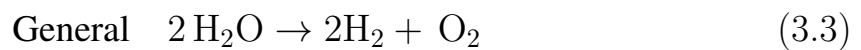
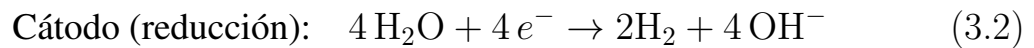
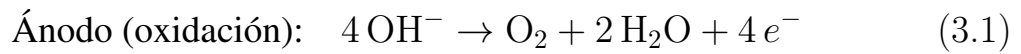


Figura 3.2: Tipos de Electrolizador. University Of Twente Hydrogen Course

El primer grupo de electrolizador es el AWE (Alkaline Water Electrolyzer). La electrólisis alcalina del agua es uno de los métodos más extendidos, simples y sencillos de obtener hidrógeno. [56] Presenta los costes de inversión más bajos entre los distintos tipos de electrolizador.[35] El electrolito, principalmente compuesto por un 30 % en peso de KOH o $NaOH$, se encuentra en estado acuoso. Una de las diferencias principales que presenta es que la alimentación de agua se efectúa en el cátodo, y al recibir electrones del circuito externo, dicha agua se disocia en hidrógeno H_2 e iones de hidróxido OH^- . El hidróxido viaja a través del electrolito hasta alcanzar el ánodo, donde se produce la oxidación. Las reacciones, tanto de reducción como oxidación aparecen a continuación:



La temperatura de operación de los electrolizadores alcalinos se encuentra entre 70-90°C, y la presión de operación varía entre 1 30 bares.[9] A pesar de ser uno

de los electrolizadores con menores costes y más extendidos, posee numerosas desventajas. Entre ellas se encuentra la naturaleza del electrolito, que al estar en estado líquido puede provocar fugas o la limitación de la densidad de corriente debido a las elevadas pérdidas óhmicas.[35]

El segundo tipo de electrolizador es el PEMWE (Proton Exchange Membrane Water Electrolyzer) por sus siglas en inglés. Se trata de la tecnología más eficaz para la electrólisis del agua y su componente crítico es la membrana de intercambio iónico.[9] Mediante el ánodo y el cátodo, junto con el electrolito polimérico conductor de protones, se forma el conjunto membrana-electrodo, más conocido como MEA por sus siglas en inglés. El material más utilizado para la membrana es el Nafion.

Este último es un ácido perfluorosulfónico (PFSA), que ostenta una alta conductividad iónica, excelente estabilidad mecánica y electroquímica debido a su distintiva separación nanofásica entre regiones hidrofílicas e hidrofóbicas. No obstante, el uso de este material provoca la formación de peróxidos que degrada la membrana y disminuyen la pureza del hidrógeno producido. Por ello, diversas investigaciones se han destinado a la mejora de la permeabilidad de al hidrógeno sin perder propiedades fisicoquímicas y conductividad. Un ejemplo de ello es agregar aditivos como por ejemplo el "swelling-filling", donde se añade aditivos en los nanoporos para evitar el cruce de hidrógeno. [33]

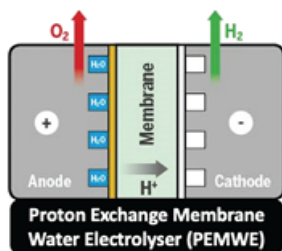
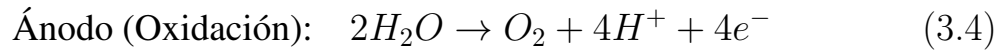


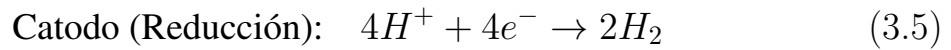
Figura 3.3: Proton Exchange Membrane Water Electrolyser (PEMWE).[9]

En cuanto al funcionamiento básico del dispositivo, el ánodo es alimentado por H_2O , donde se produce la oxidación, que resulta en la separación de protones

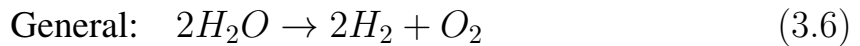
de hidrógeno H^+ y oxígeno O_2 . El protón producido es transferido a través de la membrana de Nafion mencionada anteriormente, mientras que los electrones recorren el itinerario alternativo.



En el cátodo se produce la reducción, donde los protones de hidrógeno reciben electrones y por medio de la reacción (3.5) se forma hidrógeno.



La ecuación general del proceso es la siguiente:



En los siguientes apartados se profundizará en los apartados electroquímico y termodinámico.

Los electrolizadores de membrana de intercambio de protones presentan varias ventajas destacadas frente al resto. Por un lado, es capaz de operar a altas densidades de corriente, $(1-3)A/cm^2$ frente a los $(0.2-0.8)A/cm^2$ del electrolizador alcalino o $(0.3-1)A/cm^2$, lo que permite alcanzar alta potencia mayor. Asimismo, es capaz de obtener gases de alta pureza en comparación comparación AEM, AWE o SOEC. Por otro lado, tal y como se ha comentado, el electrolito es sólido, por lo que el "crossover rate" de los gases es bajo. Esto supone que cuando se operen en carga parcial, la tasa de transporte de protones disminuye sin retraso. En otras palabras, esta característica clave, permite operar en un amplio rango dinámico, lo que lo hace realmente interesante para el presente proyecto. La operación en diversidad de rangos, permite que el electrolizador se pueda acoplar a fuentes de energía renovable. Por contra, los electrolizadores PEM requiere un coste inicial muy elevado.

Durante los últimos años, ha cobrado mayor importancia el tercer tipo de elec-

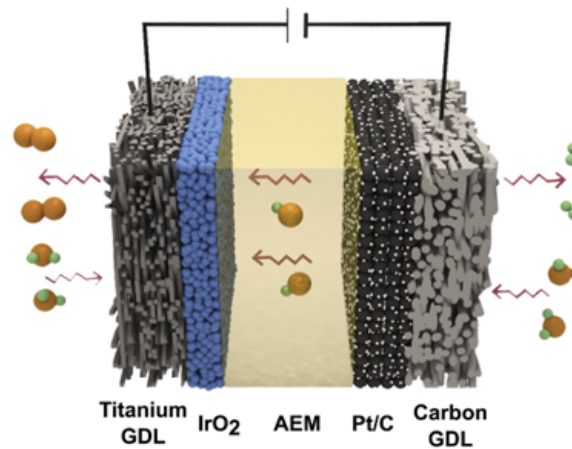
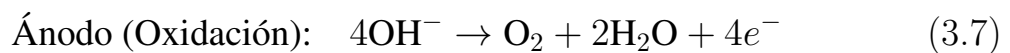
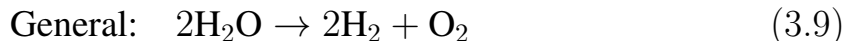
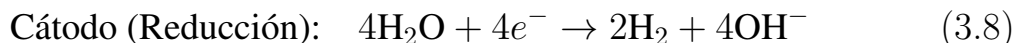


Figura 3.4: Esquema de los componentes de un AEMWE. [19]

trolizador, que realiza la electrólisis del agua utilizando una membrana de intercambio aniónico. Es conocido como Anion Exchange Membrane Water Electrolyzer (AEMWE). AEMWE se lleva a cabo en un medio alcalino usando catalizadores metálicos que no pertenecen al grupo del platino (PGM), como Ni^- , Co^- . Dicho electrolizador se presenta como una combinación de la electrólisis alcalina del agua (AWE) y la electrólisis con membrana de intercambio protónico (PEMWE), ya que existe una membrana que separa las cámaras de los electrodos. Dicha membrana es no porosa, densa y delgada. No obstante, la transferencia de carga entre electrodos a través de la membrana se realiza mediante iones de hidróxido, como en la electrólisis alcalina, y el alto pH resultante del sistema reduce los problemas de corrosión de los componentes. [11][19] Al igual que los PEMWE, la AEMWE es capaz de generar hidrógeno de alta pureza.[9]

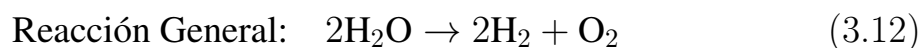
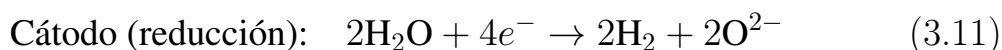
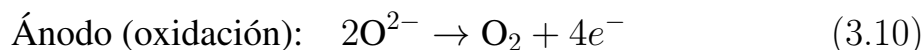
Por contra, el rendimiento del electrolizador bajo en comparación con otros métodos, así como su durabilidad no alcanza los métodos de electrólisis mas maduros. Para solventarlo, se están realizando diversas investigaciones en el campo, con distintas membranas AEM, los ionómeros de intercambio aniónico, así como el ensamblaje membrana-electrodo (MEA). [19]





Por último, el SOEC (Solid Oxide Electrolyzer Cell), que se caracteriza por el uso de un conductor iónico puro en forma de electrolito sólido. El electrolito más empleado es la Yttrium-Stabilized Zirconia (YSZ).[55] La elección de dicho electrolito es debido a su alto rendimiento, y cuya función es permitir el transporte de iones de oxígeno una vez se ha polarizado por medio de un campo eléctrico. A partir de dos electrodos porosos conectados eléctricamente, se forma el circuito eléctrico cerrado.

El diseño del SOEC ha sido impulsado con la posibilidad de operar con altas densidades de corriente y eficiencia. Además, estos funcionan con altas temperaturas, entre 700 y 850 °C, lo que le permite que una única unidad SOEC pueda actuar tanto como pila de combustible como de electrolizador. No obstante, son numerosos los desafíos que afronta esta tecnología, como los relacionados con la degradación electroquímica y estabilidad termomecánica.[9]

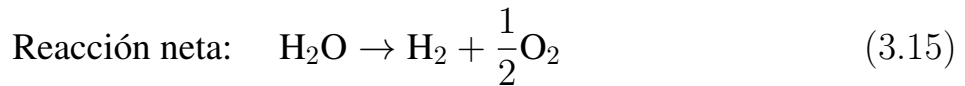
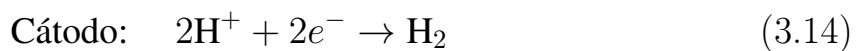
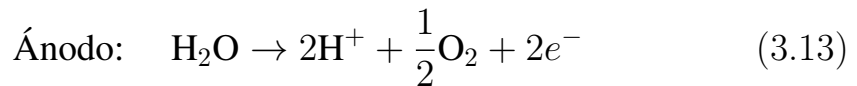


	2022	Target 2050	R&D focus
PEM electrolyzers			
Nominal current density	1-3 A cm ⁻²	4-6 A cm ⁻²	Design, membrane
Voltage range (limits)	1.4-2.5 V	< 1.7 V	Catalyst, membrane
Operating temperature	50-80 °C	80 °C	Effect on durability
Cell pressure	< 50 bar	> 70 bar	Membrane, rec. catalyst
Load range	5-100 %	5-300 %	Membrane
H ₂ purity	99.9-99.999 %	Same	Membrane
Voltage efficiency (HHV)	60-68 %	> 78 %	Catalyst
Electrical efficiency (stack)	47-66 kWh kgH ₂ ⁻¹	< 45 kWh kgH ₂ ⁻¹	Catalysts/membrane
Electrical efficiency (system)	50-83 kWh kgH ₂ ⁻¹	< 55 kWh kgH ₂ ⁻¹	Balance of plant
Lifetime (stack)	50,000-80,000 h	100,000-120,000 h	Membrane, catalysts, PTLs
Stack unit size	1-2 MW	10 MW	MEA, PTL
Electrode area	< 1000 cm ²	> 10,000 cm ²	MEA, PTL
Cold start (to nom. load)	> 20 min	< 5 min	Insulation (design)
Alkaline electrolyzers			
Nominal current density	0.2-0.8 A cm ⁻²	> 2 A cm ⁻²	Diaphragm
Voltage range (limits)	1.4-3 V	< 1.7 V	Catalysts
Operating temperature	70-90 °C	> 90 °C	Diaphragm, frames, BoP components
Cell pressure	< 30 bar	> 70 bar	Diaphragm, cell frames
Load range	15-100 %	5-300 %	Diaphragm
H ₂ purity	99.5-99.998 %	> 99.999 %	Diaphragm
Voltage efficiency (HHV)	60-80 %	> 78 %	Catalysts
Electrical efficiency (stack)	47-66 kWh kgH ₂ ⁻¹	< 45 kWh kgH ₂ ⁻¹	Diaphragm, catalysts
Electrical efficiency (system)	50-78 kWh kgH ₂ ⁻¹	< 50 kWh kgH ₂ ⁻¹	Balance of plant
Lifetime (stack)	60,000-90,000 h	100,000 h	Electrodes
Capital costs (stack) min 1 MW	270 USD kW ⁻¹	< 100 USD kW ⁻¹	Electrodes
Capital costs (system) min 10 MW	500-800 USD kW ⁻¹	< 200 USD kW ⁻¹	Balance of plant
AEM electrolyzers			
Nominal current density	0.2-2 A cm ⁻²	> 2 A cm ⁻²	Membrane, rec. catalyst
Voltage range (limits)	1.4-2.0 V	< 2 V	Catalyst
Operating temperature	40-60 °C	80 °C	Effect on durability
Cell pressure	1-35 bar	> 70 bar	Membrane
Load range	5-100 %	5-200 %	Membrane
H ₂ purity	99.98-99.99 %	> 99.999 %	Membrane
Voltage efficiency (HHV)	54-75 %	> 75 %	Catalysts
Electrical efficiency (stack)	51.5-66 kWh kgH ₂ ⁻¹	< 45 kWh kgH ₂ ⁻¹	Catalysts/membrane
Electrical efficiency (system)	55-80 kWh kgH ₂ ⁻¹	< 50 kWh kgH ₂ ⁻¹	Balance of plant
Lifetime (stack)	> 5000 h	100,000 h	Membrane, electrodes
Capital costs (system) min 1 MW	Unknown	< 200 USD kW ⁻¹	Rectifier
Solid oxide electrolyzers			
Nominal current density	0.3-1.5 A cm ⁻²	> 2 A cm ⁻²	Electrode, electrodes
Voltage range (limits)	1.0-1.5 V	< 1.18 V	Catalysts
Operating temperature	700-850 °C	600 °C	Electrolyte
Cell pressure	1 bar	> 30 bar	Electrode, electrodes
Load range	10-125 %	0-200 %	Electrolyte, electrodes
H ₂ purity	99.9 %	> 99.999 %	Electrolyte, electrodes
Voltage efficiency (HHV)	75-85 %	> 85 %	Catalysts
Electrical efficiency (stack)	35-50 kWh kgH ₂ ⁻¹	< 35 kWh kgH ₂ ⁻¹	Electrolyte, electrodes
Electrical efficiency (system)	40-55 kWh kgH ₂ ⁻¹	< 40 kWh kgH ₂ ⁻¹	Balance of plant
Lifetime (stack)	> 20,000 h	80,000 h	All
Capital costs (system) min 1 MW	Unknown	< 300 USD kW ⁻¹	All

Cuadro 3.1: Comparación de distintos tipos de electrolizadores: parámetros actuales (2022), objetivos para 2050 y áreas de enfoque en I+D. [9]

3.3. Introducción al Modelo

Existen varios modelos de electrolizadores de diversa complejidad. El modelo de Simulink empleado está basado en el realizado por el científico Vincenzo Liso. A pesar de ser modelos similares, existen ciertas diferencias que se mencionarán a lo largo del desarrollo. Este modelo está basado en las reacciones electroquímicas que ocurren en el electrolizador PEM. La reacción neta representa la descomposición del agua en sus elementos constituyentes.



El modelo considera un estado estacionario electroquímico, por lo que la respuesta a variaciones en la entrada se realiza sin pérdidas de tiempo. Este enfoque se justifica debido a que la respuesta transitoria en electrolizadores PEM es rápida, como se demuestra en diversos trabajos experimentales. Las reacciones electroquímicas establecen la base teórica para las ecuaciones matemáticas que se desarrollan en el modelo.

3.4. Modelado del Ánodo

La generación de oxígeno en el ánodo se rige por la ley de Faraday:

$$\dot{N}_{\text{an},\text{O}_2}^{\text{gen}} = \frac{I}{4F} \quad [\text{mol/s}] \quad (3.16)$$

Esta ecuación relaciona la corriente eléctrica (I), que a su vez es función de la densidad de corriente y del área A : $I=i \cdot A$. con la tasa de producción de oxígeno molecular. En el denominador, se observa el factor $4F$, lo cual se refiere a que se

necesitan cuatro electrones para la producción de un mol de oxígeno. A su vez:

$$\dot{N}_{\text{an,H}_2\text{O}}^{\text{cons}} = \frac{I}{2F} \quad [\text{mol/s}] \quad (3.17)$$

Lo cual refiere a que, por cada 2 electrones transferidos, se consume una molécula de agua. Con ello, se establecen las ecuaciones diferenciales que representan la conservación de la masa, en las que se consideran los flujos de entrada, salida, generación electroquímica y, en el caso del agua, se tiene en cuenta el transporte a partir de la membrana. Dichas ecuaciones permiten calcular la dinámica del sistema completo, dando respuesta a cambios que puedan ocurrir en las condiciones de operación.

$$\frac{dN_{\text{an,O}_2}}{dt} = \dot{N}_{\text{an,O}_2}^{\text{in}} - \dot{N}_{\text{an,O}_2}^{\text{out}} + \dot{N}_{\text{an,O}_2}^{\text{gen}} \quad [\text{mol/s}] \quad (3.18)$$

$$\frac{dN_{\text{an,H}_2\text{O}}}{dt} = \dot{N}_{\text{an,H}_2\text{O}}^{\text{in}} - \dot{N}_{\text{an,H}_2\text{O}}^{\text{out}} - \dot{N}_{\text{an,H}_2\text{O}}^{\text{cons}} + \dot{N}_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{mem}} \quad [\text{mol/s}] \quad (3.19)$$

Una de las variables clave en el ánodo es la presión. En el modelo, se ha optado por considerar que el ánodo se encuentra a presión atmosférica, o lo que es lo mismo $P_{\text{an}} = 101,325 \text{ Pa}$.

Para obtener la presión parcial de los elementos se emplea la Ley de Dalton, y se considera que el oxígeno, agua e hidrógeno se encuentran en fase gaseosa. Asimismo, se asume que el agua en fase gaseosa se encuentra en su presión de saturación, provocando que el oxígeno ocupe el resto de la presión total.

$$p_{\text{O}_2} = p_{\text{an}} - p_{\text{H}_2\text{O,sat}} \quad [\text{Pa}] \quad (3.20)$$

La presión de saturación del agua puede obtenerse con la ecuación de Antoine, que depende de la temperatura y constantes específicas A B y C.

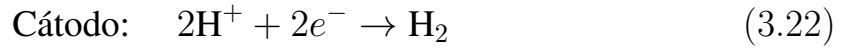
$$p_{\text{H}_2\text{O,sat}} = 10^{A - \frac{B}{C+T}} \quad [\text{Pa}] \quad (3.21)$$

Cuadro 3.2: Parametros para ecuación Antoine con T [°C] and p_{sat} [mm Hg].

A	B	C	T_{min} [°C]	T_{max} [°C]
807.131	1730.63	233.426	1	100

3.5. Modelado de la Cámara del Cátodo

El hidrógeno se genera en el cátodo por medio de la reacción electroquímica:



Las ecuaciones que gobiernan el cátodo se rigen por el mismo patrón que el ánodo. El balance de masas y el cálculo de la presión parcial es similar al cálculo realizado para la cámara del ánodo. Por su parte, la ecuación diferencial que representa la conservación de la masa del hidrógeno en el cátodo se obtiene a partir de la diferencia entre la entrada, la salida, sumado a la generación de este.

$$\frac{dN_{\text{H}_2}}{dt} = \dot{N}_{\text{H}_2}^{\text{in}} - \dot{N}_{\text{H}_2}^{\text{out}} + \dot{N}_{\text{H}_2}^{\text{gen}} \quad [\text{mol/s}] \quad (3.23)$$

$$\frac{dN_{\text{H}_2\text{O}}}{dt} = \dot{N}_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{in}} - \dot{N}_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{out}} + \dot{N}_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{mem}} \quad [\text{mol/s}] \quad (3.24)$$

Tal y como se ha comentado, el hidrógeno generado se calcula a partir de la Ley de Faraday. Por cada dos electrones se genera un mol de hidrógeno molecular:

$$\dot{N}_{\text{H}_2}^{\text{gen}} = \frac{I}{2F} \quad [\text{mol/s}] \quad (3.25)$$

La presión parcial del hidrógeno se calcula a partir de la diferencia entre la presión del cátodo ($P_{\text{cat}} = 101,325$ Pa) y la presión de saturación del agua:

$$p_{\text{H}_2} = p_{\text{cat}} - p_{\text{H}_2\text{O},\text{sat}} \quad [\text{Pa}] \quad (3.26)$$

En este punto aparece la primera diferencia entre el modelo aplicado por el

científico y el modelo de *Simulink*. Este último toma un valor de presión en el cátodo de 3 MPa, mientras que el modelo Liso emplea 1 atm. En caso de optar por una presión en el cátodo de 101,325 Pa, el transporte de materia por presión (que se rige por Darcy) quedaría anulado. En el caso del presente proyecto, se activará la presión del cátodo y se toma este como ($p_{\text{cat}} = 3 \text{ MPa}$)

Tras desarrollar las ecuaciones, se completa el balance de masa para el cátodo, lo que permite una descripción del comportamiento electroquímico y termodinámico del electrodo.

3.6. Modelado de la Membrana

En el modelo se identifican tres fenómenos relevantes por los que se produce el transporte de materia: difusión, arrastre electro-osmótico y transporte hidráulico por presión.

$$N_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{mem}} = N_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{diff}} + N_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{eod}} - N_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{pe}} \quad [\text{mol/s}] \quad (3.27)$$

El mecanismo de difusión se refiere al transporte de materia debido a la diferencia de gradientes de concentración, mientras que el electro-osmótico es debido al arrastre de agua a través de protones de hidrógeno (H^+) y, por último, la diferencia de presiones genera asimetrías por las que se transporta el agua.

3.6.1. Difusión

El transporte por difusión se modela a partir de la ley de Fick, que integra las concentraciones de agua a lo largo de la membrana. La difusión es función del área A de la membrana, el coeficiente de difusión D_w , y la concentración de agua en la membrana C_w . Las concentraciones en las interfaces membrana/electrodo se obtienen considerando la difusión a través de los medios porosos de los electrodos:

$$\dot{N}_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{diff}} = AD_w \frac{dc_w}{dy} = \frac{A}{\delta_{\text{mem}}} \int_{c_w^{\text{anode}}}^{c_w^{\text{cathode}}} D_w dy \quad [\text{mol/s}] \quad (3.28)$$

Se asume un gradiente de concentración lineal del agua, por lo que se simplifica la ecuación del cálculo del flujo molar:

$$\dot{N}_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{diff}} = \frac{AD_w}{\delta_{\text{mem}}} (C_{\text{H}_2\text{O},\text{mem},\text{cat}} - C_{\text{H}_2\text{O},\text{mem},\text{an}}) \quad [\text{mol/s}] \quad (3.29)$$

El d_{mem} es el ancho de la membrana, $C_{\text{H}_2\text{O},\text{mem},\text{cat}}$ y $C_{\text{H}_2\text{O},\text{mem},\text{an}}$ son las concentraciones en la interfaz de la membrana con cada uno de los electrodos (cátodo y ánodo).

El cálculo de las concentraciones de agua se obtiene a partir de la Ley de Fick de difusión en el electrolito:

$$C_{\text{H}_2\text{O},\text{mem},\text{cat}} = C_{\text{H}_2\text{O},\text{ch},\text{cat}} + \frac{\delta_{\text{el}}^{\text{cat}} n_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{cat}}}{D_{\text{eff},\text{cat}}^{\text{H}_2-\text{H}_2\text{O}}} \quad [\text{mol/L}] \quad (3.30)$$

$$C_{\text{H}_2\text{O},\text{mem},\text{an}} = C_{\text{H}_2\text{O},\text{ch},\text{an}} - \frac{\delta_{\text{el}}^{\text{an}} n_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{an}}}{D_{\text{eff},\text{an}}^{\text{O}_2-\text{H}_2\text{O}}} \quad [\text{mol/L}] \quad (3.31)$$

En estas ecuaciones $D_{\text{eff},\text{an}}^{\text{O}_2-\text{H}_2\text{O}}$ representa el coeficiente de difusión binario en el ánodo para $\text{O}_2 - \text{H}_2\text{O}$ y $D_{\text{eff},\text{cat}}^{\text{H}_2-\text{H}_2\text{O}}$ es el coeficiente de difusión binario para $\text{H}_2 - \text{H}_2\text{O}$. El coeficiente de difusión binario, D_{eff} , se obtiene aplicando la corrección por porosidad:

$$D_{\text{eff},A-B} = D_{A-B} \left(\frac{\varepsilon - \varepsilon_p}{1 - \varepsilon} \right)^\alpha \quad [\text{cm}^2/\text{s}] \quad (3.32)$$

Donde ε es la porosidad, ε_p es el umbral de percolación y α es un factor experimental. El coeficiente de difusión binario D_{A-B} se calcula mediante una compleja ecuación que depende de la temperatura, presión y propiedades de los gases.

En el modelo de *Simulink* se simplifica la difusión considerando coeficientes empíricos predefinidos, lo cual agiliza el cálculo, pero pierde precisión.

3.6.2. Arrastre electro-osmótico

El arrastre electro-osmótico representa el número de moles de moléculas de agua arrastradas por cada mol de iones de hidrógeno a través de la membrana. Es proporcional al coeficiente de arrastre osmótico (*osmotic drag coefficient*) y los protones hidrógeno:

$$\dot{N}_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{eod}} = \frac{n_d I}{F} \quad [\text{mol/L}] \quad (3.33)$$

El coeficiente de arrastre osmótico n_d es obtenido experimentalmente y representa el número de moléculas de agua transportadas por cada protón de hidrógeno. Dicho valor es:

$$n_d = 0,0134T + 0,03 \quad [\text{mol H}_2\text{O} / \text{mol H}^+] \quad (3.34)$$

Se trata de un valor crucial para comprender la variación en el transporte de agua con las diversas condiciones de operación.

3.6.3. Transporte por Presión Hidráulica

El transporte de agua a través de la membrana debido a las diferencias de presiones se rige bajo la ley de Darcy y depende en gran medida de la permeabilidad de la membrana:

$$\dot{N}_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{pe}} = K_{\text{darcy}} \frac{A \rho_{\text{H}_2\text{O}}}{\delta_{\text{mem}} \mu_{\text{H}_2\text{O}} M_{\text{m,H}_2\text{O}}} \Delta p \quad [\text{mol/s}] \quad (3.35)$$

Esta ecuación relaciona el flujo considerando: la permeabilidad de la membrana (K_{darcy}), la viscosidad del agua ($\mu_{\text{H}_2\text{O}}$), la masa molar del agua ($M_{\text{m,H}_2\text{O}}$) y el gradiente de presiones (Δp).

3.7. Modelado del voltaje

El modelado del voltaje de la celda se formula sumando el potencial termodinámico V_{oc} con tres sobrepotenciales (V_{act} , V_{ohm} , V_{con}):

$$V = V_{oc} + V_{act} + V_{ohm} + V_{con} \quad [V] \quad (3.36)$$

Los tres sobrepotenciales son pérdidas que representan aspectos físicos del funcionamiento del electrolizador.

3.7.1. Voltaje de circuito abierto (Open Circuit Voltage)

El potencial electroquímico se obtiene a partir de la ecuación de Nernst:

$$V_{oc} = E^0 + \frac{RT}{zF} \ln \left(\frac{p_{H_2}}{p_{cat}} \sqrt{\frac{p_{O_2}}{p_{an}}} \right) \quad [V] \quad (3.37)$$

Donde E^0 es el potencial reversible estándar que relaciona el potencial con la energía libre de Gibbs de la reacción (ΔG_R^0):

$$E^0 = \frac{\Delta G_R^0}{zF} \quad [V] \quad (3.38)$$

Este potencial representa el trabajo eléctrico mínimo teórico para que la reacción se lleve a cabo, o lo que es lo mismo, que se descomponga la molécula de agua.

3.7.2. Sobrepotenciales de activación

Los sobrepotenciales de activación representan la barrera energética de inicio de transferencia de electrones en la interfaz electrodo/electrolito, o en otras palabras, la barrera energética para el inicio de las reacciones electroquímicas. V_{act} toma en cuenta la contribución del ánodo como del cátodo. El modelo de Vincenzo Liso toma la ecuación de Butler-Volmer para cuantificar dicho sobrepotencial:

$$V_{\text{act}} = \frac{RT}{\alpha F} \operatorname{arcsinh} h \left(\frac{i}{2i_0} \right) \quad [\text{V}] \quad (3.39)$$

En dicha ecuación i representa la densidad de corriente de intercambio que depende a su vez de i_0 que es el factor de rugosidad que relaciona el área electroquímica activa con el área geométrica:

$$i_0 = \gamma_M i_0^* \quad [\text{A/cm}^2] \quad (3.40)$$

El coeficiente γ_M es definido como:

$$\gamma_M = \varphi_I m_M \frac{6}{\rho_M d_M} \quad [\text{cm}^2/\text{cm}^2] \quad (3.41)$$

El modelo de Vincenzo es riguroso y válido para todo tipo de densidades de corriente y toma en cuenta, como se ha explicado, las contribuciones del ánodo y cátodo. No obstante, el modelo empleado para la simulación del electrolizador en Simulink opta por la simplificación de la ecuación de Butler-Volmer, conocida como ecuación de Tafel. Se trata de una aproximación computacionalmente más eficiente, pero con menor precisión:

$$v_{\text{act}} = b \log \left(\frac{i}{i_0} \right) \quad (3.42)$$

Donde b es la pendiente de Tafel, i es la densidad de corriente e i_0 es la densidad de corriente de intercambio.

3.7.3. Sobrepotencial Óhmico

Las pérdidas óhmicas están relacionadas con la resistencia iónica en la membrana:

$$V_{\text{ohm}}^{\text{mem}} = \frac{\delta_{\text{mem}}}{\sigma_{\text{mem}}} i \quad [\text{V}] \quad (3.43)$$

Es directamente proporcional al espesor de la membrana y la conductividad de la misma. La conductividad de la membrana es directamente proporcional a λ . Es preciso añadir en este instante el parámetro λ , que representa el contenido de agua en la membrana. Está definido como la cantidad de moles de agua por cada mol de ácido sulfúrico en la membrana de Nafion. Es un valor que se debe mantener constante para la hidratación óptima de la membrana. En este modelo no se tiene en cuenta, pero es un parámetro que se emplea en otros modelos más complejos.

En este caso, la conductividad de la membrana se obtiene de la siguiente manera:

$$\sigma_{\text{mem}} = \frac{F^2 C_{\text{H}^+} D_{\text{H}^+}}{RT} \quad [\text{S/cm}] \quad (3.44)$$

3.7.4. Sobrepotencial de Concentración

El sobrepotencial de concentración surge de las diferencias de concentración entre la superficie del electrodo y del electrolito. El modelo de Vincenzo emplea la siguiente expresión:

$$V_{\text{con}} = V_1 - V_0 = \frac{RT}{zF} \ln \left(\frac{C_1}{C_0} \right) \quad [\text{V}]$$

El modelo de Simulink no toma las pérdidas de sobrepotencial de concentración directamente en la ecuación de voltaje.

3.8. Cálculo de eficiencia

Para el cálculo de la eficiencia se utilizan los conceptos de Poder Calorífico Superior (High Heat Value) y Poder Calorífico Inferior (Low Heat Value) como base. Ambos fundamentos termodinámicos representan el contenido energético del hidrógeno. Por un lado, el HHV representa la cantidad total de energía liberada cuando el hidrógeno se oxida completamente. En este caso, se incluye la energía de condensación del agua formada. Por su parte, el LHV representa la energía

liberada cuando el hidrógeno es oxidado sin tener en cuenta la energía asociada a la condensación del vapor de agua.

$$\eta_{HHV} = \frac{HHV_{H_2}}{2F \cdot V_{cell}} \quad (3.45)$$

$$\eta_{LHV} = \frac{LHV_{H_2}}{2F \cdot V_{cell}} \quad (3.46)$$

El numerador en ambas expresiones representa el voltaje termodinámico reversible ideal, que en otras palabras, es el límite teórico inferior del voltaje para la disociación del agua siempre y cuando sea un proceso reversible y que toda la energía se emplee para la formación de enlaces químicos. Este valor se divide por el voltaje real de la celda, lo que resulta en una medida de la eficiencia de la celda.

3.9. Análisis Resultados

En el siguiente apartado se analizarán los resultados obtenidos de la simulación. No obstante, no todos serán incluidos en este apartado, debido a que casan en mejor medida en los siguientes, como es el caso de la producción total. Se ha realizado una simulación de 24 horas, que en las gráficas estará representada en el eje x con su unidad oficial medida del sistema internacional s.

3.9.1. Voltaje

Es interesante mostrar el voltaje desde el instante de activación ya que se pueden observar los fenómenos durante el arranque. Tal y como se ha comentado, los sobrepotenciales de activación representan una barrera inicial, que impide el comienzo de la transferencia de electrones hasta no ser superada. Esto queda reflejado en el pico de voltaje inicial de 240 V que se puede observar en la figura 3.9.

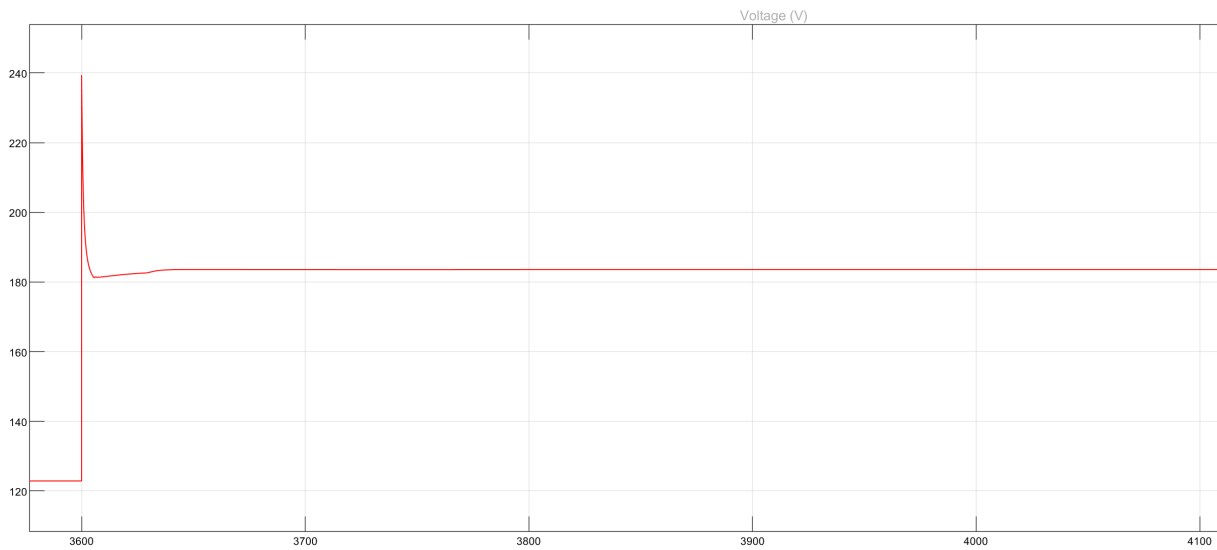


Figura 3.5: Transitorio De Arranque. Matlab

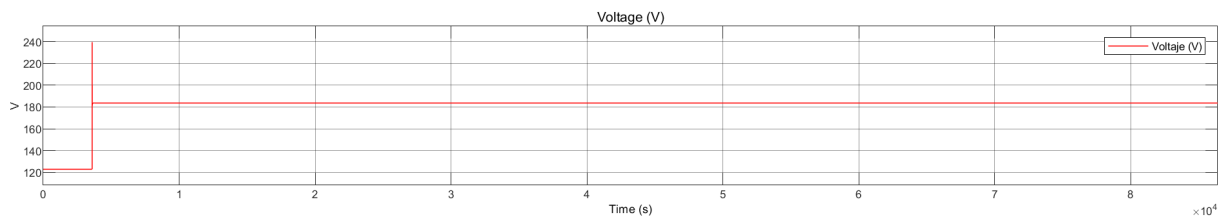


Figura 3.6: Tensión del electrolizador. Matlab

Una vez superado el pico transitorio, se produce la estabilización de la tensión a $180V$, que se puede catalogar como característica de las respuestas transitorias de electrolizadores PEM tras alcanzar el equilibrio térmico y termodinámico. El sistema cuenta con 100 stacks, por lo que cada celda individual opera a $1.8V$, que está considerado como un valor dentro del rango operativo eficiente. Este rango operativo se estipula entre los valores 1.4 a $2.3 V$. [9]

3.9.2. Corriente

Con el valor de tensión obtenido, junto con el de potencia 4.3, se puede obtener el corriente teórico:

$$I = \frac{P}{V}$$

Para $P = 154,000$ W y $V = 183$ V:

$$I = \frac{154,000}{183} \approx 840 \text{ A}$$

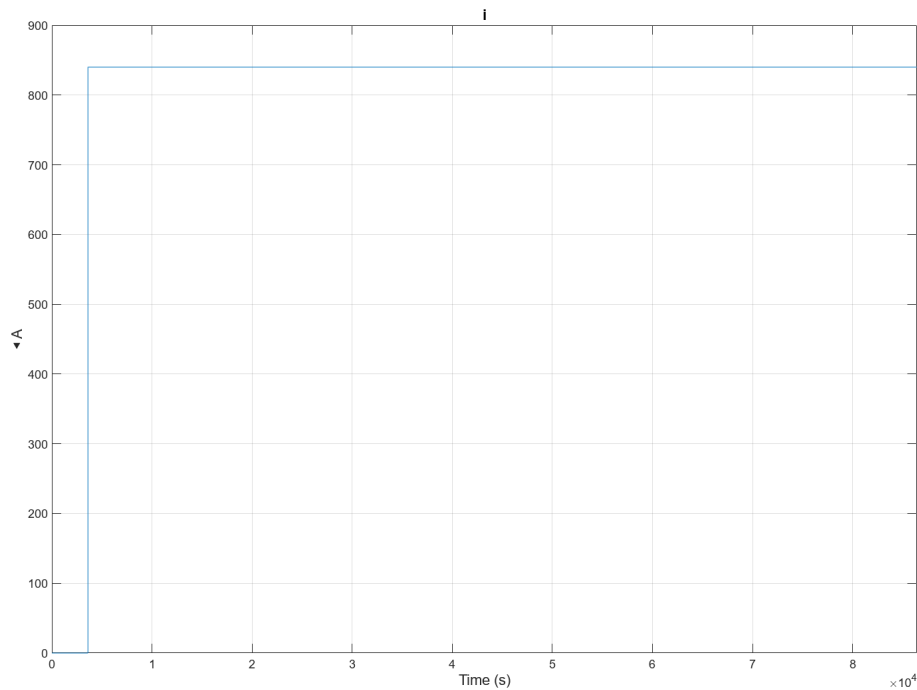


Figura 3.7: Corriente electrolizador. Matlab

La simulación resulta en un valor de 840 A , tal y como se puede observar en la figura 3.7. Una vez se conoce el amperaje, y observando los valores iniciales del área de la celda, 280 cm^2 , es posible conocer la densidad de corriente:

- Potencia eléctrica: $P = 154,000$ W

- Voltaje de operación: $V = 183 \text{ V}$
- Corriente total: $I = \frac{P}{V} = \frac{154,000}{183} \approx 840 \text{ A}$
- Área activa por celda: $A = 280 \text{ cm}^2$
- Número de celdas en el stack: $N = 100$

Cálculo de la densidad de corriente:

$$j = \frac{I}{A} = \frac{840 \text{ A}}{280 \text{ cm}^2} = 3 \text{ A/cm}^2$$

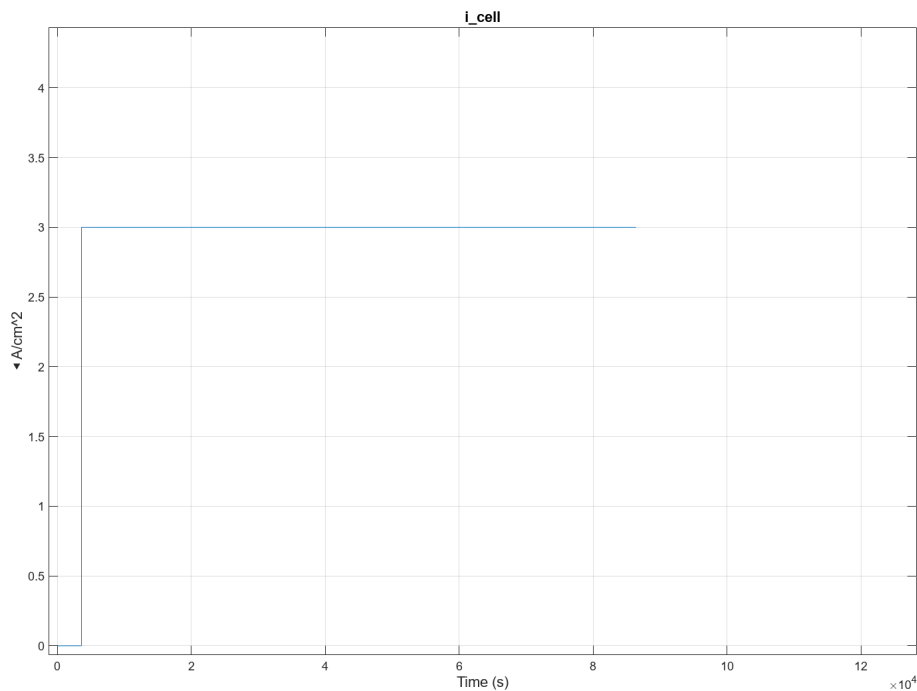


Figura 3.8: Densidad De Corriente

El resultado obtenido, representado en 3.8 representa un valor que se considera más cercano al desarrollo previsto para 2030.[9] Dentro de los rangos establecidos, una mayor densidad de corriente mejora el aprovechamiento de área activa, así como ofrece una mejor relación € por kW .

3.9.3. Temperatura

La temperatura del electrolizador es un parámetro clave para la eficiencia del dispositivo. La figura 3.9 muestra el resultado obtenido de la simulación, y se observa cómo transiciona de temperatura ambiente a 80 °C. La operación del sistema a 80 grados proporciona ventajas importantes, ya que la conductividad iónica en la membrana de Nafion se optimiza. Según estudios de durabilidad de las membranas, operar a esa temperatura prolonga la vida útil del dispositivo.[9] El modelo empleado dispone de un dispositivo de disipación de calor para mantener la temperatura en su estado óptimo.

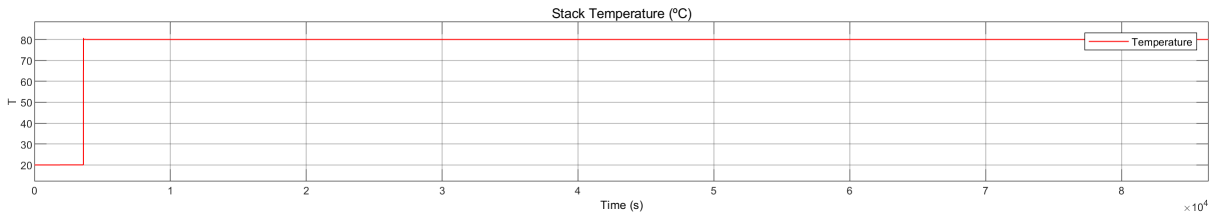


Figura 3.9: Temperatura del Electrolizador. Matlab

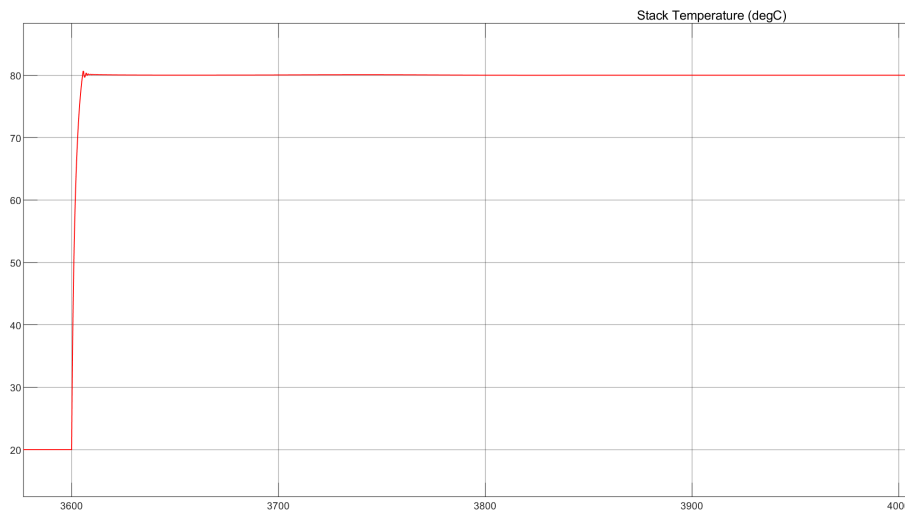


Figura 3.10: Transitorio Temperatura. Matlab

3.9.4. Rendimiento

El resultado del rendimiento del sistema, siendo este calculado con el high heat value (HHV), es 0.81. En este caso se representa la cantidad total de energía liberada cuando el hidrógeno se oxida completamente, incluyendo la energía de condensación del vapor de agua generado.

Por su parte, el valor del Low Heat value es de 0.68 y excluye la mencionada energía de condensación del agua formada. El poder calorífico inferior del gas es aquel en el que el H_2O en los productos no se ha condensado. El poder calorífico inferior es igual al poder calorífico superior menos el calor latente del vapor de agua condensado.[6] Estos resultados son excepcionalmente altos. La eficiencia de 68 % para el LHV significa que por cada 100 kWh de energía consumida, se convierten en 68 kWh de energía útil. Este valor se alinea con los estudios acerca de los valores óptimos de LHV, cuyo rango de valores óptimos se encuentra entre 50 y 68 %.[7][50]

Capítulo 4

Suministro De Energía

4.1. Demanda Energética del Electrolizador

El modelo empleado de electrolizador dispone de varios modos para la simulación del suministro eléctrico. Dependiendo de cuál se seleccione, el resultado obtenido en todos los aspectos varía.

En primer lugar, dispone del "solar profile", que simula un sistema fotovoltaico que alimenta al electrolizador directamente. Es por ello por lo que el perfil de suministro de energía es característico de la energía solar. La figura 4.1 muestra el comportamiento del sistema operando bajo el perfil de suministro solar a lo largo de un día contabilizado en segundos. La fase inicial representa el período nocturno donde el suministro es nulo debido a que la radiación en dichas horas es cero. A continuación, el amanecer provoca una pendiente positiva que se traduce en un crecimiento progresivo y pronunciado del suministro eléctrico. En torno al mediodía (12:00 horas), se alcanza el valor pico, aproximadamente 100 kW, y se debe a que la curva de radiación solar alcanza su máximo en dicho período. Tras el mediodía, se exhibe una disminución progresiva del suministro coincidiendo con la tarde hasta el ocaso. Finalmente, la puesta del sol provoca que el electrolizador carezca de alimentación.

Por otro lado, la gráfica representa por medio de la curva de color rojo la disipa-

ción de calor en el interior del electrolizador. Dicha curva sigue un patrón parecido al suministro eléctrico, alcanzando un valor máximo de 14.2 kW al mediodía.

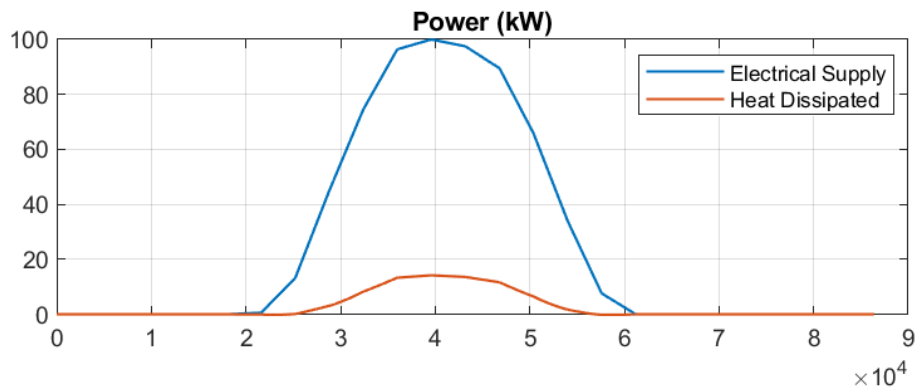


Figura 4.1: Suministro de energía. Modo "Solar Profile". Elaboración Matlab

El comportamiento del sistema alimentado por dicho perfil presenta diversas complicaciones operativas. El electrolizador experimenta largos períodos de inactividad, de 12 a 14 horas, y es un problema que se puede acrecentar con la llegada del invierno, donde las horas de sol se reducen drásticamente. Asimismo, al ser necesaria una mínima potencia para operar, el número de horas de producción se reduce de nuevo, tanto en la mañana como en la tarde. Por otro lado, dicho perfil de suministro está directamente relacionado con la producción de hidrógeno diario. En este caso, tal y como se puede observar en la figura 4.2 la producción total de hidrógeno por electrolizador es de 14 kg, lo que se encuentra lejos de la demanda necesaria para alimentar a la flota de autobuses. Fuera del intervalo de horas pico, el rendimiento del sistema desciende considerablemente. Sería necesaria la instalación de un número alto de electrolizadores, con su correspondiente coste. Cabe resaltar que la dependencia del sol es máxima, por lo que en días nublados, la producción de hidrógeno no llegaría a los mínimos imprescindibles.

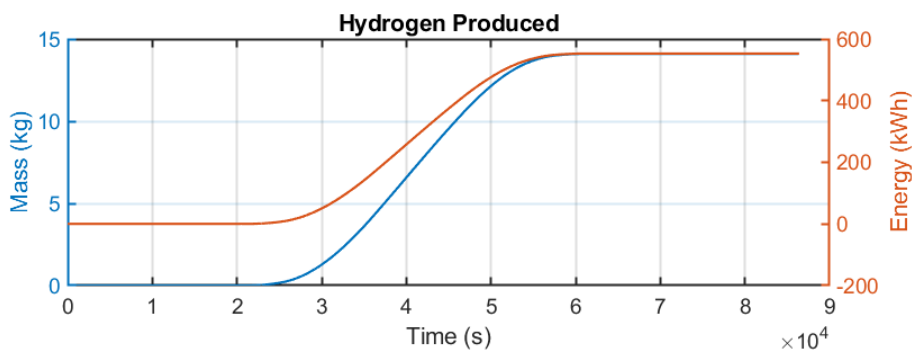


Figura 4.2: Producción hidrógeno perfil solar.

Es por ello por lo que esta solución podría ser viable en un sistema off-grid, donde el resultante de la energía solar no consumida se utilice para la producción de hidrógeno. A pesar de presentarse como uno de los métodos más atractivos para obtener hidrógeno verde, en el presente proyecto no se usará dicho perfil solar como suministro energético.

Por otro lado, el modelo introduce el "Step" por el cual es posible la simulación del electrolizador a partir de suministro eléctrico constante. El gráfico obtenido tras la simulación se puede ver reflejado en la figura 4.3. Dicha figura representa en color azul la entrega de potencia, con un valor constante de 154 kW, mientras que en color rojo se refleja el calor disipado por el sistema. Este calor disipado es constante, con un valor de 30 kW. Tal y como se puede observar, el sistema necesita un pico inicial de potencia para comenzar su operación, llegando incluso hasta los 200 kW. En cuanto a las conclusiones que se pueden obtener de la gráfica 4.3, el electrolizador opera en un régimen estacionario, sin fluctuaciones. El sistema comienza a operar a partir de la primera hora. A partir de dicho suministro eléctrico, el electrolizador es capaz de producir 72,65 kg diarios, lo que supone una diferencia significativa con respecto a la simulación con "solar profile". Es cierto que aumenta la demanda del electrolizador, lo que supone un posible encarecimiento del coste en términos energéticos. No obstante, la producción es considerablemente mayor, por lo que es necesario un número más reducido de electrolizadores que satisfagan la demanda.

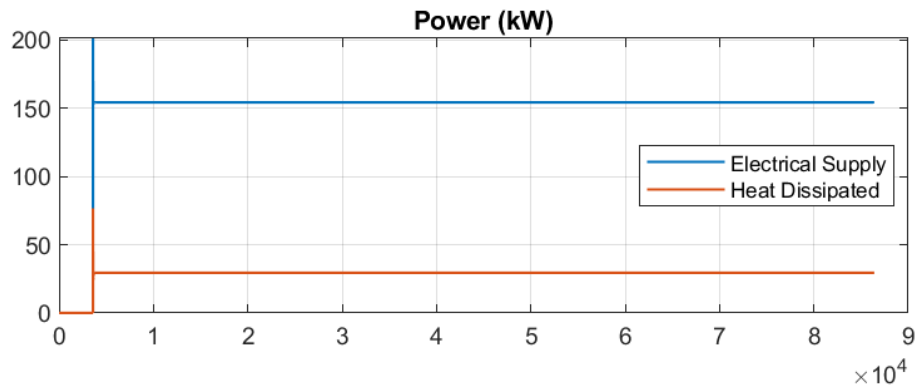


Figura 4.3: Suministro de energía. Modo Step

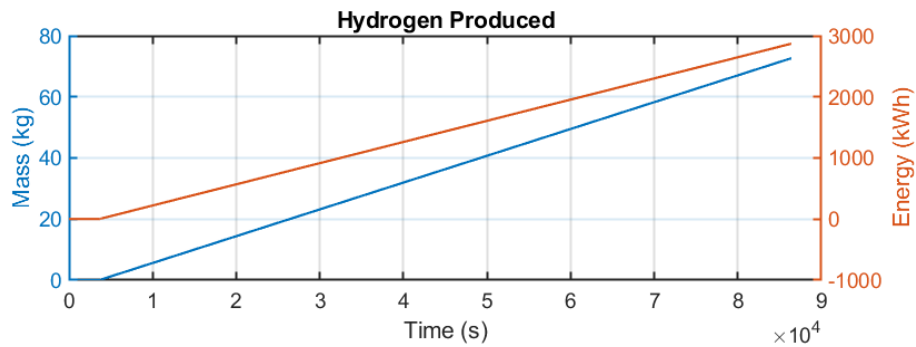


Figura 4.4: Producción hidrógeno. Suministro modelo Step.

El presente proyecto empleará para la simulación este último método, debido a que la producción de hidrógeno es mayor, es constante en el tiempo y el abastecimiento de energía puede ser optimizado.

4.2. Energía solar como fuente de alimentación

Tal y como se ha propuesto, el origen de la energía que se emplea en el electrolizador proviene de fuentes renovables para poder recibir la catalogación de hidrógeno verde. La energía solar es una de las principales fuentes de energía renovable, que aprovecha la radiación que proviene del sol para la producción de electricidad.

El principio de funcionamiento de los dispositivos fotovoltaicos reside en la activación de los electrones a partir de energía procedente de la radiación solar. Los paneles operan bajo el principio de que dichos electrones se activan desde un estado de menor energía a un estado mayor, por medio de la adición de energía solar. La mencionada activación crea lo que se conoce como pares de electrones y huecos libres en el semiconductor, generando así electricidad.[21]

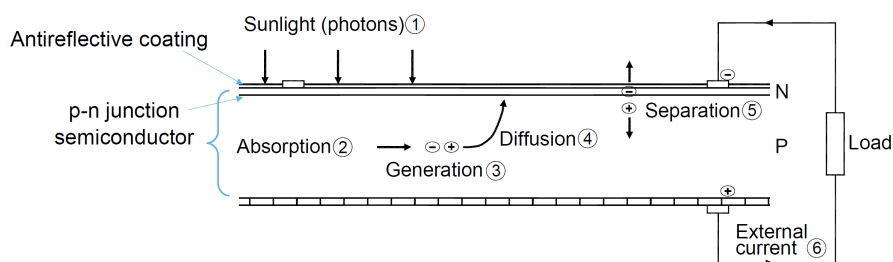


Figura 4.5: Absorción solar en panel fotovoltaico. University Of Twente.

4.2.1. Estudio de Diseño de Generación Fotovoltaica

La planta fotovoltaica ha sido diseñada con la herramienta PVsyst, el cual es un software especializado y ampliamente utilizado en la industria energética. Destaca por sus herramientas para el diseño, simulación y posterior análisis de sistemas de energía solar fotovoltaica. En el presente proyecto, se propone un sistema fotovoltaico autónomo con baterías. La localización de la planta fotovoltaica es esencial para la simulación. Se ha decidido que sea Tres Cantos (Madrid), debido a que disfruta de una irradiación solar elevada, tal y como se puede observar en la figura 4.7. En ella queda reflejada la irradiación mensual en la norteña ciudad madrileña. Además, el clima mediterráneo-continental de la región de Madrid, con inviernos de baja nubosidad y largos veranos soleados, maximiza el potencial de la planta.[48] La base de datos utilizada es Meteonorm 8.2, que garantiza una representación actualizada de la información del clima. A continuación, se estipula un valor de Albedo de 0.20. El albedo es el coeficiente de reflexión de un tipo de

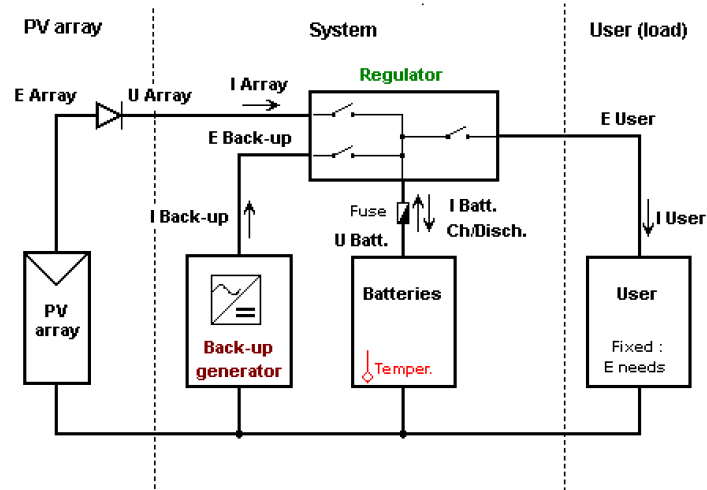


Figura 4.6: Stand-alone FV. PVsyst

suelo. Al recibir radiación, se vuelve a emitir parte de ella y se absorbe el resto, por lo que dependiendo del material puede variar considerablemente y afecta directamente a los paneles. Para el presente proyecto, se escoge un valor estándar para superficies mixtas de 0,20.

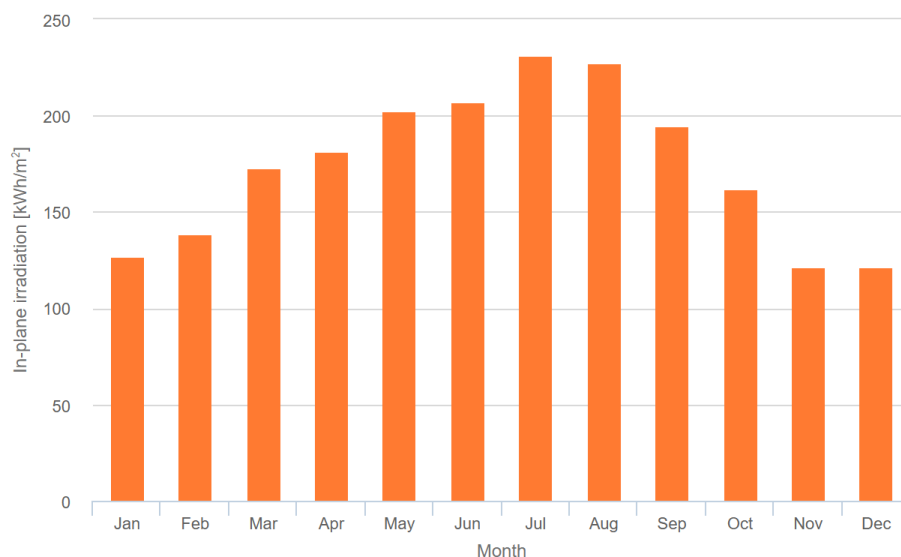


Figura 4.7: Radiación Mensual.[20]

La demanda del sistema se ha fijado en $184kW$ para cubrir las necesidades del electrolizador y los demás componentes que constituyen la planta. En otras palabras, se ha diseñado para una demanda anual de $1612MWh$, el cual es el valor de referencia para el dimensionamiento tanto de la planta solar como del sistema de baterías.

En cuanto a la configuración del generador fotovoltaico, se posiciona en plano fijo con inclinación de 37° y azimut 0° , lo que implica orientación sur que optimiza la captación solar en la latitud de Tres Cantos.[20]

El generador fotovoltaico se compone de 1920 módulos, lo que todo ello suma una potencia nominal de $1344 kWp$. Dicha cantidad se debe a que es necesario afrontar una alta demanda, mencionada anteriormente. Se distribuyen en 480 strings conectados en paralelo y cada uno de ellos está compuesto por 4 módulos en serie. Dicha disposición tiene como objetivo optimizar la captación de energía a la vez de mantener los voltajes de operación en rangos adecuados. Los generadores ocupan un área de $5957 m^2$ y la superficie efectiva de celda de $5588 m^2$ tal y como se puede ver en el reporte.

El comportamiento del sistema en condiciones reales, $50^\circ C$, es un tanto menor que en STC (Standard Test Conditions), y la potencia máxima es de $1247 kWp$, con valores de los parámetros eléctricos de $149V$ y $8387A$. La reducción se debe al coeficiente térmico negativo de los módulos fotovoltaicos, que en el programa se estima en $-5 mV/C$.

A continuación, el sistema de almacenamiento se basa en baterías de plomo-ácido tipo AGM, y el modelo es el S2-3560, con una suma de 900 unidades y una capacidad total de $90000 Ah$. Se disponen 30 en paralelo y 30 en serie, estableciendo un voltaje nominal de $60 V$. En total, la instalación proporciona un almacenamiento de $4795.9 kWh$. La amplia configuración tiene como objetivo garantizar la autonomía general del sistema, especialmente en períodos nocturnos o de baja irradiancia. Las baterías cuentan con un límite operativo estricto, conocido como SOC, limitado a un estado de carga mínimo de 10% para evitar descargas extremas que puedan reducir la vida útil de las baterías. La temperatura

de las baterías se ha fijado en 20 °C.

Para la extracción eficiente de energía del sistema fotovoltaico, el proyecto incorpora un controlador universal MPPT (Maximum Power Point Tracking). La función principal es asegurar el control de carga y descarga para optimizar la extracción de energía.[45]

En cuanto a las pérdidas modeladas del sistema, se pueden dividir en las siguientes:

- **Pérdidas Térmicas:** El U_c modela el comportamiento térmico del sistema, y en este caso se estima como constante igual a $20W/m^2K$. Dicho valor es típico para instalaciones sobre estructura fija con ventilación natural. En este caso no se ha estimado un enfriamiento adicional por efecto del viento, por lo que U_v es cero.
- **Pérdidas Eléctricas:** La resistencia global del array es de $0.29 m\Omega$, lo que implica unas pérdidas en el cableado de corriente continua totales de 1.5 % en condiciones STC. En adición, los diodos en serie añaden una caída de tensión de 0.7 V, lo que equivale a una pérdida de 0.4 % en STC.
- **Pérdidas por Mismatch:** El sistema tiene en cuenta pérdidas por desajuste entre módulos de 2 % en el punto de máxima potencia MPP, a lo que se añade un extra de 0.2 % por desajustes entre strings.
- **Pérdidas por Calidad del Módulo:** Se trata de una pérdida negativa contemplada por el sistema por calidad del módulo ligeramente superior a la referencia. En este caso son 0.8 %.
- **Pérdidas por Ángulo de Incidencia (IAM):** El IAM (Incidence Angle Modifier) corresponde a la disminución de la irradiancia en las células fotovoltaicas en comparación con la irradiancia bajo incidencia normal. Son causadas principalmente por las reflexiones que se producen en la cubierta de vidrio, y que aumentan progresivamente con el ángulo de incidencia. La imagen 4.8 refleja lo comentado. En el programa, se utiliza un factor que reduce

la transmisión en función del ángulo de incidencia tal y como se observa en el reporte.

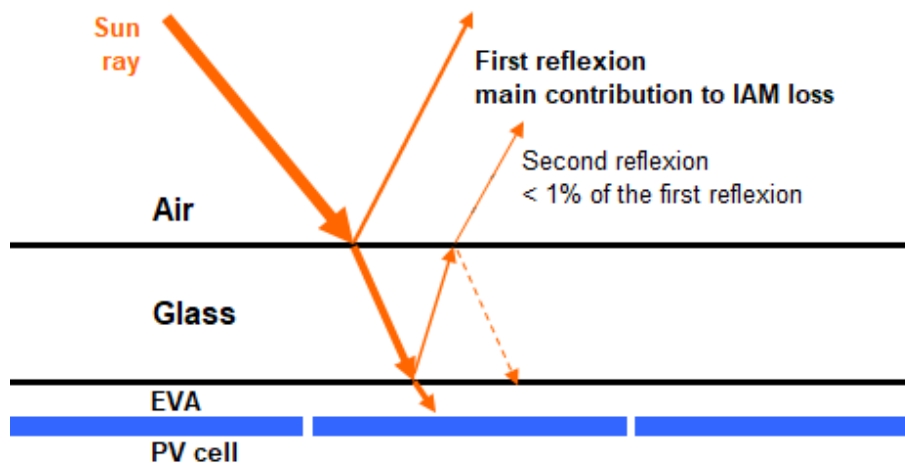


Figura 4.8: IAM. [45]

Los resultados de la simulación del parque fotovoltaico en Tres Cantos reflejan la siguiente tabla 4.1. Dichos valores indican lo esperado, un sistema de generación de alta capacidad pero con un importante volumen de energía que no es aprovechado. Por otro lado, el Performance Ratio (PR) 4.9 muestra las pérdidas del sistema, destacando entre ellas las mencionadas de energía no aprovechada. Más adelante se analizarán las pérdidas principales. Por otro lado, el valor de fracción solar muestra que el sistema cubre prácticamente la demanda con el uso de la energía solar, lo que cumple con el objetivo de suministro eléctrico autónomo renovable del electrolizador.

Generación del sistema

Energía Útil Generada	1515.5 MWh/year
Energía solar disponible	2292.3 MWh/year
Exceso (no usado)	630.1 MWh/year

Pérdidas de Carga

Fracción Tiempo Déficit Energético	6 %
Energía Faltante	96.4 MWh/year
Performance Ratio PR	56.06 %
Fracción solar SF	94.02 %

Cuadro 4.1: Generación y pérdidas del sistema. PVsyst

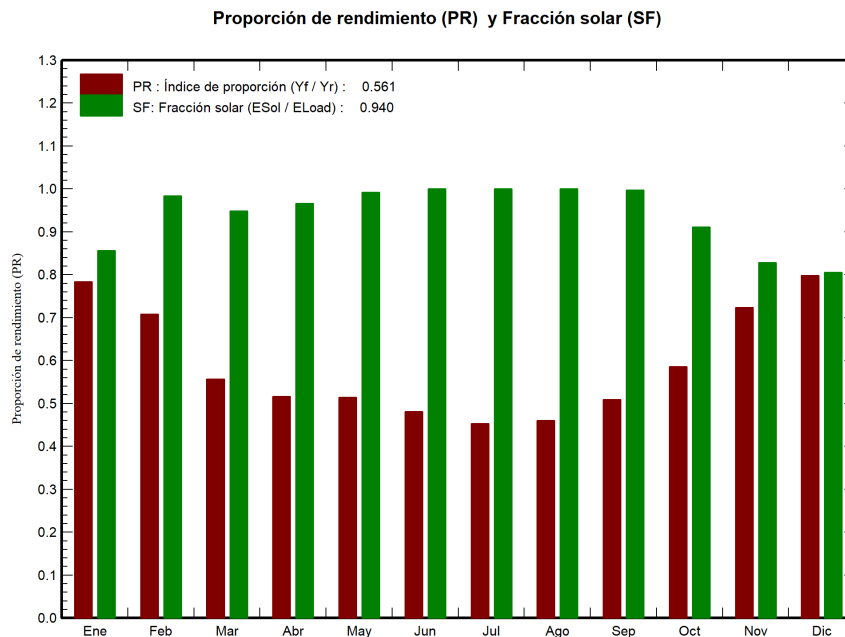


Figura 4.9: Performance Ratio PR. PVSyst

Por otro lado, las baterías muestran una degeneración elevada y significativa por el ciclado, lo que, en otras palabras, se refiere a las consecuencias del uso intensivo y las numerosas cargas y descargas del sistema.

Estado Baterías

Estado de Desgaste por Ciclos SOW	68.7 %
Estado de Desgaste Estático	90.0 %

Cuadro 4.2: Estado de las Baterías. PVsyst

Tras la simulación del software, se obtiene el reporte con el balance de resultados, que se muestra en la siguiente tabla 4.2.1. En ella se observan parámetros fundamentales. En primer lugar, la irradiación global a lo largo de los meses es característica del clima mediterráneo continental, con máximos veraniegos (julio) y mínimos invernales (diciembre). El ratio de Solar Fraction, ya mencionado anteriormente, evidencia en los meses de invierno especialmente, días más cortos e irradiación menor, la dificultad para cubrir la demanda. Por otro lado, en los meses de verano, el excedente de energía representa valores elevados, por lo que en futuras ampliaciones del proyecto puede ser una vía de optimización y desarrollo.

	GlobHor (kWh/m ²)	GlobEff (kWh/m ²)	E_Avail (MWh)	EUnused (MWh)	E_Miss (MWh)	E_User (MWh)	E_Load (MWh)	SolFrac (ratio)
Enero	63.6	109.8	134.7	12.0	19.66	117.2	136.9	0.856
Febrero	84.5	125.9	153.4	21.2	2.08	121.6	123.6	0.983
Marzo	133.7	170.1	201.8	59.0	7.05	129.8	136.9	0.949
Abril	167.1	180.1	211.2	70.7	14.25	130.2	132.5	0.966
Mayo	205.6	191.0	220.9	71.3	1.11	135.8	136.9	0.992
Junio	225.8	199.6	226.8	79.4	0.00	132.5	132.5	1.000
Julio	241.1	219.4	244.7	90.6	0.00	136.9	136.9	1.000
Agosto	211.8	216.1	242.4	89.4	0.00	136.9	136.9	1.000
Septiembre	157.2	189.3	215.8	68.3	1.41	132.1	132.5	0.997
Octubre	140.8	155.7	182.7	44.9	12.23	124.7	136.9	0.911
Noviembre	68.6	111.3	133.7	18.0	22.69	109.8	132.5	0.829
Diciembre	56.7	101.4	124.2	5.5	26.70	110.2	136.9	0.805
Anual	1724.1	1969.8	2292.3	630.1	96.37	1515.25	1611.8	0.940

Cuadro 4.3: Balances y Resultados

Leyenda

- **GlobHor**: Irradiación Global Horizontal
- **GlobEff**: Effective Global (Corregida IAM y sombras)
- **E_Avail**: Energía Solar Disponible
- **EUnused**: Energía No Usada (Batería llena)
- **E_Miss**: Missing energy
- **E_User**: Energía Suministrada Usuario
- **E_Load**: Energía Demadada Usuario(Load)
- **SolFrac**: Fracción Solar (E_User / E_Load)

Una vez analizados los resultados principales, es necesario comentar las principales fuentes de pérdidas para comprender por completo el sistema, identificando los puntos de ineficiencia críticos y su impacto general.

El diagrama está representado por una flecha de flujo general a la que se eliminan o añaden las pérdidas energéticas. Comienza con la irradiación horizontal global ya explicada anteriormente, a la que se añade una ganancia del 16.7 % debido a la optimización en la inclinación de los paneles solares para la latitud de Tres Cantos. A continuación, se restan las pérdidas del 2.1 % por el ya comentado efecto IAM (Incident Angle Modifier). Una vez se conoce el área total ($5957 m^2$), y la eficiencia de los paneles en STC (22.58 %), se conoce la energía nominal. Cabe destacar que la eficiencia de los paneles se debe al uso del modelo 700CME-132BDS de AE, un fabricante alemán de alta calidad. A la energía nominal se le deben restar las pérdidas ya explicadas anteriormente, por niveles de irradiancia (-0.5 %), pérdidas térmicas (-6.1 %), mismatch (-2.2 %), pérdidas óhmicas (-1.6 %) y se le añade una pequeña ganancia debido a la ya mencionada calidad de los módulos (+0.8 %).

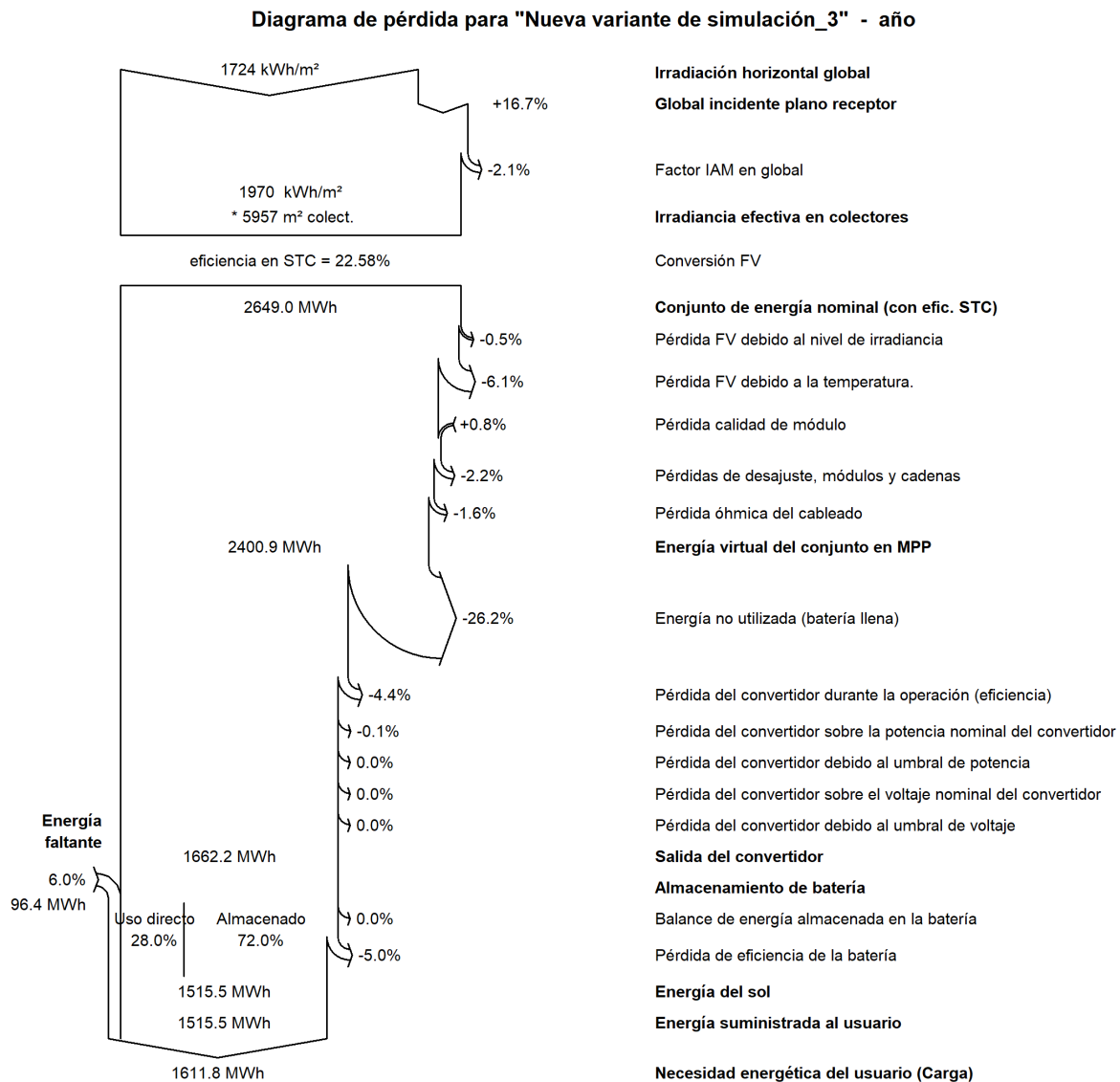


Figura 4.10: Diagrama de pérdidas. PVSyst

Tras este punto, se restan las pérdidas de energía no utilizada, en torno al 26.2 %, y ocurre cuando las baterías se encuentran en sus máximos y no es posible absorber la producción fotovoltaica. Como se ha comentado, es una suma excesiva que representa 630 MWh al año, lo que podría ser un punto de optimización del sistema en futuras ampliaciones o mejoras de la instalación. A continuación, se resta la energía disipada durante la conversión en el controlador MPPT, que suma un total de 4.4 %. A continuación, el almacenamiento en baterías supone una pérdida del 5 %.

Con ello, la energía total entregada al usuario, en este caso el presente proyecto, es 1515 MWh .

El dimensionamiento de la planta tiene como objetivo surtir de energía a todos los componentes de la instalación sin necesidad de conectarse a la red. Por ello, es necesaria la implementación de estrategias de gestión inteligente de cargas que permitan el aprovechamiento de la capacidad instalada y reducir al máximo el desperdicio energético. El reto de la gestión inteligente se centra en los meses de invierno, donde la producción se reduce debido al número de horas de sol disponibles. La capacidad de almacenamiento de las baterías es de un día, por lo que se permite continuar operando un día completo sin recibir radiación solar.

Capítulo 5

Componentes Estación de Recarga

5.1. Introducción Componentes

En la actualidad se dispone de diversos conceptos diferentes respecto al diseño de estaciones de repostaje de hidrógeno (HRS), a la vez que diversas tecnologías para cada uno de los componentes. El presente proyecto no detalla cada una de ellas, ya que se encuentra fuera del alcance, y se centra en los principales módulos que componen la HRS:

- **Suministro de hidrógeno:** Producción de hidrógeno in situ. Se compone de los elementos ya expuestos hasta el presente capítulo.
- **Compresión:** Compuesto por los elementos necesarios para alcanzar la presión requerida.
- **Almacenamiento:** Depósito del hidrógeno producido en el electrolizador para su posterior uso.
- **Planta de tratamiento de agua:** Elementos imprescindibles para el abastecimiento de agua pura para la electrólisis.
- **Dispensador:** Componentes necesarios para la transferencia de hidrógeno a los autobuses.

- **Sistemas de Control y Sistema Eléctrico:** Elementos necesarios para controlar el sistema y actuar en caso de caída eléctrica.

5.2. Compresor

El primer componente es el suministro de hidrógeno, que ya se ha desarrollado en los capítulos anteriores. Tras la generación del hidrógeno, es necesario aumentar la presión del mismo hasta los 350 bares que demanda el FCEV. Son los equipos compresores los encargados de elevar la presión. En las estaciones de recarga de hidrógeno, el tipo de compresor más común es el mecánico. Se ha mencionado ya su existencia en el segundo capítulo.

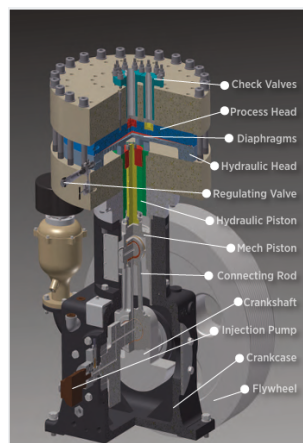


Figura 5.1: PDC Compresor.[29]

Los más comunes son los compresores de pistón y los compresores de diafragma.[42] En este proyecto se decide emplear el compresor de diafragma debido a que es una tecnología que reduce la contaminación del hidrógeno y posee una vida útil prolongada. A pesar de emplear aceites en el circuito hidráulico, estos no entran en contacto con el gas, por lo que la pureza es mayor. En cuanto al mantenimiento, a diferencia del compresor a pistón, cobra menos importancia.

El funcionamiento básico del diafragma se puede describir en cuatro pasos principalmente. El primero es la transmisión de movimiento al pistón mecánico

por parte del cigüeñal y biela conectora. A continuación, el mencionado pistón acciona el pistón hidráulico que mueve el flujo hidráulico. Este último hace que los diafragmas flexionen verticalmente, lo que provoca la compresión del gas. La salida del gas comprimido se produce en las válvulas de retención. Los elementos mencionados se pueden observar en la figura 5.1.

La producción del electrolizador se sitúa en 72 kilogramos de H_2 diarios, lo que en segundos se traduce a 0.84 Kg/s . Por lo que el compresor que se seleccione debe alinearse con la generación del electrolizador.

En el mercado existen diversos fabricantes que ofrecen soluciones interesantes para suplir la demanda del proyecto. En este aspecto, el fabricante PDC, que presenta un compresor ideal para aplicaciones de media-baja escala conocido como PDC-4. Este compresor posee una capacidad máxima de 115 Kg/día y una presión regulable máxima de 500 bar .

5.3. Estructura del Almacenamiento

Una vez se ha completado el proceso de compresión, el siguiente paso es el almacenamiento. Se constituye como uno de los pilares fundamentales para la estación de recarga, ya que salva las distancias temporales de producción y consumo. La capacidad de almacenamiento se diseña con la capacidad diaria de la estación de recarga de hidrógeno, en este caso 72 Kg/día . [8] En el caso del presente proyecto, se decide que la capacidad nominal de almacenamiento sea de 3 días, con el objetivo principal de amortiguar posibles periodos de indisponibilidad o fallos en la producción. Se realiza un estudio aproximado de la masa a almacenar

$$M = 3 \times 72 = 216 \text{ kg.} \quad (5.1)$$

Aplicando la relación básica

$$V = \frac{M}{\rho}$$

La densidad del hidrógeno a 350 *bar* y 20 °C es aproximadamente

$$\rho = 23,715 \text{ kg/m}^3$$

Por lo que:

$$V = \frac{M}{\rho} = \frac{216 \text{ kg}}{23,715 \text{ kg/m}^3} \approx 9,11 \text{ m}^3 \quad (5.2)$$

Una vez se conoce la capacidad necesaria, se hace un análisis del mercado. El modelo seleccionado es el Hydrogen Storage Pro, del fabricante Hexagon Purus, especializado en aplicaciones industriales y movilidad sostenible. Dicha empresa cuenta con experiencia en proyectos europeos. Se trata de un recipiente de tipo IV, que se caracteriza por estar construido en composite de fibra de carbono con un liner polimérico de alta densidad.



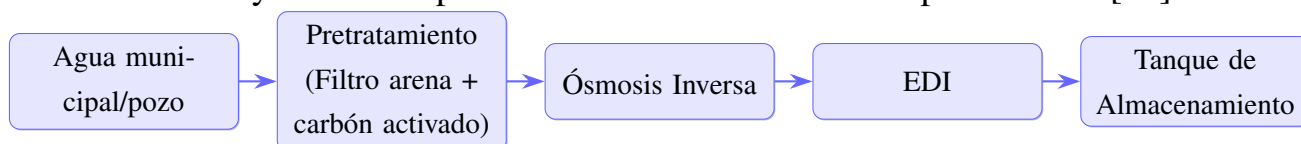
Figura 5.2: Tanque almacenamiento tipo 4.[43]

Según el fabricante, el modelo tiene una vida útil de 15000 ciclos, lo que resulta interesante para el desarrollo del proyecto. Para complacer la demanda de almacenamiento, es necesaria la configuración de 5 cilindros individuales de 52 kilogramos de hidrógeno para sumar un total de 260 *kg*.[43]

5.4. Planta de Tratamiento de Agua

La vida útil del electrolizador PEMWE depende enormemente de la calidad del agua que emplea para el proceso de la electrólisis. Son recurrentes los fallos y degradación de los componentes por no cumplir con los requisitos de calidad del agua. Pequeñas cantidades de iones y moléculas causan daños irreparables e irreversibles en los componentes del electrolizador. Por ello, se diseña una planta de tratamiento de aguas.

El proceso se lleva a cabo en varias fases y parte de aguas de pozo municipales. En primer lugar, el pretratamiento adecúa el agua bruta para que sea empleada como fuente de alimentación y cuenta con filtro de arena y carbón activado. A continuación, la ósmosis inversa (RO) elimina la carga iónica. Una vez finaliza la etapa RO, comienza la electrodeionización que elimina cualquier ion restante. Por último, la planta cuenta con un tanque de almacenamiento de agua ultra-pura. De forma estándar, el agua pura contiene únicamente H_2O , así como una cantidad equilibrada de iones. Tiene una resistividad de $18.2 M\Omega cm$, un contenido total de carbono orgánico (TOC) inferior a 10 ppb y una concentración bacteriana inferior a 10 UFC/ml. Para ser clasificada como ultrapura, el agua no debe contener endotoxinas detectables y debe estar purificada con altos niveles de especificación.[53]



La figura 5.3 muestra la demanda de agua del electrolizador, representada en kg/s a lo largo de 84600 segundos que tiene un día. Se ha tomado el valor del flujo de salida de la bomba del tanque de almacenamiento de agua pura. Se dispone de un caudal másico de:

$$\dot{m} = 0,0173 \text{ kg/s}$$

Como la densidad del agua es aproximadamente 1 kg/l , tenemos:

$$0,0173 \text{ kg/s} = 0,0173 \text{ l/s}$$

Se calculan los litros por día:

$$\text{Litros por segundo} = 0,0173 \text{ l/s}$$

$$\text{Litros por día} = 62,28 \text{ l/h} \times 24 \text{ h/día} = 1494,72 \text{ l/día}$$

$$1494,72 \text{ l/día}$$

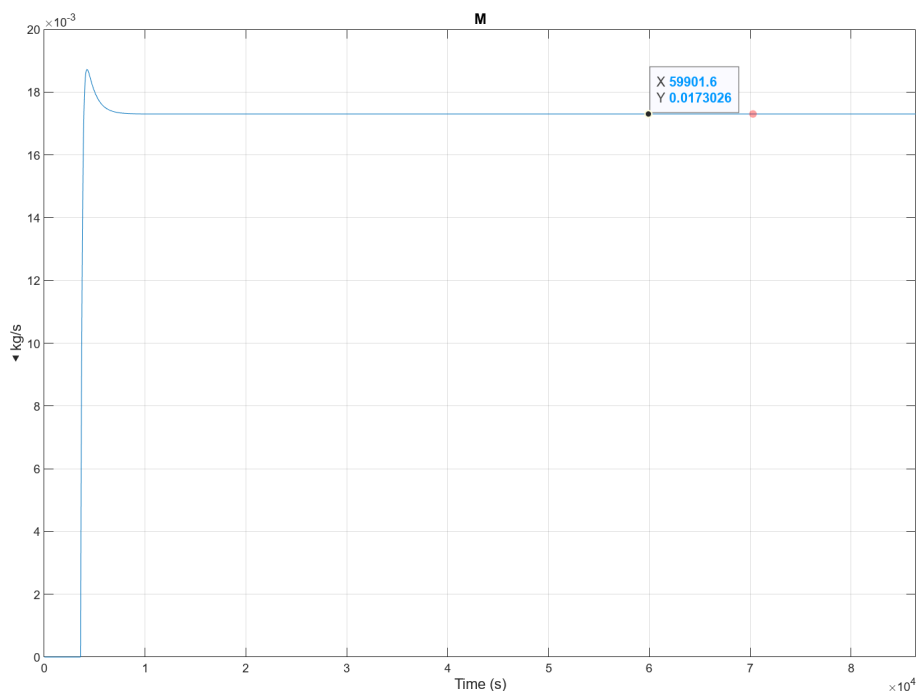


Figura 5.3: Agua bombeada cada 24 horas al electrolizador.

Con ello, se puede conocer las dimensiones de los componentes de la planta de tratamiento de agua.

5.4.1. Pretratamiento

El pretratamiento prepara el agua cruda para eliminar contaminantes que puedan dañar alguno de los componentes de las etapas posteriores, como las membranas presentes en ósmosis inversa. En primera instancia se compone de un filtro

de arena de sílice que retiene sólidos en suspensión por medio de varias capas de arena graduada. A continuación, un filtro de carbón activado absorbe el color libre, cloraminas y compuestos orgánicos de 1-2 *nm*

5.4.2. Ósmosis Inversa

En el segundo paso se implementa la ósmosis inversa, cuyo objetivo principal es la desalinización. Para ello, se reducen las concentraciones de iones y sales disueltas en el agua. En el sistema de doble paso planteado, el agua pasa por dos membranas en serie, en la que la primera reduce la conductividad a valores moderados y la segunda reduce las concentraciones de sales y se alcanzan valores inferiores a 10 $\mu S/cm$. [30]

5.4.3. Electroionización

La electroionización es el último paso del tratamiento de aguas que combina resinas de intercambio iónico y membranas selectivas con un campo eléctrico, cuya finalidad es la eliminación de iones o especies cargadas presentes en el agua. [25]. Este componente es crucial para alcanzar la resistividad y la baja conductividad requerida en el electrolizador.

5.4.4. Torre De Almacenamiento

Tras la electroionización, el agua tratada debe ser almacenada en condiciones especiales. Para ello, se hace uso de torres de almacenamiento. El tanque debe cumplir la normativa SEMI F63, por la que la resistividad debe ser mayor o igual a 18.18 $M\Omega cm$ a 25°C, la norma ASTM D5127-13 Tipo E-1.3, por la que se regulan los materiales y diseño aptos para agua ultra pura y, por último, la norma ISO 19880-1 de seguridad y compatibilidad para aplicaciones de hidrógeno.

5.5. Dispensador de Hidrógeno

Los dispensadores de hidrógeno son el último componente de la cadena, y en ellos recae la responsabilidad de transferir el hidrógeno de forma segura conforme a los estándares establecidos. Tanto para la recarga de vehículos ligeros como pesados, los dispensadores deben cumplir estrictamente la norma técnica SAE J2601 redactada por la Society of Automotive Engineers, que describe los procedimientos y parámetros normativos para garantizar la transferencia segura de hidrógeno. Entre estos parámetros se encuentra la limitación mínima de temperatura de -40°C , la temperatura máxima del hidrógeno del vehículo 85°C o la tasa de llenado máximo de 60 g/s . [42]



Figura 5.4: Dispensador de Hidrógeno IC50/30-S. [13]

Uno de los factores más influyentes es la temperatura por varios aspectos. En primer lugar, valores excesivos de temperatura pueden causar pérdida de propiedades mecánicas de los materiales de los tanques de almacenamiento. Por otro lado, la eficiencia del proceso disminuye. Uno de los causantes del aumento de temperatura es la diferencia de presiones necesaria entre el tanque de almacenamiento y el tanque del vehículo pesado para el abastecimiento, debido a una expansión del gas causada por el coeficiente de Joule–Thomson negativo del hidrógeno. Esto quiere decir que, a diferencia de la mayoría de los gases, el hidrógeno se calienta cuando se expande a temperatura ambiente. [42] Para solventarlo, existen sistemas de pre-cooling en los dispensadores que aseguran temperaturas menores de 85°C .

El fabricante seleccionado para el dispensador es Linde Engineering, que posee experiencia en proyectos similares al presente, como el Transport of London. El modelo que más se adecúa es el IC50/30-S, cuyos parámetros operativos son presión regulable de salida hasta 500 *bar*, capacidad diaria de hasta 450 *kg*, flujo másico de 40 kilogramos en 15 minutos y consumo reducido. El fabricante asegura en torno a 20 años de vida útil, con unos 15000 ciclos, que para la demanda del presente proyecto puede prolongarse.[13]

5.6. Sistemas de Control y Sistema Eléctrico

La planta cuenta con un cuarto eléctrico donde se separan las distribuciones de media y baja tensión, y se incluye un SAI (Sistema de Alimentación Ininterrumpida), para respaldar el sistema en caso de caída eléctrica. Por otro lado, la sala de control manejará los sistemas de control de producción de hidrógeno y de la planta solar.

Capítulo 6

Presupuesto y Estudio Económico

El análisis económico y la evaluación de viabilidad del proyecto fundamentales a la hora de determinar si es factible en términos financieros. A lo largo del capítulo se relatarán los costes de los equipos, costes de construcción e instalación, así como ingresos y costes de operación. Por último, se emplearán las métricas comunes para determinar la viabilidad del proyecto.

6.1. Coste Equipos

En el presente apartado se pretende analizar los costes de los equipos necesarios para el correcto funcionamiento de la estación de recarga de hidrógeno.

El estudio se organizará por categorías, comenzando por los costes de equipos tanto de la producción y almacenamiento de hidrógeno como de generación de energía fotovoltaica con sus respectivos costes de instalación. Por otro lado, se analizarán los costes del sistema de tratamiento de agua.

- **Planta de Suministro de Energía:**

La inversión requerida para la instalación fotovoltaica está compuesta por varias categorías que muestran la complejidad del sistema standalone y que suman un total de 2,158,850 €. Los equipos principales representan la mayor parte de los costes. En primer lugar, los paneles AE 700CME-132BDS tienen

un coste aproximado de 60 € por módulo. A continuación, se incluye el coste de los soportes, aproximadamente 10 € por unidad. Tras ello, se añade el coste de las baterías, que son los componentes más caros de la instalación. Cada batería tiene un coste aproximado de 1900 € por unidad. Los equipos secundarios están compuestos por elementos necesarios para la operación de la planta. Estos suman un total de 26,850 €. Los costes de instalación de la planta solar son elevados debido al elevado número de componentes, destacando la cantidad de baterías a instalar.

Componentes	Cantidad	Coste (EUR)	Total (EUR)
Módulos PV			
AE 700CME-132BDS	1920	60.00	115,200.00
Soportes para módulos	1920	10.00	19,200.00
Baterías	900	1,900.00	1,710,000.00
Controlllers			1,200.00
Otros componentes			
Combiner box	24	500.00	12,000.00
Sistema monitorización	3	150.00	450.00
Pararrayos	48	300.00	14,400.00
Instalación			
Instalación coste/module	1920	50.00	96,000.00
Instalación coste/inversor	2	200.00	400.00
Instalación coste/batería	900	200.00	180,000.00
Transporte	1	10,000.00	10,000.00
Total			2,158,850.00
Depreciable			1,845,600.00

Cuadro 6.1: Desglose costes del sistema.

■ Electrolizador:

Para el cálculo de los costes del electrolizador se accede a estudios que aseguran un rango de costes de 384 €/kW a 1071 €/kW. Estos estudios analizan los costes de cara al futuro, pero carecen de un dato exacto para 2025. [24] Asimismo, en la misma línea se encuentra el prestigioso PV Magazine que asegura que para el año 2025 el coste aproximado se encuentra rozando

los 1000 €/kW.[44] Por tanto:

$$C_{\text{Electrolizador}} = 1000 \text{ €/kW} \times 154 \text{ kW} = 154\,000 \text{ €} \quad (6.1)$$

■ Planta tratamiento de aguas:

Los costes de la planta de tratamiento de aguas se están directamente relacionados con las dimensiones que se le proporcionen. Se ha calculado anteriormente que el electrolizador tiene una demanda diaria de aproximadamente 1500 litros, por lo que se decide sobredimensionarlo por si existen periodos de reparaciones o reducciones de producción. Por ello, se decide dimensionar el sistema para 2500 litros diarios.

En primer lugar, el pretratamiento, compuesto por el filtro de arena y los carbones activados, tiene una estimación de coste de 2500 €. Por su parte, el coste del sistema compacto de doble paso para 2500 litros diarios se estima en 10.000 €. Los costes se incrementan por la necesidad de cumplir con las normativas industriales, ya que en caso de ser para uso doméstico, los costes se encuentran por debajo de 1.000 €. Por su parte, el electrodeionizador (EDI) tiene un coste superior, que se estima en 20.000 €, ya que se considera que es imprescindible que sea de alta calidad para una durabilidad y eficiencia óptimas.[38] Por último, el tanque de almacenamiento de agua ultrapura se estima en 4.500 €.

■ Compresor:

Tal y como se ha descrito en el apartado de compresión, se ha optado por el fabricante PDC, con su modelo PDC-4 adaptado al hidrógeno. En sus especificaciones aparece la potencia, en torno a 22 kW tras su cambio de caballos de vapor a kilovatios. Para el cálculo del compresor se emplea un estudio tecno-económico canadiense del Transition Accelerator que analiza en profundidad los aspectos técnicos, económicos y ambientales de la compresión

de hidrógeno. [22]

$$\text{Coste} = 63\,684,6 * 0,75 * \text{kW}^{SF} = 176195 \text{ €} \quad (6.2)$$

$$SF = 0.4603, \quad IF = 1.3 \quad \text{kW} = 22.4$$

■ Tanque De Almacenamiento:

Los costes de almacenamiento de hidrógeno en tanques de tipo IV a unos 350 bares, tal y como se ha comentado, se realizarán mediante el fabricante Hexagon Purus, con el Hydrogen Storage Pro. La estimación se ha realizado por medio del estudio publicado por el International Council on Clean Transportation. En este estudio también se puede observar la reducción de costes de almacenamiento a medida que pasa el tiempo, debido a los desarrollos en materiales críticos. No obstante, se ha tomado el valor de 1000 €/kgH_2 , que se ajusta al coste actual, año 2025. [54]

$$C_{\text{total}} = c_{\text{tanque}} \cdot m_{\text{H}_2} \quad (6.3)$$

Donde:

$$C_{\text{total}} = \text{Coste total de almacenamiento (USD)}$$

$$c_{\text{tanque}} = \text{Coste específico del tanque tipo IV} = 1000 \text{ €/kg}$$

$$m_{\text{H}_2} = \text{Masa de hidrógeno a almacenar} = 216 \text{ kg}$$

Sustituyendo valores:

$$C_{\text{total}} = 1\,000 \frac{\text{€}}{\text{kg}} \cdot 216 \text{ kg} = \boxed{216\,000 \text{ €}}$$

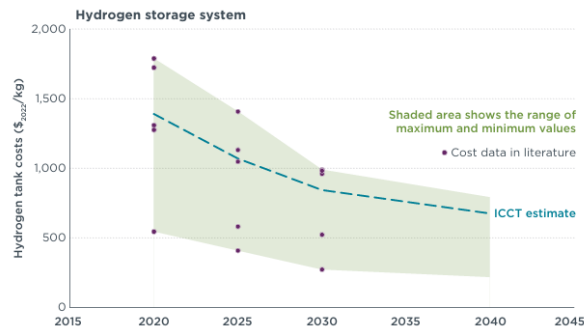


Figura 6.1: Coste almacenamiento tanque Type IV. [54]

■ Dispensador:

Con base en el informe DOE se realiza el cálculo de coste para un dispensador de hidrógeno a 350 bar con capacidad de 72 kg/día. No obstante, se sobredimensiona a 80 kg por día por si en algún instante se requiere mayor abastecimiento.

- Capacidad requerida: 72 kg/día
- Presión de dispensado: 350 bar
- Según el informe DOE, los dispensadores para estaciones de menor capacidad (menor de 400 kg/día) tienen un coste de 300 hasta 890 \$/kg.[23]

Para la estimación del coste, se selecciona un valor dentro del mencionado rango de 350 €/kg

$$C_{\text{dispensador}} = Produccion \times C_{\text{diario}} = 80 \text{ kg/dia} \times 350 \text{ €/}(\text{kg} \cdot \text{dia}) = 28000 \text{ €} \quad (6.4)$$

■ Instalaciones y Sistemas de Control:

6.2. Costes de Construcción e Instalación

■ Tierra:

La tierra total necesaria para el proyecto se calcula con la suma de los 6000 m^2 del proyecto solar más una estimación de 1200 m^2 necesarios para las instalaciones pertinentes. Al encontrarse en el municipio de Tres Cantos, en la Comunidad De Madrid, los datos del coste por m^2 son respectivos a dicha comunidad. Se estima un coste por hectárea de 8765 €/hectarea.[34]

Por lo tanto, el precio por metro cuadrado es:

$$\text{Precio}_{\text{Madrid, 2023}} = 8765 \text{ €/hectarea}$$

Para una superficie de 6,200 m^2 :

$$\text{Coste total} = 6,200 \text{ m}^2 \times 0,8765 \text{ €/m}^2 = 5,436,3 \text{ €}$$

■ Estimación Construcción:

El coste aproximado de la instalación viene dado por una estimación de coste para naves industriales en España. Se debe tener en cuenta que se contemplan trabajos de movimiento de tierras fuera de cimentación. La parcela se entiende con firme a menos de 1 m de profundidad, nivelada y con la retirada de tierra vegetal realizada. Para una nave industrial de 1200 m^2 , el coste aproximado es de 230.000 €.[26]

■ Instalación de Los Sistemas:

La instalación de los equipos y sistemas tiene como objetivo el montaje y puesta en marcha de todos los elementos que componen la instalación. Los costes de instalación se cifran aproximadamente en un 10 % del total. Con ello, se estima un coste de 416.737 €.

6.3. Costes de Operativos

Los costes de operación y mantenimiento son los gastos asociados a la explotación diaria y la preservación de los equipos e instalaciones tras la inversión inicial. En este caso, se tomarán en cuenta los costes anuales de operación y mantenimiento tanto de la planta solar como de la instalación de generación y recarga de hidrógeno para los autobuses. Por un lado, a partir de PVsyst se estima un coste de mantenimiento anual de 12,000 €, a los que se les añaden posibles reparaciones necesarias, tasadas en 5,000 €. Con ello, el resultado total (OPEX), se carga en 21,281.12 € anuales contando con inflación. Por otro lado, los componentes relacionados con el proceso del hidrógeno se calculan un coste de O&M de 1.5 %, basando este valor en el estudio de "Lazard". [28]

Por otro lado, el coste del agua, según el estudio de Lazard, se puede estimar en 0.005 €/Kg. Cabe añadir el coste de la energía, que es obtenido íntegramente de la planta solar. Según el estudio realizado con PVSyst, el coste por kWh es de 0.01 €/kWh. En cuanto al consumo total de la planta, se estima en 1700 MWh. Se estima además una inversión en seguros de 1 % del Capex, tal y como indica el estudio de Lazard, con una inflación anual del 2 %. A ello se le añade el "Warranty & Insurance", que representa, según el estudio, un 1 % del Capex.

El coste de la energía viene determinado por el reporte de PVSyst, donde se estipula un coste de 0,01 €/Kwh y se estima un uso energético de 1620 Mwh, contando con la planta en su totalidad. En cuanto a los costes laborales, la planta contará con un personal operativo que sumará un total de tres. En primer lugar, un operador de planta para la supervisión, control de procesos y seguridad. En segundo lugar, un técnico de mantenimiento, y por último, un responsable de gestión que se encargará de la administración. Asumiendo salarios medios de 27,500 € netos anuales, los costes totales de personal, asumiendo coeficientes fiscales, ascienden a 167,000 €. Con todo ello, asciende a un valor anual de costes operativos de 345,823 €.

6.4. Ingresos

La planta tiene una capacidad de abastecer una línea urbana compuesta por un total de dos autobuses. La capacidad del Urbino 12 oficialmente es de hasta 89 pasajeros, con un total de 37 asientos. El nivel de ocupación media de un autobús urbano se estima en un valor de 30 %. La duración de la ruta es aproximadamente 1 hora, y es operada desde 06.00 de la mañana hasta la 01.00 de la madrugada. El coste por billete se calcula aproximadamente en 1 €. Con todo ello, la estimación de ingresos anuales asciende hasta 740.658 €. Se estima un aumento en la variación de ingresos de un 1 % anual, debido al crecimiento sostenido de la población en Tres Cantos, lo que se traduce en un mayor número de usuarios del transporte público.

6.5. Análisis de la Rentabilidad

La rentabilidad de un proyecto puede ser analizada por cuatro cálculos clave obtenidos a partir del conocimiento de costes e ingresos, comentados anteriormente, junto con algunos parámetros que se explicarán a lo largo del análisis. Se plantea el proyecto para 25 años. El cálculo económico se ha realizado empleando Excel, debido a la capacidad y eficiencia de cálculos. Se ha planteado una gráfica como la que vemos en la figura 6.5.

No obstante, en la figura solo se aprecian los primeros dos años y los últimos dos, pero el cálculo se ha realizado de la misma manera para los 25 años del proyecto.

En primer lugar se aprecian los ingresos anuales, a los que se les resta los costes de operación anuales. Ambos aumentan con la inflación año a año. El resultado de la resta de ambos es el EBITDA, que es un indicador financiero para analizar la rentabilidad operativa de un proyecto antes de considerar depreciación y tasas. A continuación se resta la depreciación. El valor de la depreciación se ha calculado en un horizonte de 25 años con un valor terminal de 10 %. El resultado de la resta

Concepto	Año 1 (€)	Año 2 (€)	Año 24 (€)	Año 25 (€)
Ingresos	740,658.00	763,025.87	1,468,294.82	1,512,637.32
Costes fijos	345,823.00	352,739.46	545,328.03	556,234.59
EBITDA	394,835.00	410,286.41	922,966.78	956,402.73
Depreciación	126,715.50	126,715.50	126,715.50	126,715.50
EBIT	268,119.50	283,570.91	796,901.28	829,687.23
Impuestos	67,029.88	70,892.73	199,062.82	207,421.81
NOPAT	201,089.63	212,678.18	597,188.46	622,265.42

Cuadro 6.2: Proyección de resultados financieros (años seleccionados)

del EBITDA y la depreciación es el EBIT, al cual, restando las tasas se obtiene el NOPAT. Este último es el beneficio operativo tras las tasas y la depreciación. Tras ello, se puede calcular el flujo de caja, sumando el NOPAT a la depreciación anual.

En primer lugar, el Valor Actual Neto (VAN) se emplea para estimar el valor actual de los flujos de caja generados a lo largo de los años del proyecto. A estos se les descuenta una tasa de interés, que en este caso es 9.1 %. Se ha decidido que sea este valor, ya que es el empleado en el estudio de Lazard.

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

En este proyecto de hidrógeno verde, el VAN ha resultado en 166,221.37 €, lo que indica que la inversión genera valor económico neto después de considerar el coste de oportunidad del capital establecido en el valor mencionado 9.1 %. Con ello, se puede determinar que el proyecto es financieramente viable desde la perspectiva de creación de valor para los inversionistas.

En segundo lugar, la Tasa Interna de Retorno (TIR), que es la tasa de descuento que iguala el VAN a cero, por lo que representa la rentabilidad del proyecto. El resultado de la misma debe ser superior al mencionado 9.1 % para que sea considerado rentable. Esta TIR indica que este proyecto genera un retorno anual del

9.5 % sobre la inversión inicial durante 25 años de vida útil. Se consideran todos los flujos operativos y el valor residual al final del proyecto. Este valor residual se ha estimado en un 10 % del valor inicial de los activos depreciables.

$$0 = -I + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + \text{TIR})^t}$$

El resultado obtenido es de 9.5 %, ligeramente superior al WACC, lo que confirma que este proyecto sí genera valor económico. No obstante, es un margen estrecho, por lo que variaciones en alguno de los parámetros clave, como los costes operativos, pueden provocar cambios en la TIR.

Por último, el Payback Period, que es el cálculo usado para determinar el tiempo necesario para que los flujos de caja acumulados del proyecto a lo largo de su vida útil igualen a la inversión inicial. El cálculo del Payback Period ha tenido en cuenta las variaciones anuales por inflación y aumentos en ingresos. Es en el año 11 cuando los flujos de caja acumulados igualan la inversión inicial. Aunque pueda parecer un valor alto, es aproximadamente el ecuador del proyecto y permite que durante la segunda mitad se genere valor económico sustancial.

6.6. LCOH: Levelized Cost Of Hydrogen

El coste nivelado del hidrógeno, o más conocido como "Levelized Cost of Hydrogen", es una métrica económica empleada en la industria para representar el coste promedio de la producción de un kilogramo de hidrógeno durante la vida del proyecto. Se consideran los costes de capital y de operación, CAPEX y OPEX respectivamente, que se ajustan proporcionando un valor que se emplea para comparar las diversas tecnologías y distintos proyectos de producción de hidrógeno. El valor análogo del LCOH relacionado a la energía es el "Levelized Cost of Energy".

$$LCOH = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{\text{Costes}_{\text{anuales}}}{(1+r)^n}}{\text{Producción Anual}} \quad (6.5)$$

Los costes anualizados se han calculado sumando el capital inicial, que es 4.584.116€, más los costes operativos anuales. El total suma:

$$LCOH = \frac{4,185,113 + \sum_{n=1}^{25} \frac{345,823 \times (1,023)^{n-1}}{(1,09)^n}}{26,645} = 305,87 \text{ €/kg} \quad (6.6)$$

El resultado obtenido representa un valor excesivamente alto comparado con los estándares actuales de mercado. En el análisis de Lazard se puede observar cómo el coste se estima en unos 6 €/Kg, lo cual representa un valor 50 veces inferior al LCOH del presente proyecto. Uno de los factores más influyentes es la baja producción anual, que se podría solventar aumentando el número de electrolizadores. No se ha decidido aumentar los electrolizadores ya que sería necesaria una mayor demanda energética, lo que incrementaría la planta solar y la reserva en baterías. Un desarrollo del almacenamiento en baterías podría plantear la mejora del proyecto sustancialmente. Por otro lado, la inversión inicial es alta debido a los altos costes de las tecnologías empleadas.

Este valor tan alto es desafiante desde la perspectiva de la competitividad inmediata y refleja la realidad de algunos proyectos de hidrógeno verde. No obstante, la curva de aprendizaje del sector indica reducciones de costes en los próximos años, aumentando su competitividad.

Capítulo 7

Conclusiones

El objetivo del presente negocio en particular es suministrar hidrógeno verde a una flota de autobuses de transporte urbano público en la ciudad del norte de Madrid de Tres Cantos. El hidrógeno producido en la planta funciona como vector energético y se suministra a los autobuses para alimentar las pilas de combustible que propulsan los vehículos pesados. El proyecto está diseñado para abastecer dos autobuses de línea Solaris Urbino 12, garantizando una operación continua de servicio de transporte público.

El presente trabajo demuestra de manera concluyente la viabilidad técnica integral de la estación de recarga, que integra una producción de hidrógeno por medio de electrolizadores PEM con energía solar fotovoltaica. Se presenta como una solución técnicamente robusta y viable para cumplir con los objetivos de descarbonización del transporte urbano.

La integración energética mediante PVsyst ha validado la capacidad del sistema fotovoltaico para aprovechar las horas de sol anuales de las que dispone Tres Cantos. La irradiación anual de la ciudad hace que sea una localización interesante para una planta solar y se busca la optimización de la captación por medio de la configuración a 37 grados. El análisis de la generación remarca la estacionalidad característica, con picos máximos de producción en los meses de verano. La variabilidad de la producción estacional y la demanda requiere sistemas de

almacenamiento eléctrico por medio de baterías, para poder garantizar el abastecimiento continuo durante períodos de baja generación. La elevada irradiación permite el aprovechamiento al máximo de la tecnología fotovoltaica monocristalina y posiciona el presente proyecto como una solución para la integración de energías renovables en la producción de hidrógeno.

A partir de la disponibilidad solar junto con la demanda de los autobuses, se concluye que se requiere un dimensionamiento cuidadoso basado en varios factores. Al tratarse de un sistema en isla, la energía producida no utilizada en la planta o almacenada en las baterías, se pierde y penaliza la eficiencia global del proyecto. Por eso, se busca la minimización de energía no aprovechada por el electrolizador ni los componentes de la planta. Por otro lado, se maximiza la producción de hidrógeno para cubrir con la demanda. De cara a posibles mejoras o evoluciones del proyecto, sería interesante ofrecer una respuesta a la energía no aprovechada y por tanto, desperdiciada. Una opción podría ser instalar sistemas de producción de hidrógeno intermitentes, que se activen en picos de producción y complementen al electrolizador principal. La venta del excedente de H_2 puede abrir una vía de negocio alternativa interesante, siempre que esté asegurado el abastecimiento de los autobuses.

La configuración de la estación de recarga tiene un papel fundamental en el coste final, ya que los componentes del diseño y equipos requeridos influyen significativamente. La planta está condicionada por la demanda de los autobuses, y al estar diseñada con sistema en isla, el almacenamiento tanto de hidrógeno como de energía es crucial. Una planta que no requiera de almacenamiento energético es capaz de reducir costes. La conexión a la red eléctrica supondría una opción para asegurar el continuo suministro eléctrico, aunque supone la pérdida del carácter completamente renovable del proyecto. El almacenamiento de hidrógeno se ha dimensionado para poder operar durante periodos en los que no haya capacidad de producción, ya sea por la falta de generación de la instalación fotovoltaica o algún fallo técnico en el suministro.

El proyecto presenta una viabilidad económica con grandes desafíos de compe-

titividad. La inversión inicial asciende hasta 4.185.113€ debido a los altos costes de los componentes empleados, desde la instalación fotovoltaica hasta los dispensadores. Tras el cálculo de los principales indicadores financieros se muestra rentabilidad técnica pero ajustada. El primero de los indicadores a comentar es el VAN, con un valor positivo que indica una creación de valor, aunque reducida. A continuación, la TIR del 9.5 % evidencia un margen muy estrecho, ya que supera ligeramente al coste de capital que es 9.1 %, y provoca que sea un proyecto con margen sensible a variaciones en costes o ingresos. Por último, el periodo de recuperación se encuentra en la mitad de la vida del proyecto.

El principal obstáculo es el Levelized Cost of Hydrogen de 305.87 €/kg, con un valor muy elevado, en torno a 50 veces los estándares de mercado actuales. Con ello se puede concluir que es un proyecto viable pero económicamente desafiante, que requiere de mejoras en aspectos como la escala de producción, los costes tecnológicos y puede requerir subsidios para poder alcanzar competitividad.

Apéndice A

Reporte PVSyst

PVsyst - Simulation report

Standalone system

Proyecto: Electrolizador

Standalone system with batteries

System power: 1344 kWp

Tres Cantos - Spain



Project: TFM_Electrolizador
Variant: Nueva variante de simulación_3

PVsyst V8.0.9

VC1, Simulation date:
09/07/25 09:36
with V8.0.9

Project summary

Geographical Site

Tres Cantos
España

Situation

Latitude 40.60 °(N)
Longitude -3.71 °(W)
Altitude 733 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Tres Cantos
Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=26% - Sintético

System summary

Standalone system

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 37 / 0 °

Standalone system with batteries

User's needs

Fixed constant load
184 kW
Global
1612 MWh/Year

System information

PV Array

Nb. of modules 1920 units
Pnom total 1344 kWp

Battery pack

Technology Lead-acid, sealed, AGM
Nb. of units 900 units
Voltage 60 V
Capacity 90000 Ah

Results summary

Useful energy from solar	1515.5 MWh/year	Specific production	1128 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	56.06 %
Missing Energy	96.4 MWh/year	Available solar energy	2292.3 MWh/year	Solar Fraction SF	94.02 %
Excess (unused)	630.1 MWh/year				

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Cost of the system	10



PVsyst V8.0.9

VC1, Simulation date:
09/07/25 09:36
with V8.0.9

General parameters

Standalone system

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 37 / 0 °

User's needs

Fixed constant load
184 kW
Global
1612 MWh/Year

Standalone system with batteries

Sheds configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer AE Solar
Model AE 700CME-132BDS
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 700 Wp
Number of PV modules 1920 units
Nominal (STC) 1344 kWp
Modules 480 string x 4 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 1247 kWp
U mpp 149 V
I mpp 8387 A

Battery

Manufacturer Rolls
Model S2-3560 AGM
Technology Lead-acid, sealed, AGM
Nb. of units 30 in parallel x 30 in series
Discharging min. SOC 10.0 %
Stored energy 4795.9 kWh

Battery Pack Characteristics

Voltage 60 V
Nominal Capacity 90000 Ah (C10)
Temperature Fixed 20 °C

Total PV power

Nominal (STC) 1344 kWp
Total 1920 modules
Module area 5957 m²
Cell area 5588 m²

Controller

Universal controller
Technology MPPT converter
Temp coeff. -5.0 mV/°C/Elem.

Converter

Maxi and EURO efficiencies 97.0 / 95.0 %

Battery Management control

Threshold commands as SOC calculation
Charging SOC = 0.96 / 0.80
approx. 76.2 / 62.2 V
Discharging SOC = 0.10 / 0.35
approx. 55.5 / 59.8 V

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 0.29 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V
Loss Fraction 0.4 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %



PVsyst V8.0.9

VC1, Simulation date:
09/07/25 09:36
with V8.0.9

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, $n(\text{glass})=1.526$, $n(\text{AR})=1.290$

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



Project: TFM_Electrolizador
Variant: Nueva variante de simulación_3

PVsyst V8.0.9

VC1, Simulation date:
09/07/25 09:36
with V8.0.9

Main results

System Production

Useful energy from solar 1515.5 MWh/year
Available solar energy 2292.3 MWh/year
Excess (unused) 630.1 MWh/year

Perf. Ratio PR 56.06 %
Solar Fraction SF 94.02 %

Loss of Load

Time Fraction 6.0 %
Missing Energy 96.4 MWh/year

Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW 68.7 %
Static SOW 90.0 %

Economic evaluation

Investment

Global 2.158.850.00 EUR
Specific 1.61 EUR/Wp

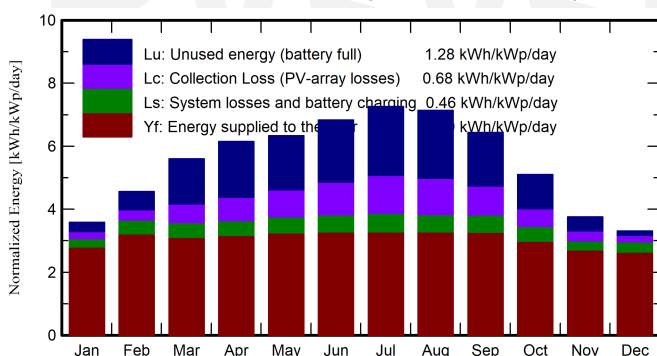
Yearly cost

Annuities 0.00 EUR/yr
Run. costs 21.281.12 EUR/yr
Payback period Unprofitable

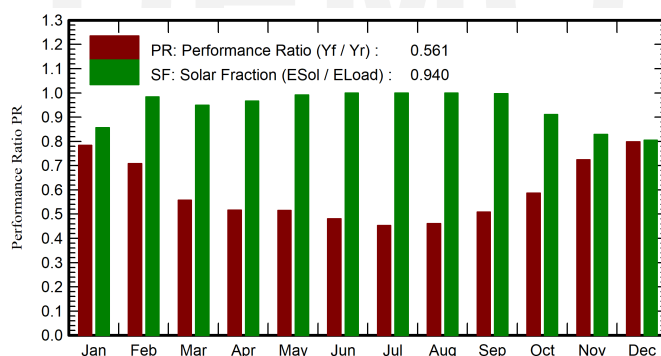
LCOE

Energy cost 0.01 EUR/kWh

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail MWh	EUnused MWh	E_Miss MWh	E_User MWh	E_Load MWh	SolFrac ratio
January	63.6	109.8	134.7	12.0	19.66	117.2	136.9	0.856
February	84.5	125.9	153.4	21.2	2.08	121.6	123.6	0.983
March	133.7	170.1	201.8	59.0	7.05	129.8	136.9	0.949
April	167.1	180.1	211.2	70.7	4.45	128.0	132.5	0.966
May	205.6	191.0	220.9	71.3	1.11	135.8	136.9	0.992
June	225.8	199.6	226.8	79.4	0.00	132.5	132.5	1.000
July	241.1	219.4	244.7	90.6	0.00	136.9	136.9	1.000
August	211.8	216.1	242.4	89.4	0.00	136.9	136.9	1.000
September	157.2	189.3	215.8	68.3	0.41	132.1	132.5	0.997
October	108.4	155.7	182.8	44.9	12.23	124.7	136.9	0.911
November	68.6	111.3	133.7	18.0	22.69	109.8	132.5	0.829
December	56.7	101.4	124.2	5.5	26.70	110.2	136.9	0.805
Year	1724.1	1969.8	2292.3	630.1	96.37	1515.5	1611.8	0.940

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
E_Avail Available Solar Energy
EUnused Unused energy (battery full)
E_Miss Missing energy

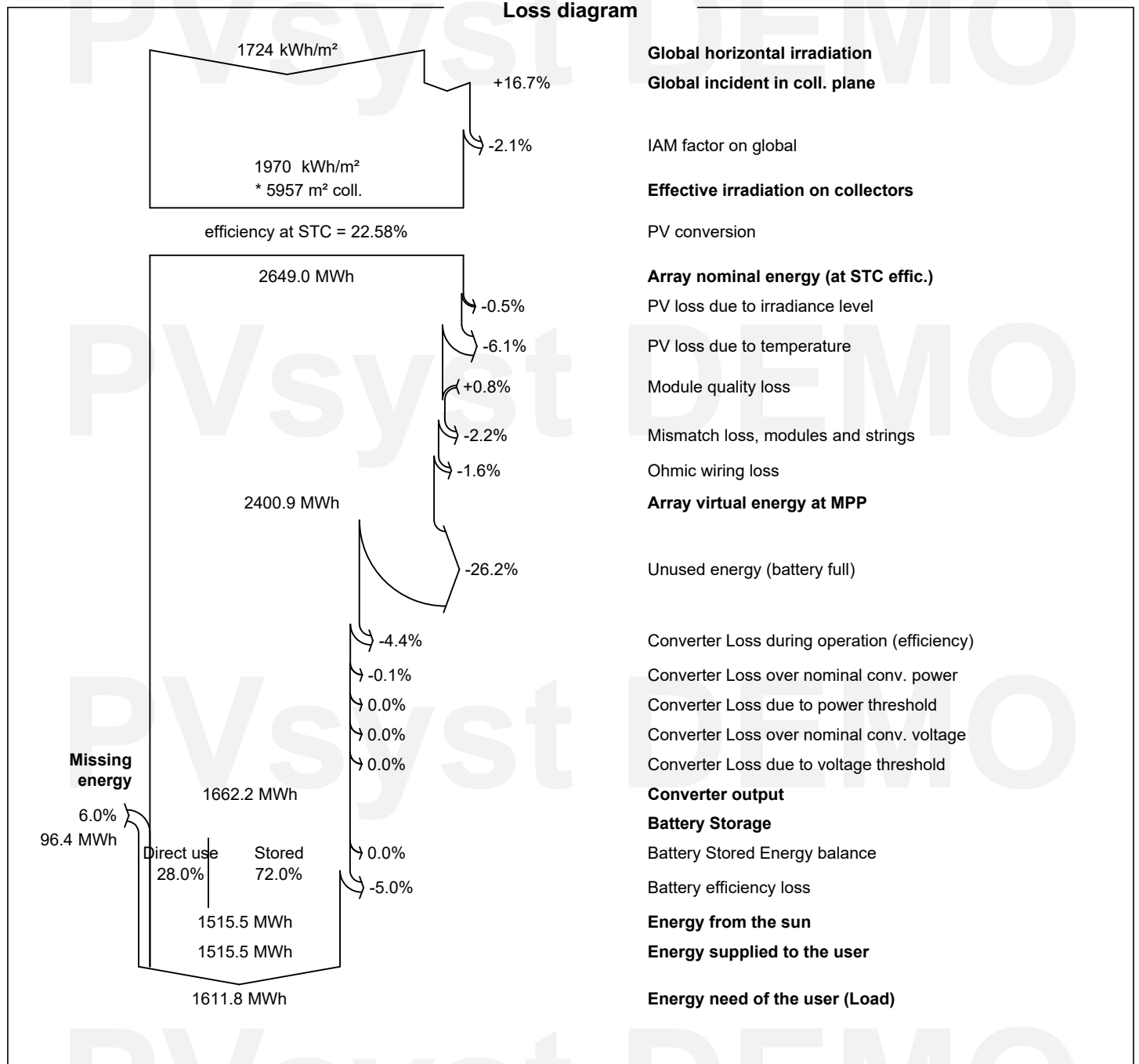
E_User Energy supplied to the user
E_Load Energy need of the user (Load)
SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)



PVsyst V8.0.9

VC1, Simulation date:
09/07/25 09:36
with V8.0.9

Loss diagram



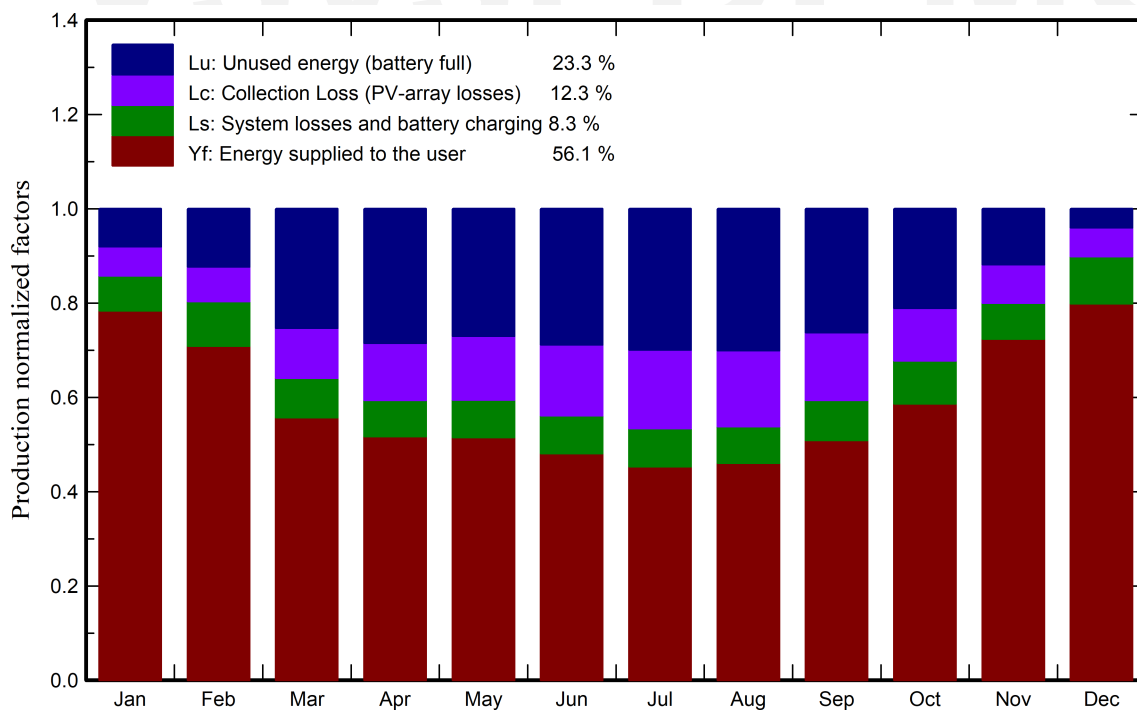


PVsyst V8.0.9

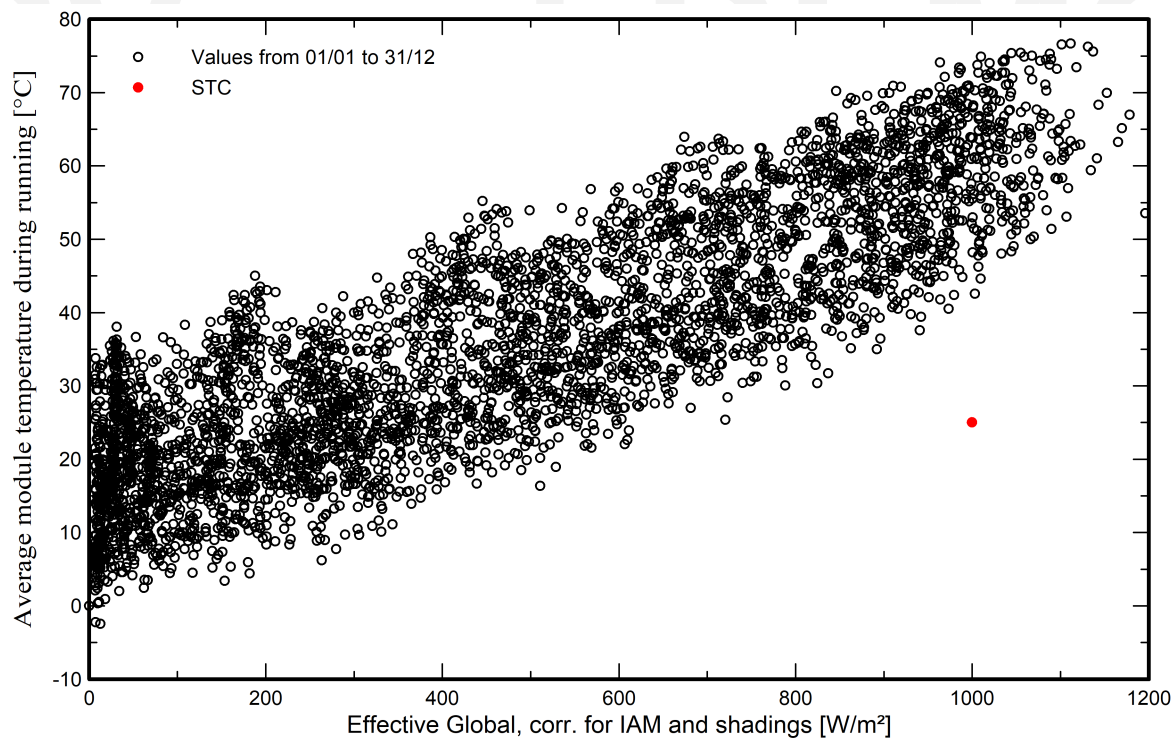
VC1, Simulation date:
09/07/25 09:36
with V8.0.9

Predef. graphs

Producción normalizada y factores de pérdida



Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva



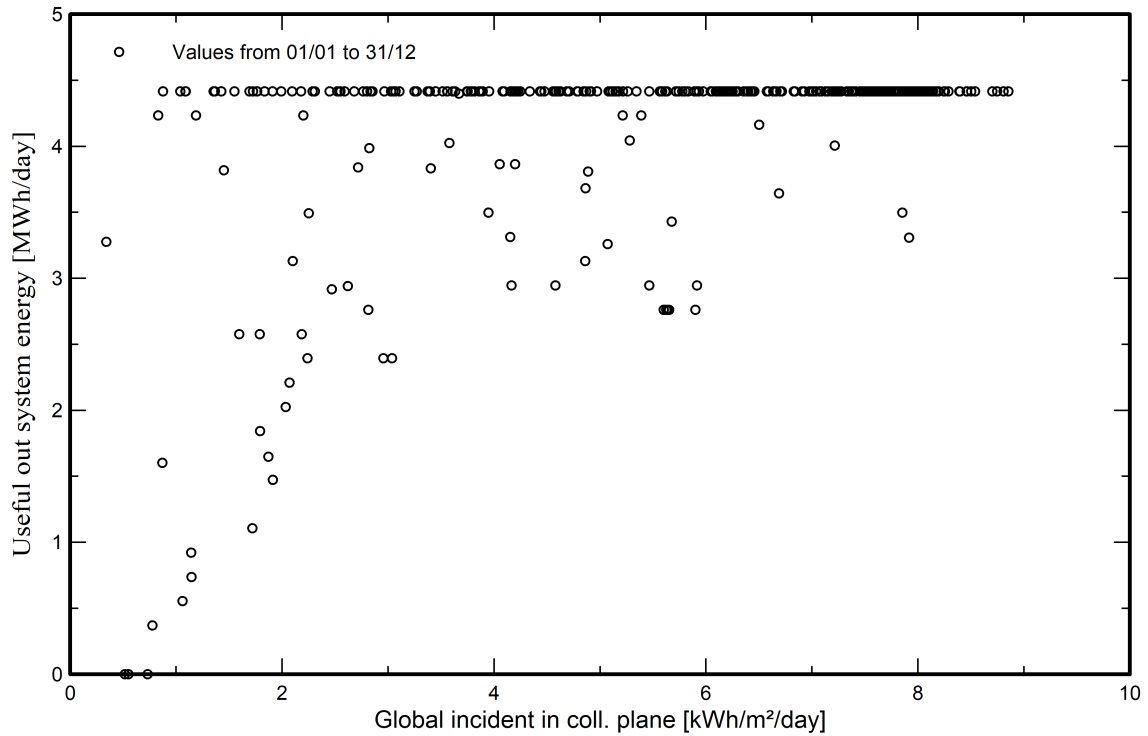


PVsyst V8.0.9

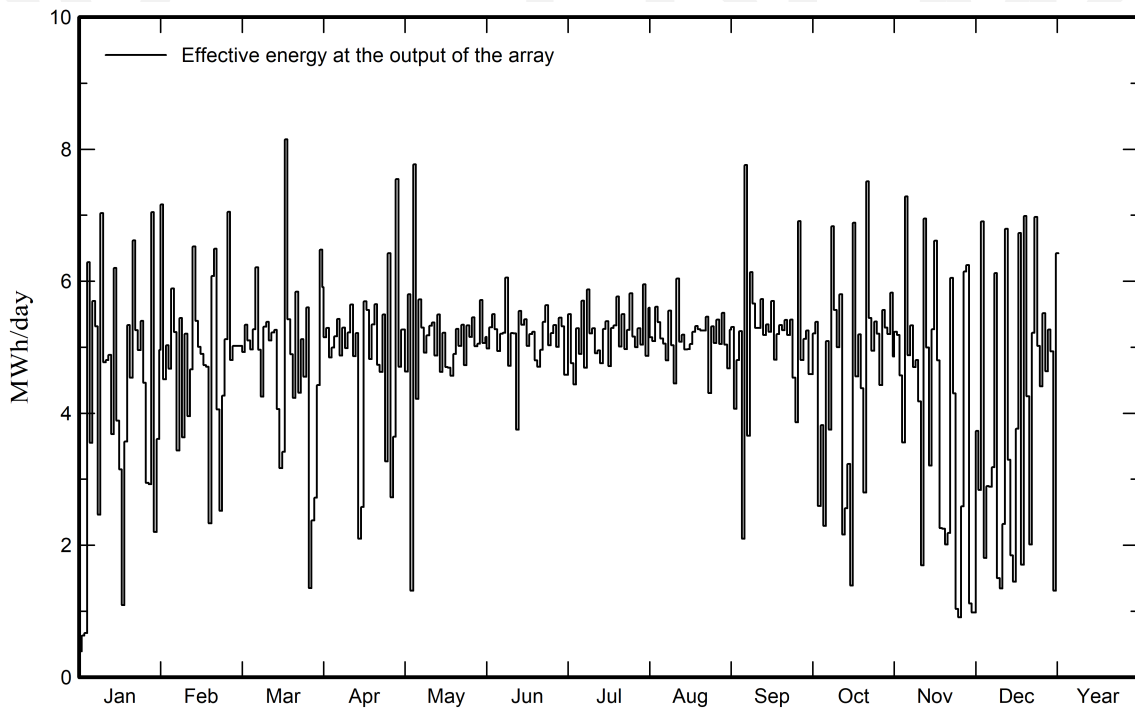
VC1, Simulation date:
09/07/25 09:36
with V8.0.9

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Energía diaria a la salida del conjunto



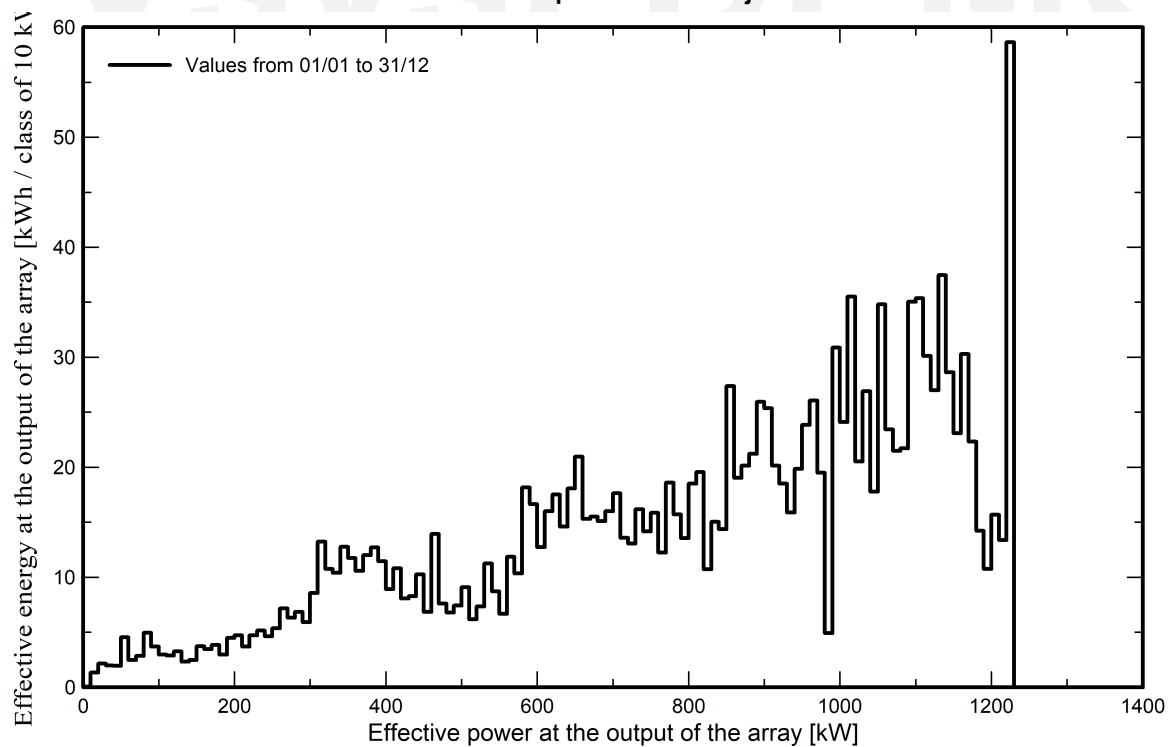


PVsyst V8.0.9

VC1, Simulation date:
09/07/25 09:36
with V8.0.9

Predef. graphs

Distribución de la potencia del conjunto





PVsyst V8.0.9

VC1, Simulation date:
09/07/25 09:36
with V8.0.9

Cost of the system

Installation costs

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
PV modules			
AE 700CME-132BDS	1920	60.00	115.200.00
Supports for modules	1920	10.00	19.200.00
Batteries	900	1.900.00	1.710.000.00
Controllers			1.200.00
Other components			
Combiner box	24	500.00	12.000.00
Monitoring system, display screen	3	150.00	450.00
Surge arrester	48	300.00	14.400.00
Installation			
Global installation cost per module	1920	50.00	96.000.00
Global installation cost per inverter	1	400.00	400.00
Global installation cost per battery	900	200.00	180.000.00
Transport	1	10.000.00	10.000.00
		Total	2.158.850.00
		Depreciable asset	1.845.600.00

Operating costs

Item	Total EUR/year
Maintenance	
Salaries	12.000.00
Repairs	5.000.00
Total (OPEX)	17.000.00
Including inflation (2.30%)	21.281.12

System summary

Total installation cost	2.158.850.00 EUR
Operating costs (incl. inflation 2.30%/year)	21.281.12 EUR/year
Excess energy (battery full)	630 MWh/year
Used solar energy	1515 MWh/year
Used energy cost	0.0812 EUR/kWh

Apéndice B

Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) son una iniciativa de las Naciones Unidas que fue adoptada el 25 de septiembre de 2015. Son un plan definido cuyo objetivo principal es erradicar la pobreza, la protección y preservación del planeta, además de garantizar paz y prosperidad para 2030.[52]

La implementación de un proyecto de recarga de hidrógeno para vehículos pesados se alinea principalmente con siete de los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

- **ODS7: Energía asequible y no contaminante**

El proyecto se alinea directamente con este objetivo, debido al uso de energía solar fotovoltaica para la producción del hidrógeno provocando así la eliminación del uso de combustibles fósiles. Esta tecnología encuadrada en el proyecto promueve el acceso de la comunidad a energía sostenible renovable.



Figura B.1: ODS 7.[52]

■ **ODS9: Industria, innovación e infraestructura**

La implantación del proyecto integrado por tecnologías vanguardistas, como electrolizadores altamente eficientes alimentados por energía renovable, se encuadra dentro del desarrollo de la industria e innovación además de infraestructuras más sostenibles.



Figura B.2: ODS9. [52]

■ **ODS11: Ciudades y Comunidades Sostenibles**

En este caso, la ciudad de Tres Cantos contará con un proyecto que emplee hidrógeno verde en autobuses urbanos, reduciendo la flota de los dependientes en energías fósiles. Lo cual provoca que el proyecto se encuadre dentro del objetivo de desarrollo sostenible.



Figura B.3: ODS11. [52]

■ **Acción por el clima:**

El proyecto se alinea de forma sustancial con este ODS, ya que se evita por un lado el uso de vehículos pequeños así como se sustituyen los vehículos pesados de diésel por unos de pila de hidrógeno.



Figura B.4: ODS13. [52]

Bibliografía

- [1] 3Emotion Project. About the project, 2024.
- [2] A. Ajanovic. Prospects and impediments for hydrogen fuel cell buses. *Energy*, 2021.
- [3] Faisal S. AlHumaidan. Blue hydrogen: Current status and future technologies. *Energy Conversion and Management*, 2023.
- [4] Andy N. Antzaras. Recent advances on materials and processes for intensified production of blue hydrogen. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022.
- [5] Vahid Madadi Avargani. A comprehensive review on hydrogen production and utilization in north america: Prospects and challenges. *Energy Conversion and Management*, 2022.
- [6] Meherwan P. Boyce. *Gas Turbine Engineering Handbook*. Elsevier, fourth edition, 2012.
- [7] Roberta Caponi. Hydrogen refueling stations and fuel cell buses four year operational analysis under real-world conditionss. *Science Direct*, 2023.
- [8] Roberta Caponi, Andrea Monforti Ferrario, Luca Del Zotto, and Enrico Bocci. Hydrogen refueling station cost model applied to five real case studies for fuel cell buses. *E3S Web of Conferences*, 2021. Department of Engineering

- Science, Guglielmo Marconi University; ENEA, Italian National Agency for New Technologies.
- [9] Marian Chatenet, Bruno G. Pollet, Dario R. Dekel, Fabio Dionigi, Jonathan Deseure, Pierre Millet, Richard D. Braatz, Martin Z. Bazant, Michael Eikerling, Iain Staffell, Paul Balcombe, Yang Shao-Horn, and Helmut Schäfer. Water electrolysis: from textbook knowledge to the latest scientific strategies and industrial developments. *Chemical Society Reviews*, 51:4583, 2022.
- [10] José J. de Troya Calatayud. Estudio comparativo del uso de hidrógeno frente a combustibles fósiles en motores de combustión interna en buques. Technical report, Universidad de La Coruña, 2023.
- [11] Malikah Najibah Dirk Henkensmeier. Overview: State-of-the art commercial membranes for anion exchange membrane water electrolysis. *Electrochemical Energy Conversion and Storage*, 2020.
- [12] Oren Elishav, Bar Mosevitzky Lis, Agustin Valera-Medina, and Gideon S. Grader. Storage and distribution of ammonia. In *Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an Energy Vector*, pages 85–103. Academic Press, 2020.
- [13] Linde Engineering. Hydrogen refueling, 2025.
- [14] European Commission. Commission welcomes final adoption of new CO₂ emissions targets for cars and vans in the EU, 2023.
- [15] European Parliament. Deal confirms zero-emissions target for new cars and vans in 2035, 2022.
- [16] Eurostat. Final energy consumption in transport, 2024.
- [17] Junbo Huang. Technical and economic analysis of different colours of producing hydrogen in china. *Fuel*, 2023.

- [18] Iberdrola. Electrolizador: qué es, cómo funciona y para qué sirve, 2023.
- [19] Seung-Hyeon Oh Ji Eun Park, Sun Young Kang. High-performance anion-exchange membrane water electrolysis. *Electrochimica Acta*, 2019.
- [20] JRC. Jrc photovoltaic geographical information system (pvgis) tools, 2025. Accedido el 28 de abril de 2025.
- [21] Nadarajah Kannan. Solar energy for future world: A review. *Renewable and Sustainabl Energy Reviews*, 2016.
- [22] Mohd Adnan Khan, Cameron Young, Catherine MacKinnon, and David B. Layzell. The techno-economics of hydrogen compression. Technical report, Transition Accelerator, 2021.
- [23] Mariya Koleva and Marc Melaina. Hydrogen fueling stations cost. Technical Report 21002, U.S. Department of Energy, Hydrogen and Fuel Cells Program, 2020.
- [24] Subramani Krishnan, Vincenz Koning, Matheus Theodorus de Groot, Arend de Groot, Paola Granados Mendoza, Martin Junginger, and Gert Jan Kramer. Present and future cost of alkaline and pem electrolyser stacks. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023.
- [25] P. Senthil Kumar. Electrodeionization: Principle, techniques and factors influencing its performance. *Environmental Research*, 2022.
- [26] LA Ingenieros. Configurador de presupuestos. <https://laingenieros.com/>, 2025.
- [27] J.I. Linares. *El hidrógeno y la energía*. Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI, Madrid, 2007.
- [28] Lazard LLC. Levelized cost of energy+, storage and hydrogen 2024, 2024.

- [29] PDC Machines. Pdc machines – diaphragm gas compressors, hydrogen fuel station manufacturer, 2025.
- [30] Henrik Tækker Madsen. Water treatment for green hydrogen: What you need to know, 2022.
- [31] Paula Manso. Tres cantos quiere ser el municipio con el transporte público más limpio de la región, 2022. Tres Cantos es noticia.
- [32] H. Matsuda and M. Nagami. Study of large hydrogen liquefaction process, 1998. Online.
- [33] Kyunghwan Min, Abu Zafar Al Munsur, Sae Yane Paek, Soomin Jeon, So Young Lee, and Tae-Hyun Kim. Development of high-performance polymer electrolyte membranes through the application of quantum dot coatings to nafion membranes. *ACS Applied Materials and Interfaces*, 2023.
- [34] Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. Precios medios anuales de las tierras de uso agrario. <https://www.mapa.gob.es>, 2024.
- [35] Amin Mohammadi and Mehdi Mehrpooya. A comprehensive review on coupling different types of electrolyzer to renewable energy sources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021.
- [36] NASA. Space launch system rl10 engine, 2024.
- [37] R. Neugebauer. Hydrogen technologies. *Springer*, 2023.
- [38] Newater. Newater: El mejor fabricante de sistemas de agua edi, 2025.
- [39] University of Calgary. Oil crisis of the 1970s, n.d.
- [40] R Ortiz Cebolla. Assessment of hydrogen delivery options. *JRC Publications Repository*, 2022.

- [41] Fernando Riñones Pascual. Unidad de hidrotratamiento de la refinería de repsol de a coruña. Master's thesis, Universidad de Coruña, Universidad de Coruña.
- [42] Rafael Pereira, Vitor Monteiro, Joao L. Afonso, and Joni Teixeira. Hydrogen refueling stations: A review of the technology involved from key energy consumption processes to related energy management strategies. *Energies*, 2024.
- [43] Hexagon Purus. Hydrogen storage cylinders, 2025.
- [44] pv magazine. Electrolyzer prices: What to expect, March 2024.
- [45] Pvsyst. Controllers - main interface - pvsyst documentation, 2025. Accedido el 28 de abril de 2025.
- [46] C. Ramírez. Hydrocracking reaction model of petroleum heavy cuts using molecular reconstructions. *Computer Aided Chemical Engineering*, 2016.
- [47] Repsol. ¿qué es un electrolizador y para qué sirve?, 2023.
- [48] Solar360. Instalación de placas solares en madrid. lo que debes saber, 2025. Accedido el 28 de abril de 2025.
- [49] Dan Tang. State-of-the-art hydrogen generation techniques and storage methods: A critical review. *Journal of Hydrogen Energy*, 2023.
- [50] The MathWorks, Inc. Pem electrolysis system, 2025.
- [51] J. Tijdgat. Shipping renewable hydrogen carriers: A study on the impact of shipping renewable hydrogen carriers and using those as a fuel on, the ship design, the different powertrain configurations, and the cost of transported hydrogen. Master thesis, Delft University of Technology, 2023.
- [52] UN. Los ods en acción, 2025.

- [53] Veolia. Ultrapure water, 2025.
- [54] Yihao Xie, Hussein Basma, and Felipe Rodriguez. Purchase costs of zero-emission trucks in the united states to meet future phase 3 ghg standards. Technical report, International Council on Clean Transportation (ICCT), 2023.
- [55] Yuhao Xu. Technological limitations and recent developments in a solid oxide electrolyzer cell: A review. *ScienceDirect*, 2024.
- [56] K. Zeng and D. Zhang. Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2010.