



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Diseño de una Planta de Hidrógeno Verde mediante  
Energía Solar y Ósmosis para la Sostenibilidad  
Energética

Autor: Jimena Ortiz de Zúñiga Mingot  
Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid  
Agosto de 2024

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
**Diseño de una Planta de Hidrógeno Verde mediante Energía Solar y Ósmosis para la  
Sostenibilidad Energética**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2023-2024 es de mi 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.: Jimena Ortiz de Zúñiga

Fecha: 23/ 08/ 2024

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

2024.08.2



3 20:52:33

+10'00'

Fdo.: Ignacio Martín Gutiérrez

Fecha: 23/ 08/ 2024





**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Diseño de una Planta de Hidrógeno Verde mediante  
Energía Solar y Ósmosis para la Sostenibilidad  
Energética

Autor: Jimena Ortiz de Zúñiga Mingot  
Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid  
Agosto de 2024

# Agradecimientos

Me gustaría transmitir mi más sincero agradecimiento a todos aquellos que me han ayudado a lo largo de esta etapa.

Quiero agradecer a mi director, Ignacio Martín, por su apoyo y ayuda durante todo el desarrollo de este proyecto.

A mi familia y amigos, gracias por estar siempre a mi lado y ofrecerme su constante apoyo.

Finalmente, agradezco a la Universidad Pontificia Comillas ICAI por la formación y las oportunidades que me han dado a lo largo de mi máster de ingeniería industrial.

A todos, mil gracias.

# **Diseño de una Planta de Hidrógeno Verde mediante Energía Solar y Osmosis para la Sostenibilidad Energética**

**Autor: Jimena Ortiz de Zúñiga**

Director: Ignacio Martín

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## **RESUMEN DEL PROYECTO**

Este proyecto aborda el diseño de una planta de producción de hidrógeno verde en Zamora, utilizando energía solar y tecnología de ósmosis, con una capacidad de electrólisis de 35 MW. Como parte del proceso, se analizó el recurso solar de la zona para confirmar su viabilidad energética mediante el uso del software PVSyst.

Tras el estudio de las tecnologías disponibles y la selección de los equipos necesarios para la producción de hidrógeno, se desarrolló un diseño básico de la planta mediante el uso de AutoCAD. Este diseño contempla una disposición óptima de los componentes para garantizar una operación eficiente y segura.

Finalmente, se llevó a cabo un análisis económico para evaluar la viabilidad del proyecto a lo largo de su vida útil, abarcando desde la inversión inicial hasta los costes operativos y de mantenimiento. Asimismo, a través de este análisis, se ha podido examinar la competitividad del hidrógeno verde en el mercado actual, con el objetivo de ofrecer una visión completa de su sostenibilidad financiera.

**Palabras clave:** hidrógeno verde, energía renovable, electrólisis, electrolizador, almacenamiento de hidrógeno, planta fotovoltaica, LCOH.

### **1. Introducción**

El hidrógeno verde se ha consolidado como un vector energético clave en la transición hacia una economía sostenible, debido a su capacidad para generar energía limpia sin emitir CO<sub>2</sub>. Obtenido a través de la electrólisis del agua utilizando fuentes de energía renovable, el hidrógeno verde ofrece una alternativa viable para descarbonizar sectores industriales y energéticos.

El objetivo de este proyecto es diseñar una planta de producción de hidrógeno verde en Zamora, con una capacidad de electrólisis de 35 MW, alimentada por energía solar. A lo largo del proyecto, se ha evaluado el recurso solar, seleccionado las tecnologías adecuadas, y diseñado un modelo básico de la planta. Finalmente, se ha realizado un análisis económico para determinar la viabilidad y competitividad del proyecto en el mercado actual del hidrógeno.

### **2. Definición del Proyecto**

Este proyecto se enfoca en el diseño de una planta de producción de hidrógeno verde en Zamora, alimentada por una planta solar de 50 MW de potencia. La capacidad de electrólisis

será de 35 MW, y el agua necesaria para el proceso será proporcionada a través de una concesión de la Confederación Hidrográfica del Duero. El objetivo es desarrollar una instalación sostenible que contribuya a la descarbonización de sectores clave, promoviendo así la transición hacia una economía basada en energías renovables.

El proyecto se estructura en varias etapas. En primer lugar, se profundiza en el estado actual de las tecnologías de producción y almacenamiento de hidrógeno verde. Seguidamente, se realiza un análisis del recurso solar disponible en Zamora para asegurar la viabilidad energética de la planta. A continuación, se lleva a cabo la selección de las tecnologías y equipos necesarios, seguida por el diseño básico de la planta utilizando herramientas como el software de diseño AutoCAD. Finalmente, se realiza un análisis económico detallado que evalúa tanto la viabilidad financiera a lo largo de la vida útil del proyecto como su competitividad en el mercado del hidrógeno. Este enfoque permite una comprensión completa de todos los aspectos del proyecto, desde su planificación técnica hasta su evaluación económica.

### **3. Descripción del modelo/sistema/herramienta**

La planta fotovoltaica de 50 MW diseñada para este proyecto operará en modalidad de isla, lo que significa que no estará conectada a la red eléctrica. Esta planta suministrará la energía necesaria para el proceso de electrólisis en la planta de producción de hidrógeno. Además, la planta de producción estará conectada directamente a la planta fotovoltaica y también a la red eléctrica. Esta conexión a la red permitirá que la planta de hidrógeno funcione a un nivel mínimo durante la noche, evitando la necesidad de reiniciar el sistema diariamente.

El proceso de producción de hidrógeno comienza con la captación del agua, que es llevada a la planta donde recibe un pretratamiento y un proceso de ósmosis inversa. Posteriormente, el agua tratada es dirigida a los electrolizadores, donde se realiza la electrólisis para generar hidrógeno.

El hidrógeno producido pasa por un separador de gas-líquido, que elimina cualquier resto de agua, y luego a un purificador, asegurando una pureza del 99,999%. A continuación, el hidrógeno es comprimido en un sistema de compresión hasta una presión de 500 bar. Finalmente, se almacena en tanques a dicha presión, donde permanece hasta su transporte.

La planta tiene una capacidad de producción anual de 1,649 toneladas de hidrógeno. Este hidrógeno será transportado a la planta del grupo Fertiberia en Asturias, donde se utilizará como materia prima en sus procesos industriales para la producción de fertilizante.

### **4. Resultados**

El proyecto ha logrado diseñar una planta de producción de hidrógeno verde con una capacidad de 755 kg/h, destacándola como una de las instalaciones más avanzadas en Europa. Sin embargo, aunque la capacidad por hora es elevada, la producción anual se ve considerablemente reducida debido a la falta de operación durante las horas nocturnas, lo que limita la eficiencia total de la planta.

El análisis del mercado ha revelado varios obstáculos importantes en la implementación de esta tecnología a gran escala. En primer lugar, existe una oferta limitada de electrolizadores de gran capacidad, lo que dificulta el escalado de proyectos mayores. Actualmente, la mayoría de los electrolizadores disponibles comercialmente tienen una capacidad máxima de aproximadamente 5 MW, lo que obliga a utilizar múltiples unidades para alcanzar la capacidad deseada, aumentando así los costes de inversión y operación. Además, el alto coste de los electrolizadores, sigue siendo una barrera significativa para la competitividad del hidrógeno verde en el mercado.

El análisis económico mostró que, a pesar de las distintas estrategias exploradas para optimizar los costes, el coste nivelado del hidrógeno (LCOH) calculado es de 10.47 €/kg, que supera significativamente los valores competitivos del mercado actual. Incluso con propuestas para aumentar la producción y ajustar los costes energéticos, el LCOH se reduciría a 9 €/kg, manteniéndose alto en comparación con el hidrógeno gris y azul.

Una posible opción para mejorar la rentabilidad del proyecto sería la contratación de un acuerdo de compra de energía (PPA) con una o varias plantas eólicas, lo que permitiría a la planta operar durante las 24 horas del día. Aunque esto podría aumentar los costes energéticos, se concluye que el incremento en la producción, mejoraría significativamente la viabilidad económica del proyecto.

En conclusión, aunque el diseño técnico de la planta es robusto, la viabilidad económica sigue siendo una problemática considerable. Sin avances en la reducción de costes o políticas que favorezcan el hidrógeno verde, la competitividad de la planta en el mercado actual es limitada. Estos resultados resaltan la necesidad de una planificación detallada y la reconsideración de las estrategias de inversión para asegurar que el proyecto pueda competir eficazmente en el mercado global del hidrógeno.



# **Design of a Green Hydrogen Plant Using Solar Energy and Osmosis for Energy Sustainability.**

**Author: Jimena Ortiz de Zúñiga**

Supervisor: Ignacio Martín

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## **ABSTRACT**

This project addresses the design of a green hydrogen production plant in Zamora, utilizing solar energy and osmosis technology, with an electrolysis capacity of 35 MW. As part of the process, the solar resource in the area was analyzed to confirm its energy viability using PVSyst software.

After studying the available technologies and selecting the necessary equipment for hydrogen production, a basic plant design was developed using AutoCAD. This design contemplates an optimal arrangement of components to ensure efficient and safe operation.

Finally, an economic analysis was conducted to evaluate the project's viability throughout its life cycle, covering everything from the initial investment to operational and maintenance costs. Additionally, through this analysis, the competitiveness of green hydrogen in the current market was examined, aiming to offer a comprehensive view of its financial sustainability.

**Keywords:** green hydrogen, renewable energy, electrolysis, electrolyzer, hydrogen storage, photovoltaic plant, LCOH.

### **1. Introduction**

Green hydrogen has established itself as a key energy vector in the transition to a sustainable economy due to its ability to generate clean energy without emitting CO<sub>2</sub>. Obtained through the electrolysis of water using renewable energy sources, green hydrogen offers a viable alternative to decarbonize industrial and energy sectors.

The objective of this project is to design a green hydrogen production plant in Zamora, with an electrolysis capacity of 35 MW, powered by solar energy. Throughout the project, the solar resource was evaluated, suitable technologies were selected, and a basic plant model was designed. Finally, an economic analysis was conducted to determine the project's viability and competitiveness in the current hydrogen market.

### **2. Project Definition**

This project focuses on designing a green hydrogen production plant in Zamora, powered by a 50 MW solar plant. The electrolysis capacity will be 35 MW, and the water required for the process will be supplied through a concession from the Duero Hydrographic Confederation. The goal is to develop a sustainable facility that contributes to the

decarbonization of key sectors, thus promoting the transition to an economy based on renewable energy.

The project is structured in several stages. First, the current state of green hydrogen production and storage technologies is explored. Then, an analysis of the available solar resource in Zamora is carried out to ensure the energy viability of the plant. Next, the necessary technologies and equipment are selected, followed by the basic design of the plant using design tools like AutoCAD software. Finally, a detailed economic analysis is conducted to evaluate both the financial viability throughout the project's life cycle and its competitiveness in the hydrogen market. This approach provides a comprehensive understanding of all aspects of the project, from technical planning to economic evaluation.

### **3. System Description**

The 50 MW photovoltaic plant designed for this project will operate in an island mode, meaning it will not be connected to the grid. This plant will supply the energy required for the electrolysis process in the hydrogen production plant. Additionally, the production plant will be directly connected to the photovoltaic plant and also to the grid. This grid connection will allow the hydrogen plant to operate at a minimal level during the night, avoiding the need to restart the system daily.

The hydrogen production process begins with the collection of water, which is brought to the plant where it undergoes pretreatment and an osmosis process. Subsequently, the treated water is directed to the electrolyzers, where electrolysis is carried out to generate hydrogen. The hydrogen produced passes through a gas-liquid separator, which removes any water residue, and then to a purifier, ensuring 99.999% purity. Next, the hydrogen is compressed in a compression system to a pressure of 500 bar. Finally, it is stored in tanks at that pressure, where it remains until transport.

The plant has an annual production capacity of 1,649 tons of hydrogen. This hydrogen will be transported to the Fertiberia group's plant in Asturias, where it will be used as a raw material in their industrial processes for fertilizer production.

### **4. Results and Conclusions**

The project has successfully designed a green hydrogen production plant with a capacity of 755 kg/h, highlighting it as one of the most advanced installations in Europe. However, although the hourly capacity is high, the annual production is considerably reduced due to the lack of operation during nighttime hours, which limits the plant's overall efficiency.

Market analysis has revealed several significant obstacles to the implementation of this technology on a large scale. Firstly, there is a limited supply of large capacity electrolyzers, making it difficult to scale up larger projects. Currently, most commercially available electrolyzers have a maximum capacity of approximately 5 MW, which necessitates the use of multiple units to reach the desired capacity, thus increasing investment and operating costs. Additionally, the high cost of electrolyzers remains a significant barrier to the competitiveness of green hydrogen in the market.

Economic analysis showed that, despite the various strategies explored to optimize costs, the levelized cost of hydrogen (LCOH) calculated is 10.47 €/kg, which significantly exceeds competitive market values. Even with proposals to increase production and adjust energy costs, the LCOH would be reduced to 9 €/kg, remaining high compared to gray and blue hydrogen.

One possible option to improve the project's profitability would be to contract a power purchase agreement (PPA) with one or several wind farms, which would allow the plant to operate 24 hours a day. Although this could increase energy costs, it is concluded that the increase in production would significantly improve the project's economic viability.

In conclusion, although the technical design of the plant is robust, economic viability remains a significant problem. Without advances in cost reduction or policies that favor green hydrogen, the plant's competitiveness in the current market is limited. These results highlight the need for detailed planning and reconsideration of investment strategies to ensure that the project can compete effectively in the global hydrogen market.

# ÍNDICE DE LA MEMORIA

<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>14</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	<b>16</b>
<b>ÍNDICE DE ECUACIONES</b> .....	<b>17</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>19</b>
MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS DEL PROYECTO .....	19
ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE.....	21
<b>ESTADO DE LA CUESTIÓN</b> .....	<b>22</b>
EL CAMBIO CLIMÁTICO .....	22
GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN EUROPA Y ESPAÑA .....	23
CONTEXTO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA .....	25
SECTORES CON POTENCIAL DE DESCARBONIZACIÓN.....	28
HIDRÓGENO: ORIGEN Y FUNDAMENTOS.....	30
APLICACIONES DEL HIDRÓGENO EN LA INDUSTRIA: NECESIDADES Y OPORTUNIDADES .....	31
ESTADO ACTUAL DE LAS PLANTAS DE HIDRÓGENO VERDE: NORMATIVA EUROPEA Y FUTURO DESARROLLO.....	33
CADENA DE VALOR DEL HIDRÓGENO VERDE .....	35
<b>DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS</b> .....	<b>37</b>
TIPOS DE ELECTRÓLISIS .....	37
<i>Electrólisis Alcalina</i> .....	38
<i>Electrólisis PEM (Membrana de Intercambio Protónico)</i> .....	39
<i>Electrólisis de Estado Sólido</i> .....	41
TIPOS DE ALMACENAMIENTO .....	42
<i>Almacenamiento Físico</i> .....	44
<i>Almacenamiento en Materiales</i> .....	46
TRANSPORTE DEL HIDRÓGENO .....	47
<i>Inyección de Hidrógeno en Gasoductos</i> .....	47
<i>Camiones de Hidrógeno</i> .....	49
<i>Hidroducto</i> .....	50
<b>DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA</b> .....	<b>51</b>
CONTEXTO DEL PROYECTO .....	51
<i>Localización de la Planta de Hidrógeno</i> .....	51
<i>Colaboración Estratégica con Iberdrola</i> .....	54
<i>Destino del Hidrógeno Verde: Grupo Fertiberia</i> .....	55
<i>Descripción del Proyecto</i> .....	56
PLANTA FOTOVOLTAICA .....	57
EL AGUA .....	62
DIMENSIONAMIENTO DE LOS ELECTROLIZADORES .....	67
<i>Estudio del Factor de Carga del Electrolizador</i> .....	69
<i>Estudio de Producción Fotovoltaica No Aprovechada por el Electrolizador</i> .....	71
<i>Diseño Final de los Electrolizadores</i> .....	73
ESTUDIO DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO .....	77
DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO .....	79
<i>Sistema de Purificación de Hidrógeno</i> .....	79
<i>Sistema de Compresión</i> .....	83
<i>Sistema de Almacenamiento</i> .....	85
TRANSPORTE DEL HIDRÓGENO .....	91

PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS.....	92
<b>ANÁLISIS DEL CONSUMO AUXILIAR DE LA PLANTA .....</b>	<b>96</b>
COMPONENTES ESENCIALES Y POTENCIA REQUERIDA .....	96
CONEXIÓN A LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA .....	102
<b>ESQUEMA DEL DISEÑO FINAL.....</b>	<b>104</b>
USO DE AUTOCAD .....	104
SALA DE ELECTROLIZADORES .....	104
COMPRESIÓN DEL HIDRÓGENO .....	107
ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DEL HIDRÓGENO.....	108
SISTEMAS E INFRAESTRUCTURA AUXILIAR.....	110
TABLA RESUMEN DE COMPONENTES .....	112
PLANO DE LA PLANTA .....	113
<b>ANÁLISIS DE LA VIDA ÚTIL .....</b>	<b>116</b>
COSTE DE MATERIALES Y EQUIPOS.....	116
<i>Terreno .....</i>	<i>116</i>
<i>Equipo de Proceso y Almacenamiento.....</i>	<i>117</i>
<i>Tratamiento de Agua y Sistemas de Enfriamiento .....</i>	<i>121</i>
<i>Sistemas de Control y Distribución.....</i>	<i>123</i>
<i>Instalaciones y Servicios Generales .....</i>	<i>123</i>
COSTE DE INSTALACIÓN Y CONSTRUCCIÓN .....	124
COSTE DE MANTENIMIENTO .....	125
COSTE DE DESMANTELAMIENTO .....	130
COSTE DEL AGUA .....	131
COSTE DEL TRANSPORTE .....	131
COSTE LABORAL .....	132
COSTE ENERGÉTICO .....	132
COSTES FINANCIEROS.....	133
<b>ANÁLISIS ECONÓMICO .....</b>	<b>135</b>
PRESUPUESTO .....	135
RENTABILIDAD .....	137
<i>Valor Actual Neto del Proyecto.....</i>	<i>139</i>
<i>Tasa Interna de Retorno .....</i>	<i>140</i>
<i>Período de Recuperación de la Inversión .....</i>	<i>141</i>
LEVELIZED COST OF HYDROGEN (LCOH).....	141
ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD .....	144
<b>CONCLUSIONES DEL PROYECTO Y FUTUROS DESARROLLOS.....</b>	<b>147</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>152</b>
<b>ANEXO A.....</b>	<b>155</b>
<b>ANEXO B.....</b>	<b>156</b>
<b>ANEXO C .....</b>	<b>157</b>
<b>ANEXO D .....</b>	<b>162</b>

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Evolución de la capacidad eléctrica máxima neta para renovables en la UE. Fuente: Eurostat, 2019. ....	24
Figura 2: Participación de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Fuente: Rystad Energy .....	25
Figura 3: Parque de generación del Escenario Objetivo. Fuente: PNIEC, 2021. ....	26
Figura 4: Generación eléctrica bruta del Escenario Objetivo. Fuente: PNIEC, 2021... ..	27
Figura 5: Proyección de emisiones en el Escenario Objetivo. Fuente: PNIEC, 2021... ..	28
Figura 6: Sectores con potencial para ser descarbonizados mediante el uso de hidrógeno verde. Fuente: GlobalData, 2022. ....	29
Figura 7: Cadena de valor del hidrógeno. Fuente: Ariema, 2023.....	36
Figura 8: Funcionamiento del electrolizador. Fuente: Departamento de Energía de EEUU. ....	37
Figura 9: Tipos de electrolizadores. Fuente: Grupo Elektra, 2023. ....	38
Figura 10: Costes de capital para electrolizadores AEC y PEM. Fuente: e4tech, 2015. ....	40
Figura 11: Densidad energética y volumétrica del hidrógeno. Fuente: Asociación Peruana del Hidrógeno, 2022. ....	43
Figura 12: Tipos de almacenamiento de hidrógeno. Fuente: Asociación Peruana del Hidrógeno, 2022. ....	44
Figura 13: Diseño de tanque de alta presión de hidrógeno tipo IV. Fuente: SynerHy, 2022. ....	45
Figura 14: Concentración máxima de hidrógeno permitida en la red de gas por cada país. Fuente: Fundación Naturgy, 2020. ....	48
Figura 15: Tolerancias de concentración de H2 por componente para el segmento de transporte y almacenamiento. Fuente: Rodrigo Vásquez, 2021. ....	48
Figura 16: Mapa del futuro hidroduto de España. Fuente: EsHidrógeno, 2024.....	50
Figura 17: Ubicación de la planta de hidrógeno en el mapa de España. Fuente: Google Earth, 2024. ....	52
Figura 18: Ubicación en detalle de la parcela. Fuente: Dirección General del Catastro, 2024. ....	53
Figura 19: Datos de la parcela. Fuente: Dirección General del Catastro, 2024.....	53
Figura 20: Mapa del recurso solar en España. Fuente: World Bank Group, 2019. ....	57
Figura 21: Irradiación global en una superficie horizontal durante un año en Zamora. Fuente: PVSyst, 2024. ....	58
Figura 22: Irradiación horizontal global durante un año en Zamora por meses. Fuente: PVSyst, 2024. ....	59
Figura 23: Energía útil producida por una planta fotovoltaica de 50MW en Zamora. Fuente: PVSyst, 2024. ....	60
Figura 24: Diagrama de una planta de tratamiento de aguas con un sistema de RO de doble paso y EDI. Fuente: JHuesa, 2024.....	65
Figura 25: Ubicación del embalse de Ricobayo. Fuente: Google Earth, 2024. ....	66

Figura 26: Relación entre el factor de capacidad y la potencia del electrolizador en relación con la energía renovable (RES). Fuente: Hydrogen Europe, 2020. ....	68
Figura 27: RES óptimo para un electrolizador de 1MW. Fuente: Aurora Hydrogen, 2022. ....	69
Figura 28: Variabilidad del factor de carga en función de la potencia instalada del electrolizador. Fuente: Elaboración propia, 2024.....	70
Figura 29: Potencia de electrólisis vs. Excedente de energía fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia, 2024. ....	72
Figura 30: Electrolizador ALK G1200 de LONGi. Fuente: LONGi, 2024. ....	76
Figura 31: Diseño y características del separador gas-líquido de LONGi. Fuente: LONGi, 2024.....	80
Figura 32: Diseño de la unidad de purificación de LONGi. Fuente: LONGi, 2024. ....	81
Figura 33: El sistema de purificación conectado a los electrolizadores. Fuente: Elaboración propia, 2024. ....	82
Figura 34: Características del compresor KS50 Sup de Hiperbaric. Fuente: Hiperbaric, 2024. ....	84
Figura 35: Diseño del compresor de Hiperbaric. Fuente: Hiperbaric, 2024. ....	84
Figura 36: Características del tanque de hidrógeno. Fuente: Hexagon Purus, 2024...	87
Figura 37: Diseño de los tanques de almacenamiento del hidrógeno. Fuente: Hexagon Purus, 2024.....	87
Figura 38: Características del tanque de hidrógeno de recirculación. Fuente: Hexagon Purus, 2024.....	90
Figura 39: Diseño del tanque de recirculación. Fuente: Hexagon Purus, 2024. ....	90
Figura 40: Trayecto del hidrógeno desde la planta hasta la fábrica de Fertiberia. Fuente: GoogleMaps, 2024. ....	91
Figura 41: Características de las celdas de electrólisis de LONGi. Fuente: LONGi, 2024. ....	98
Figura 42: Ubicación de la subestación eléctrica. Fuente: Google Earth, 2024. ....	103
Figura 43: Diseño básico de conexión del electrolizador. Fuente: Elaboración propia, 2024. ....	105
Figura 44: Diseño final de la sala de electrolizadores. Fuente: Elaboración Propia, 2024. ....	106
Figura 45: Diseño final de la sala de compresores. Fuente: Elaboración propia, 2024. ....	107
Figura 46: Diseño final de la sala de almacenamiento del hidrógeno. Fuente: Elaboración propia, 2022. ....	109

# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Resumen características electrolizadores. Fuente: Elaboración propia, 2024. ....	42
Tabla 2: Valores del índice de rendimiento de la planta fotovoltaica a lo largo del año. Fuente: PVSyst, 2024. ....	61
Tabla 3: Energía producida por la planta fotovoltaica cada mes. Fuente: PVSyst, 2024. ....	61
Tabla 4: Parámetros de calidad del agua para electrolizadores. Fuente: Jhuesa Water Technologies, 2024. ....	63
Tabla 5: Tasa de Excedente de Energía Fotovoltaica en Relación con la Potencia del Electrolizador. Fuente: Elaboración propia, 2024. ....	73
Tabla 6: Características del electrolizador LONGi Alk G1200. Fuente: LONGi, 2024..	75
Tabla 7: Energía consumida por la planta de hidrógeno cada mes. Fuente: PVSyst, 2024. ....	78
Tabla 8: Cantidad de hidrógeno producida cada mes en toneladas. Fuente: Elaboración propia, 2024. ....	78
Tabla 9: Producción de hidrógeno mensual de la planta. Fuente: Elaboración propia, 2022. ....	86
Tabla 10: Equipos necesarios para la Planta de Tratamiento de Aguas. Fuente: Elaboración propia, 2024. ....	93
Tabla 11: Los componentes esenciales de la planta con consumo auxiliar. Fuente: Elaboración propia, 2024. ....	97
Tabla 12: Potencia auxiliar estimada de los componentes de la planta. Fuente: Elaboración propia, 2024. ....	101
Tabla 13: Subestaciones eléctricas más cercanas a la planta. Fuente: Elaboración propia, 2024. ....	102
Tabla 14: Resumen de equipos por sector de la planta. Fuente: Elaboración propia, 2024. ....	112
Tabla 15: Desglose de Costes de Equipos para la Planta de Producción de Hidrógeno. Fuente: Elaboración propia, 2024. ....	124
Tabla 16: Cronograma de Reemplazo de Equipos Críticos en la Planta. Fuente: Elaboración propia, 2024. ....	127
Tabla 17: Costes Proyectados de Reemplazo de Equipos Clave por Año. Fuente: Elaboración propia, 2024. ....	128
Tabla 18: Desglose de Costes Fijos y Anuales del Para el Primer Año. Fuente: Elaboración propia, 2024. ....	136
Tabla 19: Desglose Completo de Costes del Proyecto a lo Largo de su Ciclo de Vida. Fuente: Elaboración propia, 2024. ....	137



# ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1: Cálculo consumo de energía media por electrolizador. ....	76
Ecuación 2: Cálculo potencia media por electrolizador. ....	76
Ecuación 3: Cálculo del número de electrolizadores. ....	76
Ecuación 4: Cálculo del caudal total de hidrógeno producido en Nm <sup>3</sup> /h por la planta. .....	77
Ecuación 5: Cálculo del caudal total de hidrógeno producido en kg/h por la planta.	77
Ecuación 6: Cálculo de la cantidad de hidrógeno producido al mes. ....	78
Ecuación 7: Cálculo del número total de separadores gas-líquido. ....	80
Ecuación 8: Cálculo del caudal por compresor en Nm <sup>3</sup> /h. ....	85
Ecuación 9: Cálculo del número necesario de compresores. ....	85
Ecuación 10: Cálculo de la producción diaria de hidrógeno. ....	88
Ecuación 11: Cálculo del número de tanques de almacenamiento necesarios. ....	88
Ecuación 12: Cálculo de la producción horaria en Zamora. ....	89
Ecuación 13: Cálculo de la producción de hidrógeno durante el transporte del hidrógeno. ....	89
Ecuación 14: Cálculo del número necesario de tanques extra. ....	89
Ecuación 15: Cálculo del caudal de agua necesario para la planta de tratamiento de aguas. ....	94
Ecuación 16: Cálculo del caudal de la planta de tratamiento de aguas en m <sup>3</sup> /s. ....	94
Ecuación 17: Cálculo del caudal de agua por electrolizador. ....	94
Ecuación 18: Cálculo de la cantidad de agua total requerida. ....	95
Ecuación 19: Cálculo del agua anual total requerida en metros cúbicos. ....	95
Ecuación 20: Cálculo de la potencia auxiliar de los electrolizadores. ....	99
Ecuación 21: Cálculo de la potencia auxiliar de compresión. ....	99
Ecuación 22: Estimación de la potencia auxiliar de refrigeración. ....	100
Ecuación 23: Potencia auxiliar del alumbrado de emergencia y SAI. ....	100
Ecuación 24: Potencia auxiliar de la sala de control. ....	101
Ecuación 25: Potencia auxiliar del HVAC. ....	101
Ecuación 26: Coste total del terreno. ....	117
Ecuación 27: Coste por unidad de electrolizador. ....	117
Ecuación 28: Coste total de electrolizadores. ....	118
Ecuación 29: Coste total de transformadores. ....	118
Ecuación 30: Coste total de rectificadores. ....	118
Ecuación 31: Coste total de separadores gas-líquido. ....	118
Ecuación 32: Coste del compresor por unidad. ....	119
Ecuación 33: Coste total de los compresores. ....	119
Ecuación 34: Coste del tanque de recirculación. ....	120
Ecuación 35: Coste por unidad del tanque de almacenamiento. ....	120
Ecuación 36: Coste total de los tanques de almacenamiento. ....	120
Ecuación 37: Coste total de los camiones. ....	121
Ecuación 38: Coste de construcción. ....	125

Ecuación 39: Fórmula del interés compuesto.....	127
Ecuación 40: Cálculo del coste anual de mantenimiento.....	128
Ecuación 41: Fórmula del valor presente de una anualidad .....	129
Ecuación 42: Cálculo del valor presente del coste de mantenimiento. ....	129
Ecuación 43: Coste de la concesión de agua.. ....	131
Ecuación 44: Cálculo de los ingresos por venta de hidrógeno. ....	138
Ecuación 45: Cálculo de los ingresos por transporte de hidrógeno. ....	139
Ecuación 46: Fórmula del cálculo del Valor Actual Neto. ....	139
Ecuación 47: Fórmula de la Tasa Interna de Retorno.....	140
Ecuación 48: Fórmula del Payback Period.....	141
Ecuación 49: Fórmula del LCOH.....	142
Ecuación 50: Fórmula del LCC. ....	142
Ecuación 51: Cálculo del LCC. ....	143
Ecuación 52: Cálculo del LCOH. ....	143

# Introducción

En un mundo cada vez más consciente de la urgencia de abordar los desafíos ambientales y la necesidad de transitar hacia fuentes de energía más sostenibles, el hidrógeno verde se presenta como un recurso esencial y prometedor. Este Proyecto se sumerge en el diseño de una planta de hidrógeno verde con el propósito fundamental de contribuir a la sostenibilidad energética y a la reducción de emisiones.

La situación global actual presenta el desafío crucial de reconsiderar las formas en las que se genera la energía. El creciente reconocimiento de los impactos del cambio climático y la necesidad de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero instan a explorar alternativas más respetuosas con el medio ambiente. En este escenario, el hidrógeno verde emerge como un recurso fundamental. Siendo el elemento más abundante en el universo, el hidrógeno se posiciona como un actor principal en la búsqueda de soluciones para descarbonizar nuestra sociedad.

La versatilidad del hidrógeno, lo convierte en un actor clave en la descarbonización, desempeñando roles cruciales tanto en la movilidad como en la industria. Su aplicación en vehículos de cero emisiones promete revolucionar la movilidad, contribuyendo a la reducción de la huella ambiental en nuestras ciudades. Además, como sustituto principal del gas natural, el hidrógeno tiene el potencial de reformar la industria, proporcionando una alternativa más limpia y sostenible para procesos clave y grandes contribuyentes de las emisiones de carbono.

En este contexto de necesidad y oportunidad, este Trabajo de Fin de Máster propone diseñar una planta de hidrógeno verde única, impulsada por un parque solar y aprovechando tecnologías de ósmosis inversa para la extracción y desalinización del agua con el proceso de electrólisis. La integración de estas tecnologías avanzadas busca maximizar la eficiencia energética y reducir las emisiones, contribuyendo así al avance de soluciones renovables y sostenibles en la generación de energía.

## Motivación y Objetivos del Proyecto

La motivación detrás del Proyecto de diseñar una planta de hidrógeno verde mediante ósmosis del agua es simple pero significativa: el impulso por avanzar hacia un futuro más limpio y sostenible. En un mundo cada vez más afectado por el cambio climático y la necesidad de alejarse de los combustibles fósiles, es esencial explorar nuevas formas de producir energía de manera más limpia y respetuosa.

Aunque las energías renovables convencionales, como la solar o eólica, han demostrado su valía, el potencial del hidrógeno verde como alternativa es una oportunidad única para abordar el cambio climático. El hidrógeno verde ofrece una serie de grandes ventajas, desde su capacidad para proporcionar una fuente de energía limpia y de alta densidad energética hasta su versatilidad en aplicaciones en diversos sectores, incluyendo la industria y el transporte.

Personalmente, como ingeniera con experiencia en prácticas dentro del sector, este Proyecto representa una oportunidad emocionante para seguir ampliando mis conocimientos sobre este campo. Durante mis prácticas, pude adentrarme en el mundo del hidrógeno verde y comprender su importancia hoy en día. En definitiva, este Proyecto representa una oportunidad única para explorar un campo poco conocido pero prometedor. Dado que aún hay poca información disponible sobre este tema, me siento motivada a profundizar en él. Mi objetivo es contribuir al avance de soluciones energéticas sostenibles y ampliar mis conocimientos en un área en desarrollo.

Mencionado previamente, se ha aclarado que el objetivo principal de este Proyecto es dimensionar una planta de producción de hidrógeno verde mediante ósmosis del agua. Mediante este Proyecto se espera cumplir los siguientes objetivos:

- Dimensionar una planta de producción de hidrógeno verde con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Realizar un estudio exhaustivo sobre el estado actual de la tecnología de producción de hidrógeno verde, investigando sus avances más recientes y explorando las líneas futuras de investigación.
- Evaluar la viabilidad de integrar una planta de energía solar para suministrar la energía necesaria para el proceso de producción de hidrógeno verde por ósmosis del agua.
- Diseñar la planta de producción de hidrógeno verde, incluyendo los sistemas de ósmosis, compresión y almacenamiento del hidrógeno.
- Realizar un análisis económico detallado del Proyecto para evaluar su viabilidad financiera y económica, y proporcionar recomendaciones para su implementación y desarrollo futuro.

Y, por último, los objetivos del Proyecto vistos desde un punto más personal son:

- Consolidar y ampliar mis conocimientos sobre la tecnología de producción de hidrógeno verde por ósmosis del agua.

- Adquirir experiencia práctica en el diseño y desarrollo de sistemas de producción de energía renovable.
- Contribuir al avance y la promoción de soluciones energéticas sostenibles en mi carrera profesional.

## Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son una iniciativa impulsada por las Naciones Unidas en 2015 para acabar con la pobreza, garantizar la paz y asegurar el futuro de la sociedad. En total son 17, y este Proyecto se alinea con los siguientes:

- **Energía asequible y no contaminante:** El hidrógeno verde contribuye a proporcionar una fuente de energía limpia y renovable, promoviendo el acceso a una energía sostenible para todos.
- **Industria, innovación e infraestructura:** El diseño y la implementación de una planta de hidrógeno verde implican innovación tecnológica y contribuyen al desarrollo de infraestructuras sostenibles.
- **Ciudades y comunidades sostenibles:** La producción de hidrógeno verde puede ayudar a las comunidades a reducir su dependencia de los combustibles fósiles y a mitigar el cambio climático, promoviendo así comunidades más sostenibles.
- **Producción y consumo responsables:** El hidrógeno verde promueve un modelo de producción energética más sostenible al utilizar una fuente de energía renovable y no contaminante, contribuyendo a prácticas de producción y consumo más responsables y sostenibles en el sector energético.
- **Acción por el clima:** El hidrógeno verde es una alternativa libre de emisiones de carbono que puede ayudar a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático, contribuyendo así a la acción climática global.

## Estado de la Cuestión

En esta parte del Proyecto, se realiza un análisis exhaustivo del estado de la cuestión del hidrógeno verde, abordando los desafíos ambientales, sociales y económicos a los que nos enfrentamos en la actualidad. Se explorará cómo el cambio climático está afectando a los ecosistemas, la biodiversidad y la estabilidad socioeconómica a nivel global, así como el papel crucial que desempeña la industria en la mitigación de estos impactos.

Por otro lado, se contextualizará el panorama de la generación de energía renovable en Europa y España, destacando la importancia estratégica de la energía fotovoltaica en este contexto, ya que la planta de hidrógeno verde del Proyecto estará impulsada por energía solar. A partir de ahí, nos adentraremos en el mundo del hidrógeno, desde sus fundamentos científicos hasta su potencial como vector energético limpio y versátil.

En una primera instancia, se profundizará en la estrategia europea del hidrógeno y se analizarán los sectores con mayor potencial de descarbonización. Se detallarán los diversos métodos de producción del hidrógeno, así como sus usos en sectores clave de la economía, y se examinará de cerca la cadena de valor del hidrógeno, desde la generación hasta su almacenamiento y transporte. Este análisis permitirá comprender mejor el papel del hidrógeno verde en la transición hacia un futuro energético más sostenible, identificando tanto los desafíos como las oportunidades que surgen en este camino hacia la descarbonización.

## El Cambio Climático

El cambio climático se ha convertido en uno de los mayores desafíos de nuestro tiempo. Según el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC), desde la era preindustrial, la temperatura global ha aumentado aproximadamente 1.1°C.<sup>1</sup> Este aumento ha provocado un deterioro significativo en los ecosistemas y una pérdida alarmante de biodiversidad. Por ejemplo, se estima que el 75% de los arrecifes de coral del mundo están en riesgo debido al aumento de la temperatura de los océanos, la acidificación y la contaminación<sup>2</sup>. Además, se estima que entre el 25% y el 30% de las

---

<sup>1</sup> IPCC, 2018.

<sup>2</sup> Hoegh-Guldberg et al., 2019.

especies animales y vegetales podrían enfrentar un mayor riesgo de extinción si la temperatura global aumenta en 1.5 grados Celsius<sup>3</sup>.

El aumento de la temperatura también ha provocado un rápido derretimiento de los glaciares y una subida del nivel del mar. Desde 1880, el nivel del mar ha aumentado aproximadamente 20 centímetros debido al derretimiento de los glaciares y la expansión térmica del agua<sup>4</sup>. Este aumento ha llevado a la erosión costera, la intrusión salina en los acuíferos y el desplazamiento de comunidades costeras en todo el mundo. Se proyecta que el nivel del mar podría aumentar entre 0.26 y 0.77 metros para el año 2100, dependiendo de las emisiones futuras de gases de efecto invernadero<sup>5</sup>.

Los efectos socioeconómicos del cambio climático son igualmente preocupantes. Se estima que, en 2018, los desastres relacionados con el clima afectaron a más de 60 millones de personas en todo el mundo y causaron pérdidas económicas por valor de aproximadamente 160 mil millones de dólares<sup>6</sup>. Estos desastres no solo tienen un impacto inmediato en la infraestructura y la economía local, sino que también pueden desencadenar migraciones forzadas, conflictos por recursos naturales y aumentar la desigualdad socioeconómica.

Ante este panorama alarmante, la Unión Europea ha establecido objetivos ambiciosos para frenar el cambio climático. Además de la meta de alcanzar emisiones netas de carbono cero para el año 2050, se ha comprometido a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55% para 2030, en comparación con los niveles de 1990<sup>7</sup> [7]. Estos objetivos requieren una transición rápida hacia fuentes de energía renovable y la implementación de políticas de adaptación y mitigación del cambio climático a nivel global.

## Generación de Energía Renovable en Europa y España

En el contexto del cambio climático, el impulso hacia fuentes de energía renovable se presenta como una respuesta necesaria para mitigar los impactos ambientales adversos y garantizar la sostenibilidad energética a largo plazo. Europa, ha adoptado un papel proactivo en la promoción y desarrollo de infraestructuras de

---

<sup>3</sup> IPCC, 2018

<sup>4</sup> Nerem et al., 2018.

<sup>5</sup> IPCC, 2019.

<sup>6</sup> World Bank, 2018.

<sup>7</sup> Comisión Europea, 2018.

energía renovable. En este sentido, España, como miembro integral de la Unión Europea, se encuentra posicionada estratégicamente para contribuir significativamente a esta transición energética. A continuación, se analizará la situación actual y las perspectivas futuras de la generación de energía renovable en Europa y España.

En la siguiente figura, se muestra como la participación de la energía renovable en la UE casi se duplicó entre 2004 y 2019. La energía eólica y la hidroeléctrica son las principales fuentes de energía renovable para la generación bruta de electricidad. Sin embargo, mientras que la hidroeléctrica ha sido relativamente estable en las últimas décadas, la energía eólica y la fotovoltaica han experimentado un crecimiento significativo y se espera que lideren la producción de electricidad a partir de fuentes renovables en el futuro.

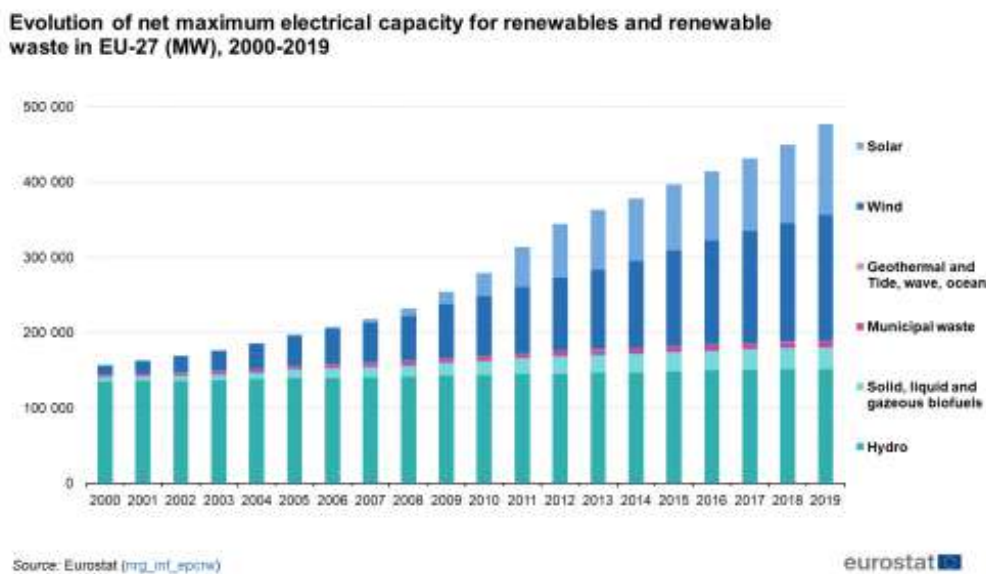


Figura 1: Evolución de la capacidad eléctrica máxima neta para renovables en la UE. Fuente: Eurostat, 2019.

A continuación, se explorará el panorama de la generación de energía renovable en España y su comparación con el contexto europeo. España, ha realizado avances significativos en la reducción de su dependencia de los combustibles fósiles. A lo largo de los años, ha logrado posicionarse como un referente en el despliegue de capacidades solares y eólicas, superando a varios de vecinos europeos. En el siguiente gráfico se analiza más de cerca esta situación y su impacto en el panorama energético.



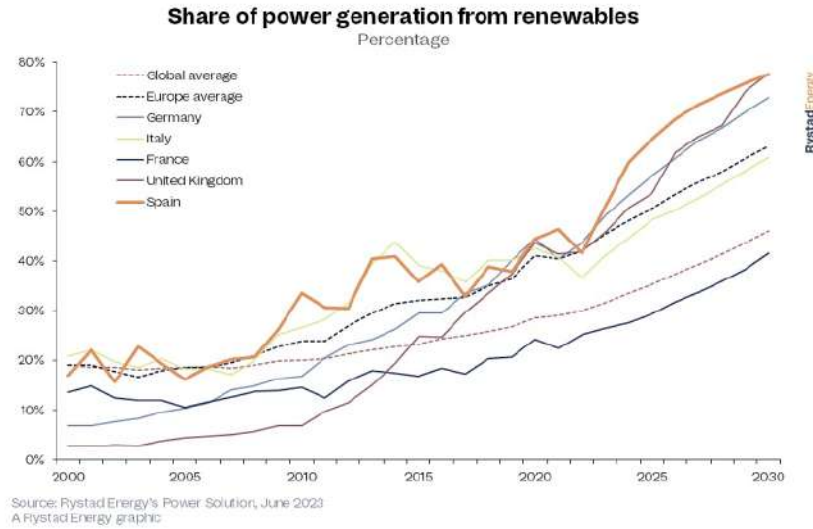


Figura 2: Participación de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Fuente: Rystad Energy

El gráfico presenta una perspectiva alentadora para España en su transición hacia la generación de energía renovable. A lo largo del tiempo, se evidencia un aumento progresivo en el porcentaje de energía generada a partir de fuentes renovables, tanto a nivel nacional como en comparación con la media europea. A pesar de la elevación en la generación basada en combustibles fósiles y las variaciones en las exportaciones de energía, España muestra una tendencia constante de crecimiento en su contribución de energías renovables.

## Contexto de la Generación Fotovoltaica

En este Proyecto, se propone como objetivo principal el diseño de una planta de hidrógeno verde alimentada por una planta fotovoltaica. Por eso mismo, en una primera instancia abordaremos el contexto principal de la generación fotovoltaica.

La energía solar, una de las formas más limpias y sostenibles de generar electricidad, se basa en la conversión directa de la radiación solar en energía utilizable. Esta fuente de energía renovable ha experimentado un notable crecimiento en las últimas décadas debido a su abundancia y accesibilidad. Como bien se ha mencionado antes, el crecimiento de la energía solar en España ha sido bastante significativo, siendo el tipo de energía renovable con mayor crecimiento en los últimos 20 años.

Según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de España, que abarca el período 2021-2030, se proyecta un crecimiento significativo en la capacidad

de generación de energía solar fotovoltaica en el país. Para el año 2030, se estima que alrededor de 22 GW de capacidad fotovoltaica habrán superado su vida útil reguladora. Esto plantea la necesidad de implementar tecnologías de generación o almacenamiento híbridas para gestionar de manera más eficiente la capacidad disponible y facilitar la integración de la energía solar en la red eléctrica<sup>8</sup>.

La siguiente ilustración contiene el parque de generación del escenario objetivo, Se puede observar una tabla elaborada por el PNIEC en el que se proyecta un aumento del 332% en la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica para el año 2030 en comparación con los niveles de 2020, mientras que la capacidad eólica crecerá en un 80% durante el mismo período.

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
<b>Total</b>	<b>107.173</b>	<b>111.829</b>	<b>133.802</b>	<b>160.837</b>

Figura 3: Parque de generación del Escenario Objetivo. Fuente: PNIEC, 2021.

<sup>8</sup> PNIEC, 2021.

En cuanto a la generación de energía, en la siguiente figura se puede observar la estimación que ha realizado el PNIEC. Se espera que las instalaciones fotovoltaicas generarán alrededor de 39.181 GWh de electricidad para el año 2030, lo que contribuirá significativamente al aumento de la participación de las fuentes renovables en el mix energético español. Se proyecta que el porcentaje de energía generada a partir de fuentes renovables aumentará del 41% en 2020 al 52% en 2030, mientras que la demanda eléctrica experimentará un aumento del 5,2% durante el mismo período.

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Años	2015	2020	2025	2030
<b>Eólica (terrestre y marina)</b>	22.925	28.033	40.633	50.333
<b>Solar fotovoltaica</b>	4.854	9.071	21.713	39.181
<b>Solar termoeléctrica</b>	2.300	2.303	4.803	7.303
<b>Hidráulica</b>	14.104	14.109	14.359	14.609
<b>Bombeo Mixto</b>	2.687	2.687	2.687	2.687
<b>Bombeo Puro</b>	3.337	3.337	4.212	6.837
<b>Biogás</b>	223	211	241	241
<b>Otras renovables</b>	0	0	40	80
<b>Biomasa</b>	677	613	815	1.408
<b>Carbón</b>	11.311	7.897	2.165	0
<b>Ciclo combinado</b>	26.612	26.612	26.612	26.612
<b>Cogeneración</b>	6.143	5.239	4.373	3.670
<b>Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)</b>	3.708	3.708	2.781	1.854
<b>Residuos y otros</b>	893	610	470	341
<b>Nuclear</b>	7.399	7.399	7.399	3.181
<b>Almacenamiento</b>	0	0	500	2.500
<b>Total</b>	<b>107.173</b>	<b>111.829</b>	<b>133.802</b>	<b>160.837</b>

Figura 4: Generación eléctrica bruta del Escenario Objetivo. Fuente: PNIEC, 2021.

Estas proyecciones reflejan el compromiso de España con la transición hacia una economía baja en carbono y la adopción de fuentes de energía renovable para abordar los desafíos del cambio climático y promover la sostenibilidad energética a largo plazo.

## Sectores con Potencial de Descarbonización

Según el PNIEC, el sector más contribuyentes a las emisiones de carbono se puede ver en la siguiente tabla:

Proyección de emisiones en el Escenario Objetivo (miles de toneladas de CO <sub>2</sub> equivalente)						
Años	1990	2005	2015	2020	2025	2030
Transporte	59.199	102.310	83.197	87.058	77.651	59.875
Generación de energía eléctrica	65.864	112.623	74.051	56.622	26.497	20.603
Sector industrial (combustión)	45.099	68.598	40.462	37.736	33.293	30.462
Sector industrial (emisiones de procesos)	28.559	31.992	21.036	21.147	20.656	20.017
Sectores residencial, comercial e institucional	17.571	31.124	28.135	28.464	23.764	18.397
Ganadería	21.885	25.726	22.854	23.247	21.216	19.184
Cultivos	12.275	10.868	11.679	11.382	11.089	10.797
Residuos	9.825	13.389	14.375	13.657	11.932	9.718
Industria del refino	10.878	13.078	11.560	12.330	11.969	11.190
Otras industrias energéticas	2.161	1.020	782	825	760	760
Otros sectores	9.082	11.729	11.991	12.552	11.805	11.120
Emisiones fugitivas	3.837	3.386	4.455	4.789	4.604	4.362
Uso de productos	1.358	1.762	1.146	1.236	1.288	1.320
Gases fluorados	64	11.465	10.086	8.267	6.152	4.037
<b>Total</b>	<b>287.656</b>	<b>439.070</b>	<b>335.809</b>	<b>319.312</b>	<b>262.675</b>	<b>221.844</b>

Figura 5: Proyección de emisiones en el Escenario Objetivo. Fuente: PNIEC, 2021.

Esta tabla proporciona una visión detallada de las emisiones de gases de efecto invernadero en diversos sectores clave de la economía, permitiéndonos comprender mejor la evolución y las tendencias en la huella de carbono de España. De acuerdo con la tabla, se observa que el sector que contribuye más a las emisiones es el transporte, seguido de la generación de electricidad, aunque esta con incremento del uso de fuentes renovables, ha conseguido reducir significativamente sus emisiones. Seguidamente también se incluye el sector industrial, tanto las emisiones de combustión como la de procesos industriales.

No todos estos sectores pueden ser completamente descarbonizados mediante la electrificación directa de sus procesos. Aquí es donde el hidrógeno verde emerge como un actor fundamental en la transición hacia una economía baja en carbono. El hidrógeno verde ofrece una alternativa prometedora para sectores que requieren energía densa en carbono, como la industria pesada, el transporte de larga distancia y ciertos procesos industriales difíciles de electrificar. En la siguiente ilustración se puede apreciar los sectores en los que el hidrógeno es clave para su descarbonización:

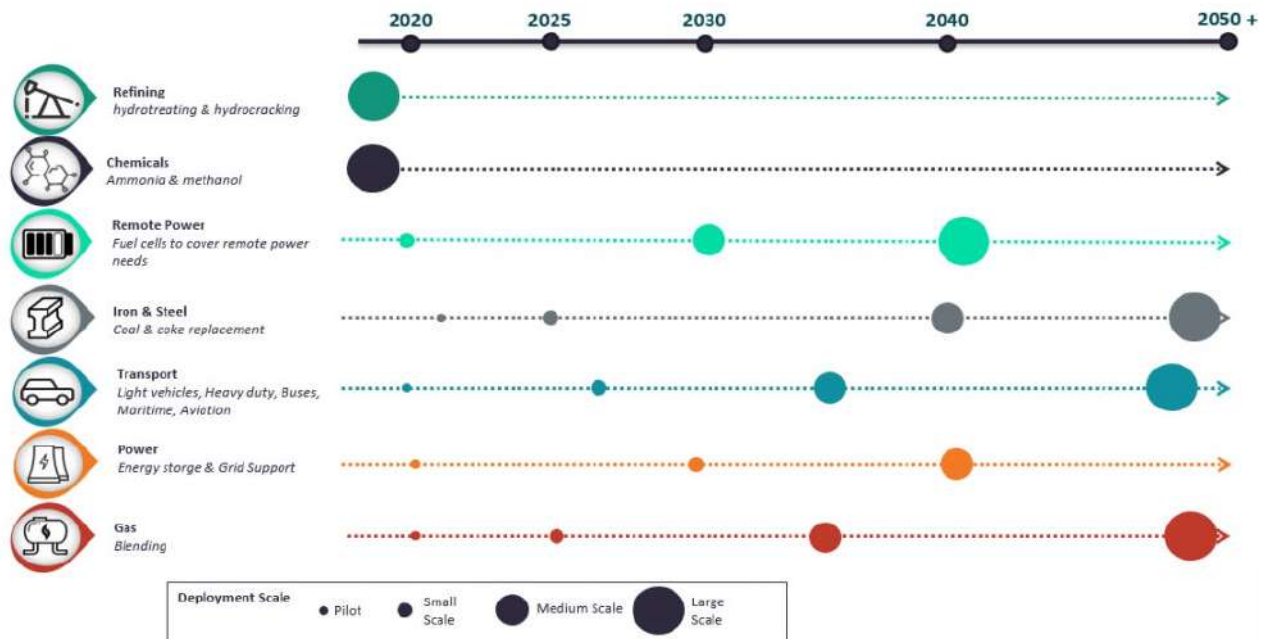


Figura 6: Sectores con potencial para ser descarbonizados mediante el uso de hidrógeno verde. Fuente: GlobalData, 2022.

De acuerdo con la Oficina de Estadística de la Unión Europea, el 84% de la demanda actual de energía puede ser descarbonizada mediante la electrificación<sup>9</sup>. En el 16% restante es dónde el hidrógeno juega un papel fundamental.

En la actualidad, las industrias que utilizan el hidrógeno como materia prima son las que presentan un mayor potencial para su adopción como vector de descarbonización. Ejemplos notables incluyen las refinerías de petróleo y la producción de fertilizantes, que representan una parte significativa del consumo de hidrógeno en la Unión Europea. Sin embargo, a medida que avanzamos hacia el futuro, aparecen nuevas oportunidades para el hidrógeno en sectores como la industria pesada, el transporte marítimo y aéreo, donde la electrificación directa puede resultar más difícil o menos eficiente.

Por otro lado, aparte de descarbonizar la industria del transporte pesado, se prevé también que la industria automotora desarrolle vehículos propulsados por pilas de hidrógeno. Mediante esta innovación y la producción de hidrógeno verde, se podría llegar a descarbonizar el sector más contribuyente de todos.

<sup>9</sup> Eurostat, 2021.

En resumen, el análisis del PNIEC revela que el transporte, la generación de electricidad y el sector industrial son los principales contribuyentes a las emisiones de carbono en España. Aunque la electrificación ha sido efectiva en la reducción de emisiones en algunos sectores, no todos pueden descarbonizarse completamente de esta manera. Aquí es donde el hidrógeno verde emerge como un elemento clave en la transición hacia una economía baja en carbono. Su potencial se extiende desde las refinerías de petróleo y la producción de fertilizantes hasta la industria pesada y el transporte. Por ello mismo, este Trabajo se centra en el diseño de una planta de hidrógeno verde como parte fundamental de la estrategia para abordar las emisiones de carbono. A continuación, se estudiará en detalle el potencial y las aplicaciones del hidrógeno verde en la descarbonización de la economía.

## Hidrógeno: Origen y Fundamentos

El hidrógeno, el elemento más abundante y ligero del universo, desempeña un papel crucial en diversos procesos tanto cósmicos como terrestres. Las características únicas del hidrógeno le dotan de propiedades singulares. En su estado molecular, el hidrógeno adopta la forma diatómica ( $H_2$ ), una molécula altamente influyente en la química y física de numerosos sistemas. Además, su capacidad para ionizarse y formar enlaces con otros elementos lo convierte en un elemento esencial en la constitución de diversas moléculas orgánicas e inorgánicas.

En la tierra, el hidrógeno se encuentra principalmente en forma de agua ( $H_2O$ ), y también en compuestos orgánicos e inorgánicos. A pesar de que el hidrógeno en su forma molecular en la tierra es bastante escaso, este sigue ganando protagonismo como una prometedora fuente de energía renovable. Su capacidad para almacenar y liberar energía de manera eficiente, junto con la posibilidad de producirlo mediante procesos respetuosos con el medio ambiente, lo posiciona como un actor clave en la transición energética.

Las propiedades del hidrógeno más significativas son las siguientes<sup>10</sup>:

- El hidrógeno, en su estado puro, es gaseoso, insípido, incoloro e inodoro. Además, este es altamente inflamable, por lo que puede llegar a ser altamente peligroso ya que una fuga de hidrógeno podría no detectarse a tiempo.
- Es el primer elemento de la tabla periódica, y el elemento químico más pequeño y simple. Constituye un 75% de la materia del universo.

---

<sup>10</sup> Rodríguez, María Teresa (2019)



- Debido a su presencia en agua, el hidrógeno no es considerado energía primaria sino un vector energético almacenable y transportable.
- Este posee alta densidad energética en masa y baja en volumen.
- El uso de hidrógeno como combustible no genera gases de efecto invernadero.
- Puede ser almacenado en estado gaseoso y en estado líquido.
- Posee una reserva inagotable.

## Aplicaciones del Hidrógeno en la Industria: Necesidades y Oportunidades

Para empezar a hablar del hidrógeno en la industria, es muy importante hacer mención primero a los tres distintos tipos de hidrógeno que existen<sup>11</sup>.

- Hidrógeno no renovable: O más conocido como el hidrógeno gris, es el hidrógeno obtenido a partir del gas natural u otros hidrocarburos, a través del proceso denominado reformado de gas, emitiendo CO<sub>2</sub> como subproducto. Por eso mismo, este hidrógeno no es considerado como una opción ecológica. A pesar de ello, se sigue utilizando en la actualidad.
- Hidrógeno experimental: Este equivale al hidrógeno azul. El proceso de producción es similar al del hidrógeno gris, pero en este caso, se implementa una nueva tecnología. Esta tecnología es la llamada captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Aunque este proceso de producción sigue dependiendo del gas natural, sí que es considerado como una transición hacia opciones de producción de hidrógeno más limpio.
- Hidrógeno renovable: El hidrógeno verde. Este es el tipo de hidrógeno que es producido a través de energía renovable, es el tipo que se contempla en este Proyecto. Se produce mediante la electrólisis del agua y es considerado el más limpio ya que no produce ningún tipo de emisión de CO<sub>2</sub>, siempre y cuando sea a partir de energía renovable. Aunque actualmente su producción contempla un coste de inversión bastante elevado, se ve como la opción más prometedora para sectores industriales que buscan reducir sus emisiones de carbono.

Antes de empezar a hablar de las distintas aplicaciones del hidrógeno, es importante comentar los principales métodos de producción de hidrógeno verde. Como bien se ha mencionado anteriormente, puesto que el hidrógeno no se encuentra en su forma molecular en la naturaleza es necesario hacer uso de energía externa ya sea

---

<sup>11</sup>San José, Beatriz (2022)

renovable o convencional para poder obtenerlo. Una de sus principales ventajas es que la producción de hidrógeno se trata de un ciclo energético cerrado. Destacan los siguientes procesos:

- Reformado con biocombustibles: También conocido como reformado de biomasa, es un proceso que implica la producción de hidrógeno a partir de materiales orgánicos renovables, como la biomasa, los residuos agrícolas, forestales o urbanos. Este método combina el reformado de vapor, un proceso químico bien establecido para la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles, con el uso de biocombustibles como materia prima.
- Gasificación de biomasa: Este es un proceso termoquímico que convierte la biomasa en un gas de síntesis rico en hidrógeno, mediante la aplicación de altas temperaturas y vapor de agua en ausencia de oxígeno. Este gas de síntesis puede luego ser procesado para obtener hidrógeno de alta pureza.
- Electrólisis del agua: Este es el método estudiado en este Proyecto. La electrólisis del agua es un proceso que utiliza electricidad para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno. Se lleva a cabo en una celda electrolítica donde se aplican corrientes eléctricas a través del agua. El hidrógeno generado puede ser recolectado y almacenado como hidrógeno verde, siendo una fuente limpia y renovable de energía. Este proceso, alimentado por fuentes de energía renovable, es clave en la producción de hidrógeno verde y en la transición hacia una economía más sostenible.

El uso de hidrógeno verde como vector energético hoy en día es esencial, principalmente por el impacto que está teniendo el cambio climático en nuestros ecosistemas y por la creciente demanda energética. Como bien se ha mencionado anteriormente, los principales usos del hidrógeno son el transporte, almacenamiento energético y principal sustituto de gas natural en la industria.

En el transporte, el hidrógeno se está utilizando cada vez más como una alternativa de combustible en el transporte, especialmente en vehículos de celdas de combustible de hidrógeno (FCEV, por sus siglas en inglés). Estos vehículos utilizan el hidrógeno como combustible para generar electricidad a través de reacciones electroquímicas en celdas de combustible, lo que alimenta un motor eléctrico. Los FCEV ofrecen tiempos de recarga más rápidos y una mayor autonomía en comparación con los vehículos eléctricos convencionales con baterías. Además, el hidrógeno puede ser utilizado en la propulsión de vehículos pesados, como buses, camiones, barcos e incluso



aviones, lo que contribuye a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la calidad del aire en áreas urbanas.

Por otro lado, el hidrógeno también desempeña un papel importante como medio de almacenamiento de energía. La energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, como la solar o la eólica, a menudo no coincide con la demanda de energía en tiempo real. El exceso de energía eléctrica puede utilizarse para producir hidrógeno a través de la electrólisis del agua. Este hidrógeno se puede almacenar en tanques y luego utilizar cuando sea necesario para generar electricidad a través de celdas de combustible o para alimentar procesos industriales. El almacenamiento de hidrógeno ofrece una solución para suavizar la variabilidad de la generación de energía renovable y proporcionar una fuente de energía limpia y flexible.

Por último, destacamos que el hidrógeno se está convirtiendo en el principal sustituto del gas natural en la industria. Este punto va de la mano con el anterior. En la industria, el hidrógeno se utiliza cada vez más en una variedad de procesos, desde la producción de amoníaco hasta la refinación de petróleo. Las pilas de combustible de hidrógeno son esenciales en esta transición, permitiendo la conversión directa de hidrógeno en electricidad con alta eficiencia y bajas emisiones. La sustitución progresiva del gas natural por hidrógeno no solo reduce las emisiones de carbono, sino que también diversifica las fuentes de energía y promueve la resiliencia del sistema energético.

## Estado Actual de las Plantas de Hidrógeno Verde: Normativa Europea y Futuro Desarrollo

Para entender bien el contexto del hidrógeno, es necesario obtener una visión principal del marco regulatorio que existe hoy en día en la unión europea.

La Unión Europea hace hincapié en la producción de hidrógeno verde por primera vez en 2020<sup>12</sup>, mediante la adopción de la denominada “Estrategia del Hidrógeno de la UE”. Esta establece un marco integral para el desarrollo del hidrógeno como parte fundamental de la transición energética de la región. Esta estrategia se basa en tres pilares principales: la producción de hidrógeno verde a partir de fuentes renovables, la distribución y el almacenamiento de hidrógeno. Además, para su adopción, como parte del Pacto Verde Europeo, la comisión europea ha introducido varios incentivos, incluyendo también objetivos obligatorios para los sectores de la

---

<sup>12</sup> Comisión Europea, (2020).

industria y del transporte y se contribuya así a los objetivos establecidos en el pacto para alcanzar la neutralidad de carbono en la UE para 2050.

Asimismo, el hidrógeno también tiene una notable presencia en el plan REPowerEU<sup>13</sup>. Se trata de conseguir la independencia frente a Rusia en cuanto a los combustibles fósiles que se importan a España. Mediante este plan se pretende sustituir dichos fósiles utilizando hidrógeno verde, amoniaco y otros derivados.

Debido a la fuerte presencia del hidrógeno tanto en el Pacto Verde Europeo y en el plan REPowerEU, varias directivas han sido revisadas. Por un lado, la Directiva de Energías Renovables ha sido actualizada para promover específicamente la producción de hidrógeno verde a partir de fuentes renovables<sup>14</sup>. Estas modificaciones reflejan el reconocimiento del hidrógeno como una pieza clave en la transición. La inclusión del hidrógeno en la legislación energética de la UE impulsa su desarrollo y despliegue en toda la región.

Por otra parte, la Directiva de Infraestructura de Combustibles Alternativos (AFID) ahora menciona al hidrógeno específicamente como uno de los combustibles alternativos para los cuales se deben desarrollar infraestructuras. La AFID establece disposiciones para garantizar la disponibilidad y accesibilidad de puntos de recarga y abastecimiento de hidrógeno en toda la UE, tanto para vehículos de pasajeros como para vehículos pesados y transporte marítimo.

Más adelante, como parte de la respuesta de la Unión Europea frente a la pandemia del COVID-19, surge el denominado Mecanismo de Recuperación y Resiliencia<sup>15</sup>. Consiste en un fondo de recuperación de 750 mil millones de euros diseñado para ayudar a los estados miembros de la UE a superar los impactos económicos y sociales de la pandemia y avanzar hacia una recuperación sostenible. Este mecanismo tiene una conexión con el hidrógeno en el sentido de que parte de los fondos asignados pueden destinarse a proyectos relacionados con la transición energética y la descarbonización. Uno de los proyectos más grandes en este momento es el "European Clean Hydrogen Alliance" (Alianza Europea de Hidrógeno Limpio).

En cuanto a la regulación de las plantas de hidrógeno verde por electrólisis, la Unión Europea ha establecido directrices y normativas específicas para garantizar la seguridad y la eficiencia de estas instalaciones. Estas regulaciones abarcan aspectos como la seguridad en la producción y manipulación del hidrógeno, la eficiencia

---

<sup>13</sup> Comisión Europea (2018).

<sup>14</sup> Comisión Europea (2021).

<sup>15</sup> Comisión Europea (2020).

energética de las plantas de electrolisis y la integración de estas en la red eléctrica europea.

Por lo general, el hidrógeno verde está cogiendo mucho protagonismo en el marco regulatorio de las energías renovables en la Unión Europea, impulsado por el compromiso de esta con la descarbonización. En los últimos años, se han inaugurado varias plantas de hidrógeno verde en toda la región.

La Green Hydrogen Hub de Iberdrola en Puertollano, España, representa actualmente la mayor planta de producción de hidrógeno verde en Europa<sup>16</sup>. La planta está conectada a un parque solar fotovoltaico de 100 MW y con una capacidad de al menos 20 megavatios (MW) de electrólisis. La Green Hydrogen Hub servirá como un centro de innovación y desarrollo tecnológico en el campo del hidrógeno verde.

Por otro lado, también existen plantas en construcción que se espera que empiecen a producir hidrógeno a partir de 2025. Un buen ejemplo sería la planta de hidrógeno verde desarrollada por la compañía Lhyfe, en Alemania. Esta planta será la más grande en la región de Baden-Württemberg y la primera en suministrar hidrógeno directamente a un parque industrial.

En resumen, la Unión Europea ha establecido un marco regulatorio bastante sólido para fomentar el uso del hidrógeno verde como parte de su estrategia de descarbonización. Esto se refleja en directivas como la RED II y la AFID, respaldadas por iniciativas como el Pacto Verde Europeo y el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia. A través de proyectos destacados como la planta de Iberdrola en Puertollano, España, se evidencia el crecimiento y la implementación exitosa del hidrógeno verde en toda la región.

## Cadena de Valor del Hidrógeno Verde

En esta parte del Proyecto se detallará la cadena de valor del hidrógeno. La cadena de valor es un concepto que abarca todas las etapas involucradas en la producción, almacenamiento, distribución y uso final del hidrógeno como recurso energético. Desde su generación hasta su consumo, cada paso en esta cadena desempeña un papel crucial en la implementación y viabilidad de sistemas de energía basados en hidrógeno. Dado que el Proyecto se centra en el diseño de una planta de

---

<sup>16</sup> Iberdrola (2022).

hidrógeno verde mediante energía solar y electrólisis, nos enfocaremos en la etapa de producción del hidrógeno a través de la electrólisis del agua.

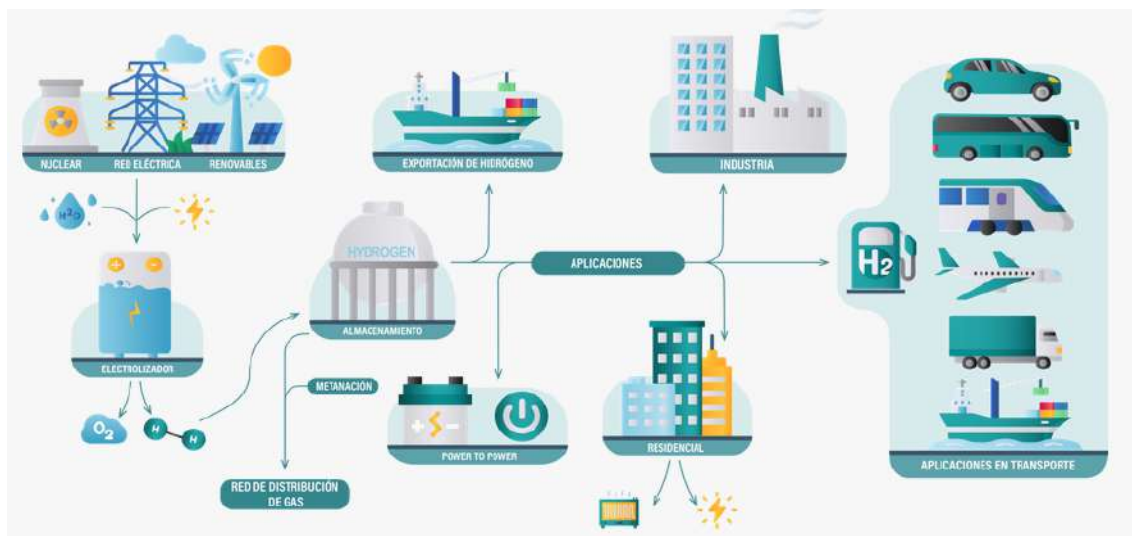


Figura 7: Cadena de valor del hidrógeno. Fuente: Ariema, 2023.

Como se observa en el esquema, la cadena de valor del hidrógeno verde abarca una serie de etapas interconectadas que comienzan con la generación de energía renovable, como la solar o la eólica, que alimenta el proceso de producción de hidrógeno mediante electrólisis. En esta primera etapa, la energía renovable se utiliza para descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno a través de electrolizadores, generando así hidrógeno verde de alta pureza.

Una vez producido, el hidrógeno verde se somete a un proceso de purificación para eliminar cualquier impureza y garantizar su calidad. Posteriormente, se lleva a cabo su almacenamiento en diversos sistemas, que varían en función de su destino final. Para aplicaciones industriales y residenciales, el hidrógeno se almacena en tanques a presión moderada, mientras que para el transporte a larga distancia se emplean tanques de alta presión en camiones especializados. Además, en un futuro, para su distribución a gran escala, se prevé utilizar un sistema de hidrodutos que transporta el hidrógeno a través de una red de tuberías hasta los puntos de consumo.

Una vez almacenado y distribuido, el hidrógeno verde puede ser utilizado en una amplia gama de aplicaciones. En el sector industrial, se emplea como materia prima en la producción de productos químicos, como el amoníaco o el metanol, o como combustible en procesos de fabricación. En el ámbito residencial, puede ser utilizado

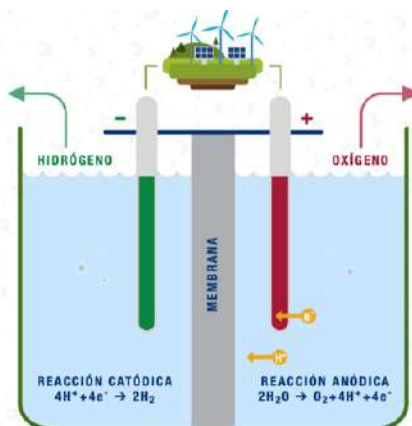
para la calefacción y la producción de electricidad en hogares y edificios. Además, el hidrógeno verde tiene un papel fundamental en la descarbonización del transporte, ya sea como combustible para vehículos de pila de combustible o como materia prima en la producción de combustibles sintéticos.

## Descripción de Tecnologías

En este siguiente capítulo, nos adentraremos en la descripción detallada de las tecnologías clave utilizadas en la producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno verde. Se analizarán los componentes fundamentales que conforman una planta de hidrógeno verde, así como los diferentes tipos de electrólisis empleados en su producción. Exploraremos los sistemas de almacenamiento utilizados para garantizar la disponibilidad y eficiencia del hidrógeno verde, tanto en su forma física como química. Por último, se explorarán los métodos de transporte, incluido el hidroducto, que juega un papel crucial en la distribución eficiente de este recurso energético.

## Tipos de Electrólisis

La producción de hidrógeno por electrólisis es un proceso electroquímico que implica la descomposición del agua ( $H_2O$ ) en hidrógeno ( $H_2$ ) y oxígeno ( $O_2$ ) utilizando electricidad. Este proceso se lleva a cabo en un dispositivo llamado electrolizador, donde se aplican corrientes eléctricas a través de electrodos sumergidos en agua. La reacción que tiene lugar es la siguiente:



Fuente: Departamento de Energía de EE.UU. y Wood Mackenzie  
Figura 8: Funcionamiento del electrolizador. Fuente: Departamento de Energía de EE.UU.

En la imagen se puede observar que el electrolizador consta de dos electrodos, el cátodo y el ánodo, que están separados por un electrolito conductor de iones. Cuando se aplica una corriente eléctrica al electrolizador, los iones presentes en el agua se desplazan hacia los electrodos. En el cátodo, los iones de hidrógeno (protones) ganan electrones para formar hidrógeno molecular (H<sub>2</sub>), mientras que en el ánodo, los iones de oxígeno (aniones) pierden electrones para formar oxígeno molecular (O<sub>2</sub>).

Esquema de funcionamiento y reacciones de diferentes tipos de electrolizadores.

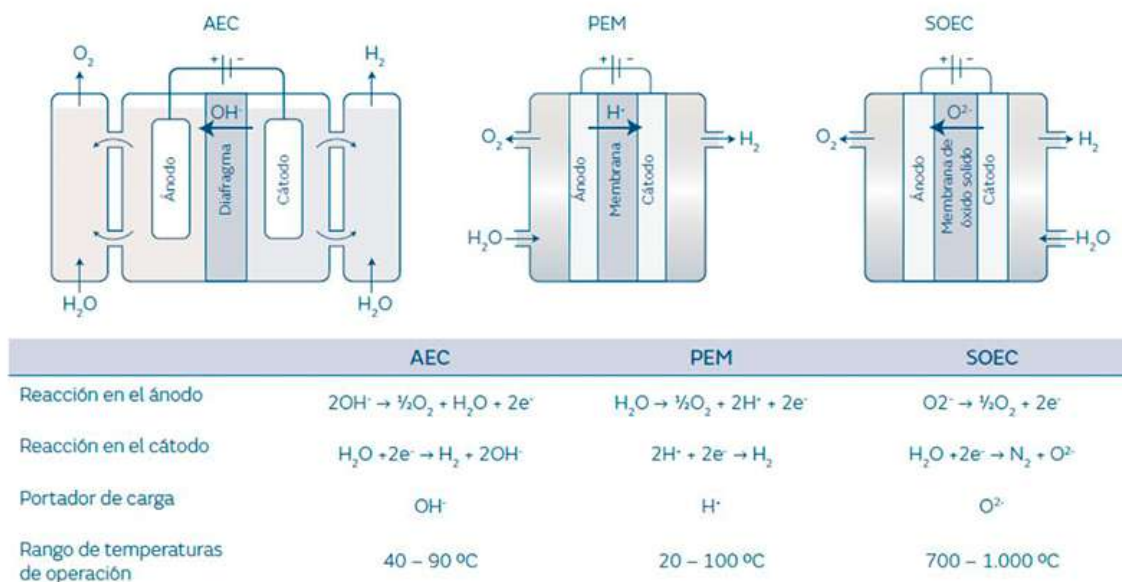


Figura 9: Tipos de electrolizadores. Fuente: Grupo Elektra, 2023.

En la imagen se observa los tres principales tipos de electrolizadores: AEC (Alkaline Electrolysis Cell), PEM (Proton Exchange Membrane) y SOEC (Solid Oxide Electrolysis Cell). En español, Celda de Electrólisis Alcalina (AEC), Membrana de Intercambio Protónico (PEM) y Celda de Electrólisis de Óxido Sólido (SOEC). A día de hoy, solo hay dos que son potencialmente atractivos, AEC y PEM. A continuación, se examinarán detalladamente.

## Electrólisis Alcalina

La electrólisis alcalina es un método consolidado y ampliamente utilizado en la producción de hidrógeno verde. Su funcionamiento se basa en el uso de un electrolito alcalino, como hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH), que facilita la conducción de iones entre los electrodos sumergidos en agua. Los electrolizadores alcalinos se comercializan en capacidades bastante amplias, alcanzando hasta aproximadamente 40 MW.

La electrólisis alcalina presenta una serie de ventajas, entre las que se destaca su eficiencia, la cual suele ser bastante alta, pudiendo alcanzar el 93%<sup>17</sup>. También presenta un mantenimiento relativamente sencillo, ya que no requiere el uso de metales nobles y tiende a ser estable. Además, es una tecnología establecida y bien comprendida, con una larga historia de uso industrial. Asimismo, su simplicidad y sus costes relativamente bajos tanto de inversión como de operación la hacen atractiva para aplicaciones industriales a gran escala.

No obstante, la electrólisis alcalina también presenta alguna desventaja frente al resto de tipos. Requiere concentraciones significativas de electrolito alcalino, lo que puede incrementar la complejidad y los costes del sistema. Además, las densidades de corriente obtenidas son generalmente bajas, ya que la operación debe mantenerse dentro de ciertos límites para evitar la mezcla de hidrógeno y oxígeno, lo que resultaría en pérdidas de energía<sup>18</sup>. Asimismo, su capacidad de respuesta a cambios rápidos de carga y operación a altas presiones puede ser limitada.

Por otra parte, los electrodos tienden a corroerse después de un número determinado de ciclos de paradas y arranques, lo que puede afectar a la vida útil y eficiencia del sistema. También es importante destacar que la tecnología de electrólisis alcalina puede no ser adecuada para la acumulación de energía renovable debido a su tiempo de respuesta más largo. Por estas razones, es común que la electrólisis alcalina se acople con sistemas de baterías para su uso como acumuladores de energía.

### Electrólisis PEM (Membrana de Intercambio Protónico)

La electrólisis de membrana de intercambio protónico (PEM) es un método innovador para la producción de hidrógeno verde que ha ganado atención en las últimas décadas. A diferencia de la electrólisis alcalina, la PEM utiliza una membrana de intercambio protónico como electrolito, que permite el paso selectivo de iones de hidrógeno mientras bloquea el paso de otros gases como el oxígeno. Al alimentarse con agua pura, el hidrógeno producido alcanza niveles de pureza muy altos, hasta un 99.999 %, y se presuriza directamente en el sistema. Los electrolizadores PEM tienden a ser de menor escala, con los mayores comercializados del orden de 6-10 MW aproximadamente.

Una de las características más destacadas de la PEM es su capacidad para obtener densidades de corriente extremadamente altas, junto con una respuesta rápida

---

<sup>17</sup> IDEAGREEN, 2022.

<sup>18</sup> IDEAGREEN, 2022.



y dinámica, lo que la hace ideal para acumular energía renovable. Esto es particularmente importante debido a la naturaleza fluctuante de las fuentes de energía renovable. Por otra parte, este alcanza un rendimiento bastante alto, no como los electrolizadores alcalinos, pero sí que llega hasta un 80% de eficiencia<sup>19</sup>.

Por otro lado, resalta su capacidad para operar a alta presión, lo que permite una mayor eficiencia en la producción de hidrógeno. Además, la PEM ofrece un tamaño compacto de las instalaciones, lo que la hace adecuada para aplicaciones donde el espacio es limitado.

No obstante, la tecnología PEM también presenta desventajas. Los materiales utilizados en los electrodos están basados en metales nobles, y en las placas bipolares se emplea titanio, ambos tienen un coste elevado y problemas relacionados con su escasez y disponibilidad<sup>20</sup>.

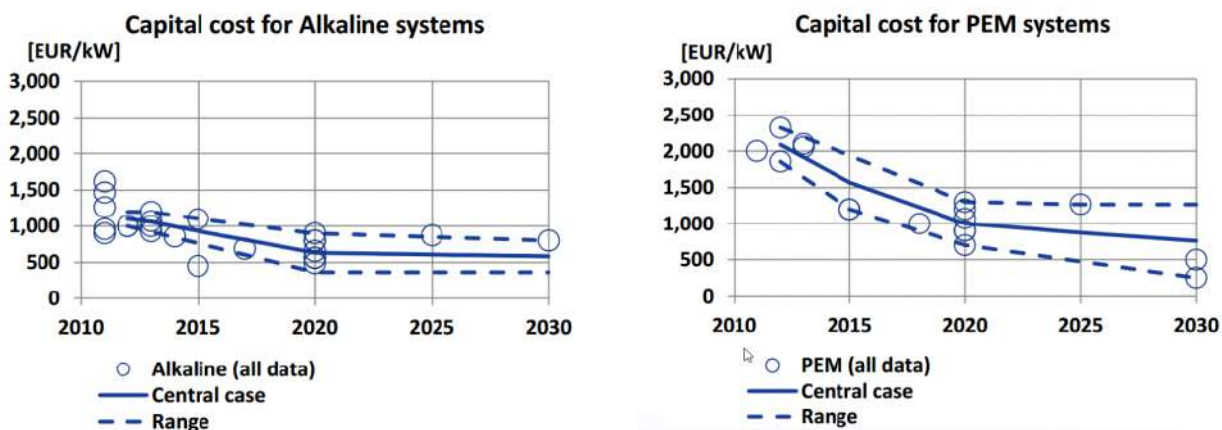


Figura 10: Costes de capital para electrolizadores AEC y PEM. Fuente: e4tech, 2015.

Según e4tech, se han evaluado los costes de los electrolizadores AEC y PEM. Los indicadores clave de rendimiento considerados incluyen el CAPEX, la eficiencia, el tamaño del sistema y de la pila, la vida útil, las características dinámicas, la presión del sistema, el OPEX, la disponibilidad y la densidad de corriente. Según las ilustraciones proporcionadas, se espera que para 2030 el coste del electrolizador PEM sea altamente competitivo<sup>21</sup>.

<sup>19</sup> IDEAGREEN, 2022.

<sup>20</sup> IDEAGREEN, 2022.

<sup>21</sup> E4Tech, 2015.



## Electrólisis de Estado Sólido

Por último, se encuentra la electrólisis de estado sólido. La electrólisis sólida es una técnica emergente en la producción de hidrógeno verde que aún está en etapas de desarrollo y por tanto, no está comercializada. En este enfoque, se utiliza un electrolito sólido en lugar de una solución líquida o una membrana para conducir los iones durante el proceso de electrólisis.

En este método, el electrolito es un conductor de iones oxígeno ( $O_2^-$ ). Una de las principales ventajas de la electrólisis de estado sólido es su eficiencia energética, que puede alcanzar casi el 100%. Además, no requiere el uso de metales nobles, puede operar a alta presión y es reversible, lo que significa que puede funcionar como una pila de combustible.

Sin embargo, a pesar de estas ventajas, la electrólisis de estado sólido enfrenta desafíos significativos. Debido a las altas temperaturas requeridas, existen preocupaciones sobre la durabilidad de sus componentes. Además, estas temperaturas pueden hacer que la tecnología no sea adecuada para la integración con energías renovables, ya que los sistemas basados en energías renovables generalmente operan a temperaturas más bajas. No obstante, esta condición podría considerarse una ventaja si la electrólisis de estado sólido se acopla a sistemas que generan calor residual que puede ser aprovechado para otros fines<sup>22</sup>.

A continuación, se muestra una tabla resumen con las principales características de los electrolizadores AEC, PEM y SOEC.

---

<sup>22</sup> IDEAGREEN, 2022.

Característica	Electrólisis Alcalina (AEC)	Electrólisis PEM	Electrólisis de Estado Sólido (SOEC)
Estado del electrolito	Líquido (alcalino)	Membrana de intercambio protónico (sólido)	Sólido
Temperatura de operación	Baja	Baja	Muy alta
Eficiencia energética	Alta (90%)	Moderada – alta (80%)	Muy alta (cercana al 100%)
Necesidad de metales nobles	No	Sí	No
Presión de operación	Baja a moderada	Moderada	Alta
Reversibilidad a batería	No	Sí	Sí
Aplicaciones	Ampliamente comercializado, producción a gran escala	Ampliamente comercializado, producción a media escala	En fase de desarrollo, potencialmente adecuado para aplicaciones especializadas

Tabla 1: Resumen características electrolizadores. Fuente: Elaboración propia, 2024.

## Tipos de Almacenamiento

El almacenamiento del hidrógeno verde es un componente esencial en la cadena de suministro. Una vez producido mediante electrólisis, es necesario almacenar el hidrógeno de manera eficiente para garantizar su disponibilidad.

Tras la producción mediante electrólisis, el hidrógeno es liberado en forma gaseosa desde el electrolizador. Para su almacenamiento y transporte, el hidrógeno se somete a un proceso de compresión a alta presión mediante compresores especializados. Este procedimiento reduce el volumen ocupado por el hidrógeno y aumenta su densidad energética.

La forma en que un vector energético es almacenado está muy influenciada por su contenido energético, el cual está determinado por el poder calorífico superior e inferior. Estos valores son una cantidad específica basados usualmente en la masa de la fuente energética, estableciéndose, por ejemplo, en MJ/kg o kWh/kg.

La figura de abajo muestra que el hidrógeno, como portador de energía, tiene la mayor densidad de energía gravimétrica o másica equivalente a 120.1 MJ/kg o 33.3kWh/kg (poder calorífico inferior o LHV). Ésta es casi tres veces más alta que los hidrocarburos líquidos, sin embargo, la densidad de energía volumétrica del hidrógeno es relativamente baja. Bajo condiciones ambientales, la densidad de energía volumétrica es de solo 0.01 MJ/l. Por lo tanto, para poder ser manejable, la densidad del hidrógeno debe aumentarse significativamente al almacenarlo<sup>23</sup>.

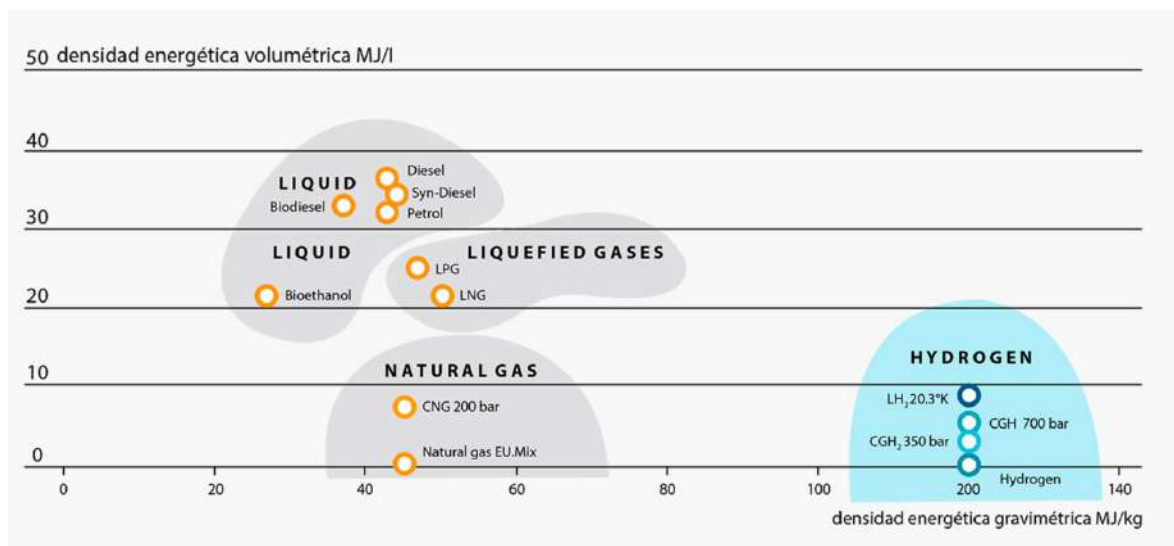


Figura 11: Densidad energética y volumétrica del hidrógeno. Fuente: Asociación Peruana del Hidrógeno, 2022.

Esto significa que se deben mover mayores volúmenes de hidrógeno para satisfacer demandas de energía idénticas en comparación con otros combustibles. Por ejemplo, es necesario un volumen de 11.2 Nm<sup>3</sup> (volumen del maletero de un coche comercial) para almacenar solo 1 kg de hidrógeno, que es la cantidad que se requiere para recorrer aproximadamente 100 km<sup>24</sup>. De este modo, para que el almacenamiento de hidrógeno sea económicamente viable, se debe incrementar su densidad de almacenamiento.

Por otro lado, en la siguiente imagen se pueden observar los diferentes tipos de almacenamiento que existen a día de hoy. A continuación estos se explicarán detalladamente.

<sup>23</sup> Asociación Peruana del Hidrógeno, 2022.

<sup>24</sup> SynerHy, 2022.



Figura 12: Tipos de almacenamiento de hidrógeno. Fuente: Asociación Peruana del Hidrógeno, 2022.

## Almacenamiento Físico

En este almacenamiento, el hidrógeno se retiene en su forma molecular original, ya sea como gas comprimido o líquido criogénico. Este método de almacenamiento presenta varias ventajas aunque también algún que otro inconveniente.

El almacenamiento como gas comprimido implica la compresión del hidrógeno a altas presiones, que pueden oscilar entre 150 y 700 bar, dependiendo del diseño del tanque y las necesidades específicas de la aplicación<sup>25</sup>. Aunque los tanques de alta presión son más compactos, requieren materiales resistentes para garantizar la seguridad. Por otro lado, los tanques de baja presión son más grandes pero más económicos de fabricar. Ambos tipos de tanques ofrecen una solución viable para el almacenamiento de hidrógeno.

Para el almacenamiento en tanques, se utilizan cuatro tipos de cilindros contenedores de alta presión. Los recipientes Tipo I son fabricados en metal y son comunes en aplicaciones industriales, almacenando hidrógeno a presiones entre 150 y 300 bares, aunque su peso los hace inviables para vehículos. Los Tipo II son similares pero tienen un revestimiento de fibra de carbono o vidrio que les permite soportar hasta 1000 bares, siendo utilizados en hidrogeneras.

<sup>25</sup> Ariema, 2023.

Los tanques Tipo III tienen un revestimiento metálico interno envuelto en materiales compuestos, reduciendo su peso en comparación con los anteriores. Los Tipo IV están fabricados con una camisa polimérica de alta densidad envuelta en fibra de carbono, manteniendo las válvulas metálicas para la recarga y suministro de hidrógeno. Ambos tipos son más livianos y soportan presiones de hasta 700 bar, siendo ideales para aplicaciones portátiles, pero más costosos debido al uso de fibra de carbono<sup>26</sup>. La siguiente imagen representa el diseño de un tanque de alta presión tipo IV:

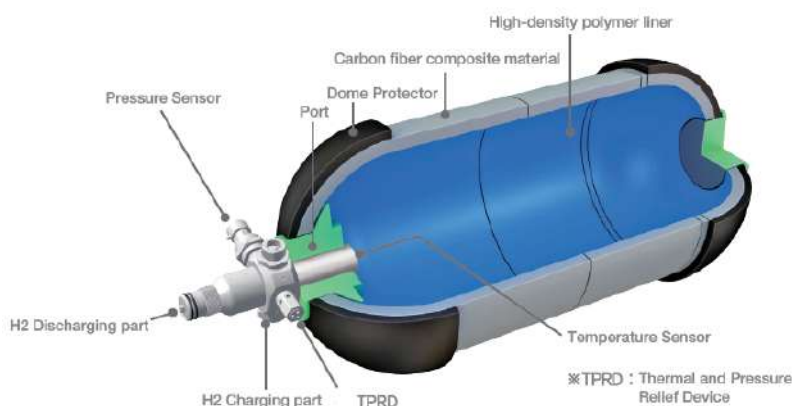


Figura 13: Diseño de tanque de alta presión de hidrógeno tipo IV. Fuente: SynerHy, 2022.

Por otro lado, el almacenamiento como líquido criogénico implica enfriar el hidrógeno a temperaturas extremadamente bajas, alrededor de  $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ , para convertirlo en líquido. Este método reduce significativamente el volumen del hidrógeno, lo que facilita su transporte y almacenamiento. Sin embargo, el almacenamiento en forma líquida requiere un proceso de enfriamiento intensivo y el uso de tanques criogénicos especiales, lo que puede aumentar los costes y la complejidad del sistema.

Por último, recientemente ha surgido el almacenamiento de hidrógeno en cavernas subterráneas es otra opción destacada en el panorama del almacenamiento físico. Estas cavernas, que pueden ser cavernas de sal, yacimientos agotados de petróleo o gas, o acuíferos, ofrecen una solución económica y escalable para el almacenamiento a gran escala del hidrógeno<sup>27</sup>. Aprovechando estructuras geológicas naturales, estas cavernas pueden confinar grandes volúmenes de hidrógeno a presiones moderadas, proporcionando una solución rentable para diversas aplicaciones. Esta estrategia de

---

<sup>26</sup> SynerHy, 2022.

<sup>27</sup> Ariema, 2023.

almacenamiento capitaliza la infraestructura existente y presenta un enfoque ambientalmente sostenible.

## Almacenamiento en Materiales

El almacenamiento de materiales del hidrógeno se puede dividir generalmente en almacenamiento en sólidos químicos, y en compuestos químicos ligeros. Este tipo de almacenamiento implica su absorción y desorción en compuestos químicos específicos. Estos compuestos, conocidos como materiales de almacenamiento, tienen la capacidad de adsorber o absorber moléculas de hidrógeno en su estructura cristalina o molecular, lo que permite su liberación controlada cuando sea necesario. Este enfoque ofrece una serie de ventajas, como una mayor densidad de almacenamiento y una manipulación más segura en comparación con los métodos de almacenamiento físico.

Uno de los materiales de almacenamiento en materiales más estudiados son los hidruros metálicos, que son compuestos formados por un metal e hidrógeno, y que además, son una opción bastante prometedora. Estos materiales son capaces de absorber y desorber hidrógeno en función de la presión y la temperatura, lo que permite almacenar y liberar hidrógeno de manera controlada. Presentan una alta densidad de almacenamiento volumétrico y gravimétrico, lo que los hace atractivos para aplicaciones donde el espacio es limitado. Sin embargo, algunos inconvenientes incluyen la necesidad de altas temperaturas para la desorción del hidrógeno y la sensibilidad a contaminantes como el oxígeno y el monóxido de carbono<sup>28</sup>.

Por otro lado, los materiales químicos, como los portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHCs), ofrecen una forma de almacenar hidrógeno mediante procesos reversibles de hidrogenación y deshidrogenación. Estos compuestos pueden absorber y liberar hidrógeno de manera eficiente, lo cual también facilita su almacenamiento y transporte. Además, su capacidad para almacenar hidrógeno a temperatura y presión ambiente los hace atractivos para diversas aplicaciones. Sin embargo, aún se están investigando para mejorar su viabilidad económica y la cantidad de hidrógeno que pueden transportar<sup>29</sup>.

Por último, los materiales absorbentes, como los materiales porosos basados en carbono, las estructuras metal-orgánicas y las zeolitas, ofrecen otra opción para el almacenamiento de hidrógeno. Estos materiales pueden adsorber hidrógeno en su superficie a través de enlaces físicos de Van der Waals, lo que permite almacenar hidrógeno a temperaturas y presiones moderadas. Sin embargo, se enfrentan también

---

<sup>28</sup> Chen, Z et al., 2022

<sup>29</sup> SynerHy, 2022.

a problemáticas como la gestión del calor durante el proceso de adsorción y la necesidad de aplicar presiones moderadas para lograr densidades de almacenamiento significativas.

## Transporte del Hidrógeno

Seguidamente en la cadena de producción del hidrógeno, se encuentra el transporte del mismo. En esta etapa, es esencial explorar diferentes métodos y tecnologías de transporte que garantizan la viabilidad económica y la seguridad en todo el proceso.

El transporte del hidrógeno plantea complicaciones particulares en términos de seguridad debido a su naturaleza altamente inflamable. Aunque el hidrógeno es una fuente de energía limpia, su uso y transporte requiere precauciones especiales para minimizar los riesgos asociados con su combustión. Los sistemas de transporte de hidrógeno deben diseñarse con medidas de seguridad robustas para prevenir posibles fugas, evitar la acumulación de concentraciones peligrosas de hidrógeno y reducir al mínimo el riesgo de ignición. Para ello, se deben considerar las propiedades físicas y químicas del hidrógeno, como por ejemplo, la resistencia de los materiales a la fragilización por hidrógeno, también conocida como hidrogenación.

## Inyección de Hidrógeno en Gasoductos

La mayoría de los conductos y tuberías utilizados para el transporte de otros gases no son adecuados para el hidrógeno, lo que limita la viabilidad de su distribución a gran escala. Una propuesta sugerida por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) es la mezcla de hidrógeno con gas natural, actuando este último como un gas colchón<sup>30</sup>. Sin embargo, esta solución tiene el inconveniente de las diferencias de densidades entre ambos gases, lo que puede afectar la eficacia y seguridad del transporte. La densidad del gas natural es 10 mayor que la del hidrógeno.

A día de hoy, la legislación y las limitaciones técnicas varían según el país, lo que determina el porcentaje máximo de hidrógeno permitido en la mezcla de gases. En la siguiente imagen se puede observar la concentración máxima de hidrógeno permitido en la red de gas por cada país.

---

<sup>30</sup> San José, Beatriz, 2022.

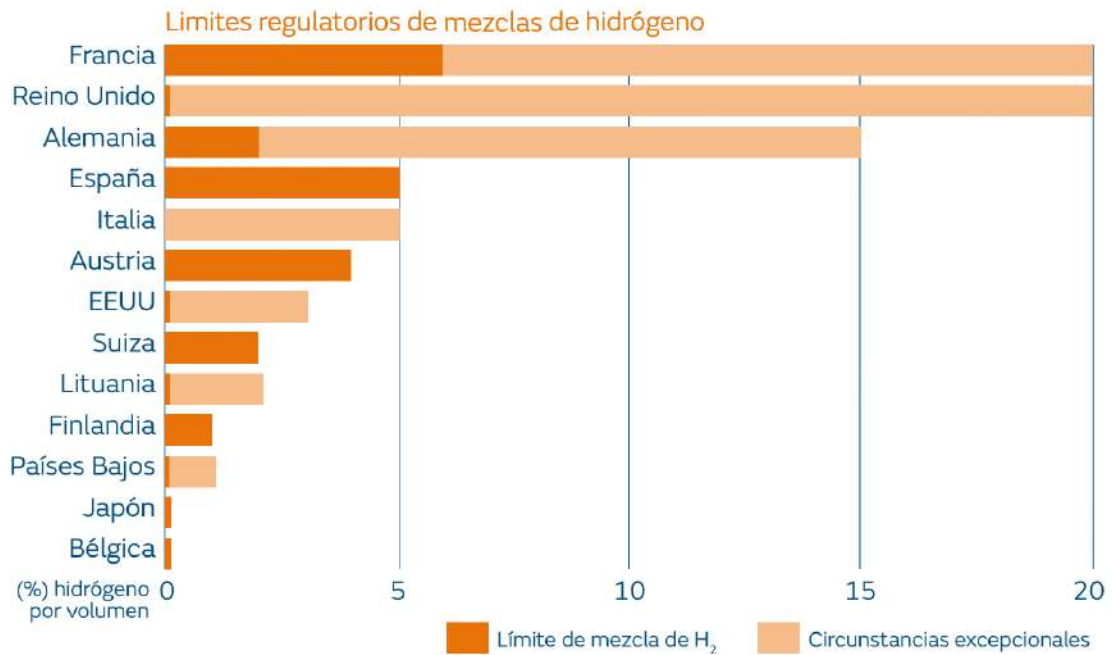


Figura 14: Concentración máxima de hidrógeno permitida en la red de gas por cada país. Fuente: Fundación Naturgy, 2020.

En general, concentraciones superiores al 10% no son toleradas por las redes actuales. En la siguiente imagen se muestra la tolerancia de concentración de hidrógeno por componente del sector del transporte y almacenamiento.

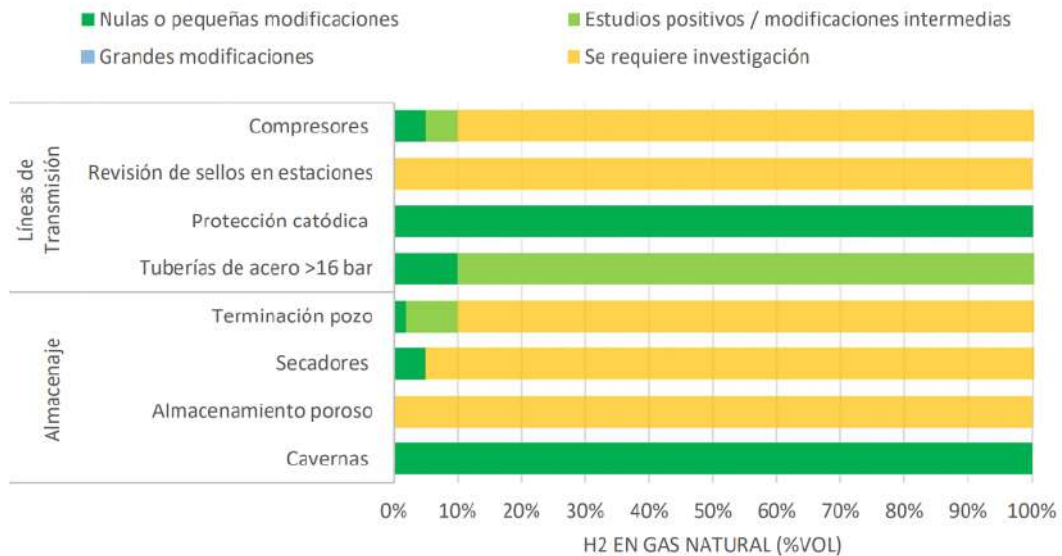


Figura 15: Tolerancias de concentración de H<sub>2</sub> por componente para el segmento de transporte y almacenamiento. Fuente: Rodrigo Vásquez, 2021.



## Camiones de Hidrógeno

El transporte de hidrógeno también se puede realizar mediante el uso de camiones, principalmente de dos maneras: como gas comprimido (CGH<sub>2</sub>) y como hidrógeno líquido (LH<sub>2</sub>). Cada método tiene sus propias características, ventajas y desventajas.

El hidrógeno comprimido (CGH<sub>2</sub>) se almacena en estado gaseoso a alta presión, típicamente en el rango de 200 a 700 bares. Para este propósito, se utilizan cilindros de alta presión, como los de tipo 4, que están hechos de un revestimiento de polímero reforzado con fibra de carbono. Una de las principales ventajas del hidrógeno comprimido es que la infraestructura para su almacenamiento y transporte está bien establecida y es relativamente sencilla. Además, las tecnologías de seguridad han avanzado significativamente para minimizar los riesgos asociados con el hidrógeno comprimido a alta presión. En términos de costes, los gastos iniciales de inversión son generalmente menores en comparación con la infraestructura necesaria para el hidrógeno líquido<sup>31</sup>. Sin embargo, el hidrógeno comprimido presenta una menor densidad de energía por volumen en comparación con el hidrógeno líquido, lo que significa que se necesita más espacio para almacenar la misma cantidad de energía. Además, el almacenamiento a largo plazo puede resultar en pérdidas de energía debido a la permeación y el ciclo de compresión<sup>32</sup>.

Por otro lado, el hidrógeno líquido (LH<sub>2</sub>) se almacena en estado líquido, lo que requiere enfriarlo a temperaturas criogénicas (-253°C o -423°F). Esto se logra utilizando tanques criogénicos especializados capaces de mantener estas temperaturas extremadamente bajas. La principal ventaja del hidrógeno líquido es su mayor densidad de energía por volumen en comparación con el gas comprimido, lo que permite almacenar y transportar más energía en el mismo espacio. Esta característica hace que el hidrógeno líquido sea más eficiente para el transporte a gran escala y a largas distancias. No obstante, el hidrógeno líquido presenta algunas desventajas. La infraestructura necesaria para producir, almacenar y transportar hidrógeno líquido requiere una gran inversión debido a la necesidad de mantener temperaturas criogénicas<sup>33</sup>. Además, el hidrógeno líquido tiende a evaporarse con el tiempo, lo que puede resultar en pérdidas de energía durante el almacenamiento y transporte. También, manipular hidrógeno a temperaturas criogénicas presenta riesgos específicos, incluyendo quemaduras por frío y la necesidad de aislamiento térmico avanzado.

---

<sup>31</sup> The Australian and New Zealand Bank (ANZ), 2024.

<sup>32</sup> Hydrogen Europe, 2021.

<sup>33</sup> US Department of Energy, 2024.

## Hidroducto

Asimismo, actualmente en España se encuentra el desarrollo del hidroducto. El hidroducto es una infraestructura diseñada para el transporte eficiente y seguro de hidrógeno a lo largo de distancias considerablemente largas. Similar a los gasoductos que transportan gas natural, un hidroducto está compuesto por tuberías especializadas y sistemas de control que permiten el movimiento del hidrógeno desde los puntos de producción hasta los centros de consumo finales.

Entre las ventajas del hidroducto se encuentra su capacidad para transportar grandes volúmenes de hidrógeno. Además, al ser una tecnología probada en el transporte de gas natural, la infraestructura existente de gasoductos puede adaptarse para transportar hidrógeno, lo que podría reducir costes y tiempos de implementación<sup>34</sup>. Sin embargo, hidrógeno es un gas altamente reactivo y puede causar fragilidad en los materiales de las tuberías, lo que requiere un diseño y mantenimiento cuidadosos para evitar problemas de seguridad.

En cuanto a su implementación, se espera que el uso generalizado de hidroductos se incremente gradualmente en las próximas décadas, a medida que se desarrollen y comercialicen tecnologías de producción de hidrógeno más eficientes y sostenibles. En España, se están llevando a cabo varios proyectos piloto y de desarrollo relacionados con los hidroductos, incluido el proyecto GREEN HYSLAND en Mallorca y el hidroducto de Garray en Soria, que están contribuyendo significativamente a la expansión de la infraestructura de hidrógeno en el país<sup>35</sup>.



Figura 16: Mapa del futuro hidroducto de España. Fuente: EsHidrógeno, 2024.

<sup>34</sup> The Australian and New Zealand Bank (ANZ), 2024.

<sup>35</sup> EsHidrógeno, 2024.

## Dimensionamiento de la Planta

En esta parte del Proyecto se llevará a cabo el dimensionamiento de la planta de hidrógeno verde. El proceso de dimensionamiento implica determinar de manera precisa los diferentes componentes y capacidades de la planta, desde la producción de hidrógeno hasta su almacenamiento y distribución. En una primera instancia, abordaremos el contexto del Proyecto.

### Contexto del Proyecto

Cuando nos referimos al contexto del Proyecto, nos referimos a las características básicas que este va a tener. Entre ellas se encuentran, la ubicación de la planta, la potencia máxima instalada, el tipo de electrólisis y de sistema de almacenamiento, además del transporte.

### Localización de la Planta de Hidrógeno

La selección de un emplazamiento adecuado para aprovechar al máximo los recursos disponibles y garantizar una producción de hidrógeno eficiente desempeña un papel crucial. Para este Proyecto se ha optado por instalar la planta en la provincia de Zamora debido a varios factores:

- **Radiación Solar Abundante:** Uno de los factores más importantes en la producción de hidrógeno verde es la disponibilidad de energía solar. Zamora se caracteriza por una alta radiación solar anual, lo que la convierte en un lugar ideal para la instalación de la planta.
- **Ubicación Estratégica:** La planta de hidrógeno debe estar estratégicamente colocada para facilitar la distribución y venta del hidrógeno producido. Zamora cuenta con una ubicación geográfica favorable. En concreto, está próxima a la provincia de Asturias, donde se encuentra una de las fábricas de fertilizantes del Grupo Fertiberia, principal consumidor de la planta. Además de su conectividad, la presencia de infraestructura existente, como redes eléctricas y sistemas de agua, es perfecto para el establecimiento y operación de la planta.

- **Disponibilidad de Terreno:** La instalación de una planta de producción de hidrógeno requiere grandes extensiones de terreno. Zamora ofrece amplias áreas de suelo disponible, lo que permite no solo la instalación inicial de la planta sino también futuras expansiones conforme aumente la demanda de hidrógeno.
- **Recursos Naturales y Ambientales:** El acceso a agua es fundamental para producir hidrógeno. Zamora, con el río Duero y sus recursos hídricos, puede proporcionar el agua necesaria sin afectar negativamente a la disponibilidad para otros usos locales.

Finalmente, se ha optado por ubicar la planta en la localidad de Villárdiga.



Figura 17: Ubicación de la planta de hidrógeno en el mapa de España. Fuente: Google Earth, 2024.

La planta en concreto, será construida en una parcela colindante a la carretera CL-612. El tramo donde se instalará la planta conecta las localidades de Villárdiga y Villalpando. A continuación se muestra una captura de pantalla de la Sede del Catastro que incluye la ubicación de la parcela.



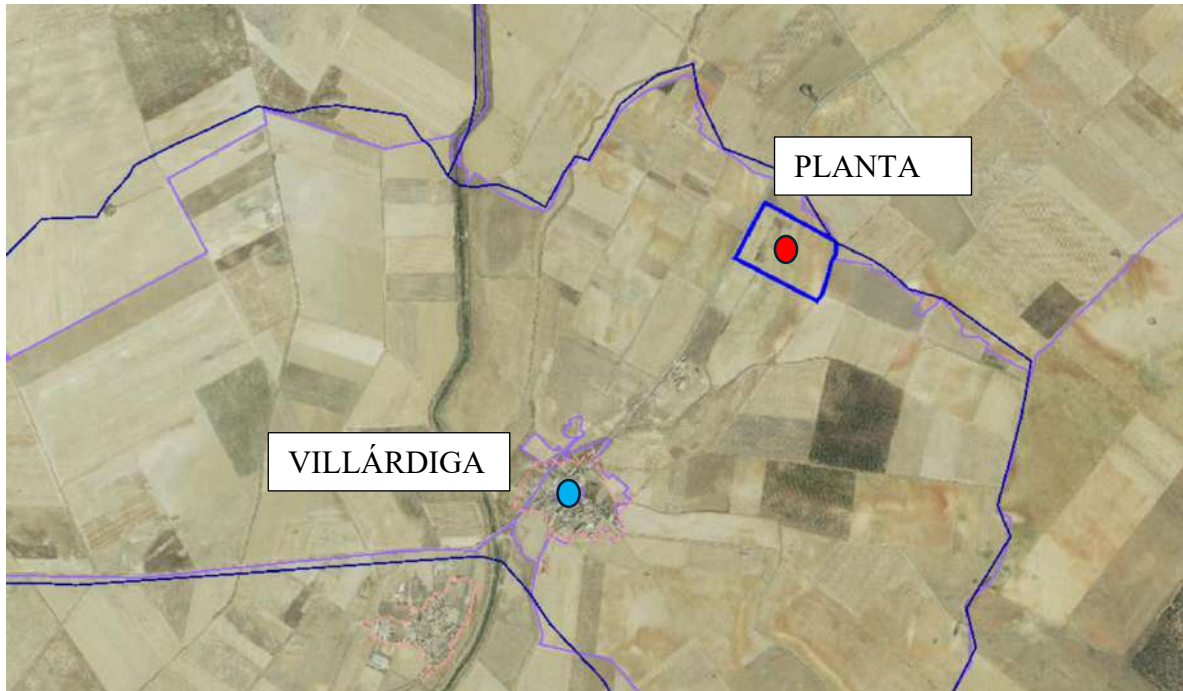


Figura 18: Ubicación en detalle de la parcela. Fuente: Dirección General del Catastro, 2024.

La parcela en cuestión cuenta con una superficie de alrededor de 131.000 m<sup>2</sup>, suficientemente grande para construir la planta y además reservar espacio para futuras ampliaciones si fuera necesario. Los datos de la parcela se muestran a continuación:

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE			
Referencia catastral	49295B001000650000AQ		
Localización	Polígono 1 Parcela 65 BARRIAL GITANO. VILLARDIGA (ZAMORA)		
Clase	Rústico		
Uso principal	Agrario		

PARCELA CATASTRAL	
	Localización: Polígono 1 Parcela 65 BARRIAL GITANO. VILLARDIGA (ZAMORA)
	Superficie gráfica: 131.147 m <sup>2</sup>

CULTIVO			
Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m <sup>2</sup>
0	C- Labor o Labradío secano	04	126.810

Figura 19: Datos de la parcela. Fuente: Dirección General del Catastro, 2024.

En el anexo A se encuentra toda la información en detalle de la parcela.

La elección final se debe a varias razones. Primero, como ya se ha mencionado antes, el recurso solar es abundante en Zamora. Adicionalmente, el hecho de que la parcela sea colindante a la carretera facilita el acceso para transportar los materiales y además, también, proporciona un acceso muy cómodo para los futuros trabajadores de la planta.

Por otro lado, Zamora no solo destaca por recibir abundante radiación solar, sino que también, a pesar de ser una zona con alta insolación, no es extremadamente seca, lo que asegura la disponibilidad de recursos hídricos necesarios para la producción de hidrógeno. Además, la parcela seleccionada para la planta no está rodeada por parques naturales ni áreas protegidas, lo que facilita significativamente todos los trámites legales y administrativos necesarios para el desarrollo del Proyecto. Y, por último, la parcela está rodeada de más parcelas que se podrían utilizar para la implantación solar.

## Colaboración Estratégica con Iberdrola

Dado que el alcance de este Proyecto se concentra exclusivamente en el diseño y desarrollo de la planta de hidrógeno, resulta imperativo buscar colaboradores idóneos para la construcción y operación de la planta solar complementaria.

En este contexto, Iberdrola surge como un colaborador ideal. Iberdrola es una compañía líder en el sector energético, reconocida por su compromiso con la innovación y la sostenibilidad. Fundada en 1992, la empresa ha acumulado una gran experiencia en la producción y distribución de energía, así como en el desarrollo de proyectos de energía renovable a gran escala. Su enfoque en la investigación y el desarrollo de tecnologías limpias la sitúa en la vanguardia de la transición energética global.

Iberdrola cuenta con experiencia notable en el sector de las energías renovables, principalmente en el diseño e implementación de sistemas fotovoltaicos. No obstante, este además, tiene antecedentes en el diseño y operación de plantas de hidrógeno verde. Como bien se menciona al principio de este Trabajo, Iberdrola cuenta con la planta de hidrógeno verde más grande de Europa en funcionamiento. Esta planta tiene una potencia instalada de 20 MW y está ubicada en Puertollano. Esta combinación de experiencia en energía solar y conocimientos en hidrógeno verde asegura una colaboración perfecta para la realización del Proyecto.

En este contexto, se anuncia que Iberdrola será el encargado del diseño y desarrollo de la planta fotovoltaica que suministrará energía a la instalación. Se ha

acordado establecer un Power Purchase Agreement (PPA). Esta decisión estratégica garantiza la integración de una fuente de energía limpia y sostenible para el Proyecto de hidrógeno verde. La experiencia y liderazgo de Iberdrola en el sector energético proporcionan la confianza necesaria para asegurar la viabilidad del Proyecto.

Un Power Purchase Agreement (PPA) es un acuerdo contractual a largo plazo entre un productor de energía y un comprador, en este caso, entre nuestra planta e Iberdrola. En este acuerdo, Iberdrola se compromete a suministrar la energía necesaria para el funcionamiento de nuestra instalación durante un período de tiempo determinado, a un precio acordado previamente. Este tipo de acuerdos son comunes en el sector de las energías renovables, ya que proporcionan estabilidad tanto al productor como al comprador al establecer precios fijos y predecibles para la energía generada, lo que facilita la planificación financiera y la inversión en proyectos de energía limpia.<sup>36</sup>

En el contexto del mercado español, caracterizado por su favorable entorno para los PPA renovables, hemos acordado comprar energía solar a un precio competitivo de 38,5 euros por megavatio hora (MWh)<sup>37</sup>, que actualmente representa el precio medio de los PPA de energía solar en España .

## Destino del Hidrógeno Verde: Grupo Fertiberia

La transición desde la dependencia del gas natural hacia el uso de energías renovables autóctonas, especialmente el hidrógeno verde y el amoníaco de bajo carbono, representa un cambio la sostenibilidad en el proceso de producción de fertilizantes.

El hidrógeno es esencial para la producción de fertilizantes debido a su papel fundamental en la síntesis de amoníaco, un componente clave en la fabricación de fertilizantes nitrogenados. La producción de amoníaco a partir de hidrógeno y nitrógeno permite obtener fertilizantes de alta calidad que mejoran la productividad agrícola. Además, el uso de hidrógeno verde, reduce significativamente las emisiones de carbono asociadas al proceso de producción. Por ejemplo, para satisfacer las demandas agrícolas e industriales, se requieren aproximadamente 160,000 toneladas de hidrógeno anualmente. Si se usase hidrógeno verde se podrían reducir las emisiones de carbono en hasta un 90% en comparación con los métodos tradicionales, contribuyendo a la sostenibilidad y mitigación del cambio climático en la industria de fertilizantes<sup>38</sup>.

---

<sup>36</sup> Factorenergía, 2019.

<sup>37</sup> Periódico de la Energía, 2024.

<sup>38</sup> Grupo Fertiberia, 2024.

Debido al considerable potencial de descarbonización que presenta la industria de fabricación de fertilizantes, se ha decidido que el destino final del hidrógeno estará dedicado predominantemente a este sector. Este enfoque asegura una fuente de energía limpia y eficiente para uno de los sectores industriales más contaminantes. Al dirigir el uso del hidrógeno verde hacia la producción de amoníaco y fertilizantes nitrogenados, se aprovechan las ventajas inherentes de este recurso, promoviendo una agricultura más sostenible y reduciendo significativamente la huella de carbono del sector.

El cliente final de este hidrógeno será el Grupo Fertiberia, una de las principales empresas en la producción de fertilizantes en España y Europa. Fertiberia se destaca por su capacidad de innovación y su compromiso con la sostenibilidad, produciendo una amplia gama de productos químicos agrícolas esenciales para el sector agrícola y la producción de alimentos. Con más de 50 años de experiencia, Fertiberia lidera el mercado de fertilizantes y productos industriales en la Península Ibérica y ha consolidado su presencia en más de 80 países<sup>39</sup>.

El hidrógeno producido será transportado en camiones a la fábrica de Fertiberia ubicada en Avilés, Asturias. Este traslado, que toma aproximadamente 2 horas y 20 minutos en coche, asegura un suministro eficiente y continuo de hidrógeno verde, necesario para la síntesis de amoníaco y la producción de fertilizantes nitrogenados.

## Descripción del Proyecto

El Proyecto consiste en la construcción y operación de una planta de hidrógeno verde que funcionará mediante electrólisis. La planta tendrá una capacidad de alrededor 35 MW de electrólisis y estará ubicada en Villárdiga, Zamora. Esta ubicación estratégica permitirá aprovechar al máximo los recursos renovables disponibles. Por otro lado, la capacidad de la planta será optimizada en base a la fotovoltaica instalada de forma que se reduzcan al máximo los costes marginales y se obtenga el mejor diseño.

Para garantizar un suministro sostenible de energía, la planta estará alimentada por una planta fotovoltaica de Iberdrola, con la cual se ha establecido un Acuerdo de Compra de Energía (PPA, por sus siglas en inglés). Este PPA asegura el suministro de energía solar necesaria para impulsar el proceso de electrólisis y la producción de hidrógeno verde.

---

<sup>39</sup> Grupo Fertiberia, 2024.



Además, la planta estará conectada a una subestación eléctrica para alimentar el consumo auxiliar. Aunque la producción de hidrógeno no será continua durante la noche, se mantendrá un funcionamiento mínimo para evitar arranques diarios y maximizar la eficiencia operativa.

Por último, el hidrógeno verde producido en esta planta tendrá como destino final el sector industrial, principalmente para su utilización en la fabricación de fertilizantes y otros productos químicos. Este enfoque contribuirá a la descarbonización de la industria y a la mitigación del cambio climático, al tiempo que promueve el desarrollo de una economía más sostenible y resiliente.

## Planta Fotovoltaica

La planta fotovoltaica que se planea diseñar para este Proyecto estará ubicada en una isla y operará de manera independiente, sin conexión a la red eléctrica principal. Esta planta fotovoltaica será crucial para alimentar los electrolizadores y otros equipos on-site en la producción de hidrógeno verde.

Como se ha mencionado anteriormente, la ubicación seleccionada para la instalación de la planta fotovoltaica y de hidrógeno será en Villárdiga, Zamora. Esta ubicación estratégica se ha elegido cuidadosamente debido a su adecuada radiación solar y condiciones geográficas favorables para la generación de energía solar. En la siguiente figura se muestra un mapa del recurso solar en España.

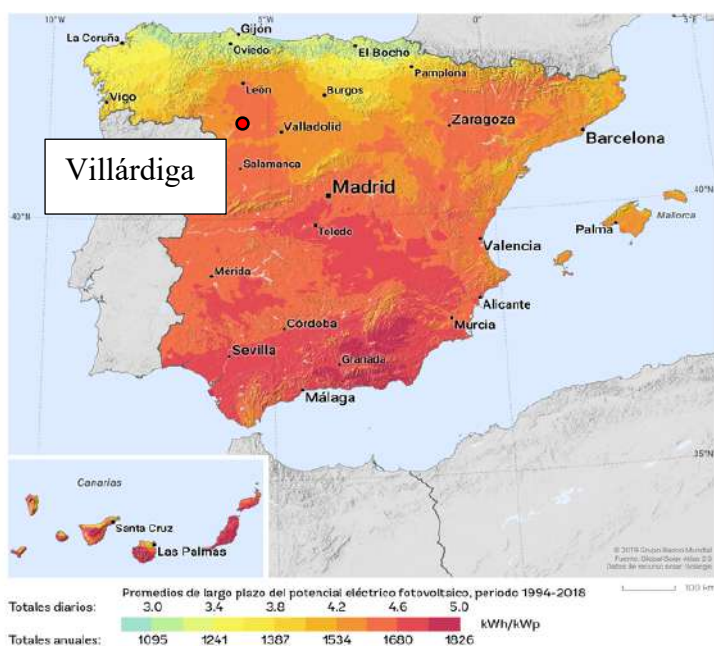


Figura 20: Mapa del recurso solar en España. Fuente: World Bank Group, 2019.

En la imagen superior se aprecia como Villárdiga presenta un potencial fotovoltaico bastante alto.

Por otra parte, hay que sobredimensionar la planta fotovoltaica, ya que el rendimiento de esta nunca va a ser el 100%, y por tanto, no toda la energía producida será consumida. Además también se deben de tener en cuenta otros consumos como el de los compresores, sistemas de refrigeración, sala de control, entre muchos otros. Nótese que estos consumos van a ser mucho más pequeños que el de los electrolizadores, por eso se toma como base el consumo del electrolizador a la hora de dimensionar la planta.

Para la planta fotovoltaica, en una primera instancia se ha decidido establecer una potencia de instalación de 50 MWp. Se analizará con la herramienta PVSYST, una herramienta de software ampliamente utilizada para el análisis de sistemas fotovoltaicos, una planta genérica de 50MW con paneles solares fijos inclinados a 30º y se estudiará la radiación solar que recibe Zamora. A continuación, se muestran los resultados.

En la primera imagen se puede observar la variación de irradiación solar global en una superficie horizontal durante todo el año.

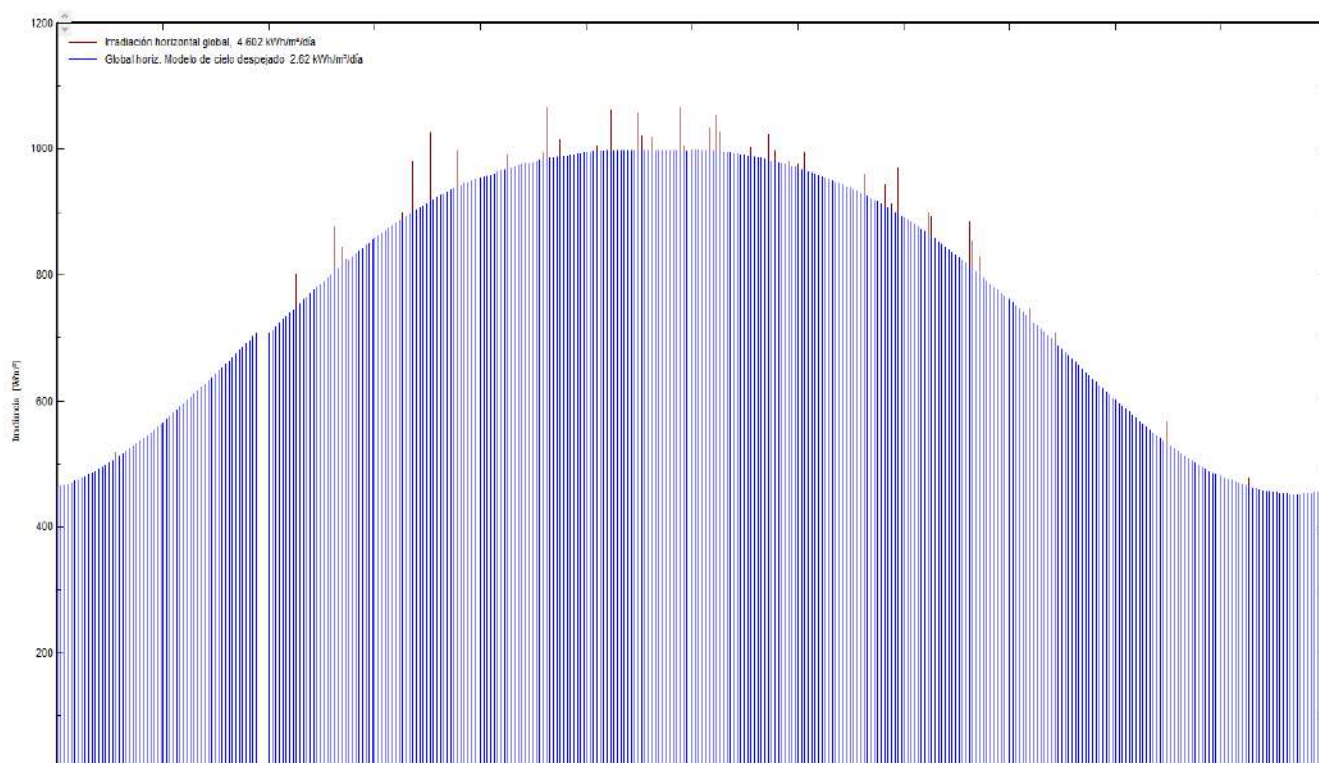


Figura 21: Irradiación global en una superficie horizontal durante un año en Zamora. Fuente: PVSyst, 2024.

La imagen muestra un gráfico de irradiación horizontal global y modelo de cielo despejado a lo largo de un año. En el eje vertical se encuentra la irradiación medida en  $\text{Wh}/\text{m}^2$ , y en el eje horizontal se presentan los meses del año, de enero a diciembre. Comparar la irradiación real con el modelo de cielo despejado ayuda a identificar días con condiciones ideales frente a días con condiciones subóptimas. Como era de esperar, los datos sugieren que, durante los meses de verano, la planta fotovoltaica en la ubicación analizada recibiría más irradiación, favoreciendo una mayor producción de energía. Por otro lado, en invierno, la producción sería menor. Se presenta a continuación un gráfico con la irradiación global por meses a lo largo del año.

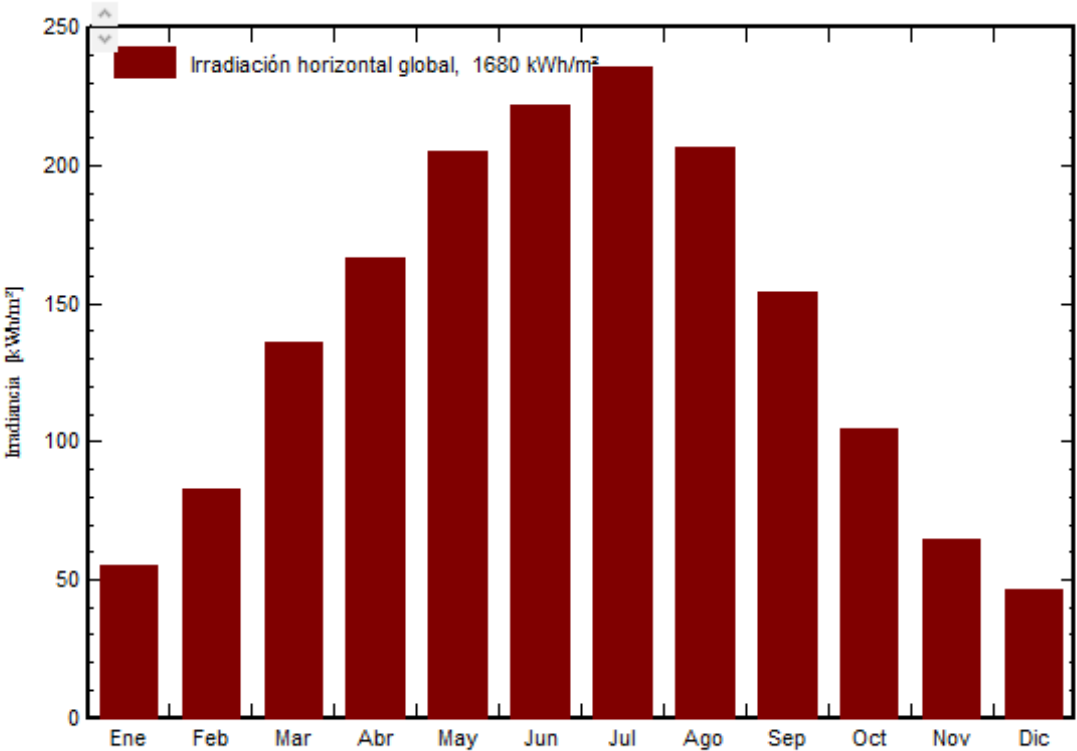


Figura 22: Irradiación horizontal global durante un año en Zamora por meses. Fuente: PVSyst, 2024.

Como bien se ha observado previamente, Zamora alcanza mayor irradiación durante el verano. Los meses de junio y julio presentan los valores más altos, con irradiaciones superiores a  $200 \text{ kWh}/\text{m}^2$ . La irradiación anual acumulada es de  $1680 \text{ kWh}/\text{m}^2$ , lo que indica que la localidad es adecuada para la instalación de una planta fotovoltaica.

Asimismo, también se ha generado un gráfico que representa la energía útil mensual generada por una planta fotovoltaica de 50 MW en Zamora, medida en kWh. Este se muestra a continuación.

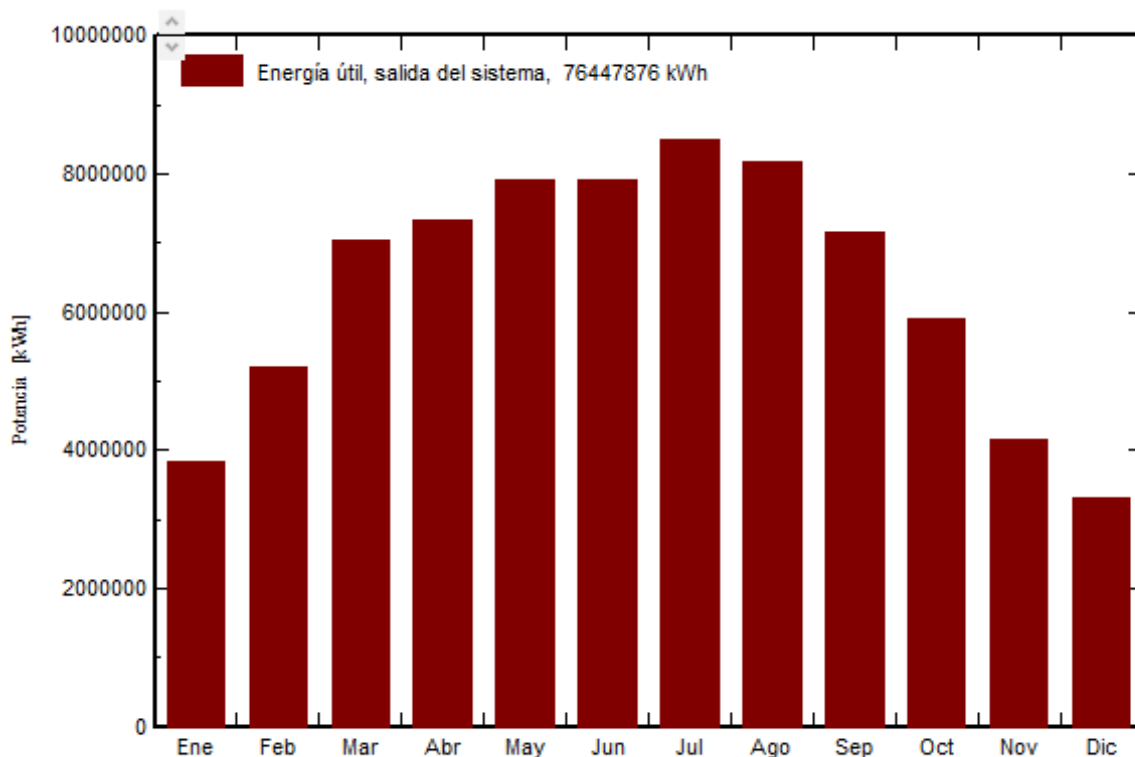


Figura 23: Energía útil producida por una planta fotovoltaica de 50MW en Zamora. Fuente: PVSyst, 2024.

La planta fotovoltaica en Zamora muestra un rendimiento significativo, especialmente durante los meses de verano. La producción anual de 76.45 GWh es considerable, lo que indica que una planta de 50 MW en esta ubicación puede generar una cantidad sustancial de energía.

Por otro lado se ha realizado un análisis del índice de Rendimiento (PR) mensual de la planta fotovoltaica. La tabla a continuación muestra los valores del índice de rendimiento a lo largo del año. Nótese el PR es más bajo durante los meses de verano debido a las altas temperaturas que afectan negativamente el rendimiento de los paneles solares. Con un PR anual promedio de 0.785, esta planta se encuentra en el rango superior de la media para plantas fotovoltaicas estándar, lo que indica un buen nivel de eficiencia y mantenimiento adecuado.

Mes	PR
Enero	0.863
Febrero	0.842
Marzo	0.812
Abril	0.805
Mayo	0.777
Junio	0.746
Julio	0.737
Agosto	0.74
Septiembre	0.766
Octubre	0.808
Noviembre	0.817
Diciembre	0.852
Media anual	0.785

Tabla 2: Valores del índice de rendimiento de la planta fotovoltaica a lo largo del año. Fuente: PVSyst, 2024.

Se concluye que esta planta fotovoltaica de 50 MW no solo es viable, sino también eficiente.

Por último, en la siguiente tabla se recogen los valores de energía generados mensual y anualmente.

Mes	Energía producida			NEH
	kWh	MWh	GWh	Horas
<b>Enero</b>	3839996.00	3840.00	3.84	76.80
<b>Febrero</b>	5204378.00	5204.38	5.20	104.09
<b>Marzo</b>	7038248.00	7038.25	7.04	140.76
<b>Abril</b>	7337168.00	7337.17	7.34	146.74
<b>Mayo</b>	7923868.00	7923.87	7.92	158.48
<b>Junio</b>	7899966.00	7899.97	7.90	158.00
<b>Julio</b>	8493182.00	8493.18	8.49	169.86
<b>Agosto</b>	8168695.00	8168.70	8.17	163.37
<b>Septiembre</b>	7161586.00	7161.59	7.16	143.23
<b>Octubre</b>	5912975.00	5912.98	5.91	118.26
<b>Noviembre</b>	4159066.00	4159.07	4.16	83.18
<b>Diciembre</b>	3308747.00	3308.75	3.31	66.17
<b>Producción total</b>	76447876.00	76447.88	76.45	1528.96

Tabla 3: Energía producida por la planta fotovoltaica cada mes. Fuente: PVSyst, 2024.

La tabla presenta un análisis detallado de la energía producida por una planta fotovoltaica durante un año, desglosada por meses. Los datos incluyen la energía

producida en kilovatios-hora (kWh), megavatios-hora (MWh), gigavatios-hora (GWh) y el número de horas equivalentes de operación nominal (NEH).

En resumen se concluye que la planta fotovoltaica en Villárdiga, Zamora, con una capacidad de 50 MW, es viable y eficiente para la producción de hidrógeno verde. La ubicación ofrece una irradiación solar adecuada, especialmente durante los meses de verano, lo que resulta en una producción anual significativa de 76.45 GWh. A pesar de una ligera disminución en el rendimiento durante los meses más cálidos, el índice de rendimiento promedio anual de 0.785 indica una eficiencia satisfactoria.

## El Agua

El agua es el componente principal en el proceso de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis. Para garantizar un funcionamiento eficiente y prolongar la vida útil de los equipos, es fundamental asegurar la calidad del agua suministrada. En este contexto, el suministro de agua dulce para el Proyecto ubicado en Villardiga, Zamora, será gestionado a través de una concesión de aguas superficiales otorgada por la Confederación Hidrográfica del Duero. Para asegurar la calidad del agua necesaria para la electrólisis, se requerirá un tratamiento específico que aborde sus características y necesidades particulares.

La calidad del agua necesaria para la producción de hidrógeno verde debe cumplir con estándares estrictos. Se requiere un agua con alta pureza microbiológica, y exenta de microorganismos patógenos, para evitar riesgos para el proceso. Además, se necesita una baja conductividad eléctrica para prevenir la corrosión en los equipos y un bajo contenido de sólidos disueltos para garantizar el funcionamiento óptimo de los electrolizadores y evitar la formación de incrustaciones.

A nivel internacional, se han establecido estándares de calidad del agua purificada por diversas organizaciones destacadas, como ASTM D1193 2011 (American Society for Testing and Materials), ISO 3696 (International Organization for Standardization), CLSI (Clinical and Laboratory Standards Institute), y las farmacopeas europea y americana (EP y USP). En el contexto del uso del agua en electrolizadores, se toma como referencia la normativa de la Sociedad Americana de Pruebas y Materiales (ASTM), la cual clasifica el agua en cuatro tipos distintos según sus características físico-químicas y establece los procedimientos para su obtención. Para los electrolizadores, el

estándar más comúnmente utilizado es el tipo I, el cual se muestra en la tabla a continuación<sup>40</sup>.

Parámetro	Tipo I	Tipo II	Tipo III	Tipo IV
Conductividad eléctrica Max. ( $\mu\text{S}/\text{cm}$ a 25 °C)	0,056	1	4	5
Resistividad eléctrica Min ( $\text{M}\Omega\text{-cm}$ a 25 °C)	18,2	1	0,25	0,2
pH a 25 °C	–	–	–	5,0 – 8,0
TOC máx. ( $\mu\text{g}/\text{L}$ )	10	50	200	Sin límite
Sodio máx. ( $\mu\text{g}/\text{L}$ )	1	5	10	50
Silice máx. ( $\mu\text{g}/\text{L}$ )	3	3	500	Sin límite
Cloro máx. ( $\mu\text{g}/\text{L}$ )	1	5	10	50

Tabla 4: Parámetros de calidad del agua para electrolizadores. Fuente: Jhuesa Water Technologies, 2024.

En la actualidad, para alcanzar este estándar de calidad, se implementan Plantas de Tratamiento de Agua (PTA) compuestas principalmente por tres etapas distintas. La combinación de técnicas como la ósmosis inversa (RO) y la electrodesionización (EDI) resulta fundamental, ya que a través de ellas se logra obtener agua desionizada con una baja concentración de sales. A continuación, se detallará el proceso de tratamiento del agua dulce.

#### ○ **Pretratamiento**

La primera etapa es el tratamiento del agua mediante filtración y adecuación. Siendo:

- **Filtración:** En esta etapa inicial, el agua bruta se somete a procesos de filtración para eliminar partículas sólidas en suspensión, coloidales y sedimentos que podrían obstruir o dañar las membranas de las etapas posteriores. Se utilizan filtros de diferentes tamaños de poro para retener estas impurezas y asegurar un agua más limpia.
- **Adecuación del pH:** Es posible que el agua bruta tenga un pH que no sea óptimo para los procesos posteriores de tratamiento. Por lo tanto, se ajusta el pH del agua mediante la adición de productos químicos como ácido o base para alcanzar un nivel adecuado para las etapas siguientes<sup>41</sup>.

<sup>40</sup> JHuesa Water Technologies, 2024.

<sup>41</sup> iAgua, 2024.

- **Ósmosis inversa (RO):**

La segunda etapa es el tratamiento físico-químico mediante Ósmosis Inversa (RO). En esta fase, el agua pretratada se somete a un proceso de ósmosis inversa, donde se utiliza una membrana semipermeable para eliminar los sólidos disueltos, sales y contaminantes orgánicos presentes en el agua. Se aplica una presión hidrostática para forzar el paso del agua a través de la membrana, dejando atrás las impurezas. Este proceso garantiza la obtención de un agua desionizada con una baja conductividad eléctrica y una concentración reducida de sales<sup>42</sup>.

- **Electrodesionización (EDI)**

Por último la tercera etapa consiste en la electrodesionización (EDI) del agua. En esta última etapa, el agua tratada por ósmosis inversa se somete a un proceso de electrodesionización para eliminar los iones restantes y obtener agua ultrapura. Se utilizan membranas de intercambio iónico y se aplica una corriente eléctrica para eliminar los iones presentes en el agua, como los iones de sodio, calcio, magnesio, entre otros. Este proceso asegura la obtención de un agua con una conductividad eléctrica extremadamente baja y una pureza adecuada para la producción de hidrógeno verde<sup>43</sup>.

Para este Proyecto, finalmente se instalará una planta de tratamiento de aguas que utilice estas tecnologías para purificar el agua proveniente de la concesión de la Confederación Hidrográfica del Duero. La combinación de técnicas como el pretratamiento, la ósmosis inversa (RO) y la electrodesionización (EDI) asegura la obtención de un agua de calidad óptima para la producción de hidrógeno verde.

En la siguiente figura se muestra el diagrama de una planta de tratamiento de aguas con un sistema de RO de doble paso y EDI.

---

<sup>42</sup> iAgua, 2024.

<sup>43</sup> JHuesa, 2024.



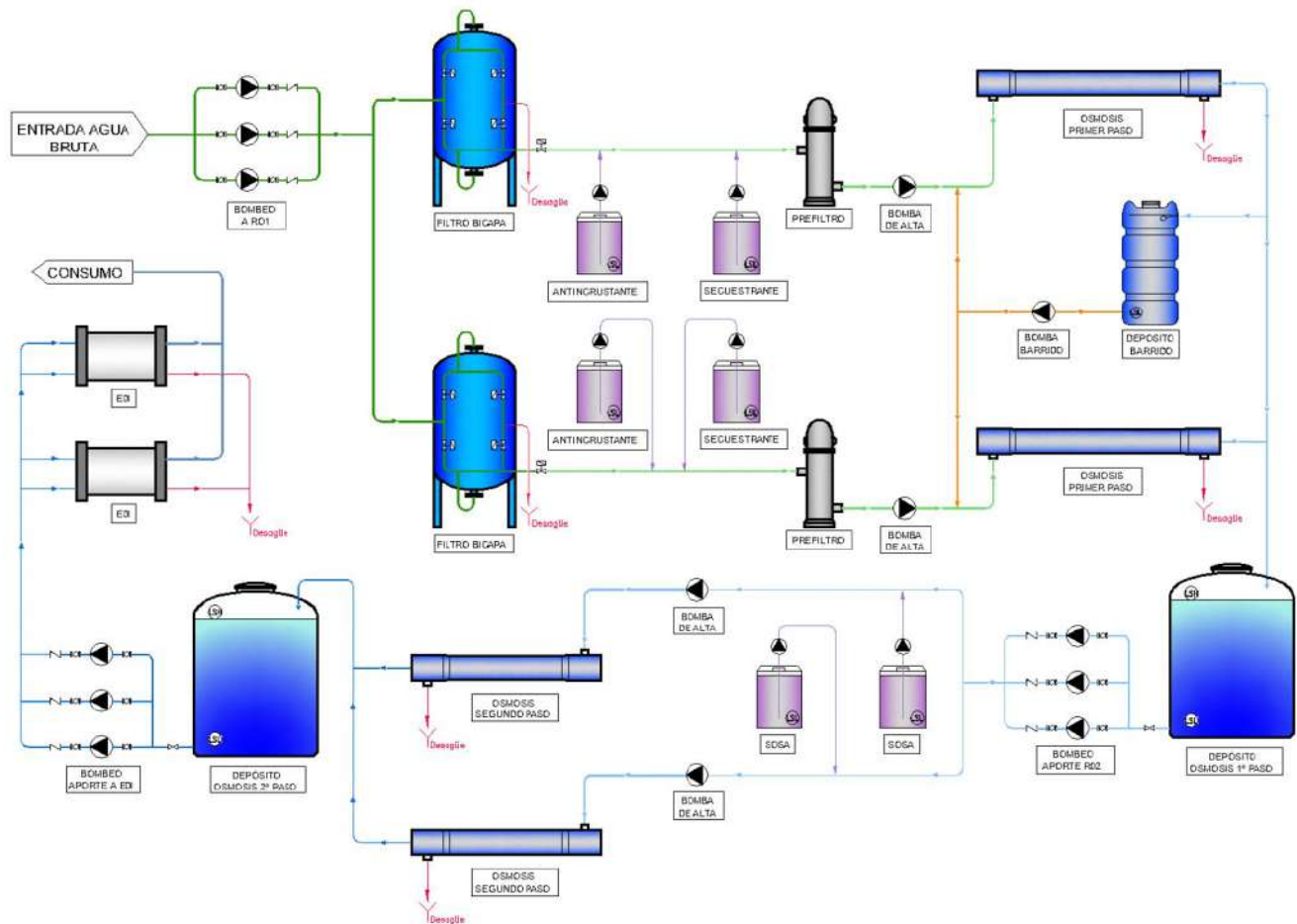


Figura 24: Diagrama de una planta de tratamiento de aguas con un sistema de RO de doble paso y EDI. Fuente: JHuesa, 2024.

Como se ha mencionado previamente, el suministro de agua para este Proyecto será solicitado a la Confederación Hidrográfica del Duero. Para ello, se deberá completar y presentar una solicitud, cuyo modelo se encuentra adjunto en el anexo B, a modo de ejemplo. La solicitud requerirá información detallada del solicitante y representante, así como datos específicos del aprovechamiento solicitado, como la ubicación, tipo de captación, uso previsto del agua, y los caudales y volúmenes solicitados.

Tras un exhaustivo estudio de la región, se ha decidido solicitar el agua proveniente del embalse de Ricobayo, cuyo actual volumen alcanza los 996.1 Hm<sup>3</sup><sup>44</sup>. Ubicado en la provincia de Zamora, en la comunidad autónoma de Castilla y León, este embalse se encuentra en el curso medio del río Esla. El embalse se encuentra aproximadamente a 37 km de la planta. En la siguiente figura se muestra su ubicación.

<sup>44</sup> Confederación Hidrográfica del Duero, 2024.

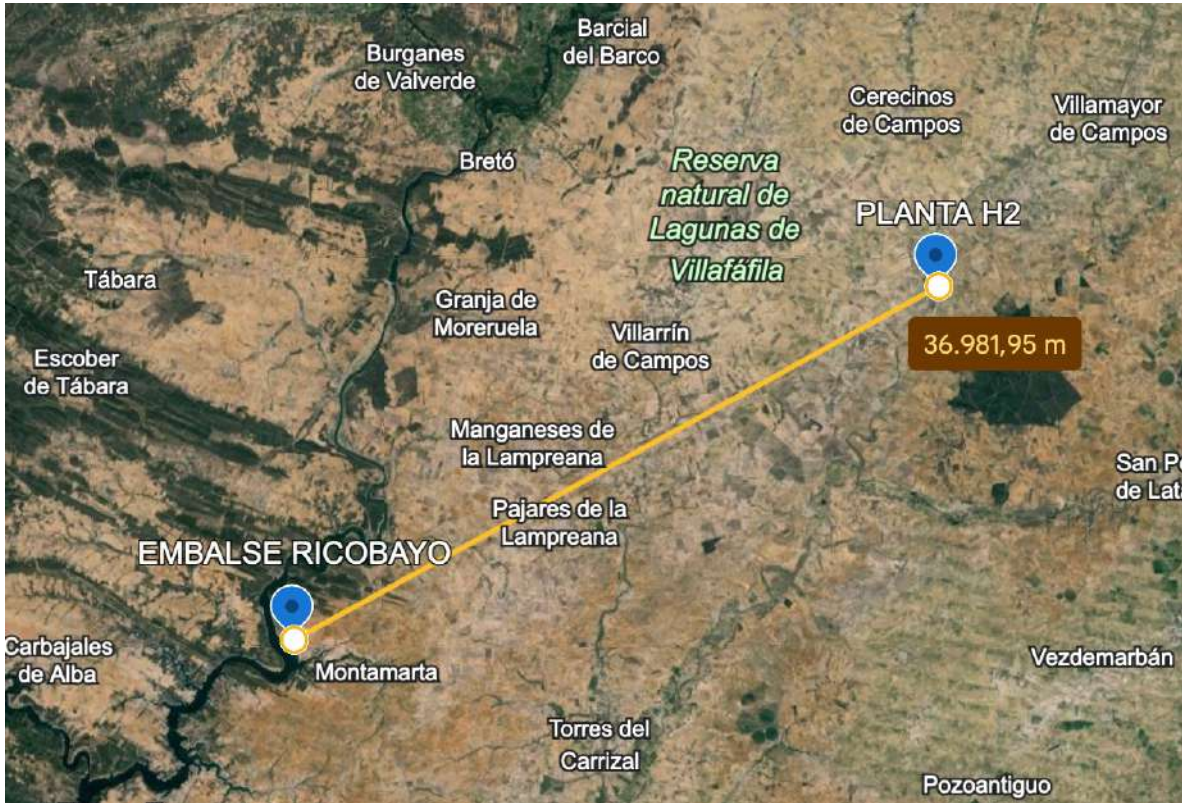


Figura 25: Ubicación del embalse de Ricobayo. Fuente: Google Earth, 2024.

La elección del embalse de Ricobayo como fuente de agua para este Proyecto se fundamenta en dos razones principales. En primer lugar, su considerable tamaño, con un volumen actual de 996.1 Hm<sup>3</sup>, aumenta la probabilidad de que se apruebe la solicitud de suministro de agua. Dada la capacidad de almacenamiento significativa del embalse, es más factible obtener una concesión para el Proyecto. En segundo lugar, la proximidad del embalse de Ricobayo es una ventaja notable. Al estar situado en la provincia de Zamora, se reduce considerablemente la distancia de transporte del agua hasta la planta.

Al solicitar la cantidad de agua necesaria para el Proyecto, es crucial comprender cuánto hidrógeno puede producir la instalación. Según datos del Ministerio de Industria, Energía y Minería, la cantidad de agua necesaria para producir un kilogramo de hidrógeno oscila entre 18 y 25 litros, variando según la fuente de producción y la tecnología utilizada<sup>45</sup>. Por lo tanto, al determinar la capacidad de producción de hidrógeno de la instalación, se podrá estimar con mayor precisión la cantidad de agua necesaria para producir hidrógeno.

<sup>45</sup> Ministerio de Industria, Energía y Minería, 2023.

## Dimensionamiento de los Electrolizadores

La determinación del tamaño adecuado del electrolizador es un aspecto crítico en el diseño de sistemas de producción de hidrógeno. El electrolizador, al ser el dispositivo central en la conversión de agua en hidrógeno y oxígeno mediante electrólisis, requiere un análisis cuidadoso para asegurar la eficiencia y la viabilidad económica del proceso.

En un enfoque óptimo para el dimensionamiento del electrolizador se busca minimizar el coste marginal de la producción de hidrógeno, considerando la alimentación energética proveniente de la planta fotovoltaica. Esto implica encontrar el equilibrio adecuado entre la capacidad del electrolizador y la disponibilidad de energía solar, de manera que se maximice la eficiencia operativa y se minimicen los costes asociados.

Para alcanzar este objetivo de optimización en el dimensionamiento del electrolizador, es crucial considerar cómo se puede aprovechar al máximo la energía solar disponible.

Por ejemplo, la Figura 23 muestra la relación entre la capacidad del electrolizador y la planta fotovoltaica a la que está conectado. Como se puede observar en el gráfico, reducir la capacidad del electrolizador en relación con la capacidad de la planta fotovoltaica puede resultar en un aumento significativo en el factor de capacidad del electrolizador. Esto se traduce en una mayor eficiencia operativa y, en última instancia, en una reducción en el coste marginal de la producción de hidrógeno.

Este enfoque también puede ofrecer beneficios adicionales, como la capacidad de aprovechar al máximo la energía solar disponible y reducir la dependencia de otras fuentes de energía no renovable.

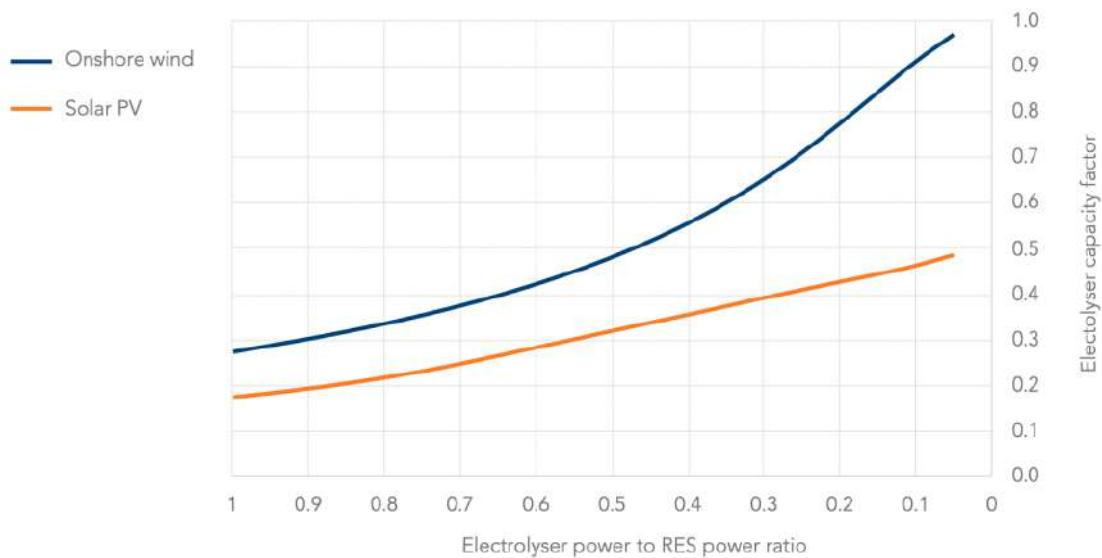


Figura 26: Relación entre el factor de capacidad y la potencia del electrolizador en relación con la energía renovable (RES). Fuente: Hydrogen Europe, 2020.

Basándonos en la gráfica, podemos concluir que en el caso de la energía solar fotovoltaica, cuando la relación entre la capacidad del electrolizador y la generación fotovoltaica es de 1 (por ejemplo, 1 MW de fotovoltaica y 1 MW de capacidad del electrolizador), el electrolizador solo estaría en funcionamiento aproximadamente un 19% de las horas totales. Esto significa que el electrolizador estaría operando solo cuando la energía fotovoltaica esté disponible, lo que representa un aprovechamiento muy bajo, alrededor del 20%<sup>46</sup>.

Si continuamos disminuyendo el ratio entre la potencia fotovoltaica y la del electrolizador, efectivamente podríamos aumentar considerablemente el número de horas en las que está funcionando el electrolizador. Sin embargo, esto plantea un dilema. Por un lado, aumentar la capacidad de la planta fotovoltaica con respecto al electrolizador permitiría una mayor producción de hidrógeno y un mejor aprovechamiento de la energía solar disponible. Pero por otro lado, existe un límite práctico en cuanto a cuánto podemos sobredimensionar la planta sin que resulte poco rentable o poco eficiente.

<sup>46</sup> Hydrogen Europe, 2020.

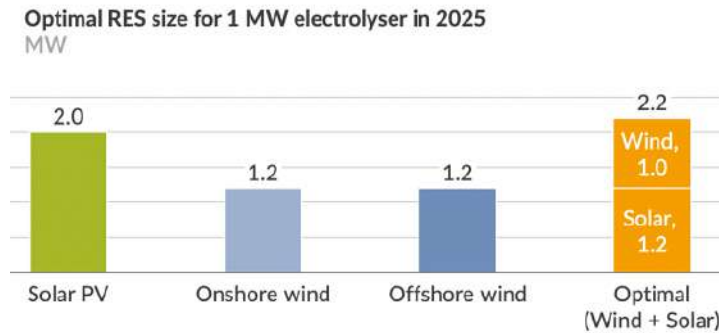


Figura 27: RES óptimo para un electrolizador de 1MW. Fuente: Aurora Hydrogen, 2022.

En la imagen se puede observar cómo se recomienda instalar la capacidad de generación de energía solar (planta fotovoltaica) al doble de la capacidad del electrolizador o ratio 0.5 según la figura 23<sup>47</sup>. Sin embargo, si el tamaño del electrolizador es significativamente inferior al de la planta fotovoltaica, como bien se ha mencionado antes, existe la posibilidad de que la planta fotovoltaica genere más energía de la que el electrolizador puede procesar en ciertos momentos. Esto conlleva a situaciones en las que la planta fotovoltaica estaría produciendo electricidad adicional, pero el electrolizador no sería capaz de aprovecharla completamente debido a su capacidad limitada.

En consecuencia, aunque haya disponibilidad de radiación solar para la generación de electricidad, el electrolizador se encontraría operando a su capacidad máxima y no podría utilizar toda la energía generada. Esta limitación resultaría en un desperdicio de energía. Por lo tanto, la instalación de un electrolizador con una capacidad proporcionalmente menor a la de la planta fotovoltaica plantea preocupaciones sobre la eficiencia económica del sistema.

Para alcanzar el diseño más eficiente del electrolizador, es fundamental tener en cuenta una serie de factores clave que afectan tanto la capacidad de la planta fotovoltaica como el rendimiento del electrolizador. El propósito es minimizar la producción de energía solar que no es aprovechada por este último, con la meta de maximizar tanto la producción de hidrógeno como el tiempo en el que el electrolizador opera a plena capacidad. En esta sección, profundizaremos en estos factores y su influencia en el diseño óptimo del sistema.

## Estudio del Factor de Carga del Electrolizador

El factor de carga es un indicador clave que refleja el grado de utilización del electrolizador en relación con su capacidad máxima a lo largo del tiempo. Este

<sup>47</sup> Aurora Hydrogen, 2022.



parámetro no solo impacta directamente en la producción de hidrógeno, sino que también influye en la viabilidad económica del Proyecto, ya que un mayor factor de carga puede llevar a una reducción del coste marginal de producción. En esta sección, se llevará a cabo un estudio detallado del factor de carga del electrolizador, analizando sus determinantes y cómo optimizarlo para maximizar la eficiencia del sistema.

El factor de carga se calcula como la relación entre la energía utilizada por el electrolizador durante un período de tiempo determinado y su capacidad máxima teórica durante ese mismo período. En otras palabras, representa el porcentaje de tiempo en que el electrolizador opera a su capacidad máxima en comparación con el tiempo total disponible. Varios factores pueden influir en el factor de carga del electrolizador, incluyendo la capacidad de la planta fotovoltaica a la que está conectado, la variabilidad de la radiación solar a lo largo del día y del año, así como las fluctuaciones en la demanda de hidrógeno.

Optimizar el factor de carga del electrolizador implica encontrar un equilibrio adecuado entre su capacidad y la disponibilidad de energía solar. Este balance puede lograrse mediante un dimensionamiento apropiado del electrolizador en relación con la capacidad de la planta fotovoltaica. Los datos necesarios para este análisis se han obtenido a través de simulaciones realizadas en PVSyst, donde se ha variado la demanda de la planta fotovoltaica. Estas simulaciones ofrecen información detallada sobre la relación entre la capacidad del electrolizador, la producción de energía solar y el factor de carga. La figura a continuación muestra la variabilidad del factor de carga según la potencia del electrolizador.

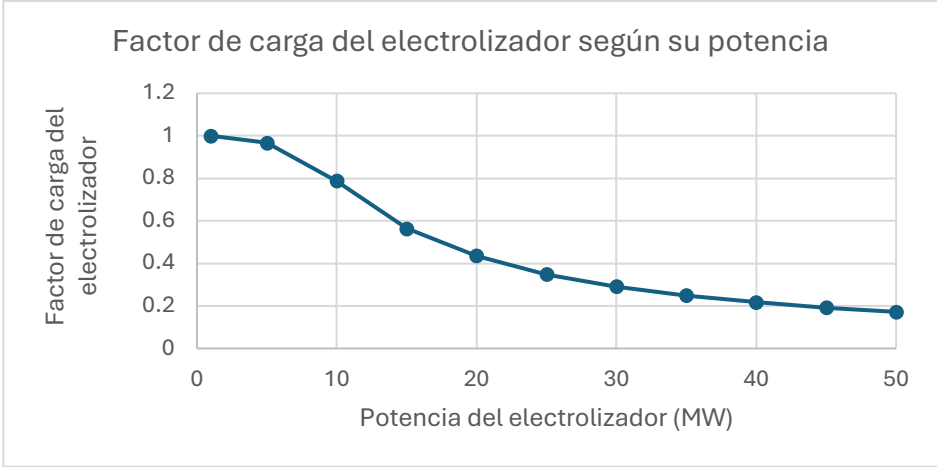


Figura 28: Variabilidad del factor de carga en función de la potencia instalada del electrolizador. Fuente: Elaboración propia, 2024.

Los resultados muestran una clara relación inversa entre la capacidad del electrolizador y su factor de carga. A medida que la capacidad del electrolizador disminuye, su factor de carga tiende a aumentar. Esto indica que los electrolizadores de

menor capacidad tienen una mayor probabilidad de operar cerca de su capacidad máxima durante un período de tiempo dado, en comparación con los electrolizadores de mayor capacidad. Lo cual es coherente, ya que se ha establecido una potencia fotovoltaica fija de 50MW.

Por ejemplo, cuando la capacidad del electrolizador es de 30 MW, el factor de carga es de aproximadamente 0.291, indicando que el electrolizador opera alrededor del 29.1% de su capacidad máxima en promedio. Por otro lado, al considerar un electrolizador de 10 MW, el factor de carga aumenta significativamente a 0.788, lo que sugiere una operación más eficiente cercana al 79% de su capacidad máxima.

No obstante, es fundamental considerar la producción fotovoltaica no aprovechada en ambos escenarios. Si la planta fotovoltaica genera más energía de la que el electrolizador puede procesar, se estaría desaprovechando energía solar. Es por eso mismo que hay que buscar un equilibrio óptimo entre la capacidad del electrolizador y la capacidad de generación de la planta fotovoltaica para maximizar la eficiencia del sistema y evitar desperdicios de energía solar. En la siguiente sección, se estudiará la producción fotovoltaica no aprovechada por el electrolizador según su potencia.

## Estudio de Producción Fotovoltaica No Aprovechada por el Electrolizador

En el contexto de una planta fotovoltaica en isla, es esencial comprender y gestionar eficazmente el excedente de energía solar que no puede ser aprovechado por el electrolizador. Este excedente, que no puede ser vertido a la red eléctrica, representa un recurso valioso que debe ser evaluado cuidadosamente para optimizar el rendimiento del sistema. Por lo tanto, a continuación se va a llevar a cabo un análisis para determinar la cantidad de energía desaprovechada por cada electrolizador en la instalación.

El objetivo principal de este análisis es identificar el electrolizador de capacidad óptima que minimice la energía desaprovechada, permitiendo así maximizar la producción de hidrógeno sin incurrir en sobredimensionamiento.

En la siguiente figura se muestra la relación que existe entre la potencia del electrolizador y el excedente de energía fotovoltaica.

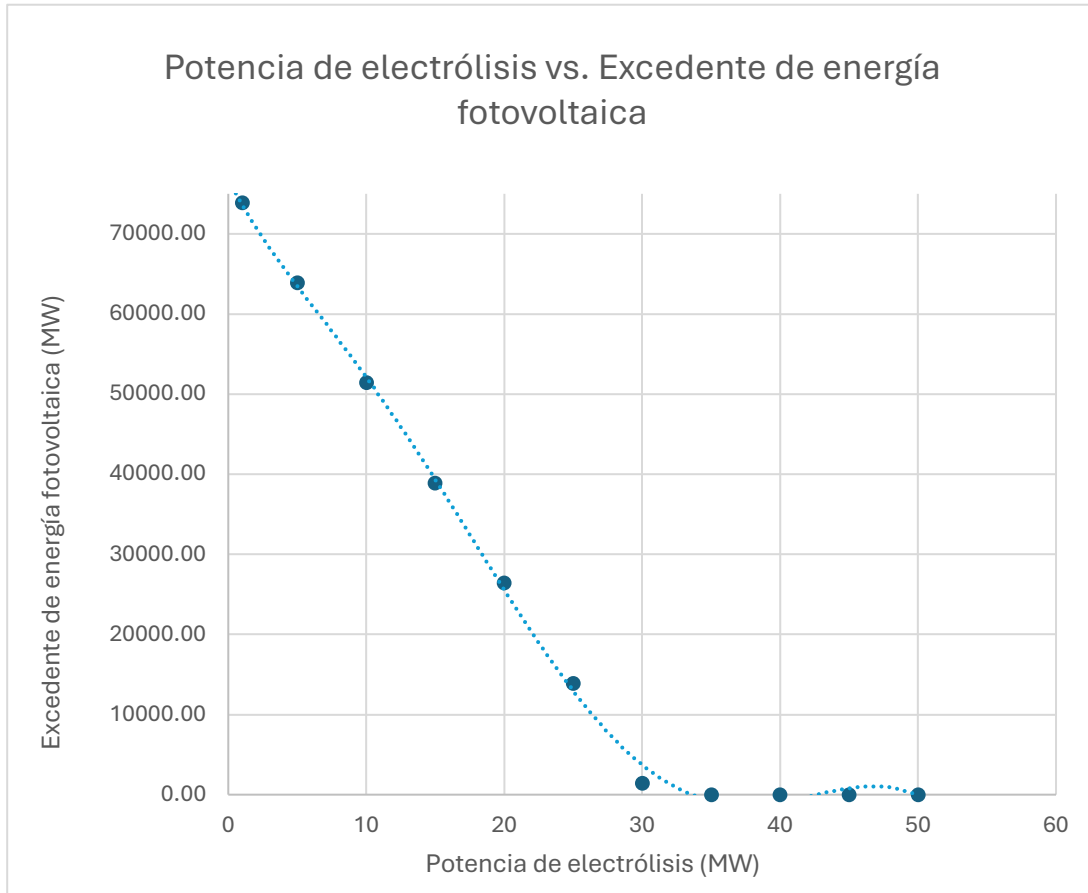


Figura 29: Potencia de electrólisis vs. Excedente de energía fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia, 2024.

Los resultados presentados se obtuvieron mediante un proceso de simulación en PVSyst. En estas simulaciones, se ha ido la demanda de energía mientras que se ha mantenido constante la potencia de la planta fotovoltaica.

Durante las simulaciones, se registraron los niveles de excedentes de energía, que representan la cantidad de energía solar generada por la planta fotovoltaica que no ha podido ser utilizada por el sistema. Este exceso de energía se ha calculado como la diferencia entre la energía solar generada y la energía consumida por el electrolizador para la producción de hidrógeno.

Los resultados obtenidos muestran una relación interesante entre la potencia del electrolizador y el exceso de energía. A medida que aumenta la potencia del electrolizador, el exceso de energía disminuye gradualmente. Inicialmente, con potencias bajas del electrolizador, se observa un exceso considerable de energía solar, que luego se reduce progresivamente hasta llegar a cero cuando la potencia del electrolizador alcanza el valor de 35 MW.



Potencia Electrolizador	Excedente de energía FV
1	73947.88
5	63947.88
10	51447.88
15	38947.88
20	26447.88
25	13947.88
30	1447.88
35	0.00
40	0.00
45	0.00
50	0.00

Tabla 5: Tasa de Excedente de Energía Fotovoltaica en Relación con la Potencia del Electrolizador. Fuente: Elaboración propia, 2024.

En la tabla 4, se pueden apreciar claramente los resultados numéricos obtenidos del análisis del excedente de energía fotovoltaica en relación con la potencia del electrolizador. Como se observa, a partir de una potencia del electrolizador de 35 MW, no hay excedentes de energía fotovoltaica. Basándonos en esta observación y en la optimización de la eficiencia del sistema, se concluye que el diseño final de la planta tendrá una potencia de electrólisis de 35 MW.

## Diseño Final de los Electrolizadores

Una vez establecida la potencia de electrólisis a instalar, el siguiente paso es seleccionar los electrolizadores adecuados y determinar su disposición en la planta. Esta elección y disposición son aspectos fundamentales que impactan directamente en la eficiencia y el rendimiento del sistema de producción.

Al elegir los electrolizadores, es importante considerar diversos factores, como la tecnología, la eficiencia, la capacidad de carga, la fiabilidad y los costes operativos y de mantenimiento. En esta parte del Proyecto se evaluarán los electrolizadores disponibles en el mercado para garantizar que se ajusten a las necesidades específicas del Proyecto y maximicen la eficiencia energética.

Para el Proyecto se ha decidido escoger electrolizadores alcalinos debido a varias razones que los hacen especialmente adecuados para nuestras necesidades. Como bien se analiza en el capítulo de Descripción de Tecnologías, los electrolizadores alcalinos son una tecnología madura y bien establecida, conocida por su fiabilidad y eficiencia en la producción de hidrógeno a gran escala. Esta tecnología presenta un

coste de capital inferior en comparación con otros tipos de electrolizadores, como los de membrana de intercambio de protones (PEM). Los materiales utilizados en los electrolizadores alcalinos son más económicos y su tecnología está más desarrollada, lo que reduce los costes iniciales de implementación. Además, los electrolizadores alcalinos son altamente escalables, lo que permite su implementación en proyectos de gran magnitud. Por otro lado, los electrolizadores de óxido sólido (SOEL) prometen una mayor eficiencia, pero actualmente enfrentan desafíos en términos de coste y durabilidad, y no están listos para ser comercializados.

A continuación, se describen brevemente cinco compañías clave que están liderando el mercado de electrolizadores alcalinos:

- **ThyssenKrupp Nucera:** ThyssenKrupp Nucera, con sede en Alemania, es uno de los principales fabricantes de electrolizadores alcalinos. La empresa destaca por sus sistemas de gran escala para la producción de hidrógeno. ThyssenKrupp Nucera ha sido pionera en la implementación de tecnologías avanzadas para mejorar la eficiencia y reducir los costes operativos<sup>48</sup>.
- **LONGi Hydrogen:** LONGi Hydrogen, ubicada en China, es reconocida por sus sistemas de electrolizadores de bajo coste y alta capacidad<sup>49</sup>. La empresa ha establecido instalaciones de fabricación que le permite producir grandes volúmenes de electrolizadores para satisfacer la creciente demanda. LONGi Hydrogen se enfoca en la innovación tecnológica y en la expansión de su capacidad de producción para mantenerse competitiva en el mercado global.
- **John Cockerill:** John Cockerill es una empresa europea con una sólida reputación en la fabricación de electrolizadores alcalinos de gran escala. La compañía ofrece soluciones que integran tecnología avanzada y eficiencia operativa. John Cockerill ha jugado un papel crucial en varios proyectos importantes de hidrógeno en Europa y E.E.U.U., y continúa expandiendo sus capacidades. Este ha establecido una fábrica de electrolizadores en Texas con el objetivo de expandirse por el mercado estadounidense<sup>50</sup>.
- **Peric Hydrogen Technologies:** Peric Hydrogen Technologies, también con sede en China, es conocida por su desarrollo de sistemas de electrolizadores tanto alcalinos como de membrana de intercambio de protones (PEM). Peric ha estado

---

<sup>48</sup> IDTechEX, 2024.

<sup>49</sup> Hydrogeninsight, 2023.

<sup>50</sup> H2-View, 2023.

expandingo su presencia global a través de colaboraciones estratégicas y proyectos internacionales<sup>51</sup>.

- **Otros fabricantes chinos:** China alberga a destacados fabricantes de electrolizadores alcalinos como Auyun. Estas empresas están expandiendo sus capacidades y desarrollando tecnologías avanzadas. En 2022, China lideró con una capacidad de casi 220 MW y se espera que alcance 750 MW en 2023, representando el 40% de la capacidad global<sup>52</sup>. La competencia en el mercado chino impulsa la innovación y la reducción de costes, consolidando la posición de China como líder en la producción de electrolizadores .

Finalmente, para este Proyecto se ha optado por utilizar los electrolizadores fabricados por LONGi Hydrogen. Esta decisión se debe a su capacidad de producción a gran escala, costes competitivos y compromiso con la innovación tecnológica.

El modelo LONGi ALK G1200 representa una solución avanzada y eficiente para la producción de hidrógeno a gran escala. Su combinación de alto rendimiento, eficiencia energética, y reducción de costes operativos y de capital, junto con su enfoque en la seguridad y sostenibilidad, lo convierten en la opción ideal para este Proyecto. Esta elección nos permitirá cumplir con los objetivos de producción. A continuación se muestran las características básicas del modelo escogido.

Parameters	G 1200	G 1500	G 2000	G 3000
Hydrogen production (Nm <sup>3</sup> /h)	1200	1500	2000	3000
Operating pressure (MPa)	1.6			
DC power consumption (kWh/Nm <sup>3</sup> )	4.3 / 4.5			
Load range	30% - 110%			
Hydrogen purity (purified)	99.999%			
Operating temperature (°C)	90 ± 5			
Ambient temperature (°C)	5 - 45			
Electrolyte	30% KOH			

Tabla 6: Características del electrolizador LONGi Alk G1200. Fuente: LONGi, 2024.

El modelo LONGi ALK G1200 permite una reducción significativa en los costes de producción debido a su alta eficiencia energética y capacidad de operación a presiones ajustables. Al operar a una presión de 1.6 MPa y con un consumo de energía de corriente continua (DC) de 4.3-4.5 kWh/Nm<sup>3</sup>, el G1200 optimiza el uso de energía.

<sup>51</sup> FuelCell China, 2022.

<sup>52</sup> IEA, 2023.

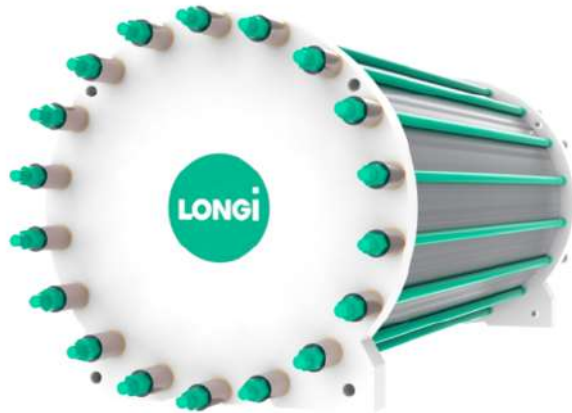


Figura 30: Electrolizador ALK G1200 de LONGi. Fuente: LONGi, 2024.

Sabiendo que el electrolizador tiene una eficiencia energética de 4.3-4.5 kWh/Nm<sup>3</sup> y un caudal de producción de 1200 Nm<sup>3</sup>/h de hidrógeno, podemos calcular el número de electrolizadores necesarios para llegar a los 35MW de electrólisis.

Dado que la potencia de un electrolizador es la energía necesaria para producir una cantidad específica de hidrógeno, primero se debe calcular la potencia consumida por un solo electrolizador G1200. La media de la potencia consumida se puede calcular de la siguiente:

$$Potencia\ media = \frac{4.3 + 4.5}{2} = 4.4\ kWh/Nm^3 \quad (1)$$

Ecuación 1: Cálculo consumo de energía media por electrolizador.

A continuación, se calcula la potencia total consumida por un electrolizador con un caudal de 1200 Nm<sup>3</sup>/h:

$$Potencia\ por\ electrolizador = \frac{4.4kWh}{Nm^3} \cdot 1200Nm^3 = 5280\ kW = 5.28\ MW \quad (2)$$

Ecuación 2: Cálculo potencia media por electrolizador.

Por tanto, podemos determinar el número necesario de electrolizadores para alcanzar una potencia total de 35 MW. Se debe dividir la potencia total requerida entre la potencia de un solo electrolizador:

$$Número\ de\ electrolizadores = \frac{35\ MW}{5.28\ MW} = 6.63 \approx 7 \quad (3)$$

Ecuación 3: Cálculo del número de electrolizadores.

Como no se pueden instalar fracciones de un electrolizador, se redondea al número entero deseado. En este caso, se necesitarán 7 electrolizadores para alcanzar y superar ligeramente la potencia de electrólisis de 35 MW. Se ha decidido instalar siete electrolizadores en lugar de seis para garantizar la continuidad y eficiencia de la producción de hidrógeno. Con siete unidades, se asegura un margen de seguridad adicional; si alguno no alcanza su potencia nominal o necesita mantenimiento, los otros pueden compensar sin una caída significativa en la producción. Además, esta configuración permite una mayor flexibilidad y capacidad de respuesta ante incrementos en la demanda.

## Estudio de Producción de Hidrógeno

Antes de proceder con el diseño del sistema de almacenamiento de la planta de hidrógeno, se requiere calcular la cantidad de hidrógeno producida por la instalación. Este proceso previo es esencial para dimensionar adecuadamente el sistema de almacenamiento y garantizar su capacidad para satisfacer las necesidades de producción. En esta sección, se examinará el proceso de cálculo de la producción de hidrógeno de la planta, que servirá como paso inicial en el diseño del sistema de almacenamiento.

Conocida la capacidad por electrolizador y el número de electrolizadores en funcionamiento, se ha determinado el caudal total de hidrógeno generado por la planta.

$$\text{Caudal total de H}_2 = 7 \cdot 1200 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} = 8400 \text{ Nm}^3/\text{h} \quad (4)$$

*Ecuación 4: Cálculo del caudal total de hidrógeno producido en Nm<sup>3</sup>/h por la planta.*

Puesto que se quiere calcular la cantidad total de hidrógeno producida en toneladas, se realiza un cambio de unidades en el caudal. Se ha de pasar el caudal del compresor de Nm<sup>3</sup>/h a Kg/h. Para ello, utilizaremos la densidad del hidrógeno, que tiene el valor de 0,08988 kg/Nm<sup>3</sup> en estado gaseoso <sup>53</sup>.

$$\text{Caudal total de H}_2 = 8400 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \cdot 0.08988 \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3} = 755 \text{ kg/h} \quad (5)$$

*Ecuación 5: Cálculo del caudal total de hidrógeno producido en kg/h por la planta.*

---

<sup>53</sup> Centro Nacional del Hidrógeno, 2024.

Por otro lado, mediante el registro de la energía total suministrada por la planta en cada período mensual, se puede calcular el número de horas equivalentes en las que la planta está activa para la producción de hidrógeno. El registro de la energía total proviene de las previas simulaciones realizadas en PVSyst. A continuación se muestra una tabla con los datos obtenidos.

	Energía producida	NEH a 35 MW
Mes	MWh	horas
Enero	3840.00	109.71
Febrero	5204.38	148.70
Marzo	7038.25	201.09
Abril	7337.17	209.63
Mayo	7923.87	226.40
Junio	7899.97	225.71
Julio	8493.18	242.66
Agosto	8168.70	233.39
Septiembre	7161.59	204.62
Octubre	5912.98	168.94
Noviembre	4159.07	118.83
Diciembre	3308.75	94.54

Tabla 7: Energía consumida por la planta de hidrógeno cada mes. Fuente: PVSyst, 2024.

Una vez se han obtenido las horas equivalentes en las que la planta está produciendo hidrógeno, se puede proceder a calcular la cantidad total producida. Para ello, se hace uso de la siguiente fórmula:

$$\text{Cantidad de hidrógeno al mes} = 755 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \cdot \text{horas al mes} \quad (6)$$

Ecuación 6: Cálculo de la cantidad de hidrógeno producido al mes.

La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos.

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Kg	82834.20	112265.87	151825.06	158273.20	170929.15	170413.55
Toneladas	82.83	112.27	151.83	158.27	170.93	170.41
Mes	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Kg	183210.07	176210.42	154485.64	127551.32	89717.00	71374.40
Toneladas	183.21	176.21	154.49	127.55	89.72	71.37
					<b>TOTAL</b>	1649.09

Tabla 8: Cantidad de hidrógeno producida cada mes en toneladas. Fuente: Elaboración propia, 2024.

La planta de producción muestra una variabilidad mensual en la cantidad de hidrógeno generado, con un total anual de 1,649.09 toneladas. Los meses de mayor producción son julio, mayo y junio, con producciones de 183.21, 170.93 y 170.41 toneladas respectivamente. Los meses de menor producción son diciembre, noviembre y enero, con producciones de 71.37, 89.72 y 82.83 toneladas respectivamente. Esto era de esperar ya que el hidrógeno producido se ve afectado por la variación de la energía solar en los meses de verano e invierno. Sabiendo una vez esto, se puede proceder al diseño del sistema de almacenamiento de la planta.

## Dimensionamiento del Sistema de Almacenamiento

El siguiente paso en el desarrollo del Proyecto es el dimensionamiento del sistema de almacenamiento de hidrógeno. Es crucial determinar con precisión cuánta cantidad de hidrógeno necesita ser almacenada para asegurar un suministro continuo y eficiente.

## Sistema de Purificación de Hidrógeno

Una vez que el hidrógeno es producido por el electrolizador, comienza una etapa crucial para su posterior uso en aplicaciones industriales o comerciales. En primer lugar, el hidrógeno se somete a un proceso de purificación para eliminar impurezas y garantizar su pureza y seguridad. Este paso es fundamental para cumplir con los estándares de calidad requeridos por las aplicaciones finales.

Durante el proceso de purificación del hidrógeno, se emplean diversos métodos para separar el hidrógeno de otros gases y contaminantes presentes en la corriente de gas. Los purificadores de hidrógeno utilizan diferentes tecnologías, como membranas selectivas, adsorción o reacciones químicas, para llevar a cabo esta separación.

Los purificadores de hidrógeno son fundamentales para garantizar la pureza del hidrógeno utilizado en diversas aplicaciones, como la industria química, la electrónica o la energía. Al eliminar impurezas como el oxígeno, el nitrógeno o los hidrocarburos, se asegura que el hidrógeno cumpla con los estándares de calidad necesarios para su uso seguro y eficiente. Esto es especialmente importante en aplicaciones donde la presencia de impurezas podría afectar negativamente a los procesos o productos finales.

Para este Proyecto, se utilizará el sistema de purificación de LONGi, que consta de dos elementos distintos: el primero es un separador gas-líquido, a través del cual el

hidrógeno pasa inicialmente para poder eliminar los posibles restos de agua que se hayan podido quedar. El segundo elemento es el módulo de purificación (purification skid), que se encarga de llevar a cabo el proceso de purificación del hidrógeno. Esta elección se basa en la necesidad de garantizar la máxima pureza del hidrógeno producido, así como en la eficiencia y confiabilidad del sistema ofrecido por LONGi.

En las siguientes imágenes se muestra tanto el diseño como las características del separador gas-líquido de LONGi.

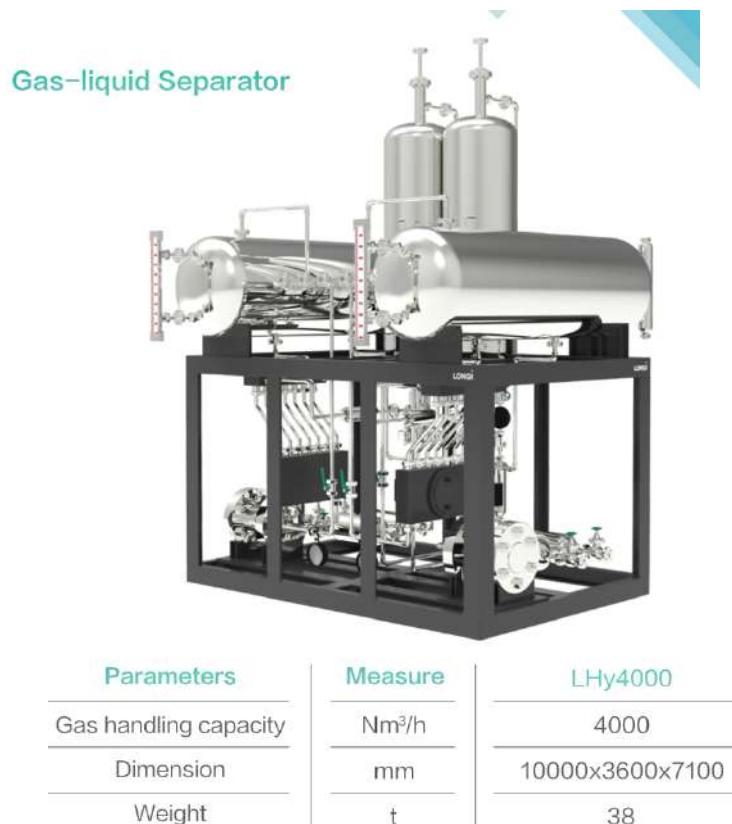


Figura 31: Diseño y características del separador gas-líquido de LONGi. Fuente: LONGi, 2024.

Se observa que este tiene una capacidad de caudal de 4000 Nm<sup>3</sup>/h. A continuación se calcularán el número necesario de separadores para este Proyecto.

Sabiendo el caudal total de la instalación, 8400 Nm<sup>3</sup>/h, calculado previamente, se puede calcular el número necesario de separadores.

$$\text{Número total de sepradores gas - líquido} = \frac{8400 \text{ Nm}^3/\text{h}}{4000 \text{ Nm}^3/\text{h}} = 2.1 \approx 3 \quad (7)$$

Ecuación 7: Cálculo del número total de separadores gas-líquido.



Puesto que 2 separadores no son suficientes para abastecer el caudal total, se tendrán que obtener 3. Seguidamente se muestra el elemento que constituye la segunda etapa del sistema de purificación, el purificador de LONGi.



*Figura 32: Diseño de la unidad de purificación de LONGi. Fuente: LONGi, 2024.*

El purificador elegido para este Proyecto tendrá una capacidad de caudal de 8400 Nm<sup>3</sup>/h, que equivale al total del caudal de los electrolizadores.

Por tanto, el diseño del sistema de purificación conectado a los electrolizadores resulta del siguiente modo:

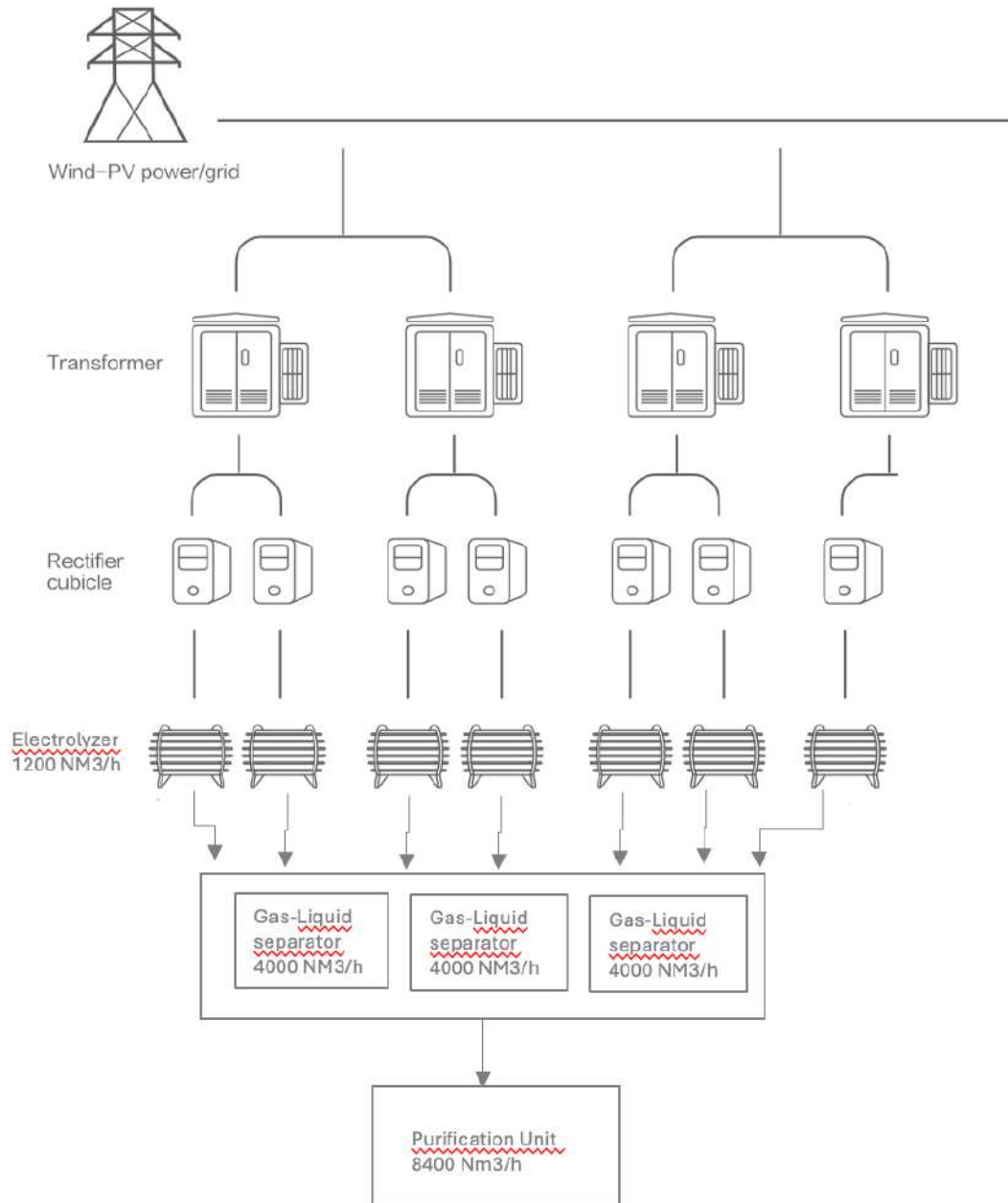


Figura 33: El sistema de purificación conectado a los electrolizadores. Fuente: Elaboración propia, 2024.

## Sistema de Compresión

Tras el proceso de purificación del hidrógeno y antes de su almacenamiento, es crucial llevar a cabo el proceso de compresión. Este paso es fundamental para aumentar la densidad energética del hidrógeno, lo que facilita su almacenamiento y transporte de manera eficiente. La compresión del hidrógeno garantiza que pueda ser almacenado a presiones adecuadas y cumpla con los requisitos de las distintas aplicaciones industriales y comerciales.

Para este Proyecto, es esencial elegir un compresor diseñado específicamente para el hidrógeno, en lugar de utilizar compresores convencionales. Las diferencias entre ambos radican en las propiedades únicas del hidrógeno, que requieren consideraciones especiales en términos de seguridad, eficiencia y rendimiento del compresor.

Los compresores convencionales están diseñados principalmente para gases inertes o aplicaciones de aire comprimido, y pueden no ser adecuados para manejar el hidrógeno debido a su alta inflamabilidad y tendencia a la fuga a través de materiales convencionales. Por el contrario, los compresores de hidrógeno están contruidos con materiales y sellos específicos para minimizar el riesgo de fugas y garantizar la seguridad operativa<sup>54</sup>.

Además, los compresores de hidrógeno están diseñados para soportar las altas presiones requeridas para almacenar y transportar el hidrógeno. Estos compresores están equipados con sistemas de refrigeración avanzados y sellos especiales para garantizar un funcionamiento fiable y una larga vida útil en entornos de alta presión y temperatura.

Para este Proyecto, se ha seleccionado un compresor de hidrógeno de la marca Hiperbaric, reconocida por su avanzada tecnología y eficiencia en la compresión de hidrógeno a altas presiones. Hiperbaric se ha destacado como líder en la industria de compresores de alta presión, desarrollando soluciones innovadoras específicamente para la compresión de hidrógeno. La empresa ha implementado su tecnología en numerosos proyectos a nivel mundial, incluyendo el proyecto industrial Power to Green Hydrogen Mallorca, liderado por Enagás y ACCIONA, que busca establecer un ecosistema de hidrógeno renovable en la isla balear<sup>55</sup>. La elección de Hiperbaric para este Proyecto se basa en su reputación y experiencia en el desarrollo de compresores

---

<sup>54</sup> Energy news, 2024

<sup>55</sup> Hiperbaric, 2024.

de hidrógeno de alto rendimiento, garantizando un funcionamiento seguro y eficiente, adaptándose a diversas necesidades de producción y demanda.

Tras el análisis de los distintos modelos proporcionados por Hiperbaric, el modelo KS50 Sup es finalmente elegido como la mejor opción para la compresión del hidrógeno a altas presiones. Con un rango de caudal de 140 a 280 kg/h y una potencia total instalada que oscila entre 115 y 190 kW, este compresor se presenta como una solución perfecta para este Proyecto. En comparación con los demás modelos, el KS50 Sup de Hiperbaric destaca por su gran capacidad de producción, posicionándose como la opción con la mayor capacidad de producción de hidrógeno. Además, su capacidad para alcanzar presiones de salida de 200, 350 o 500 bar ofrece flexibilidad para adaptarse a una variedad de necesidades de proyecto. A continuación se muestran sus principales características.

<b>Hiperbaric KS50 - 500 barg de presión máxima de salida</b>					
Modelo	Presión de entrada (barg)	Caudal de hidrógeno (kg / h)	Caudal de hidrógeno (kg / día)	Consumo energético (kWh / kg de H <sub>2</sub> )	Potencia total instalada (hasta...kW)
KS50 *		24 / 47	565 / 1130	1.3 / 1.4	75 / 120
KS50 Pro *	10-50 / 10-50	32 / 64	772 / 1544	1.3 / 1.4	115 / 190
KS50 Sup **	10-300 / 10-300	140 / 280	3360 / 6720	<1 / <1	115 / 190

Figura 34: Características del compresor KS50 Sup de Hiperbaric. Fuente: Hiperbaric, 2024.



Figura 35: Diseño del compresor de Hiperbaric. Fuente: Hiperbaric, 2024.

Dado que el caudal total producido por los electrolizadores es de 8400 Nm<sup>3</sup>/h, se opta por el valor más alto posible del caudal disponible, que en este caso es de 280 kg/h. Además, se ha decidido utilizar una presión de salida de 500 bar tanto para el almacenamiento en los tanques como para el transporte en los camiones.

Para poder calcular el número necesario de compresores, primero debemos realizar un cambio de unidades. Se ha de pasar el caudal del compresor de kg/h a Nm<sup>3</sup>/h. Para ello, utilizaremos la densidad del hidrógeno, que tiene el valor de 0,08988 kg/Nm<sup>3</sup> en estado gaseoso <sup>56</sup>.

$$\text{Caudal por compresor} = 280 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \cdot \frac{1}{0.08988 \text{ kg/Nm}^3} = 3115.25 \text{ Nm}^3/\text{h} \quad (8)$$

*Ecuación 8: Cálculo del caudal por compresor en Nm<sup>3</sup>/h.*

Una vez calculado el caudal del compresor, se procede a calcular el número de compresores necesarios para la instalación.

$$\text{Número de compresores} = \frac{8400 \text{ Nm}^3/\text{h}}{3115.25 \text{ Nm}^3/\text{h}} = 2.7 \approx 3 \quad (9)$$

*Ecuación 9: Cálculo del número necesario de compresores.*

Por lo tanto, se necesitarían aproximadamente 3 compresores para satisfacer el caudal total requerido por la planta. Es importante tener en cuenta que hay que redondear al entero más grande para asegurar que se cubra completamente el caudal requerido.

Para garantizar la máxima fiabilidad y continuidad operativa en la planta, se ha decidido añadir un compresor adicional como medida de redundancia, por lo que serán 4 en total. Esta acción proporcionará un respaldo completo en caso de que uno de los compresores principales falle o requiera mantenimiento, asegurando así un suministro continuo y confiable de hidrógeno.

## Sistema de Almacenamiento

Tras completar el diseño del sistema de compresión, se procede al diseño del sistema de almacenamiento de hidrógeno. Este componente esencial garantiza la disponibilidad continua del hidrógeno comprimido y su distribución eficiente. En esta fase del Proyecto, el objetivo es desarrollar un sistema de almacenamiento robusto y seguro que cumpla con los estándares de calidad y seguridad.

Para calcular la cantidad de hidrógeno que se debe almacenar y el tamaño necesario de los tanques de almacenamiento, es fundamental considerar la producción total de hidrógeno de la planta, así como la presión a la que se va a almacenar. En este Proyecto, se opta por almacenar el hidrógeno a 500 bar, tanto en los tanques de almacenamiento como para su transporte en camiones. Por otro lado, en el apartado de

---

<sup>56</sup> Centro Nacional del Hidrógeno, 2024.

*Estudio de Producción de Hidrógeno* se ha calculado que la planta produce aproximadamente al año 1649 toneladas.

En el contexto de suministrar hidrógeno a Fertiberia, es esencial diseñar el sistema de almacenamiento para adaptarse a la variabilidad mensual en la producción. Aunque lo ideal para Fertiberia sería mantener una producción constante de hidrógeno, diversos factores externos influyen en este proceso, lo que resulta en variaciones en la cantidad de hidrógeno producida. Por lo tanto, es fundamental dimensionar el almacenamiento de manera que pueda soportar tanto los días con una mayor producción como aquellos con una producción más reducida.

Se prevé transportar la cantidad de hidrógeno producida a Fertiberia al principio de cada día. Este enfoque simplifica el diseño del sistema, ya que solo se requiere dimensionar el almacenamiento para soportar la cantidad total de hidrógeno producido en un día. Por tanto, al centrarse en esta estrategia de transporte diario, se reduce la complejidad del sistema de almacenamiento.

La siguiente tabla muestra la producción mensual de hidrógeno de la planta. Para el diseño del sistema de almacenamiento, se prioriza el mes con la mayor producción. Esto garantiza que se dimensione el almacenamiento de manera adecuada para satisfacer la producción máxima y a la vez aquellas producciones mensuales que son más pequeñas.

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Kg	82834.20	112265.87	151825.06	158273.20	170929.15	170413.55
Toneladas	82.83	112.27	151.83	158.27	170.93	170.41
Mes	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Kg	183210.07	176210.42	154485.64	127551.32	89717.00	71374.40
Toneladas	183.21	176.21	154.49	127.55	89.72	71.37
<b>TOTAL</b>						1649.09

Tabla 9: Producción de hidrógeno mensual de la planta. Fuente: Elaboración propia, 2022.

El mes con la mayor producción de hidrógeno es julio, con un total de 183.21 toneladas. Esta cantidad se tomará como base para el diseño del sistema de almacenamiento.

Se ha optado por utilizar los tanques de almacenamiento y transporte de hidrógeno de Hexagon Purus, reconocido fabricante en la industria. Hexagon Purus destaca por su excelencia en ingeniería y compromiso con la calidad, ofreciendo soluciones seguras y confiables para diversas aplicaciones, como estaciones de llenado

y usos industriales<sup>57</sup>. Los tanques de Hexagon Purus son conocidos por su diseño ultraligero y su eficiencia en el transporte y almacenamiento de gas comprimido a nivel global.

Se ha optado por utilizar uno de sus tanques que presenta una capacidad de almacenamiento de 1,244 kg de hidrógeno a una presión de 500 bar , este tanque es una solución segura y confiable para este Proyecto. A continuación se muestran sus características principales.

Pressure level	Pressure	Size	H <sub>2</sub> capacity at 15 °C	Water volume	Total weight (Tare weight + H <sub>2</sub> capacity)	Container dimensions	Number of sections (According to ADR 6.6)
bar	bar	ft	kg	L	kg	mm	
300	WP <sup>(1)</sup> (15 °C): 300 bar MAWP <sup>(2)</sup> (65 °C): 354 bar PBmin <sup>(3)</sup> : 750 bar	10	178	8,400	4,250	3,048 x 2,432 x 2,743	2
		20	401	18,900	8,000	6,058 x 2,432 x 2,743	4
		30	624	29,400	13,000	9,087 x 2,432 x 2,743	6
		40	847	39,900	17,250	12,116 x 2,432 x 2,743	9
		45	958	45,150	19,500	13,720 x 2,432 x 2,743	10
380	WP <sup>(1)</sup> (15 °C): 380 bar MAWP <sup>(2)</sup> (65 °C): 450 bar PBmin <sup>(3)</sup> : 900 bar	10	217	8,400	5,000	3,048 x 2,432 x 2,743	2
		20	487	18,900	9,250	6,058 x 2,432 x 2,743	4
		30	758	29,400	15,000	9,087 x 2,432 x 2,743	6
		40	1,029	39,900	20,000	12,116 x 2,432 x 2,743	9
		45	1,164	45,150	22,500	13,720 x 2,432 x 2,743	10
500	WP <sup>(1)</sup> (15 °C): 500 bar MAWP <sup>(2)</sup> (65 °C): 590 bar PBmin <sup>(3)</sup> : 1500 bar	10	234	7,370	6,750	3,048 x 2,550 x 2,743	2
		20	521	16,415	13,500	6,058 x 2,550 x 2,743	4
		30	819	25,795	21,000	9,087 x 2,550 x 2,743	6
		40	1,105	34,840	26,750	12,116 x 2,550 x 2,743	8
		45	1,244	39,195	32,000	13,720 x 2,550 x 2,743	9

Figura 36: Características del tanque de hidrógeno. Fuente: Hexagon Purus, 2024.

Los tanques de Hexagon Purus no solo son eficaces para almacenar hidrógeno, sino que también son altamente portátiles al ser diseñados para integrarse fácilmente en los remolques de los camiones. Esto simplifica la logística y facilita su transporte. En la siguiente imagen se muestra su diseño.

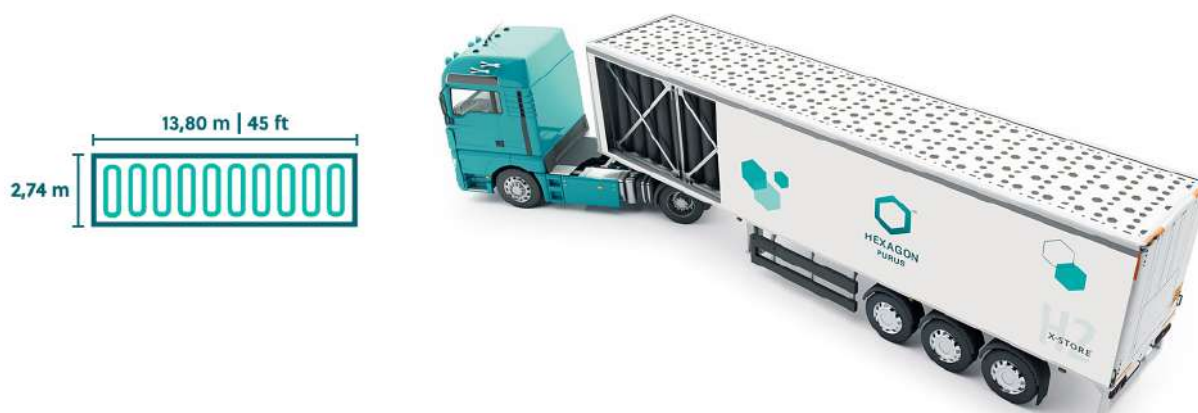


Figura 37: Diseño de los tanques de almacenamiento del hidrógeno. Fuente: Hexagon Purus, 2024.

<sup>57</sup> Hexagon Purus, 2024.



Para calcular la cantidad requerida de tanques en la planta, es esencial determinar la producción semanal media de hidrógeno. Esta información sirve de base para estimar la capacidad de almacenamiento necesaria. Posteriormente, se emplea el peso admisible de kilogramos de hidrógeno por tanque, fijado en 1,244 kg, para realizar el cálculo correspondiente.

Como bien se ha mencionado previamente, se va a utilizar la producción máxima mensual de base para el dimensionamiento del sistema de almacenamiento. En este caso esa producción ocurre en julio con un valor de aproximadamente 184 toneladas de hidrógeno. Con este valor podemos estimar la producción diaria.

$$\text{Producción diaria} = \frac{183210 \text{ kg } H_2}{31 \text{ días}} = 5910 \text{ kg } H_2/\text{día} \quad (10)$$

*Ecuación 10: Cálculo de la producción diaria de hidrógeno.*

En total son 5910 kg H<sub>2</sub> al día. Sabiendo que la capacidad del tanque a transportar es de 1244 kg H<sub>2</sub>, se puede calcular el número necesario de tanques para la planta.

$$\text{Número de tanques necesarios} = \frac{5910 \text{ kg}}{1244 \text{ kg}} = 4.75 \approx 5 \quad (11)$$

*Ecuación 11: Cálculo del número de tanques de almacenamiento necesarios.*

En conclusión, para el sistema de almacenamiento de la planta se necesitarán un total de 5 tanques los cuales almacenarán el hidrógeno a 350 bar. Nótese que dado que el almacenamiento ha sido dimensionado en base a la producción máxima de hidrógeno, es probable que muchos días los tanques no se llenen completamente.

Por otra parte, durante el diseño del sistema de transporte de hidrógeno, se ha considerado un aspecto crucial: la necesidad de mantener un suministro constante de tanques para garantizar una operación fluida y continua. En este contexto, se ha planificado que los camiones, al transportar los tanques llenos a Fertiberia, se los llevarán consigo mismo una vez descargados en las instalaciones.

Este enfoque implica que, mientras los camiones están en tránsito hacia Fertiberia, los tanques utilizados en la planta de producción no estarán disponibles para almacenar el hidrógeno recién producido. Por lo tanto, será necesario agregar más tanques a la instalación para asegurar que haya suficiente capacidad de almacenamiento durante este período de transporte.



Estos tanques adicionales permanecerán en la instalación mientras los otros están en tránsito hacia Fertiberia. Una vez que los camiones regresen y entreguen los tanques vacíos, estos serán llenados nuevamente y estarán listos para su próxima salida. Este ciclo garantiza que siempre haya suficientes tanques disponibles en la instalación para almacenar el hidrógeno recién producido.

Para calcular la capacidad necesaria de almacenamiento de hidrógeno durante este trayecto, calcularemos la producción de hidrógeno horaria. Para ello, se ha estimado la media del número de horas de luz en julio, ya que es el mes de donde se están utilizando los datos. En Zamora, la media de horas de luz en julio es de 15 horas.

$$\text{Producción horaria de } H_2 = \frac{5910 \text{ kgH}_2/\text{día}}{15 \text{ horas/día}} = 394 \text{ kgH}_2/\text{hora} \quad (12)$$

*Ecuación 12: Cálculo de la producción horaria en Zamora.*

Por otro lado, sabiendo que el trayecto de ida y vuelta dura 4 horas y 30 minutos, se puede estimar la producción de hidrógeno total durante ese período. Se estima que la entrega del hidrógeno y descanso durante el viaje tiene una duración de 1 hora y media, por lo que este tiempo se añade al tiempo total del trayecto.

$$\text{Producción de } H_2 \text{ durante el trayecto} = 394 \frac{\text{kgH}_2}{\text{hora}} \cdot 6 \text{ horas} = 2364 \text{ kgH}_2 \quad (13)$$

*Ecuación 13: Cálculo de la producción de hidrógeno durante el transporte del hidrógeno.*

Sabiendo que la capacidad de cada tanque obtenemos el número final de tanques necesarios:

$$\text{Número de tanques necesarios extra} = \frac{2364 \text{ kgH}_2}{1244 \text{ kgH}_2} = 1.9 \approx 2 \quad (14)$$

*Ecuación 14: Cálculo del número necesario de tanques extra.*

Durante la planificación del transporte diario de hidrógeno, se ha determinado que se necesitarán seis tanques para cubrir las necesidades de entrega a Fertiberia. Además de estos seis tanques, se requerirán dos tanques adicionales para garantizar que siempre haya suficiente capacidad de almacenamiento en la planta de producción. Esto asegura que el suministro de hidrógeno no se vea interrumpido durante el transporte del mismo. Además, para brindar una capa adicional de seguridad y redundancia al sistema, se añadirá un tanque extra. En total, se contará con nueve tanques: seis para el transporte diario, dos para mantener en la planta y uno de redundancia.

### Tanque de Recirculación

En las plantas de producción de hidrógeno, además de los tanques de almacenamiento principales, se suele incorporar un tanque de recirculación. Este tanque cumple una función crucial para el funcionamiento eficiente del sistema, especialmente durante los periodos en los que los electrolizadores no están produciendo suficiente hidrógeno, como puede ocurrir durante la noche o durante condiciones meteorológicas no favorables.

En este Proyecto, se adquirirá específicamente un tanque de Hexagon Purus tipo 4 para la recirculación del hidrógeno. La recirculación del hidrógeno permite mantener una presión constante y adecuada en el sistema de compresión. Al disponer de un tanque adicional para la recirculación, el hidrógeno almacenado se reutiliza, asegurando así que el compresor funcione de manera óptima incluso cuando la producción de hidrógeno es baja.

Pressure level	Pressure	Size	H <sub>2</sub> capacity at 15 °C	Water volume	Total weight (Tare weight + H <sub>2</sub> capacity)	Container dimensions	Number of sections (According to ADR 6.6)
bar	bar	ft	kg	L	kg	mm	
300	WP <sup>(1)</sup> (15 °C): 300 bar MAWP <sup>(2)</sup> (65 °C): 354 bar PBmin <sup>(3)</sup> : 760 bar	10	176	8,400	4,250	3,048 x 2,432 x 2,743	2
		20	401	18,900	8,000	6,058 x 2,432 x 2,743	4
		30	624	29,400	13,000	9,087 x 2,432 x 2,743	6
		40	847	39,900	17,250	12,116 x 2,432 x 2,743	9
		45	958	45,150	19,500	13,720 x 2,432 x 2,743	10
380	WP <sup>(1)</sup> (15 °C): 380 bar MAWP <sup>(2)</sup> (65 °C): 450 bar PBmin <sup>(3)</sup> : 900 bar	10	217	8,400	5,000	3,048 x 2,432 x 2,743	2
		20	487	18,900	9,250	6,058 x 2,432 x 2,743	4
		30	758	29,400	15,000	9,087 x 2,432 x 2,743	6
		40	1,029	39,900	20,000	12,116 x 2,432 x 2,743	9
		45	1,164	45,150	22,500	13,720 x 2,432 x 2,743	10
500	WP <sup>(1)</sup> (15 °C): 500 bar MAWP <sup>(2)</sup> (65 °C): 590 bar PBmin <sup>(3)</sup> : 1500 bar	10	234	7,370	6,750	3,048 x 2,550 x 2,743	2
		20	521	16,415	13,500	6,058 x 2,550 x 2,743	4
		30	819	25,795	21,000	9,087 x 2,550 x 2,743	6
		40	1,105	34,840	26,750	12,116 x 2,550 x 2,743	8
		45	1,244	39,195	32,000	13,720 x 2,550 x 2,743	9

Figura 38: Características del tanque de hidrógeno de recirculación. Fuente: Hexagon Purus, 2024.

En el enfoque de recirculación de hidrógeno seleccionado, la capacidad del tanque no excede la cantidad consumida por el compresor. Al comprimir el hidrógeno recirculado y reintroducirlo en el mismo tanque, se mantiene un circuito cerrado. La presión de salida al tanque de 16 bar se logra mediante una válvula reductora de presión. El diseño de este tanque es el siguiente:



Figura 39: Diseño del tanque de recirculación. Fuente: Hexagon Purus, 2024.

## Transporte del Hidrógeno

La siguiente etapa del Proyecto es diseñar un sistema eficiente y seguro para el transporte del hidrógeno comprimido desde la planta de producción hasta las instalaciones de Fertiberia. Este aspecto es crucial para asegurar una entrega puntual y confiable del hidrógeno producido, permitiendo a Fertiberia mantener sus operaciones sin interrupciones. A continuación, se detallan las especificaciones y procedimientos necesarios para garantizar un transporte adecuado y seguro del hidrógeno.

Se ha decidido que el transporte de hidrógeno se llevará a cabo todos los días a las 6 de la mañana, partiendo desde la planta de producción ubicada en Villárdiga y finalizando en la fábrica de Fertiberia situada en Avilés. De esta forma, a Fertiberia le llega el hidrógeno a las 8:15 de la mañana. Este horario ha sido seleccionado para optimizar la logística y asegurar que el hidrógeno llegue a su destino al principios del día.

La distancia entre Villárdiga y Avilés es de aproximadamente 242 kilómetros, con un tiempo de recorrido estimado de 2 horas y 14 minutos. El trayecto se muestra en la siguiente figura.

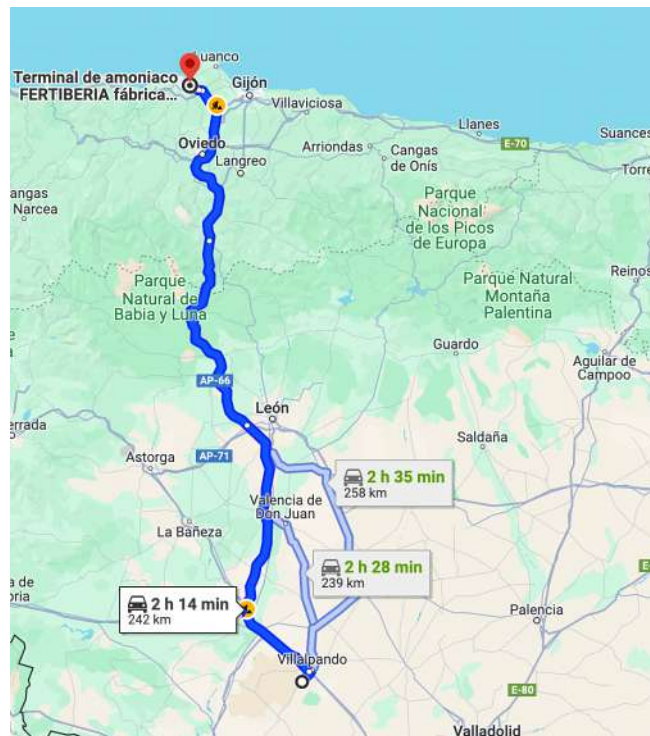


Figura 40: Trayecto del hidrógeno desde la planta hasta la fábrica de Fertiberia. Fuente: GoogleMaps, 2024.

Como bien se ha explicado durante el diseño del sistema de almacenamiento, se ha calculado que se necesitarán 6 tanques para cubrir la demanda diaria de hidrógeno. Estos tanques, diseñados meticulosamente, son idóneos para ser remolcados, lo que implica que se requerirán 6 camiones para transportarlos diariamente desde la planta de producción en Villárdiga hasta la fábrica de Fertiberia en Avilés.

Por último, cabe destacar que se hace necesario implementar estrictas medidas de seguridad. Se llevarán a cabo inspecciones meticulosas de los tanques y equipos antes de la salida y de la entrega, garantizando su idoneidad para el transporte y uso. Durante el trayecto, se seguirán los protocolos de seguridad establecidos, incluyendo el monitoreo continuo de la presión y temperatura de los tanques. Además, se asignará personal capacitado para supervisar el transporte y abordar cualquier emergencia de manera eficaz.

## Planta de Tratamiento de Aguas

Como se ha explicado anteriormente en el capítulo sobre El Agua, es fundamental que el agua que ingresa a los electrolizadores para la producción de hidrógeno verde sea purificada y cumpla con estándares de calidad específicos. Para lograr esto, se requiere un proceso de tratamiento especializado. La planta de tratamiento de aguas diseñada para este propósito constará de tres etapas principales: pretratamiento, ósmosis inversa (RO) y electrodesionización (EDI).

Los siguientes son todos los equipos necesarios para la implementación de una planta de tratamiento de aguas. Veolia Water Technologies se encargará de suministrar los equipos. El agua tratada se dirigirá a los electrolizadores para la producción de hidrógeno verde. A continuación, se muestran los equipos clave requeridos para garantizar un proceso de tratamiento efectivo y eficiente<sup>58</sup>.

---

<sup>58</sup> Veolia Water Technologies, 2024.

<b>Etapas de Tratamiento</b>	<b>Equipo</b>	<b>Función</b>
Sistema de pretratamiento	Desinfección	Cloración, ozonización o radiación ultravioleta.
	Filtración	Filtro de mallas, ultrafiltración o filtro bicapa.
	Desoxidación	Filtro de carbón activo o dosificación de bisulfito sódico.
	Desmineralización	Descalcificador o dosificación de antiincrustante.
Sistema de ósmosis inversa	Módulos de ósmosis inversa	Con membranas adecuadas según la calidad del agua bruta.
	Bombas de alta presión	Para el proceso de ósmosis inversa.
	Sistema de recuperación de energía	Si es necesario para mejorar la eficiencia energética.
	Instrumentación y control	Para monitorear parámetros operativos.
Sistema de electrodesionización (EDI)	Celdas de electrodesionización	Para la purificación final del agua, eliminando iones restantes.
	Resinas de intercambio iónico	Para el proceso de electrodesionización.
	Equipos de alimentación de corriente eléctrica	Para el funcionamiento de las celdas de EDI.
	Instrumentación para control del proceso	Para garantizar un funcionamiento óptimo de la electrodesionización.
Equipos auxiliares	Bombas para suministro de agua	Para asegurar un flujo continuo de agua a través del sistema.
	Tanques de almacenamiento de agua	Para almacenar el agua tratada antes de su uso.
	Sistema de dosificación de productos químicos	Para añadir productos químicos como desinfectantes o antiincrustantes según sea necesario.
	Instrumentación de control y monitoreo de calidad de agua	Para verificar y mantener los estándares de calidad del agua tratada.
	Sistema de automatización y control	Para supervisar y regular automáticamente los procesos de la planta, garantizando su eficiencia y seguridad operativa.

Tabla 10: Equipos necesarios para la Planta de Tratamiento de Aguas. Fuente: Elaboración propia, 2024.

La planta de tratamiento de aguas será diseñada a medida para satisfacer las demandas específicas requeridas por el electrolizador de agua. De todas formas, se llevará a cabo un cálculo preciso del caudal necesario de agua que la planta debe procesar para garantizar un suministro adecuado. Además, teniendo en cuenta la cantidad de toneladas de hidrógeno producidas, será posible calcular la cantidad total de agua necesaria anualmente y así poderla incluir en la solicitud a la Confederación Hidrográfica del Duero.

Para calcular el caudal necesario de la planta de agua se partirá primero del caudal producido de hidrógeno, en este caso tiene un valor de 755 kg/h. De acuerdo con el Ministerio de Industria, Energía y Minería, la cantidad de agua necesaria para producir un kilogramo de hidrógeno oscila entre 18 y 25 litros, variando según la fuente de producción y la tecnología utilizada. Dado que es preferible garantizar un suministro abundante y asegurar un margen de seguridad, se opta por dimensionar el caudal de agua en base a los 25 litros por kilogramo de hidrógeno, asegurando así una cobertura total y un leve sobredimensionamiento para cualquier variabilidad en el proceso de producción.

Por tanto:

$$\text{Caudal de } H_2O = 755 \frac{KgH_2}{hora} \cdot 25 \frac{L}{KgH_2} = 18875 \text{ L/hora} \quad (15)$$

*Ecuación 15: Cálculo del caudal de agua necesario para la planta de tratamiento de aguas.*

Pasándolo a metro cúbico por hora se obtiene lo siguiente:

$$\text{Caudal de } H_2O = 18875 \frac{L}{hora} \cdot 0.001 \frac{m^3}{L} = 18.875 \frac{m^3}{h} = 5.24 \frac{m^3}{s} \quad (16)$$

*Ecuación 16: Cálculo del caudal de la planta de tratamiento de aguas en m<sup>3</sup>/s.*

El caudal total final de la planta tendrá un valor de 18.875 m<sup>3</sup>/h o lo que es lo mismo, 5.24 m<sup>3</sup>/s. Y el caudal por electrolizador, sabiendo que hay 7, entonces será:

$$\text{Caudal de } H_2O \text{ por electrolizador} = \frac{5.24 \text{ m}^3/\text{s}}{7} = 0.75 \text{ m}^3/\text{s} \quad (17)$$

*Ecuación 17: Cálculo del caudal de agua por electrolizador.*

Por último, sabiendo las toneladas producidas anualmente por la planta, que son 1649, se puede estimar la cantidad de agua total requerida.

$$\text{Agua total requerida} = 1649000 \frac{\text{kgH}_2}{\text{año}} \cdot 25 \frac{\text{L}}{\text{kgH}_2} = 41225000 \text{ Litros/año} \quad (18)$$

*Ecuación 18: Cálculo de la cantidad de agua total requerida.*

Pasándolo a metro cúbico se obtiene lo siguiente:

$$\text{Agua total requerida en m}^3 = 41225000 \text{ Litros} \cdot 0.001 \frac{\text{m}^3}{\text{L}} = 41225 \text{ m}^3 \quad (19)$$

*Ecuación 19: Cálculo del agua anual total requerida en metros cúbicos.*

Por lo tanto, la planta necesita un suministro anual de 41,225 metros cúbicos de agua para cubrir su producción de hidrógeno. Este cálculo asegura que se cuenta con la cantidad de agua suficiente para cumplir con los objetivos de producción, considerando un leve sobredimensionamiento que garantiza cobertura y un margen de seguridad.

Es importante considerar que, aunque se requiere una cierta cantidad anual de agua, al diseñar la planta no será necesario dimensionar tanques con esa capacidad total, ya que se planea rellenarlos periódicamente.

En este capítulo, se ha llevado a cabo el dimensionamiento de los elementos más importantes y principales de la planta, estableciendo las bases fundamentales para su funcionamiento. Cabe destacar que, además de los componentes aquí dimensionados, existen otros elementos relevantes que no han sido abordados en este capítulo, dado que se trata de un diseño básico. En el próximo capítulo, se realizará un análisis detallado del consumo auxiliar de la planta, con el objetivo de evaluar la potencia necesaria mínima para el funcionamiento durante la noche.

## Análisis del Consumo Auxiliar de la Planta

En este capítulo, se realizará un análisis detallado del consumo auxiliar de la planta de producción de hidrógeno, centrándose en la determinación de la potencia necesaria mínima para su funcionamiento durante las horas nocturnas. Considerando la intermitencia de la fuente de energía fotovoltaica, resulta esencial establecer un funcionamiento mínimo que garantice la integridad y operatividad de la planta sin la necesidad de arrancar la planta diariamente.

El análisis se llevará a cabo mediante la identificación de los elementos críticos que deben mantenerse en funcionamiento durante la noche, así como la evaluación de qué componentes pueden operar a un nivel mínimo sin comprometer su rendimiento. Se calculará la potencia requerida para el funcionamiento mínimo de la planta, considerando las especificaciones técnicas de los componentes y su consumo energético.

El objetivo de este análisis es proporcionar una potencia del consumo auxiliar de la planta durante las horas nocturnas, con el fin de poder solicitar la conexión a red.

### Componentes Esenciales y Potencia Requerida

En el contexto del análisis del consumo auxiliar de la planta de producción de hidrógeno durante las horas nocturnas, es esencial identificar los componentes fundamentales que deben permanecer operativos para mantener la operación continua. A continuación, se presenta una revisión detallada de los componentes críticos y su justificación.



Componente	Justificación
Electrolizadores	Los electrolizadores se mantienen en funcionamiento mínimo durante la noche para evitar la necesidad de arrancarlos nuevamente cada mañana. Esta práctica asegura una operación más eficiente y evita problemas asociados con el arranque frecuente.
Compresores	Los compresores se mantienen en funcionamiento mínimo durante la noche junto con el tanque de recirculación para evitar su apagado. Esto permite una reanudación más rápida de la producción de hidrógeno y reduce el desgaste asociado con los ciclos de arranque.
Circuito de Refrigeración	El circuito de refrigeración es esencial para mantener la temperatura de los equipos como los compresores y los electrolizadores durante la noche. Su funcionamiento continuo garantiza la integridad de los equipos y evita problemas de sobrecalentamiento.
Sistemas de Control	Los sistemas de control aseguran la supervisión y operación adecuada de la planta en todo momento. Su funcionamiento ininterrumpido permite una detección temprana de problemas y una respuesta efectiva ante emergencias, garantizando la seguridad y la eficiencia operativa.
Alumbrado de Emergencia y SAI	El alumbrado de emergencia y el SAI están conectados a la red eléctrica para garantizar la iluminación y energía necesaria en caso de cortes. Esta medida es esencial para mantener un entorno seguro para la planta y su personal durante cualquier eventualidad.
HVAC de la Planta	El sistema HVAC de la planta es necesario para mantener condiciones ambientales óptimas para la operación de los equipos y el confort del personal. Su funcionamiento continuo durante la noche garantiza un entorno de trabajo adecuado y la integridad de los equipos.

*Tabla 11: Los componentes esenciales de la planta con consumo auxiliar. Fuente: Elaboración propia, 2024.*

Una vez se sabe cuáles son los componentes esenciales de la planta de producción de hidrógeno, se procede a analizar la potencia requerida por cada uno de estos elementos, lo que nos permitirá calcular la potencia total necesaria para mantener la operatividad básica de la planta durante las horas nocturnas sin producción activa de hidrógeno.

## Electrolizadores

En primer lugar, es crucial estimar el consumo auxiliar de los electrolizadores ya que son el componente principal de nuestra panta y además, son los elementos con mayor consumo eléctrico. Dentro de las características destacadas de las celdas de electrolisis de los electrolizadores de LONGi que se muestran en la siguiente figura, se encuentra su amplio rango de carga, el cual influye significativamente en su desempeño.

<b>1,6 (ajustable)</b> <MPa> Presión operativa	<b>3.9-4.4</b> <kwh/Nm <sup>3</sup> > Consumo de energía CC	<b>25-115</b> <%> Rango de carga	<b>200,000</b> <h> Vida útil
---	--	-------------------------------------	---------------------------------

Figura 41: Características de las celdas de electrólisis de LONGi. Fuente: LONGi, 2024.

Estas celdas tienen la capacidad de operar dentro de un rango de carga que oscila entre el 25% y el 115% de su capacidad nominal. Este rango de carga es crucial para la estrategia de consumo mínimo durante la noche. Sabiendo que por debajo del 25% de su capacidad nominal las celdas pueden experimentar dificultades para generar hidrógeno de manera eficiente, podemos ajustar la potencia de los electrolizadores a un nivel inferior al 25% durante estas horas.

La estrategia de consumo mínimo durante la noche plantea una disyuntiva importante en cuanto a la potencia de los electrolizadores. Por un lado, existe la opción de dejar los electrolizadores funcionando al 25% de su capacidad nominal durante la noche. Esto garantizaría que, al comenzar el día y disponer de energía solar nuevamente, los electrolizadores ya estén operando al 25%, lo que podría acelerar el reinicio de la producción de hidrógeno.

Por otro lado, está la posibilidad de reducir la potencia de los electrolizadores a un nivel aún más bajo, aproximadamente al 10-15% de su capacidad nominal. Esto aseguraría que no se produzca hidrógeno durante la noche y, además, podría resultar en un menor coste operativo al solicitar menos potencia de la red eléctrica. Sin embargo, esta segunda opción presenta el riesgo de retrasar el reinicio de la producción de hidrógeno al día siguiente. Reducir la potencia de los electrolizadores a un nivel tan bajo podría implicar un tiempo adicional para que los equipos alcancen su capacidad nominal, lo que podría resultar en una pérdida de tiempo y eficiencia al inicio del día.

En conclusión, se decide mantener los electrolizadores operativos durante la noche a un 20% de su capacidad mínima. Esta elección busca encontrar un equilibrio entre la preparación eficiente para la producción de hidrógeno al amanecer y la

minimización de los costes operativos y energéticos durante el período de inactividad nocturna. Por tanto, se procede a calcular el consumo auxiliar de estos:

$$Potencia\ auxiliar\ Ely = \frac{20}{100} \cdot 3900kW \cdot 7 = 5460\ kW \quad (20)$$

*Ecuación 20: Cálculo de la potencia auxiliar de los electrolizadores.*

Finalmente se obtiene una potencia de 5.46 MW. Nótese que a la hora de calcular la potencia auxiliar total de electrólisis se multiplica por siete, que son el número de electrolizadores que hay en total.

### **Compresores**

Seguidamente se analizan los compresores. Para el análisis del consumo auxiliar de los compresores, se ha decidido operarlos al 100% de su capacidad nominal. Esta decisión se basa en varios factores fundamentales. En primer lugar, se pretende mantener los compresores en funcionamiento durante toda la noche, ya que están conectados mediante un circuito cerrado a un tanque de recirculación de hidrógeno. Esto significa que los compresores pueden seguir operando incluso cuando no se está produciendo hidrógeno, lo que permite aprovechar al máximo su capacidad de recirculación.

Por otro lado, se ha tenido en cuenta el consumo de energía de cada compresor, que son 190 kW. Si bien esto puede parecer significativo en un contexto aislado, en una planta de electrólisis de 35 MW, este consumo representa una fracción mínima de la capacidad total de la planta. Por lo que los compresores tienen un consumo relativamente bajo. A continuación se calcula la potencia total auxiliar de los electrolizadores.

$$Potencia\ auxiliar\ compresión = 3 \cdot 190kW = 570\ kW \quad (21)$$

*Ecuación 21: Cálculo de la potencia auxiliar de compresión.*

Cabe destacar que el número total de electrolizadores es cuatro, sin embargo, puesto que uno de ellos es de redundancia, solo se tienen en cuenta tres.

### **Circuito de refrigeración**

Un circuito de refrigeración es un sistema diseñado para eliminar el exceso de calor de un proceso industrial o un entorno específico, manteniendo así las condiciones de temperatura necesarias para un funcionamiento eficiente y seguro. Este sistema está compuesto por una variedad de equipos interconectados que trabajan en conjunto para transferir el calor desde el medio que se está enfriando hasta el medio de enfriamiento, que puede ser el aire o el agua.

El circuito de refrigeración es esencial para mantener la temperatura de los compresores y electrolizadores. Entre los equipos comunes que se encuentran en un circuito de refrigeración se incluyen bombas, compresores de aire, grupos de presión y otros dispositivos especializados.

Se estima que el circuito de refrigeración consumirá aproximadamente alrededor de 150-200 kW, ya que este será encargado de mantener la temperatura de los compresores, y también de los electrolizadores, aunque estos últimos estén funcionando al mínimo.

$$\text{Potencia auxiliar refrigeración} \approx 175 \text{ kW} \quad (22)$$

*Ecuación 22: Estimación de la potencia auxiliar de refrigeración.*

### **Alumbrado de emergencia y Sistema de Alimentación Interrumpida**

El Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI) y el alumbrado de emergencia son fundamentales en entornos donde la continuidad del suministro eléctrico es esencial. El SAI, mediante baterías recargables, proporciona energía de respaldo para proteger equipos sensibles y mantener operaciones en caso de fallos en el suministro principal. El alumbrado de emergencia, asegura la iluminación necesaria para la seguridad del personal. La conexión a la red eléctrica es vital para mantener las baterías cargadas y garantizar la disponibilidad y eficacia de estos sistemas en momentos de necesidad.

Se estima que el conjunto consuma una potencia auxiliar alrededor de 100 kW.

$$\text{Potencia auxiliar alumbrado y SAI} \approx 100 \text{ kW} \quad (23)$$

*Ecuación 23: Potencia auxiliar del alumbrado de emergencia y SAI.*

### **Sala de control**

La sala de control de una planta es el espacio centralizado donde se monitorean y controlan todas las operaciones de la instalación. En este lugar se encuentran equipos especializados y sistemas de control que permiten a los operadores supervisar en tiempo real el estado de los equipos, los niveles de producción y otros parámetros relevantes para el funcionamiento de la planta. Además de monitorear los procesos, la sala de control también puede albergar sistemas de seguridad y de comunicación para facilitar la coordinación entre el personal y garantizar un funcionamiento eficiente y seguro de la planta.

Se estima que la sala de control consumirá aproximadamente alrededor de 30-50 kW.

$$Potencia\ auxiliar\ sala\ de\ control \cong 40\ kW \quad (24)$$

*Ecuación 24: Potencia auxiliar de la sala de control.*

## HVAC

El sistema HVAC (Calefacción, Ventilación y Aire Acondicionado) es esencial para mantener las condiciones ambientales adecuadas en la planta, asegurando temperaturas y niveles de humedad óptimos para el funcionamiento de los equipos y la comodidad del personal.

La conexión del sistema HVAC a la red eléctrica es esencial porque permite su operación ininterrumpida. Es muy importante que la planta tenga ventilación las 24 horas del día para prevenir la acumulación de calor y asegurar un flujo constante de aire fresco. Esto es especialmente crítico durante los días de verano, cuando las temperaturas pueden ser más altas.

Se estima que el sistema de ventilación de la planta consumirá aproximadamente 100-150 kW durante la noche.

$$Potencia\ auxiliar\ HVAC \cong 125\ kW \quad (24)$$

*Ecuación 25: Potencia auxiliar del HVAC.*

A continuación se muestra una tabla resumen de los consumos auxiliares definitivos para conectar a la red.

Potencia auxiliar	MW
Electrolizadores	5.46
Compresores	0.57
Circuito de refrigeración	0.18
Alumbrado de emergencia y SAI	0.10
Sala de control	0.04
HVAC	0.13
<b>Potencia Auxiliar total</b>	<b>6.47</b>

*Tabla 12: Potencia auxiliar estimada de los componentes de la planta. Fuente: Elaboración propia, 2024.*

Finalmente, se llega a la conclusión de que la potencia auxiliar final a conectar a red es de aproximadamente 6.5 MW.

## Conexión a la Subestación Eléctrica

En este apartado se detallará la conexión de la planta a la subestación eléctrica. Se describirá la subestación específica a la que se conectará la planta, así como los aspectos técnicos y logísticos de esta conexión. Este análisis incluirá las especificaciones de la subestación, la capacidad requerida, y los aspectos necesarios que se consideren.

Tras un análisis de las subestaciones de distribución más cercanas, se han identificado dos opciones viables para la conexión de la planta.

SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	Tensión (kV)	Tensión máx. (kV)	Distancia (km)	Potencia máx. (MW)
IB - ST VILLALPANDO	13/45	45	3.65	40
IB - ST VILAFRADE	13/45	45	17.6	40

Tabla 13: Subestaciones eléctricas más cercanas a la planta. Fuente: Elaboración propia, 2024.

Se ha seleccionado la subestación primera, la de Villalpando, como la opción más adecuada para la conexión de la planta. Esto se debe a su distancia de 3.65 km respecto a la planta, que es significativamente menor en comparación con la subestación de Villafrade, ubicada a 17.6 km. Además, ambas subestaciones ofrecen la misma capacidad de tensión y potencia máxima, lo que hace que la opción más cercana sea claramente más eficiente y conveniente para la integración con la planta.

La subestación IB - ST VILLALPANDO pertenece a Iberdrola. Para obtener acceso a esta subestación, se realizará una solicitud a través de su portal de clientes. En dicha solicitud, se especificará el tipo de consumo y la potencia a conectar, que en este caso es la potencia auxiliar calculada previamente, la cual asciende a 6.5 MW.





Figura 42: Ubicación de la subestación eléctrica. Fuente: Google Earth, 2024.

La planta se conectará a la subestación a una tensión de 45 kV. Cabe destacar que, aunque la distancia en línea recta a la subestación es de 3.65 km, la distancia real será mayor, ya que la línea eléctrica no seguirá un trazado recto. La línea de conexión será diseñada cumpliendo con todos los estándares necesarios para asegurar una integración segura y eficiente con la red eléctrica.

## Esquema del Diseño Final

En esta etapa del Proyecto, se recopilarán todos los modelos y decisiones tomadas hasta el momento para dar forma al diseño final de la planta. Se pretende crear un boceto detallado que represente la disposición y funcionamiento de la instalación. Para el diseño de la planta se hará uso del software AutoCAD. Además, se incluirá una tabla resumen que detallará el número de unidades de cada componente y otras especificaciones relevantes, facilitando así la comprensión y evaluación del diseño.

### Uso de AutoCAD

AutoCAD es un software de diseño asistido por computadora (CAD) desarrollado por Autodesk, Inc. que se utiliza principalmente para crear dibujos 2D y modelos 3D precisos y detallados. Fue lanzado inicialmente en 1982 y desde entonces ha evolucionado para convertirse en una herramienta fundamental en diversas industrias, incluyendo la arquitectura, la ingeniería, la construcción, y la fabricación<sup>59</sup>.

Este software ofrece una amplia gama de herramientas y funcionalidades que permiten a los usuarios crear y modificar diseños variados. Algunas de sus características básicas incluyen la creación de geometría, la edición de objetos, el modelado en 3D, la anotación y la documentación, la personalización mediante lenguajes de programación, y la colaboración en proyectos a través de la nube.

AutoCAD destaca por su interfaz intuitiva y su potente conjunto de herramientas, que permiten a los diseñadores e ingenieros llevar a cabo una amplia variedad de tareas de diseño con facilidad. En el contexto del Proyecto de diseño de la planta de hidrógeno, se utilizará AutoCAD para crear los planos de la instalación.

### Sala de Electrolizadores

El primer paso en el diseño final de la planta será la sala de los electrolizadores. En total, se instalarán siete electrolizadores, cada uno con una potencia de 4,5 MW. Estos electrolizadores se han diseñado para ocupar un área de 6600 mm x 3000 mm de acuerdo con las especificaciones técnicas de LONGi<sup>60</sup>.

---

<sup>59</sup> Autodesk, 2024.

<sup>60</sup> LONGi, 2024.



Cada electrolizador estará conectado a su propio transformador y rectificador, los cuales proporcionarán la energía solar proveniente de la planta fotovoltaica. Esta configuración asegura una alimentación eléctrica eficiente y constante. Además, se considerará la ventilación adecuada y el control de temperatura dentro de la sala para mantener condiciones óptimas de funcionamiento y seguridad.

Finalmente, también se incorporarán sistemas de monitoreo y control avanzados para supervisar el rendimiento de los electrolizadores, los transformadores y los rectificadores. Esto permitirá una gestión proactiva y eficiente de la producción de hidrógeno, detectando y resolviendo cualquier problema técnico de manera oportuna. Todos estos sistemas de monitoreo serán incluidos en el diseño de la sala de control de la planta. A continuación se muestra el diseño básico del electrolizador.

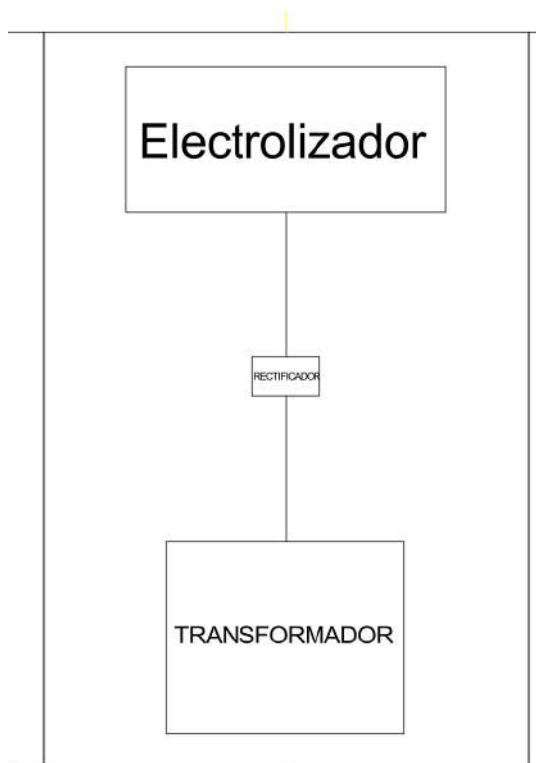


Figura 43: Diseño básico de conexión del electrolizador. Fuente: Elaboración propia, 2024.

En la sala designada para los electrolizadores, se han instalado tanto los separadores de gas-líquido como la unidad de purificación del hidrógeno, integrando así dos componentes críticos del proceso de producción. En la siguiente imagen se muestra el diseño final de la sala de electrolizadores.

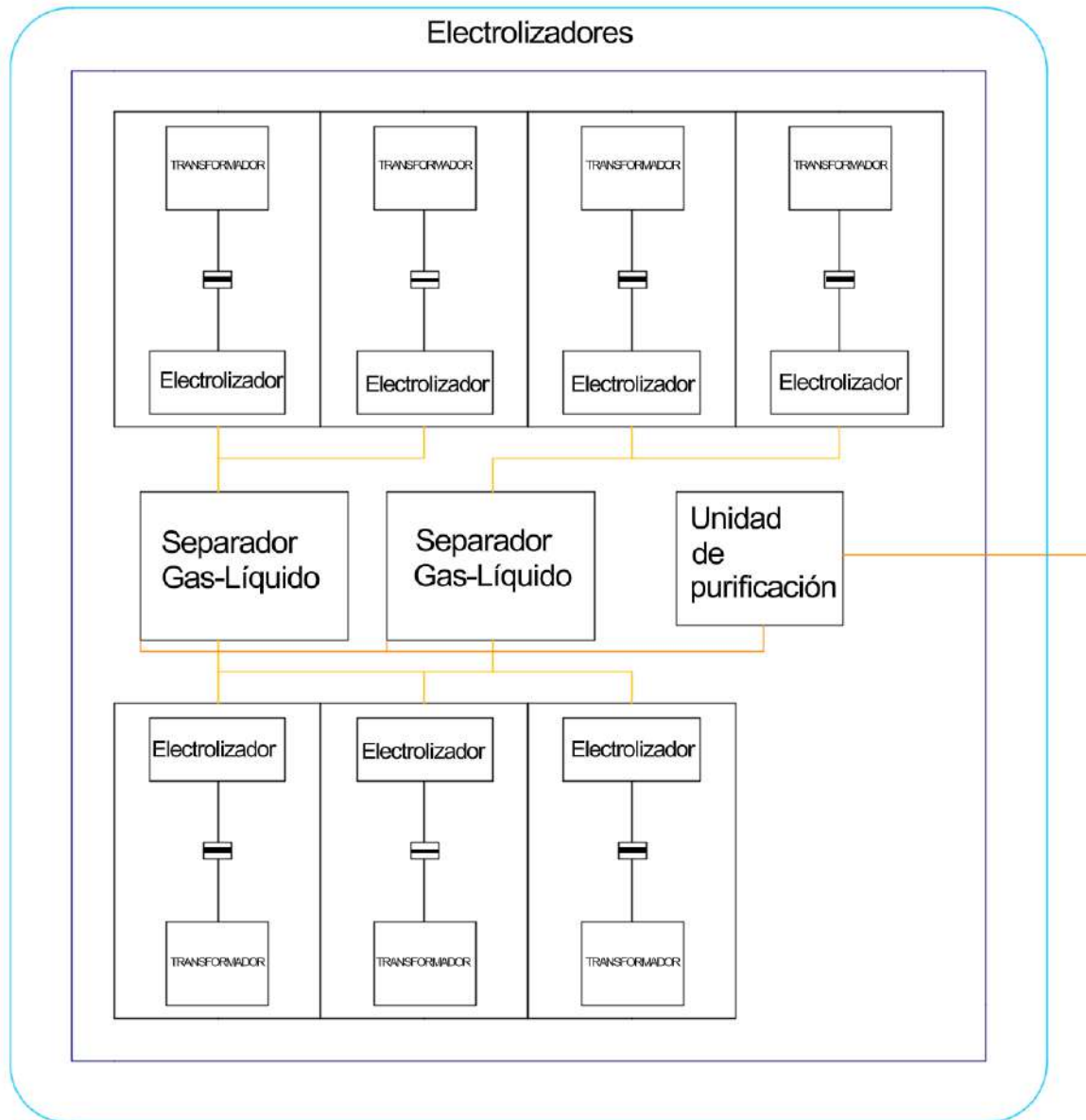


Figura 44: Diseño final de la sala de electrolizadores. Fuente: Elaboración Propia, 2024.

Cada separador de gas-líquido está asociado con tres electrolizadores, lo que garantiza una distribución equitativa del flujo de hidrógeno generado. Para el caso del electrolizador restante, su producción de hidrógeno se divide y se canaliza hacia estos dos separadores adicionales. De este modo, se optimiza la eficiencia del proceso y se asegura una gestión efectiva del gas.

En el esquema visual del proceso, el recorrido del hidrógeno se representa mediante un circuito delineado en amarillo, comenzando desde la salida de los

electrolizadores y extendiéndose hasta los separadores de gas-líquido. A partir de estos últimos, el hidrógeno continúa su trayectoria en una segunda etapa, indicada en color naranja, hasta llegar a la unidad de purificación. Esta disposición facilita la supervisión y el control del flujo de hidrógeno en cada etapa del proceso, asegurando la calidad y pureza del producto final. Es importante destacar que los tamaños de los separadores de gas-líquido y de la unidad de purificación están definidos de acuerdo con las especificaciones proporcionadas por LONGi.

## Compresión del Hidrógeno

En la etapa de compresión del hidrógeno, el gas purificado es dirigido al sistema de compresión, donde se aumenta su presión para su posterior almacenamiento y distribución. El hidrógeno que viene de los electrolizadores tiene una presión de salida de 16 bar, que será la presión de entrada para los compresores.

En la siguiente ilustración se muestra el diseño de la sala de los compresores:

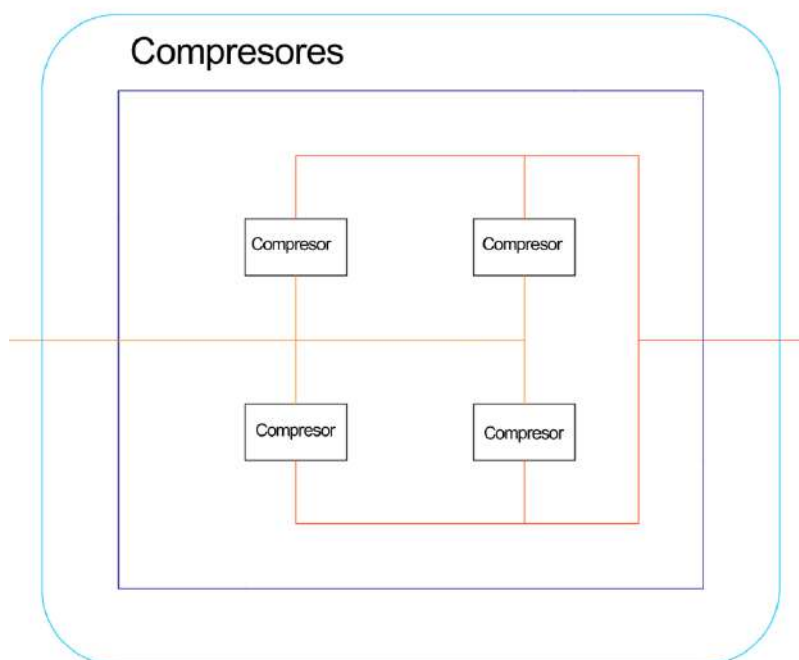


Figura 45: Diseño final de la sala de compresores. Fuente: Elaboración propia, 2024.

De acuerdo con las estimaciones realizadas en la fase de dimensionamiento del sistema de almacenamiento, se determinó inicialmente que se necesitarían tres compresores para satisfacer el caudal de hidrógeno generado. Sin embargo, como medida adicional de redundancia y para garantizar una operación continua y confiable, se decidió agregar un compresor adicional. Este compresor asegura la continuidad

operativa del sistema, mitigando así cualquier posible interrupción en el suministro de hidrógeno debido a mantenimientos programados o situaciones inesperadas.

En la imagen además, se muestra el recorrido del hidrógeno tanto en su entrada como en su salida dentro del sistema. El circuito de color naranja representa el trayecto del hidrógeno a una presión de 16 bar, mientras que el circuito naranja más oscuro tirando a rojo indica el camino del hidrógeno comprimido a 500 bar. Este se dirige directamente hacia los tanques de almacenamiento una vez ha sido comprimido.

## Almacenamiento y Transporte del Hidrógeno

En la etapa de Almacenamiento y Transporte del Hidrógeno, el gas comprimido a alta presión se almacena directamente en los tanques para su posterior distribución y uso. Estos tanques, con una capacidad de 1244 kg cada uno, están diseñados para soportar una presión de hasta 500 bar, asegurando un almacenamiento seguro y eficiente del hidrógeno. El hidrógeno se distribuye entre los tanques mediante válvulas que redirigen el flujo según sea necesario. En total, se han instalado 9 tanques en la planta.

Sin embargo, solo se transportarán 6 tanques diariamente, mientras que los 3 restantes permanecerán en la planta. Esta disposición garantiza un almacenamiento continuo y la capacidad de cubrir la demanda de hidrógeno incluso en situaciones imprevistas.

Para el transporte, se utilizarán seis camiones, cada uno encargado de transportar un tanque desde la planta hasta las instalaciones de Fertiberia. Este proceso garantiza una entrega puntual y confiable del hidrógeno producido.

Por último, se destaca el tanque de recirculación. Se ha establecido un circuito cerrado de recirculación representado en verde en el diseño, lo que permite mantener una presión constante y adecuada en el sistema de compresión. Este tanque juega un papel crucial en la optimización del rendimiento de la planta y la seguridad de su operación.

En la siguiente figura se muestra el diseño final de la sala de almacenamiento.

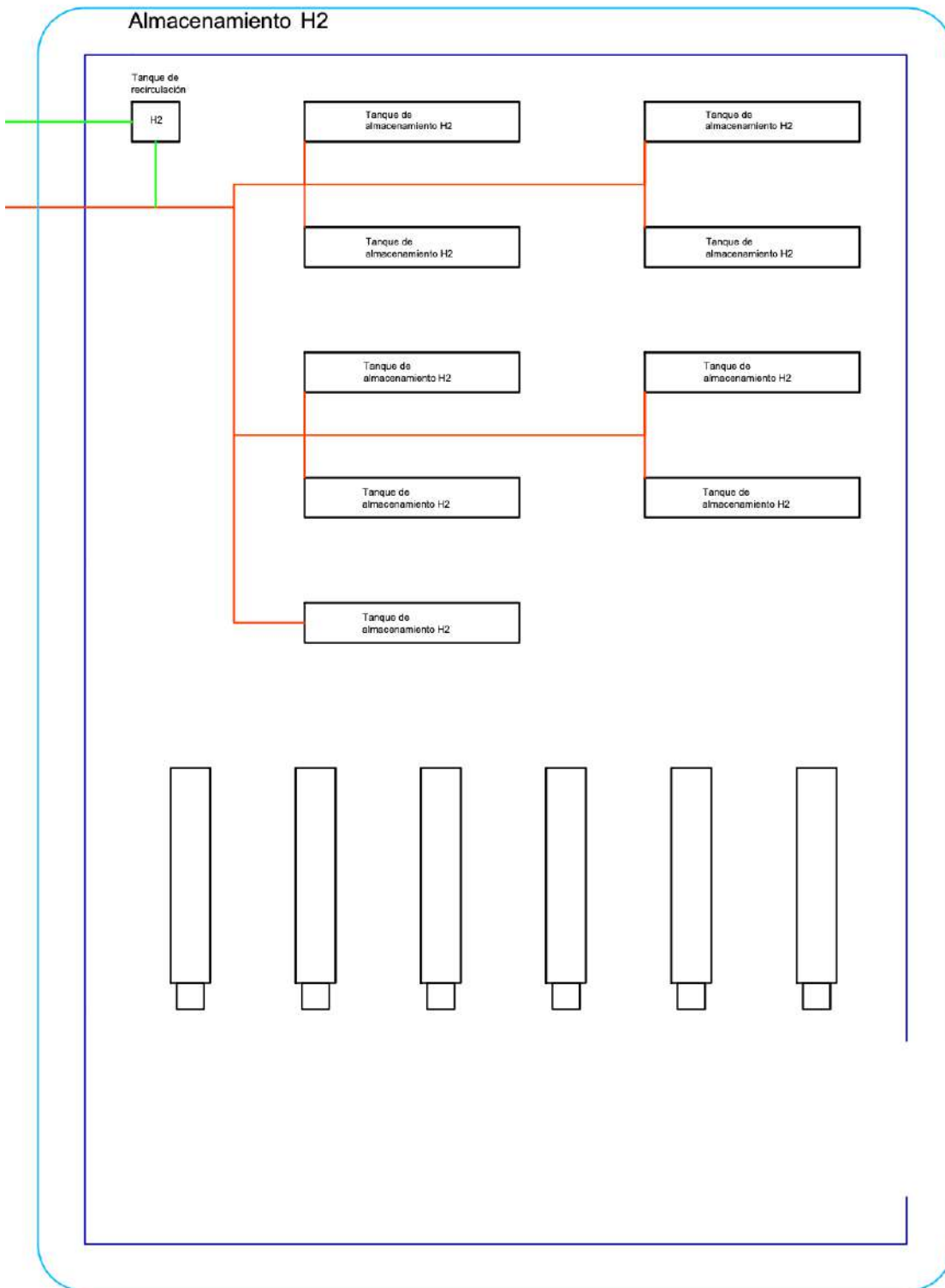


Figura 46: Diseño final de la sala de almacenamiento del hidrógeno. Fuente: Elaboración propia, 2022.

## Sistemas e Infraestructura Auxiliar

En este apartado, se describirán los sistemas y la infraestructura auxiliar que son fundamentales para el funcionamiento eficiente y seguro de la planta de producción de hidrógeno. Estos componentes, aunque en su mayoría no forman parte directa del proceso principal de producción, proporcionan los servicios y el apoyo necesarios para mantener la operación continua y sin contratiempos de la planta. A continuación, se detallarán los elementos clave que componen esta infraestructura auxiliar.

### **Planta de Tratamiento de Aguas**

Es un componente esencial en el proceso de producción de hidrógeno, ya que suministra el agua purificada necesaria para los electrolizadores. El diseño de la infraestructura para la planta de tratamiento de agua debe priorizar un flujo eficiente del agua y facilitar el acceso para el mantenimiento. Se debe planificar una disposición que permita un proceso continuo desde el pretratamiento hasta la purificación final.

El tamaño y la ocupación de la planta de tratamiento de agua varían según varios factores, incluyendo la capacidad de producción de hidrógeno, los procesos de tratamiento específicos utilizados y los requisitos de espacio para el equipo y las instalaciones auxiliares.

La planta de tratamiento de agua se representa en el esquema final como un cuadrado, diseñado de manera simplificada como una caja negra debido a la naturaleza básica del esquema realizado con AutoCAD. Además, en la sala se ha incorporado un edificio adicional de servicios auxiliares necesarios. Este esquema permite una representación clara y funcional de la planta, destacando sus componentes principales sin entrar en detalles excesivos dada la simplicidad del diseño. Es importante destacar que la ubicación de la planta de tratamiento de agua deberá estar cerca de los electrolizadores para facilitar el transporte del agua.

### **Almacén y Taller**

En una planta de electrólisis, tanto el almacén como el taller desempeñan papeles muy importantes para garantizar una operación continua y segura.

El almacén sirve como el centro de gestión logística, se encarga de almacenar todas materias primas esenciales para la producción, como electrodos, membranas y productos químicos. Además, almacena herramientas, equipos de seguridad y repuestos para el mantenimiento de la planta.

Por otro lado, el taller proporciona un espacio dedicado para realizar tareas de mantenimiento, reparaciones y modificaciones en los equipos de la planta. Aquí se llevan a cabo inspecciones regulares, se reemplazan piezas desgastadas y se instalan mejoras o actualizaciones.

Ambos componentes son fundamentales para optimizar la fiabilidad operativa de la planta. El almacén garantiza la disponibilidad oportuna de suministros, mientras que el taller facilita el mantenimiento y la continuidad.

Por eso mismo, en el esquema final, se ha reservado un espacio específico para el almacén y taller de la planta de electrólisis. Estos componentes también han sido diseñados de manera simplificada, a modo de caja negra.f

### **Chillers**

Los chillers, también conocidos como enfriadoras, son equipos industriales diseñados para controlar y mantener la temperatura en procesos industriales como la electrólisis en una planta de producción de hidrógeno. Su función principal es enfriar el agua y los electrodos utilizados en el proceso de electrólisis. Debido a su capacidad de enfriamiento y tamaño industrial, los chillers ocupan un espacio significativo en la planta.

Los chillers, o enfriadoras industriales, deben estar ubicados cerca de los electrolizadores en la planta. Esta proximidad garantiza un control térmico eficaz durante la electrólisis, asegurando un buen funcionamiento. En el diseño de la planta, los chillers se representan de manera simplificada, a modo de caja negra.

### **Cuarto eléctrico y Sala de control**

El cuarto eléctrico y la sala de control son componentes críticos en una planta de producción de hidrógeno, encargados de la gestión eléctrica y del monitoreo y control del proceso, respectivamente. Estos espacios se han diseñado contiguos entre sí para facilitar un acceso rápido del personal. Asimismo, se han previsto áreas comunes y un estacionamiento para los trabajadores de la planta.

En el cuarto eléctrico, se han establecido secciones separadas para la distribución de energía de alta, media y baja tensión. Además, se ha incorporado una sala de condensadores, donde se incluye un Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI), utilizado para proporcionar energía de respaldo en caso de fallos en la red eléctrica externa.

## Tabla Resumen de Componentes

La siguiente tabla proporciona una visión detallada de los equipos y unidades presentes en cada sala de la planta de producción de hidrógeno

Sector	Equipo	Unidad
Sala de electrolizadores	Electrolizador	7
	Transformador	7
	Rectificador	7
	Separador de gas-líquido	2
	Purificador	1
Sala de compresión	Compresor	4
	Tanque de recirculación	1
Sala de almacenamiento y transporte	Tanque de almacenamiento	9
	Camiones	6
Planta de Tratamiento de Agua	Unidad de pretratamiento	1
	Unidad de ósmosis inversa (RO)	1
	Sistema de desionización (EDI)	1
	Tanques de agua sin tratar	1
Chillers	Sistema de Enfriadoras Industriales	1
Edificio de servicios auxiliares	Sistema de Protección Contra Incendios (PCI)	1
Cuarto eléctrico	Cuadro de Alta tensión (AT)	1
	Cuadro de Media Tensión (MT)	1
	Cuadro de Baja Tensión (BT)	1
	Sistema de Alimentación Interrumpida (SAI)	1
Sala de control	PLC + SCADA, ordenadores etc.	1
Almacén y Taller	Almacén	1
	Taller	1
Iluminación y Ventilación de la planta	Sistema de alumbrado	1
	Sistema de alumbrado de emergencia	1
	HVAC	1
Sistemas de distribución	Sistema de distribución de hidrógeno	1
	Sistema de tuberías de agua	1
	Sistema de distribución eléctrica	1

Tabla 14: Resumen de equipos por sector de la planta. Fuente: Elaboración propia, 2024.

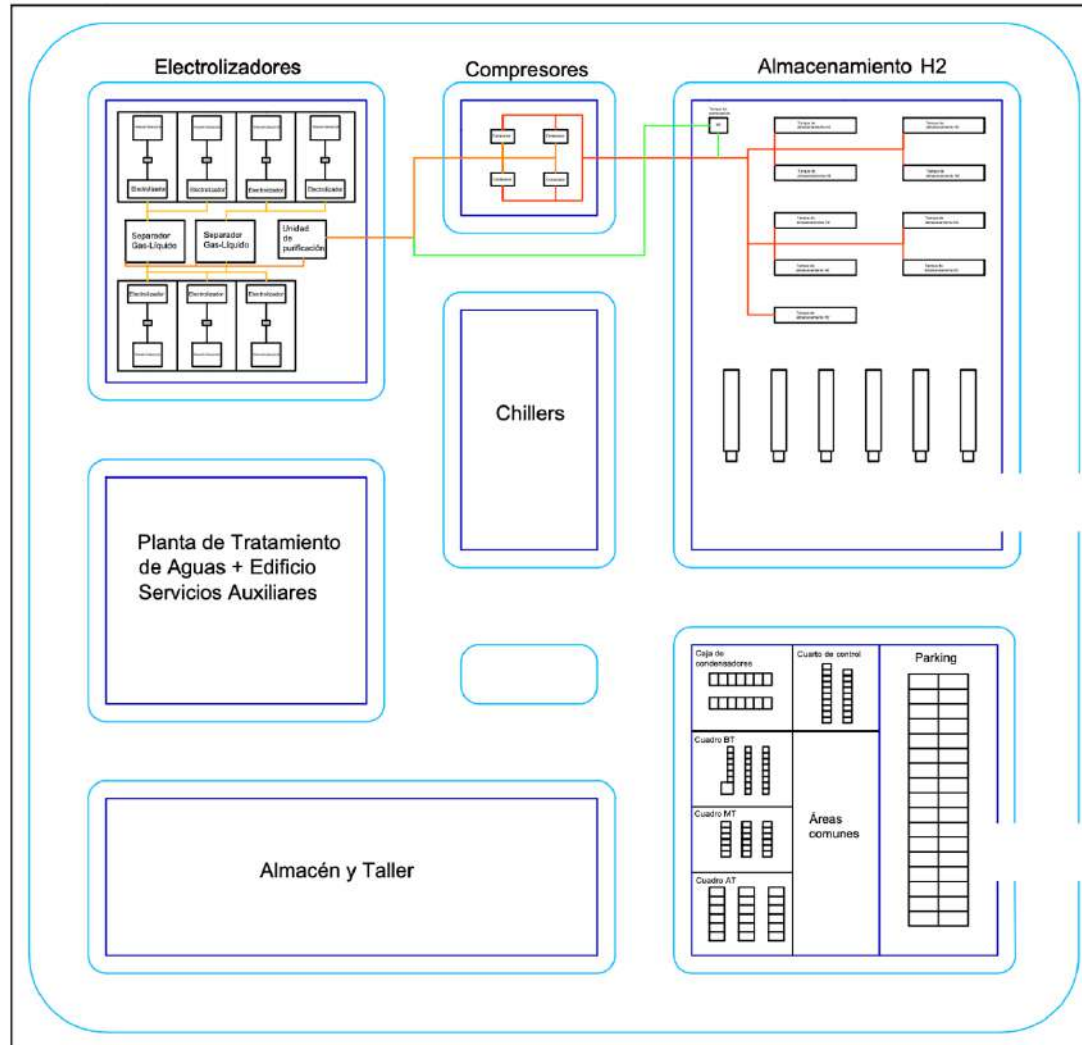


## Plano de la Planta

En esta sección, se presentarán dos planos que ofrecen una visión detallada de la distribución y disposición de los elementos en la planta de producción de hidrógeno.

1. **Plano de la Planta sin Fondo:** Este primer plano proporciona una representación esquemática de la disposición de los diferentes sectores y equipos dentro de la planta. Presenta una vista general básica de la distribución de salas, equipos y áreas clave, sin incluir detalles del entorno. Este plano es útil para comprender la organización interna de la planta y la relación espacial entre sus componentes principales.
2. **Plano de la Planta en la Parcela:** El segundo plano muestra la ubicación de la planta dentro de la parcela donde se encuentra situada. Este plano proporciona una visión más completa de la ubicación física de la planta y su integración con el entorno.

# 1. Plano en planta



## LEYENDA

- Circuito electrolizador - separador de gas y líquido
- Circuito separador de gas y líquido - purificador - compresor
- Circuito compresor - tanque de almacenamiento
- Circuito cerrado de recirculación de hidrógeno
- Vías de circulación
- Límites de áreas de trabajo

## 2. Plano en planta con ortofoto



## Análisis de la Vida Útil

En esta sección se presenta el análisis de vida útil de la planta de hidrógeno verde proyectada en Zamora. El objetivo es evaluar de manera integral todos los costes asociados a lo largo del ciclo de vida de la planta, desde la inversión inicial hasta su desmantelamiento. Se estimarán los costes de inversión, incluyendo los materiales, licencias, permisos e instalación. Además, se analizarán los costes operativos, que comprenden el mantenimiento, la energía y los financieros. Finalmente, se considerarán los costes de desmantelamiento al final de la vida útil de la planta. Este análisis proporcionará una visión completa de los requisitos financieros a lo largo del tiempo y servirá de base para evaluar la viabilidad económica del Proyecto.

### Coste de Materiales y Equipos

El análisis de los costes de materiales y equipos es fundamental para la planificación y desarrollo de la planta. Esta sección desglosa y evalúa los costes iniciales necesarios para adquirir el terreno y los equipos esenciales para el funcionamiento de la planta.

Para una gestión eficiente y una presentación clara de la inversión necesaria en la planta, se ha optado por estructurar los costes de materiales y equipos en cinco categorías principales. Los costes incluidos abarcan el terreno, el equipamiento de proceso y almacenamiento, los sistemas de tratamiento de agua y enfriamiento, los sistemas de control y distribución, y las instalaciones y servicios generales.

#### Terreno

El terreno destinado para la planta de hidrógeno verde se encuentra en el municipio de Villárdiga, Zamora. La parcela total tiene una superficie de 131,000 metros cuadrados (13.1 hectáreas), aunque el área específica que ocupará la planta ha sido estimada en 32,400 metros cuadrados, lo que equivale aproximadamente a 3.24 hectáreas.

Con base en la información recopilada de varias fuentes, el precio promedio por hectárea de terreno en Zamora para uso agrícola o similar se sitúa en un rango entre 3,500 y 13,200 euros, dependiendo del tipo de terreno y su uso específico<sup>61</sup>.

Para este análisis, se utiliza un precio promedio por hectárea para terrenos industriales, que puede ser ligeramente más alto que el terreno agrícola debido a las consideraciones adicionales para usos industriales. Se estima un valor intermedio de 10,000 euros por hectárea, que es razonable considerando la variabilidad y el uso planificado.

Por lo tanto, el coste total del terreno necesario para la planta se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Coste del terreno} = 10,000\text{€/ha} \cdot 3.24 \text{ ha} = 32,400 \text{ €} \quad (26)$$

*Ecuación 26: Coste total del terreno.*

Se obtiene un precio final de 32,400€.

## Equipo de Proceso y Almacenamiento

Esta sección se divide en tres partes principales: la sala de electrolizadores, la sala de compresión y la sala de almacenamiento y transporte. Cada una de estas áreas comprende los componentes fundamentales que constituyen la cadena de producción del hidrógeno verde. A continuación, se detallan los costes asociados a cada una de estas áreas, comenzando por la sala de electrolizadores.

### *Sala de electrolizadores*

- Electrolizador

Según las investigaciones y estimaciones más recientes de PV Magazine, el coste de los electrolizadores alcalinos (AEL) se estima en alrededor de 726 euros por kW para un proyecto de 5MW en el año 2023<sup>62</sup>.

Para la planta de hidrógeno, se requieren un total de siete unidades de electrolizadores, cada una con una capacidad de 5MW. Por tanto, el coste total de los electrolizadores se puede estimar de la siguiente manera:

$$\text{Coste por unidad de electrolizador} = 726\text{€/kW} \cdot 5000 \text{ kW} = 3,630,000\text{€} \quad (27)$$

*Ecuación 27: Coste por unidad de electrolizador.*

---

<sup>61</sup> Ministerio de Agricultura, 2022.

<sup>62</sup> PV Magazine, 2023.



Por tanto, teniendo en cuenta que se disponen de siete unidades en total, el coste estimado es:

$$\text{Coste total de electrolizadores} = 7 \cdot 3,630,000\text{€} = 25,410,000\text{€} \quad (28)$$

*Ecuación 28: Coste total de electrolizadores.*

- Transformador

Cada transformador debe tener la misma capacidad que los electrolizadores, es decir, 5MW. A continuación, se detallan los precios estimados y el coste total para los transformadores necesarios en la planta.

Según la información recopilada, el precio de un transformador de 5MW es de 46,500€ por unidad<sup>63</sup>. Este precio incluye modelos de transformadores diseñados para aplicaciones industriales y de distribución eléctrica. Por tanto:

$$\text{Coste total de transformadores} = 7 \cdot 46,500\text{€} = 325,500\text{€} \quad (29)$$

*Ecuación 29: Coste total de transformadores.*

El coste total estimado para adquirir los siete transformadores de 5MW necesarios para la planta es de 325,500€.

- Rectificador

El rectificador seleccionado para la planta tiene un precio estimado de 200,000€ por unidad, basado en datos de mercado de proveedores reconocidos como ABB y Siemens. Dado que se necesitan 7 unidades de rectificadores, el cálculo del coste total es el siguiente:

$$\text{Coste total de rectificadores} = 7 \cdot 200,000\text{€} = 1,400,000\text{€} \quad (30)$$

*Ecuación 30: Coste total de rectificadores.*

- Separador de gas-líquido

Según el análisis del mercado, el precio promedio de un separador de gas y líquido es de aproximadamente 30,000€ por unidad<sup>64</sup>. Puesto que se requieren dos unidades, el coste total es el siguiente:

$$\text{Coste total de separadores gas – líquido} = 2 \cdot 30,000\text{€} = 60,000\text{€} \quad (31)$$

*Ecuación 31: Coste total de separadores gas-líquido.*

---

<sup>63</sup> JDS Transformers, 2024.

<sup>64</sup> Valuates Report, 2024.

- Purificador

Se ha estimado el precio del purificador de hidrógeno de LONGi Hydrogen. Basado en diversas fuentes de mercado, el precio promedio de un purificador de hidrógeno industrial de alta capacidad oscila entre 50,000 y 100,000€ por unidad. Este rango de precios se debe a la variabilidad en las tecnologías empleadas y la capacidad del equipo.

El precio estimado por unidad se ha establecido en 100,000€. Esta cifra se ha tomado del rango superior debido a que se considera que las tecnologías más avanzadas y eficientes, necesarias para asegurar una pureza del hidrógeno muy alta, tienden a estar en el extremo superior del rango de precios.

Puesto que se requiere únicamente una unidad de purificador, el coste total es de 100,000€.

#### *Sala de compresión*

- Compresores

Para la planta de hidrógeno verde, se han seleccionado compresores de hidrógeno de la marca Hiperbaric. Estos compresores tienen una potencia de 190 kW y una presión de salida de 500 bar, diseñados específicamente para aplicaciones de alta presión en la producción de hidrógeno.

Basado en la información de mercado, se estima que los compresores de hidrógeno industriales tienen un coste promedio de 1,500 a 3,000€ por kW<sup>65</sup>.

Usando un precio promedio de 2,000 euros por kW:

$$\text{Coste compresor por unidad} = 190 \cdot 2,000\text{€} = 380,000\text{€} \quad (32)$$

*Ecuación 32: Coste del compresor por unidad.*

Por tanto, teniendo en cuenta que se disponen de un total de 4 compresores en la planta, el precio total es:

$$\text{Coste total de los compresores} = 4 \cdot 380,000\text{€} = 1,520,000\text{€} \quad (33)$$

*Ecuación 33: Coste total de los compresores.*

- Tanque de recirculación

---

<sup>65</sup> Fraunhofer ISE, 2024.

Se ha estimado el coste del tanque de recirculación utilizando datos del Departamento de Energía de EE. UU. (DOE) y otros estudios relevantes sobre el almacenamiento de hidrógeno.

Según estudios del DOE, los costes proyectados para tanques de almacenamiento de hidrógeno tipo IV a 700 bar son de alrededor de 350 €/kg<sup>66</sup>. Aunque nuestro tanque es de 500 bar, este valor proporciona una base sólida para la estimación.

Teniendo en cuenta que el tanque de recirculación posee una capacidad de 234 kg de almacenaje, se puede estimar su coste total. Por lo tanto:

$$\text{Coste tanque de recirculación} = 234 \text{ kg} \cdot 350\text{€/kg} = 81,900\text{€} \quad (34)$$

*Ecuación 34: Coste del tanque de recirculación.*

#### *Sala de almacenamiento y transporte*

- Tanques de almacenamiento

Para la estimación del precio de estos tanques, se utilizará el mismo criterio aplicado para el tanque de recirculación. Por lo tanto, teniendo en cuenta que la capacidad de los tanques de almacenamiento es de 1244 kg, se obtiene lo siguiente:

$$\text{Coste del tanque de almacenamiento} = 1244 \text{ kg} \cdot 350\text{€/kg} = 435,400\text{€} \quad (35)$$

*Ecuación 35: Coste por unidad del tanque de almacenamiento.*

Con un total de 9 tanques, se obtiene un coste final de:

$$\text{Coste total tanques de almacenamiento} = 9 \cdot 435,400\text{€} = 3,918,600\text{€} \quad (36)$$

*Ecuación 36: Coste total de los tanques de almacenamiento.*

- Camiones

Para la planta de hidrógeno, se necesitan camiones capaces de remolcar tanques de 14 metros de largo y una capacidad de carga de 32,000 kg. Basado en investigaciones y datos de mercado, se estima que el coste promedio de un camión tractora se sitúa entre 90,000€ y 100,000€, mientras que el precio del remolque ronda los 36,000€.

Sumando ambos componentes, el coste total por unidad (camión y remolque) se estima en 136,000€. Sabiendo que la planta cuenta con 6 camiones en total:

---

<sup>66</sup> Departamento de Energía EEUU, 2022.



$$\text{Coste total camiones} = 6 \cdot 136,000\text{€} = 816,000\text{€} \quad (37)$$

*Ecuación 37: Coste total de los camiones.*

## Tratamiento de Agua y Sistemas de Enfriamiento

Este segmento abarca desde la preparación inicial del agua hasta su enfriamiento post-proceso, incluyendo unidades de pretratamiento, ósmosis inversa (RO), sistemas de desionización (EDI), almacenamiento de agua sin tratar, y sistemas de enfriamiento industriales. A continuación, se detallan los costes asociados a cada componente necesario para este proceso esencial.

### *Unidad de Pretratamiento*

El coste de implementar una unidad de pretratamiento para una planta de tratamiento de agua con capacidad de aproximadamente 120,000 galones por día se sitúa típicamente entre 180,000€ y 450,000€. Este rango de precios abarca los diferentes componentes necesarios, como filtros de arena o grava, filtros de carbón activado, suavizadores de agua, y sistemas de coagulación y floculación .

Los filtros y sistemas de filtración para tal capacidad suelen costar entre 45,000€ y 95,000€, mientras que los sistemas químicos de tratamiento, que incluyen la coagulación y floculación, pueden costar de 9,000€ a 40,000€ . Los sistemas de descalcificación, cruciales para eliminar la dureza del agua, pueden requerir una inversión adicional de 18,000€ a 95,000€, dependiendo de su complejidad y especificaciones<sup>67</sup>.

Además de los costes de los equipos, se deben considerar los gastos de instalación, que pueden representar del 15% al 25% del coste total del sistema, y el mantenimiento anual, estimado entre el 10% y el 15% del coste de los equipos. Para este Proyecto específico, se estima que el precio final de la unidad de pretratamiento podría situarse en torno a 320,000€, teniendo en cuenta los factores mencionados y las necesidades específicas del sistema.

### *Unidad de ósmosis inversa (RO)*

Tras investigar el mercado, se ha determinado que los costes de los sistemas de ósmosis inversa (RO) varían significativamente según la capacidad de flujo. Los sistemas sencillos de RO con una capacidad de 5 a 10 galones por minuto (GPM) cuestan menos de 54,600€, mientras que los sistemas grandes de 300 GPM pueden alcanzar entre 1.8 y 3.6 millones de euros. Estos precios reflejan la variabilidad en los

---

<sup>67</sup> SAMCO Technologies, 2024.

componentes necesarios, como membranas de alta calidad, bombas de presión, y sistemas de control avanzados<sup>68</sup>.

Teniendo en cuenta la capacidad de la planta, 120,000 galones por día que equivalen a 84 GPM y las especificaciones técnicas requeridas para asegurar un funcionamiento eficiente, se estima que el coste total de la unidad de ósmosis inversa es de 900,000€.

#### *Sistema de Electrodesionización (EDI)*

Para un sistema de Electrodesionización (EDI) en una planta industrial, el coste puede variar ampliamente según la capacidad y los materiales utilizados. Según varios artículos del sector, se estima que el coste de un sistema EDI industrial para una capacidad de 84 galones por minuto (GPM) es de aproximadamente 750,000€. Este coste considera la necesidad de sistemas de alta calidad que aseguran una durabilidad y eficiencia óptimas, eliminando la necesidad de químicos para la regeneración de resinas<sup>69</sup>.

#### *Tanques de agua sin tratar*

Para satisfacer la capacidad diaria de 120,000 galones por día (gpd) de agua sin tratar, se necesitan tanques de almacenamiento robustos. Los tanques de acero al carbono son ideales debido a su durabilidad y coste accesible. El coste estimado para tanques de esta capacidad oscila entre 200,000 y 500,000 euros. Este coste incluye el tamaño necesario para el almacenamiento y posibles características adicionales, y se opta finalmente por establecer un coste aproximado de 350,000€.

#### *Sistema de Enfriadoras Industriales (Chillers)*

Para una planta de producción de hidrógeno con un sistema de electrólisis de 35 MW, es crucial gestionar eficazmente el calor generado. Aproximadamente el 30-40% de la energía eléctrica utilizada se convierte en calor, resultando en 10.5 MW a 14 MW que necesitan ser disipados.

Según el informe de MarkWide Research, el coste de los chillers industriales varía entre 200,000 y 800,000 euros, dependiendo de la eficiencia energética y el diseño personalizado<sup>70</sup>. Para esta aplicación específica, y considerando la capacidad y las necesidades de personalización, el coste estimado de los chillers para la planta es de aproximadamente 500,000 euros. Esta cifra refleja una inversión en tecnología adecuada para mantener la operación eficiente de la planta.

---

<sup>68</sup> SAMCO Technologies, 2024.

<sup>69</sup> Complete Water Solutions, 2024.

<sup>70</sup> MarkWide Research, 2024.

## Sistemas de Control y Distribución

En una planta de producción de hidrógeno de 3 hectáreas con una potencia de electrólisis de 35 MW, los sistemas de control y distribución son esenciales para un funcionamiento óptimo y seguro. Esta categoría incluye varios componentes clave:

- Sistema de Distribución de Hidrógeno: Encargado de transportar el hidrógeno producido desde los electrolizadores hasta los puntos de almacenamiento.
- Sistema de Tuberías de Agua: Fundamental para el suministro de agua necesaria para los procesos de electrólisis y para sistemas de enfriamiento y seguridad.
- Sistema de Distribución Eléctrica: Asegura la provisión y gestión eficiente de la energía eléctrica necesaria para los procesos de producción y otros requisitos operativos.
- PLC y SCADA: Estos componentes permiten la automatización, supervisión y control de los procesos a través de controladores lógicos programables y sistemas de adquisición de datos y control supervisado, respectivamente.

Dada la complejidad y la envergadura de la operación, el coste estimado para implementar estos sistemas de control y distribución es de 350,000 euros.

## Instalaciones y Servicios Generales

Las instalaciones y servicios generales incluyen diversos sistemas críticos para el soporte y seguridad de la operación:

- Sistema de Protección Contra Incendios (PCI)
- Cuadros de Alta, Media y Baja Tensión (AT, MT, BT)
- Sistema de Alimentación Interrumpida (SAI)
- Sistema de Alumbrado y Alumbrado de Emergencia
- HVAC (Heating, Ventilation, and Air Conditioning)

Dado el alcance y la importancia de estos sistemas, el coste estimado para establecer y mantener estas infraestructuras en una planta de este tamaño se estima en 500,000€.

A continuación se muestra la tabla que contiene el desglose detallado de los costes asociados a cada sector de la planta de producción de hidrógeno. Esta tabla proporciona una visión clara del precio por unidad y el coste total para los distintos equipos y sistemas requeridos en la instalación.

Sector	Equipo	Uds	Precio por ud	Precio total
Sala de electrolizadores	Electrolizador	7	3,630,000 €	25,410,000 €
	Transformador	7	46,500 €	325,500 €
	Rectificador	7	200,000 €	1,400,000 €
	Separador de gas-líquido	2	30,000 €	60,000 €
	Purificador	1	100,000 €	100,000 €
Sala de compresión	Compresor	4	380,000 €	1,520,000 €
	Tanque de recirculación	1	81,900 €	81,900 €
Sala de almacenamiento y transporte	Tanque de almacenamiento	9	435,400 €	3,918,600 €
	Camiones	6	136,000 €	816,000 €
Planta de Tratamiento de Agua	Unidad de pretratamiento	1	320,000 €	320,000 €
	Unidad de ósmosis inversa (RO)	1	900,000 €	900,000 €
	Sistema de Electrodesionización (EDI)	1	750,000 €	750,000 €
	Tanques de agua sin tratar	1	350,000 €	350,000 €
Chillers	Sistema de Enfriadoras Industriales	1	500,000 €	500,000 €
Sistemas de Control y Distribución		1	350,000 €	350,000 €
Instalaciones y Servicios Generales		1	500,000 €	500,000 €
			<b>TOTAL</b>	<b>37,302,000 €</b>

Tabla 15: Desglose de Costes de Equipos para la Planta de Producción de Hidrógeno. Fuente: Elaboración propia, 2024.

## Coste de Instalación y Construcción

En esta sección se estimarán los costes asociados a la construcción e instalación de la planta. La evaluación se divide en dos áreas principales: la construcción de la

infraestructura física necesaria para albergar las operaciones y la instalación de todos los equipos y sistemas requeridos para la producción del hidrógeno.

### **Construcción de la infraestructura de la planta**

Basándose en datos recientes, el coste promedio de construcción por metro cuadrado para naves industriales en España varía según el tipo de estructura. Para estructuras de hormigón, el rango es entre 250 y 450 euros por metro cuadrado, mientras que para estructuras metálicas el rango es entre 200 y 350 euros por metro cuadrado<sup>71</sup>. Para este cálculo, se utilizará un valor promedio de 350 euros por metro cuadrado para reflejar una estructura de calidad intermedia que incluye tanto hormigón como componentes metálicos. El cálculo es el siguiente:

$$\text{Coste de construcción} = 350\text{€/m}^2 \cdot 32,400 \text{ m}^2 = 11,340,000\text{€} \quad (38)$$

*Ecuación 38: Coste de construcción.*

El precio final es de 11,340,000€.

### **Instalación de Equipos y Sistemas**

La instalación de equipos y sistemas en la planta implica el montaje, conexión, y puesta en marcha de todos los elementos necesarios para su funcionamiento. El coste de instalación de los equipos y sistemas es una parte fundamental de la inversión total. Este coste se calcula comúnmente como un porcentaje del coste total de los equipos, generalmente entre el 10% y el 20%.

Dado que el coste total de los equipos para la planta de producción de hidrógeno es de 37,302,000€, se puede estimar un coste de instalación. Para este Proyecto, considerando las exigencias técnicas y la complejidad de la instalación de sistemas avanzados, se propone un 15% como un equilibrio adecuado.

Por lo tanto, el coste estimado de instalación se cifra en 5,595,300€. Este valor asegura la adecuada instalación y puesta en marcha de todos los componentes, manteniendo un balance entre eficiencia coste-efectividad.

## **Coste de Mantenimiento**

El coste de mantenimiento en una planta de producción de hidrógeno se refiere a los gastos asociados con la conservación, reparación y operación eficiente de todos los equipos e infraestructuras de la instalación. Este coste incluye actividades

---

<sup>71</sup> PlanRadar, 2023.

preventivas y correctivas necesarias para asegurar que la planta funcione de manera óptima, minimizando el tiempo de inactividad y maximizando la vida útil de los activos.

El mantenimiento de la planta debe realizarse de forma periódica, siendo el mantenimiento anual una práctica estándar para garantizar la operatividad continua. Estas actividades de mantenimiento incluyen inspecciones regulares, ajustes, limpieza, y sustitución de piezas desgastadas. Además, el mantenimiento anual permite identificar problemas potenciales antes de que se conviertan en fallos mayores, lo que puede ahorrar costes a largo plazo.

Se espera que la vida útil de la planta de producción de hidrógeno sea alrededor de los 25 años, siempre y cuando se mantenga un régimen de mantenimiento adecuado<sup>72</sup>. Este periodo de vida útil asegura que la inversión inicial en equipos e infraestructura se amortice con el tiempo, proporcionando un retorno sostenible. Un enfoque proactivo hacia el mantenimiento no solo extiende la vida útil de la planta, sino que también mejora la eficiencia operativa y reduce el riesgo de paradas no planificadas, asegurando que la planta continúe operando a su capacidad máxima durante todo su ciclo de vida.

Para mantener la eficiencia y operatividad de la planta, es esencial planificar el reemplazo de varios componentes clave cuyas vidas útiles son más cortas que el periodo operativo de la planta. A continuación se detallan los equipos que requerirán reemplazo:

- Electrolizadores: Generalmente necesitan ser reemplazados o renovados después de 10-20 años.
- Purificadores: Tienen una vida útil de 10-15 años y también requerirán reemplazo durante la vida de la planta.
- Camiones de Transporte: Con una vida útil de 10-15 años, necesitarán ser sustituidos al menos una vez, dependiendo del uso y mantenimiento.
- Membranas de Ósmosis Inversa (RO): Las membranas dentro de estas unidades generalmente requieren reemplazo cada 5-10 años, aunque el equipo periférico puede durar más tiempo.

A continuación, se presenta un cronograma de reemplazo estimado para estos equipos, que optimiza su vida útil y minimiza la frecuencia de intervenciones:

---

<sup>72</sup> Enagás, 2024.

Año de reemplazo	5	10	15	20
Electrolizadores				X
Purificadores			X	
Camiones de Transporte			X	
Membranas de Ósmosis Inversa (RO)	X	X	X	X

Tabla 16: Cronograma de Reemplazo de Equipos Críticos en la Planta. Fuente: Elaboración propia, 2024.

La tabla muestra claramente el plan de reemplazo de los equipos clave de la planta, asegurando su operatividad continua. Ahora, se procederá a calcular los costes asociados al reemplazo de estos equipos, considerando factores como la inflación. Para ello, se hará uso de la siguiente fórmula:

$$\text{Coste futuro} = \text{Coste actual} \cdot (1 + r)^N \quad (39)$$

Ecuación 39: Fórmula del interés compuesto.

Donde:

- Coste futuro es el precio del electrolizador en N años.
- Coste actual es el precio del electrolizador hoy.
- r es la tasa de inflación anual promedio o el índice de aumento de precios esperado para ese tipo de equipo.
- N es el número de años en el futuro para el cual se está haciendo la estimación.

Para calcular el coste futuro de los equipos, se ha decidido utilizar una tasa de inflación anual del 3% como valor de r. Este valor ha sido seleccionado en base a la tasa de inflación promedio reciente en España, la cual ha mostrado una tendencia en torno al 2.8% al 3.5% en los últimos años<sup>73</sup>.

Al calcular el precio futuro de los electrolizadores en base únicamente a la inflación, se obtiene una cifra significativamente más alta que los precios actuales. Sin embargo, esta metodología no tiene en cuenta la tendencia esperada de reducción de costes en esta tecnología debido a varios factores como las economías de escala, la innovación tecnológica, y las políticas gubernamentales favorables. Estos factores están contribuyendo a una disminución en los precios de los electrolizadores, lo que significa que una proyección basada solo en la inflación podría resultar en estimaciones irreales y exageradamente altas.

<sup>73</sup> RateInflation, 2024.

Las tendencias actuales sugieren que los precios de los electrolizadores, especialmente aquellos utilizados en la producción de hidrógeno verde, experimentarán una reducción significativa en los próximos años. Según un análisis de BloombergNEF, se espera que los costes de capital de los electrolizadores puedan disminuir en aproximadamente un 30% para 2025<sup>74</sup>.

Para hacer una estimación más precisa, es recomendable ajustar la proyección inflacionaria con un descuento que refleje la maduración de la tecnología. En este caso, se estima que el coste de estos electrolizadores podría reducirse aproximadamente entre un 3% y 5% por año en promedio hasta 2030.

La siguiente tabla muestra los costes proyectados para el reemplazo de los equipos clave de la planta, ajustados al valor esperado en los años correspondientes.

Año de reemplazo	5	10	15	20
Electrolizadores				17,296,697.01 €
Purificadores			134,586.83 €	
Camiones de Transporte			1,098,228.56 €	
Membranas de Ósmosis Inversa (RO)	11,040.81 €	12,189.94 €	13,458.68 €	14,859.47 €

Tabla 17: Costes Proyectados de Reemplazo de Equipos Clave por Año. Fuente: Elaboración propia, 2024.

Por otro lado, para estimar un coste de mantenimiento anual para la planta de producción de hidrógeno, excluyendo los reemplazos de equipos, es importante considerar los gastos asociados al mantenimiento rutinario, la inspección, la limpieza, la calibración, y las pequeñas reparaciones de los sistemas que componen la planta. Estos costes suelen ser calculados como un porcentaje del coste total de los equipos o del coste de capital inicial.

El coste de mantenimiento anual en plantas industriales generalmente oscila entre el 1% y el 3% del coste total de los equipos. Dado el contexto de la planta de hidrógeno y la necesidad de mantener equipos de alta tecnología, es prudente utilizar un porcentaje de un 2%. Entonces, sabiendo que el coste total de los equipos equivale a 37,302,000€, se puede estimar el coste anual de mantenimiento:

$$\text{Coste anual de mantenimiento} = 37,302,000\text{€} \cdot 2\% = 746,040\text{€} \quad (40)$$

*Ecuación 40: Cálculo del coste anual de mantenimiento.*

Para facilitar la planificación financiera y el cálculo del coste de mantenimiento anual, se ha decidido periodificar los gastos de reemplazo de equipos a lo largo de la

<sup>74</sup> PV Magazine, 2024.



vida útil de la planta. Este enfoque permite distribuir de manera equitativa estos costes, evitando grandes desembolsos en los años en que se realicen los reemplazos y proporcionando una visión más clara del presupuesto anual.

La periodificación se llevará a cabo amortizando el coste total estimado de los reemplazos de equipos durante los 25 años de vida útil proyectada de la planta. Este gasto anualizado se sumará al coste regular de mantenimiento para obtener un coste total de mantenimiento que incluya tanto el mantenimiento operativo como los reemplazos necesarios.

Como resultado, se obtiene que el coste anual total estimado de mantenimiento, incluyendo los reemplazos de equipos, asciende a aproximadamente 1,482,260.48 €. Este valor proporciona una cifra representativa del gasto anual que debe planificarse para garantizar la continuidad operativa y la sostenibilidad de la planta a largo plazo.

Seguidamente, es fundamental calcular el valor presente de estos pagos futuros para reflejar su valor real en términos actuales. Esto se logra utilizando la fórmula del valor presente para una serie de pagos recurrentes, ajustando el coste futuro a través de una tasa de descuento adecuada. Este cálculo nos permitirá conocer cuánto se necesita hoy para cubrir todos los gastos de mantenimiento a lo largo del tiempo. La fórmula es la siguiente:

$$\text{Valor presente} = \frac{A}{r} \cdot [1 - (1 + r)^{-N}] \quad (41)$$

*Ecuación 41: Fórmula del valor presente de una anualidad*

Donde:

- A es el coste anual de mantenimiento, que en este caso es 1,482,260 €.
- r es la tasa de descuento (o tasa de inflación ajustada), que podría ser el 3% en este caso, es decir, 0.03.
- n es el número de años en los que se realiza el gasto, en este caso 25 años.

Por tanto:

$$\begin{aligned} &\text{Valor presente del coste de mantenimiento} \\ &= \frac{1,482,260}{0.03} \cdot [1 - (1 + 0.03)^{-25}] = 25,810,820 \text{ €}. \end{aligned} \quad (42)$$

*Ecuación 42: Cálculo del valor presente del coste de mantenimiento.*

El coste total del mantenimiento anual durante 25 años, asciende a 25,810,820 €.

## Coste de Desmantelamiento

El coste de desmantelamiento de una planta industrial, como una planta de producción de hidrógeno, incluye varios factores clave como la demolición de infraestructuras, la descontaminación del sitio, la gestión de residuos y el restablecimiento del terreno a su estado original o a un estado seguro para futuros usos. Este coste puede variar significativamente dependiendo del tamaño de la planta, la complejidad de los equipos, la ubicación, y las normativas locales de medio ambiente y seguridad.

A continuación, se presentan los principales factores a tener en cuenta en la estimación del coste de desmantelamiento de una planta industrial:

- **Demolición de Estructuras:** Este componente incluye la demolición de las instalaciones físicas como naves industriales, tanques, tuberías, y otros elementos estructurales. El coste de esta operación puede variar significativamente dependiendo del volumen de materiales, la complejidad de las estructuras (por ejemplo, la altura de los edificios), y los métodos de demolición empleados.
- **Descontaminación del Sitio:** Las plantas de producción de hidrógeno, especialmente aquellas que manejan sustancias químicas, pueden requerir procesos de descontaminación específicos. Esta fase es necesaria para asegurar que el sitio quede libre de cualquier contaminante peligroso.
- **Gestión de Residuos:** La demolición de una planta genera una cantidad considerable de residuos. Estos residuos deben ser gestionados de acuerdo con las normativas ambientales locales.
- **Restablecimiento del Terreno:** Una vez completada la demolición y descontaminación, el terreno debe ser restaurado a su estado original o preparado para nuevos usos.

El coste de desmantelamiento de una planta industrial generalmente se estima como un porcentaje del coste total de construcción, que suele oscilar entre el 5% y el 15%. Dado que el coste de construcción de la nave ha sido de 11,340,000 €, el coste de construcción de la nave, estaría entre 567,000 € y 1,701,000 €. Considerando el rango estimado, podemos seleccionar un valor intermedio para reflejar una estimación realista. Un valor razonable dentro de este rango podría ser 1,134,000 €, que representa el 10% del coste de construcción de la nave. El coste estimado para el desmantelamiento de la planta, ajustado por una inflación del 3% durante 25 años, sería aproximadamente 2,374,344 €.

## Coste del Agua

La concesión de agua es un recurso clave para la operación de una planta industrial, y en muchos casos, está sujeta a una tarifa establecida por las autoridades hídricas locales. Este coste puede variar según la región y depende de la cantidad de agua solicitada en la concesión, así como del uso específico que se le dará al recurso. En el contexto de este Proyecto de producción de hidrógeno, es importante considerar el coste asociado a la concesión de agua, ya que este influye directamente en los gastos operativos anuales de la planta.

La planta requiere un volumen anual de 41,225 m<sup>3</sup> de agua. Según las tarifas típicas en España, que pueden oscilar entre 0.01 € y 0.10 € por metro cúbico, se puede calcular el coste anual estimado de esta concesión. Si tomamos un valor promedio de 0.05 € por m<sup>3</sup> para realizar una estimación conservadora, el coste anual sería:

$$\text{Coste de la concesión} = 0.05\text{€/año} \cdot 41,225 \text{ m}^3 = 2,061.25 \text{ €/año} \quad (43)$$

*Ecuación 43: Coste de la concesión de agua..*

El valor presente del coste de la concesión de agua, calculado a una tasa de descuento del 5% durante un periodo de 25 años, es aproximadamente 29,051.14 €.

## Coste del Transporte

El coste de transporte diario del hidrógeno es un factor crucial para determinar la viabilidad económica del Proyecto. Dado que se utilizarán 6 camiones para realizar un recorrido de 484 km (ida y vuelta) diariamente, el coste por camión se estima en 726 € al día. Este cálculo se basa en un coste promedio de 1.5 €/km, que incluye combustible, mantenimiento, peajes y salarios del conductor. Por lo tanto, el coste total diario para los 6 camiones asciende a 4,356 €.

En términos anuales, considerando que el transporte se realiza todos los días del año, el coste total de transporte se calcula en aproximadamente 1,589,940 €. Este valor refleja la inversión necesaria para garantizar el transporte continuo y eficiente del hidrógeno desde la planta hasta su destino, teniendo en cuenta las distancias involucradas y los costes operativos de los vehículos.

## Coste Laboral

Dado que la planta de producción de hidrógeno está ubicada en la zona de Villárdiga, en Zamora, y que el personal estará compuesto principalmente por operadores y personal administrativo, se ha ajustado el salario medio a un nivel más acorde con las condiciones locales. En estas áreas, los salarios tienden a ser más bajos que en regiones urbanas o industriales más desarrolladas. Por ello, se estima que el salario bruto anual para estos roles oscilará entre 25,000 € y 30,000 €, con un promedio de 27,500 € anuales.

Teniendo en cuenta un número total de 40 empleados y aplicando un incremento del 30% para cubrir las contribuciones a la seguridad social y otros costes laborales indirectos, el coste total anual de personal se calcula en aproximadamente 1,430,000 €. Este valor incluye tanto los salarios brutos como los costes adicionales asociados, proporcionando una estimación realista del gasto en recursos humanos para la planta en esta ubicación específica.

## Coste Energético

El coste energético es uno de los componentes más críticos en la operación continua de una planta de producción de hidrógeno. Este coste se origina de la necesidad de alimentar los distintos procesos auxiliares y principales de la planta durante todo el año. La planta en cuestión opera con una combinación de fuentes de energía: durante el día, la energía proviene de una planta solar dedicada, mientras que durante la noche, cuando la energía solar no está disponible, la planta recurre a la red eléctrica. Este enfoque permite que la planta funcione al mínimo durante las horas nocturnas, evitando la necesidad de arrancar y detener la planta diariamente. Esta potencia mínima de funcionamiento se denomina potencia auxiliar.

En Zamora, España, se registran aproximadamente 2,858 horas de radiación solar útil al año, lo que significa que durante estas horas, la planta solar asociada al Proyecto puede operar a plena capacidad de 35 MW<sup>75</sup>. Durante este tiempo, la planta aprovecha al máximo la energía solar para alimentar sus operaciones, lo que se traduce en un coste energético favorable de 38.5 €/MWh acordado en un Power Purchase Agreement (PPA) con Iberdrola.

---

<sup>75</sup> Powen, 2024.

Sin embargo, durante las 5,902 horas restantes del año, cuando no hay suficiente radiación solar, la planta debe recurrir a la red eléctrica para mantener sus operaciones. Durante estas horas, la planta opera con una potencia auxiliar de 6.5 MW, lo que implica un coste energético más elevado de 90 €/MWh<sup>76</sup>.

- Coste durante el día: La planta utiliza la energía solar durante 2,858 horas al año a un precio de 38.5 €/MWh, lo que resulta en un coste anual de 3,851,155 €.
- Coste durante la noche: La planta depende de la red eléctrica durante 5,902 horas al año a un precio de 90 €/MWh, lo que suma un coste de 3,452,670 €.

Sumando ambos costes, el coste energético total anual de la planta asciende a 7,303,825 €. El valor presente de los costes energéticos anuales durante 25 años, calculado con una tasa de descuento del 5%, es aproximadamente 102,939,705 €. Este alto valor indica que el coste energético es una parte muy significativa del coste total de operación de la planta a lo largo del tiempo, lo cual es consistente con el hecho de que la energía es un insumo crítico y caro para este tipo de instalaciones.

## Costes Financieros

Los costes financieros son aquellos gastos asociados con el financiamiento de un proyecto y pueden incluir los intereses pagados sobre la deuda y los costes de emisión de dicha deuda. Estos costes son fundamentales en la planificación financiera de un proyecto, ya que influyen directamente en la rentabilidad y sostenibilidad del mismo. La correcta gestión de estos costes permite optimizar el uso de recursos y maximizar el retorno sobre la inversión.

Para el financiamiento de este Proyecto, se ha optado por una estructura de financiamiento que incluye un 60% de deuda y un 40% de capital propio. Esta estrategia se considera la más adecuada por varios motivos. En primer lugar, proporciona un equilibrio entre el uso de recursos externos e internos, reduciendo la presión financiera sobre la empresa y manteniendo un nivel de apalancamiento moderado. Al utilizar una combinación de deuda y capital propio, se minimiza el riesgo de sobreendeudamiento, lo que podría comprometer la viabilidad financiera del Proyecto en el largo plazo.

- Deuda (60%): La decisión de financiar el 60% del Proyecto mediante deuda se basa en la posibilidad de acceder a tasas de interés relativamente bajas, especialmente si

---

<sup>76</sup> Omie, 2024.

el Proyecto ofrece garantías sólidas. La deuda permite obtener capital a un coste menor comparado con el capital propio, ya que los intereses son deducibles de impuestos. Para este Proyecto, con una deuda del 60% sobre un coste total de 54 millones de euros, la cantidad financiada con deuda es de 32.4 millones de euros. A una tasa de interés del 5%, los intereses anuales ascienden a 1.75 millones de euros. Este coste se incurrirá anualmente durante el periodo de financiamiento de la deuda, que se ha estimado en 15 años.

- **Capital Propio (40%):** El 40% restante del Proyecto se financiará con capital propio. Aunque el coste de capital propio es generalmente más alto que el de la deuda, su uso proporciona una mayor estabilidad financiera y reduce el riesgo de insolvencia. Para este Proyecto se decide optar por un coste de oportunidad nulo.

Para calcular el valor presente de las anualidades de los costes financieros, se ajustan los pagos futuros al valor actual del dinero. Con una tasa de descuento del 5%, el valor presente de los intereses sobre la deuda es de aproximadamente 18,744,280 € para un periodo de 15 años.

## Análisis Económico

En esta última sección del Proyecto se procederá a realizar un análisis económico que evaluará los aspectos financieros clave para determinar la viabilidad y sostenibilidad del Proyecto de producción de hidrógeno. Este análisis incluirá:

- Presupuesto: Estimación detallada de los costes iniciales y operativos, incluyendo materiales, construcción, instalación, mantenimiento, energía, y transporte.
- Rentabilidad: Evaluación de si los ingresos generados cubrirán los costes y proporcionarán beneficios a lo largo del tiempo.
- Levelized Cost of Energy (LCOE): Cálculo del coste nivelado de la energía.
- Análisis de Sensibilidad: Estudio de cómo las variaciones en variables clave, como costes y precios, afectan la rentabilidad y viabilidad del Proyecto.

### Presupuesto

El presupuesto es una herramienta financiera fundamental que permite planificar, organizar y controlar los recursos económicos de un Proyecto. En el contexto de una planta industrial, como es el caso de una planta de producción de hidrógeno, el presupuesto cumple varias funciones clave, como proporcionar una guía financiera para las operaciones de la planta, establecer límites de gasto para mantener el control de los costes, anticipar necesidades de financiación y planificar la gestión de los flujos de caja. Además, permite evaluar la rentabilidad del Proyecto mediante la comparación de los costes y los ingresos previstos.

El presupuesto presentado abarca los costes asociados a la fase inicial de construcción, instalación y los primeros años de operación de una planta. Se incluyen los gastos en materiales y equipos, construcción, mantenimiento anual, concesión de agua, transporte de hidrógeno, coste laboral, energético y financiero.

Por otro lado, se excluyen los costes que se incurrirán en el futuro, como el reemplazo de equipos, desmantelamiento de la planta al final de su vida útil, y aumentos futuros en los costes de mantenimiento. Este enfoque busca asegurar una gestión financiera eficiente durante las fases críticas del Proyecto.

Aquí se presenta un desglose detallado de los costes fijos y anuales proyectados para el Proyecto, junto con el coste total estimado para el primer año de operación.

<b>Costes fijos</b>	
Materiales	37,302,000 €
Construcción	11,340,000 €
Instalación	5,595,300 €
<b>Total Costes Fijos</b>	<b>54,237,300 €</b>
<b>Costes anuales</b>	
Transporte	1,589,940 €
Personal	1,430,000 €
Mantenimiento	1,482,260€
Agua	2,061 €
Coste Energético	7,303,825 €
Coste Financiero	1,750,000 €
<b>Total Coste Anual</b>	<b>13,558,087 €</b>
<b>Total Costes Primer Año</b>	<b>67,795,387 €</b>

Tabla 18: Desglose de Costes Fijos y Anuales del Para el Primer Año. Fuente: Elaboración propia, 2024.

La tabla proporciona un análisis detallado de los costes asociados al Proyecto, distinguiendo entre costes fijos y anuales. Los costes fijos, que incluyen la adquisición de materiales, construcción e instalación, suman 54,237,300€, reflejando la inversión inicial necesaria para establecer la planta.

Por otra parte, los costes anuales, que abarcan transporte, personal, mantenimiento, agua, energía y costes financieros, ascienden a 13,558,087€. Estos representan el gasto necesario para mantener la operación continua de la planta. Nótese que estos gastos son variables y que se ha realizado una simple estimación de su valor. En total, el coste del primer año de operación se estima en 67,795,387€, integrando tanto los costes fijos como los anuales.

Asimismo, también se ha estimado el coste total del Proyecto desde su construcción hasta el fin de su vida útil, incluyendo el desmantelamiento. Este cálculo abarca no solo los costes del primer año, sino también la suma de todos los costes recurrentes anuales de agua, transporte, personal, energía y financieros a lo largo de los 25 años de operación de la planta. Esta estimación ofrece una visión completa del impacto financiero del Proyecto a largo plazo, asegurando que se consideren todos los gastos necesarios para mantener la operatividad y la sostenibilidad del Proyecto hasta su desmantelamiento.



<b>Costes fijos</b>	
<b>Total Costes Fijos</b>	54,237,300 €
<b>Costes anuales totales</b>	
Transporte	22,408,526 €
Personal	20,154,341 €
Mantenimiento	25,810,820 €
Agua	29,051.14
Coste Energético	102,939,705 €
Coste Financiero	18,744,280
<b>Total Costes Anuales</b>	190,086,723 €
<b>Coste de desmantelamiento</b>	2,374,344 €
<b>Coste total del proyecto</b>	246,698,367 €

Tabla 19: Desglose Completo de Costes del Proyecto a lo Largo de su Ciclo de Vida. Fuente: Elaboración propia, 2024.

La tabla muestra un desglose detallado de los costes asociados al Proyecto desde su inicio hasta el desmantelamiento, sumando un total de 246,698,367€. El coste energético es la partida más significativa dentro de los costes anuales, destacando su impacto en el presupuesto global del Proyecto.

## Rentabilidad

La rentabilidad de un proyecto es un indicador fundamental que permite evaluar su viabilidad financiera y determinar si los beneficios esperados superarán a los costes incurridos a lo largo del tiempo. En el contexto de la inversión en la construcción y operación de una planta, analizar la rentabilidad no solo implica medir los retornos económicos directos, sino también entender cómo se recupera la inversión inicial y qué tan eficiente es el proyecto en generar valor a largo plazo.

Para obtener una visión integral de la rentabilidad del Proyecto, se llevarán a cabo varios cálculos clave:

- **Valor Actual Neto (VAN):** El VAN permite estimar el valor presente de los flujos de caja futuros generados por el Proyecto, descontados a una tasa de interés específica. Un VAN positivo indica que el Proyecto es rentable.
- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** La TIR es la tasa de descuento que iguala el VAN a cero, representando la rentabilidad esperada del Proyecto. Si la TIR es superior al coste del capital, el Proyecto es considerado viable.

- **Plazo de Recuperación de la Inversión (Payback Period):** Este cálculo determina el tiempo necesario para que los flujos de caja acumulados igualen la inversión inicial, proporcionando una medida de la rapidez con la que se recupera el capital invertido.

El precio del hidrógeno verde se sitúa actualmente entre 5€ y 9€ por kilogramo, lo que lo hace menos competitivo frente al hidrógeno gris, cuyo precio ronda los 2€ por kilogramo<sup>77</sup>. Para garantizar la viabilidad del Proyecto, es fundamental que el flujo de caja sea positivo cada año. Dado que los costes anuales de operación ascienden a 13,558,087€ y la producción anual es de 1,649 toneladas de hidrógeno, el precio mínimo de venta debe ser de 8,22€ por kilogramo.

En este contexto, se ha decidido fijar un precio de 9€ por kilogramo para el grupo Fertiberia. Además, se establecerá un coste fijo adicional de 300€ por tonelada transportada, lo que incrementará los ingresos sin comprometer la competitividad del producto. Esto asegura que los costes de transporte sean cubiertos, al tiempo que se genera un margen adicional de beneficio que será necesario para poder amortizar la inversión inicial.

Por tanto, para calcular los beneficios anuales del Proyecto, consideremos los siguientes datos:

- **Producción anual:** 1,649 toneladas de hidrógeno.
- **Precio de venta por kilogramo:** 9 euros/kg.
- **Coste adicional por transporte:** 300 euros por tonelada.

Para calcular los ingresos por la venta de hidrógeno, multiplicamos la cantidad producida anualmente, que es 1,649 toneladas, por el precio de venta de 9€ por kilogramo. Dado que cada tonelada equivale a 1,000 kilogramos, los ingresos resultantes ascienden a 14,841,000€.

$$\text{Ingresos por hidrógeno} = 9\text{€/kg} \cdot 1,649,000\text{kg} = 14,841,000\text{€/año} \quad (44)$$

*Ecuación 44: Cálculo de los ingresos por venta de hidrógeno.*

Además, se suman los ingresos adicionales obtenidos por el transporte del hidrógeno. En este caso, se cobra un extra de 300€ por cada tonelada transportada, lo que al multiplicarse por las 1,649 toneladas transportadas genera 494,700€ adicionales.

---

<sup>77</sup> Iberdrola, 2024.

$$\text{Ingresos por transporte} = 300\text{€/ton} \cdot 1,649 \text{ ton} = 494,700\text{€/año} \quad (45)$$

*Ecuación 45: Cálculo de los ingresos por transporte de hidrógeno.*

Sumando ambos conceptos, los ingresos totales anuales del Proyecto alcanzan los 15,335,700 euros.

## Valor Actual Neto del Proyecto

Para comenzar con el análisis de la rentabilidad del Proyecto, se procederá en primer lugar a calcular el Valor Actual Neto (VAN). El VAN es un indicador fundamental que permite determinar el valor presente de los flujos de caja futuros que generará el Proyecto, descontados a una tasa de descuento predefinida. Este cálculo es crucial porque nos proporciona una medida clara de si el Proyecto, considerando el coste del capital y el tiempo, agregará valor a la empresa.

Al calcular el VAN, podemos evaluar si los ingresos futuros superarán los costes iniciales y operativos, ajustados por el valor temporal del dinero. Un VAN positivo indicará que el Proyecto es financieramente viable y que debería generar más valor de lo que cuesta, mientras que un VAN negativo sugeriría lo contrario. Este análisis es esencial para tomar decisiones informadas sobre la inversión en el Proyecto y precede al cálculo de otros indicadores clave como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Retorno de Inversión (ROI).

La fórmula del VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum \left( \frac{F_t}{(1+r)^t} \right) - \text{Inversión inicial} \quad (46)$$

*Ecuación 46: Fórmula del cálculo del Valor Actual Neto.*

Donde:

- $F_t$  representa el flujo de caja neto en el año  $t$ .
- $r$  es la tasa de descuento que se aplica para traer esos flujos de caja al valor presente.
- $t$  es el periodo de tiempo (en años) en que ocurre cada flujo de caja.
- Inversión Inicial es el coste inicial del Proyecto que se debe recuperar con los flujos de caja futuros.

Sabiendo que:

- $F_t = 15,335,700\text{€} - 14,841,000\text{€} = 1,777,613\text{€}$
- $r = 3\%$  o  $0.03$

- $t = 25$  años
- Inversión Inicial = 54,237,300€

Se obtiene un VAN de valor -23,283,458€.

Un VAN negativo, como el que se ha calculado en este caso (-23,283,458€), indica que el Proyecto no es rentable. Específicamente, significa que los flujos de caja generados por el Proyecto, descontados al valor presente con una tasa del 3% durante 25 años, no son suficientes para recuperar la inversión inicial de 54,237,300€. De hecho, hay una pérdida de valor presente de 23,283,458€.

Basado en este análisis, se debería reconsiderar la inversión en este Proyecto, ya que el mismo generaría una disminución en el valor económico.

## Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es un indicador financiero que mide la rentabilidad esperada de una inversión. Se define como la tasa de descuento que iguala a cero el Valor Actual Neto (VAN) de los flujos de caja proyectados de un proyecto. En esencia, la TIR representa el rendimiento promedio anual que un proyecto genera sobre su inversión inicial, y es utilizada para evaluar si un proyecto es financieramente viable.

La TIR es crucial para la toma de decisiones de inversión, ya que permite comparar la rentabilidad de diferentes proyectos. Un proyecto se considera atractivo si su TIR es superior al coste de capital o a la tasa mínima de rendimiento requerida. Por lo tanto, la TIR no solo ayuda a determinar la viabilidad de un proyecto, sino que también facilita la selección de inversiones en un entorno de múltiples opciones.

Para calcular la Tasa Interna de Retorno (TIR) es necesario estimar los flujos de caja futuros que un proyecto generará, así como la inversión inicial requerida. La TIR se calcula encontrando la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (VAN) de estos flujos de caja sea igual a cero.

$$VAN = \sum \left( \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} \right) - Inversión\ inicial = 0 \quad (47)$$

*Ecuación 47: Fórmula de la Tasa Interna de Retorno.*

El cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR) tiene un valor de -4%, lo que indica que el Proyecto no solo no genera un retorno suficiente para recuperar la inversión inicial, sino que está perdiendo valor a una tasa anual del 4%. Este resultado sugiere que los flujos de caja proyectados son insuficientes, lo que conlleva una erosión del capital invertido. Como era esperado, el resultado concuerda con el cálculo previo del VAN y se concluye que el Proyecto no es financieramente viable, recomendándose reconsiderar la inversión o explorar alternativas más rentables.

## Período de Recuperación de la Inversión

El Payback Period, o período de recuperación de la inversión, es una medida financiera que indica el tiempo necesario para que una inversión inicial sea recuperada a través de los flujos de caja generados por un proyecto. Este indicador se utiliza ampliamente en la evaluación de proyectos, ya que proporciona una estimación del tiempo que tardará una inversión en "pagar por sí misma". Al ser una métrica simple y fácil de interpretar, el Payback Period es especialmente útil en situaciones donde el tiempo de recuperación del capital es una prioridad, aunque no considera factores como el valor temporal del dinero o los flujos de caja más allá del punto de recuperación.

Su fórmula es la siguiente:

$$\text{Payback Period} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Flujo de caja anual}} \quad (48)$$

*Ecuación 48: Fórmula del Payback Period.*

Donde:

- La inversión inicial tiene un valor de 54,237,300€
- El flujo de caja anual tiene un valor de 1,777,613€

Finalmente se obtiene un período de recuperación de la inversión de 30 años y medio. Dado que la vida útil de la planta es de solo 25 años, la inversión no se recupera dentro de este período. Esto sugiere otra vez que el Proyecto no es financieramente viable, ya que no logrará generar suficientes flujos de caja para recuperar la inversión inicial durante su vida útil, resultando en una pérdida de capital al final del Proyecto.

## Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)

El Levelized Cost of Hydrogen (LCOH), o Coste Nivelado del Hidrógeno, es una métrica clave en el sector energético que permite calcular el coste promedio de

producción de hidrógeno a lo largo de la vida útil de una instalación, ya sea una planta de electrólisis, reformado de gas natural, u otra tecnología. Este indicador incluye todos los costes asociados, desde la inversión inicial en infraestructura, pasando por los costes de operación, mantenimiento y reemplazo, hasta el precio de los insumos necesarios para la producción.

La principal función del LCOH es proporcionar un valor unificado que permita evaluar la rentabilidad y la competitividad de distintos proyectos de producción de hidrógeno, comparando su coste por kilogramo de hidrógeno producido. El LCOH es fundamental para determinar la viabilidad económica de la producción de hidrógeno en comparación con otras fuentes de energía y para guiar las decisiones de inversión y desarrollo de tecnologías sostenibles.

Para calcular el Coste Nivelado del Hidrógeno (LCOH), es necesario seguir un proceso metódico que considera todos los costes involucrados en la producción de hidrógeno a lo largo de la vida útil de la instalación. El primer paso es calcular el Valor Presente de los Costes (PVC), que incluye el coste de capital inicial, los costes de operación y mantenimiento, así como los costes de reemplazo de componentes. Estos costes se deben descontar al presente utilizando una tasa de descuento apropiada que refleje el coste del capital y el riesgo asociado al Proyecto.

Una vez obtenido el PVC, se procede a calcular el Coste Anualizado del Ciclo de Vida (LCC) dividiendo el valor presente de los costes entre el factor de anualización, que distribuye estos costes uniformemente a lo largo de la vida útil del Proyecto. Este factor tiene en cuenta la tasa de descuento y el número de años de operación de la planta.

Por último, el LCOH se obtiene dividiendo el coste anualizado del ciclo de vida entre la Producción Anual de Hidrógeno prevista. Por lo que:

$$LCOH = \frac{\text{Coste Anualizado del Ciclo de Vida (LCC)}}{\text{Producción Anual de Hidrógeno}} \quad (49)$$

*Ecuación 49: Fórmula del LCOH.*

Donde el Coste Anualizado del Ciclo de Vida (LCC) se calcula a partir del Valor Presente de los Costes (PVC), que incluye:

$$LCC = \frac{\text{Capital} + \left( \frac{\text{Costes de reemplazo}}{(1+r)^{t_{reemplazo}}} \right) + (\text{Costes anuales} \cdot \frac{1 - (1+r)^{-n}}{r})}{\frac{1 - (1+r)^{-n}}{r}} \quad (50)$$

*Ecuación 50: Fórmula del LCC.*

Donde:

- $r$  es la tasa de descuento,
- $n$  es la vida útil del Proyecto,
- $t_{\text{reemplazo}}$  es el año de reemplazo

En el anterior capítulo se han determinado los diferentes componentes de los costes. Los resultados obtenidos son los siguientes:

- Capital Inicial: 54,237,300 €
- Coste de Mantenimiento Anual: 13,556,025 €
- Costes de Reemplazo: 18,581,061 €

Estos valores representan el coste total asociado a la instalación, operación y mantenimiento de la planta a lo largo de su vida útil, permitiendo así proceder al cálculo detallado del LCOH. Entonces, sabiendo que la planta produce 1649 toneladas de hidrógeno, y aplicando los factores correspondientes:

- Capital Inicial: 54,237,300 €
- Valor presente del Coste de Mantenimiento Anual: 236,088,966€
- Costes de Reemplazo: 10,403,519€

$$LCC = \frac{54,237,300\text{€} + 236,088,966\text{€} + 10,403,519\text{€}}{\frac{1 - (1 + 0.03)^{-25}}{0.03}} = 17,286,108\text{€} \quad (51)$$

*Ecuación 51: Cálculo del LCC.*

Por lo que:

$$LCOH = \frac{\text{Coste Anualizado del Ciclo de Vida (LCC)}}{\text{Producción Anual de Hidrógeno}} = \frac{17,286,108\text{€}}{1,649,000\text{kg}} = 10.47\text{€} \quad (52)$$

*Ecuación 52: Cálculo del LCOH.*

El cálculo del Coste Nivelado del Hidrógeno (LCOH) para este Proyecto ha arrojado un valor de 10.75 €/kg, lo cual es superior a los valores actualmente considerados competitivos en el mercado del hidrógeno. En la industria, los proyectos de hidrógeno verde buscan alcanzar un LCOH de entre 2 y 6 €/kg para ser competitivos frente a tecnologías convencionales y alternativas de hidrógeno gris (producido a partir de combustibles fósiles) y azul (producido a partir de gas natural con captura y almacenamiento de carbono), cuyos costes suelen situarse en el rango de 1 a 3 €/kg.

El resultado más elevado de lo esperado en este Proyecto podría deberse a diversas estimaciones realizadas durante el proceso de cálculo, como la inclusión de costes operativos y de mantenimiento relativamente altos, así como posibles

sobreestimaciones en los costes energéticos o financieros. Estos factores, junto con un posible sobrecoste en la inversión inicial, contribuyen a un LCOH menos competitivo.

Este resultado también es coherente con el análisis económico global del Proyecto, que indica que la inversión no es rentable. El Payback Period resultó superior a la vida útil de la planta, y la TIR que se ha obtenido es negativa, lo que refuerza la conclusión de que los costes de producción son elevados y que el Proyecto, en su configuración actual, no generará beneficio. Por lo tanto, aunque un LCOH medianamente alto era previsible, el valor obtenido de 10.75 €/kg subraya la necesidad de reconsiderar ciertos aspectos del Proyecto, explorar posibles optimizaciones en los costes o evaluar alternativas más económicas para mejorar la viabilidad del mismo.

## Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad es una herramienta esencial en la evaluación de proyectos que permite medir cómo las incertidumbres en los parámetros clave afectan los resultados financieros del proyecto, en este caso, el Coste Nivelado del Hidrógeno (LCOH). A través de este análisis, se exploran diferentes escenarios para identificar cuáles variables tienen el mayor impacto en la rentabilidad y viabilidad del Proyecto.

En el presente análisis de sensibilidad, se han considerado las principales variables que podrían influir significativamente en la rentabilidad del Proyecto, incluyendo los costes energéticos, los costes de capital, y la producción anual de hidrógeno. El objetivo es evaluar cómo fluctuaciones razonables en estos parámetros afectan el coste por kilogramo de hidrógeno producido y, en última instancia, la viabilidad económica del Proyecto.

### - Costes Energéticos

Los costes energéticos constituyen uno de los componentes más significativos en la determinación del Coste Nivelado del Hidrógeno (LCOH), especialmente en proyectos que dependen de procesos de electrólisis para la producción de hidrógeno. Dado que la electrólisis requiere un consumo intensivo de electricidad, cualquier fluctuación en el coste de la energía impacta directamente en el LCOH.

En el análisis de sensibilidad realizado, se examinó el efecto de una reducción del 20% en los costes energéticos. Los resultados mostraron que esta reducción disminuiría el LCOH en aproximadamente un 8%, con un valor final de 9.6€/kg, lo que mejoraría considerablemente la competitividad del Proyecto. Además, esta



disminución en los costes energéticos haría que el Valor Actual Neto (VAN) del Proyecto pasara a ser positivo, indicando una mejora en la rentabilidad general.

Sin embargo, es importante señalar que, a pesar de esta mejora, el LCOH resultante seguiría siendo relativamente elevado en comparación con los estándares actuales del mercado para hidrógeno verde, así como frente a las alternativas de hidrógeno gris y azul. Esto significa que, aunque la reducción en los costes energéticos podría hacer que el Proyecto sea rentable, el LCOH seguiría siendo suficientemente alto como para limitar su competitividad en un mercado donde los precios del hidrógeno son cada vez más bajos. Por lo tanto, aunque esta estrategia de reducción de costes energéticos es un paso en la dirección correcta, es posible que se necesiten otras optimizaciones adicionales para que el Proyecto alcance niveles de rentabilidad y competitividad que lo hagan verdaderamente viable a largo plazo.

#### - Producción Anual de Hidrógeno y Costes Energéticos

En un esfuerzo por mejorar la viabilidad económica del Proyecto, se exploró el impacto de aumentar tanto la producción anual de hidrógeno como los costes energéticos en un 30%. Este enfoque se basa en la premisa de que un incremento en la producción requerirá un mayor consumo de energía, pero al mismo tiempo permitirá distribuir los costes fijos y operativos sobre una mayor cantidad de hidrógeno producido, lo que podría resultar en una reducción significativa del Coste Nivelado del Hidrógeno (LCOH).

Los resultados de este análisis mostraron que, al incrementar la producción y los costes energéticos en un 30%, el LCOH se redujo en 1.47 €/kg, logrando un nuevo LCOH de 9 €/kg. Esta disminución del LCOH es significativa, acercando el coste por kilogramo de hidrógeno a un nivel más competitivo dentro del mercado, aunque todavía por encima de los valores más bajos alcanzados por el hidrógeno gris y azul.

Además de la mejora en el LCOH, este ajuste también tuvo un impacto positivo en el VAN del Proyecto, que pasó de ser negativo a un valor positivo de aproximadamente 16 millones de euros. A pesar de que estos resultados son prometedores, es importante tener en cuenta que el LCOH de 9 €/kg sigue siendo relativamente alto en comparación con los objetivos más ambiciosos para el hidrógeno verde.

#### - Costes Fijos de Inversión

En el análisis de sensibilidad también se evaluó el impacto de variar los costes fijos, específicamente los costes de inversión inicial en el primer año, sobre el Coste

Nivelado del Hidrógeno (LCOH) y la rentabilidad general del Proyecto. A diferencia de las variables relacionadas con la producción y los costes energéticos, se observó que las variaciones en los costes fijos tienen un efecto mucho más limitado en la viabilidad económica del Proyecto.

Específicamente, se analizó una reducción del 20% en los costes de inversión inicial del primer año. Los resultados mostraron que esta disminución solo redujo el LCOH en un 2%, lo que indica que, aunque los costes de capital son una parte importante del total, su impacto en el LCOH es menor en comparación con otras variables, como los costes energéticos o la cantidad de hidrógeno producido. Además, a pesar de esta reducción en los costes de inversión, el Valor Actual Neto (VAN) del Proyecto continuaría siendo negativo, lo que sugiere que la simple reducción de los costes de capital no es suficiente para hacer que el Proyecto sea rentable.

El análisis de sensibilidad ha proporcionado una visión detallada sobre cómo diferentes variables impactan la viabilidad económica del Proyecto de producción de hidrógeno. A través de este ejercicio, se han identificado las áreas clave donde los ajustes pueden influir en el Coste Nivelado del Hidrógeno (LCOH) y en la rentabilidad general del Proyecto.

Por un lado, los aumentos en la producción de hidrógeno han mostrado ser eficaces para reducir el LCOH y convertir el Valor Actual Neto (VAN) en positivo. No obstante, aunque el LCOH se ha logrado disminuir a 9 €/kg, este valor sigue siendo elevado en comparación con las expectativas del mercado, lo que plantea un reto para la competitividad del Proyecto.

Por otro lado, las variaciones en los costes fijos de inversión, si bien contribuyen marginalmente a la reducción del LCOH, no han sido suficientes para revertir el VAN negativo cuando se consideran de manera aislada. Esto indica que una simple optimización de los costes iniciales no basta para alcanzar la rentabilidad deseada.

A pesar de los esfuerzos de optimización identificados en el análisis de sensibilidad, el Proyecto sigue enfrentando dificultades para competir con los precios actuales del mercado de hidrógeno. En la actualidad, los proyectos de hidrógeno gris y azul, que se encuentran en un rango de 1 a 3 €/kg, ofrecen una ventaja de coste considerable frente a los proyectos de hidrógeno verde como el que se está evaluando. Este Proyecto, aún con un LCOH de 9 €/kg, no es competitivo en el mercado actual, donde los precios del hidrógeno están presionados por la necesidad de alternativas más económicas. Por lo tanto, a menos que se logren avances significativos en la reducción de costes o se implementen incentivos regulatorios que favorezcan al hidrógeno verde, este Proyecto no alcanzará la competitividad necesaria para ser viable.

## Conclusiones del Proyecto y Futuros Desarrollos

En este capítulo final del Proyecto, se llevará a cabo una recopilación exhaustiva de las conclusiones más significativas derivadas de todo el trabajo realizado, tanto en el diseño de la planta de producción de hidrógeno como en el análisis económico detallado que ha acompañado dicho diseño. Se procederá a sintetizar los principales hallazgos obtenidos, considerando las implicaciones tecnológicas y los avances alcanzados, así como los resultados económicos y su impacto en la viabilidad financiera del Proyecto. Además, se evaluará cómo estos resultados se alinean con los objetivos de sostenibilidad establecidos al inicio del estudio, y se analizará la competitividad del Proyecto en el contexto actual del mercado global del hidrógeno. Esta sección final ofrecerá una visión integral que permitirá comprender el potencial del Proyecto para contribuir de manera efectiva a la transición energética y a la mitigación del cambio climático.

### *Revisión de los Objetivos del Proyecto*

El presente Proyecto se ideó con el objetivo principal de diseñar una planta de producción de hidrógeno verde mediante ósmosis del agua, evaluando no solo su viabilidad técnica, sino también su potencial para convertirse en una solución económica y ambientalmente sostenible. Entre los principales objetivos se establecieron el dimensionamiento de la planta, la integración de energía renovable, y la realización de un análisis económico que permitiera evaluar la viabilidad financiera del Proyecto. Estos objetivos han guiado todo el desarrollo del Proyecto, buscando contribuir al avance de las tecnologías de energía limpia y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

A lo largo del desarrollo del proyecto, se alcanzaron importantes hitos, como el diseño básico de la planta, que incluye sistemas de ósmosis, compresión y almacenamiento de hidrógeno, y la evaluación de la integración de una fuente de energía solar para alimentar el proceso de producción. Además, se realizó un estudio exhaustivo del estado actual de la tecnología de hidrógeno verde, lo que permitió identificar áreas clave de investigación y desarrollo futuro.

Asimismo, cabe destacar que este proyecto se ha desarrollado en consonancia con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), en particular con el ODS 7, que promueve el acceso a una energía asequible y no contaminante, y el ODS 13, que se centra en la acción por el clima. El diseño de la planta de hidrógeno verde no solo busca

cumplir con los requisitos técnicos y económicos, sino que también pretende ser un modelo de desarrollo sostenible que pueda ser replicado en otras regiones.

### *Tecnologías Implementadas: El Electrolizador*

Tras el estudio detallado de las tecnologías empleadas en la producción de hidrógeno verde, se ha descubierto que los electrolizadores, los sistemas de compresión a alta presión, y los tanques de almacenamiento tipo IV son componentes esenciales para garantizar la seguridad y eficiencia del proceso. En particular, se ha observado que los electrolizadores, que permiten la separación del agua en hidrógeno y oxígeno, presentan limitaciones significativas en cuanto a su capacidad. Actualmente, los electrolizadores comerciales más grandes disponibles tienen una capacidad máxima de aproximadamente 5 MW, lo que restringe la escala de producción en proyectos de mayor envergadura.

Sin embargo, se prevé que el mercado de los electrolizadores experimentará un crecimiento acelerado en los próximos años, con proyecciones que indican un aumento considerable en la capacidad de producción y una expansión del mercado global. Este crecimiento es impulsado por la creciente demanda de hidrógeno verde y la necesidad de tecnologías más eficientes y económicas para su producción.

A pesar de los avances, uno de los principales desafíos identificados es el alto coste de los electrolizadores, con un CAPEX que oscila entre 500 y 1800 USD/kW, dependiendo de la tecnología específica utilizada. Este coste representa una barrera significativa para la reducción del coste de producción del hidrógeno verde y, por ende, para la competitividad del proyecto en el mercado actual. No obstante, se anticipa que a medida que la tecnología madure y se produzcan mejoras en la eficiencia y la fabricación a gran escala, los costes podrían reducirse considerablemente, potencialmente hasta un 80% en el largo plazo.

### *Diseño de la Planta*

El diseño de la planta de producción de hidrógeno verde se fundamentó en una serie de criterios técnicos. En primer lugar, la selección de la ubicación se centró en encontrar una zona que ofreciera tanto acceso a recursos hídricos como un alto nivel de irradiación solar, factores esenciales para la viabilidad del proyecto. A través de un análisis utilizando el software PVsyst, se identificó la zona de Zamora como una

ubicación óptima, al combinar una disponibilidad adecuada de agua con un elevado número de horas solares.

El proceso de selección de tecnologías requirió una gran coordinación ya que la mayoría de los equipos utilizados provenían de distintos proveedores. Fue fundamental asegurar que todos los componentes, incluidos los electrolizadores, sistemas de compresión y tanques de almacenamiento, fueran compatibles y pudieran operar de manera eficiente en conjunto.

Una vez los equipos fueron seleccionados, se procedió a diseñar la planta utilizando el software AutoCAD, considerando tanto las dimensiones de los equipos como su disposición para cumplir con los estándares de seguridad. Se priorizó la proximidad entre elementos clave, como por ejemplo, el sistema de compresión y los electrolizadores, para maximizar la eficiencia operativa.

### *Análisis Final*

Finalmente se ha conseguido diseñar una planta de producción de hidrógeno con una capacidad de 755 kg/h de hidrógeno en condiciones de máxima potencia. Esta cifra es notablemente superior a la capacidad de la planta de hidrógeno verde más grande de Europa en la actualidad, que utiliza un sistema de electrólisis polimérica de 20 MW y es capaz de generar 360 kg/h de hidrógeno<sup>78</sup>. Esto posiciona nuestra planta como una instalación de alto rendimiento en comparación con las existentes.

Sin embargo, es importante considerar que la producción real de hidrógeno depende directamente del número de horas que la planta puede operar a plena capacidad. En el contexto actual, la ubicación seleccionada para la planta, aunque favorable, podría limitar el tiempo de operación debido a la disponibilidad de recurso solar. Si la planta estuviera ubicada en una región con un mayor recurso solar o pudiera operar las 24 horas del día, la producción anual se incrementaría significativamente, maximizando así el aprovechamiento de la inversión realizada.

Dado este contexto, sería altamente recomendable explorar la posibilidad de diseñar una planta que establezca un acuerdo de compra de energía (PPA) con una o varias plantas eólicas. Este enfoque permitiría que la planta de hidrógeno opere de manera continua, aprovechando tanto la energía solar durante el día como la energía eólica durante la noche. Aunque esta estrategia podría aumentar los costes energéticos

---

<sup>78</sup> Iberdrola, 2024.

del proyecto debido a la necesidad de energía adicional, el incremento en la producción de hidrógeno resultante tendría un impacto muy positivo en la viabilidad del proyecto. Con una operación las 24 horas del día, la planta podría generar una mayor cantidad de hidrógeno, mejorando su rentabilidad y aprovechando al máximo la capacidad instalada, además de los equipos.

En conclusión, el análisis realizado a lo largo de este proyecto ha demostrado que, aunque la planta diseñada posee una capacidad de producción significativa y superior a la de otras instalaciones europeas, su viabilidad económica se encuentra comprometida por varios factores. El estudio ha revelado que, si bien la planta puede generar hasta 755 kg/h de hidrógeno en condiciones óptimas, su capacidad de operación continua está limitada por la disponibilidad de recursos energéticos. Esta limitación afecta directamente la producción anual y, por ende, la rentabilidad del proyecto.

El análisis económico ha mostrado que los elevados costes asociados, particularmente en términos de energía y capital, resultan en un LCOH de 10.47 €/kg, un valor que está por encima de los niveles considerados competitivos en el mercado actual. Aunque se han explorado diferentes estrategias para optimizar los costes y mejorar la producción, el análisis de sensibilidad indica que la opción más prometedora es aumentar tanto la producción anual de hidrógeno como los costes energéticos asociados. Esta estrategia podría reducir el LCOH a 9 €/kg, lo que representa una mejora significativa. Sin embargo, a pesar de esta reducción, el LCOH resultante sigue siendo elevado en comparación con los costes del hidrógeno gris y azul, que son considerablemente más bajos. Por lo tanto, incluso con esta mejora, la competitividad del proyecto en el mercado actual no sería suficiente para garantizar su viabilidad económica.

Este proyecto resalta la necesidad de una planificación cuidadosa y de una evaluación extensa de todos los aspectos económicos implicados en el diseño y operación de plantas de hidrógeno verde. Sin avances tecnológicos significativos que permitan una reducción sustancial de los costes, o sin políticas regulatorias que incentiven específicamente el uso del hidrógeno verde, la viabilidad económica del proyecto continuará siendo un reto importante. Por lo tanto, es aconsejable reconsiderar las estrategias de inversión actuales y explorar alternativas que mejoren la competitividad del proyecto en el contexto del mercado energético actual.

## *Futuros Desarrollos*

En el contexto de los futuros desarrollos, es esencial abordar los factores que actualmente limitan la competitividad del hidrógeno verde. Entre estos se encuentran los altos costes de producción, la dependencia de fuentes de energía renovable, y la falta de infraestructura adecuada. Para que el hidrógeno verde sea más competitivo, es necesario reducir los costes de producción mediante el avance de tecnologías de electrólisis más eficientes y asequibles. Además, es importante mejorar la infraestructura para el transporte y almacenamiento del hidrógeno, lo que facilitaría su adopción a una mayor escala.

Las políticas y regulaciones juegan un papel importante en crear un entorno favorable para el desarrollo del hidrógeno verde. La implementación de subsidios, incentivos fiscales, y regulaciones específicas puede fomentar la inversión y el crecimiento en este sector. Asimismo, una integración más efectiva de la producción de hidrógeno con fuentes de energía renovable, como la solar con sistema de baterías y la eólica, es crucial para reducir los costes energéticos y mejorar la operatividad continua de las plantas.

En resumen, aunque el hidrógeno verde enfrenta limitaciones importantes, la combinación de avances tecnológicos, mejoras en infraestructura, y políticas favorables podría mejorar sustancialmente su competitividad en el mercado energético global.

# BIBLIOGRAFÍA

ABC de Sevilla. (s.f.). *Fertilizantes de hidrógeno verde en el cultivo de la patata*. Recuperado de <https://sevilla.abc.es/agronoma/noticias/cultivos/patata/fertilizantes-hidrogeno-verde-cultivo-patata/>

Ariema. (s.f.). *Almacenamiento de H<sub>2</sub>*. Recuperado de <https://www.ariema.com/almacenamiento-de-h2>

Asociación Española del Gas Renovable. (2023). *La hora del Hidrógeno verde*.

Asociación Peruana de Hidrógeno. (s.f.). *¿Cómo se almacena y transporta el hidrógeno?* Recuperado de <https://h2.pe/hidrogeno/como-se-almacena-y-transporta/>

Asociación Técnica Española de Climatización y Refrigeración. (2018). *El hidrógeno verde, una solución para la descarbonización de la industria y la movilidad*. Revista Técnica Industrial.

Aurora Energy Research. (2023, febrero 23). *Shades of green (hydrogen) – Part 2: In pursuit of 2 EUR/kg*.

Bloomberg Línea. (2023). *Hidrógeno verde: ¿qué tan caro es producirlo y por qué esto podría cambiar al 2030?* Recuperado de <https://www.bloomberglinea.com/latinoamerica/colombia/precios-del-hidrogeno-verde-hacen-prever-un-mejor-futuro-en-el-mercado-energetico/>

Chen, Z., Kirlikovali, K. O., Idrees, K. B., Wasson, M. C., & Farha, O. K. (2022). *Porous Materials for Hydrogen Storage*.

Comisión Europea. (2022, 1 de febrero). *Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo - REPowerEU: Hacia una Europa más resiliente*.

Comisión Europea. (2023, 23 de noviembre). *La Comisión Europea propone una Estrategia Europea del Hidrógeno Verde*.

Comisión Europea. (2023, 23 de noviembre). *Preguntas y respuestas sobre la Estrategia Europea del Hidrógeno Verde*.

Diaz Motta, A. (2020). *Estudio de factibilidad técnico-económica de un sistema de generación híbrido para zonas no interconectadas de Colombia* (Trabajo de fin de grado, Universidad de Barcelona).

El Periódico de la Energía. (2022, octubre 19). *España es el paraíso de los PPA renovables con los precios más baratos de Europa*. Recuperado de <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-es-el-paraíso-de-los-ppa-renovables-con-los-precios-mas-baratos-de-europa/>

Empresas Energías Renovables. (s.f.). *Hidrógeno verde: Qué es, fabricación, almacenamiento y usos*. Recuperado de <https://www.empresasenergiasrenovables.com/hidrogeno-verde-que-es-fabricacion-almacenamiento-y-usos/>



Factor Energía. (s.f.). *¿Qué es un PPA de energía?* Recuperado de <https://www.factorenergia.com/es/blog/noticias/que-es-un-ppa-de-energia/>

Fertiberia. (s.f.). *Green hydrogen and low carbon ammonia.* Recuperado de <https://www.fertiberia.com/en/what-we-do/green-hydrogen-and-low-carbon-ammonia/>

Fitzgerald, G. (2023, agosto 25). *How much does a commercial reverse osmosis system cost?* Best Osmosis Systems. Recuperado de <https://www.best-osmosis-systems.com/commercial-reverse-osmosis-system-cost/>

Global Info Research. (2024). *Global Liquid and Gas Separators Market Research Report 2024.* Global Info Research.

Gómez, C., Cárdenas, J., & Escalona, N. (2021). *Análisis de diseño y operación óptima de plantas de electricidad e hidrógeno verde en el Norte de Chile.* Tesis de ingeniería, Universidad de Chile.

Grupo Elektra. (2022, febrero 10). *Hidrógeno verde: una alternativa limpia.* Recuperado de <https://www.grupoelektra.es/es/blog/articulo-tecnico-hidrogeno-verde-alternativa-limpia>

Houchins, C., & James, B. D. (2022, junio). *Hydrogen Storage Cost Analysis.* Proyecto ID: ST235. Award No. DE-EE0009630. DOE Hydrogen Program, 2022 Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting.

Hydrogen Europe. (2020). *Clean Hydrogen Monitor 2020.* Hydrogen Europe Intelligence Department. G. Pawelec, M. Muron, J. Bracht, B. Bonnet-Cantalloube, & A. Floris (Autores).

IdeaGreen. (s.f.). *Tipos de electrolizadores para producir hidrógeno verde.* Recuperado de <https://ideagreen.es/hidrogeno-verde/tipos-de-electrolizadores/>

JHUESA. (2022, julio 11). *Necesidades de agua asociadas a la producción de hidrógeno.* Recuperado de <https://jhuesa.com/necesidades-de-agua-asociadas-a-la-produccion-de-hidrogeno>

Kotthoff Cáceres, C. L. (2022). *Diseño de un procedimiento reversible basado en hidrógeno verde como vector energético de apoyo a la generación renovable en Chile.* Universidad de Chile.

Lapuente, I. (2014, octubre 20). *Agua acompañada, agua solitaria.* Fundación Aquae. Recuperado de <https://www.fundacionaquae.org/agua-acompanada-agua-solitaria/>

Lehner, F. (2015, abril 20). *Study on development of water electrolysis in the EU.* IEA Annex 30 Workshop, Herten, Germany.

MarkWide Research. (2024, agosto). *Industrial Chiller Market Analysis: Industry Size, Share, Research Report, Insights, Covid-19 Impact, Statistics, Trends, Growth and Forecast 2024-2032.* MarkWide Research.

Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. (2023). *Encuesta de Precios de la Tierra (Base 2016): Resultados septiembre 2023.* Gobierno de España.

Ministerio de Industria, Energía y Minería. (s.f.). *Preguntas frecuentes sobre hidrógeno verde y sus derivados*. Recuperado de <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/politicas-y-gestion/preguntas-frecuentes-sobre-hidrogeno-verde-derivados#:~>

Miranca Millacoy, M. (2022). *Diseño, fabricación y caracterización de un electrolizador alcalino para la producción de hidrógeno verde a partir de energía solar fotovoltaica*. Universidad de O'Higgins.

Montero de la Plaza, F. J. (2021). *Diseño de una planta fotovoltaica para la producción de hidrógeno verde* (Trabajo Fin de Grado). Universidad Loyola Andalucía.

Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torre, M. (2020). *Hidrógeno: Vector energético de una economía descarbonizada*. Fundación Naturgy.

Oriols Marchan, J. P. (2023). *Diseño de una planta fotovoltaica para generación de electricidad y producción de hidrógeno verde* (Trabajo de fin de grado).

Parlamento Europeo y del Consejo. (2018, 17 de julio). *Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de julio de 2018 sobre el fomento del uso de energías renovables*.

Penrod, E. (2022, julio 21). *Green hydrogen prices have nearly tripled as energy costs climb: S&P Utility Dive*. Recuperado de <https://www.utilitydive.com/news/green-hydrogen-prices-global-report/627776/>

Pérez, L. (2022, febrero 10). *Métodos de almacenamiento del hidrógeno*. Artículo técnico. PlanRadar. (2023). *¿Cuánto cuesta construir una nave industrial?* Recuperado de <https://www.planradar.com/es/cuanto-cuesta-construir-nave-industrial/>

POWEN. (2023, julio 12). *Número de horas solares en España*. Recuperado de <https://powen.es/numero-horas-solares-en-espana/>

PV Magazine. (2022, febrero 9). *Large-scale alkaline electrolyzers may be built at €444/kW in 2030*. Recuperado de <https://www.pv-magazine.com/2022/02/09/large-scale-alkaline-electrolyzers-may-be-built-at-e444-kw-in-2030/>

Rodríguez, M. T. A. (2019). "Diseño de una planta piloto para la obtención de hidrógeno mediante electrólisis del agua empleando energía solar fotovoltaica". (Trabajo de fin de máster, Universidad Europea de Madrid).

# ANEXO A

## Datos de la Parcela

30/5/24, 13:57

Sede Electrónica del Catastro - Consulta y certificación de Bien Inmueble

### Consulta y certificación de Bien Inmueble

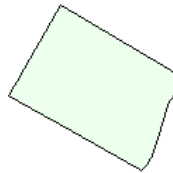
#### FECHA Y HORA

Fecha  
30/5/2024  
Hora  
05:57:54

#### DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral  
49295B001000650000AQ  
Localización  
Polígono 1 Parcela 65  
BARRIAL GITANO. VILLARDIGA (ZAMORA)  
Clase  
Rústico  
Uso principal  
Agrario

#### PARCELA CATASTRAL



Localización  
Polígono 1 Parcela 65  
BARRIAL GITANO. VILLARDIGA (ZAMORA)  
Superficie gráfica  
131.147 m<sup>2</sup>

#### CULTIVO

Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m <sup>2</sup>
0	C- Labor o Labradío seco	04	126.810

# ANEXO B

## Solicitud de concesión de aguas



MINISTERIO  
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA  
Y EL RETO DEMOGRÁFICO

CONFEDERACIÓN  
HIDROGRÁFICA  
DEL DUERO O.A.

COMISARÍA DE AGUAS

### SOLICITUD DE CONCESIÓN DE AGUAS SUPERFICIALES PARA ABASTECIMIENTO

#### 1 IDENTIFICACIÓN DEL SOLICITANTE (1)

APELLIDOS Y NOMBRE O RAZÓN SOCIAL						NIF O CIF	
VIA PUBLICA	NUMERO	BLOQUE	ESCALERA	PLANTA	PUERTA	TELEFONO	
(2) LOCALIDAD		MUNICIPIO		PROVINCIA		CODIGO POSTAL	
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO				<b>SOLO PERSONAS FÍSICAS:</b> MEDIO PREFERIDO PARA LA RECEPCIÓN DE NOTIFICACIONES DE LA ADMINISTRACIÓN EN ESTE PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO: CORREO POSTAL <input type="checkbox"/> ELECTRÓNICO <input type="checkbox"/>			

#### 2 IDENTIFICACIÓN DEL REPRESENTANTE

APELLIDOS Y NOMBRE						NIF	
VIA PUBLICA	NUMERO	BLOQUE	ESCALERA	PLANTA	PUERTA	TELEFONO	
(2) LOCALIDAD		MUNICIPIO		PROVINCIA		CODIGO POSTAL	

#### 3 DATOS DEL APROVECHAMIENTO SOLICITADO

DATOS DE LA CAPTACIÓN		NOMBRE DEL CAUCE/EMBALSE		SITUACIÓN DEL PUNTO DE CAPTACIÓN	
<input type="checkbox"/> CAUCE	<input type="checkbox"/> EMBALSE			<input type="checkbox"/> MARGEN DERECHA (AGUAS ABAJO)	<input type="checkbox"/> MARGEN IZQUIERDA (AGUAS ABAJO)
LOCALIDAD		MUNICIPIO		PROVINCIA	
DATOS DEL USO O DESTINO DE LA CAPTACIÓN					
USO O DESTINO		ABASTECIMIENTO		PARA ABASTECIMIENTO DE (3)	
<input type="checkbox"/> DE NÚCLEOS URBANOS	<input type="checkbox"/> CONSUMO HUMANO	<input type="checkbox"/> OTROS USOS DOMÉSTICOS	<input type="checkbox"/> MUNICIPAL (BALDEOS, FUENTES, ...)	NÚMERO DE HABITANTES ABASTECIDOS	
<input type="checkbox"/> FUERA DE NÚCLEOS URBANOS	<input type="checkbox"/> CONSUMO HUMANO	<input type="checkbox"/> OTROS USOS DOMÉSTICOS	<input type="checkbox"/> REGADÍO POCO CONSUMO	CAUDAL MÁXIMO SOLICITADO (l/s)	
	<input type="checkbox"/> REGADÍO POCO CONSUMO (JARDINES, O ASIMILABLE)			CENSO GANADERO	
				VOLUMEN MÁXIMO ANUAL (m³)	

#### 4 SOLICITUD

Cumplimentando lo establecido en el artículo 122 y concordantes del Reglamento del Dominio Público Hidráulico (RDPH), aprobado por el **Real Decreto 849/1986**, de 11 de abril y, previos los trámites correspondientes, solicita le sea otorgada la oportuna concesión.

##### DATOS PARA CONTACTAR :

APELLIDOS Y NOMBRE O RAZÓN SOCIAL	
TELÉFONO	E-mail

EN \_\_\_\_\_ A \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_  
FIRMA

--

SR./A. PRESIDENTE/A DE LA CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DEL DUERO, O.A.  
C/ Muro, nº 5 – 47004 Valladolid. Teléfono 983 21 54 00

(1) Quiénes deben suscribir la solicitud de concesión en caso de:

- Una población: El representante de la Corporación Local o de la persona jurídica que gestionará el servicio.
- Varias poblaciones: El representante de la Mancomunidad, Consorcio o Entidad semejante, si está constituido, si no, los representantes de las Corporaciones Locales que habrán de constituir aquella o de la persona jurídica que gestionará el servicio.
- Urbanizaciones aisladas: El representante de la Comunidad de Propietarios, si estuviese constituida, y si no, el promotor de la Urbanización o Entidad urbanizadora.
- Vivienda aislada: Los propietarios de la misma.

La dirección de correo electrónico que haya indicado servirá para el envío de los avisos con los que será informado de la puesta a disposición de una notificación en el Punto de Acceso General (administracion.gob.es) de la Administración General del Estado, pudiendo acceder a la notificación recibida en su **Dirección Electrónica Habilitada (DEH)**. Las personas físicas pueden elegir la vía por la cual recibir notificaciones de la Administración (vía postal o vía electrónica). De optar como medio preferido la vía postal, las notificaciones que se le envíen en el marco de este procedimiento administrativo se le enviarán por vía postal (aunque podrá acceder también a ellas en su **Carpetita Ciudadana** y en su **Dirección Electrónica Habilitada Única (DEHú)**). De optar como medio preferido la vía electrónica, el envío se realizará exclusivamente a través de medios electrónicos, pudiendo acceder a ella tanto en su **Carpetita Ciudadana** como en su **Dirección Electrónica Habilitada Única (DEHú)**.

(2) Se consignará, en su caso, el núcleo de población: pedanía, municipio agregado, parroquia, aldea, etc.

(3) Nombre del núcleo de población, el de la Mancomunidad, Consorcio, entidad semejante, urbanización o vivienda aislada, según corresponda.

# ANEXO C

## Hoja de características: - Electrolizadores

New High in  
Unit Capacity

Standardized / Integrated / Modular

## LONGi ALK G series

Commercialized Water Electrolysis  
Hydrogen Production Equipment

LONGi ALK G series are positioned as large-scale commercialized green hydrogen equipment, with hydrogen production of 1200Nm<sup>3</sup>/h, 1500Nm<sup>3</sup>/h, 2000Nm<sup>3</sup>/h, and 3000Nm<sup>3</sup>/h, respectively. Compared with common 1,000Nm<sup>3</sup>/h electrolyzers in the market, G series feature smaller and lighter unit stack, helping save CAPEX and footprint. They are applicable to chemical, smelting and steel industries with high demand for hydrogen.

3000Nm<sup>3</sup>/h electrolyzer has the highest hydrogen production per sack in China, with the most advanced electrolyzer technology in China.

Parameters	G 1200	G 1500	G 2000	G 3000
Hydrogen production (Nm <sup>3</sup> /h)	1200	1500	2000	3000
Operating pressure (MPa)	1.6			
DC power consumption (kWh/Nm <sup>3</sup> )	4.3 / 4.5			
Load range	30% - 110%			
Hydrogen purity (purified)	99.999%			
Operating temperature (°C)	90 ± 5			
Ambient temperature (°C)	5 - 45			
Electrolyte	30% KOH			

- **Separador Gas-Líquido**

**Hydrogen  
Production System**

**Gas-liquid Separator**



**Customized**

Auxiliary facilities can be customized, including purification skid, thyristor/IGBT rectifier power system, water and alkali supplement.

**Modular**

Take the lead to introduce 4,000Nm<sup>3</sup>/h 4 to 1 gas-liquid separator in the industry, saving land use by 20%.

Parameters	Measure	LHy4000
Gas handling capacity	Nm <sup>3</sup> /h	4000
Dimension	mm	10000x3600x7100
Weight	t	38

## - Unidad de purificación



### Purification Skid



#### Excellent energy efficiency

Optimized electrolysis cell structure and materials help improve the overpotential and ohmic loss, thus reducing the DC power consumption



#### Intelligent manufacturing

The first to auto-produce electrolysis cells in China, ensuring consistency and supporting excellent performance. Production raw materials are traceable



#### Automatic operation control

One-click startup and shutdown, without human intervention. Automatic nitrogen displacement, multiple interlocks for safe shutdown and less operational risks. PLC redundancy design, with independent SIS (safety instrumented system)



#### Real-time operation monitoring

Monitor the status of raw materials and key components to ensure the operating environment at the source and realizes intelligent O&M

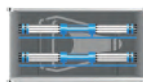
10

## - Compresores

## Especificaciones técnicas de los grupos compresores de hidrógeno de Hiperbaric



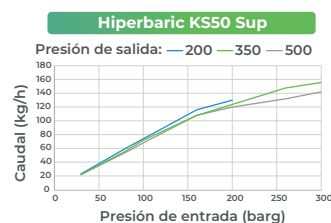
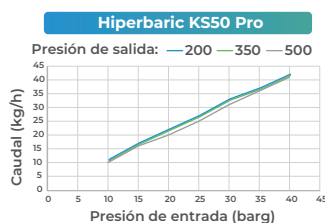
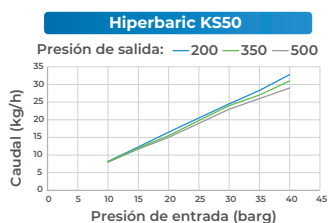
Un compresor



Dos compresores

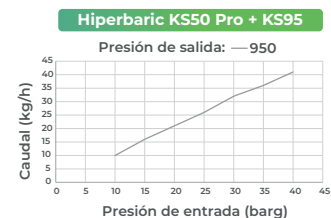
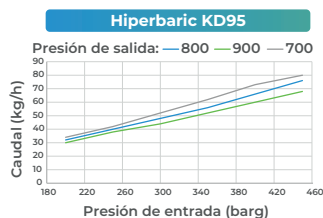
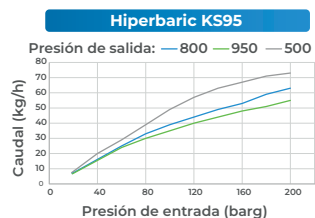
### Hiperbaric KS50 - 500 barg de presión máxima de salida

Modelo	Presión de entrada (barg)	Caudal de hidrógeno (kg / h)	Caudal de hidrógeno (kg / día)	Consumo energético (kWh / kg de H <sub>2</sub> )	Potencia total instalada (hasta...kW)
<b>KS50 *</b>	<b>10-50 / 10-50</b>	<b>24 / 47</b>	<b>565 / 1130</b>	<b>1.3 / 1.4</b>	<b>75 / 120</b>
<b>KS50 Pro *</b>		<b>32 / 64</b>	<b>772 / 1544</b>	<b>1.3 / 1.4</b>	<b>115 / 190</b>
<b>KS50 Sup **</b>	<b>20-300 / 20-300</b>	<b>140 / 280</b>	<b>3360 / 6720</b>	<b>&lt;1 / &lt;1</b>	<b>115 / 190</b>



### Hiperbaric KS95 - 950 barg de presión máxima de salida

Modelo	Presión de entrada (barg)	Caudal de hidrógeno (kg / h)	Caudal de hidrógeno (kg / día)	Consumo energético (kWh / kg de H <sub>2</sub> )	Potencia total instalada (hasta...kW)
<b>KS95 *</b>	<b>20-200 / 20-200</b>	<b>10 / 20</b>	<b>236 / 471</b>	<b>4.6 / 4.6</b>	<b>85 / 130</b>
<b>KD95 **</b>	<b>200-500 / 200-500</b>	<b>40 / 80</b>	<b>960 / 1920</b>	<b>1.6 / 1.4</b>	<b>85 / 130</b>
<b>KS50 Pro + KS95 *</b>	<b>10-50</b>	<b>32</b>	<b>756</b>	<b>4</b>	<b>150</b>



\* Datos para presión de entrada: 30 barg - \*\* Datos para presión de entrada: 300 barg





## Type 4 cylinders Distribution systems

Pressure level	Pressure	Size	H <sub>2</sub> capacity at 15 °C	Water volume	Total weight (Tare weight + H <sub>2</sub> capacity)	Container dimensions	Number of sections (According to ADR 6.8)
bar	bar	ft	kg	L	kg	mm	
300	<b>WP<sup>(1)</sup> (15 °C):</b> <b>MAWP<sup>(2)</sup> (65 °C):</b> <b>Pbmin<sup>(3)</sup>:</b> <b>750 bar</b>	10	178	8,400	4,250	3,048 x 2,432 x 2,743	2
		20	401	18,900	8,000	6,058 x 2,432 x 2,743	4
		30	624	29,400	13,000	9,087 x 2,432 x 2,743	6
		40	847	39,900	17,250	12,116 x 2,432 x 2,743	9
		45	958	45,150	19,500	13,720 x 2,432 x 2,743	10
380	<b>WP<sup>(1)</sup> (15 °C):</b> <b>MAWP<sup>(2)</sup> (65 °C):</b> <b>Pbmin<sup>(3)</sup>:</b> <b>900 bar</b>	10	217	8,400	5,000	3,048 x 2,432 x 2,743	2
		20	487	18,900	9,250	6,058 x 2,432 x 2,743	4
		30	758	29,400	15,000	9,087 x 2,432 x 2,743	6
		40	1,029	39,900	20,000	12,116 x 2,432 x 2,743	9
		45	1,164	45,150	22,500	13,720 x 2,432 x 2,743	10
500	<b>WP<sup>(1)</sup> (15 °C):</b> <b>MAWP<sup>(2)</sup> (65 °C):</b> <b>Pbmin<sup>(3)</sup>:</b> <b>1500 bar</b>	10	234	7,370	6,750	3,048 x 2,550 x 2,743	2
		20	521	16,415	13,500	6,058 x 2,550 x 2,743	4
		30	819	25,795	21,000	9,087 x 2,550 x 2,743	6
		40	1,106	34,840	26,750	12,116 x 2,550 x 2,743	8
		45	1,244	39,195	32,000	13,720 x 2,550 x 2,743	9

<sup>(1)</sup>Working pressure | <sup>(2)</sup>Maximum allowable working pressure | <sup>(3)</sup>Minimum burst pressure

**Specifications:**  
 Cylinder type: Type 4  
 Cylinder design: Full carbon  
 Service lifetime: Unlimited  
 Inspection standards: ISO 11623  
 Container type: MEGC  
 Piping: Stainless steel

**Approvals:**  
 Cylinders:  
 System:  
 Container:

Tested according to EN 12245 / 17339 and approved according TPED (2010/35/EU)  
 ADR approved and leak tested according to DIN EN 1779 (RID, ADN, IMDG on demand)  
 Container according to CSC

## Tanques de almacenamiento

Rev. 08/2023

## ANEXO D

### Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son una iniciativa impulsada por las Naciones Unidas en 2015 para acabar con la pobreza, garantizar la paz y asegurar el futuro de la sociedad. En total son 17, y este Proyecto se alinea con los siguientes:

- **Energía asequible y no contaminante:** El hidrógeno verde contribuye a proporcionar una fuente de energía limpia y renovable, promoviendo el acceso a una energía sostenible para todos.
- **Industria, innovación e infraestructura:** El diseño y la implementación de una planta de hidrógeno verde implican innovación tecnológica y contribuyen al desarrollo de infraestructuras sostenibles.
- **Ciudades y comunidades sostenibles:** La producción de hidrógeno verde puede ayudar a las comunidades a reducir su dependencia de los combustibles fósiles y a mitigar el cambio climático, promoviendo así comunidades más sostenibles.
- **Producción y consumo responsables:** El hidrógeno verde promueve un modelo de producción energética más sostenible al utilizar una fuente de energía renovable y no contaminante, contribuyendo a prácticas de producción y consumo más responsables y sostenibles en el sector energético.
- **Acción por el clima:** El hidrógeno verde es una alternativa libre de emisiones de carbono que puede ayudar a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático, contribuyendo así a la acción climática global.