



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE
INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

Estudio y diseño de una planta de generación de hidrógeno verde.

Autor: Jorge Alonso Civantos

Director: Aura Luisa De Lima Bastardo

Madrid

Julio 2025

ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA PLANTA DE GENERACION DE
HIDROGENO VERDE.

Autor: Jorge Alonso Civantos

Director: Aura Luisa De Lima Bastardo

Entidad colaboradora/s: Universidad Pontificia Comillas, Empresarios
Agrupados – GHESA

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
.....Estudio técnico y económico de una planta de generación de
hidrógeno

verde.....

.....
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico2024/2025..... 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.: Jorge Alonso Civantos

Fecha: 14/07/2025



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.:



Aura Luisa De Lima
2025.07.15
0734658 +02707

Fecha: 15/07/2025

Contenido

1.1 RESUMEN DEL PROYECTO	5
1.2 ABSTRACT	9
1.3 AGRADECIMIENTOS.....	13
1.4 INTRODUCCIÓN.....	14
1.4.1 MOTIVACION DEL PROYECTO.....	15
1.4.2 OBJETIVOS	15
1.4.3 METODOLOGÍA	16
1.4.4 HERRAMIENTAS EMPLEADAS	17
1.5 ESTADO DEL ARTE	18
1.5.1 DESCRIPCIÓN DEL HIDRÓGENO VERDE.....	18
1.5.2 MODELOS DE NEGOCIO	19
1.5.2.1 TIPOS DE HIDRÓGENO.....	19
1.5.2.2 Estudio de Fuentes de Energía Limpia para el Suministro de una Planta de Producción de Hidrógeno.....	20
1.5.2.3 Análisis Comparativo de Tecnologías de Producción de Hidrógeno	29
1.5.2.4 Estudio de Productos Comerciales Derivados del Hidrógeno: Transformación y Valor Añadido	34
1.5.2.5 Diseño Integral del Sistema de Producción, Almacenamiento y Distribución de Hidrógeno	39
2 PROYECTO	57
2.1 MEMORIA	57
2.2 INSTALACIÓN HÍBRIDA.....	58
2.4 TERRENO	72
2.5 PLANTA DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE.....	76
2.6 SERVICIOS AUXILIARES DE LA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	78
2.7 CABLEADO ELÉCTRICO DE MEDIA TENSIÓN.....	120
4 PLIEGO DE CONDICIONES.....	135
4.1 OBJETO	135
4.2 NORMATIVA APLICABLE.....	135
4.3 ÁMBITO DE APLICACIÓN.....	141
4.4 CONDICIONES DE EQUIPOS Y MATERIALES	142
4.5 CONDICIONES DE EJECUCIÓN.....	142
4.6 PRUEBAS DE SERVICIO	142
4.7 CONDICIONES FACULTATIVAS	142

4.8 CONDICIONES ECONÓMICAS	143
4.9 CONDICIONES LEGALES	144
5 IMPACTO AMBIENTAL.....	145
5.1 FUNDAMENTOS	145
5.2 PRINCIPALES VARIABLES.....	145
5.3 MATRIZ DE LEOPOLD	146
5.4 MEDIDAS CORRECTORAS	146
6 ESTUDIO ECONÓMICO	149
6.1 CRITERIOS GENERALES Y METODOLOGÍA	149
6.2 FINANCIACIÓN DEL PROYECTO	150
6.3 ANÁLISIS DE INVERSIONES Y COSTES	152
6.4 INGRESOS DEL PROYECTO	154
6.4.1 EVALUACIÓN DE LA VENTA DEL HIDRÓGENO VERDE	154
6.4.2 CRÉDITOS DE CARBONO	155
6.4.3 VENTA DE EXCEDENTE A RED.....	156
6.4.4 SUBVENCIONES Y AYUDAS PÚBLICAS	157
6.5 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	160
CONCLUSIONES.....	165
CONCLUSIONES SOBRE LA METODOLOGÍA.....	165
CONCLUSIONES SOBRE LOS RESULTADOS	166
CONTRIBUCIÓN DEL PROYECTO A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE	171
BIBLIOGRAFÍA	172
CODIGOS DE SIMULACION	175

1.1 RESUMEN DEL PROYECTO

Este Trabajo Fin de Grado propone la planificación técnica y financiera de una planta de hidrógeno verde de 25 MW, que se alimenta a través de una generación híbrida de energía renovable (solar y eólica). El hidrógeno verde, adquirido mediante la electrólisis del agua con energía renovable, emerge como una alternativa estratégica para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y progresar en la descarbonización de las industrias.

Palabras clave: Hidrógeno verde, energías renovables, repotenciación, electrólisis PEM, planta híbrida solar-eólica, servicios auxiliares, LCOH, descarbonización

Introducción

En un contexto global de crisis energética, una creciente escasez de recursos fósiles y problemas climáticos cada vez mayores debido al uso de estos recursos, el hidrógeno verde se postula como un vector energético clave. Es un recurso sostenible, almacenable y transportable. Además, su método de producción, basada en la electrólisis del agua empleando energía renovable en el proceso, permite generar hidrógeno sin generar emisiones de carbono a la atmósfera.

1. Definición del Proyecto

En este proyecto se propone el diseño de una planta de electrólisis PEM capaz de producir cerca de 3000t anualmente, aprovechando la energía producida por una planta híbrida compuesta por 20 MWp y 30MW de capacidad de energía solar y eólica, respectivamente. La ubicación del emplazamiento será la planta eólica de Doña Benita-Cuéllar. Se realizará una repotenciación parcial de la planta eólica, de casi 2 décadas de edad, para aprovechar la infraestructura existente y el terreno ya licitado para generación renovable. El proyecto busca maximizar el autoconsumo renovable, inyectando y vendiendo a red la posible energía excedente, según el perfil horario de generación. Se busca evitar emisiones y sentar las bases de una solución industrial replicable.

2. Descripción del sistema

El proyecto consta de los siguientes subsistemas clave:

- Sistema de generación renovable: Incluirá una planta solar de paneles LONGi de 545Wp de potencia de seguidores a un eje, con una capacidad total de 20MWp. Por otro lado, el parque eólico estará compuesto por 6 aerogeneradores Siemens-Gamesa 5.0-145, que reemplazarán otros 6 generadores Gamesa G87/2000. El parque eólico contará con una capacidad total de 30MW. Se deberá evaluar según diferentes criterios qué parque eólico es apto, tanto para repotenciación como para hibridación.
- Electrólisis: Se instalarán un total de 10 módulos Cummins HyLYZER 500, con una potencia nominal cada uno de 2,5MW, sumando un total de 25MW. Se ha elegido diseñar el sistema de electrólisis de forma modular, de tal

modo que, en función de la generación renovable disponible, se encienden o apagan módulos para maximizar el factor de carga individual de cada módulo, y de ese modo, la eficiencia total del sistema. Estos módulos gozan de una operación flexible que les permite producir hidrógeno hasta con solo un 5% de la carga, aunque el sistema se ha diseñado de tal modo que solo operen si la carga puede superar el 10%, para aumentar los años de vida útil del sistema.

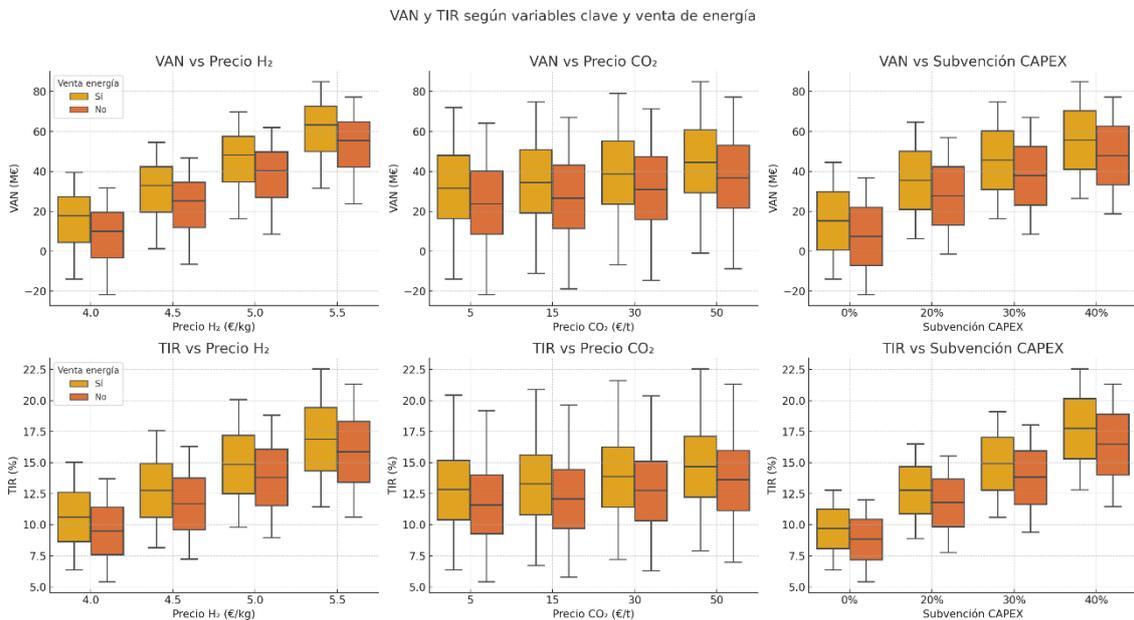
- **Infraestructura eléctrica:** se diseñará una red eléctrica de media tensión con celdas AIS. En esta red irán conectadas las fuentes de generación renovable, los electrolizadores y el sistema de baja tensión donde se alimentarán los servicios auxiliares del sistema.
- **Sistemas auxiliares:** se diseñarán todos los sistemas requeridos para asegurar el correcto funcionamiento de los electrolizadores, conseguir un hidrógeno puro mediante reactores DEOXO y eliminar impurezas, comprimirlo a 400 bar mediante pistones para su posterior almacenamiento en racks de botellas de hidrógeno y que el sistema opere de forma segura, gracias a los sistemas de aire comprimido para el control de válvulas y el sistema de inertización para prevenir atmósferas explosivas (ATEX).



3. Resultados

Tras el diseño de todos los sistemas del proyecto y la estimación de sus costes de inversión y operación, se deberán evaluar diferentes escenarios económicos que involucren diferentes variables, como el precio de venta del hidrógeno, ayudas públicas del CAPEX, venta de créditos de carbono emitidos al evitar emisiones de CO₂ en procesos de obtención de hidrógeno no sostenibles y la venta del excedente de energía eléctrica del sistema de generación renovable.

Se ha estimado una vida útil del proyecto de 30 años y una tasa de descuento de un 8%, ya que se desconoce si el proyecto recibirá o no apoyo institucional. Los resultados obtenidos tras el análisis de 128 posibles escenarios muestran que el proyecto es potencialmente viable, en función de las condiciones mercantiles y regulatorias. En algunos casos el LCOH desciende de 3€/kg.



Se muestra que los casos más favorables son aquellos en los que se recibe una subvención pública, en caso contrario, deberían darse otras condiciones favorables que, en caso de no darse, la viabilidad económica del proyecto se vería comprometida.

Cabe destacar que, actualmente, existen varios mecanismos institucionales que ofrecen subvenciones a fondo perdido. Existe un gran interés, tanto en Europa como en España, en que este tipo de proyectos se ejecuten.

También se verifica la compatibilidad técnica con la red, la adecuación del emplazamiento para la planta híbrida y la viabilidad técnica del sistema completo de producción de hidrógeno.

4. Conclusiones

El estudio concluye que realizar la instalación de una planta de hidrógeno verde de 25MW, correctamente dimensionada y conectada a una planta de generación híbrida solar-eólica, es técnica y potencialmente económicamente viable. Destacan en el diseño la integración eficiente de sistemas renovables, la modularidad de los electrolizadores PEM y el estudio de uso de estándares avanzados para la automatización y supervisión, tanto de la generación renovable como del proceso de producción de hidrógeno.

En el plano económico, los resultados muestran una rentabilidad aceptable, incluso en escenarios conservadores. Sin lugar a duda, la existencia de ayudas públicas y subvenciones a fondo perdido permiten asumir costes de producción competitivos y refuerzan la viabilidad financiera del proyecto. Es una propuesta que supondrá una referencia sólida para futuros desarrollos industriales dentro del proceso de transición energética.

5. Referencias

Cummins, HyLYZER 500 Product Sheet.

Siemens Gamesa, SG 5.0-145 Technical Data.

IEA, The Future of Hydrogen, 2019.

CEN-CENELEC, Hydrogen in the Energy System – Technical Report, 2021.

IDAE, Guía técnica del hidrógeno renovable, 2022.

LONGi Solar, LR5-72HBD-545M Bifacial Module Datasheet, 2023.

1.2 ABSTRACT

This Final Degree Project proposes the technical and financial planning of a 25 MW green hydrogen plant, powered by hybrid renewable energy generation (solar and wind). Green hydrogen, obtained through the electrolysis of water using renewable energy, is emerging as a strategic alternative to reduce dependence on fossil fuels and advance the decarbonization of industries.

Keywords: Green hydrogen, renewable energy, repowering, PEM electrolysis, hybrid solar-wind plant, ancillary services, LCOH, decarbonization

1. Introduction

In the global context of energy crisis, a growing scarcity of fossil resources, and increasing climate problems due to the use of these resources, green hydrogen is positioned as a key energy vector. It is a sustainable, storable, and transportable resource. Furthermore, its production method, based on the electrolysis of water using renewable energy in the process, allows for the generation of hydrogen without generating carbon emissions into the atmosphere. 1. Project Definition

This project proposes the design of a PEM electrolysis plant capable of producing approximately 3,000 tons annually, harnessing the energy produced by a hybrid plant consisting of 20 MWp and 30 MW of solar and wind energy capacity, respectively. The site will be the Doña Benita-Cuéllar wind farm. A partial repowering of the wind farm, which is almost two decades old, will be carried out to take advantage of the existing infrastructure and the land already tendered for renewable generation. The project seeks to maximize renewable self-consumption by injecting and selling any surplus energy back to the grid, depending on the hourly generation profile. The aim is to avoid emissions and lay the foundation for a replicable industrial solution.

2. System Description

The project consists of the following key subsystems:

- Renewable generation system: This will include a 545 Wp LONGi solar panel plant with single-axis trackers, with a total capacity of 20 MWp. The wind farm will be composed of six Siemens-Gamesa 5.0-145 wind turbines, which will replace six Gamesa G87/2000 generators. The wind farm will have a total capacity of 30 MW. A variety of criteria will be used to determine which wind farm is suitable for both repowering and hybridization.
- Electrolysis: A total of 10 Cummins HyLYZER 500 modules will be installed, each with a nominal power of 2.5 MW, for a total of 25 MW. The electrolysis system has been designed in a modular manner, such that, depending on the available renewable generation, modules are switched on

or off to maximize the individual load factor of each module and, consequently, the overall efficiency of the system. These modules offer flexible operation, allowing them to produce hydrogen with as little as 5% of the charge, although the system has been designed to operate only if the charge exceeds 10%, to increase the system's useful life.

- **Electrical infrastructure:** A medium-voltage electrical grid with AIS cells will be designed. Renewable generation sources, electrolyzers, and the low-voltage system, which will power the system's auxiliary services, will be connected to this grid.
- **Auxiliary systems:** All the systems required to ensure the proper functioning of the electrolyzers will be designed, to obtain pure hydrogen using DEOXO reactors and remove impurities, to compress it to 400 bar using pistons for subsequent storage in hydrogen bottle racks, and to ensure the system operates safely, thanks to compressed air systems for valve control and the inerting system to prevent explosive atmospheres (ATEX).

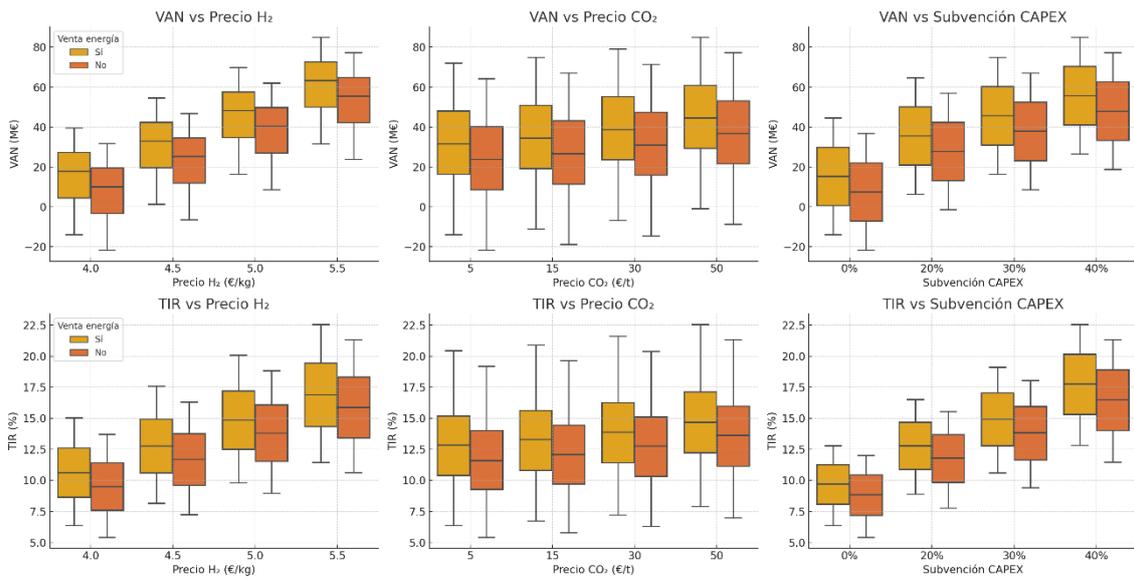


3. Results

After designing all the project systems and estimating their investment and operating costs, different economic scenarios involving various variables must be evaluated, such as the sales price of hydrogen, public CAPEX subsidies, the sale of carbon credits issued to avoid CO₂ emissions in unsustainable hydrogen production processes, and the sale of surplus electricity from the renewable generation system.

The project's useful life has been estimated at 30 years and a discount rate of 8%, as it is unknown whether the project will receive institutional support. The results obtained after analyzing 128 possible scenarios show that the project is potentially viable, depending on commercial and regulatory conditions. In some cases, the LCOH drops to €3/kg.

VAN y TIR según variables clave y venta de energía



On the contrary, other favorable conditions must be met; if not, the project's economic viability would be jeopardized.

It should be noted that several institutional mechanisms currently offer non-repayable grants. There is great interest, both in Europe and Spain, in implementing these types of projects.

Technical compatibility with the grid, the suitability of the site for the hybrid plant, and the technical feasibility of the complete hydrogen production system are also verified.

4. Conclusions

The study concludes that installing a 25 MW green hydrogen plant, properly sized and connected to a hybrid solar-wind generation plant, is technically and potentially economically viable. The design highlights the efficient integration of renewable systems, the modularity of the PEM electrolyzers, and the study of the use of advanced standards for the automation and monitoring of both renewable generation and the hydrogen production process.

On the economic front, the results show acceptable profitability, even under conservative scenarios. Without a doubt, the availability of public aid and non-repayable subsidies allows for competitive production costs and strengthens the project's financial viability. This proposal will serve as a solid reference for future industrial developments within the energy transition process.

5. References

Cummins, HyLYZER 500 Product Sheet.

Siemens Gamesa, SG 5.0-145 Technical Data.

LONGi Solar, LR5-72HBD-545M Bifacial Module Datasheet, 2023.

IEA, The Future of Hydrogen, 2019.

CEN-CENELEC, Hydrogen in the Energy System – Technical Report, 2021.

IDAE, Renewable Hydrogen Technical Guide, 2022.

1.3 AGRADECIMIENTOS

Me gustaría iniciar expresando mi más sincero agradecimiento a mi familia, por su constante respaldo, confianza y afecto durante todo este proceso. Su presencia ha jugado un papel crucial en cada etapa de la travesía.

Valoro particularmente a Aura Luisa de Lima, mentora en Empresarios Agrupados, por su guía, dedicación y por ofrecerme la posibilidad de adquirir conocimientos en un ambiente laboral riguroso y motivador. Su apoyo ha sido fundamental para el progreso de este proyecto.

Además, deseo expresar mi gratitud a la Universidad Pontificia Comillas, especialmente a la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), por brindarme una educación de alta calidad que ha definido mi crecimiento académico y profesional.

Por último, gracias a Patri, por su apoyo incondicional, su paciencia y por estar siempre a mi lado en los momentos más importantes. Este logro también es tuyo.

1.4 INTRODUCCIÓN

Actualmente existe un crecimiento al alza de los precios de la electricidad, tanto en España como en el resto de los países del mundo. Esto es principalmente, debido a la escasez mundial de recursos. Según recientes estudios, las fuentes de energía provenientes de combustibles fósiles se estima que se agotarán en pocos años; 50 años tanto para el petróleo como para el gas natural. Además, cada día es más alto el consumo energético a nivel mundial. Por tanto, es previsible que esta tendencia en los mercados continúe. Será crucial encontrar nuevos métodos para obtener energía.

Por otro lado, España sufre de una gran dependencia de importación de recursos naturales para la producción energética, aproximadamente el 80% de los recursos utilizados para ello son externos. España estaría muy expuesta ante una subida, esperable, de los precios de combustibles fósiles lo que podría perjudicar gravemente su economía.

Además, es crucial mencionar los problemas climáticos que están aconteciendo en el planeta. Debido a la producción masiva de energía mediante combustibles como el carbón, el petróleo o el gas natural, no sólo están desapareciendo los recursos, si no que se está poniendo en peligro el clima del planeta, debido a la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Estos gases atrapan la radiación solar que entra en la atmósfera, calentándola y provocando, si la situación no mejora, cambios irremediables en el clima del planeta, pudiendo provocar efectos catastróficos.

Ante el actual contexto descrito, se ve necesaria la inclusión de nuevas formas de producir energía a gran escala y que no perjudiquen en el proceso al planeta. No sólo para las generaciones presentes, si no para las futuras. Actualmente existen diversos métodos para producir este tipo de energía, las llamadas fuentes renovables. Las más importantes son la energía solar, eólica e hidráulica. Desgraciadamente, no consiguen resolver por completo el problema. Las energías solar y eólica dependen enormemente del clima. No es posible una predicción precisa y por tanto su intermitencia supone un problema en la producción de energía, ya que no podría suplir en todo momento la demanda del sistema eléctrico. Por otro lado, la hidráulica también depende del clima, ya que no todos los años es posible que los embalses de agua tengan la suficiente agua para producir toda la energía necesaria. Existen, sobre todo en España, años de sequía en los cuales las hidráulicas pierden su importancia en el mix energético. A pesar de que también es posible el almacenamiento de energía en baterías, actualmente no están lo suficientemente desarrolladas para, por sí solas, solventar esas carencias que tienen las energías renovables. Es, por tanto, necesario explorar otras opciones.

Una de las opciones más prometedoras, debido a su gran abundancia en el planeta, es el hidrógeno, en concreto, del hidrógeno verde. Gracias al hidrógeno verde se puede conseguir una fuente de energía almacenable y que para su producción no se emiten gases de efecto invernadero. Existen muchos métodos para producirlo, generalmente involucra un sistema de separación de la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno mediante electrolizadores, los cuales suelen estar alimentados mediante plantas solares o eólicas. Estos electrolizadores ionizan el agua por método de una pila, generando hidrógeno puro y produciendo de desecho oxígeno. Después, este hidrógeno podría ser utilizado tanto en motores de combustión, como en pilas de hidrógeno, produciendo

derivados como amoníaco o metanol o incluso como combustible sintético para transporte. Por tanto, es una opción que cada vez se investiga más y se invierte cada vez más dinero para producirlo en grandes cantidades, ya que en unos años podría ser la opción más asequible para obtener energía de manera limpia y eficiente. En concreto, en la UE se pretende que para 2030 se produzcan en torno a 10 millones de toneladas de hidrógeno y para esto España lleva más de 3.100 millones de euros invertidos para afianzar su posición en este sector energético.

Global production of hydrogen and its derivatives for energy purposes by production route

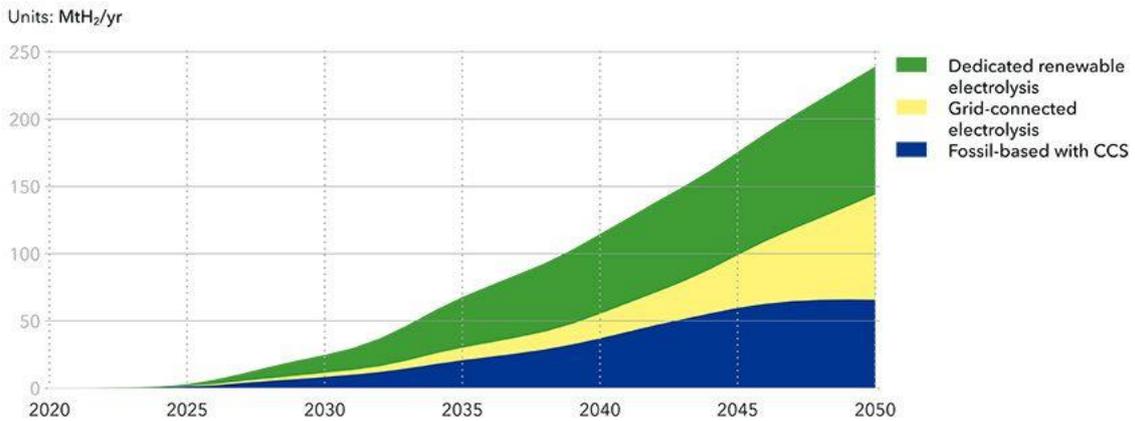


Figura 1.1 “Previsión de la producción del hidrógeno “Det Norske Veritas (DNV)”.

1.4.1 MOTIVACION DEL PROYECTO

Dada la escasez de recursos fósiles, que ya ocurre en el presente, y ante la amenaza de la falta de ellos en los próximos años, claves para la producción energética actual, se precisa encontrar nuevos métodos de producción que no utilicen este tipo de recursos. Además, ya que existe una gran preocupación por el calentamiento global, es crucial encontrar vías de producción renovable que no dañen el medio ambiente al obtener energía.

Es en este contexto donde se procurará demostrar que la tecnología necesaria para la producción de hidrógeno verde es viable y que es un proyecto rentable en términos económicos para conseguir implementarlo a gran escala.

1.4.2 OBJETIVOS

El objetivo principal del proyecto es analizar tanto técnica como económicamente la viabilidad de un proyecto de generación de hidrógeno verde, analizando las diferentes variables y modalidades de negocio que pueden influir a la hora de decidir cómo realizar el proyecto.

Una de las principales variables es el tipo de alimentación renovable que se utilizará, si es mejor realizar la instalación de un parque eólico o solar propio para la alimentación de los electrolizadores o si se realizarán contratos “Power Purchase Agreement” (PPA) con Red Eléctrica Española o instalaciones ya construidas adyacentes a la planta de

producción de hidrógeno. Además, habrá que seleccionar el tipo de electrolizadores utilizados, ya que existen numerosas alternativas para obtener el hidrógeno deseado. Será necesario decidir sobre cuál será el producto final que se obtendrá de la planta, ya que es posible obtener diferentes resultados, ya que se puede obtener tanto hidrógeno puro, como otros productos derivados del hidrógeno, mencionados anteriormente, lo cual afectará en el tipo de instalación que haya que desarrollar. También habrá que comparar localizaciones óptimas para la instalación, los diferentes métodos de transporte desde la planta a los puntos de demanda, y otras variables de importancia, como el estudio de la implantación de plantas de tratamiento de aguas o plantas refinadoras.

A su vez, se realizará un detallado estudio económico que incluirá una estimación de inversión (CAPEX), costes operativos (OPEX) y el costo nivelado del hidrógeno (LCOH) esperable, revisando además incentivos vigentes, como subvenciones, financiación pública o ventajas fiscales, tanto a nivel nacional como europeo. Se realizará un estudio del mercados actuales y futuros probables para el hidrógeno y sus derivados.

En conclusión, este documento tratará de realizar el estudio de cómo se realiza una instalación de una planta de hidrógeno verde. También se buscará demostrar que el hidrógeno verde es una alternativa real y competitiva, capaz de dar un cambio importante en el mix energético, no solo en España, si no en el mundo entero.

1.4.3 METODOLOGÍA

Para evaluar lo descrito anteriormente el proyecto consistirá en las siguientes fases:

- **Estudio de modelo de negocio:** Tal y como se ha comentado en el apartado anterior, será necesario evaluar si se aprovecharán instalaciones ya construidas o energía renovable proveniente de la red eléctrica o se realizarán instalaciones renovables nuevas para el suministro de potencia a la planta de producción de hidrógeno. Además, también será crucial decidir que producto final será vendido, ya que el hidrógeno se puede vender de forma directa o aprovecharlo en derivados como el amoníaco, el metanol o combustibles sintéticos. Para este estudio se realizará una aproximación en función de otros proyectos similares, ya que existen muchas variantes.
- **Estudio del emplazamiento de la planta de hidrógeno verde:** Una vez analizado el modelo de negocio, será necesario decidir dónde se construirá la instalación, y para ello habrá que tener en cuenta diversos factores. Es importante que exista un suministro constante y abundante de agua, se empleará una planta de tratamiento de aguas para purificarla y así obtener un mayor rendimiento global.
- **Estudio de la planta de generación de hidrógeno verde:** se analizará que tecnología de electrolizadores es más viable, tanto técnica como económicamente, para una instalación de 25MW de producción de hidrógeno verde. Se tendrá en cuenta el coste inicial y de operación, rendimientos de producción y pureza del hidrógeno necesaria.

- **Estudio de la planta de tratamiento de aguas:** se realizará un breve análisis técnico de la instalación necesaria para purificar el agua que será procesada mediante electrolisis.
- **Estudio de la planta compresora de hidrógeno:** para la distribución del hidrógeno, es necesario que éste sea comprimido a una cierta presión. Esta presión variará en función de qué modelo de negocio se use y que producto final se quiera obtener.
- **Análisis económico completo:** tras valorar todo lo anterior, y comprobar si es viable técnicamente la planta, se realizará un estudio exhaustivo económico. Se llevarán a cabo análisis CAPEX y OPEX para evaluar los costos iniciales y operativos, respectivamente. Además, se realizará un estudio detallado del ROI y la TIR para analizar la rentabilidad del proyecto. Se tendrán en cuenta posibles subvenciones, financiación pública y cualquier ventaja económica que se pueda obtener de la explotación.
- **Análisis del impacto ambiental:** se realizará un estudio que describa en qué manera se verá afectado el medioambiente. Se analizarán los consumos de agua y energía, además de todas las emisiones de gases dañinos evitadas en el proceso de producción de hidrógeno verde con energías renovables en comparación con el uso de combustibles fósiles. Además, se verificará que el proyecto cumple con la normativa y legislación sobre el hidrógeno en España y la Unión Europea. Se analizarán permisos y autorizaciones necesarias para la construcción y operación de una planta de hidrógeno verde.

1.4.4 HERRAMIENTAS EMPLEADAS

Para la realización de este proyecto se ha hecho uso de las siguientes herramientas:

- Paquete Office: Para la elaboración de documentación, gráficas, tablas y diseños.
- Autocad: Elaboración de los planos de la instalación.
- Google Earth: Para la ubicación geográfica de la instalación, cálculo de coordenadas y distancias.
- SAM: Herramienta de simulación energética. Utilizada para el análisis energético de la planta híbrida.
- MATLAB: Herramienta matemática. Utilizada para simular el comportamiento del sistema de hidrólisis.

1.5 ESTADO DEL ARTE

1.5.1 DESCRIPCIÓN DEL HIDRÓGENO VERDE

Uno de los grandes retos que se presentan hoy en día es la descarbonización. Los científicos se refieren a este término como el proceso de sustituir progresivamente los átomos de carbono en la generación de energía eléctrica. La principal apuesta es el uso de energías renovables y/o la energía nuclear. Se debe reducir la emisión de partículas de carbono a lo mínimo posible. Para conseguirlo, se deberán sustituir los combustibles fósiles muy contaminantes por otras fuentes que no lo sean, como la hidráulica, solar u eólica, entre otras.

Por otro lado, la electrificación de algunos sectores con este nuevo tipo de energías también será necesario. Los consumos domésticos, industriales y, en especial, los de transporte son grandes consumidores de energía. Actualmente se suple esa demanda energética mediante el uso de combustibles fósiles como el petróleo o el gas natural que deben ser sustituidos por otro tipo de suministro eléctrico más limpios y que emitan el mínimo carbono posible. Será, por tanto, necesario un gran aumento de la generación de energía renovable e innovación en equipos de consumo diferente. Aquí está la gran aportación del hidrógeno a la sociedad. Existen algunos sectores los cuales son muy complicados de electrificar, como pueden ser la industria pesada, el transporte o la industria química. En este tipo de industrias, el hidrógeno coge importancia como propuesta para su descarbonización.

Sin embargo, esta tecnología está aún en vías de desarrollo. Actualmente, el hidrógeno no representa si quiera el 1% en el mix de producción energético de Europa. Además, una parte del hidrógeno producido se realiza mediante el uso de fuentes emisoras de dióxido de carbono. Por otro lado, el mercado actual para el hidrógeno no está preparado para la generación de energía, sino para el consumo industrial. Se utiliza el hidrógeno producido para obtener fertilizantes o como materia prima para refinerías. Aún así, el hidrógeno sigue siendo un vector energético con un enorme potencial, los gobiernos de múltiples países son concededores de ello y por esa razón se están invirtiendo altísimas cantidades de dinero en el desarrollo e implementación de nuevas tecnologías que sean capaces de producir hidrógeno de la forma más barata, limpia y eficiente posible.

Actualmente, el gas natural es un recurso muy defendido dentro de la Unión Europea, la cuál se ve como una energía de transición hasta que otras tecnologías como la solar o eólica se desarrollen de forma completa en el mercado eléctrico. A estas se le puede sumar también la hidráulica, que puede no tener tanta intermitencia como las anteriores, pero que en un país como España no se puede tener como un método de producción básico, con años secos y húmedos que se distribuyen estadísticamente de manera irregular.

1.5.2 MODELOS DE NEGOCIO

1.5.2.1 TIPOS DE HIDRÓGENO

En los últimos años el hidrógeno se ha convertido, según la opinión de un gran número de expertos, en una de las principales piezas para conseguir una transición hacia una economía energética que logre ser más sostenible y libre de emisiones de carbono. Para ello, es necesario el uso de otro tipo de elementos que sean capaces de lograr ese deseado cambio en sectores cuya electrificación sea compleja. Sin lugar a duda, el hidrógeno es una de las opciones más viables para superar ese reto. El proceso de obtención de hidrógeno verde es, en general, un proceso de hidrólisis, que utiliza la electricidad generada a partir de fuentes renovables de energía como la solar o la eólica. Sin embargo, también existen otras formas de obtener el hidrógeno, aunque no todas tienen por qué hacer uso de energías renovables. Los diferentes tipos de hidrógeno están clasificados en función de la fuente de energía que utilicen y las emisiones de CO₂ que produzca dicho método. Los más conocidos son:

- **Hidrógeno gris:** Producido mediante reformado de gas natural junto con vapor de agua (Steam Methane Reforming – SMR). Aunque se pueden utilizar otras fuentes para su producción, generalmente se usa gas natural para su producción. Tiene una alta emisión de CO₂ por kilogramo de hidrógeno producido, aproximadamente entre 9 y 12 kg de CO₂. Es el tipo de hidrógeno más común y económico, pero también el más contaminante. Una planta de hidrógeno de pequeño tamaño operando las 24h del día puede obtener al año más de 4000 toneladas de H₂, por lo que, con este método se equivale a la emisión de más de 40000 toneladas de CO₂ al año.
- **Hidrógeno azul:** Para la producción de este tipo de hidrógeno se hace uso del mismo método que para el gris, pero incorpora tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS) que consiguen que se reduzca una gran parte de las emisiones de dióxido de carbono, hasta un 90%. Se considera que este método puede ser una alternativa mientras se transita hacia métodos de producción de hidrógeno limpio, sin embargo, también la inclusión de estos receptores de carbono incrementa el coste de producción.
- **Hidrógeno rosa:** El método de producción del hidrógeno rosa es mediante energía nuclear. Ofrece una producción estable las 24 horas del día, lo que es muy útil para una producción continua de hidrógeno. Apenas tiene emisiones de CO₂, pero el principal problema de este tipo de producción es la opinión que la sociedad tiene concebida acerca de la energía nuclear, la cual considera que puede ser un potencial riesgo en caso de falla de alguno de sus componentes. Sin embargo, se están desarrollando nuevos reactores nucleares más seguros que proporcionen energía estable y a gran escala en pequeños reactores modulares llamados Small Modular Reactor (SMR), lo que convierte este tipo de hidrógeno en una posible vía en años futuros, aunque aún no existe normativa vigente para este tipo de reactores y se han implementado muy pocos en el mundo actualmente.
- **Hidrógeno verde:** Es obtenido mediante el uso de electrolizadores que son alimentados por energía renovable. Es el único método que al obtener hidrógeno no emite CO₂, sino O₂, haciéndolo el más sostenible. Actualmente es el método

más costoso y depende de la disponibilidad de fuentes renovables. Sin embargo, ante el aumento incesante de energías renovables en la península y gracias a diferentes proyectos de inversión en este tipo de tecnologías tanto en el panorama nacional como europeo, se hace, actualmente, mucho más viable su desarrollo como uno de los vectores energéticos más importantes del sistema.

En un contexto global donde la urgencia por reducir las emisiones de carbono es cada vez más crítica, el hidrógeno verde es la alternativa más limpia, sostenible y alineada con los objetivos climáticos a medio/largo plazo. Aunque hoy en día su coste es más elevado que el gris o el azul, su impacto ambiental es prácticamente nulo y su viabilidad, tanto técnica como económica, es mejorada continuamente gracias a la expansión de las energías renovable y el apoyo de las instituciones. Apostar por el hidrógeno verde no solo conseguirá sustituir combustibles fósiles en sectores con difícil electrificación, si no que, además, contribuirá a una independencia energética más segura con un modelo más responsable con el medio ambiente. El futuro exige del uso del hidrógeno verde.

1.5.2.2 Estudio de Fuentes de Energía Limpia para el Suministro de una Planta de Producción de Hidrógeno

Como se ha mencionado anteriormente, existe una enorme necesidad de desarrollar una tecnología que proporcione independencia energética para España y que sea lo menos dañino posible para el planeta. El hidrógeno tendrá un importante papel en el futuro. Actualmente, se están desarrollando tecnologías basadas en hidrógeno que son mucho más eficientes que aquellas que hacen uso de combustibles fósiles para producir energía, por lo que, es posible que en un tiempo se empiecen a utilizar en centrales de generación. Además, gracias a la gran versatilidad del hidrógeno, también sería posible utilizarlo en otras industrias, tal y como se ha explicado anteriormente. Es importante que, dado el grado de preocupación mundial por el aumento de emisiones de gases nocivos para la atmósfera, la planta sea alimentada por energías renovables, y existe un gran abanico de posibilidades. Las alternativas están entre aprovechar diferentes plantas ya existentes, conseguir contratos Power Purchase Agreement (PPA) o realizar la instalación de una planta de generación propia para la alimentación de la planta generadora de hidrógeno. Se estudiarán los diferentes casos más típicos a continuación. Para este proyecto, ya que en España es posible que ocurran años de sequía, se descartará el uso de energía hidráulica, aunque en otros países sí es utilizada.

Primero, se hará una valoración inicial, sin entrar en demasiado detalle, de los pros y contras de los métodos más extendidos para la alimentación de la planta.

Planta solar o eólica existente:

Al intentar aprovechar plantas ya existentes, no requiere una gran inversión en nueva infraestructura. Permite dar salida a energía que, dependiendo del momento, no es posible inyectarse a la red. Sin embargo, si la planta no tiene almacenamiento o una fuente estable, es también muy posible que la producción de hidrógeno sea irregular. Será necesario adaptar infraestructuras y existirán limitaciones en términos de localización. Además, se necesitarán permisos y autorizaciones adicionales, por no

mencionar que, al ser privadas, estas plantas mostrarán una mayor reticencia a aportar la energía necesaria, ya que no existe un incentivo para que así lo hagan.

Actualmente existen proyectos en España que se alimentan de esta manera, como el proyecto de Acciona y Enagás en Mallorca, Green Hysland. Sin embargo, se trata de una planta de pequeño tamaño, de 7,5MW, dado que, debido a lo mencionado anteriormente, sería complicado que fuera rentable. Para proyectos en los cuales se utilicen electrolizadores de mayor tamaño, alimentarlas desde plantas ya existentes resulta contraproducente.

PPA con REE para obtención de energía renovable:

Solo se requiere inversión en las conexiones con la red eléctrica. Se realizan contratos a largo plazo con un precio estable en los que se garantice un suministro energético con origen renovable, lo cual también reducirá posibles riesgos financieros. Sin embargo, también presenta una serie de desventajas. Es necesario un consumo energético constante, lo cual puede llegar a ser complejo si se realizan los contratos PPA con plantas renovables sin almacenamiento. También se suele imposibilitar el acceso al mercado Spot, con lo que se pierde la posibilidad comprar energía barata. Es posible que se apliquen restricciones en el contrato y se depende por completo de la red eléctrica.

Existen actualmente diferentes proyectos en la península que no han necesitado de instalaciones renovables cercanas a la planta de generación de hidrógeno, ya que operan exclusivamente bajo estos contratos de compraventa de energía:

- Proyecto de BP e Iberdrola en Castellón:
 - 25MW de electrolizadores con un suministro energético de 200GWh/año
- Proyecto de B2HC en el País Vasco
 - 100MW planificados para 2028, sin detallar aún contratos PPA específicos.

Instalación solar propia:

A pesar de que implica una mayor inversión inicial, al contar con una planta solar propia se obtiene un control absoluto sobre la producción de energía 100% renovable, esto se traduce en una mayor autonomía y estabilidad tanto a corto como a largo plazo. Siendo, además, los costes operativos y de mantenimiento relativamente bajos y pudiendo almacenar el exceso de producción en baterías o para su venta directa a la red eléctrica, mejorando el rendimiento económico del sistema.

No obstante, esta solución también presenta retos a los que enfrentarse. El mayor reto es la dependencia directa de la irradiación solar y su intermitencia. Esto condiciona en gran medida la producción de hidrógeno. A su vez, la instalación de una planta solar junto con la infraestructura necesaria para realizar la electrolisis requiere una superficie amplia. Para poder garantizar un suministro continuo cuando no se tenga suficiente

energía solar sería necesario complementar la instalación con contratos PPA que aseguren un suministro de energía renovable a través de la red.

A pesar de ello, muchos de los proyectos actuales de hidrógeno verde a nivel tanto nacional como internacional se basan exclusivamente en plantas solares para la energización de los electrolizadores, dado su sencillez y bajo coste operativo. Algunos ejemplos importantes en España son:

- Planta de hidrógeno verde de Puertollano:
 - 100MW de solar fotovoltaica + 20MW de electrolizador
- Proyecto de VerdeLIMIA
 - 150MW de renovables + 30MW de electrolizador
- Proyecto de HyDeal España:
 - Hasta 9,5GW de energía solar para alimentar 7,4GW de electrolizadores

Instalación eólica propia:

Al igual que con las plantas solares, requiere una mayor inversión inicial, sin embargo, en comparación con la solar, se obtiene un mayor factor de capacidad, dado que tiene un mayor número de horas anuales en funcionamiento. La solar tiene un factor de capacidad de entre un 15% a 25%, pero con la eólica, se puede obtener hasta un 40% anual. Aunque tiene unos costos de operación y mantenimiento más altos que una planta solar, tiene una estabilidad de suministro más favorable para la producción de hidrógeno.

Como ocurre con la energía solar, también existe una cierta intermitencia con la energía eólica, ya que existe una variabilidad impredecible a corto plazo y afectar al suministro. A su vez, no todas las ubicaciones tienen viento suficiente y regular, por lo que la viabilidad tiene una alta dependencia del recurso eólico local y también sería necesario complementar el suministro con contratos PPA para asegurar el suministro a los electrolizadores.

- Valle del Hidrógeno de Cartagena:
 - Aunque aún en desarrollo, se producirán anualmente más de 14500 toneladas de hidrógeno gracias a su electrolizador de 100MW.
- Proyecto H2Heat en Gran Canaria:
 - Se alimenta un pequeño electrolizador a base de energía eólica marina en plataformas off-shore.

Instalación híbrida de energía solar y eólica:

A pesar de su elevado coste inicial y su complejidad para operar, los proyectos más importantes de producción de hidrógeno instalados y en vías de desarrollo utilizan este método para alimentar las unidades de electrólisis. Dado que cuando hay menos sol, suele haber más viento, se permite un suministro más estable, lo cual aumenta el factor de utilización del electrolizador. Además de que se reduce la necesidad de almacenamiento y dependencia de aterías, se pueden aprovechar infraestructuras comunes como los inversores, conexión a red, sistemas de control y terreno, lo cual reduce enormemente los costes de utilizar varias fuentes de energía.

No obstante, existen muchos retos que afrontar, ya que integrar dos tecnologías diferentes para alimentar los sistemas de producción de hidrógeno requiere de unos sistemas de control más avanzados, con un diseño más complejo y una operación más exigente. Además, las ubicaciones óptimas para disponer de energía solar no siempre coinciden con las zonas idóneas para la energía eólica, por lo que será necesario encontrar un espacio en el cual se den condiciones aptas para obtener la mayor producción energética posible.

En conclusión, una planta híbrida aumenta enormemente la disponibilidad energética, aunque a costa de una mayor inversión inicial, costos operativos y complejidad técnica. Es, sin embargo, una solución interesante para proyectos de media y gran escala en los que se busque tener una independencia energética y una producción estable y continua de hidrógeno verde.

A continuación, con el objetivo claro de determinar la solución más rentable económicamente para el suministro energético de una planta de producción de hidrógeno verde de 25MW, se realizará un análisis comparativo de los costes iniciales (CAPEX) y costes operativos (OPEX) de estos modelos de suministro energético. Se contempla tanto infraestructura como acuerdos externos para la obtención de energía renovable. Se tendrá en cuenta tanto los aspectos económicos, como las diferentes implicaciones técnicas y de gestión para seleccionar la opción más adecuada para este proyecto.

Es importante destacar que se tratará de un análisis preliminar de carácter comparativo. Se seleccionará la opción más adecuada en base a este estudio básico, que analizará los costes ocasionados en otros proyectos similares, y se procederá a realizar, posteriormente, un análisis más exhaustivo y específico de dicha opción, donde se considerarán todos los elementos de diseño, operación y regulación del proyecto.

Uso de planta solar o eólica existente (PPA con terceros)

CAPEX:

0€ (sin inversión en generación propia)

OPEX:

Precio medio PPA:

62,96€/MWh. Precio medio anual del mercado diario e intradiario para el 2024 según la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Tecnología	2023
Tecnologías de cogeneración (grupos a.1 y a.2)	1,1318
Tecnología solar fotovoltaica (subgrupo b.1.1)	0,6672
Tecnología solar termoelectrica (subgrupo b.1.2)	0,7850
Tecnología eólica (grupo b.2)	0,8771
Tecnología hidroeléctrica (grupos b.4 y b.5)	0,9538
Tecnologías que utilicen como combustible principal biomasa, biogás o biolíquidos (grupos b.6, b.7 y b.8)	1,0355
Tecnologías de los grupos c.1, c.2 y c.3	1,1318
Tecnologías del grupo b.3	0,8435
Tecnologías de plantas de tratamiento de residuos	1,1318

Figura 1.2 “Precio medio anual del mercado diario e intradiario CNMC”

Ingresos medios de cada tecnología en los mercados diario e intradiario con respecto a dicho precio medio.

Consumo anual estimado:

La estimación del consumo de horas se basa en:

Uso de planta solar:

Horas típicas 2000-2400h anuales

$$25MW * 2200h = 55000MWh$$

Uso de planta eólica

Horas típicas 2500-3000h anuales

$$25MW * 2750h = 68750MWh$$

Coste anual:

Solar:

$$55000MWh * 62,96€/MWh * 0,6672 \approx 2,31M€$$

Eólica:

$$68750MWh * 62,96€/MWh * 0,8771 \approx 3,8M€$$

Contrato PPA con REE (Red Eléctrica Española)

CAPEX:

0€ (sin inversión en generación propia).

OPEX:

Precio medio PPA:

$$62,96€/MWh * \frac{0,6672 + 0,7850 + 0,8771 + 0,9538}{4} = 51,67€/MWh$$

Consumo anual estimado:

$$25MW * 3500h = 87500MWh$$

Usar 3500h anuales para este modelo refleja una combinación posible de fuentes renovables con respaldo parcial por red.

Coste anual:

$$87500MWh * 51,67€/MWh = 4,52M€$$

Instalación solar fotovoltaica propia:

CAPEX

Coste por MW: 950.000 € aprox.

Capacidad necesaria de la planta: 50MWp.

$$50MWp * 950.000€ = 47,5M€$$

Se sobredimensiona la planta solar para alimentar un electrolizador de 25MW operando 4400h/año. Supone un uso eficiente de toda la energía producida, almacenando en baterías y comprando energía cuando fuera necesario.

OPEX

Coste de operación y mantenimiento (O&M): 15€/MWh aprox.

Producción anual estimada:

$$50MW * 2200h = 110.000MWh$$

Coste anual O&M:

$$110.000MWh * 15€/MWh = 1,65M€$$

Instalación eólica propia:

CAPEX

Coste por MW: 1.000.000€ aprox.

Capacidad necesaria de la planta: 40MWp

$$40MWp * 1.200.000€ = 48M€$$

Se sobredimensiona la planta eólica para alimentar un electrolizador de 25MW operando 5000h/año. Supone un uso eficiente de toda la energía producida, vendiendo a la red cuando existan excesos o almacenando en baterías y comprando energía cuando fuera necesario.

OPEX

Costes de operación y mantenimiento (O&M): 20€/MWh

Producción anual estimada:

$$40MW * 5000h = 200000MWh$$

Coste anual O&M:

$$200.000MWh * 20€/MWh = 4M€$$

Instalación Híbrida (Solar + Eólica):

CAPEX:

Coste por MW de una planta solar: 950.000€ aprox.

Coste por MW de una planta eólica: 1.000.000€ aprox.

Para comparar con las opciones anteriores se buscará generar 110.000MWh, que equivale a 7000h/año de producción.

Una combinación viable sería:

25MW de solar fotovoltaica

$$25MW * 950.000€/MWh = 23,75M€$$

25MW de eólica

$$25MW * 1.200.000€/MWh = 30M€$$

TOTAL: 44.5M€

Esta configuración permite una complementariedad de ambas fuentes para garantizar suficiente energía anual sin necesidad de depender exclusivamente de ninguna de ellas.

Se sobredimensiona la planta híbrida para alimentar un electrolizador de 25MW operando 4400h/año. Supone un uso eficiente de toda la energía producida, vendiendo a la red cuando existan excesos o almacenando en baterías y comprando energía cuando fuera necesario.

OPEX:

Producción anual estimada:

Energía solar

$$25MW * 3000h = 75000MWh$$

Energía eólica

$$16MW * 4000h = 64000MWh$$

Costes O&M:

Energía solar

$$75000MWh * 15€/MWh = 1.125M€$$

Energía eólica

$$64000MWh * 20€/MWh = 1.28M€$$

TOTAL: 2.4M€

COMPARATIVA FINAL:

Para realizar una comparativa final de las diferentes propuestas y así poder elegir una de ellas se hará uso del Costo Nivelado de la Energía (LCOE, por sus siglas en inglés). Esto es una métrica que permite comparar diferentes tecnologías de generación de energía teniendo en cuenta todos los costes a lo largo de su vida útil, divididos por la energía total generada.

LCOE (Costo Nivelado de la Energía):

$$LCOE = \frac{CAPEX * CRF + OPEX_ANUAL}{E_ANUAL}$$

CAPEX: Coste total de la inversión.

CRF (Capital Recovery Factor): Factor de recuperación de capital:

$$CRF = \frac{r * (1 + r)^N}{(1 + r)^N - 1}$$

r: Tasa de descuento.

IRENA (International Renewable Energy Agency) usa una tasa de descuento estándar del 7%. Para proyectos subsidiados y con apoyo institucional se utilizan valores en torno al 5%-6%. Se elegirá, por tanto, una tasa de descuento del 6% para este análisis básico.

N: Años de vida útil. Se elegirá una vida útil de 25 años.

OPEX_ANUAL: Coste de operación y mantenimiento anual.

E_ANUAL: Energía anual generada.

Los resultados son los siguientes:

Modelo	CAPEX (€)	OPEX anual (€)	Producción estimada (MWh/año)	LCOE (€/MWh)	Coste total 25 años (€)
Uso de planta solar existente (PPA directo)	0	2310000	55000	42	57750000
Uso de planta eólica existente (PPA directo)	0	3800000	68750	55,27272727	95000000
Contrato PPA con REE	0	4520000	87500	51,65714286	113000000
Instalación solar fotovoltaica propia	47500000	1650000	110000	48,77971923	41250000
Instalación eólica propia	40000000	2200000	110000	48,44607935	55000000
Instalación híbrida solar + eólica	44500000	1870000	110000	48,64626328	46750000

Figura 1.3 “Comparativa técnico-económica de distintos modelos de suministro eléctrico”.

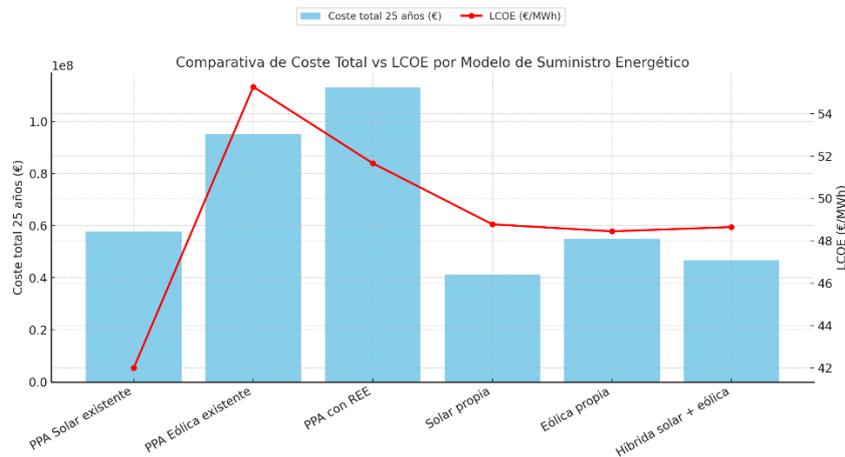


Figura 1.4 “Comparativa del coste total acumulado a 25 años y del LCOE para diferentes modelos de suministro energético”.

Analizando los gráficos anteriores se observa una comparativa de todos los modelos de suministro energético mencionados y tanto sus costes totales a 25 años como el LCOE de cada uno.

Se observa que los modelos con instalaciones propias (solar, eólica, híbrida) tienen los LCOE más bajos, incluso si se requiere una inversión inicial (CAPEX).

El contrato PPA directo con plantas solares ya existentes tiene el menor LCOE, aunque su producción es más baja y su coste total a 25 años es muy superior al de otros modelos con plantas existentes. Sin duda, el más caro a 25 años es el PPA con REE, aunque su LCOE está nivelado.

Para tomar la mejor decisión, será necesario comparar entre dos modelos, alimentar los electrolizadores con una planta fotovoltaica propia o con una planta híbrida con solar y eólica. Si bien se puede observar que la planta solar tiene un menor coste total a 25 años, tienen ambas un LCOE bastante similar. Por tanto, se deberá tener en cuenta otros factores, en particular, la cantidad de horas de operación de la planta.

Para tener unos mejores resultados, se elegirá un modelo de suministro energético proporcionado por una planta híbrida entre solar y eólica. Tiene un coste total a 25 años de unos 46,75M€, el segundo más bajo después de la solar propia. Tiene un LCOE muy competitivo, en comparación con otras opciones que tienen muy poca inversión inicial en comparación. Pero la verdadera razón de escoger esta opción es que, al combinar solar y eólica, se compensan las variaciones estacionales y diurnas. Esto se traduce en un perfil de generación más estable y fiable, ideal para la producción de hidrógeno sin elevar demasiado los costes totales del proyecto.

1.5.2.3 Análisis Comparativo de Tecnologías de Producción de Hidrógeno

Considerando que la fuente de alimentación de la planta de hidrógeno verde será un sistema híbrido solar-eólico se realizará un análisis técnico comparando las diferentes tecnologías de producción de hidrógeno. Se incluirán diferentes criterios para tomar la decisión entre los cuales están la madurez tecnológica, eficiencia, compatibilidad con energías renovables variables, coste y viabilidad a escala industrial. Pero para ello, será necesario primero describir las distintas alternativas que existen hoy en día.

- **Electrólisis alcalina (AWE . Alkaline Water Eelectrolysis)**

- Principio de funcionamiento:

Se hace uso de una solución alcalina (generalmente KOH o NaOH en agua) que funciona como electrolito para descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno aplicando corriente eléctrica. Los electrodos metálicos utilizados están separados por un diafragma poroso que evita que se mezclen gases.

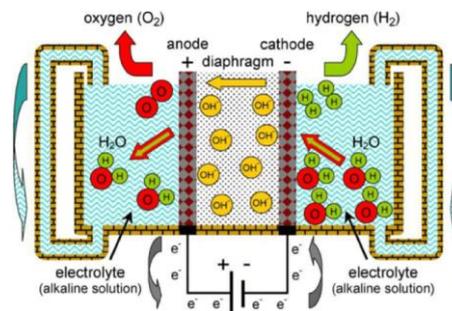
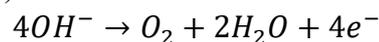


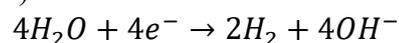
Figura 1.5 “Esquema de funcionamiento de un electrolizador alcalino”.

- Reacción electroquímicas:

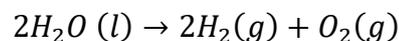
- Ánodo (oxidación):



- Cátodo (reducción):



- Reacción global:



- Características técnicas:

- Temperaturas de operación: 60-90 °C
- Electrolito líquido alcalino (KOH 20-30%)
- Presión de salida: atmósfera a 30 bar
- Separación de gases mediante diafragma (no membrana polimérica)
- Electrodos de níquel, acero inoxidable u otros materiales niquelados
- Larga vida útil (>60.000 horas)
- Costes bajos, especialmente en CAPEX
- Tecnología probada, fiable y con estándares.

- Limitaciones
 - Respuesta lenta a variaciones de carga. Más conveniente si se utilizan tecnologías de almacenamiento.
 - Se requiere mantenimiento del electrolito. Si el diafragma se degrada existe posibilidad de mezcla de gases.

- **Electrólisis PEM(Proton Exchange Membrane Electrolysis)**

- Principio de funcionamiento:

Con esta tecnología también se divide el agua en hidrógeno y oxígeno. A diferencia de la anterior, únicamente se utiliza una membrana polimérica conductora de protones que actúa tanto como electrolito como separador de gases.

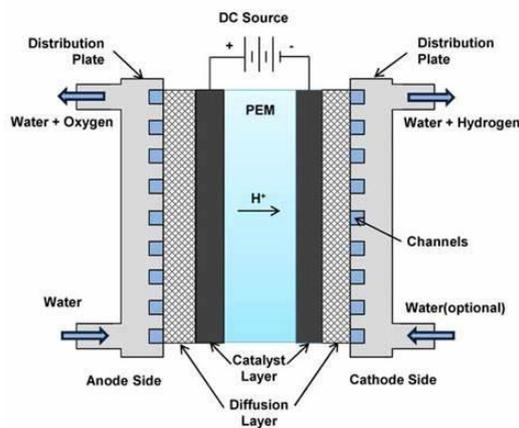
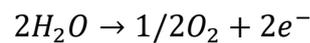


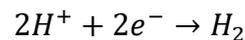
Figura 1.6 “Esquema de funcionamiento de un electrolizador PEM”.

- Reacción electroquímicas:

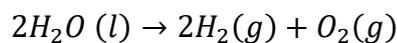
- Ánodo (oxidación):



- Cátodo (reducción):



- Reacción global:



- Características técnicas:

- Temperatura de operación: 50-80°C
- Electrolito sólido (membrana de Nafion, Aquivion)
- Presión de salida: hasta 30 bar sin compresión externa
- Altas densidades de corriente, mayor producción por m²
- Requiere catalizadores nobles (platino, iridio)
- Gran capacidad de modulación, ideal para generación intermitente.
- Hidrógeno de alta pureza (≈99.999%).
- Diseño compacto y modular.

- Limitaciones:
 - Elevado coste de materiales, debido a los catalizadores nobles.
 - Requiere de agua ultrapura.
 - Tiene una vida útil más corta que la electrólisis AWE.
- Ventajas clave:

Tiene una rápida respuesta a cambios de carga, con un diseño compacto, mayor eficiencia que la electrólisis AWE y mayor pureza del H₂.

- **Electrólisis SOEC (Solid Oxide Electrolysis Cell)**

- Principio de funcionamiento:

La electrólisis de óxido sólido se basa en el uso de celdas cerámicas a una alta temperatura que conducen aniones de O²⁻ a través de un electrolito sólido. Dado que se opera a altas temperaturas, entre 700°C y 900°C, la energía proveniente del calor se puede aprovechar en la producción, en vez de usar electricidad, para así mejorar la eficiencia teórica del proceso. También puede trabajar en un modo reversible, es decir, como una celda de combustible.

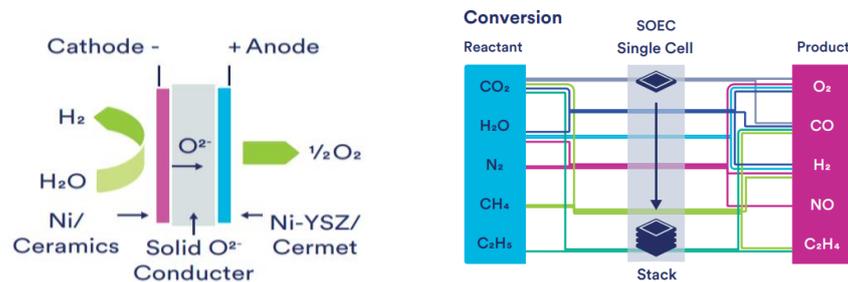


Figura 1.7 “Principio de funcionamiento de una celda de electrólisis de óxido sólido (SOEC)”.

- Reacción electroquímicas:
 - Ánodo (oxidación):

$$O^{2-} \rightarrow 1/2O_2 + 2e^{-}$$
 - Cátodo (reducción):

$$H_2O + 2e^{-} \rightarrow H_2 + O^{2-}$$
 - Reacción global:

$$2H_2O(l) \rightarrow 2H_2(g) + O_2(g)$$
- Características técnicas:
 - Temperatura de operación: 700-900 °C.
 - Electrolito: YSZ (óxido de zirconio estabilizado con itrio).
 - Electrodo: Ni-YSZ (cátodo), LSM (ánodo).
 - Configuración tubular o planar.
 - Trabajan a presión atmosférica.
 - Capacidad de modulación limitada.

- Produce hidrógeno de alta pureza ($\geq 99.9\%$).
 - Ventajas técnicas:
 - Muy alta eficiencia si se integra con fuentes térmicas, capaz de alcanzar más del 80%.
 - Capacidad de reducir CO₂ junto con H₂O para producir una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono, utilizable para química industrial.
 - Potencial integración con industria de alta temperatura.
 - Limitaciones:
 - Baja madurez. Aún no es escalable de manera industrial.
 - Los ciclos térmicos afectan en gran medida a la durabilidad mecánica del sistema.
 - Costes altos para los materiales cerámicos y sellos.
- **Fotocatalisis**
 - Principio de funcionamiento:
Se produce hidrógeno al combinar la absorción de luz y catálisis electroquímica en una celda fotoelectroquímica (PEC). Un semiconductor funciona como fotoelectrodo, absorbiendo fotones y generando en el proceso pares de e⁻/h⁺. Después se reduce el H⁺ a H₂ y se oxida H₂O a O₂. Esto ocurre a temperatura ambiente, la energía solar aporta el potencial termodinámico, por lo que la corriente necesaria es prácticamente nula.
 - Reacción electroquímicas:
 - Fotoánodo (oxidación):
$$H_2O \rightarrow O_2 + 4H^+ + 4e^-$$
 - Cátodo (reducción):
$$4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2$$
 - Reacción global:
$$2H_2O (l) \rightarrow 2H_2(g) + O_2(g)$$
 - Características técnicas:
 - Temperatura de operación: ambiente (~20-40 °C).
 - Electrolito: ácido (H₂SO₄ 0.5 M), neutro (fosfato) o alcalino (KOH 1 M); pH ajusta cinética y estabilidad.
 - Fotoelectrodos comerciales prototipo
 - Fotoánodo: BiVO₄, α-Fe₂O₃ (hematita), Ta₃N₅, WO₃; catalizadores OER: NiFeOx, CoPi, IrO₂.
 - Fotocátodo: Si (p-n), Cu₂O, GaInP₂, perovskita híbrida; catalizadores HER: Pt, MoS₂, Ni-Mo.
 - Intensidad de irradiación de prueba: 100 mW cm⁻²
 - Eficiencia solar-a-hidrógeno (STH): laboratorios ~5-12 %.
 - Presión atmosférica, se puede presurizar la cámara de gas.

- Rápida modulación de carga, que está limitada únicamente por la variación solar
- Una buena pureza del hidrógeno tras purga y secado
- Ventajas técnicas
 - Conversión directa sol-a-H₂, lo que elimina las posibles pérdidas en inversores y compresores.
 - Tienen un alto techo teórico, pueden superar el 30% STH.
 - Es un sistema compacto y escalable.
 - Operan a temperatura y presión ambiente.
 - Sin emisiones de carbono.
- Limitaciones
 - Tienen una madurez baja, TRL 3-4. Los prototipos de grandes superficies son excepcionales.
 - Muchos semiconductores se oxidan o reducen bajo operación continua.
 - Actualmente, el STH es inferior al 8%.

1.5.2.4 Estudio de Productos Comerciales Derivados del Hidrógeno: Transformación y Valor Añadido

En los últimos años, el hidrógeno ha empezado a consolidarse como uno de los posibles vectores energéticos del futuro, clave tanto para la transición energética y para la descarbonización de sectores difíciles de electrificar y almacenar energía a gran escala. Su uso en la industria se remonta décadas atrás, sin embargo, su producción mediante electrólisis con energías renovables y su comercialización como un tipo de energía limpia es relativamente reciente. Es por eso por lo que aún presenta una alta variabilidad en los precios, modelos de negocio y regulación.

Actualmente, el coste nivelado de producción de hidrógeno verde (LCOH) se encuentra en un rango entre los 3,5 a 4,5€/kg, dependiendo del recurso energético, la carga media anual del electrolizador y los diferentes sistemas auxiliares que precisa el sistema de producción de hidrógeno, además del coste del capital. Esto posiciona al hidrógeno verde en una posición de desventaja frente a otras variantes como el hidrógeno gris o el azul, cuyos costes se sitúan entre 1,5 y 2 €/kg. A pesar de ello, se están desarrollando miles de proyectos a escala mundial de producción de hidrógeno verde, especialmente en Europa, gracias a una serie de factores estratégicos:

- Compromisos internacionales de neutralidad climática a 2050. Estos compromisos exigen la eliminación progresiva del uso de combustibles fósiles en todos los sectores, incluyendo aquellos complicados de electrificar, como la industria pesada y la movilidad.
- Apoyo financiero y político de la Unión Europea. Existen numerosos instrumentos proporcionados por la UE para desarrollar este tipo de tecnología, como el IPCEI (Proyectos de Interés Común Europeo), los contratos por diferencia (CfD) o el Fondo de Inversión.
- Potencial exportador de países con alta capacidad renovable. España, entre otros países, cuenta con la posibilidad de monetizar recursos como el viento y el sol mediante la venta de hidrógeno producido de manera renovable.
- Creciente saturación de la red eléctrica. En los últimos años está aumentando la complicación de desarrollar proyectos de generación renovable, ya sean eólicos o solares, debido a que cada vez se le conceden menos puntos de conexión a la red eléctrica. El hidrógeno se convierte en una solución eficiente para poder aprovechar la energía renovable sin necesidad de inyectarla a red.
- Mejora tecnológica de los procesos de producción de hidrógeno. Cada vez más, las tecnologías disponibles para conseguir un LCOH menor están más desarrolladas, aumentando la competitividad del hidrógeno ante otros métodos de producción no renovables.
- Necesidad de garantizar una seguridad energética. Ya que, como se vio en la crisis energética de 2022-2023, es necesario reducir la dependencia energética del gas natural importado.

A pesar de que el precio del hidrógeno verde aún no es competitivo en el mercado, su valor estratégico como solución para integrar energías renovables en el sistema y descarbonizar diferentes sectores clave justifica su despliegue acelerado. Existen múltiples estimaciones de organismos como la Agencia Internacional de la Energía

(IEA), la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) o la Comisión Europea sitúan un rango de costes de producción del hidrógeno verde, LCOH, entre los 2 a 2,5€/kg a partir del año 2030 en proyectos de gran escala, bien dimensionados y con un alto número de horas de funcionamiento de los sistemas de producción.

El hidrógeno producido mediante electrólisis puede ser destinado a diferentes aplicaciones, tanto si se usa su forma pura o se usan derivados químicos. Entre las opciones más relevantes en la actualidad se encuentran: la inyección directa en redes de gas natural, el uso directo como combustible en industria pesada o en procesos industriales, la producción de amoníaco o metanol para su posterior uso en fertilizantes y combustibles sintéticos, y su conversión en electricidad a través del uso de pilas de hidrógeno.

En este contexto, este proyecto se centra en el hidrógeno como producto final único, una opción que es técnicamente viable y adecuada para la industria actual. Esta elección permite simplificar la operación de la planta, reducir los costes asociados a una posible transformación de producto y abre la puerta a distintos usos finales. A continuación, se describen las formas más habituales de presentar el hidrógeno y las principales estrategias para aumentar su valor comercial.

1) Tipos de hidrógeno comercial

Según la forma en la que se prepara el hidrógeno para su venta el hidrógeno puede presentarse en diversas formas físicas:

Forma	Presión típica	Estado	Aplicaciones	Ventajas	Inconvenientes
Hidrógeno gaseoso comprimido	200–700 bar	Gas	Transporte por camión, industria	Infraestructura probada, coste relativamente bajo	Requiere energía para compresión, densidad energética baja
Hidrógeno líquido (LH ₂)	20 K, atm.	Líquido criogénico	Aplicaciones espaciales, movilidad pesada	Alta densidad volumétrica	Costes y pérdidas elevadas por licuefacción
Hidrógeno adsorbido o metálico	<100 bar	Sólido (material absorbente)	Investigación, futuro almacenamiento estacionario	Alta densidad segura	Tecnología aún en desarrollo

Figura 1.8 “Comparativa de formas de almacenamiento de hidrógeno”.

En este proyecto se optará por la venta de hidrógeno gaseoso comprimido a aproximadamente 400 bar, facilitando su uso en industrias locales, además de facilitar así el transporte en camiones tipo tube-skid, con tubos cilíndricos de alta presión que se montan en remolques.

2) Rutas de valor añadido para el Hidrógeno Gaseoso

Existen múltiples formas de aumentar el valor del hidrógeno como producto sin recurrir a su transformación química

1. Compresión para Distribución

El objetivo es el de alcanzar los 400 bar necesarios para la carga del hidrógeno en camiones cisterna o tube trailers. Con un consumo de 3-4kWh/kg de H₂, según la configuración del sistema de compresión y las etapas, y un coste aproximado de entre los 400 y los 800 €/kg H₂, permite la venta a clientes off-site, lo cual mejora enormemente el precio de su venta a más de 5€ el kg.

2. Purificación y secado

A pesar de que el hidrógeno producido en los electrolizadores ya es de alta pureza (>99.99 %), puede ser necesario ser tratado adicionalmente para alcanzar diferentes estándares dentro de la industria. Esto aumentará el número de clientes potenciales y su disposición a pagar un precio elevado.

3. Certificación de origen verde

El que se obtenga el hidrógeno gracias a recursos renovables se convierte en un factor diferencial. Se pueden obtener beneficios económicos directos ya que se puede vender el hidrógeno como “hidrógeno verde”. Serían necesarias auditorías energéticas, trazabilidad y cumplimiento de criterios RED II.

4. Inyección en Red o Mezcla con Gas Natural

Aunque esta opción no se contempla en el proyecto debido a que actualmente los gasoductos no están preparados para asumir una inyección de grandes volúmenes de hidrógeno, existe la posibilidad de poder exportarlo de esta manera. Si bien es cierto que en un futuro se pretende instalar una red de hidrodutos en la península ibérica, esto sería materia de estudio para el proyecto en un futuro.

5. Créditos de carbono

La venta de créditos de carbono puede considerarse una rutade valor añadido en un proyecto de hidrógeno verde, ya que genera ingresos adicionales al monetizar las reducciones de emisión de CO₂ que se logran al sustituir combustibles fósiles.

El hidrógeno verde producido a partir de energía renovable, no emite CO₂ en su generación ni en su uso, por lo que se permiten evitar emisiones que sí se produciría en procesos convencionales. Estos créditos pueden venderse en mercados voluntarios y contribuyen al cumplimiento de objetivos climáticos, lo que aumenta el atractivo del proyecto para inversores.

Primero se debe establecer cuántas emisiones se producen en ausencia de este proyecto. En este caso, la línea base de comparación se asume que sería la producción equivalente de hidrógeno mediante reformado de gas natural (SMR), es decir, lo que se conoce como hidrógeno gris. En este proceso se producen emisiones de 9–10 kg CO₂ por kg de H₂. Por tanto, si en este

proyecto se produjeran 3000 toneladas de hidrógeno anuales, se podrían evitar entre 27000 a 30000 toneladas de CO₂ en una producción de la misma cantidad de hidrógeno por medios convencionales.

Cada tonelada de CO₂ evitada equivale a un crédito de carbono. Estos créditos los adquieren otras empresas que desean compensar su huella de carbono o cumplir objetivos de sostenibilidad ESG. Al tratarse un mercado voluntario, el precio de los créditos es muy variable. Sin embargo, en proyectos de alto impacto ambiental y social, como los de hidrógeno verde, podría alcanzar hasta los 50€/t CO₂ o incluso más. Pero para ello es necesario contar con certificaciones reconocidas (como Verra o Gold Standard), cuya obtención implica ciertos requisitos técnicos y administrativos, pero viables para proyectos de esta índole. En algunos casos excepcionales, se ha llegado a alcanzar valores de venta de hasta 100€/t CO₂.

3) Evaluación Económica del Valor Añadido

Estrategia de valorización	Coste adicional estimado	Aumento potencial de precio de venta	Justificación
Compresión a 400 bar	0.5–1.0 €/kg	+1.0–1.5 €/kg	Necesario para transporte
Purificación final	0.1–0.2 €/kg	+0.3–0.5 €/kg	Para industrias sensibles
Certificación verde	0.05 €/kg	+0.5–1.0 €/kg	Reconocimiento ambiental
Venta de créditos de carbono	Variable (según certificación)	+0.09–0.45 €/kg	Ingreso adicional por venta de créditos (9 kgCO ₂ /kg H ₂ evitado)

Figura 1.9 “Estrategias de valorización del hidrógeno producido y su impacto económico”.

Las diferentes estrategias para incrementar el valor del hidrógeno verde más allá del precio base de la venta de gas suponen un valor añadido de entre 0,3 a 3€/kg de H₂, dependiendo de la combinación que se utilice. Estas estrategias no solo mejoran la viabilidad económica del proyecto, sino que permiten adaptarse a diferentes mercados y sectores industriales. En particular, la venta de créditos de carbono puede suponer hasta un ingreso de más de 2 millones de euros anuales en escenarios favorables. Esto posicionaría al hidrógeno verde como una verdadera alternativa energética técnicamente viable, responsable con el medio ambiente y financieramente atractiva a inversores.

1.5.2.5 Diseño Integral del Sistema de Producción, Almacenamiento y Distribución de Hidrógeno

1.5.2.5.1 Selección del Método de Alimentación Energética para la Planta de Hidrógeno

Previamente se realizó un análisis básico CAPEX/OPEX de las diferentes maneras de producción de energía para la alimentación del electrolizador y los servicios auxiliares de la planta. Se llegó a la conclusión de que, a pesar de que hay diferentes opciones de alimentar el sistema de producción de hidrógeno, se ha escogido diseñar una planta híbrida compuesta por energía solar y eólica. Sin embargo, aún queda por realizar un estudio detallado de la instalación híbrida para alimentación de la planta. Se ha elegido este tipo de instalación ya que es posible obtener una gran cantidad de energía durante gran parte de todas las horas del año, siendo esto muy útil para tener una carga media del electrolizador superior y poder producir una mayor cantidad de hidrógeno a menor precio.

Aunque en el análisis previo se estimaron 25 MWp de solar y otros 25MWp de eólica, se deberá realizar un estudio completo de cuál es el mix más eficiente posible, por lo que se estudiarán varias alternativas, viendo cuánta producción energética durante el año que permita tener el electrolizador funcionando a la mayor carga posible para conseguir una mejor producción de hidrógeno. Para realizar este estudio se hará uso de una aplicación para el estudio técnico-económico que permitirá realizar varias simulaciones con diferentes configuraciones de la planta. Se realizará a continuación una breve descripción de cuáles han sido los diferentes pasos del análisis para poder obtener unos resultados más concretos y realistas

1.) Elección del terreno.

Este paso es realmente uno de los más importantes, ya que, una vez elegida la ubicación para la instalación de la planta, se podrán obtener los datos necesarios para estimar la producción solar y eólica de la planta híbrida. Será necesario tener el emplazamiento goce de un gran recurso solar, gran capacidad eólica durante todo el año, y acceso a agua durante todo el año para la producción de hidrógeno. Se ha contemplado colocar la planta eólica cerca de lo que dentro de unos años será el H2Med, que será el sistema de hidroductos que se implantará en España a partir de 2030. Se estudio colocar la planta en zonas del Duero y cerca de Huelva. En estos lugares habría acceso a los hidroductos dentro de unos años, además de gozar de refinerías cerca de estos lugares para poder vender el hidrógeno a gran escala. Sin embargo, se descartaron estos lugares. Cerca de Huelva, las mejores localizaciones, a pesar de contar con gran capacidad de producción solar y acceso a agua durante todo el año, no gozaba de gran capacidad de producción eólica en zonas cercanas a los puntos de venta, que serían las refinerías Repsol en Huelva. Por otro lado, en el valle del Duero ocurría algo similar, pero estaba mejor posicionado para un futuro hidroducto. A pesar de estas primeras consideraciones, en las cuales los factores determinantes eran, además del recurso energético e hídrico, su proximidad a hidroductos o gasoductos, y a refinerías para su venta, se tuvo en cuenta otra posibilidad. Esta era la de repotenciar un parque eólico ya existente cuyos

aerogeneradores tuvieran una edad ya de 20 años o más, y tener en cuenta también las demás variables como el recurso solar y el agua disponible, además de posibles puntos de venta. Se ha buscado diferentes opciones y los criterios de selección adicionales fueron que estuvieran cerca también de las subestaciones y que contasen con las menores restricciones ambientales posibles. Gracias a que se está repotenciando, se agilizaría en gran medida los trámites necesarios para la instalación del parque híbrido y la planta de hidrógeno.

En concreto se tuvieron en cuenta 4 parques eólicos ya existentes, todos en la zona de Cádiz, ya que cuenta con gran capacidad eólica y solar, además de un gran acceso a agua, tanto dulce como salada, en casos de sequía y sus posibles limitaciones. Se realizará una comparativa entre los 4 parques:

Parque	Potencia instalada (MW)	Nº Aerogeneradores	Modelo Aerogeneradores	Año puesta en marcha	Antigüedad (años)	Propietario / Operador	Presencia de cauce fluvial	Estado de repotenciación	Impacto ambiental potencial	Accesibilidad y terreno	Capacidad de hibridación
Doña Benita-Cuéllar	32	16	Gamesa G87/2000	2006	19	Iberdrola	Sí	No documentado	Moderado	Bueno	Alta
Zorreras	32	16	Gamesa G87/2000	2007	18	Iberdrola	Sí	Sin repotenciar	Bajo	Difícil (zona montañosa)	Media
La Herrería	44,8	28	Gamesa G52/850	2004	21	Iberdrola	Sí	Sin repotenciar	Alto (ZEPA, migra)	Difícil (zona montañosa)	Baja
El Venzo	8	4	Gamesa G87/2000	2005	20	Acciona / Grup	Sí	No repotenciado	Leve	Medio	Alta

Figura 1.10 “Comparativa entre parques eólicos candidatos a repotenciación o hibridación”.

Para tomar la decisión final de cuál será el parque a elegir se realizará una matriz de decisión con las siguientes ponderaciones:

Criterios	Ponderación
Potencia instalada	0,15
Antigüedad	0,1
Cauce fluvial cercano	0,1
Estado de repotenciación	0,15
Impacto ambiental	0,2
Accesibilidad y terreno	0,15
Capacidad de hibridación	0,15

Figura 1.11 “Criterios y ponderaciones utilizados para la evaluación multicriterio de parques eólicos”.

Por lo que las puntuaciones por parque quedan de la siguiente manera:

Criterios	Doña Benita-Cuéllar	Zorreras	La Herrería	El Venzo
Potencia instalada	4	4	5	1
Antigüedad	3	4	4	5
Estado de repotenciación	3	4	3	3
Impacto ambiental	4	4	2	3
Accesibilidad y terreno	5	2	2	4
Capacidad de hibridación	5	3	1	5
Resultado	3,914867641	3,39676266	2,492882872	3,107232506

Figura 1-12 “Resultado de la matriz de decisión para la selección del parque eólico más adecuado”.

Se realizará por tanto una repotenciación parcial de la planta eólica de Doña Benita-Cuéllar, la cual cuenta con una gran capacidad de potencia instalada, tiene una edad óptima para su repotenciación y cuenta con un impacto ambiental bajo. Además, el terreno es ideal para realizar una hibridación, al ser bastante plano y amplio, perfecto para la instalación de un parque solar.

Se tomarán, por tanto, los datos solares y eólicos de la zona para estimar la producción solar y eólica de la planta híbrida que será instalada en la zona.

1.5.2.5.2 Proceso de análisis técnico-económico y comparación de configuraciones híbridas

Con el fin de valorar las posibles configuraciones de una planta híbrida solar-eólica destinada a la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis PEM, se ha desarrollado un flujo de trabajo estructurado que combina herramientas de simulación energética, procesamiento de datos, modelado electroquímico y análisis financiero. A continuación se describirá el proceso completo que se ha llevado a cabo:

1. Simulación energética inicial en SAM

El primer paso consiste en definir las diferentes configuraciones de planta dentro del software System Advisory Model (SAM), desarrollado por el NREL. En Sam se introdujeron los siguientes parámetros:

- Las condiciones climáticas específicas de la ubicación (Cádiz), mediante archivos TMY, Typical Meteorological Year.
- La capacidad nominal de cada fuente, por ejemplo, 40 MW DC de energía solar y 25 MW AC de energía eólica.
- Detalles técnicos de cada fuente, como el tipo de inversor, orientación de módulos y aerogeneradores, su distribución, pérdidas, topología y otros parámetros operativos.
- Sistema de baterías BESS, configurando su capacidad y energía, parámetros de operación y eficiencia.

Como salida, este software devuelve dos elementos claves para continuar con el análisis posterior.

- Producción horaria anual para cada fuente (solar y eólica), sin considerar límites físicos ni restricciones externas.
- Costes de inversión (CAPEX) y operación (OPEX) asociados a cada componente: solar, eólica y almacenamiento.

Estos costes se introdujeron posteriormente en el script de análisis económico `tir_calculator.py`.

2. Generación de producción a 30 años con degradación y ruido.

A partir de los resultados de producción horaria del primer año, se aplica el script `corrección_datos_simulación.py`, cuya función principal es:

- Replicar 30 años de producción a resolución horaria.
- Incorporar degradación progresiva (hasta un 10% en 30 años).
- Añadir ruido estocástico ($\pm 5\%$) para simular variabilidad anual.
- Corregir y normalizar la SOC de la batería.

- Cargar y replicar la serie de velocidad del viento (archivo .srw), que será luego necesaria para aplicar las restricciones por migraciones aviares en verano.
- Exportar un único archivo Excel (Produccion_30Años_Solar_Eolica_SOC_kW.xlsx) con todos los datos necesarios para la simulación técnica y financiera.

Este archivo final contiene la producción total y de cada fuente por hora durante los 30 años que se estima la vida útil del proyecto.

3. Simulación técnica del electrolizador.

En esta etapa se simulará el comportamiento de un electrolizador PEM de 25MW, considerando tanto la variabilidad de la generación renovable como las características técnicas del sistema, las cuales son:

- Umbral de operación mínimo: 5% de la potencia nominal.
- Curva de eficiencia en función de la carga.
- Eficiencia total del sistema (0.95) y eficiencia faradaica (0.98)
- Restricciones estacionales por migración aviar (julio-septiembre, de noche, con viento menor de 6 m/s).
- Curtailment de potencia si la generación supera la capacidad nominal del electrolizador.

Este script, simulación_electrolizador.m, calcula métricas técnicas clave. Un ejemplo de los resultados obtenidos sería:

Indicador técnico	Valor
Horas de operación	7.652 h/año
Carga media durante operación	18,65 MW
Carga media anual	16.29 MW
Factor de capacidad	65.2 %
Producción anual de hidrógeno	3.188 t
Exceso de energía por curtailment	32.265 MWh
Eficiencia media durante operación	85,9 %
Eficiencia media anual (incluyendo paradas)	75,0 %

Figura 1.13 “Resultados técnicos obtenidos mediante el script de simulación del electrolizador”

En estos resultados es muy importante ver la carga media anual, de la que se obtendrá el factor de capacidad, pero también el exceso de energía ocasionado por el curtailment, ya que esto nos dirá si la planta híbrida está demasiado sobredimensionada.

Para el script dedicado a la parte financiera, se obtendrán las toneladas de hidrógeno producidas anualmente.

Además también se obtienen otras gráficas de interés, como un histograma de carga del electrolizador o la producción instantánea de hidrógeno por hora.

4. Análisis económico.

Finalmente, con los datos de producción anual de hidrógeno, se evalúa la viabilidad económica del proyecto mediante el script `tir_calculator.py`. Este programa:

- Utiliza los costes CAPEX y OPEX definidos previamente y que se han obtenido del software de simulación SAM.
- Calcula los flujos de caja anuales considerando
 - Ingresos por la venta de hidrógeno a un precio de 5€/kg basado en valores de referencia publicados por IRENA.
 - Créditos por emisiones de CO₂ evitadas, valorados en 70€/t CO₂.
 - Costes CAPEX y OPEX del sistema de hidrólisis basados en valores de referencia publicados por IRENA
 - Costes operativos fijos y variables asociados a la operación del sistema híbrido y del electrolizador.
 - Coste energético de los servicios auxiliares mínimos, cubiertos mediante un contrato PPA con la red a un precio de 65€/MWh según valores aportados por NREL en España.
 - Reemplazo de los stacks del electrolizador en los años 10 y 20, conforme a la vida útil estimada.
 - Reemplazo de las baterías en el año 15, en caso de ser necesarias.
 - Financiación del 70% del CAPEX total mediante deuda con un interés anual del 4%, con un plazo de amortización a 15 años.
- Posibles resultados que se obtienen en este programa:
 - Tasa Interna de Retorno (TIR)
 - Valor Actual Neto (VAN)
 - Periodo de retorno de la inversión (Payback)
 - Coste nivelado del hidrógeno, (LCOH, €/kg)
 - Coste nivelado de la energía solar (LCOE, €/MWh)
 - Coste nivelado de la energía eólica (LCOE, €/MWh)

Este flujo de trabajo se ha repetido con diferentes configuraciones (variando la proporción solar/eólica, capacidad de las baterías o costes operacionales). Se han mantenido en todos los casos los mismos ingresos por el hidrógeno vendido y el CO₂ evitado para construir una matriz de decisión técnica y económica sobre qué opción es la más viable.

5. Matriz de decisión

Esta matriz de decisión multicriterio será la herramienta que nos permita comparar las diferentes configuraciones de la planta híbrida, considerando simultáneamente múltiples criterios técnicos y económicos. Su objetivo será ayudar a seleccionar la configuración más adecuada en función de los objetivos del proyecto, los cuales serán obtener la mayor Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Actual Neto (VAN) posibles para un planta de producción de hidrógeno verde de 25MW. Cada configuración será evaluada en función de los siguientes criterios clave:

- Producción anual de hidrógeno (t/año)
- Exceso de energía por Curtailment (MWh/año)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Valor Actual Neto (VAN)
- Coste nivelado del hidrógeno (LCOH, €/kg)
- Payback (años)

Se deberá asignar un peso relativo a cada criterio en función de su importancia. Como el objetivo es priorizar la rentabilidad económica, se deberá dar mayor peso a la TIR y al VAN. Los pesos podrán ser positivos (criterios que se quieren maximizar) o negativos (si se quieren minimizar, como el LCOH o el exceso de energía por Curtailment).

Para compararlos, como cada criterio tiene unidades distintas, se deberán normalizar sus valores entre 0 y 1. Si el criterio es maximizar, cada valor se divide por el máximo de su columna y viceversa.

Una vez normalizados los valores, se multiplicarán por su respectivo peso para obtener la puntuación total de cada configuración. Con esto, se obtendrá la configuración más equilibrada según los criterios previos definidos.

A continuación, se detallarán los criterios y la justificación de sus respectivos pesos dentro de la matriz multicriterio.

Criterio	Peso	Interpretación
Producción H2 (t/año)	0,25	Representa la capacidad de producción de hidrógeno. Tiene un peso alto al ser el objetivo principal del sistema, aunque no tan determinante como los criterios financieros
Curtailment (MWh/año)	-0,1	Penaliza aquellas configuraciones con niveles altos de energía vertida. Se busca minimizar el desperdicio, pero sin penalizar demasiado aquellas configuraciones que maximizan la producción
TIR (%)	0,4	La TIR es uno de los principales indicadores financieros del proyecto, por lo que se le da mayor peso para priorizar configuraciones rentables a largo plazo
VAN (M€)	0,4	El VAN complementa la TIR como medida del retorno absoluto del proyecto. Tiene su mismo peso por su relevancia para la toma de decisiones de inversión.
LCOH (€/kg)	-0,2	Se pretende obtener el menor coste nivelado del hidrógeno. Se penalizan configuraciones con altos costes de producción del hidrógeno
Payback (años)	0,25	Mide el tiempo de recuperación de la inversión. Es menos relevante que la TIR o el VAN en análisis a largo plazo, pero es importante a la hora de evaluar el riesgo del proyecto

Figura 1.14 “Criterios y ponderaciones aplicados en la matriz de decisión para la selección de la planta híbrida óptima”.

6. Casos de estudio

Se analizarán tres tipos de configuraciones distintas, buscando la mayor rentabilidad posible y un menor coste del hidrógeno producido (LCOH). En función de cuál de estas tengan un mejor resultado, se buscará optimizar al máximo el tipo de configuración.

Todas las configuraciones comparten las siguientes características comunes:

- Potencia nominal del electrolizador: 25MW
- Sin almacenamiento en baterías
- Sin exportación a red

- Configuración 1 – Equilibrada (Caso Base)

Esta configuración tendrá un balance 1:1 de potencia nominal instalada entre e solar y eólica. Es un enfoque de partida común en este tipo de parques donde se busca realizar un equilibrio entre la generación diurna y nocturna, sin depender de almacenamiento energético.

Se simularán 25MWp de energía solar y otros 25 MW de energía eólica. Inspirado en proyectos como Lhyfe, H2Med y AquaVentus, que plantean modelos energéticos similares.

Se espera un funcionamiento estable del electrolizador durante gran parte del año.

Esta configuración servirá de referencia para comparar las demás alternativas.

- Configuración 2 – Solar Intensivo

Esta configuración tendrá una dominancia solar, buscando un menor coste inicial de la instalación híbrida. Inspirado en proyectos en Huelva, Murcia o Castilla-La Mancha con un recurso solar de más de 1850 kWh/m² anual. Se simularán 30 MWp de energía solar y 20 MW de eólica. Tampoco gozará de baterías ni se exportará el exceso de energía a red.

Se espera un LCOE solar más bajo, con una mayor producción renovable durante las horas centrales del día.

- Configuración 3 – Eólica dominante.

Configuración optimizada para conseguir una producción constante a lo largo de todo el día y del año. Este tipo de proyectos se realizan en zonas costeras o altas con viento estable, como es Tarifa, que goza de buenos datos eólicos a lo largo de todo el año.

Se simularán 20 MWp de energía solar y 30 MW de eólica. No se estudiará el uso de baterías ni de exportación de energía a red.

Esta configuración busca maximizar el rendimiento horario del sistema, reduciendo las paradas y aprovechar en mayor medida el CAPEX de la instalación.

Comparación entre las diferentes plantas:

Configuración	Producción H2 (t/año)	Curtailement (MWh/año)	TIR (%)	VAN (M€)	LCOH (€/kg)	Payback (años)	LCOE SOLAR (€/MWh)	LCOE EOLICA (€/MWh)	CAPEX SOLAR (M€)	CAPEX EOLICA (M€)
25MWp solar + 25MW eolica	2896,2	14098	11,1	14,42	3,13	13	52,22	44,38	23,5	33,6
30MWp solar + 20MW eolica	2736	13180	9,8	8,62	3,24	16	62,24	38,63	28,2	26,9
20MWp solar + 30MW eolica	2946,6	18225	11,2	15,49	3,12	13	44,18	50,02	18,8	40,3

Figura 1.13 “Comparativa de tres configuraciones híbridas solar-eólica para alimentar un electrolizador de 25 MW”.

Siendo estos los resultados de la matriz de decisión, según los criterios establecidos para el proyecto:

Configuración	Producción H2 (t/año)	Curtailement (MWh/año)	TIR (%)	VAN (M€)	LCOH (€/kg)	Payback (años)	Puntuación
Config A	0,81803766	0,92857143	0,84425	0,916667	1	0	0,7656056
Config B	1	0	0	0	0	0	0,05
Config C	0	1	1	1	1	0	0,8

Figura 1.14 “Resultados de la matriz de decisión de las configuraciones”

Tras observar los resultados y evaluar las diferentes configuraciones, se ha decidido mantener la potencia eólica fija en 30 MW y optimizar únicamente la capacidad solar con el objetivo de minimizar el curtailment energético y así reducir el coste nivelado del hidrógeno sin necesidad de almacenamiento.

La decisión se basa en dos factores principales:

1) Tecnología eólica seleccionada:

El sistema estará compuesto por aerogeneradores de 5MW, que han sido seleccionados de manera que se aproveche de la forma más eficiente posible el viento disponible. Según los datos de la zona elegida, la velocidad media anual del viento supera los 20m/s, por lo que estos aerogeneradores serán los idóneos para este proyecto.

2) Optimización solar para reducir vertidos energéticos:

Debido a la ausencia de baterías y a que no se exportará a la red, el sobredimensionamiento solar provoca importantes vertidos a lo largo del día, sobre todo en la época de verano. Se deberá ajustar la capacidad solar para reducir los costes totales del proyecto en búsqueda de una mayor rentabilidad.

Los resultados obtenidos son:

Configuración	Producción H2 (t/año)	Curtailment (MWh/año)	TIR (%)	VAN (M€)	LCOH (€/kg)	Payback (años)	LCOE SOLAR (€/MWh)	LCOE EOLICA (€/MWh)	CAPEX SOLAR (M€)	CAPEX EOLICA (M€)
18MWp solar + 30MW eolica	2896,6	16538	10,9	13,44	3,14	14	51,51	45,91	16,9	40,3
16MWp solar + 30MW eolica	2845,6	13180	10,7	12,68	3,15	14	51,47	45,91	15,1	40,3
19MWp solar + 30MW eolica	2924,3	17355	10,9	13,86	3,14	14	51,62	45,91	17,9	40,3

Figura 1.15 “Análisis de configuraciones”

Por lo que se ve claramente que disminuir la potencia solar no dará una mayor rentabilidad. Se obtiene un mayor LCOH y una TIR y un VAN inferiores.

1.5.2.5.3 Tecnología de Producción de Hidrógeno Verde Seleccionada

1. Introducción

La selección del electrolizador será el siguiente paso de este proyecto. Es una decisión de gran importancia ya que esto condicionará el diseño eléctrico del sistema, el sistema de tratamiento de agua ultrapura, el sistema de compresión de hidrógeno y el modelo de explotación económica de la planta, además de otros sistemas como el de refrigeración y el de control e instrumentación. A continuación, se tendrán en cuenta los factores más relevantes para la elección del electrolizador, un análisis comparativo de los modelos más competitivos del mercado y la elección final de uno de ellos.

2. Factores de selección

La elección del electrolizador debe basarse en un conjunto amplio de factores que incluyen criterios técnicos, económicos, logísticos y normativos. A continuación, se presenta un breve resumen de los principales aspectos que pueden influir en esta decisión:

2.1. Rendimiento técnico y operacional

- Eficiencia energética (kWh/kg H₂) y su variación con la carga.
- Carga mínima operativa (% Potencia Nominal) y su rango de modulabilidad.
- Presión de salida del hidrógeno
- Pureza del hidrógeno (%)
- Vida útil garantizada del stack (horas)
- Modularidad (número de stacks/módulos y posibilidad de mantenimiento durante operación)
- Capacidad de integración y control externo (protocolos de comunicación, SCADA, rampas de potencia).

2.2. Factores económicos

- Costes de inversión (CAPEX) en €/kW, diferenciando stack y Balance of Plant (BoP).
- Coste operativo (OPEX) dependiente de eficiencia y mantenimiento.
- Escalabilidad y costes futuros de ampliación.

2.3. Factores de soporte y ciclo de vida

- Disponibilidad de servicio técnico local y tiempo de respuesta.
- Garantías de producto y contratos de O&M.
- Plazo de entrega y capacidad de fabricación.

2.4. Factores normativos de cumplimiento

- Cumplimiento IEC 62282-3-100 (seguridad de electrolizadores).
- Conformidad con directiva ATEX 2014/34/EU.
- Materiales y compatibilidad con ASME B31.3 para tuberías de proceso.

3. Criterios aplicados en la elección.

Tras observar con detenimiento todos los posibles factores y tras valorar los rangos de operación de la planta en todas las simulaciones de la planta híbrida, con rangos de operación variable debido a la elección de energía renovable se han establecido unos umbrales mínimos que deben cumplir los electrolizadores:

- Eficiencia Energética:
Para obtener un buen rendimiento económico se deberá operar con una eficiencia menor a 55kWh/kg de H₂ a plena carga. A pesar de que a valores por encima de ese valor, suelen implicar ineficiencias energéticas, según lo estipulado por IRENA (International Renewable Energy Agency). Según esta agencia, unas buenas prácticas actuales situarían la eficiencia del electrolizador entre 50-55kWh/kg de H₂ a plena carga.

Un importante matiz es que la eficiencia no es el único factor económico, la planta podría estar operando entre 56-58kWh/kg y seguir siendo aun así rentable, siempre y cuando el coste eléctrico fuera muy bajo y/o hubiera subvenciones económicas o incentivos.

- Vida útil garantizada:
Como se ha observado en todas las simulaciones de la planta híbrida con el software SAM, y tras realizar una estimación de las horas de producción anuales del electrolizador, se obtienen unas 7000 horas anuales. Por tanto, dado que la intención es de cambiar los stacks del electrolizador cada 10 años, la vida útil de los stacks deberá ser superior a las 80000h, para asegurar operación continua y tener una mejor producción en los últimos años de vida.
- Carga mínima útil:
Dado que se está alimentando los electrolizadores con energía renovable con carácter variable, es fundamental que los electrolizadores operen dentro de alto rango de funcionamiento. Por este motivo se escogió en apartados anteriores el uso de un electrolizador PEM (membrana de intercambio protónico), tecnología que puede operar eficientemente incluso a cargas reducidas, típicamente desde el 5% hasta el 10% de su potencia nominal.
En este proyecto, se adopta como criterio de diseño la capacidad de operar eficientemente desde el 5% de su potencia nominal. No obstante, en la práctica se evitará la operación a niveles tan bajos para no comprometer la vida útil del sistema, priorizando valores superiores como el 10%. Esta medida permite al sistema tener un rango operativo más alto, que no afecte a la seguridad del sistema y adaptándose mejor a la disponibilidad intermitente de recursos renovables.

- Modularidad
La modularidad en este proyecto será crucial. Debido a la variabilidad de los recursos energéticos será importante que se tengan módulos que se puedan ir apagando o encendiendo, en función de la carga total del sistema. De esta manera, se aprovecha de mejor manera la energía proporcionada a los electrolizadores, ya que operarán a una mayor carga que a la que operaría un único sistema de producción de hidrógeno. Esto conseguirá una producción eficiente y un menor LCOH.
- Control externo
Dado que los electrolizadores operativos desde rangos muy bajos ayudan a absorber la variabilidad de la producción renovable, la capacidad de respuesta rápida y modulable de los electrolizadores es de gran importancia. Un control en tiempo real y automatizado permite un ajuste dinámico de la operación. Se tiene una respuesta ágil y eficiente que mejorarán la calidad del servicio y reducirán desviaciones operativas. Además, la monitorización y análisis de datos a tiempo real permitirán en un futuro optimizar el rendimiento y mantener una eficiencia estable, y también detectar operaciones fuera de un rango óptimo o fallos críticos del sistema.
- Producción máxima de hidrógeno

A continuación, se mostrará una tabla a modo de resumen de los criterios mínimos aceptados en este proyecto.

Factor	Umbral/Condición Mínima
Eficiencia energética	≤ 55 kWh/kg H ₂ a plena carga
Vida útil garantizada	$\geq 80\ 000$ h
Carga mínima	$\leq 5\ %$ de P _n
Modularidad	Obligatoria
Control externo	Integración SCADA completa

Figura 1.16 “Criterios mínimos para especificación técnica del electrolizador PEM”

4. Modelos Comerciales Analizados

Según lo comentado en el apartado anterior, se ha realizado un estudio de diferentes electrolizadores provenientes de varias marcas de renombre en el

mercado, con el objetivo de decidir qué electrolizador será el idóneo para este proyecto.

Modelo	Potencia (MW)	Eficiencia (kWh/kg)	Vida útil (h)	Carga mínima (%)	Presión (bar)	Modularidad	Control externo / SCADA	Producción Máxima H2 (Nm ³ /h)	Producción H2 estimada (kg/h)	Unidades mínimas necesarias
Cummins – HyLYZER 500	2,5	≤54	~80 000–88 000	5%	30	Sí	Sí	500	449	8,4
Cummins – HyLYZER 1000	5	≤51	≥80 000	5%	30	Sí	Sí	1000	500	4,2
Nel – PSM Series	8 X 1,25	≤53	~80 000–90 000	10%	30	Sí	Sí	2020	575	2,1
IMI – VIVO PEM container	5	≤58	≥80 000	10%	40	Sí	Sí	1000	500	4,2

Figura 1.17 “Comparativa técnica de electrolizadores PEM comerciales para una planta de hidrógeno verde de 25 MW”.

En primer lugar, se descarta el modelo IMI – VIVO PEM debido a su menor eficiencia energética (≤ 58 kWh/kg). Este valor se sitúa por encima del valor recomendado por IRENA. Además, tiene una carga mínima operativa de un 10%, esto limita en mayor medida la operación flexible con fuentes renovables. Sería mejor utilizar este electrolizador con contratos PPA de energía renovable con Red Eléctrica Española. Además, al tratarse de un sistema con una gran producción máxima (1000Nm³/h), en caso de perder uno de los electrolizadores por fallo o por mantenimiento, se pierde una capacidad significativa de producción.

En segundo lugar, se descarta el modelo Nel – PSM Series, a pesar de contar con una gran eficiencia y modularidad, debido a que su carga mínima de operación es del 10%, el doble de la ofrecida por los modelos Cummins. Esta limitación afecta de forma negativa al funcionamiento en momentos de baja disponibilidad de energía renovable, comunes en la alimentación exclusiva desde una planta híbrida solar-eólica.

Por último, se compara entre los modelos Cummins Hylyzer 500 y Cummins Hylyzer 1000. Ambos electrolizadores ofrecen una buena eficiencia energética (≤ 54 y ≤ 51 kWh/kg, respectivamente) y permiten operar desde el 5% de su potencia nominal. Sin embargo, para este proyecto en concreto, se debe priorizar la modularidad, lo que favorece la elección del modelo Hylyzer 500, permite contar con módulos individuales de 2,5MW. Gracias a esto, se mejora la flexibilidad en la operación, facilita enormemente el mantenimiento y permite que el sistema de producción de hidrógeno se adapte de mejor manera a la variabilidad del recurso renovable. Otro factor a tener en cuenta es que el HyLyzer 500 incluye dentro del “scope of supply” todo el Balance of Plant (BoP), simplificando en gran medida el diseño, la instalación y puesta en marcha del sistema. El Hylyzer 1000 no lo incorpora de manera estándar, incrementando la complejidad técnica del sistema.

Otro factor de gran importancia, que para la decisión no se ha tenido en cuenta, pero que beneficia enormemente el desarrollo del proyecto, es que los modelos Cummins son de origen Español, a diferencia de IMI Critical Engineering, de Reino Unido, y Nel Hydrogen, proveniente de Noruega. Esto, sin duda,

beneficiará en gran medida el desarrollo del proyecto desde el punto de vista estratégico por su proximidad, un soporte técnico local y gozar de mejores garantías.

1.5.2.5.4 Definición del Producto Final de Hidrógeno para su Comercialización

El producto final seleccionado para este proyecto es el hidrógeno gaseoso comprimido a presiones comprendidas entre 350 a 400 bar, listo para distribuir mediante camiones tube-skid o consumo directo en instalaciones industriales cercanas. En este caso, en el entorno inmediato de Doña Benita, donde se va a realizar el proyecto, no se identifican grandes consumidores tecnológicos.

Sin embargo, sí tiene una cierta proximidad, de entre unos 20 a 40 kilómetros a municipios como San Roque o Los Barrios, que tienen una gran actividad industrial química, de energía y de automoción. Esto los coloca como lugares potenciales para la venta del hidrógeno presurizado. En particular, San Roque alberga el mayor polo industrial de Andalucía, con empresas químicas y refinerías como Cepsa. Toda esta zona está, además, sostenida por el Valle Andaluz del Hidrógeno, iniciativa impulsada por la Junta de Andalucía para convertir Andalucía en uno de los mayores exportadores de hidrógeno verde de Europa. Este valle promueve sinergias entre diferentes industrias: producción, consumo, distribución y almacenamiento. El objetivo del Valle es el de llegar a producir 1 millón de toneladas de hidrógeno renovable para 2030.

Por tanto, la elección de la zona como del producto elegido para la venta, el hidrógeno gaseoso comprimido, son ideales para el proyecto. Responde a múltiples criterios técnicos, logísticos y económicos que hacen que esta forma de hidrógeno sea la idónea para una planta de 25MW de este calibre.

1. Sencillez operativa y compatibilidad tecnológica

El electrolizador escogido, el Cummins HyLYZER 500, produce hidrógeno a una presión de salida de 30 bar. Se escoge comprimir a una presión de 400 bar ya que esto es un proceso maduro y estandarizado, ISO 19880. Esto, además, permite evitar etapas complejas como la licuefacción, la cual se realiza a una temperatura de -253°C y supondría un coste superior.

2. Flexibilidad comercial

El hidrógeno gaseoso presurizado es la forma más versátil y ampliamente demandada en el contexto actual. Se utiliza como consumo directo en industrias como la química y metalúrgica. Además, en caso de ser necesario, también se puede inyectar en redes privadas o en consumo local bajo esta forma.

Por ello, dado que se permite atender a múltiples compradores potenciales sin la necesidad de comprometerse con una única forma de uso final, esta forma física aporta resiliencia comercial y flexibilidad contractual.

3. Optimización del CAPEX y OPEX

A diferencia de otras formas de producción utilizadas para obtener, por ejemplo, hidrógeno líquido o derivados químicos del hidrógeno, el

hidrógeno comprimido requiere de una inversión significativamente menor en infraestructuras auxiliares, ya que sólo sería necesario el uso de un sistema de compresión para obtener el producto final.

4. Alineamiento con la infraestructura existente

Actualmente, en Europa, la mayor parte de la infraestructura de transporte y almacenamiento está pensada para el hidrógeno gaseoso comprimido. Esta elección, por tanto, permite integrar el proyecto con la cadena de suministro ya existente, evitando inversiones en soluciones aún emergentes o que no estén normalizadas.

5. Escalabilidad y modularidad

El proceso para obtener esta forma del hidrógeno permite una implantación modular, lo cuál es idóneo en caso de que se vea necesario realizar un aumento de la planta de producción de hidrógeno. El sistema de compresión puede ampliarse por módulos, tanto en capacidad de compresión y almacenamiento, como en el número de puntos de entrega en la planta.

El hidrógeno gaseoso comprimido permite, por tanto, un modelo económico y técnico viable en el contexto actual de la industria energética. Permitirá también, tal y como se prevé, adaptarse con agilidad a la incorporación de nuevos clientes en el mercado y a un aumento de la demanda gracias a su escalabilidad y modularidad en el proceso de producción.

2 PROYECTO

2.1 MEMORIA

El objeto de este capítulo es el de describir el proceso de diseño y cálculo de una planta de producción de hidrógeno verde de 25 MW de potencia alimentada por un parque híbrido compuesto por recurso solar y eólico. Se justificará la elección de todos los componentes del sistema y se establecerán las condiciones y el presupuesto final de la instalación completa.

La instalación híbrida de producción renovable contará con un parque eólico de 30MW de potencia, compuesto por 6 aerogeneradores Siemens-Gamesa 5.0-145 de 5MW cada uno, y un parque solar de 20MWp de potencia, compuesto por paneles fotovoltaicos LONGi LR5-72HBD-545M de 545wp cada uno. Esta configuración ha sido la elegida en el apartado anterior según las estimaciones de resultados económicos y técnicos simulados, eligiendo la configuración que ofreciera una mayor rentabilidad y producción de hidrógeno. La energía producida irá destinada a alimentar energéticamente a la planta de producción de hidrógeno verde, tanto al conjunto de electrolizadores como a los servicios auxiliares de la planta.

En el contexto de la planta de producción de hidrógeno, se hará uso de 10 electrolizadores de 2,5 MW de potencia nominal cada uno. Según un estudio anterior, atendiendo a las necesidades y criterios escogidos en el proyecto, se elegirá el modelo Cummins HyLYZER 500. Estos producirán un máximo de 5000 Nm³/h, es decir, 449 kg/h de H₂, lo que supondrá consumir alrededor de 4000 l/h de agua ultrapura (<1 μS/cm).

El hidrógeno generado por el conjunto de electrolizadores saldrá a una presión de 30 bar por lo que, para su posterior venta, será necesario hacer uso de un compresor multietapa que eleve esa presión hasta los 300 bar para comprimir ese hidrógeno en estado gaseoso. Será almacenado a la presión de salida de los electrolizadores, a 60 bar, para luego pasar por los compresores que elevarán su presión para su posterior carga en camiones.

La instalación se realizará en el parque eólico de Doña Benita-Cuéllar, Cádiz, el cual está en sus últimos años de vida. Mediante este proyecto, se pretende realizar una repotenciación de los aerogeneradores, aprovechando el terreno ya preparado para el uso de aerogeneradores y agilizando las consecuentes tramitaciones legales. Será necesario adaptar el terreno para la instalación de los paneles fotovoltaicos, aunque cuenta con una orografía favorable, por lo que esto no supondrá un gasto representativo dentro del CAPEX. Debido a que se está repotenciando una planta eólica ya existente, no será necesario el coste de la conexión a red. Importante destacar que, en caso de que sea posible en un futuro la exportación de la producción de energía excedente se aprovechará este punto de conexión. También servirá para alimentar de manera constante los servicios auxiliares mínimos de la planta de producción de hidrógeno. De esta manera no será necesario el estudio de un sistema de baterías para almacenar el excedente. El punto de acceso será la subestación eléctrica del Doña Benita.

Este lugar de emplazamiento, a su vez, goza de potencial hídrico gracias al Arroyo de Doña Benita. Sin embargo, dada la posibilidad de sequías, se tomará directamente el

agua proveniente de la red de agua potable. Esto tampoco afectará en gran medida al CAPEX ni al coste nivelado del hidrógeno (LCOH).



Figura 2.1 “Localización de la instalación”.

2.2 INSTALACIÓN HÍBRIDA

La energía necesaria para el electrolizador y el correcto funcionamiento de los demás servicios auxiliares provendrá de una instalación híbrida compuesta por una instalación fotovoltaica de 20MWp y una instalación eólica de 30MW. Como la elección de la configuración ya se ha realizado en un apartado anterior, en este apartado se calcularán y dimensionarán sus componentes.

2.2.1 Parque fotovoltaico (20MWp)

1) Elección de paneles fotovoltaicos

Para el correcto dimensionamiento de la planta solar, se debe elegir, en un primer lugar, qué paneles fotovoltaicos se usarán. Se realizará a continuación una breve comparativa entre 3 modelos de paneles actuales de gama alta (~500–550 Wp), utilizados en muchos proyectos solares de gran envergadura como este.

Modelo	Tipo de célula	Potencia Wp	Eficiencia (%)	Dimensiones (mm)	Tensión Vmpp (V)	Corriente Impp (A)
JA Solar JAM72D40-540/MB	Mono bifacial, PERC	540 Wp	21.0 %	2278 × 1134 × 30	41.8	12.92
LONGi LR5-72HBD-545M	Mono bifacial, TOPCon	545 Wp	21.3 %	2278 × 1134 × 30	41.7	13.07
Trina Vertex TSM-DE19R-550W	Mono bifacial, N-Type	550 Wp	21.5 %	2384 × 1096 × 30	40.8	13.49

Figura 2.2 “Comparativa técnica de módulos fotovoltaicos bifaciales seleccionados para el diseño de la planta solar”.

Se observa que la eficiencia en los paneles de Trina es superior los Longi o JA Solar. Sin embargo, tras realizar un breve análisis de mercado y estudio de otros proyectos, se ha observado que es los Trina tienen una mayor degradación inicial y un peor rendimiento térmico. Además, los otros dos son más compactos que Trina, lo cual será útil para la densidad de los strings.

En términos de corriente, lo ideal será que entreguen la máxima corriente posible para maximizar los inversores.

Por tanto, será mejor utilizar los paneles fotovoltaicos modelo LONGI LR5-72HBD-545M. Gozan de una alta eficiencia sumada de una tecnología más resistente a la degradación. Gozan de un tamaño manejable, por lo que se evitarán grandes ajustes a la hora de diseñar los strings. Ofrecen, además, una mejor garantía de producción. Su precio además, es bastante más competitivo que los paneles Trina.

2) Dimensionamiento de los strings:

Para el dimensionamiento de los strings, es decir, los conjuntos de paneles fotovoltaicos conectados en serie, se utilizará, según el análisis anterior, el modelo LONGI LR5-72HBD-545M. Como la potencia total de la planta solar es de 20MWp, y cada panel ofrece 540Wp, el total de paneles necesarios será:

$$\frac{20.000MWp}{0,540kWp} \approx 37.037 \text{ paneles}$$

Para la configuración de los strings y dado el espacio disponible, se configurarán

un total de 24 paneles por string, lo que supondrá un total de, aproximadamente, 1.000Vdc.

$$\frac{37.037}{24} \approx 1543 \text{ strings}$$

3) Elección de inversores:

Para este tipo de empresa, se recomienda utilizar inversores centrales de 500 kVA a 1 MVA, suponiendo 20 o 40 unidades respectivamente. Para una mayor comodidad de diseño y modularidad, se distribuirán en 8 transformadores que conectarán la barra de media tensión de la planta, a 30 kV, con los inversores, a 0,8 kV. Se decidirá utilizar 20 inversores de 100 kVA para obtener eficiencia operativa, coste y simplicidad. Minimiza equipos, pero no pierde resiliencia.

El modelo de inversor que se utilizará en este proyecto será el Sungrow SG110kW. Tiene hasta 110 kW de salida AC útil y es compatible con sistemas de hasta 1000 Vdc. Debido a que se encuentra en el exterior, necesitará contar con protección anticorrosión, para lo que cuenta con una protección IP66. Además cuenta con protecciones integradas en caso de falla.

4) Elección de transformadores:

Cada transformador agrupará en total 1/8 del parque solar, aproximadamente 4630 paneles con una potencia instalada de 2,5 MWp. Esta topología mejora la redundancia del sistema, si un transformador falla, se perderá únicamente el 12,5% de potencia de la planta solar, lo que en caso de funcionar a plena potencia, podría suponer perder únicamente la producción de un electrolizador, maximizando la producción.

Como los inversores suelen funcionar con un $\cos\phi = 0.9$ y una ratio DC/AC habitual de 1,25, se precisarán transformadores de al menos 2,22 MVA.

$$P_{\text{inversores}} = \frac{2,5\text{MWp}}{1,25} = 2\text{MW}$$

$$S_{\text{transformador}}(\text{MVA}) = \frac{P(\text{MW})}{\cos\phi} = \frac{2\text{MW}}{0.9} = 2,22\text{MVA}$$

Debido a que los transformadores no deben operar continuamente al 100% de su carga, y se recomienda dejar un margen de seguridad de, al menos, un 10%, se escogerá utilizar transformadores de 2,5 MVA.

Tras realizar una amplia búsqueda en el mercado se ha escogido utilizar transformadores Larson, en concreto, el modelo Larson Electronics MT-PML-R4-3P-GMC-2.5 MVA-YRJ-LT-DF. A continuación se detallarán sus

características:

- Potencia nominal: 2,5 MVA
- Primario: 800 V en estrella. Esto es ideal para inversores de 1000 Vdc.
- Secundario: 33 kV energizado en neutro. Adecuado para conectarse a la barra de media tensión de 3 kV.
- Tap-changer: $\pm 2,5\%$ en el lado MT para regular el voltaje.

Este modelo está preparado para su uso en plantas renovables, con capacidad de alimentación inversa, protección de sobretensión y un bajo mantenimiento.

2.2.2 Parque eólico (30MW):

1) Selección de aerogeneradores:

Se seleccionarán 6 aerogeneradores de 5MW cada uno, con una configuración común para maximizar eficiencia y reducir la complejidad en la operación. A continuación, se realizará una comparativa entre tres modelos comerciales de aerogeneradores con esta potencia nominal o similar, que hayan sido ampliamente instalados en parques eólicos a gran y mediana escala:

Modelo	Potencia nominal	Diámetro rotor	Altura buje	Velocidad de corte	Peso góndola
Vestas V150-5.6 MW	5.6 MW	150 m	105–125 m	3–25 m/s	~115 t
Siemens Gamesa SG 5.0-145	5.0 MW	145 m	107.5 m	3–25 m/s	~110 t
Nordex N163/5.X	5.7 MW	163 m	118 m	3–25 m/s	~116 t

Figura 2.3 “Comparativa técnica de módulos fotovoltaicos bifaciales seleccionados para el diseño de la planta solar”.

El modelo Nordex presenta el rotor más grande y una potencia nominal superior a los otros modelos, sin embargo, su mayor tamaño y peso supondrán un incremento en los costes de cimentación y transporte.

En comparación con este, el modelo Vestas V150-5,6MW ha demostrado un alto rendimiento en parques eólicos de condiciones similares. Presenta una tecnología que es bien conocida en el mercado, sin embargo, su mayor potencia nominal puede no ser plenamente aprovechada.

Es por eso, que se hará uso del modelo Siemens Gamesa SG 5.0-145, el cual ofrece una solución más equilibrada. Es más compacto que el Nordex y más ligero que el Vestas. Su tecnología, además, es de fabricación nacional. Esto simplificará en un futuro el mantenimiento y reducirá los tiempos de entrega. Otro factor clave es que cuenta con una gran integración con sistemas SCADA y de protecciones IEC 61850, lo cual lo hace idóneo para este proyecto, que estará digitalizado.

Este modelo proporciona una buena relación entre la potencia, la robustez y su compatibilidad operativa. Además, su curva de eficiencia a vientos medios permite un buen factor de capacidad anual. Al ser un productor español, se reducirán bastante sus riesgos logísticos y costes de mantenimiento a largo plazo.

2) Elección de la conexión de los aerogeneradores

Dado que cada generador entrega energía a baja tensión será necesario el uso de transformadores elevadores para su conexión a la barra de media tensión. A diferencia de los paneles solares, los aerogeneradores no precisan del uso de inversores, ya que directamente trabajan en corriente alterna trifásica.

Para la conexión del parque eólico, se hará uso de 3 transformadores elevadores. Por tanto, los aerogeneradores irán conectados en grupos de 2 a cada transformador. De esta manera, en caso de fallo de alguno de los transformadores, se perdería únicamente un 33% de la potencia total del parque, es decir, 10MW.

Dado que los aerogeneradores pueden operar dentro de un rango de un $\cos\phi$ ajustable, en este caso entre 0,95 inductivo y 0,95 capacitivo, se dimensionarán los transformadores según ese valor. Sin embargo, cabe destacar que los aerogeneradores pueden funcionar con un $\cos\phi = 1$. Sin embargo, aportan esa flexibilidad para poder controlar la tensión del sistema, ya sea en la red de media o de alta tensión.

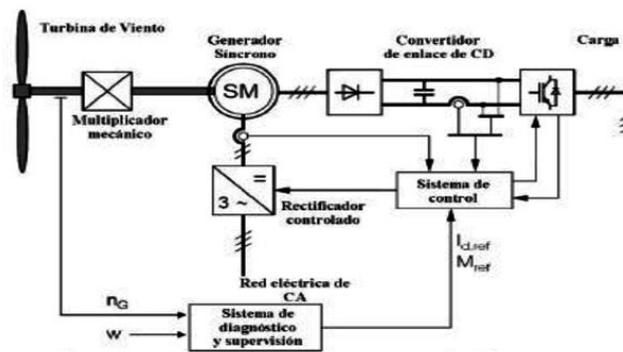


Figura 2.4 “Esquema funcional de un sistema de generación eólica basado en turbina con generador síncrono y convertidor de potencia”.

Por tanto, para el correcto dimensionamiento de los transformadores, se hará uso de un $\cos\varphi = 0,95$, más un margen de seguridad de un 10%.

$$P_{grupo} = 2 * 5MW = 10MW$$

$$S_{transformador}(MVA) = \frac{P(MW)}{\cos\varphi} = \frac{10MW}{0.95} = 10,52MVA$$

Por tanto, se buscará utilizar transformadores elevadores de 0,69/30kV de al menos 11,5MVA. En caso de no encontrarse uno específico para ello, se usará el que más convenga para la correcta operación del proyecto.

Los transformadores que se pueden encontrar en el mercado sin necesidad de ser diseñados a medida no ofrecen la potencia mínima necesaria para este proyecto. Sí que existen otros transformadores con menor potencia, ideales para funcionar a pie de torre y entregar la energía de cada aerogenerador. Sin embargo, dado que abarata bastante los costes de inversión, operación y mantenimiento, la opción más favorable será el contratar a un fabricante que diseñe los transformadores necesarios. Para ello, se contará con la compañía Ormazábal, de origen nacional y con gran fiabilidad en un gran número de proyectos. Esta empresa cuenta con modelos de transformadores de baja a media tensión y cuya potencia nominal del trafo es diseñada a medida del cliente. Esto será también de gran utilidad, ya que no se tendrán grandes pérdidas eléctricas por sobredimensionamiento del transformador.

Por tanto, se contratará a Ormazábal para el diseño de tres unidades de un transformador elevador de 690 V a 33 kV con una potencia nominal mínima de 11,5 MVA.

Sistema	Equipo seleccionado	Modelo / Especificación	Unidades	Características clave	Justificación
Parque Solar (20 MWp)	Panel fotovoltaico	LONGI LR5-72HBD-545M	~37.037	540 Wp/panel, 20,9 % eficiencia, tamaño compacto, buena garantía, bajo LID	Alta eficiencia, resistencia a la degradación, buena relación calidad/precio, tamaño manejable para strings
	Configuración de strings	24 paneles en serie	1543	~1000 Vdc por string	Equilibrio entre tensión, tamaño y facilidad de instalación
	Inversor fotovoltaico	Sungrow SG110CX	20	110 kW AC, IP66, hasta 1000 Vdc, protecciones integradas	Alta eficiencia, protección ambiental, robustez, buena integración SCADA
	Transformador solar	Larson Electronics MT PML R4 3P GMC 2.5 MVA	8	800 V / 33 kV, 2,5 MVA, tap \pm 2,5 %, refrigeración ONAN, baja pérdida	Redundancia (12,5 %), compatible con inversores, preparado para instalaciones renovables
Parque Eólico (30 MW)	Aerogenerador	Siemens Gamesa SG 5.0-145		5 MW, 145 m rotor, nacional, integración SCADA-IEC 61850, peso medio	Equilibrio entre robustez, tamaño y logística; proveedor nacional con buen soporte técnico
	Transformador elevador eólico	Ormazábal (a medida)		690 V / 33 kV, \geq 11,5 MVA, diseño personalizado, $\cos(\phi) = 0,95$, refrigeración ONAN	Agrupación por pares (2 aerogeneradores/trafo), optimización en CAPEX/OPEX, menor complejidad en operación
Interconexión MT	Barra de media tensión	33 kV	1 (general)	Conecta ambos parques al sistema de transformación hacia electrolizador	Topología estándar para distribución interna y conexión unificada

Figura 2.5 “Descripción técnica de la planta híbrida”.

3) Repotenciación parque eólico

En este apartado se detallará cuál será la estrategia de repotenciación parcial del parque eólico de Doña Benita-Cuéllar, en Cádiz. Esta repotenciación formará parte de la creación de una planta híbrida de generación renovable. Esta planta híbrida estará compuesta por un parque solar de nueva construcción y un parque eólico repotenciado. La energía generada será destinada al autoconsumo de la planta de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis PEM.

La repotenciación parcial consistirá en la sustitución de 6 aerogeneradores Gamesa G87/2000 de 2MW por 6 nuevas turbinas Gamesa SG 5.0-145 de 5MW. De este modo, se incrementará la eficiencia eléctrica del parque eólico sin sobrepasar la potencia de acceso concedida, de 32MW. Se aprovechará la infraestructura existente para evacuación, optimización del recurso eólico disponible y se garantizará un suministro más estable para la carga del electrolizador.

Se describirá en este apartado las características técnicas del parque actual, los criterios adoptados para la selección y ubicación de los nuevos aerogeneradores, el esquema eléctrico de evacuación y la integración con el sistema híbrido para la alimentación del sistema de electrólisis. Se realizarán estimaciones de los costes de instalación y desmantelamiento del sistema eólico actual.

a) Situación actual del parque eólico.

El parque eólico al cual se le realizará una repotenciación parcial es el parque eólico de Zorreras, ubicado en la provincia de Cádiz, España. Cuenta con 16 aerogeneradores Gamesa G87/2000, con una producción máxima total de 32MW.

Las características del aerogenerador Gamesa G87/2000 son las siguientes:

- Modelo: Gamesa G87/2000
- Potencia nominal: 2MW
- Diámetro del rotor: 87 metros
- Altura de buje: 72 metros.
- Tecnología: Aerogenerador de velocidad variable, con generador síncrono doblemente alimentado (DFIG)

Las turbinas se distribuyen sobre un terreno levemente ondulado. Los aerogeneradores se encuentran separados por más de 250m entre aerogeneradores, esto permite el emplazamiento de nuevas turbinas de mayor tamaño.

El parque tiene cerca de dos décadas de operación y presenta una tecnología ya desfasada respecto a las nuevas generaciones de aerogeneradores, tanto en términos de rendimiento como de disponibilidad. Aunque las turbinas siguen en su vida útil de operación, el parque requiere fuertes intervenciones de mantenimiento e incluso algunas unidades han sido parcialmente reacondicionadas.

La repotenciación parcial se justifica tanto por la mejora tecnológica, como por el aprovechamiento de permisos existentes, infraestructuras eléctricas y la posibilidad de mantener el punto de conexión sin necesidad de ampliación.

b) Alcance de repotenciación

El proyecto actual contempla una repotenciación parcial del parque eólico actual mediante la sustitución de seis aerogeneradores antiguos Gamesa G87/2000 por seis nuevas turbinas Siemens-Gamesa 5.0-145 de 5MW cada una. Esto supondrá un aumento considerable de la potencia eólica total instalada, sin embargo, no se tendrá en cuenta la ampliación de potencia del punto de conexión, ya que parte de esta potencia es para autoconsumo.

Las características de las nuevas turbinas son:

- Modelo: Siemens Gamesa 5.0-145
- Potencia nominal: 5MW
- Diámetro del rotor: 145 metros
- Altura de buje: 120 metros.

- Tecnología: Aerogenerador de velocidad variable con generador síncrono de imanes permanentes y convertidor full-scale.

Se ha seleccionado este modelo por su alta eficiencia específica en vientos moderados, además de que tiene una alta capacidad de integración en plantas híbridas y su buena relación entre producción energética y coste por MW instalado.

Cada pareja de turbinas SG 5.0-145 se conectará a la red de MT del sistema eléctrico de la planta a través de un transformador elevador 0,69/33kV, sumando un total de tres transformadores. La evacuación será a través de una línea común compartida con la planta solar y la instalación de hidrógeno.

Además, cada turbina contará con su propio sistema SCADA, totalmente independiente del sistema actual de Doña-Benita Cuéllar, pero se diseñará para facilitar la integración futura con el sistema de supervisión de la planta híbrida. De este modo, se podrán implementar lógicas de control optimizadas para tener el mínimo de pérdidas posibles por curtailment, mientras se prioriza la alimentación al electrolizador.

c) Selección de emplazamientos:

Unos de los aspectos más importantes a la hora de realizar una repotenciación es tomar la decisión sobre la ubicación de los nuevos aerogeneradores. Esto es debido a que tienen mayores dimensiones, requerimientos estructurales diferentes y necesidades más estrictas de separación aerodinámica. Se tendrá que evaluar, por tanto, la posibilidad de utilizar los emplazamientos actuales de las seis turbinas que serán desmanteladas o de construir nuevas plataformas para colocar las nuevas.

Las cimentaciones antiguas estaban diseñadas para aerogeneradores de 2MW, con buje de 72 metros y rotor de 87 m. Los diámetros de estas cimentaciones son significativamente inferiores que los necesarios para los nuevos aerogeneradores, que cuenta con una altura de 120 metros y un rotor de 145m, que exige mayor separación entre turbinas y una mayor superficie de implantación.

La conclusión técnica preliminar será la de que no es viable reutilizar las cimentaciones actuales sin un refuerzo de coste elevado o una reconstrucción parcial. Se presume más viable el uso de nuevas cimentaciones para los SG 5.0-145.

Para el nuevo layout del parque eólico, se deberá tener en cuenta las perturbaciones del aire generadas por los mismos aerogeneradores, los cuales deberán estar separados para reducir las interferencias ocasionadas por el llamado wake effect. Dado que las nuevas turbinas tienen una superficie barrida casi tres veces mayor y requieren de distancias mayores entre

turbinas. Para turbinas alineadas a favor del viento se requiere de una distancia entre turbinas de al menos 5 veces el diámetro del rotor, es decir 725m. Pero si se colocan de forma perpendicular, esto permite reducir las distancias sin grandes pérdidas. De esta forma, se podrían colocar los nuevos aerogeneradores cercanos a las plataformas antiguas, respetando las distancias.

En conclusión, para la turbina SG 5.0-145, con un diámetro de rotor de 145m:

- Separación mínima alineada a viento dominante: $5 \times 145\text{m} = 725\text{m}$
- Separación mínima perpendicular al viento dominante: $3 \times 145\text{m} = 435\text{m}$

Con estas distancias se permite llegar a un compromiso entre producción energética y densidad del parque.

La configuración de las nuevas turbinas (A1...A6) que sustituirán a las antiguas (D1...D6) es la siguiente:

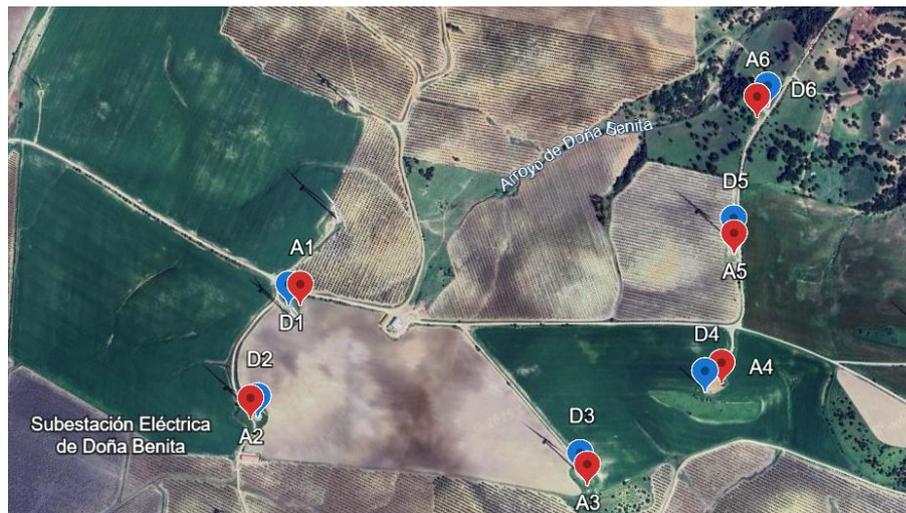


Figura 2.6 “Ubicación geográfica de los aerogeneradores existentes y propuestos en el parque eólico de Doña Benita”.

d) Descripción del sistema repotenciado

La repotenciación de este parque se llevará a cabo mediante la instalación de seis nuevos aerogeneradores Siemens-Gamesa 5.0-145, cada uno de 5MW, para sustituir otros 6 aerogeneradores de menor potencia. Esto forma parte del desarrollo de una planta híbrida solar-eólica que alimentará el electrolizador.

Las nuevas turbinas se conectarán mediante una red de media tensión de 33kV de la siguiente manera:

Agrupación	Turbinas	Transformador asociado	Especificaciones
Grupo 1	A1 + A2	Transformador 1	0,69/33 kV, 11,5 MVA
Grupo 2	A3 + A4	Transformador 2	0,69/33 kV, 11,5 MVA
Grupo 3	A5 + A6	Transformador 3	0,69/33 kV, 11,5 MVA

Figura 6-7 “Agrupaciones de aerogeneradores”.

e) Integración de la planta híbrida

La repotenciación de la planta eólica se plantea como parte de una estrategia de hibridación renovable que combina generación eólica y solar para alimentar el sistema de producción de hidrógeno verde.

La planta híbrida estará compuesta por:

- Parque eólico repotenciado: 6 turbinas SG 5.0-145, con una potencia total de 30MW
- Planta solar fotovoltaica de 20MWp.
- 10 electrolizadores Cummins HyLYZER 500, con una potencia total de 25MW.
- Sistemas Auxiliares de la planta, con un total de, aproximadamente, 2MW.
- Red interna de media tensión de 33kV, conectada a la red eléctrica a través de la subestación de Benita Cuéllar.

Realizando un balance de potencia, ante máximos de generación renovable y una baja demanda del electrolizador, es posible que exista un excedente de hasta 23MW. Al haber retirado 6 aerogeneradores con una potencia total de 11MW, sería posible vender ese excedente a red en estos momentos, siempre que las condiciones lo permitan.

Elemento	Potencia nominal (MW)
Generación eólica (repotenciada)	30
Generación solar	20
Total generación renovable	50
Electrolizador	25
Servicios auxiliares (SSAA)	2
Demanda interna total	27
Potencia renovable sobrante (en máximos)	23

Figura 2.8 “Balance de potencia de la instalación híbrida”

Deberá existir, por tanto, una coordinación entre las fuentes de generación que permita priorizar la generación en función de la curva de eficiencia del sistema de hidrólisis. En situaciones de limitación, se le deberá dar uso a aquella fuente que sea más eficiente.

f) Análisis de inversión

A continuación, se realizará un análisis de la inversión necesaria para realizar este proceso de repotenciación, excluyendo los aerogeneradores y transformadores, que ya han sido analizados previamente.

Concepto	Unidades	Coste unitario estimado	Subtotal (€)	Fuente / referencia
Cimentaciones nuevas para turbinas SG 5.0-145	6	300.000 €/ud	1.800.000 €	IRENA (2020), WindEurope (2019)
Desmantelamiento de turbinas antiguas (G87/2000)	6	150.000 €/ud	900.000 €	NREL (2021) + benchmark Europa
Obras auxiliares y adecuación de accesos	—	—	200.000 €	Estimación técnica basada en
TOTAL			2.900.000 €	

Figura 2.9 “Estimación de costes directos asociados a la repotenciación del parque eólico de Doña Benita”.

2.3.3 Desglose de costes de inversión (CAPEX) y costes de operación y mantenimiento (OPEX).

Sistema	CAPEX estimado	OPEX anual (% CAPEX)	OPEX estimado	Notas técnicas
1. Módulos FV (20 MWp)	6.800.000 €	~1,0 %	68.000 €	Incluido en O&M general. Degradación baja, sin partes móviles.
2. Estructura + seguidor	3.600.000 €	~0,5 %	18.000 €	Lubricación y revisión mecánica anual. Sensores de orientación.
3. Inversores	1.600.000 €	~2,0 %	32.000 €	Reposición parcial cada 10–15 años (~20 %). Vida útil de 10 años.
4. 8 x Trafo BT/MT – Solar	800.000 €	~0,5 %	4.000 €	Mantenimiento básico anual. Ensayos si es de aceite. Sin ventilación forzada.
5. 3 x Trafo BT/MT – Eólica	750.000 €	~0,4 %	3.000 €	Igual que en solar. Revisiones rutinarias, larga vida útil.
6. Trafo MT/AT (30/66 kV)	1.000.000 €	~1,0 %	10.000 €	Ensayos dieléctricos, sensorización, mantenimiento predictivo.
7. Cables BT/MT/AT (20–25 km total)	1.300.000 €	~0 %	0	OPEX incluido en otros sistemas. No hay sustitución si instalación correcta.
8. Aerogeneradores (30 MW = 6 × 5 MW)	31.000.000 €	~3 %	930.000 €	Lubricación, palas, multiplicadora, convertidor, SCADA. Mantenimiento preventivo.
9. Control y comunicaciones	550.000 €	~1,0 %	5.500 €	Software + firmware + mantenimiento de red Ethernet industrial + RTU.
10. SCADA y monitorización	450.000 €	~0,5 %	2.250 €	Actualizaciones y hardware cada ~10 años. Interfaces gráficas y alarmas.
11. Puesta a tierra	250.000 €	~0,4 %	1.000 €	Ensayos anuales de continuidad. Elemento pasivo sin piezas móviles.
12. Obra civil y urbanización	1.700.000 €	~0 %	0	No requiere mantenimiento. Sólo inspección visual de caminos, vallado.
13. Seguridad y vigilancia	2.700.000 €	~1,8 %	48.600 €	Cámaras, sensores perimetrales, software de gestión.
14. Sistema contra incendios	250.000 €	~1,0 %	2.500 €	Revisión extintores, red húmeda, pruebas de presión. Normativa obligatoria.
15. Ingeniería, licencias, permisos	5.000.000 €	~0 %	0	Coste único. No genera costes operativos una vez ejecutado. (1% CAPEX)
16. Cimentaciones nuevas para turbinas SG 5.0-145 (6 ud)	1.800.000 €	0%		IRENA (2020), WindEurope (2019) y datos de licitaciones REE/IDAE: rango típico 250–400 k€ para turbinas ≥5 MW
Desmantelamiento de turbinas antiguas G87/2000 (6 ud)	900.000 €	0%	900.000 €	NREL (2021) + benchmark Europa Occidental: incluye grúa, corte, reciclaje y transporte
Obras auxiliares y adecuación de accesos	200.000 €	—	200.000 €	Estimación técnica basada en actualizaciones viales, plataformas y drenaje. Valores similares en proyectos IDAE 2022
TOTAL	60.650.000 €	~13,1%	1.124.850 €	

Figura 2.10 “Estimación detallada de costes asociados a la planta de generación renovable”.

2.4 TERRENO

En este capítulo se realizará un análisis descriptivo del emplazamiento previsto para la planta híbrida fotovoltaica-eólica. El alcance de este apartado se limita a justificar la viabilidad básica de la implantación de la planta.

1) Ubicación y delimitación.

El emplazamiento se encuentra en la provincia de Cádiz, lindando con la subestación “Doña Benita-Cuéllar”, de 66kV. El contorno destinado para la implantación de la planta solar fotovoltaica ocupará un total de 21,78ha (217.840m²), con un perímetro total de 2,23km.

Los nuevos generadores (A1-A6) y los puntos de desmantelamiento de los antiguos (D1-D6) son los siguientes.

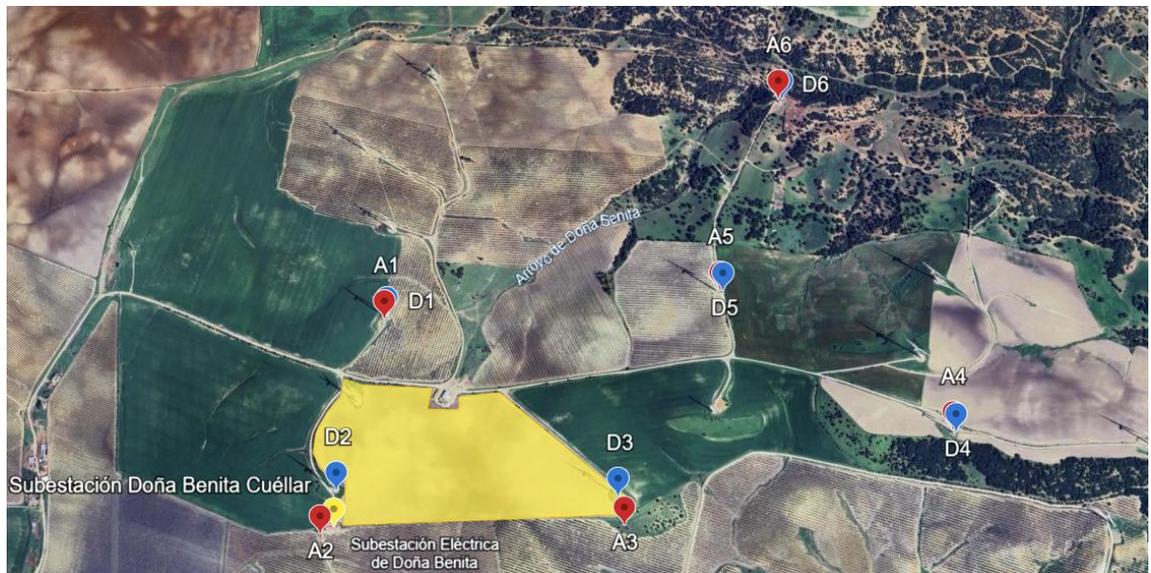


Figura 2.11 “Localización propuesta de los aerogeneradores y planta solar híbrida en el entorno de la subestación de Doña Benita”.

2) Dimensionamiento de la superficie FV.

Con motivo de justificar la necesidad de 20ha para la instalación fotovoltaica se ha realizado el siguiente cálculo:

- Potencia objetivo: 20MWp
- Modelo de módulo: LONGi LR5-72HBD-545M – 545 Wp nominal.
- Número de módulos: $20\ 000\ \text{kWp} / 0,545\ \text{kWp} \approx 37\ 037$ unidades.
- Dimensiones del módulo: $2,256\ \text{m} \times 1,133\ \text{m} = 2,56\ \text{m}^2$.
- Huella de módulos: $37\ 037 \times 2,56\ \text{m}^2 = 94\ 600\ \text{m}^2$.
- Relación de cobertura de suelo (GCR) típica para seguidores 1P: 0,4-0,45.
Con GCR=0,44: $94600\ \text{m}^2 / 0,44 = 215000\ \text{m}^2$ (21,5ha)

Con la parcela disponible (21,78ha) se mantiene la separación fila-fila (aproximadamente 5m) garantizando unas pérdidas por sombreado menores al 2% y un corredor de mantenimiento perimetral.

3) **Distancia mínima entre aerogeneradores**

Como se ha mencionado anteriormente, según la norma IEC 61400-1 y las guías de los fabricantes, se recomienda, como mínimo, una distancia entre aerogeneradores de 3D (tres diámetros de rotor) en dirección transversal y de 5 a 7 diámetros de rotor en la dirección predominante del viento. Esto garantizará:

- Reducir las pérdidas por estela (wake effect). Con una distancia mayor a 3D se mantienen las pérdidas energéticas menores al 10% y facilita la validación bancaria del recurso.
- Limitar la turbulencia incidente. Manteniendo esa distancia se asegura que los parámetros estructurales de diseño del fabricante siguen siendo válidos. La estela genera cargas dinámicas adicionales que incrementan la fatiga de las palas, la torre y la cimentación.
- Facilitar la operación conjunta con la planta FV. Con unas distancias mayores se minimizan las plantas móviles y simplifican los corredores de mantenimiento.

En este proyecto se usan las turbinas Siemens-Gamesa 5.0-145, que presenta un diámetro de rotor de 145m. Una distancia de 3D equivale a 435m. Según el layout final, los valores mínimos de distancia entre los aerogeneradores son 437m entre A1 y A2 y 442m entre A2 y A3, cumpliendo así con los requerimientos establecidos.

Por tanto, se garantiza un cumplimiento del criterio de $>3D$, lo que permite no tener que realizar estudios de CFD adicionales.

4) **Compatibilidad ambiental y urbanística**

El emplazamiento cumple con los requisitos de planeamiento y protección vigente. Se han tomado las siguientes consideraciones:

- Clasificación urbanística: suelo rústico con uso energético consolidado, existen instalaciones renovables. No se requiere cambio de uso ni declaración de interés público adicional.
- Planeamiento municipal: la parcela se cataloga dentro del Sistema Territorial de Infraestructuras Energéticas (STE), carece de afección a Hábitats Prioritarios.

- Red Natura 2000 y áreas protegidas: la ZEPA ES00000179 “Campiñas de Sevilla” se encuentra a 4,2km al NNO, lo cual supone una distancia suficiente para tramitar una evaluación ambiental simplificada.
- Corredor de avifauna migratoria: el emplazamiento se encuentra en el pasillo Andalucía Occidental-Estrecho. Por tanto, se requerirá estudio de avifauna, posiblemente ya realizado previamente en la instalación del parque eólico existente. Existe una posible implantación en un plan de paradas selectivas, ya considerado en otros apartados del proyecto.
- Dominio público hidráulico: no existe ningún cauce permanente dentro del polígono ni en la banda de protección de 100m. El arroyo Doña Benita discurre a 360m al SE, fuera de la zona de obras.
- Servidumbres y afecciones: se respetarán los caminos vecinales, dejando una franja libre de 5m a cada lado. Además, se respeta la línea aérea de 66kV.

Por tanto, el proyecto resulta compatible con la normativa urbanística y ambiental. Las condiciones clave se centrarán en el control de avifauna y el mantenimiento de servidumbres existentes.

5) Resultados principales

Parámetro	Valor	Comentario
Área FV	21,78 ha	Suficiente para 20 MWp con GCR \approx 0,43
Pendiente media	< 3 %	Terreno prácticamente llano; apto para seguidores 1P
Cota terreno	125–131 m s.n.m.	No existen escarpes ni cárcavas
Tipo de suelo (cartografía 1 : 50 000)	Arcillas limosas y margas	Se recomienda 6 calicatas para confirmar capacidad portante
Distancia mínima entre aerogeneradores	437 m (3,0 D)	Cumple recomendación \geq 3 D
Distancia torre–polígono FV más próxima	240 m	Sin afección de sombra significativa
Conexión eléctrica	Subestación a < 100 m	Reduce tendido MT y pérdidas

Figura 2.12 “Parámetros técnicos del emplazamiento seleccionado para la planta híbrida”.

6) Conclusiones

El emplazamiento goza de viabilidad topográfica y geotécnica para la instalación de la planta fotovoltaica. Se recomendaría, no obstante, realizar sondeos SPT en las seis torres y en cuatro puntos dentro del parque solar. El terreno, además, es compatible con el layout híbrido. Existe una separación mayor de 3 diámetros de rotor entre aerogeneradores y la distancia al parque solar garantiza unas pérdidas por estela y sombreado admitidas por los fabricantes.

Goza de infraestructura eléctrica existente, la cuál será aprovechada y minimiza los costes de evacuación.

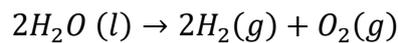
El emplazamiento, sin embargo, tiene un condicionante ambiental crítico y resulta imprescindible un estudio de avifauna anual.

2.5 PLANTA DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

En la sección anterior, se seleccionó el modelo Cummins HyLYZER 500, el cual está basado en electrólisis PEM (Proton Exchange Membrane). La selección fue tomada debido a su alta modularidad, su capacidad de operar de manera eficiente desde cargas del 5% de la potencia nominal y una alta eficiencia operativa, por debajo de los 54kWh/kg. Estas características lo colocaron como la opción ideal para este proyecto, una solución robusta y flexible que se adecúa a un entorno alimentado exclusivamente por fuentes renovables.

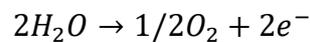
La planta estará compuesta por 10 unidades de 2,5MW cada una, alcanzando una potencia total de 25MW, lo cual permitirá una producción anual estimada superior a las 3.000 toneladas de hidrógeno verde, utilizando exclusivamente energía procedente de fuentes renovables.

El funcionamiento de un electrolizador PEM se basa en la separación de las moléculas de agua en oxígeno e hidrógeno mediante una membrana polimérica conductora de protones. Esta membrana permite el paso de iones H^+ , mientras bloquea los electrones, lo que los obliga a circular por un circuito externo, generando de esa manera corriente. La reacción global es:

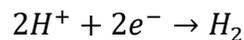


Este proceso se puede descomponer en los siguientes pasos:

- Ánodo (oxidación):



- Cátodo (reducción):



Desde el punto de vista energético, la cantidad de energía eléctrica necesaria para producir hidrógeno depende de la eficiencia del sistema

$$\eta = \frac{HHV_{H_2}}{\text{Consumo específico}} = \frac{39,4 \text{ kWh/kg}}{E_{\text{consumo}}}$$

E_{Consumo} : Energía consumida por kg de H_2 producido ($\leq 54 \text{ kWh/kg}$ con el electrolizador Cummins).

La producción instantánea de hidrógeno se calcula de la siguiente manera:

$$\dot{m}_{H_2} = \frac{P_{\text{eléctrica}}}{E_{\text{consumo}}}$$

Y su conversión volumétrica a condiciones normales de operación es:

$$\dot{V}_{H_2} = \dot{m}_{H_2} * 11,126 \text{ Nm}^3/\text{kg}$$

Mediante estas expresiones se permite dimensionar con precisión tanto el sistema de hidrólisis como los demás sistemas auxiliares requeridos para operar de manera continua. Estos sistemas incluyen el tratamiento de agua ultrapura, la refrigeración y gestión térmica, sistema de rectificación y transformación eléctrica, control y automatización SCADA y el almacenamiento y compresión del hidrógeno producido por la planta.

Los electrolizadores que se instalarán en la planta de producción de hidrógeno son 10 módulos Cummins HyLYZER 500. Dado que no se tienen los costes de adquisición del electrolizador, según fuentes de mercado, el coste de los electrolizadores PEM a gran escala está en un rango de 800 a 1200€/kW.

Aunque los módulos Cummins ya incluyen el BoP en su adquisición para su entrega llave en mano, situada entre los 950 y 1100€/kW, como se va a realizar un estudio de los sistemas necesarios para la operación continua, segura y eficiente del sistema, se asumirá un coste inferior, de 850€/kW.

Equipo	Coste unitario	Coste total (CAPEX)
10 ud Cummins HyLYZER 500	2.125.000 €	21.250.000 €

Figura 2.13 “Coste de inversión de los electrolizadores”

Dado que el ciclo de vida del proyecto se estima en 30 años, y los electrolizadores necesitan una reposición de stacks cada 10 años con un funcionamiento de más de 8500 horas anuales, se considerará que se realizarán dos reposiciones. El coste de la reposición de stacks se estima en un 30% del coste inicial y se distribuirá ese coste anualmente.

$$\text{Coste de reposición} = 21.250.000\text{€} * 0,3 = 6.375.000\text{€}$$

Por lo que el coste prorrateado anualmente es el siguiente:

Concepto	Coste total (OPEX)
Reposición de stacks	637.500 €

Figura 2,14 “Coste anualizado de la reposición de stacks”.

2.6 SERVICIOS AUXILIARES DE LA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

2.6.1 Sistema de tratamiento de agua ultrapura

En este apartado se describirá el diseño de un sistema de tratamiento de agua híbrido capaz de procesar tanto agua potable como agua salobre. El objetivo será el de garantizar un suministro continuo de agua ultrapura para alimentar 10 stacks del electrolizador Cummins HyLYZER 500.

1) Caudal de agua necesario

. Para ello, se dimensionará teniendo en cuenta que en conjunto necesitarán hasta $6,5\text{m}^3/\text{h}$ de agua ultrapura en condiciones nominales.

Cálculo de producción nominal total de H_2 :

$$10 \text{ unidades} * 500\text{Nm}^3/\text{h} = 5.000\text{Nm}^3/\text{h}$$

Consumo de agua ultrapura:

$$5.000\text{Nm}^3/\text{h} * 1,3\text{L}/\text{Nm}^3 \approx 6500\text{L}/\text{h} = 6,5\text{m}^3/\text{h}$$

Sin embargo, cabe destacar que no toda el agua que entra al sistema se convierte después en agua ultrapura. Existe un rechazo en la ósmosis inversa, crucial para el tratamiento de agua, en torno al 25-35% del agua total, además de agua de arrastre que no llega finalmente al electrolizador. Debido a esto, se asumirá que existe una recuperación del 65%, por tanto, se necesitará:

$$6,5\text{m}^3/\text{h} \div 0,65 \approx 10\text{m}^3/\text{h}$$

Se sobredimensionará este resultado para obtener un resultado más conservador, por lo que se realizará el diseño de la planta de tratamiento de agua sobre una base de $11\text{m}^3/\text{h}$.

A continuación, se muestra un diagrama de flujo del sistema, el cual contempla una bifurcación inicial según la fuente de agua, con una línea común para el tratamiento final.

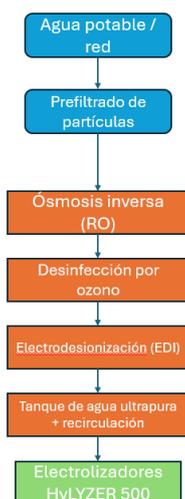


Figura 2.15 “Diagrama de flujo de la Planta de Tratamiento de agua”

2) Sistema de tratamiento de agua potable

El sistema está diseñado para que garantice un suministro de agua continuo que cumpla con los requisitos de la planta de producción de hidrógeno ($\leq 0.1 \mu\text{S}/\text{cm}$). Esto está alineado con las exigencias técnicas para evitar daños a la membrana polimérica del sistema PEM, previniendo una posible contaminación iónica y garantizando una mayor vida útil y rendimiento del stack.

a. Operación normal:

En condiciones normales de operación, el sistema empleará agua potable proveniente de la red municipal. Este agua pasará primero por un filtro mecánico ($100 \mu\text{m}$), cuya función será la de eliminar los sólidos en suspensión, partículas gruesas y sedimentos.

Tras esto, el agua alimentará directamente el sistema de ósmosis inversa (RO). Este sistema constituye el núcleo del sistema de tratamiento de agua y es uno de los procesos con mayor consumo energético dentro de este proceso. La ósmosis inversa es un proceso de separación por membranas en el que se aplica presión sobre una solución salina, en este caso agua bruta, para forzar el paso del agua a través de una membrana semipermeable, la cual actúa de forma que se retienen sales, iones y moléculas orgánicas disueltas. En condiciones normales de operación, las membranas operarán a unas presiones moderadas de entre 4 y 7 bar, con un consumo de entre 3.0 a $3.6 \text{ kWh}/\text{m}^3$. El trato con agua salobre requerirá otras presiones y consumos. Las membranas empleadas son de tipo espiral enrollado (spiral-wound) de poliamida, con una tasa de rechazo de sales superior al 99%. Se deben seleccionar en función del caudal requerido, presión de diseño y calidad de entrada esperada, cumpliendo con la norma NSF/ANSI 58.

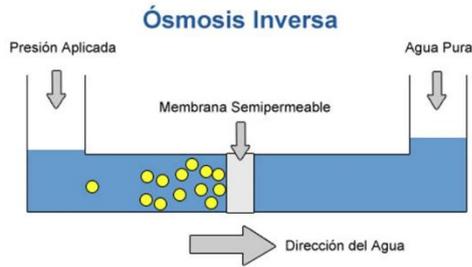


Figura 2.16 “Principio de funcionamiento de la ósmosis inversa”.

El agua permeada tras este proceso de ósmosis inversa presenta típicamente una conductividad de 10-15 $\mu\text{S}/\text{cm}$, permitiendo así una operación eficiente en la electrodesionización (EDI) posterior.

Una vez desmineralizada el agua por RO, esta se someterá a una desinfección mediante ozono. Esto se realizará de forma que no quede rastro de ningún resto biológico que pueda interferir en la siguiente etapa. El ozono (O_3) actúa como un oxidante, que no deja rastros químicos y es especialmente efectivo contra un posible biofouling, donde posibles microorganismos restantes se adhieren, crecen y forman una película en los sistemas que entren en contacto con el agua. Es un riesgo para obtener agua ultrapura.

La siguiente etapa será la electrodesionización (EDI), el agua salda se purifica hasta niveles de resistividad de entre 15-18 $\text{M}\Omega\cdot\text{cm}$, eliminando así cualquier traza iónica mediante membranas de intercambio iónico expuestas a un campo eléctrico.

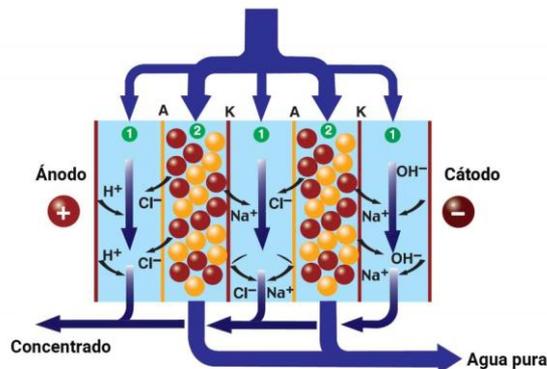


Figura 2.17 “Principio de funcionamiento de la electrodesionización”.

Tras todo este proceso, ya se tendría el agua con las características necesarias para una operación eficiente y segura del electrolizador.

3) Desglose energético por etapa

Para realizar un dimensionamiento correcto de las necesidades energéticas de la

planta, se realizarán los cálculos basados en el caudal máximo posible de entrada.

Como se ha calculado previamente, el agua ultrapura necesaria para alimentar los 10 electrolizadores Cummins HyLYZER 500 es $6,5\text{m}^3/\text{h}$. Dado que se está utilizando un sistema RO de alta presión se estima una recuperación de un 65%. Por tanto, el caudal de agua salobre en condiciones nominales es:

$$6,5/h \div 0,65 \approx 10\text{m}^3/h$$

A continuación, se realizará un desglose energético por etapa en caso de utilizar como fuente de alimentación agua salobre. Los valores están basados en catálogos técnicos de fabricantes como SUEZ, Evoqua y Xylem:

Etapa del sistema	Consumo específico (kWh/m ³)	Consumo horario (kWh/h)	Consumo diario (kWh/año)	Comentarios
1. Captación + bombeo primario	0,2	2	17520	Bombeo desde pozo/salida de fuente
2. Filtración gruesa (arena/multimedia)	0,1	1	8760	Incluye pérdidas por retrolavado
7. Ósmosis inversa (RO)	4,5	45	394200	Alta presión por agua salobre degradada
8. Ozono / UV	0,1	1	8760	Desinfección microbiológica previa al EDI
9. Electrodionización (EDI)	0,26	2,6	22776	Generación de agua ultrapura
10. Recirculación + sensores (tanque final)	0,15	1,5	13140	Circulación continua + medición TOC/resistividad
TOTAL	5,31	53,1	465156	

Figura 2.18 “Desglose energético por sistema de la planta de tratamiento de agua”.

Por tanto, se precisará de una potencia nominal de 53,1 kW. Dejando un margen de seguridad de un 10%, un total de 58kW.

4) Estimación de costes CAPEX y OPEX.

A continuación, se realizará un desglose de los costes estimados de cada componente del sistema, indicando a qué subsistema de tratamiento de agua pertenece y las referencias tomadas:

- CAPEX

Equipo	Descripción técnica	Precio estimado (€)	Fuente de referencia
Bombeo principal (captación + alimentación RO)	Bombas centrífugas multietapa en acero inoxidable, controladas por variadores de frecuencia.	30000	Estimación basada en Grundfos CR, Xylem e-SV series
Filtración de arena/multimedia	Filtros de 1.000–1.200 mm, válvulas automáticas, lavado en contracorriente, caudal 60 m ³ /h.	40000	Catálogos Amiad, Culligan, Side Stream
Sistema de ultrafiltración (UF)	Módulo de membranas de fibra hueca, poro 0.01–0.1 µm, operación a baja presión, skid montado.	120000	Referencias: SUEZ ZeeWeed, Pentair UF, Veolia UF
Dosificación química (pH, antincrustante, biocida)	Bombas dosificadoras, tanques de preparación, agitadores, sistema automático de regulación.	25000	Estimaciones Grundfos DDA, EMEC, Etatron
Filtro de carbón activado	Filtro de lecho granular con válvulas automáticas, remoción de cloro y TOC, 60 m ³ /h.	30000	Proveedores: Culligan, Lenntech, Veolia
Prefiltración de seguridad (cartuchos 5 µm)	Portafiltros múltiples, cartuchos de alta superficie filtrante, válvulas de bypass.	10000	Estimación propia de housing industriales Pentair, Parker
Bombeo completo	Incluye bombas de UF, RO, retorno y recirculación, todas en acero inoxidable.	40000	Xylem, Grundfos, Wilo
Sistema de ósmosis inversa (RO)	Módulo con membranas BWRO (espiral enrollado), caudal ~10 m ³ /h, presión de operación 5–30 bar, bomba de alimentación, válvulas y	225000	SUEZ PROFlex, Lenntech BWRO series, Aquaprox
Desinfección por ozono	Generador de ozono industrial de mayor capacidad (30–50 g/h) y torre de contacto.	15000	Wedeco, Ozone Tech, Lenntech
Electrodeionización (EDI)	Módulos EDI apilados, 7 m ³ /h, resistividad de salida ≥ 15 MΩ cm.	300000	Evoqua VNX-CDIT, SnowPure EDI
Tanques de almacenamiento	Poliétileno o acero, con control de nivel y resistividad, volumen ~15–20 m ³ .	25000	Estimación propia en base a proyectos de depuración industrial
Instrumentación avanzada	Incluye sensores SDI, TOC, Cl ⁻ , conductividad y resistividad en múltiples puntos.	25000	Endress+Hauser, Hach, ABB
Control y automatización	PLC, redundancia básica, control por escenarios, alarmas, HMI industrial.	20000	Siemens TIA Portal, Schneider M340
TOTAL		905000	

Figura 2.19 “Desglose de los costes de inversión por sistema de la planta de tratamiento de agua”.

Además, se deberá tener en cuenta el coste total de las tuberías y válvulas, que deberán ir adaptadas al uso de agua salobre, incluyendo tuberías de proceso (PVC-U, HDPE, acero inoxidable y PPH). Los valores obtenidos se obtienen de costes típicos en plantas industriales de agua con fuentes como Lenntech.

Los costes totales ascienden a un total de 100.000€, tomando un 10% en caso de contingencias en la instalación. Estos costes incluyen:

- Materiales: 60.000€
- Mano de obra: 30.000€
- Extra por contingencia: 10.000€

Finalmente, será necesario estimar los gastos de instalación y obra. Esto incluirá los costes de obra civil básica (cimentaciones, bancadas y canalizaciones), instalación eléctrica de fuerza y control, montaje mecánico de las bombas, estructuras y skids, cableado, cuadros eléctricos, bandejas y conexiones y la integración total de todos los equipos. Para este proyecto, se ha valorado un total de un 25% del CAPEX completo de la instalación, 150.000€. Los costes de instalación vienen referenciados por costes en otras plantas de tratamiento de agua similares de empresas como Veolia y Acciona. Además, existe una normativa IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía) sobre costes indirectos en CAPEX de plantas de tratamiento.

Los costes de puesta en marcha se estiman en 180.000€. Estos costes incluyen ingeniería de detalle, programación y pruebas de control, asistencia a obra, calibración, flushing de líneas y limpieza CIP, además de formación de operarios, documentación y manuales. Se ha tomado un coste total del 20% de los equipos de tratamiento, referenciados en presupuestos de puesta en marcha de Veolia, SUEZ y empresas de commissioning industrial. Además, están dentro del rango de buenas prácticas de ingeniería (UNE 15221, normativa PMI en proyectos EPC).

Por tanto, los costes finales de equipos, tuberías y válvulas, instalación y puesta en marcha son los siguientes:

Concepto	CAPEX (€)
Equipos de tratamiento de aguas	905000
Tuberías y válvulas	100000
Instalación y obras	150000
Puesta en marcha	180000
TOTAL	1335000

Figura 2.20 “Desglose de los costes de inversión de la planta de tratamiento de agua”

- OPEX

A continuación, se muestra un desglose de estos costes anuales.

Categoría	Descripción	Coste	OPEX (€)
Agua de red	Adquisición de agua de red para producción de hidrógeno (10m ³ /h-7000horas anuales - 1€ m ³)	70.000 €	70.000 €
Mantenimiento técnico	Cambio de membranas RO y UF, juntas, lubricantes y revisiones periódicas	2,5% anual del CAPEX	15.125 €
Consumibles/Químicos	Cartuchos de prefiltrado, antincrustantes, sosa, cloro, carbón, resinas	2% anual del CAPEX	26.700 €
Mano de obra y operación	Salarios de operarios, supervisión, limpieza, CIP, formación y gastos generales	2% anual del CAPEX	26.700 €
TOTAL			138.525 €

Figura 2.21 “Desglose de los costes operacionales de la planta de tratamiento de agua”

Cabe destacar que no están incluidos los costes por el consumo eléctrico continuo de las bombas, RO, EDI, UF, ozono e instrumentación. No se tiene en cuenta ya que la planta híbrida para alimentar energéticamente el sistema de producción de hidrógeno se ha sobredimensionado para que el sistema esté siempre energizado.

2.6.2 Sistema de refrigeración del electrolizador

El objetivo de este apartado es el de diseñar un sistema de refrigeración fiable y eficiente que garantice un funcionamiento seguro de los 10 stacks Cummins HyLYZER 500. Para ello, será necesario asegurar un control térmico en condiciones climáticas exigentes como las del sur de España, y minimizando el consumo energético mediante el uso de técnicas de free-cooling.

En condiciones reales de suministro, los electrolizadores PEM de la compañía Cummins se entregan con sistemas de refrigeración integrados. Sin embargo, dado que se quiere dimensionar el consumo energético de los servicios auxiliares necesarios para el correcto funcionamiento de la planta de producción de hidrógeno, se ha procedido a realizar una estimación razonada del sistema de refrigeración necesario para el conjunto de stacks.

Este punto tratará de describir cómo sería el diseño técnico de un sistema de refrigeración externo, adaptado a las condiciones de operación y asegurando la fiabilidad y eficiencia energética del sistema.

1) Estimación de la Carga Térmica

Cada stack de 2,5MW presenta un consumo específico máximo aproximado de 54 kWh por kg de hidrógeno producido. A una producción nominal de 45kg/h. se obtiene una potencia absorbida por stack de:

$$45 \text{ kg/h} * 54 \text{ kWh/kg} = 2,43 \text{ MW}$$

Para una potencia total de 10 stacks:

$$10 * 2,43 \text{ MW} = 24,3 \text{ MW}$$

Se estima que aproximadamente un 45% de esa energía se disipa en forma de calor. Este 45% de disipación calorífica ocurre en los últimos años de vida del stack, al comienzo de vida, “Beginning of life”, la disipación térmica rara vez supera el 30% de la potencia eléctrica. Se dimensionará para refrigerar el sistema en las condiciones más desfavorables. La carga térmica para evacuar será:

$$Q = 24,3 * 0,45 = 10,93 \text{ MW térmicos}$$

Con un salto térmico de 7°C, se requiere de un caudal de aproximadamente 1350m³/h de agua desionizada

$$\dot{m} = \frac{Q}{c_p * \Delta T} = \frac{10,935 * 10^6}{4180 * 7} = 373,7 \text{ kg/s}$$

$$\dot{V} = \frac{\dot{m}}{\rho} = \frac{373,7 \text{ kg/s}}{1000} = 0,3737 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$0,3737m^3/s * 3600s/h = 1345,3m^3/h$$

El salto térmico de 7°C se ha seleccionado porque los electrolizadores tipo PEM requieren temperaturas de entrada de 25°C del refrigerante y no deben superar los 32-35°C a la salida. Además, el uso de dry-coolers adiabáticos requieren que el fluido de refrigeración se mantenga por debajo de los 32°C, lo cual este salto térmico permite. Este valor se encuentra dentro del rango recomendado de 5-10°C para sistemas de refrigeración de alta exigencia, es decir, por buenas prácticas de ingeniería.

2) Arquitectura del sistema

El sistema prescinde del uso tradicional de un doble lado (agua DI + glicol) porque el agua desionizada nunca entra en contacto con el aire. Esta agua circulará dentro de tuberías y serpentines sellados a través del dry-cooler. De este modo, se asegura que se conservarán sus propiedades dieléctricas sin comprometer la fiabilidad del sistema pero simplificando enormemente la operación e instalación.

El circuito utilizará agua desionizada para la refrigeración de los stacks. Esta agua absorbe todo el calor generado en el proceso de electrólisis. El agua luego pasará por un tanque de inercia de 30m³, así se amortiguarán los picos térmicos y se estabilizará el caudal. Tras pasar por una serie de bombas, el agua caliente llegará al dry-cooler adiabático, que funcionará en modo seco si las condiciones lo permiten. En caso de no ser posible conseguir el salto térmico necesario, el dry-cooler funcionará en modo adiabático, aprovechando un sistema de pulverización de agua muy fría que conseguirá mantener el agua desionizada a una temperatura adecuada para el funcionamiento de los stacks. Tras pasar por el dry-cooler, el agua desionizada ya estaría lista para realizar su retorno al sistema de hidrólisis y disipar el calor producido en el proceso de obtención de H₂. Todo este proceso estará supervisado por caudalímetros, sondas de temperatura y presión, y un sistema de dosificación anticorrosivo compatible con el agua ultrapura.

- Circuito Primario, Agua Desionizada (DI):

El circuito primario es una de las partes más críticas del sistema térmico, y debe tener unas características muy particulares debido a la naturaleza eléctrica y química sensible de los stacks. Este circuito primario es el lazo cerrado de refrigeración que entra en contacto directo con los stacks del electrolizador. Su función es absorber el calor generado durante el proceso de hidrólisis y transportarlo hacia el intercambiador de calor, donde se transfiere al circuito secundario. Este es el único circuito que entra en el interior del sistema PEM.

Se utiliza agua desionizada por diversas razones:

- Alta Capacidad Térmica

- No conductiva, evitando cortocircuitos en caso de fugas internas,
- Bajo contenido salino y pH controlado.

Este fluido no debe mezclarse nunca con agua sin tratar, ya que perdería su resistividad y podría poner en riesgo el electrolizador.

Este circuito funciona de la siguiente manera:

- Entrada a los stacks:
El agua DI entra al electrolizador a una temperatura controlada (25°C) y circula por los canales internos de refrigeración de los stacks.
- Absorción de calor:
Durante la electrólisis, aproximadamente el 30% de la energía eléctrica se transforma en calor. Ese calor se transfiere al agua que circula por el stack.
- Salida del stack:
El agua sale del stack a una temperatura mayor, entre 32 y 35°C y circula hacia el intercambiador de calor.
- Entrada al Dry-cooler:
En este paso, los ventiladores del dry-cooler bajarán la temperatura del agua desionizada para su retorno a los stacks.
- Control térmico:
Se usan sensores y controladores que regulan el caudal y la temperatura para evitar sobrecalentamientos o gradientes peligrosos.

El circuito primario está conformado por tuberías de acero inoxidable, bombas centrífugas de alta eficiencia en redundancia 3+1, sensores de caudal y temperatura y un tanque de inercia de 30m³ que estabiliza térmicamente el sistema. Se emplea agua de alta pureza, con resistividad superior a 1 MΩ·cm y con un pH de entre 6 y 8.

- Dry-Cooler Adiabático

Este es el sistema principal de refrigeración de la planta. En las condiciones habituales del sur de España (temperaturas de bulbo seco ≤ 30 °C) el dry-cooler operará en modo seco. De este modo se disiparía la carga térmica utilizando exclusivamente aire exterior. Esto permite trabajar en free-cooling continuo, reduciendo enormemente el consumo eléctrico.

Sin embargo, cuando la temperatura supera los 32°C el sistema conmutará automáticamente al modo adiabático. En este modo de funcionamiento se pulveriza finamente agua delante de los ventiladores. El aire se enfría por evaporación y la capacidad de intercambio térmico aumenta hasta un 30%.

Dado que la carga térmica a evacuar se sitúa, como máximo, en 11MWt, se sobredimensionará el dry-cooler a 15MWt. De este modo, la planta puede evacuar toda la carga térmica sin necesidad de utilizar equipos adicionales. En otros proyectos, se contempla la posibilidad de la instalación de chillers. Para disipar esa energía, el chiller necesitaría hacer uso de hasta 4MWe. Esto no solo supondría realizar una instalación más compleja, sino que aumentaría el CAPEX del sistema de refrigeración enormemente. Por eso, el uso de chillers se descarta en el diseño base.

El modelo utilizado será el modelo Baltimore Aircoil – TrilliumSeries® Dry Cooler modelo TRF-1038. Para disipar la carga térmica, se instalarán seis unidades en configuración 3x2. Esto proporciona capacidad para disipar hasta 18MWt de capacidad en modo adiabático y deja una unidad de reserva en caso de fuera necesario. Las características principales de una unidad TRF-1039 son:

- Potencia de disipación certificada: 3MWt (agua DI; $\Delta T = 7\text{ }^{\circ}\text{C}$; $T_{bs} = 35\text{ }^{\circ}\text{C}$)
- 18 ventiladores de velocidad variable (3kW por unidad).
- Modo adiabático con sistema de pads de pre-enfriamiento (consumo de agua menor a $0,2\text{m}^3/\text{h}$)
- Construcción en materiales anticorrosivos (acero galvanizado), ideal para ambientes marinos.
- Capacidad de control mediante PLC.

Con el banco de seis TRF-1038 la planta podrá evacuar la carga térmica durante todo el año, operando tres unidades al 70% de velocidad y reduciendo al mínimo el consumo eléctrico y de agua. En caso de tener que disipar la carga térmica máxima, operarán simultáneamente 4 unidades, cubriendo toda la carga térmica. Las otras dos unidades permanecerían en reserva, aunque también se podrían poner en marcha para operar a menor velocidad y reducir consumo eléctrico y el ruido.

- Sistema de control

El sistema de refrigeración propuesto para el electrolizador estará completamente automatizado mediante un sistema de control basado en un PLC industrial con integración SCADA. Su función es garantizar la operación fiable, segura y eficiente de ambos circuitos de refrigeración.

Este sistema de control supervisará continuamente las variables fundamentales del proceso: la temperatura, caudal y presión. Se instalarán sensores de temperatura en los puntos clave del sistema. Estos

sensores permitirán ver el salto térmico real, detectando posibles desviaciones respecto a los rangos normales de operación y ajustando el sistema para que vuelva a operar en unos rangos seguros. Se emplearán caudalímetros para detectar posibles pérdidas y bloqueos. Finalmente, los sensores de presión permitirán verificar si las bombas están trabajando dentro del rango esperado y detectar fallos hidráulicos o cavitación.

La lógica estará supervisada desde un sistema SCADA. El operador podrá ver en todo momento el estado de cada equipo y los valores de temperatura, caudal y presión. El sistema contará con alarmas que se activarán en caso de que la temperatura del circuito sea demasiado elevada y pueda poner en riesgo el funcionamiento del electrolizador. Se ajustará el sistema PLC para que se pueda realizar una parada controlada del proceso en caso de que no sea posible mantener la refrigeración dentro de un rango óptimo para la operación del sistema PEM.

En conclusión, este sistema estará preparado de tal manera para que el sistema de refrigeración pueda funcionar de manera autónoma, ajustando los equipos en función de la carga térmica real y las condiciones externas. Además, este sistema proporcionará la información necesaria para una supervisión, análisis y mantenimiento proactivo, lo cual beneficiará en gran medida la operación a largo plazo del sistema en su conjunto.

La lógica que seguiría el sistema sería la siguiente:

- Modo seco (free-cooling)
Condición: $T_{amb} \leq 30\text{ °C}$ o $T_{salida} \leq 30\text{ °C}$.
 - PLC modula la velocidad de los 16 ventiladores EC mediante PID sobre T_{salida} .
 - Bombas primarias ajustan caudal con variador para mantener $\Delta T \approx 7\text{ °C}$.

- Modo adiabático
Condición: $T_{amb} > 30\text{ °C}$ y $T_{salida} > 30\text{ °C}$.
 - Se habilita el sistema de spray: válvulas solenoide ON/OFF en etapas de 25 %.
 - El PLC censa la humedad relativa en la cámara de aspiración y limita la pulverización para evitar condensación.
 - Objetivo: recuperar $T_{salida} \leq 30\text{ °C}$ con un sobrecoste máximo de $0,2\text{ m}^3\text{ h}^{-1}$ de agua y $+4\text{ kW}$ eléctricos.

- Alarmas y seguridad
 - Alta temperatura ($> 32\text{ °C}$) → aviso y aumento automático de ventilación + spray.
 - Caudal bajo o cavitación bombas → enclavamiento y arranque de bomba de reserva.

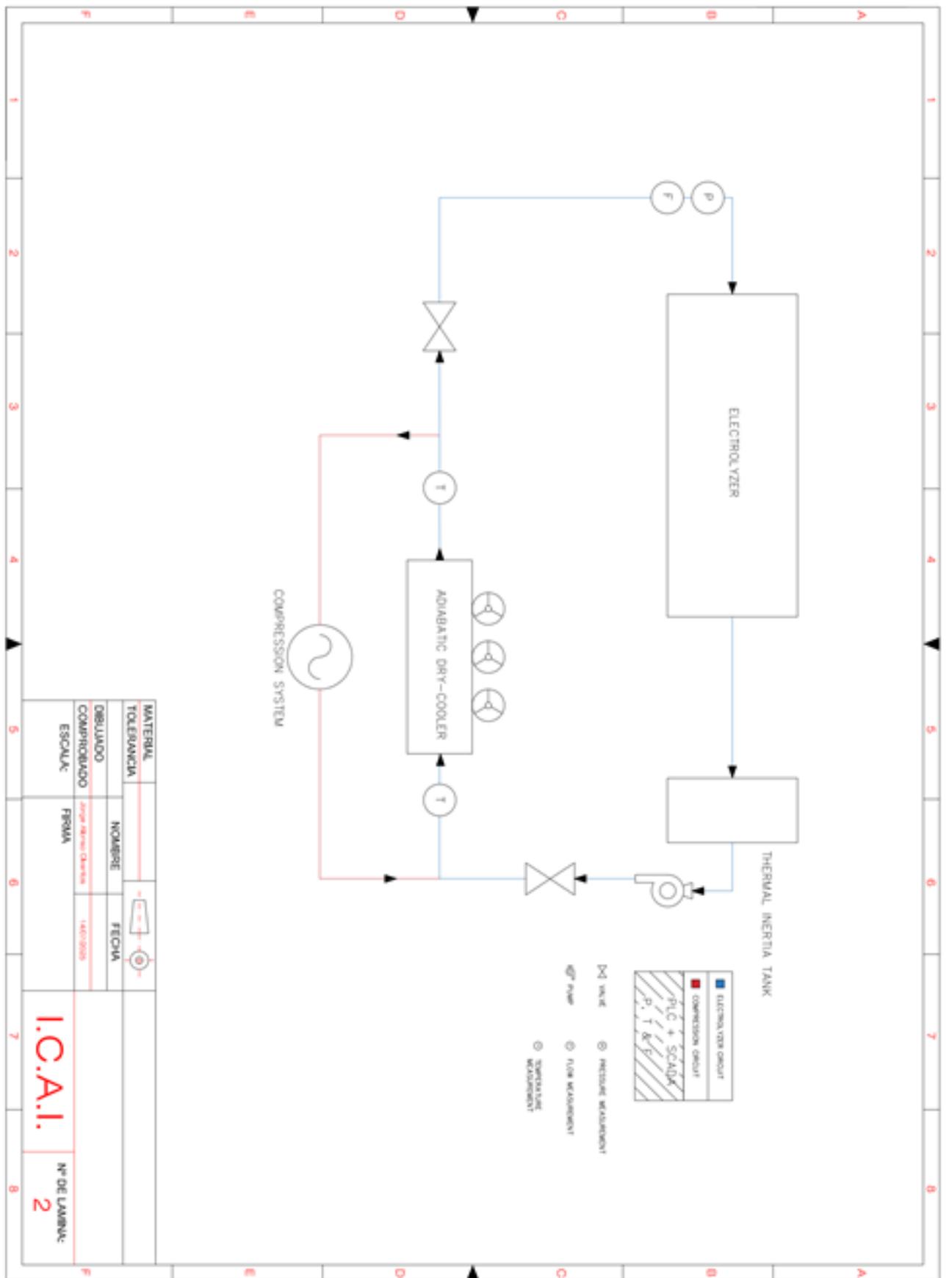
- Conductividad $> 1 \mu\text{S cm}^{-1}$ → parada controlada de electrolizador.
- Presión fuera de rango $\pm 20\%$ → alarma y ajuste VSD

Mediante esta estrategia el sistema operará de manera autónoma, activando el sistema adiabático unas pocas horas al año, gracias al sobredimensionamiento del dry-cooler y las condiciones suaves de la localización.



Figura 2.22 “Diagrama de flujo del sistema de refrigeración”.

3) Diagrama P&ID del sistema de refrigeración



4) Desglose energético del sistema de refrigeración

A continuación, se realizará una estación de la potencia instalada de los componentes del sistema de refrigeración y del consumo energético anual de cada parte:

- Bombas del circuito primario:
 - Carga media electrolizador anual: 60%
 - Caudal total del sistema secundario: 1350m³/h
 - Altura manométrica estimada: 20m
 - Rendimiento hidráulico estimado: 65%
 - Potencia hidráulica:

$$P_{hidráulica} = \frac{\rho * g * Q * H}{1000} = 73,6kW$$

Aplicando un rendimiento de un 65%

$$P_{eléctrica} = \frac{P_{hidráulica}}{0,65} = 113,3kW$$

Por lo que, ya que se van a utilizar tres bombas para repartir el caudal total:

$$P_{eléctrica/bomba} = \frac{113,3kW}{3} = 37,8kW$$

Se añadirá una cuarta bomba, de las mismas características, en caso de ser necesaria por fallo de alguna de las otras tres.

$$E_{anual} = 113,3 * 7500 = 850.750kWh/año$$

- Dry-cooler (modo seco). Potencia por unidad:
 - Ventiladores axiales modulantes: 18 * 3kW = 54kW
 - Controladores, sensores y sistema de protección: 0,4kW
 - Total estimado en modo seco:

$$P_{eléctrica} = 54kW + 0,4kW = 54,4kW$$

- Dry-cooler (modo adiabático). Potencia por unidad:
 - Ventiladores axiales modulantes: 18 * 3kW = 54kW
 - Controladores, sensores y sistema de protección: 0,4kW
 - Bomba de recirculación para pulverización de agua: 0,6kW
 - Sistema de control de humedad y electroválvulas: 0,3kW
 - Total estimado en modo adiabático

$$P_{eléctrica} = 54kW + 0,4kW + 0,4kW + 0,3kW = 55,1kW$$

El sistema estará funcionando en modo seco un 90% de las horas. Se podrían aprovechar 3 dry-coolers para ello. En modo adiabático, un 10% de las horas, funcionarían 4 unidades al 100%

Por tanto, la potencia total instalada será de 330,6kW. Sin embargo, la potencia pico utilizada, dado el factor de carga del electrolizador, es de 237kW. La potencia media anual es de 83kW.

Componente	Potencia instalada (kW)	Consumo anual (MWh)
Bombas circuito primario (4 ud)	151,2	850,8
Dry-coolers(6ud)	330,6	580,0
Total	481,8	1430,8

Figura 2.23 “Desglose energético del sistema de refrigeración”

5) Costes CAPEX y OPEX de la instalación

A continuación, se mostrará la estimación de los costes de instalación y los costes operativos anuales del sistema de refrigeración de la planta de hidrólisis.

- CAPEX

Sistema	Descripción	Coste unitario (€)	Precio estimado (€)	Fuente / Referencia
Dry-cooler BAC VXC-9518	12 MW _e , 16 ventiladores EC, sistema adiabático integrado	120000	720000	Oferta BAC 2024, gama V-Series
Bombas centrífugas 3 + 1	4 x 38 kW, acero inox, VSD incluidos	4	140000	Grundfos CRN 120-5, Xylem e-SV
Tanque de inercia 30 m ³	Acero inox AISI-304, aislamiento PUR	1	40000	Fabricante local (Inoxform)
Tuberías, válvulas, soportes	Acero inox/HDPE, DN80-DN250	-	100000	Ratio 15 % del equipo primario
Instrumentación & actuadores	PT100, caudal ultrasónico, presostatos, válvulas solenoide	-	30000	Endress+Hauser, IFM
Cuadro eléctrico & PLC	PLC Siemens S7-1500, HMI, variadores ABB, protecciones	-	70000	Integrador OEM
Montaje mecánico-eléctrico	20 % equipos	-	160000	Históricos proyectos industriales
Ingeniería & puesta en marcha	8 % equipos	-	64000	Guía IDAE UNE 15221
Contingencia (10 %)			102000	Recomendación PMI
TOTAL			1426000	

Figura 2.24 “Desglose de los costes de inversión del sistema de refrigeración”.

- OPEX

Partida	Hipótesis	Coste anual (€)
Agua desmineralizada	3000m3 anuales	3.000 €
Agua para modo adiabático	380 m ³ a 1 €/m ³	380 €
Mantenimiento preventivo	3 % CAPEX equipo	24.000 €
Sustitución pads	6ud a 1200€	7.200 €
Repuestos ventiladores	18 ventiladores, 6 dry-coolers a 400€ la ud	43.200 €
Consumibles (biocida, filtros)	Estimación	5.000 €
Mano de obra operación	0,1 ETP asignado	6.000 €
TOTAL		88.780 €

Figura 2.25 “Desglose de los costes operacionales del sistema de refrigeración”.

No se tiene en consideración el gasto energético del sistema ya que se aprovecharán los excedentes internos para la energización.

2.6.3 Sistema de compresión del hidrógeno

El objetivo de este apartado será el de diseñar un sistema de compresión y almacenamiento eficiente y seguro que permita elevar la presión del hidrógeno producido por 10 stacks PEM Cummins HyLYZER 500 (25MW) desde su presión de salida a 30 bar hasta una presión de servicio de 400 bar. Esta presión permite su almacenamiento intermedio para su dispensación directa en camiones cisternas gaseosos de alta presión, sin añadir la necesidad de compresión adicional en la estación de carga.

Para realizar un correcto diseño, se necesita garantizar un caudal mínimo continuo, que será de 480kg/h. De esta manera, se asegura que los compresores son capaces de absorber la producción continua máxima de los electrolizadores.

$$\text{Producción por stack} = \frac{2,5\text{MW}}{54\text{kWh/kg}} = 46,3\text{kg/h}$$

Multiplicando por los 10 stacks:

$$\text{Producción total} = 46,3\text{kg/h} * 10 = 463\text{kg/h}$$

Redondeando ligeramente hacia arriba, en caso de que haya picos de eficiencia, se estima una producción máxima de 480kg/h de hidrógeno en el proceso de hidrólisis.

Dado que el hidrógeno muestra una densidad de 2,5kg/m³ a 30 bar, el caudal volumétrico de entrada máximo será de:

$$Q = \frac{480\text{kg/h}}{2,5\text{kg/m}^3} = 192\text{m}^3/\text{h}$$

Para el diseño del sistema de compresión, se asumirá un proceso cuasi-isotérmico, es una aproximación razonable para estimar caudales, calcular potencias y evitar entrar en análisis complejos termodinámicos con variación real de temperatura (proceso politrópico). Además, dado que existirá refrigeración entre etapas, se puede realizar esta asunción. El caudal másico se mantendrá constante durante todo el proceso, aunque haya variaciones de volumen considerables debidos al efecto de la presión. El caudal volumétrico de entrada sí que sería mucho mayor que el de salida.

- Tecnologías disponibles:
Para el diseño del sistema de compresión, existen diferentes tecnologías disponibles actualmente, las cuales son:
 - Pistón (tipo reciprocante):
Este tipo de compresores opera mediante un pistón que se mueve hacia delante y hacia atrás dentro de un cilindro, aspirando gas a baja presión y luego comprimiéndolo al reducir el volumen. Funcionan de una forma similar a los motores de combustión interna, pero sin explosión.

Se realiza la compresión en varias etapas, cada una con una válvula de entrada y salida. Entre etapas, el gas se enfriaría mediante intercambiadores, mejorando así la eficiencia.

Sus principales ventajas son que tienen una alta presión de salida, fácilmente entre los 400 y 1000 bar, es una tecnología madura y probada y tiene un coste razonable, en comparación con otras tecnologías.

Sin embargo, tienen vibraciones mecánicas, por lo que deberían montarse sobre bancadas con amortiguación, además de necesitar un mayor mantenimiento ya que cuenta con partes móviles que están sujetas a desgastarse. Precisan de lubricación por esta misma razón

- Compresores de membrana:

En lugar de utilizar un pistón metálico, estos compresores utilizan una membrana flexible que se mueve de manera similar a un émbolo, sin que el gas comprimido entre en contacto con partes móviles. El gas quedaría contenido en una cámara aislada por una membrana. Este tipo de aplicaciones se utilizan cuando el gas requiere ser muy puro y libre de contaminación.

Sus ventajas son que se utiliza compresión sin aceite, lo cual es ideal para hidrógeno de alta pureza. Además, de que tienen contacto cero con partes móviles, cuentan con una alta fiabilidad en aplicaciones de laboratorio.

Los inconvenientes son que, para su correcto funcionamiento, necesitan de un bajo caudal, que rara vez supera los 100-200kg/h. Además, tienen una alta complejidad mecánica, lo que necesitaría de sistemas de accionamiento y control más precisos y, por tanto, costosos. Por ende, tienen un alto coste por kg de hidrógeno comprimido.

- Compresores centrífugos:

Este tipo de compresores utilizan un impulsor rotativo que transfiere energía cinética al gas, aumentando su velocidad. Después, esa velocidad se convierte en presión tras un proceso de compresión dinámica a través de una carcasa, es decir, un difusor. Se utilizan en procesos continuos y de muy grandes caudales.

Las ventajas que tienen este tipo de compresores es que son muy eficientes a gran escala, requieren de un menor mantenimiento y tienen un funcionamiento continuo y suave.

Sin embargo, no son adecuados para presiones muy altas. Requieren de muchas etapas ya que tienen una baja relación de compresión entre una y otra. Tienen un mayor tamaño físico y necesitan de sistemas de sellado complejos para el hidrógeno.

Tecnología	Presión máx. típica	Caudal típico (H ₂)	Pureza del gas	Coste relativo	Aplicación ideal
Pistón	400–1000 bar	100–600 kg/h	Media–alta	Medio	Producción industrial, almacenamiento
Membrana	300–1000 bar	10–200 kg/h	Muy alta	Alto	Laboratorio, movilidad, dispensación H ₂ O
Centrífugo	20–60 bar (por etapa)	>1000 kg/h (baja P)	Media	Bajo/Medio	Plantas químicas, reformado, amoníaco

Figura 2.26 “Comparación de sistemas de compresión”

- **Diseño del sistema de compresión**

El sistema de compresión estará formado por tres compresores de pistón en paralelo, que operarán de forma redundante. De esta manera, se incrementa la fiabilidad al no funcionar con la carga máxima nominal, además de reducir el desgaste mecánico y mejorar el rendimiento en operación parcial. Este sistema contará de diferentes etapas, entre las cuales existirá una refrigeración del sistema, de esta manera se asegura una operación eficiente y térmicamente controlada.

Para el correcto dimensionamiento del sistema, se tomará la producción máxima del sistema de hidrólisis de 480kg/h. La presión de entrada será de 30 bar y la de salida de 400 bar. Se dimensionará utilizando un caudal por compresor de 200kg/h (funcionando a un 70% de su capacidad).

Para el correcto diseño del sistema de compresión, será necesario elegir cuál será el compresor que se usará, eligiendo uno de entre una selección de modelos comerciales con especificaciones reales de fabricantes reconocidos. Se buscará un sistema de compresión de entre 4 a 5 etapas, para buscar una estrategia de gran fiabilidad. A continuación, se muestra una tabla comparativa de los modelos disponibles:

Fabricante	Modelo / Serie	Etapas	Caudal (kg/h)	Presión máx. (bar)	Lubricación	Comentario
NEA Group	Hydrogen Booster	5	100–300	500	Con aceite	Industrial, muy robusto
Burckhardt	API618 H ₂	5	150–600	550	Seco / mixto	Alta gama, personalizado
Howden H2X	Hybrid	5	80–250	500	Sin aceite	Cero contaminación, fiable
PDC Machines	PDC-5A-500	5	100–250	500	Sin aceite	Compacto, ideal para hidrolinera

Figura 2.27 “Comparativa entre tecnologías de compresión hidrógeno por pistón”.

Dado que en este proyecto se tiene una producción de hasta 480kg/h de H₂, se quiere utilizar 3 compresores, trabajando dos de ellos con una carga del 100% y un compresor en redundancia en caso de fallo o mantenimiento. Se prioriza fiabilidad y un mínimo mantenimiento, se escogerá utilizar 3 compresores NEUMAN & ESSER (NEA Group).

Este modelo cuenta con una alta fiabilidad, teniendo ciclos de más de 30000 horas, además de ser muy utilizados en hidrogeneras y plantas industriales. Además, cuenta con una alta integración con sistemas SCADA y PLC, lo que permite una mayor optimización del sistema de compresión.

La refrigeración entre etapas se realizará con agua desmineralizada, que provendrá del sistema de tratamiento de agua. Dado que el agua obtenida será el agua potable de la red, será únicamente necesaria la etapa de prefiltrado, sin necesidad de pasar por la etapa de ósmosis inversa.

Será necesario el uso de bancadas antivibratorias y silenciadores por el uso de partes móviles dentro del sistema de presurización.

1. Modelo seleccionado: Pistón NEUMAN & ESSER

Característica	Valor recomendado
Fabricante	NEUMAN & ESSER
Modelo	Hydrogen Booster – Reciprocating Compressor
Nº de etapas	5
Caudal másico nominal	160 kg/h por unidad
Presión de entrada	30 bar
Presión de salida	400 bar
Refrigeración	Agua desmineralizada entre etapas
Lubricación	Cárter cerrado con separación de aceite
Vida útil estimada	>30.000 horas
Normativas	PED, ATEX Zona 2, ISO 19880-1

Figura 2.28 “Especificación técnica del compresor por pistón”.

En un compresor de 5 etapas de tipo pistón diseñado para una relación total de 30 a 400 bar, la presión de salida de cada etapa se distribuye de forma geométrica.

- Etapa 1: 30 a 65 bar
- Etapa 2: 65 a 115 bar
- Etapa 3: 115 a 180 bar
- Etapa 4: 180 a 270 bar
- Etapa 5: 270 a 400 bar

Dado que después de cada etapa, el gas comprimido se calienta. Para mantener un proceso cuasi-isotérmico y proteger los compresores, se utiliza refrigeración por agua desmineralizada entre etapas.

Se estima que se quiere evacuar entre un 10 a 20% de la energía mecánica como calor en cada etapa. Para un compresor de 350kW, implicaría entre 35 a 70kW térmicos por compresor, que se encuentran divididos en esas 5 etapas.

2. Caudal de refrigeración requerido por compresor

Para evacuar 70kWt por compresor, utilizando un salto térmico de 7°C.

Potencia térmica: $Q = 70kW$

Capacidad calorífica: $c_p = 4,18kJ/kg * k$

Salto térmico: $7k$

$$\dot{m}_{agua} = \frac{Q}{c_p * \Delta T} = 2,39kg/s \approx 8,6m^3/h$$

Por tanto, para tres compresores operando, se estima un caudal total de refrigeración de aproximadamente $17,2 m^3/h$. Por etapa sería un total de $1,72 m^3/h$.

Dado que el sistema de refrigeración principal está dimensionado para $15MWt$, la carga adicional de los compresores es de:

$$\frac{210kW}{15000kW} = 1,4\%$$

Con el caudal requerido y la potencia térmica añadida, el sistema de refrigeración no se vería comprometido y no sería necesario el uso de un sistema de refrigeración dedicado. Bastaría con derivar una parte del caudal desmineralizada, con una válvula de balanceo, para cubrir la carga térmica generada por los compresores.

3. Sistema de control y seguridad

El circuito de presurización contará con los siguientes elementos:

- Sensores de presión y temperatura.
- Válvulas de seguridad (PRV) y anti-retorno
- Detector de fugas de H_2
- Sistema de parada de emergencia
- Monitorización por PLC industrial + SCADA
- Lógica de operación parcial y reparto de carga por compresores

4. Integración con almacenamiento

El hidrógeno que ha sido comprimido se dirigirá tras este proceso a racks modulares de $1000 kg$ a $400 bar$, donde después se podrá dispensar directamente a los camiones para su distribución y su posterior venta.

Los compresores deberán adaptarse a los posibles picos de demanda durante el llenado de los racks y la descarga en los camiones.

Este sistema no utilizará buffers intermedios para almacenar a diferentes presiones, se mantendrá el hidrógeno constante en los tanques de almacenamiento, simplificando el diseño y asegurando disponibilidad inmediata.

- **Diseño del sistema de almacenamiento de hidrógeno**

Para poder realizar el diseño del sistema de almacenamiento se deberá poder almacenar todo el hidrógeno producido diariamente en la planta, a una presión de 400 bar, para disponer de una reserva operativa que permita la dispensación directa a camiones.

El sistema estará compuesto por racks modulares de botellas tipo IV dispuestos en baterías de alta densidad energética. Estos racks están preparados para trabajar en condiciones industriales exigentes, con una alta seguridad y eficiencia.

1. Capacidad requerida

La planta de hidrólisis es capaz de producir hasta un máximo de 480kg/h de hidrógeno. Asumiendo que el sistema de producción tiene una carga media de un 70% anual:

$$480 \text{ kg/h} * 24\text{h/día} * 0,7 \approx 8000\text{kg/día}$$

Debido a que existirán momentos del año que esté a plena carga el electrolizador durante más horas durante el día, el sistema deberá albergar al menos 10.000 kg de H₂ a 400 bar.

2. Tecnología de almacenamiento

Se seleccionan tanques tipo IV, los cuales, a diferencia de los tipo I, II y III, no utiliza materiales metálicos. Además, de los tipos anteriores, solo el tipo III puede almacenar hidrógeno a una presión de 350 bar. Gracias a que el tanque tipo IV está compuesto por liner plástico, no tiene corrosión interna, ideal para almacenar hidrógeno con una necesidad de tener un alto nivel de pureza. Además, cuenta con una alta relación peso/presión y excelente resistencia a la fatiga.

Los tanques tipo IV son los escogidos para el almacenamiento estático de alta presión.

Las botellas tipo IV consiguen almacenar hasta 10kg de H₂ a 400 bar. Dado que la producción diaria es de 8000kg en condiciones nominales de operación, se necesitarán:

$$N_{botellas} = \frac{8000\text{kg}}{10\text{kg/botella}} = 800 \text{ botellas}$$

En modelos industriales de racks, es posible almacenar en racks de 40 pies hasta 1.266 kg, según datos de contenedores móviles como los de Wystrach. Esto supondría que se necesitan un total de 7 racks para conseguir almacenar con seguridad todo el hidrógeno producido en un

día. El precio de cada rack es de 1,2 millones de euros, incluyendo las botellas de almacenamiento y las estructuras metálicas de carga.

Para la distribución se dispondría de una bahía de carga de camiones con capacidad para llevar estos racks hasta los lugares deseados.



Figura 2.29 “Rack de almacenamiento en botellas de hidrógeno presurizadas”.

3. Balance energético del sistema de compresión y almacenamiento

- Compresores de pistón
 - 2 compresores activos (100%), 1 en reserva
 - Caudal máximo: 480kg/h
 - Potencia mecánica por compresor: 350kW
 - Consumo energético

$$P_{total} = 3 * 350kW = 1050kW$$

$$E_{anual} = 750kW * 365 * 24 * 0,6 \approx 3700MWh/año$$

- Control SCADA, válvulas y sensores
 - Potencia eléctrica estimada: 2kW

$$P_{total} = 2kW$$

$$E_{anual} = 2kW * 365 * 24 = 17,5MWh/año$$

Subsistema	Potencia total instalada	Consumo eléctrico anual
Compresores	1050kW	3.700MWh
Refrigeración	35kW	180 MWh
Ventilación	6kW	52,6 MWh
Control y SCADA	2kW	17,5 MWh
Total	1093kW	3.959MWh/año

Figura 2.30 “Desglose energético del sistema de compresión de hidrógeno”.

4. Desglose de costes CAPEX y OPEX

A continuación, se realizará un análisis de los costes estimados de instalación y operación del sistema.

○ CAPEX:

Componente	Subtotal (€)	Fuente/Notas
Compresores de pistón (5 etapas)	1.800.000 €	NEUMAN & ESSER, compresores de H ₂ 400 bar
Sistema de refrigeración interetapas	150.000 €	Bombas, intercambiadores y dry-coolers
Racks de almacenamiento tipo IV	8.400.000 €	Incluye botellas tipo IV, válvulas, estructura
Instrumentación y válvulas ATEX	120.000 €	Válvulas, sensores, PRD
SCADA, PLC y control local	50.000 €	Supervisión remota, lógica redundante
Obra civil y estructura	200.000 €	Base, ventilación, canalizaciones
Total estimado CAPEX	10.720.000 €	

Figura 2.31 “Desglose de costes de inversión del sistema de compresión de hidrógeno”

○ OPEX:

Componente	Subtotal (€)	Comentarios
Retimbrado de racks cada 10 años	84.000 €	10% del coste de los racks, 1% anual
Mantenimiento compresores	45.000 €	NE&M recomienda 3-5 % CAPEX anual
Mantenimiento racks y válvulas	24.000 €	Inspección, pruebas, fugas
Reposición y tratamiento agua	5.000 €	Agua desionizada, glicol
Supervisión y SCADA	10.000 €	Servicios cloud + alarmas
Total estimado OPEX/año	168.000 €	

Figura 2.32 “Desglose de costes operacionales del sistema de compresión de hidrógeno”.

2.6.4 Sistema de purificación de hidrógeno

El objetivo de este sistema es el de eliminar impurezas residuales (O₂, H₂O y trazas de otros gases) obtenidas del proceso de producción de hidrógeno mediante electrólisis PEM. Con esto, se garantizará una pureza adecuada (>99.999%) para su almacenamiento, distribución y posterior venta a potenciales clientes.

Los electrolizadores Cummins HyLYZER 500 incorporan un separador gas-líquido y un manifold que colecta el oxígeno a la corriente anódica. Sin embargo, una pequeña porción de O₂, de no más de 500ppm, permanece en la corriente catódica del hidrógeno. Además, el vapor de agua generado en el proceso sale como vapor saturado dentro de la corriente de hidrógeno. Ambos componentes deberán ser eliminados para conseguir la pureza del hidrógeno necesaria.

1. Diseño del sistema de purificación

Para realizar correctamente una purificación completa del H₂, serán necesarios múltiples subsistemas para obtener unos resultados lo suficientemente buenos para obtener un hidrógeno puro (>99.999%).

- Chiller + Secadores.

Este sistema reduce la temperatura del gas de hidrógeno mediante el chiller, desde los 70-80°C de salida hasta los 5 a 10°C. De esta manera se condensa el H₂O, facilitando el funcionamiento de los secadores. Después del uso del chiller, con el gas aún frío, aún se tiene humedad en forma de vapor. Los secadores eliminan las últimas trazas de vapor de agua mediante la adsorción sobre materiales desecantes. Así, se bajará la humedad hasta niveles menores a 1 ppm de H₂O.

El uso de un chiller es necesario en este proceso. El vapor de agua, a ciertas temperaturas, no condensa fácilmente. Además, los materiales que utilizan los secadores (alúmina o zeolita) se saturan más rápido. Enfriando el gas se consigue que el vapor de agua pase a estado líquido, drenándose previamente antes de entrar al secador.

El chiller debe dimensionarse según el flujo de hidrógeno, en torno a los 2500Nm³/h. La selección del secador dependerá del caudal, la pureza requerida y el flujo de operación.

El chiller deberá evacuar 124kWf. Este resultado se obtiene de la siguiente expresión:

$$\dot{Q} = \dot{m} * c_p * \Delta T = 0,133 * 14,32 * (75 - 10) \approx 124kWf$$

Donde:

$$\dot{m} = 480\text{kg/h} = 0,133\text{kg/s}$$

$$T_{\text{entrada}} = 75^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\text{salida}} = 10^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Capacidad calorífica del hidrógeno: } c_p = 14,32\text{kJ/kg}\cdot\text{K}$$

Asumiendo un COP (Coeficiente de rendimiento) de 3, que es un valor típico para chillers industriales de agua:

$$P_{\text{eléctrico}} = \frac{124\text{kWf}}{3} \approx 35,4\text{kWe}$$

Por otro lado, se utilizará un tipo de secadores TSA (Temperature Swing Adsorption), ya que son adecuados para caudales grandes y continuos. Si se utiliza alúmina activa, utilizando calentadores eficientes con un COP de 1,5 y un consumo de 3kWh/kg, que son valores típicos para secadores industriales para grandes caudales:

$$Q = 1,4\text{kg/h} * 3\text{kWh/kg} = 4,2\text{kWh/h}$$

Con un COP de 1,5:

$$P_{\text{eléctrica}} = \frac{4,2\text{kWh/h}}{1,5} = 2,8\text{kWe/h}$$

El consumo de los secadores sería de 2,8kW.

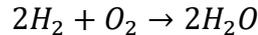
Sistema	Elemento	Tipo de energía	Consumo estimado	Notas técnicas
Chiller	Refrigeración del gas (75 °C → 10 °C)	Energía eléctrica	35,4 kWe	COP ≈ 3 Potencia frigorífica ≈ 12 kWf
Secadores TSA	Calentador de regeneración	Energía térmica o eléctrica	2,8 kWe	Para eliminar ~1.4 kg/h de H ₂ O, regeneración a 120–150 °C
		Energía eléctrica (auxiliar)	1,0 kWe	PLCs, válvulas, ventiladores, purga
Total			39,2	

Figura 3.33 “Potencia instalada del sistema de purificación”

- Reactor DEOXO.

Con la producción máxima de hidrógeno, se obtiene una producción de aproximadamente 500ppm de O₂ residual.

El reactor funciona de tal manera que combina un porcentaje del hidrógeno producido a través de una reacción catalítica:



En este tipo de reactores, se produce una reacción altamente exotérmica, pero que de otra manera supondría un riesgo de explosividad en etapas posteriores en el proceso de obtención de hidrógeno disponible para su venta. Es un sistema que realiza estas reacciones de manera controlada para evitar que el oxígeno quede en el gas final.

El reactor DEOXO es el sistema idóneo para eliminar el O₂ en corriente de H₂. No existe un método más seguro y eficiente, además de que los residuos de esta reacción son fácilmente eliminados en secadores.

El caudal de diseño a tratar es la corriente máxima de hidrógeno, 480kg/h o 5500Nm³/h. Se estimará una proporción de O₂ de 500ppm y se querrá obtener una proporción de salida de no más de 5ppm.

Para el cálculo de las dimensiones necesarias del reactor, será necesario calcular el volumen donde sucederán las reacciones para eliminarlo.

$$V_{cat} = \frac{Q_{gas}}{GHSV} = \frac{5500Nm^3/h}{1000h^{-1}} = 5,5m^3$$

- Q_{gas}: caudal volumétrico de gas (Nm³/h)
- GHSV: Velocidad Espacial Horaria del Gas. 1000h⁻¹ para asegurar una buena conversión sin sobredimensionar.

Se deberá utilizar aleaciones resistentes y realizar un precalentamiento en la entrada del reactor, ya que previamente se ha hecho pasar la corriente por el chiller y secadores, y este precisa de temperaturas mínimas de 80 a 100°C. La refrigeración de este dispositivo no será necesaria ya que la reacción química que sucede no supera los 8Wt.

Parámetro	Valor aproximado
Caudal de H ₂	5500 Nm ³ /h
O ₂ entrada	500 ppm v
O ₂ salida	≤ 5 ppm v
GHSV	1000 h ⁻¹
Volumen catalítico necesario	5.5 m ³
Temperatura de operación	80–150 °C
Refrigeración	No necesaria

Figura 3.34 “Condiciones de operación para el reactor DEOXO”.

Para estas condiciones de operación, se ha elegido utilizar 6 reactores De.OXO Hydrogen de 1000 Nm³/h funcionando en paralelo. Estos equipos garantizan unos niveles de O₂ y H₂O menores a 5ppm.

Será necesario, para el funcionamiento seguro del reactor, un sistema de control para medir las condiciones de entrada y salida del reactor, un sistema de inertización y sistemas de aislamiento térmico y válvulas de seguridad, además de, como es obvio, monitorización de las temperaturas del techo catalítico.

Para cubrir el caudal de gas tratado, será necesario el uso de varios reactores DEOXO, como los HyGear, que usan caudales de hasta 1000Nm³/h. Estos modelos consiguen que el O₂ en el corriente de H₂ no supere los 5ppm. También se podrían utilizar otros reactores DEOXO, provenientes de otras empresas que realizan diseños a medida en función de las necesidades de la planta.

- Filtro de partículas

Sistema colocado siempre tras el uso de secadores. Consiste en hacer uso de una malla de acero inoxidable cartuchos de microfiltración que retiene partículas sólidas de <1–5 μm.

- Aceptación de ciertos contaminantes

Existe un nivel aceptable de N₂ si su concentración total no supera los 100ppm para uso energético. El nitrógeno no se elimina fácilmente mediante adsorción o reacción, por lo que en múltiples proyectos se acepta tener un

pequeño porcentaje dentro de la corriente de H₂. En caso de que fuera necesario, se debería incluir una etapa de PSA o membranas selectivas para eliminar estas trazas inertes.

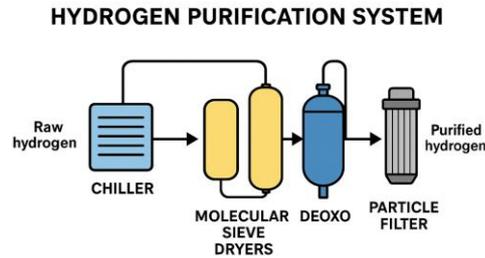


Figura 2.35 “Diagrama de flujo del sistema de purificación”.

2. Desglose energético del sistema de purificación

Sistema	Potencia instalada (kW)	Energía anual (MWh/año)	Notas
Chiller	35,4	247,8	Enfriamiento 75 °C → 10 °C; COP ≈ 3
Secado (TSA)	2,8	19,6	Para desorber 1.4 kg/h de H ₂ O con alúmina activada
	1	7	Control, instrumentación y ventilación
Total secado TSA	3,8	26,6	Suma regeneración + auxiliares
6 Reactores DeOXO	18	126	Sistema de purificación de O ₂ (3kW cada uno)
Total sistema	61	427	

Figura 2.36 “Desglose energético del sistema de purificación de hidrógeno”.

3. Desglose de costes CAPEX y OPEX

○ CAPEX

Equipo	Coste estimado	Referencia
6 x Reactor De.OXO Hydrogen	2.400.000 €	HyGear
Chiller 35.4 kWe	90.000 €	Trane CGAM 140, Daikin EWYT-B
Secadores TSA	70.000 €	Atlas Copco BD 850+, Parker H ₂ Series
Instrumentación y filtros	45.000 €	Bürkert, Swagelok, Emerson
Ingeniería e integración skid	35.000 €	Air Products, COESS S.R.L.
CAPEX total	2.640.000 €	

Figura 2.37 “Desglose de costes de inversión del sistema de purificación de hidrógeno”.

○ OPEX

Concepto	Coste estimado/año	Referencia
Pérdida de H2 (2%)	300.000 €	60 toneladas anuales
Mantenimiento y recambios	60.000 €	Cambio catalizador cada 4 años (40k€ ud). Amortizado anual para 6 ud
Sustitución de desecante	2.500 €	Zeolitas/Alúmina (BASF, Arkema, Zeochem)
Supervisión y SCADA mínima	4.500 €	Sistemas modulares de control (Siemens, Schneider Electric)
OPEX total anual	367.000 €	

Figura 2.38 “Desglose de costes operacionales del sistema de purificación de hidrógeno”.

2.6.5 Sistema de aire comprimido y nitrógeno

En plantas de hidrógeno, especialmente en aquellas en las que se utilicen electrolizadores PEM, el uso de sistemas de aire comprimido y nitrógeno es esencial para tener una operación segura y para el control automatizado de todos los procesos. Estos sistemas no son los encargados de la producción directa del hidrógeno, pero son imprescindibles para que la planta funcione de manera segura y eficiente.

El sistema de aire comprimido permite que las válvulas de control sean accionadas, activa instrumentos neumáticos y realiza operaciones de barrido en tuberías y en los sistemas auxiliares de la planta. Además, en procesos industriales donde puede haber explosiones, como ocurre en presencia de hidrógeno, es siempre preferible el uso de aire comprimido frente a sistemas eléctricos, ya que así se evita que se puedan generar chispas y no requiere ningún tipo de cableado. Las válvulas neumáticas ofrecen respuestas rápidas, permitiendo realizar enclavamientos, secuencias automáticas y maniobras de emergencia en caso de ser necesario con una fiabilidad muy alta. Además, también se utiliza aire comprimido para procesos de limpieza o secado, barriendo equipos que expulsan agua, polvo y demás gases residuales.

Por otro lado, el sistema de nitrógeno tiene un papel fundamental en conseguir que la planta sea segura. El hidrógeno, al ser un gas altamente inflamable, está en contacto con el oxígeno producido tras el proceso de hidrólisis. En caso de que se den unas concentraciones determinadas de ambos gases, se podrían generar explosiones. Para evitar que esto suceda, el nitrógeno se introduce en este tipo de atmósferas, desplazando el oxígeno y reduciendo su concentración hasta obtener unos niveles seguros de operación. Además, el nitrógeno se encarga de realizar purgas y barridos en lugares específicos, como en los compresores de pistón.

La elección del tipo de sistema de suministro de nitrógeno dependerá, principalmente, del tamaño de la planta. En plantas de producción de un tamaño medio, como esta de 25MW de potencia de electrolizadores, se utilizan sistemas de almacenamiento de nitrógeno en racks de botellas. En caso de que se contase con una planta de generación más grande, se podría incluso plantear un sistema de generación de nitrógeno in situ, evitando los costes de suministro de las botellas.

Como resumen, los sistemas de aire comprimido y nitrógeno no son opcionales, sino que son unos componentes fundamentales de la planta de producción de hidrógeno. Estos sistemas permiten operar la planta de manera segura, automática y fiable. Su correcta dimensión es clave para el éxito del proyecto.

- **Diseño del sistema de aire comprimido**

El diseño de este sistema debe seguir un proceso estructurado que asegure que se cumplen las necesidades de suministro de aire comprimido de toda la planta, con un margen de seguridad y una eficiencia energética adecuada. En el contexto de este proyecto, dado que el suministrador del electrolizador ya proporciona muchos de los sistemas que se deben incluir en el BOP, se realizará una estimación de todos los puntos de consumo, identificando su tipo, caudal y presión de operación, además de

su régimen de operación. En un proyecto de esta escala, y contemplando proyectos de tamaños y necesidades similares se tienen:

- 50 válvulas de control. Con un caudal mínimo de 5L/min cada una para uso continuo.
- 40 instrumentos de medición, control y supervisión. Cuentan con un caudal mínimo de 2L/min y deben estar en continua operación.
- Sistema de barrido: con un caudal típico de 500L/min para plantas de estas características. Tiene un uso puntual.

Por tanto, el caudal total necesario será:

- Caudal promedio:

$$50 * 5 = 250L/ \text{min (válvulas)}$$

$$40 * 2 = 80L/ \text{min (instrumentos)}$$

- Barrido puntual: 500L/min
- Máximo caudal simultáneo estimado: 830L/min
- Con un margen de seguridad de un 10%: 910L/min = 55Nm³/h de aire comprimido

Se deberá seleccionar, a la vista de los resultados, un compresor con un caudal nominal de, aproximadamente, 1Nm³/min. La presión de descarga para estos elementos debe ser de entre 8 y 9 bar. Además, se considerará una redundancia de 2 compresores al 100%.

Con estas necesidades de diseño, se utilizarán compresores de tornillo lubricados industriales. Con un caudal de 1Nm³/min se precisan compresores de entre unos 13 a 15kW. Se elegirán, por tanto, dos compresores de tornillo de 15kW. Estos funcionarán en alternancia horaria y con respaldo automático, para simplificar el diseño del sistema de aire comprimido.

Para el almacenamiento del aire comprimido se hará uso de un tanque almacenador. No se hará uso de racks de botellas ya que esto supondría un coste operacional inmenso en comparación con el uso de compresores de tornillo. El volumen necesario para este tanque será de:

$$V = \frac{t * Q * P_{atm}}{(P_{m\acute{a}x} - P_{m\acute{i}n})} = 910 \text{ litros}$$

$$Q = 910l/min$$

$$P_{m\acute{a}x} = 9 \text{ bara}$$

$$P_{m\acute{i}n} = 6 \text{ bara}$$

$$P_{atm} = 1 \text{ bara}$$

Para tener un cierto margen de seguridad, se realizará la instalación de un tanque acumulador de 1000 litros.

Para el tratamiento del aire comprimido, en función de la calidad requerida según la normativa requerida (ISO 8573-1), será necesario el uso de secadores frigoríficos, filtros de partículas y filtros de carbón activo.

La red de distribución será una red en doble ramal para minimizar las caídas de presión. Se usará acero inoxidable y el diámetro de las tuberías se dimensionará de tal manera que se mantenga la caída de presión por debajo de 0,3 bar hasta el punto más alejado.

El sistema de aire comprimido contará con los siguientes equipos:

Equipo	Modelo comercial sugerido	Potencia / Capacidad	Precio estimado (€)	Comentarios técnicos
Compresor de tornillo	Kaeser SX 8 T / Atlas Copco G11	2x 15 kW, 1 Nm ³ /min	8.000 €	Ideal para uso continuo; incluye secador en modelos "T"
Tanque acumulador de aire	ALMIG 1000 L / Fini 10 bar	1000 L a 10 bar	1.500 €	Montado con purga automática y válvula de seguridad
Secador frigorífico	Parker PSE 115 / Donaldson FX1.5	0,4kW, punto de rocío +3 °C	1.600 €	Reduce humedad para evitar corrosión y fallos en instrumentación
Filtro coalescente	SMC AFF/AM/AMD 550 series	<0.01 mg/m ³ aceite, <0.1 µm	450 €	Normalmente en serie: pre-filtro + coalescente + microfiltro
Filtro de partículas	Parker F72P / Norgren Excelon	Clase ISO 1.4.1	250 €	En la línea final hacia instrumentación crítica
Red de distribución	Acero inoxidable DN25–DN40	Según longitud	6.000 €	En anillo cerrado, incluye drenajes y válvulas de aislamiento
Presostatos / manómetros	WIKA / Danfoss	Para 0–10 bar	200 €	Supervisión de presión y alarmas SCADA
TOTAL CAPEX			18.000 €	

Figura 2.39 “Desglose de costes de inversión del sistema de aire comprimido”.

Y los costes operativos anuales del sistema:

Concepto	Cálculo / Detalle	Coste anual (€)
Mantenimiento compresores	2 revisiones/año × 2 compresores × 350 €	1400
Cambio filtros y purgas	Filtros coalescentes + microfiltros 1-2 veces/año	450
Purgas automáticas / trampas agua	Limpieza y sustitución cada 1-2 años (media anual)	150
Supervisión / calibración presostatos	Incluido en mantenimiento general	—
TOTAL OPEX		2000

Figura 2.40 “Desglose de costes operacionales del sistema de aire comprimido”

- Diseño del sistema de nitrógeno

Este sistema debe asegurar la disponibilidad continua de nitrógeno para las aplicaciones críticas de la planta. Se debe garantizar la seguridad frente al riesgo de explosiones y permitir la ejecución de barridos y purgas de forma segura.

Será necesario ver cuál es el caudal necesario continuo para la operación continua de la planta, tanto para los electrolizadores, como para los demás puntos críticos del sistema.

Para la inertización continua de los stacks será necesario un caudal de 1 Nm³/h de nitrógeno por stacks. Al tener 10 stacks, se precisará un consumo de 10 Nm³/h.

Para los barridos y purgas, que tendrán lugar 1 vez cada 3 meses en función del uso de la planta, se requiere un consumo de 50 Nm³/h por evento.

Teniendo un factor de carga de los electrolizadores de un 60%, se obtiene:

$$10 \text{ Nm}^3/\text{h} * 24\text{h} * 0,6 = 144\text{Nm}^3/\text{día}$$

$$\text{Total estimado} = 144\text{Nm}^3/\text{día}$$

Manteniendo un cierto margen de seguridad de un 20%, será necesario contar con un caudal de 170 Nm³/día.

A continuación, se realizará un estudio de cuál será la forma de suministrar el caudal necesario de nitrógeno diario:

- Racks de botellas de nitrógeno

Las botellas de gases industriales son de 50L con una presión de llenado de 200bar, por lo que será necesario el uso de 20 botellas diarias de nitrógeno. Lo que supondrá un suministro semanal de 140 botellas.

Dado que se necesitan 20 botellas diarias, y el precio medio de una botella de nitrógeno está en torno a los 30€/botella:

$$20 \text{ botellas} * 30\text{€/botella} * 365\text{días} = 219000\text{€/anuales}$$

- Tanques criogénicos de almacenamiento de nitrógeno.

Otra opción es la de realizar la instalación de tanques criogénicos que sean capaces de almacenar el suficiente nitrógeno líquido para que no se tenga que reponer con tanta rapidez en la planta. Estos tanques deberán contar con la capacidad de almacenar el consumo de nitrógeno de 15 días más una reserva crítica de seguridad, equivalente al uso de 3 días más una purga extraordinaria de 50 Nm³. Por tanto, la capacidad mínima del tanque deberá ser:

$$\text{Consumo de 15 días} = 170\text{Nm}^3/\text{día} * 15 \text{ días} = 2550\text{Nm}^3$$

$$\text{Reserva crítica} = 50\text{Nm}^3 + 170\text{Nm}^3/\text{días} * 3 \text{ días} = 560\text{Nm}^3$$

$$\text{Margen operativo 15\%} = (2550\text{Nm}^3 + 560\text{Nm}^3) * 0,15 \approx 470\text{Nm}^3$$

$$\text{Capacidad mín tanque} = 2550\text{Nm}^3 + 560\text{Nm}^3 + 470\text{Nm}^3 = 3580\text{Nm}^3$$

Por lo que el volumen total requerido será 5400L (5,4m³). Para tanques de esas dimensiones, con vaporizadores para cubrir una purga de emergencia del sistema. Necesitará válvulas de cierre rápido y anti-retorno. El tanque almacenará el gas a 3 barg, contará con alarmas de nivel bajo y alto.

Realizando un análisis de inversión referenciado en compañías del sector, el coste de inversión inicial estaría en torno a los 66.000€.

Elemento	Coste (€)
Tanque criogénico de 6 m ³ LN ₂ (vacío-perlite, con válvulas)	45.000 €
2 × Vaporizadores 25 Nm ³ h ⁻¹ + soporte	9.000 €
Pulmón gaseoso 200 L · 8 bar	1.200 €
Colector, válvulas criogénicas, instrumentación (niveles capacitivos, sensores presión)	6.500 €
Incoterms, puesta en marcha y pruebas	5.000 €
CAPEX total	66.000 €

Figura 2.41 “Análisis coste de almacenamiento de nitrógeno en tanque criogénico”

Los contratos públicos actuales en España fija 0,40€/L puesto en tanque. La cantidad de nitrógeno anual requerida es:

Inertización continua:

$$170Nm^3/día * 365 días/año = 62.050Nm^3/año$$

Purgas extraordinaria:

$$4 eventos/año * 50Nm^3 = 200Nm^3/año$$

Total consumo anual:

$$62.250Nm^3/año \approx 93375L/año$$

Siendo el coste anual de la adquisición de nitrógeno:

$$93.375L/año * 0,4€/L = 37.350€$$

○ Generador PSA de nitrógeno

El coste de inversión de un generador PSA de nitrógeno depende del caudal nominal requerido, la pureza del nitrógeno y la presión de entrega, en caso de que se necesiten sistemas de compresión.

Dado que se necesitan 6 Nm³/h de nitrógeno con una pureza industrial estándar, el sistema puede considerarse de tamaño medio.

En proyectos similares, un PSA de 6 Nm³/h con una pureza de 99,5% ronda los 45.000-50.000€ llave en mano sin necesidad de compresión adicional. Este dato está sacado de hojas técnicas de fabricantes como Parker, Atlas Copco y Oxymat.

Se precisaría del uso de un compresor de aire de alrededor de 7,5kW con un caudal de 0,5 Nm³/min , cuyo precio rondaría los 10.000€. En caso de querer utilizar un secador frigorífico, su precio ascendería hasta los 15.000€.

Realizando un análisis rápido, sin tener en cuenta gastos en redes de distribución, válvulas o tanques de almacenamiento a baja presión, que serían comunes para todos los sistemas:

Sistema	OPEX estimado anual	CAPEX aproximado
Botellas industriales	>219.000€	10.000 €
Tanque criogénico	>37500€	66.000 €
Generador PSA	5.000 €	65.000 €

Figura 2.42 “Análisis comparativo de tecnologías de nitrógeno”

Se preferirá hacer uso de un sistema de generación PSA de nitrógeno ya que, solamente el OPEX anual del suministro externo de botellas de nitrógeno supera en gran medida el coste de inversión de un sistema de generación, y el uso de tanques criogénicos precisa de un coste de inversión similar pero mayores costes de operación. Aunque más complejo, gracias a este sistema se tiene una autonomía completa en caso de picos de consumo y siempre se puede tener un pequeño sistema de respaldo con botellas de nitrógeno.

Para configurar correctamente el sistema de generación de nitrógeno, se diseñará para realizar una producción de 6 Nm³/h, permitiendo operar con margen o en horario reducido.

Como se ha mencionado anteriormente, se precisará de un compresor de tornillo que comprima el aire ambiente y que, tras un secado frigorífico, este aire pase al generador de N₂.

El compresor de aire será de 18kW y tendrá una presión de descarga de 7,5 bar. Para un generador PSA que produzca 6Nm³/h de nitrógeno al 99,5%, se requiere usualmente un caudal de aire de aproximadamente 4 a 5 veces el caudal de nitrógeno producido, es decir, 24 a 30Nm³/h. Por lo que se necesitará un compresor de, aproximadamente, 0,5Nm³/h. De esta manera, se garantizaría que el generador PSA tenga en todo momento el aire necesario para su operación.

El sistema de secado y filtrado de aire se diseñará para obtener un punto de rocío de 3°C. Contará con un prefiltrado de partículas gruesas, un coalescente para aceite y un filtro de partículas finas. De esta manera se cumple con la normativa (ISO 8753-1).

Por último, el generador PSA utilizará un tamiz molecular de carbono (CMS) con un caudal nominal de 6 Nm³/h y una pureza de 99,5%. La presión de salida rondará los 6 a 8 bar. El consumo energético de un generador de estas características está entre los 0,3 y 0,4 kWh/ Nm³, se diseñará con una potencia nominal de 3kW.

Tras ya haber sido generado el N₂, el sistema contará con un tanque de almacenamiento de nitrógeno de 1000L de alta presión para la acumulación de reserva diaria y otro tanque de baja presión que funcionará como tanque principal para la distribución del gas.

Todo este sistema contará con un sistema básico de control y distribución que funcionará mediante PLC y sensores de presión. Contará con alarmas de baja presión y fallo de pureza, además de válvulas antirretorno y reguladores de presión para cada línea.

Las líneas de suministro serán:

- Electrolizador
- Compresores H₂
- Barridos y purgas

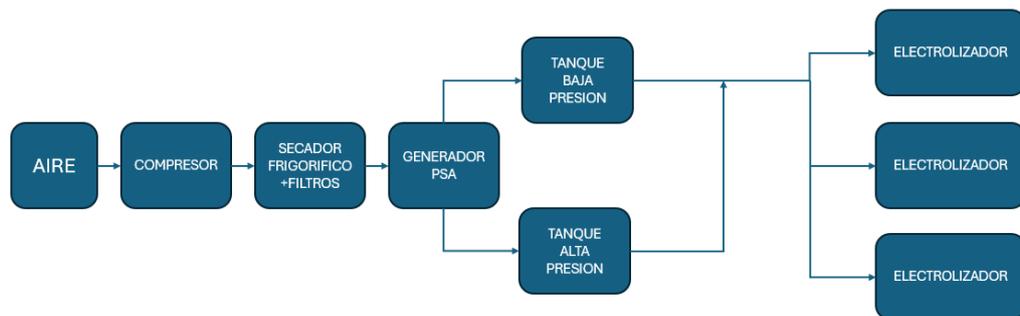


Figura 2.43 “Diagrama de flujo del sistema de inertización.”

El desglose energético del sistema energético es el siguiente:

Equipo	Potencia nominal (kW)	Energía anual (kWh)
Compresor de tornillo 15 kW	18	52920
Secador frigorífico + filtros	0,4	1680
Generador PSA de nitrógeno	3	8820
PSA (válvulas, PLC, soplador interno)	0,5	2100
Instrumentación y control	0,1	420
TOTAL	22 kW	65940 kWh

Figura 2.44 “Desglose energético del sistema de inertización”.

El desglose económico de costes CAPEX y OPEX es:

- CAPEX

Elemento	Unidades / datos clave	Coste subtotal (€)	Notas
Generador PSA	30 Nm ³ h ⁻¹ · 99,5 %	50000	Skid completo, PLC de secuencia y lecho CMS incluido
Compresor de tornillo VSD	18 kW, 2,5 Nm ³ min ⁻¹ @ 7,5 bar	10500	Con intercambiador de calor para posible recuperación
Secador frigorífico + batería de filtros	Punto de rocío +3 °C–ISO 8573-1 1.4.1	4500	Prefiltro, coalescente, microfiltro
Tanque alta presión	1000 L · 40 bar	3500	PED + válvula TSV
Tanque baja presión	1000 L · 6 bar	1400	Pulmón de distribución
Reguladores + colector INOX	3 líneas (Electrolizador, Compresores H ₂ , Purgas)	2200	Incluye manómetros y válvulas antirretorno
Sistema de control / instrumentación	PLC auxiliar, sensores, HMI local	3000	Comunicación Modbus-TCP a SCADA
Obra, instalación, pruebas	Ingeniería + puesta en marcha	8000	Incluye tubería INOX DN15–DN25
CAPEX total		83100	

Figura 2.45 “Desglose de costes de inversión del sistema de inertización”.

- OPEX

Partida	Base de cálculo	Valor anual (€)
Mantenimiento compresor	2 servicios/año · 450 €	900
Sustitución filtros aire (prefiltro + coalescente + micro)	2 juegos/año · 150 €	300
Recarga/secado CMS (PSA)	1 % del precio PSA / año	480
Mantenimiento secador y sensores	200 €	200
Contingencias y consumibles menores	5 % OPEX	435
OPEX total anual		2315

Figura 2.46 “Desglose de costes operacionales del sistema de inertización”.

2.6.6 Resumen final Sistemas Auxiliares

Sistema	Potencia Instalada (kW)	Consumo energético (MWh/año)	CAPEX (€)	OPEX (€)
Sistema de Tratamiento de agua ultrapura	58	465,2	1.335.000 €	138.525 €
Sistema de Refrigeración	481,8	1430,8	1.426.000 €	88.780 €
Sistema de Compresión de H2	1093	3959	10.720.000 €	168.000 €
Sistema de Purificación de hidrógeno	61	427	2.640.000 €	367.000 €
Sistema de Aire comprimido	30,4	228	18.000 €	2.000 €
Sistema de Nitrógeno	22	65,94	83.100 €	2.315 €
TOTAL	1746,2	6575,94	16.222.100 €	766.620 €

Figura 2.47 “Desglose energético y de costes de inversión y operacionales de los sistemas auxiliares de la planta de hidrógeno”.

2.7 CABLEADO ELÉCTRICO DE MEDIA TENSIÓN

La planta contará con una red de media tensión de 33kV configurada en doble barra desde la que se alimentarán energéticamente todos los sistemas principales. En esta red estarán conectadas las plantas de generación renovable, eólica y solar, los 10 electrolizadores, una alimentación para los servicios auxiliares y un punto de conexión con la red externa (SET Hinojal). La red estará diseñada para garantizar una operación segura y eficiente, cumpliendo con estándares UNE, IEC y los requerimientos del operador del sistema.

1) Infraestructura del sistema

El sistema se compondrá de los siguientes subsistemas, todos ellos conectados a la barra de 33kV. Dichos subsistemas son:

- Generación eólica:
6 aerogeneradores con una potencia nominal de 5MW, conectados en tres grupos de dos aerogeneradores a la barra a través de 3 transformadores de 11,5MVA.
- Generación solar:
20MWp de planta solar conectados en 8 grupos de 2,5MWp cada uno a través de transformadores de 2,5MVA.
- Electrolizadores:
10 unidades de 2,5MW cada uno, conectados a la barra de media a través de transformadores de 3,5MVA.
- Servicios auxiliares:
Una potencia instalada de 1.746,2kW, alimentados desde la red renovable interna.
- Conexión a red externa:
Se conectará la barra de media a la subestación SET Hinojal para alimentar exclusivamente los servicios esenciales mediante un sistema de respaldo.

Los equipos irán ubicados todos en la misma parcela, con distancias máximas de cableado de 1,5km hasta los grupos más alejados de los aerogeneradores. Dado que la red de media tensión se considera una estructura primaria de distribución, se debe asegurar un aislamiento adecuado, incluir protecciones mecánicas y eléctricas y ser compatible con los distintos sistemas de medición, protección y seccionamiento.

Por ello, el embarrado de los equipos se realizará en barras rígidas encapsuladas en aire (AIS), descartando el uso de gas SF₆, cuyo uso empieza restringirse en algunos proyectos por motivos medioambientales.

Los cables de media tensión sí irán en bandejas aéreas. Estos son los cables que puedan salir de los transformadores hacia la barra de media tensión.

El cuadro de cargas de MT es el siguiente:

Ramal	Nº Equipos	Potencia unit.	Transformad	S (MVA)	Cos(phi)	Distancia(m)	P total (MW)	S total (MVA)
Aerogeneradores (6 × 5 MW)	6	5	3	11,5	0,95	1500	30	31,5789474
Planta solar (8 × 2,5 MWp)	8	2,5	8	2,5	0,9	1000	20	22,2222222
Electrolizadores (10 × 2,5 MW)	10	2,5	10	3,5	0,9	100	25	27,7777778
Servicios auxiliares	1	1,7462	2	2,5	0,95	100	1,7462	1,83810526
Servicios esenciales	1	0,1	-	-	0,95	100	0,1	0,10526316

Figura 2.48 “Cuadro de cargas de MT”

La intensidad total de la barra dependerá del flujo de potencia en cada momento. Se pueden tomar dos hipótesis de estudio. La primera es que todos los equipos estén funcionando a plena carga simultáneamente, sin considerar una generación máxima de las plantas de generación renovable. La segunda es que se tiene una generación máxima de potencia y que fluye por la barra de media para exportación a red.

- Opción 1 (conservadora):
Se suma la potencia total consumida por los electrolizadores y los servicios auxiliares (esenciales y auxiliares).

$$S_{carga,total} = 27,78MVA + 1,84MVA + 0,11MVA = 29,73MVA$$

La intensidad de la barra sería:

$$I = \frac{S_{carga,total}}{\sqrt{3} * U_{barra}} = \frac{29,73MVA}{\sqrt{3} * 33kV} = 520,14A$$

- Opción 2 (Generación máxima):
Se sumará la potencia total generada entre la planta eólica y la planta solar:

$$S_{gen} = 31,58MVA + 22,22MVA = 53,8MVA$$

$$I = \frac{S_{gen}}{\sqrt{3} * U_{barra}} = 941,26A$$

Dado que se está realizando una repotenciación de un parque eólico ya existente, con inyección a red actual, se podrá realizar una exportación a red de los excedentes existentes en caso de curtailment. Por tanto, se dimensionará la red de media tensión para una intensidad máxima de 941,26A.

2) Dimensionamiento y sección del cable

El conductor principal de la red de 33kV será de cobre. Para su dimensionamiento, se seleccionará una densidad de corriente admisible de 1,5A/mm², el cuál es un valor típico y frecuentemente utilizado para el diseño de media tensión y respaldado por tablas de carga para conductores de cobre.

La sección requerida será:

$$S = \frac{I}{\sigma} = \frac{941,26}{1,5} = 627,5 \text{ mm}^2$$

Utilizando la sección comercial normalizada según IEC 60228, la sección de cable de Cu más próxima por exceso es 630mm².

Parámetro	Valor
Intensidad calculada	941 A
Densidad admisible	1,5 A/mm ²
Sección calculada	627 mm ²
Sección seleccionada	630 mm² (estándar)

Figura 2.49 “Parámetros eléctricos representativos para el diseño de la red de media tensión (MT)”

En el caso más exigente de funcionamiento se ha estimado una intensidad máxima de 941A. Aplicando un criterio conservador de densidad de corriente de 1,5A/mm², se ha determinado una sección mínima del conductor de 630mm².

Además, se han establecido criterios de caída de tensión:

- Para ramales de generación: <3%
- Para ramales de carga: <5%

La intensidad por ramal es:

Ramal	Potencia total	S total (MVA)	Distancia estimada	I estimada (A)	ΔV máx
Aerogeneradores (6 × 5 MW)	30 MW	31,58 MVA	1.500 m	552 A	3 %
Planta solar (8 × 2,5 MWp)	20 MW	22,22 MVA	1.000 m	389 A	3 %
Electrolizadores (10 × 2,5)	25 MW	25,00 MVA	100 m	437 A	5 %
Servicios auxiliares	1,75 MW	1,84 MVA	100 m	32 A	5 %

Figura 2.50 “Descripción de las cargas de media tensión y su intensidad estimada en el cuadro de MT”.

3) Protecciones y automatización

La red de distribución de 33kV contará con interruptores automáticos con relés de protección IED según el protocolo IEC 61850. Se ha diseñado una arquitectura completamente automatizada y monitorizable mediante SCADA con RTUs. En este sistema se integran:

- Relés de sobreintensidad para cada ramal.
- Relés diferenciales en transformadores críticos.
- Interruptor de acoplamiento entre barras
- Sistema de medición de corriente y supervisión remota en los puntos clave

El sistema contará con redundancia (N+1) únicamente en los servicios auxiliares, que incluyen alimentación crítica mediante SAI de 100kW.

Se diseñará el sistema de tal modo que se asegure una coordinación adecuada entre los diferentes relés de protección instalados en los diferentes niveles del sistema de media tensión. Se quiere garantizar selectividad de modo que, ante una falta, sólo se desconecte un tramo. Existirá tanto selectividad temporal como selectividad funcional.

- Selectividad temporal: los relés ubicados aguas abajo actúan con un retardo respecto a los ubicados aguas arriba.
- Selectividad funcional: cada protección cumple una función específica, como sobrecorriente, diferencial y mínima tensión.

Se utilizarán dispositivos de protección tipo IED (Intelligent Electronic Device) con ajustes precisos de tiempo, corrientes de disparo y comunicación mediante protocolo IEC 61850.

Las curvas que se utilizarán serán:

Función de protección	Curva aplicada	Aplicación
50 (sobrecorriente instantánea)	Instantánea (0 s)	Cortocircuitos muy cercanos a la barra principal
51 (sobrecorriente temporizada)	IDMT (Inversamente dependiente)	Ramales de generación y cargas principales
87T (diferencial de trafo)	Curva fija (t < 100 ms)	Transformadores de 30; 11,5; 3,5 y 2,5MVA
50N / 51N (sobrecorriente de neutro)	Definite Time Delay (DTD)	Detección de fallas a tierra
27 / 59 (mínima y máxima tensión)	Curva con retardo fijo	Condiciones de red anómalas

Figura 2.51 “Protecciones eléctricas seleccionadas para distintos equipos y subsistemas de la planta en media tensión.”.

Se implementará una lógica de enclavamientos en los puntos críticos del sistema, como interruptores, ramales y cargas críticas. Los enclavamientos del sistema serán los siguientes:

- Enclavamientos para las barras de baja tensión. Utilizado para redundancia de alimentación en caso de falla en uno de los transformadores.
- Enclavamiento entre red externa y fuentes renovables. Se evita que la red y la generación alimenten en paralelo si no están sincronizadas.
- Enclavamiento entre ramales de electrolizadores. Actúa a modo de back-up en caso de que el relé de un electrolizador falle y exista una falta.

- Enclavamiento por lógica de balance renovable. Hará de balance entre generación solar y eólica según disponibilidad
- Enclavamiento por detección de arco eléctrico en celdas de MT. Para la seguridad del personal y protección de equipos.

4) Estudio de cortocircuito

Para realizar el estudio de cortocircuito, es necesario recopilar cierta información clave para calcular las corrientes de cortocircuito. Serán necesarios los datos de la red de alimentación, tanto de las plantas de generación como de la red externa. A su vez, también será necesario conocer la impedancia de los transformadores. Actualmente no se cuenta con los datos precisos para realizar el cálculo, pero para realizar una primera estimación.

- Red de 66kV (SET Hinojal): No se tiene el valor exacto, pero un valor conservador habitual sería escoger 500MVA.
- Transformador reductor 66/33kV: Dado que no solo se alimentarán los servicios auxiliares, sino que debe estar preparado para poder exportar toda la potencia excedente de la planta híbrida, el transformador deberá tener al menos 30MVA, para poder transportar la potencia en cualquier estado de operación. Una impedancia típica para este tipo de transformadores se sitúa en torno al 10%.
- Los transformadores asociados a las líneas de los aerogeneradores son de 11,5MVA. Valores típicos de impedancia para estos transformadores se encuentran cercanos al 6,5%.
- Los transformadores asociados a la planta solar son de 2,5MVA. Se asumirá una impedancia del 6%. Este valor se asumirá también para los transformadores asociados a los electrolizadores y servicios auxiliares.
- No se considerará la aportación de la generación renovable, ya que están conectados a través de convertidores electrónicos que limitan su corriente de cortocircuito. Además de la baja corriente de cortocircuito aportada, ésta dura unos instantes, pocos milisegundos.

Para el cálculo de la intensidad de cortocircuito, se utilizará usando el método simplificado basado en la norma IEC 60909, que estima la corriente simétrica de cortocircuito a partir de impedancias expresadas por unidad (pu).

$$I_{cc} = \frac{I_{base}}{Z_{total}} = \frac{525}{0,16} = 3281,25A$$

- $I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \cdot V_{base}} = \frac{30MVA}{\sqrt{3} \cdot 33kV} = 525A$
- $Z_{total} = Z_{red} + Z_{trafo} = 0,16pu$

La sección de cable seleccionada de 630 mm² con aislamiento XLPE debe ser capaz de soportar un cortocircuito trifásico de 3281,25 A durante un segundo. Según la norma IEC 60949, la corriente máxima admisible durante un segundo para un conductor de 630 mm² con aislamiento XLPE supera los 18.000 A. Por tanto, el cable seleccionado cumple con todos los requisitos térmicos exigidos por el cortocircuito.

5) Interruptores automáticos

El sistema de media tensión de la planta contará con interruptores automáticos de potencia en todos los ramales: generación, carga y acoplamiento a red. Estos interruptores permitirán la protección, maniobra y seccionamiento para conseguir una operación segura de la planta. Tendrán capacidad de corte tanto en condiciones normales como de cortocircuito.

La tensión asignada de los interruptores será de 36kV, para manejar niveles de tensión superiores a los de la red de media tensión. La corriente máxima estimada se ha fijado en 941A, lo que, incluyendo un factor de seguridad y para trabajar en valores normalizados, se utilizará una corriente nominal de 1000A. El poder de corte de estos interruptores debe ser mayor que la corriente de cortocircuito, por lo que se trabajará con valores de poder de corte de más de 4kA. Se garantizará un tiempo de apertura inferior a 60 ms para coordinar adecuadamente con las protecciones del sistema. El interruptor realizará el corte en vacío. Las normativas aplicables a estos dispositivos serán la IEC 62271-100 y la IEC 62271-200, conforme a los requisitos para interruptores de media tensión metal-encapsulados. Para instalaciones de este tipo, fabricantes como Siemens, Schneider o ABB ofrecen interruptores de vacío a 36kV. Sus características son:

- Corriente nominal: 1000, 1250 o 1600A
- Poder de corte: 16, 25 o 31,5kA. Muy por encima de la corriente de cortocircuito de la planta.
- Ejecución en celdas metal-encapsuladas aisladas en aire, con interruptor de vacío, seccionadores de puesta a tierra y transformadores de medida y de protección.

Para este proyecto, se considerará el uso de interruptores de media tensión de 36kV, 1250A y poder de corte de 16kA.

El resumen del sistema de media tensión es el siguiente:

Elemento técnico	Especificación definida
Tensión nominal	33 kV
Tecnología de conmutación	AIS con interruptor de vacío (Vacuum Circuit Breaker), barra única
Transformador de interconexión	66/33 kV, 30 MVA, impedancia 10 %
Transformadores renovables	3 × 11,5 MVA (AG, Z = 8 %), 8 × 2,5 MVA (FV, Z = 6 %)
Transformadores de carga	10 × 3,5 MVA (electrolizadores), 2 × 2,5 MVA (servicios auxiliares), todos Z = 6 %
Conductores MT	Cobre, sección 630 mm ² , aislamiento 30 kV, instalación en conductos
Corriente nominal estimada	941 A
Corriente de cortocircuito	3282 A (1 s, calculada con Scc_red = 500 MVA + Ztrafo = 10 %)
Interruptores automáticos	33 kV, 1250 A, poder de corte ≥ 16 kA, metal-encapsulados en aire, interruptor de vacío
Protecciones eléctricas	Relés tipo IED con funciones 50/51, 87T, 59/27, comunicados por IEC 61850
Sistema de supervisión	SCADA con RTUs, gestión remota, enclavamientos lógicos e integración completa de IEDs
Redundancia eléctrica	Solo en servicios auxiliares críticos mediante doble alimentación + SAI (100 kW)

Figura 2.52 “Tabla de características del cuadro de media tensión”.

6) Estudio de barra de Baja Tensión

Se deberá comprobar que la barra de baja tensión es capaz de manejar la totalidad de la carga de los servicios auxiliares, equivalente a 1,75MW. Se trabajará a una tensión de 400V (fase-fase) y cargas equilibradas, con un cos(phi) de 0,85 para dimensionar la barra en condiciones críticas de operación. La intensidad total que circulará por la barra de baja tensión es:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\phi} = \frac{1,75MW}{\sqrt{3} * 400V * 0,85} = 2971,65A$$

Dado que la barra debe soportar al menos 2971A y normalmente se utilizan barras de cobre en tableros principales, será necesario ver la sección que necesitará la barra de BT.

Sección (mm ²)	Corriente admisible (aprox.)
3 x 630 mm ²	2340A
3 x 800 mm ²	2580A
4 x 630 mm ²	3120A
4 x 800 mm ²	3440A

Se optará por el uso de cinco conductores por fase para evitar tener conductores demasiado grandes. Se usará una sección por conductor de 400mm², capaces de transportar la corriente necesaria para alimentar la carga completa. Con esta sección, cada conductor aguantará 630A a 40°C sin aislamiento, alcanzando una capacidad de 3150A por fase.

El cálculo se ha realizado conforme a los criterios de la norma IEC 61439, considerando una instalación en bandejas abiertas.

La corriente de cortocircuito, según el método simplificado basado en la norma IEC 60909, será:

$$I_{cc} = \frac{I_{base}}{Z_{total}} = \frac{3608,43}{0,06} = 60.140,5 A$$

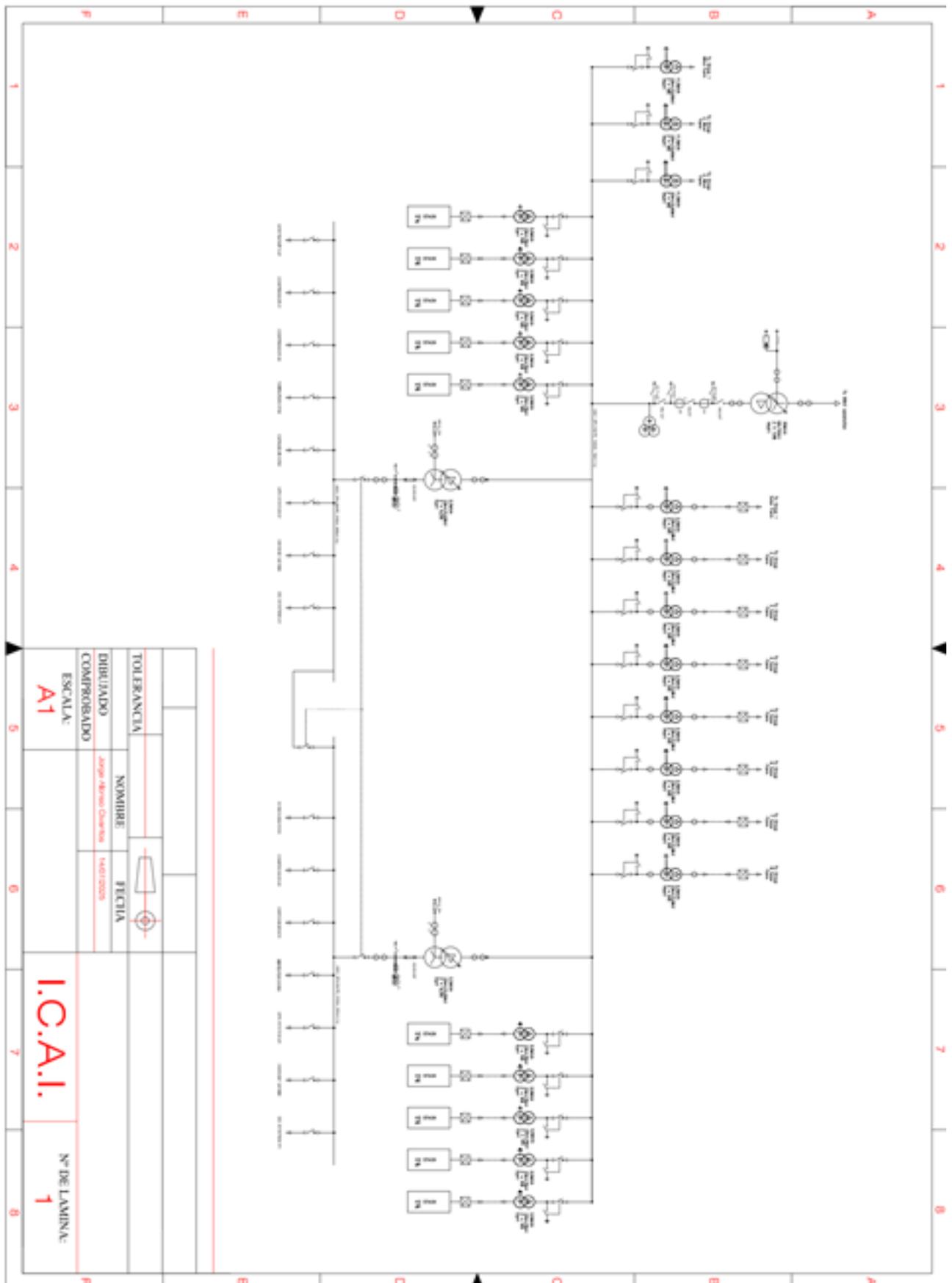
- $I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \cdot V_{base}} = \frac{2,5MVA}{\sqrt{3} \cdot 400V} = 3608,43A$
- $Z_{total} = Z_{trafo} = 0,06pu$

Una barra 5x400mm² es capaz de aguantar una intensidad de cortocircuito durante 1s de más de 285kA, muy superior a la corriente de cortocircuito obtenida.

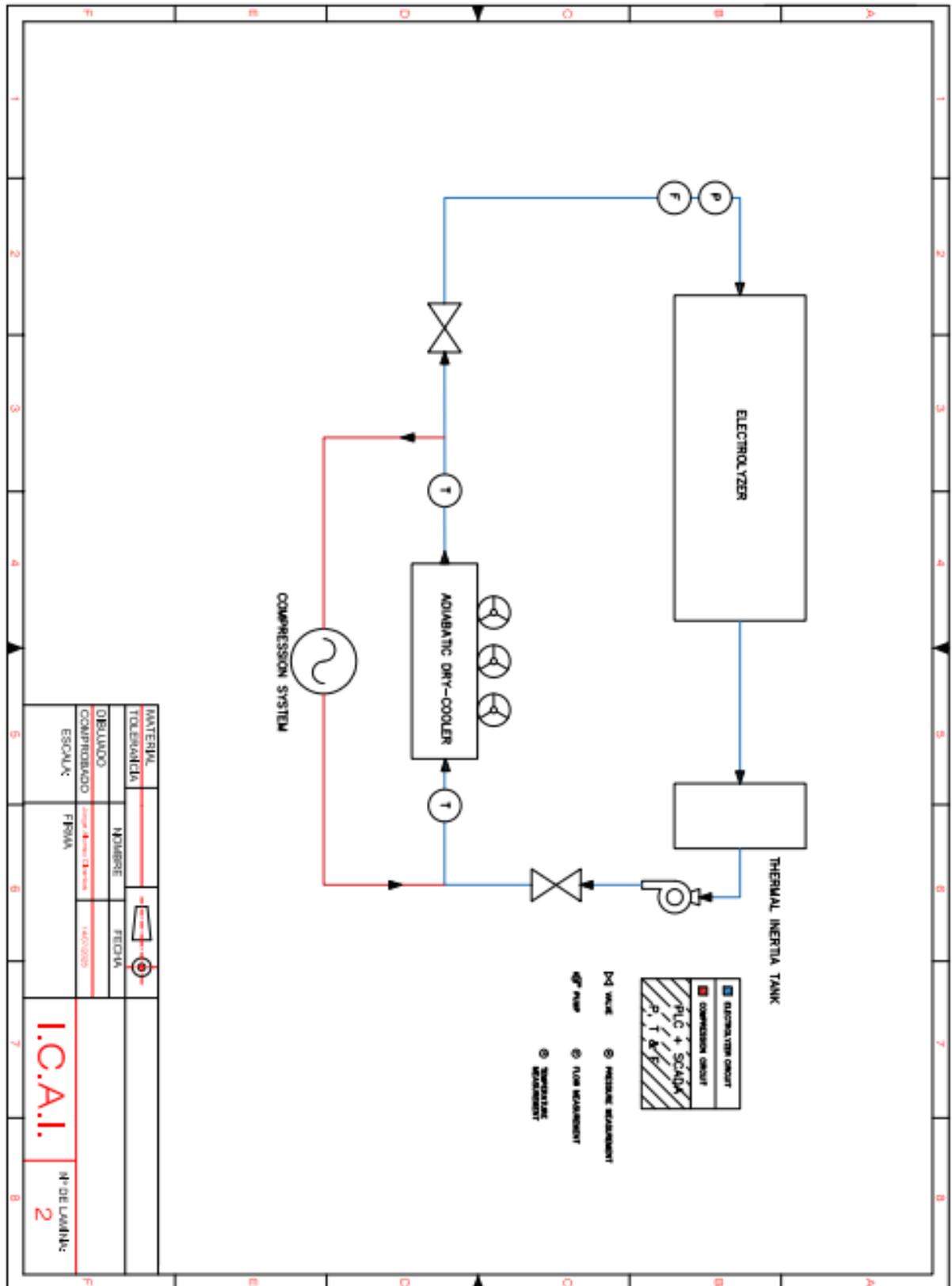
Parámetro	Valor
Potencia total instalada (servicios auxiliares)	1,75 MW
Tensión nominal	400 V
Corriente nominal estimada	2807 A
Transformador asociado	2,5 MVA – 6% Z
Corriente de cortocircuito calculada	60.140 A
Configuración de barra seleccionada	5 X 440 mm ² Cu por fase
Capacidad térmica continua de barra	3150 A
Capacidad térmica ante Icc (1 s)	285kA
Normas aplicadas	IEC 61439, IEC 60949

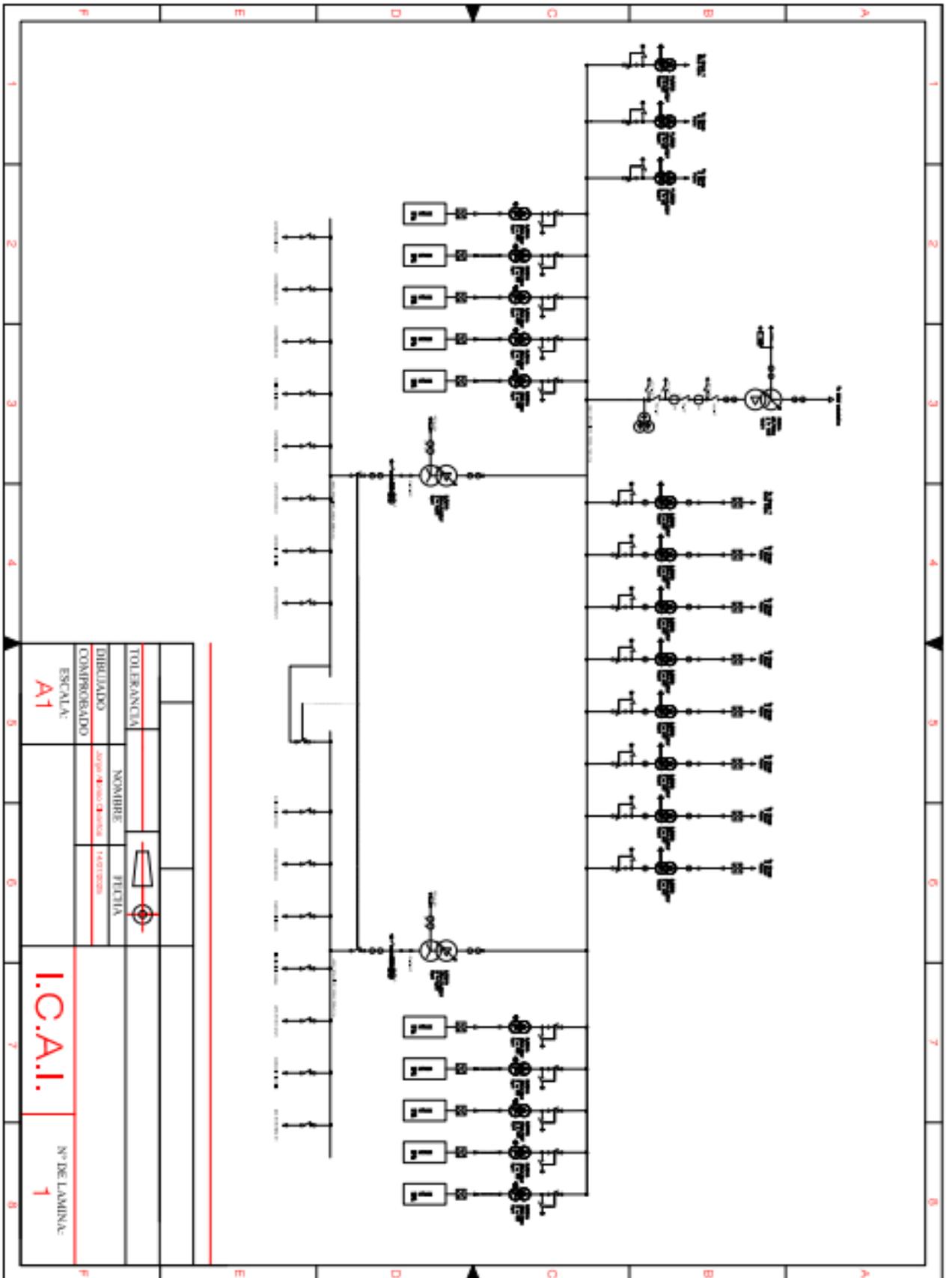
Figura 2.53 “Tabla de características del cuadro de baja tensión”.

7) Unifilar general de la planta



3 PLANOS





TOLERANCIA		NOMBRE		FECHA	
DIBUJADO		COMPROBADO		ESCALA:	
A1		I.C.A.I.		Nº DE LÁMINA:	
				1	

4 PLIEGO DE CONDICIONES

4.1 OBJETO

El presente Pliego de Condiciones tiene como objeto el definir todos los requisitos técnicos, económicos, legales y contractuales que regirán el diseño, suministro, instalación, puesta en marcha y operación inicial de una planta de hidrógeno verde mediante electrólisis PEM, alimentada por una planta híbrida solar-eólica.

Se incluyen las condiciones para todos los sistemas auxiliares, interconexión eléctrica y las condiciones generales de ejecución y recepción de los trabajos.

4.2 NORMATIVA APLICABLE

A continuación, se detalla un listado de normativas aplicables al proyecto de planta de hidrógeno verde. Se agruparán por categoría (internacional, nacional, sector eléctrico, hidrógeno, medio ambiente, etc.). Se incluirá una breve descripción de cada una.

1) Normativa Internacional (IEC, ISO)

Norma	Descripción
IEC 60038	Define los valores normalizados de tensiones en sistemas eléctricos. Relevante para diseño de AT, MT y BT.
IEC 60204-1	Seguridad de maquinaria – Instalaciones eléctricas de máquinas. Aplica a cuadros de control y armarios.
IEC 61439	Normativa sobre envolventes y conjuntos de baja tensión. Define requisitos para cuadros eléctricos.
IEC 61850	Protocolo de comunicación para automatización de subestaciones. Base para el diseño de la red de protección y SCADA.
IEC 61936-1	Instalaciones eléctricas de alta tensión >1 KV. Requisitos de diseño y seguridad en AT.
IEC 60076	Normativa sobre transformadores de potencia. Incluye características, ensayos y condiciones de funcionamiento.
ISO 22734	Norma internacional para electrolizadores de hidrógeno mediante electrólisis del agua (tipo PEM o alcalinos).
ISO 14687	Especificaciones de pureza del hidrógeno en función de su uso (automoción, industrial, energía).
ISO 12100	Principios generales de diseño seguro de maquinaria. Aplica a compresores, secadores y sistemas de tratamiento.

Figura 4.1 “Normativa internacional”

2) Normativa Española y Europea (eléctrica e industrial)

Norma	Descripción
REBT – Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (RD 842/2002)	Requisitos técnicos y de seguridad para instalaciones eléctricas en BT (<1 kV). Incluye ITC-BT relevantes.
RAT – Reglamento de Alta Tensión (RD 337/2014)	Condiciones técnicas y de seguridad para instalaciones eléctricas de AT (>1 kV). Incluye ITC-RAT.
R.D. 244/2019	Regula el autoconsumo de energía eléctrica, conexión a red, excedentes y compensación. Afecta a la planta renovable.
Ley 21/1992 de Industria	Marco general para la seguridad industrial, autorizaciones, inspecciones y responsabilidades.
Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales	Aplicable a todas las fases de diseño y ejecución de obra y operación industrial.

Figura 4.2 “Normativa eléctrica e industrial Española y Europea”

3) NORMATIVA ESPECÍFICA DE GENERACIÓN RENOVABLE

Norma	Descripción
R.D. 1183/2020	Regula el acceso y la conexión a las redes de transporte y distribución para instalaciones de generación eléctrica, incluyendo plantas fotovoltaicas y eólicas.
R.D. 413/2014	Régimen jurídico y económico para instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Define condiciones para venta de excedentes, participación en mercados, y retribución regulada.
R.D. 244/2019	Autoconsumo de energía eléctrica. Aplica si parte de la generación se destina al electrolizador directamente. Define conceptos de autoconsumo con o sin excedentes, compensación simplificada, y contadores.
P.O. 1.1 a 1.4 (REE)	Procedimientos para la solicitud, acceso, conexión, y condiciones de operación de instalaciones renovables conectadas a la red.
UNE-EN IEC 61400-1	Diseño de aerogeneradores – Requisitos generales. Norma clave para el diseño mecánico y eléctrico de turbinas.
UNE-EN IEC 61400-21	Medición y evaluación de la calidad de potencia de aerogeneradores. Importante para el análisis de armónicos, flicker y control de tensión.
UNE-EN 50583-1 y 2	Sistemas fotovoltaicos integrados en edificios. Puede aplicar si hay integración parcial.
UNE 206007	Requisitos técnicos para sistemas fotovoltaicos conectados a red. Incluye diseño, conexión, protecciones y operación.
UNE 217001	Protección contra sobretensiones en instalaciones fotovoltaicas.
Normas de aplicación de REE y distribuidoras	Códigos técnicos de conexión (especificaciones de protecciones, relés, esquemas de conexión, SCADA, etc.) de REE o distribuidora local.
Normativa ambiental para generación renovable	Afecta especialmente a aerogeneradores:
→ Evaluación de impacto visual	
→ Estudios de afección a fauna (aves, quirópteros)	
→ Zonificación ambiental y planificación autonómica (ZEPAs, Red Natura 2000)	

Figura 2.3 "Normativa específica de generación renovable"

4) NORMAS DEL OPERADOR DEL SISTEMA (REE, CNMC)

Norma	Descripción
P.O. 12.3 de REE	Procedimientos de operación para instalaciones conectadas a la red. Incluye control de tensión, frecuencia y consignas.
P.O. 9.0, 9.1 y 9.2	Requisitos de medida y verificación de generación, aplicable a plantas conectadas a red.
P.O. 1.1 a 1.4	Normas para el acceso, conexión y puesta en servicio ante REE.
Normativa CNMC	Reglamentación para acceso a red, tarifas, compensaciones y modelos de autoconsumo colectivo o individual.

Figura 2.4 "Normativa del operador del sistema"

5) NORMATIVA DE CALIDAD, CIBERSEGURIDAD E INTERFASES

Norma	Descripción
ISO 9001	Sistema de gestión de la calidad. Aplica a contratistas, suministradores e integradores.
IEC 62443	Seguridad en redes industriales y sistemas de automatización. Fundamental para la red SCADA del electrolizador.
IEEE 1588 (PTP)	Protocolo de sincronización temporal de alta precisión. Compatible con IEDs bajo IEC 61850.
ISO 50001	Gestión de la energía. Relevante para optimización del consumo del electrolizador y balance energético global.

Figura 2.5 “Normativa de calidad, ciberseguridad e interfases”

6) NORMATIVA SOBRE HIDRÓGENO Y EQUIPOS A PRESIÓN

Norma	Descripción
UNE-EN 1012-1	Requisitos de seguridad para compresores y bombas de vacío – Parte 1: Compresores de desplazamiento positivo. Define medidas de seguridad mecánicas, térmicas y de operación para compresores alternativos (pistón, tornillo, etc.).
UNE-EN 1012-2	Parte 2: Compresores para gases peligrosos (incluido hidrógeno). Regula requisitos específicos de estanqueidad, ventilación y detección de fugas.
UNE-EN ISO 11120	Cilindros de gas – Cilindros de acero sin soldadura de gran capacidad. Aplicable al almacenamiento intermedio o racks de botellas.
UNE-EN ISO 19880-1	Infraestructuras de hidrógeno – Parte 1: Requisitos generales para el diseño, instalación y operación segura de estaciones de repostaje, incluyendo compresión y almacenamiento a alta presión.
UNE-EN ISO 19880-2	Pruebas de presión y fugas en componentes de sistemas de hidrógeno comprimido (válvulas, mangueras, compresores).
UNE-EN ISO 19880-5	Directrices para compresores utilizados en estaciones de repostaje de hidrógeno. Especifica rendimiento, fiabilidad, refrigeración entre etapas, presiones típicas (350–700 bar) y tolerancias de seguridad.
UNE-EN 13445	Recipientes a presión no sometidos a llama. Normativa general aplicable a depósitos y acumuladores usados tras compresión.
UNE-EN 60079 (serie)	Atmósferas explosivas (ATEX). Establece clasificación de zonas, tipos de protección y equipos eléctricos/mecánicos compatibles con hidrógeno.
ISO 9809	Botellas de gas – Cilindros sin soldadura de acero para gases comprimidos. Norma básica para envases a alta presión.
R.D. 2060/2008 – Reglamento de equipos a presión (REP)	Transposición nacional de la Directiva 2014/68/UE. Regula diseño, fabricación, instalación, pruebas y puesta en marcha de equipos que trabajan con presiones >0,5 bar.

Figura 2.6 “Normativa sobre hidrógeno y equipos a presión”.

7) NORMATIVA MEDIOAMBIENTAL Y URBANÍSTICA

Norma	Descripción
Ley 21/2013, de Evaluación Ambiental	Regula la evaluación de impacto ambiental (EIA) para proyectos con efectos significativos sobre el medio ambiente, como plantas de producción de hidrógeno, generación renovable o infraestructuras eléctricas. Incluye EIA ordinaria y simplificada.
R.D. 815/2013 – Reglamento de emisiones industriales	Transpone la Directiva 2010/75/UE (IED). Regula emisiones a la atmósfera, vertidos al agua y al suelo, aplicable a compresores, generadores de nitrógeno, tratamiento de agua y sistemas térmicos auxiliares.
Ley 7/2021, de Cambio Climático y Transición Energética	Establece objetivos de descarbonización, neutralidad climática, eficiencia energética, e impulso del hidrógeno verde. Relevante para la justificación del proyecto y acceso a financiación pública.
Ley 42/2007, de Patrimonio Natural y de la Biodiversidad	Regula la protección de espacios naturales y especies. Aplica si la planta afecta a zonas Red Natura 2000, áreas ZEPA o corredores ecológicos.
Ley 26/2007, de Responsabilidad Medioambiental	Obliga a prevenir y reparar daños al medio ambiente. Implica suscripción de garantías financieras si se consideran actividades potencialmente peligrosas (presiones, productos químicos).
R.D. 487/2022 – Prevención y control de la legionelosis	Requiere medidas en torres de refrigeración, chillers o circuitos de agua si la planta incluye estos sistemas.
Normativa sobre ruido (Ley 37/2003 + normativa autonómica)	Limita emisiones acústicas industriales. Aplica especialmente a compresores, ventiladores y transformadores.
Código Técnico de la Edificación (CTE)	Requisitos técnicos para edificaciones auxiliares (centros de control, salas técnicas), incluyendo seguridad estructural, térmica, fuego y accesibilidad.
Reglamento del Dominio Público Hidráulico (RDPH) – R.D. 849/1986	Regula captaciones de agua subterránea, vertidos, usos industriales del agua. Es clave si se toma agua del subsuelo o se realiza vertido al medio.
Normativa autonómica urbanística y ambiental	Cada comunidad autónoma dispone de legislación adicional sobre ordenación del territorio, protección del paisaje, requisitos para actividades industriales, servidumbres o protección del suelo rústico.

Figura 2.7” Normativa medioambiental y urbanística”

8) NORMATIVA COMPLEMENTARIA

Norma	Descripción
R.D. 513/2017 – RINCI	Reglamento de instalaciones de protección contra incendios. Establece condiciones de diseño, instalación, mantenimiento y control de sistemas de detección, extinción y señalización en edificaciones e industrias.
CTE-DB SI – Seguridad en caso de incendio	Documento del Código Técnico de la Edificación. Requiere medidas de compartimentación, evacuación, señalización y resistencia al fuego en edificaciones como salas técnicas o almacenes.
REACH (Reglamento CE 1907/2006)	Registro, evaluación, autorización y restricción de sustancias químicas en la UE. Aplica a aceites, lubricantes, refrigerantes y gases industriales.
SEVESO III (Directiva 2012/18/UE)	Control de riesgos de accidentes graves relacionados con sustancias peligrosas (como el hidrógeno). Obligatoria si se superan ciertos umbrales de almacenamiento (>5 t de H ₂).
R.D. 656/2017 – Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos (APQ)	Regula diseño, ventilación, contención y seguridad de zonas de almacenamiento de productos inflamables o peligrosos, incluidos compresores de H ₂ y racks.
Ley 7/2022 de residuos y suelos contaminados	Regula la gestión de residuos industriales, peligrosos y no peligrosos. Aplica al mantenimiento de compresores, filtros, aceites y agua de rechazo del sistema de purificación.
Reglamento 1357/2014/UE	Establece los criterios para clasificar residuos como peligrosos en función de su composición química.
ISO 55000	Normativa internacional sobre gestión de activos físicos. Recomendable para proyectos industriales de larga vida útil con mantenimiento estructurado y digitalización.

Figura 2.8 “Normativa complementaria”

4.3 ÁMBITO DE APLICACIÓN

El presente Pliego de Condiciones será de aplicación obligatoria a todas las actividades desarrolladas durante el tiempo de vida del proyecto, desde la fase de ingeniería conceptual, básica y de detalle, hasta la construcción, montaje, pruebas de puesta en marcha, operación inicial, documentación de entrega y legalización.

Será de obligatorio cumplimiento para los contratistas principales, subcontratistas, proveedores, integradores, operadores técnicos y personal externo que participe durante cualquiera de las fases del proyecto.

El Pliego de Condiciones será aplicable a:

- “Sistemas de generación eléctrica renovable”.
- “Sistemas de evacuación y distribución eléctrica: centros de transformación, celdas GIS y las líneas de alta, media y baja tensión”.
- “Electrolizadores PEM y sus sistemas asociados”.
- “Sistema de tratamiento de agua”.
- “Sistema de purificación de hidrógeno, compresión y almacenamiento a alta presión”.
- “Sistemas auxiliares: aire comprimido, nitrógeno, refrigeración industrial, UPS y sistema SCADA”.
- “Obras civiles asociadas”

4.4 CONDICIONES DE EQUIPOS Y MATERIALES

Los equipos de cada sistema deberán:

- Ser nuevos, certificados y homologados según la actual normativa CE y normas técnicas aplicables
- Disponer de documentación técnica completa.
- Tener garantía mínima de 2 años, salvo especificación expresa de otra duración en el proyecto.
- Cumplir con las condiciones de operación establecidas: temperatura, presión, humedad y entorno industrial.
- Disponer de interfases compatibles con los protocolos de comunicación estándar (IEC 61850, Modbus TCP/IP, etc.)

Los materiales utilizados deberán ser resistentes a condiciones ambientales exteriores e industriales, libres de halógenos y con protección frente a corrosión.

4.5 CONDICIONES DE EJECUCIÓN

La ejecución de todos los trabajos deberá:

- Cumplir estrictamente con el cronograma establecido y las instrucciones del proyecto.
- Seguir los planes de calidad, seguridad y salud, y gestión ambiental establecidos.
- Incluir señalización, limpieza y vallado de obra, además de control de accesos y protección.
- Contemplar la entrega de informes de avance, actas de inspección y certificaciones parciales durante el desarrollo de la obra.
- No interferir en la operación segura de instalaciones cercanas conectadas a la red eléctrica.

4.6 PRUEBAS DE SERVICIO

Previamente a la recepción definitiva de la instalación, se deberán seguir las siguientes pruebas:

- Pruebas de equipos individuales: funcionamiento, protecciones, aislamiento y comunicaciones
- Pruebas funcionales de sistema completo: operación desde energías renovables, control de electrolizadores, respuesta ante fallos y respaldo ante UPS.
- Pruebas de producción de hidrógeno: validación de caudal, pureza y presión según las especificaciones del proyecto y normativas aplicables.
- Pruebas de integración SCADA y telecomunicaciones.

4.7 CONDICIONES FACULTATIVAS

La Dirección Facultativa tendrá autoridad para:

- Aprobar o rechazar materiales, equipos o soluciones técnicas no conformes.
- Requerir documentación técnica adicional y revisiones de planos o protocolos.
- Paralizar temporalmente los trabajos en caso de ser necesario por razones de seguridad, calidad o incumplimiento contractual.

- Autorizar modificaciones necesarias para la mejora del proyecto, siempre que no afecten a los objetivos esenciales o al presupuesto sin acuerdo previo.

4.7.1 Contratista, derechos y obligaciones

El contratista se compromete a:

- Ejecutar los trabajos conforme al proyecto, normativas y condiciones aquí descritas.
- Disponer de personal cualificado y medios suficientes.
- Mantener la confidencialidad de los datos técnicos y comerciales.
- Suscribir los seguros necesarios: responsabilidad civil, accidentes y daños a terceros.
- Responder de la calidad y seguridad de los trabajos realizados.

Se podrá proponer subcontratistas previa aprobación de la propiedad.

4.7.2 Propiedad, derechos y obligaciones

Todos los equipos, materiales y documentación generada pasarán a ser propiedad del promotor una vez entregados y aceptados. Se cederán todos los derechos de uso de software y licencias requeridas para la operación de la planta.

4.8 CONDICIONES ECONÓMICAS

El contrato incluirá:

- Presupuesto detallado por partidas (ingeniería, suministro, obra civil, montaje y puesta en marcha).
- Precio cerrado o fórmula de revisión de precios si se acuerda expresamente.
- Forma y plazos de facturación conforme a los hitos alcanzados.

4.8.1 Precios

Los precios incluirán todos los costes necesarios para la ejecución del proyecto: materiales, transporte, mano de obra, seguro, gastos generales y beneficio industrial. No se admitirán suplementos sin autorización previa y por escrito.

4.8.2 Plazos de pago

El pago se realizará por certificaciones mensuales o hitos, con un plazo máximo de 30 días desde la aprobación de la factura por dirección de obra.

4.8.3 Penalizaciones por incumplimiento de los plazos de pago

En caso de demora en el pago en un plazo superior a 60 días, se aplicará un interés de demora del 8% anual sobre la cantidad debida, sin perjuicio de acciones legales o contractuales.

4.8.4 Plazos y condiciones de garantía

El contratista deberá garantizar:

- El correcto funcionamiento de los sistemas por un periodo mínimo de 24 meses desde la recepción definitiva.
- La disponibilidad de repuestos durante la vida del proyecto.

- La intervención en caso de avería crítica en una plazo máximo de 48 horas laborales.

4.9 CONDICIONES LEGALES

Las condiciones que deberán cumplir todos los partícipes del proyecto serán que:

- Cualquier discrepancia se resolverá conforme a la legislación española y, en su caso, por arbitraje técnico conforme a lo previsto en el contrato.
- Se suscribirá un contrato principal, y en su caso, anexos técnicos con referencias a este pliego.
- El contratista renuncia expresamente a reclamar pagos adicionales por conceptos no recogidos en este pliego o sus anexos sin acuerdo previo por escrito.

5 IMPACTO AMBIENTAL

En este apartado se evaluará el impacto ambiental que supone la instalación de una planta de hidrógeno verde considerando las posibles alteraciones que se puedan generar sobre el medio natural, el humano y el socioeconómico durante todo el ciclo de vida del proyecto. Este tipo de proyectos, que involucran el uso de energías renovables (eólica y solar), presenta una huella ambiental significativamente menor que otros proyectos que utilicen fuentes fósiles. Sin embargo, no sigue sin estar exento de impactos que deben analizarse y minimizarse en la medida de lo posible

5.1 FUNDAMENTOS

El estudio se realizará en base a lo establecido por la Ley 21/2013 de Evaluación Ambiental y directrices de la Directiva 2011/92/UE. Se considerará:

- Impactos directos, indirectos y acumulativos.
- Evaluación de efectos temporales y permanentes.
- Influencia de las condiciones geográficas y ecológicas locales.
- Posibles medidas correctoras, preventivas y compensatorias.

Para realizar una evaluación del impacto ambiental, se hará uso de la Matriz de Leopold como herramienta para identificar las interacciones más relevantes entre las acciones del proyecto y los factores del medio ambiente afectados.

5.2 PRINCIPALES VARIABLES

Las variables ambientales clave consideradas en este proyecto serán:

1) Medio físico:

- Suelo: posible compactación y sellado durante la fase de obra civil.
- Aguas superficiales y subterráneas: existe riesgo de vertidos accidentales de sustancias químicas en procesos como la electrólisis y el tratamiento del agua.
- Aire: emisiones mínimas, salvo polvo y maquinaria de obra.
- Ruido y vibraciones: asociados a la fase de construcción y al funcionamiento de aerogeneradores y compresores.

2) Medio biótico:

- Vegetación: afección por desbroces o movimientos de tierra.
- Fauna: riesgo de colisión con aerogeneradores, especialmente aves.
- Hábitats naturales: zonas protegidas y corredores ecológicos.

3) Medio socioeconómico:

- Paisaje: posible impacto visual de aerogeneradores, instalaciones y subestaciones.
- Usos del suelo: cambios en el uso agrícola o forestal.
- Población y salud humana: exposición a ruido, percepción de riesgo.
- Infraestructura y tráfico: aumento temporal de vehículos pesados

5.3 MATRIZ DE LEOPOLD

Fue propuesta en el año 1971 por Luna Leopold, se representa como una matriz bidimensional que incluye los factores ambientales y las acciones o etapas del proyecto. En cada celda se incluye una estimación de la intensidad del impacto, qué tan fuerte es la alteración provocada, y una estimación de la importancia que tiene ese cambio en el entorno. Ambos valores se asignan de forma cualitativa en una escala de -10 a +10, donde los valores negativos indican aspectos dañinos al medio ambiente, y viceversa.

A continuación, se muestra una versión simplificada de la matriz de Leopold, que cruza las acciones del proyecto con los factores ambientales afectados.

Factores Ambientales	Movimiento de tierras	Instalación de aerogeneradores	Instalación solar	Construcción planta H ₂	Funcionamiento electrolizador	Funcionamiento compresores
Suelo	I=-6, P=7	I=-4, P=5	I=-3, P=4	I=-5, P=6	I=-1, P=2	I=-2, P=3
Acuíferos / aguas	I=-2, P=5	I=-1, P=3	I=-1, P=3	I=-4, P=6	I=-3, P=5	I=-2, P=4
Ruido	I=-3, P=4	I=-5, P=6	I=-1, P=2	I=-2, P=4	I=-1, P=2	I=-4, P=6
Flora / vegetación	I=-4, P=5	I=-3, P=4	I=-2, P=3	I=-3, P=4	I=0, P=0	I=0, P=0
Fauna (aves)	I=-1, P=3	I=-8, P=9	I=-2, P=4	I=-2, P=3	I=0, P=0	I=0, P=0
Paisaje	I=-2, P=6	I=-7, P=8	I=-3, P=4	I=-4, P=5	I=-1, P=2	I=-1, P=2
Población	I=+3, P=5	I=-1, P=2	I=+2, P=4	I=+3, P=5	I=+4, P=6	I=+2, P=4

Figura 5.1 “Matriz de Leopold”

5.4 MEDIDAS CORRECTORAS

A la vista de los resultados de la matriz de Leopold, se han identificado varios factores ambientales con un nivel elevado de impacto, tanto por su intensidad como por un importancia ecológica y social. Los factores más afectados y las medidas correctoras que se adoptarán para minimizar los impactos son:

- **Fauna (especialmente aves):**
El origen se encuentra en la instalación y operación de los aerogeneradores. Para minimizar el impacto se implantarán sistemas de detección de aves mediante radar, con parada automática de turbinas. También se usará una lógica de operación para los meses estivales en la que se realizará una parada de las turbinas en horario nocturno si la velocidad del viento no supera los 6 m/s. De este modo, se evita que estén funcionando los aerogeneradores en estos momentos más propensos para migración aviar.
- **Paisaje:**
Existe una presencia física de infraestructuras en una zona rural. Aunque ya existía una planta eólica previa, tras la repotenciación de la misma se utilizarán materiales no reflectantes y una agrupación de los equipos técnicos para minimizar la dispersión visual.
- **Suelo:**
Existe un movimiento de tierras, cimentaciones y accesos. Además, cabe la posibilidad de contaminaciones accidentales por el uso de los electrolizadores. Aunque su impacto es mínimo. Por tanto, se procurará reducir al mínimo la

superficie ocupada y la circulación de maquinaria. Se aplicarán planes de drenaje y estabilización de taludes para evitar erosión y arrastres.

- Ruido:
Debido a los compresores de hidrógeno, maquinaria pesada y obras civiles, será necesario el encapsulamiento acústico de equipos y la restricción de obras ruidosas a horarios diurno

6 ESTUDIO ECONÓMICO

6.1 CRITERIOS GENERALES Y METODOLOGÍA

En el presente estudio económico se pretende evaluar la viabilidad financiera de una planta de hidrógeno verde mediante electrólisis PEM alimentada por un sistema híbrido solar-eólico. Para ello, se han definido unos criterios generales y una metodología para garantizar un análisis robusto y representativo de las condiciones reales de operación.

1) Horizonte temporal del análisis

El horizonte temporal que se considera en el proyecto es de 30 años. Este valor es coherente con la vida útil de los principales equipos de generación renovables. Se considera una reposición de los stacks del sistema de hidrólisis cada 10 años. La estructura y balance de planta se consideran operativos durante todo el periodo, considerando una degradación anual del 1% a más de 8500 horas de producción de hidrógeno.

2) Año base y enfoque monetario

Los valores económicos de este análisis se expresarán en euros corrientes, es decir, se incluirá la evolución esperada de los costes debido a inflación, escalado del OPEX, etc. El año base para realizar el análisis será el 2025. Se utilizará el tipo de cambio dólar/euro vigente en el momento de realizar la inversión para aquellos equipos o servicios cuyo precio se expresen en USD.

3) Supuestos técnicos clave

El modelo económico se alimentará de datos obtenidos mediante simulaciones anuales realizadas en SAM y en MATLAB. Gracias a los modelos realizados en estos software se podrá realizar una mejor estimación anual de producción renovable y un perfil horario de carga eléctrica en el electrolizador. Tras realizar las pertinentes simulaciones, se obtiene:

- Producción anual de hidrógeno: 2946,6
- Eficiencia media del electrolizador: <54kWh/kg
- Carga mínima de operación: 8%
- Carga máxima de operación: 100%
- Degradación anual:
 - Electrolizador: 1%
 - Solar: 0,45%
 - Eólica: 0,6%

4) Tasa de descuento y enfoque financiero

Se utilizará una tasa de descuento del 8% para la realización del análisis base. La tasa de descuento refleja el valor del dinero con el tiempo, el coste de oportunidad, el riesgo del proyecto y la inflación esperada. Este valor de tasa de descuento del 8% es representativa para el coste medio ponderado de capital (WACC) para proyectos de este tipo con un nivel de riesgo medio. Se realizará

un análisis de sensibilidad con tasas alternativas para observar su impacto en los indicadores económicos clave (TIR, VAN y LCOH).

5) Escenarios de operación

El estudio se estructura en torno a un escenario base, y se complementará con el análisis de dos variables críticas:

- Variación del precio de venta del hidrógeno
- Inclusión o no de la venta de energía excedente renovable no consumida.

Ambos factores tendrán un impacto muy significativo en los ingresos del proyecto y se incluyen para evaluar la resiliencia del modelo económico

6) Presentación de resultados

Los resultados económicos (VAN, TIR, Payback y LCOH) se expresarán en euros ajustados por inflación y aplicando escalado en los costes operativos anuales. Los costes irán definidos por inversión inicial (CAPEX), costes de operación y mantenimiento (OPEX) y costes de desmantelamiento al final de la vida útil.

6.2 FINANCIACIÓN DEL PROYECTO

Este apartado se centra en describir la estructura financiera del proyecto, el coste de capital y el método de cálculo del WACC, que se empleará como tasa de descuento en el análisis económico.

1) Estructura de financiación

Para proyectos de hidrógeno verde, lo habitual es financiar el proyecto mediante una combinación de fondos propios (equity) y deuda bancaria o institucional. Para este proyecto, se planteará una estructura estándar para proyectos renovables de gran envergadura:

- Fondos propios (equity): 30%
- Deuda (loan): 70%

Esta proporción se podría ver modificada en otros escenarios alternativos, especialmente si se obtienen subvenciones a fondo perdido a través de programas públicos.

2) Coste de la deuda (r_d)

Se considerará para este proyecto un tipo de interés anual del 4%. Este valor es razonable si el promotor accede a una deuda bancaria estándar, se obtiene financiación de bancos comerciales o entidades públicas y el proyecto cuenta con buenos fundamentos de rentabilidad, trazabilidad y garantías.

Esta tasa de descuento podría incluso bajar si hay garantías del Estado o programas europeos o se recurren a bonos verdes.

3) Coste del capital propio (r_e)

Para este tipo de proyectos se suele asumir un coste de oportunidad para el capital propio de un 10% anual, valor que supone un coste representativo para el inversor. Este valor se puede ajustar si se contemplan proyectos similares en el mercado o si se utilizan tácticas de benchmarking.

4) Cálculo del WACC

La tasa de descuento o WACC, se calcula de la siguiente manera:

$$WACC = \frac{E}{V} * r_e + \frac{D}{V} * r_d * (1 - T) = 5,1\%$$

Donde:

- E: fondos propios (Equity)
- D: deuda (loan)
- V=E+D: capital total
- r_e : coste del equity. 10%
- r_d : coste de la deuda: 4%
- T: tipo impositivo marginal. T=25%.

Dado que ya se estaba trabajando con una tasa de descuento del 8%, se estaría asumiendo un perfil más conservador. El WACC calculado es informativo, se usará un 8% como caso base y un 5,1% como un escenario optimista.

5) Consideración de subvenciones.

En caso de recibir una subvención a fondo perdido, esto se podría tratar como una reducción del CAPEX inicial o como una entrada separada en el flujo de caja del primer año. No afectaría directamente al WACC, pero mejoraría significativamente el VAN y la TIR.

6.3 ANÁLISIS DE INVERSIONES Y COSTES

En este apartado se detallarán los costes asociados a la ejecución, operación y cierre de la planta de hidrógeno verde alimentada con una planta híbrida eólica+solar. El análisis se basa en estimaciones a partir de datos de mercado reales, catálogos de fabricantes, proyectos similares y herramientas de simulación técnicas. Se distinguirán entre costes de inversión (CAPEX), operación (OPEX) y costes adicionales previsibles a lo largo de la vida útil del proyecto.

Los valores empleados en este análisis corresponden a un diseño base que contempla un único punto de conexión, operación sin baterías y carga directa desde la planta renovable. Se permite ajustar los valores ante posibles cambios en la arquitectura, tecnología de hidrólisis, almacenamiento o hibridación.

1) Costes de inversión

La inversión inicial se desglosará por bloques funcionales para mayor claridad.

Bloque del sistema	CAPEX estimado (€)
Renovables (FV, eólica, inversores, trafos, SCADA)	60.650.000
Sistema de electrólisis PEM (25 MW)	21.250.000
Sistemas auxiliares H ₂ (agua, compresión, refrigeración, purificación, PSA)	16.222.100
Costes financieros preoperativos (IDC, tramitación bancaria)	3.000.000
TOTAL estimado	101.122.100

Figura 6.1 “CAPEX total estimado de la instalación”

2) Costes de operación

El coste operativo anual se compondrá de todos los costes asociados al mantenimiento preventivo, consumo de piezas, seguros y vigilancia y otros costes. Se han añadido provisiones específicas para eventos periódicos. También se ha incluido un consumo de red para alimentar los servicios esenciales de la planta cuando no existe producción renovable.

Componente	OPEX anual estimado (€)	% sobre CAPEX del sistema
Renovables y sistema eléctrico	1.124.850	~2,1 %
Electrólisis PEM (sin stacks)	250.000	1,2 %
Reposición de stacks (cada 10 años). Anualizado	750.000	—
Energía red - Servicios Esenciales	50.000	
Sistemas auxiliares H ₂	766.620	4,7 %
Seguro industrial	400.000	~0,5 % del CAPEX total
Reserva mantenimiento mayor	500.000	~0,5 % del CAPEX total
Costes de conexión a red (si aplica)	10.000	—
TOTAL anual estimado	3.851.470	9%

Figura 6.2 “OPEX total estimado de la instalación”

3) Costes de desmantelamiento y cierre

Al final de los 30 años de vida útil de la planta se deberá considerar un coste asociado a la retirada de los equipos industriales, gestión de residuos y restauración del terreno. En proyectos similares, se asumen un valor de un 2 a 3% del CAPEX total. En este proyecto se considerará un 3%, lo que equivale a 3 millones de euros, aproximadamente.

Este gasto se imputará como gasto puntual en el flujo de caja del último año.

6.4 INGRESOS DEL PROYECTO

Para este apartado, se calcularán los ingresos totales del proyecto. Se usarán los datos de producción real de 2946 toneladas de hidrógeno producido el primer año, los precios de mercado y factores de conversión normalizados.

Los ingresos de este proyecto provienen, fundamentalmente, de la venta de hidrógeno verde producido por la planta de electrólisis PEM. Esto se puede complementar con los ingresos derivados de la reducción de emisiones de CO₂, cuantificables mediante la emisión de créditos de carbono, y la venta de la energía excedente producida por la planta híbrida renovable. Es estudiarán varios escenarios, variando los precios de venta de los productos.

6.4.1 EVALUACIÓN DE LA VENTA DEL HIDRÓGENO VERDE

Se estima una producción anual de 2946 toneladas de hidrógeno verde en el escenario base, en función del perfil horario renovable y la eficiencia energética global del sistema. El precio de venta del hidrógeno dependerá del tipo de cliente, condiciones de contrato y las técnicas de valor añadido implementadas.

Los diferentes escenarios de precio de venta (€/kg) son:

Escenario	Precio estimado	Notas
Pesimista	4,0 €/kg	Valor razonable incluso sin medidas de valor añadido. Este precio es alcanzable en contratos industriales a largo plazo en Europa, especialmente si hay competencia de hidrógeno gris barato.
Conservador	4,5 €/kg	Refleja una implementación parcial de técnicas de valor añadido (compresión + purificación) y cierto margen negociador. También es coherente con proyectos PPA.
Base	5,0 €/kg	Muy realista con compresión, certificación y acceso a clientes <i>off-site</i> con alta disposición a pagar. Se ajusta al precio medio de mercado en Europa para H ₂ verde certificado.
Optimista	5,5 €/kg	Alcanzable en sectores con exigencias técnicas (movilidad, química) y contratos premium, especialmente si se combina con créditos de carbono y certificación tipo CertifHy o Guarantees of Origin.

Figura 6.3 “Escenarios de precios de venta del hidrógeno”

En el escenario base, el ingreso anual estimado por venta de hidrógeno rondaría los 15.000.000€ al año.

El precio base se corresponde con los valores actuales de contrato de suministro en Europa para sectores industriales como refinerías, fertilizantes o transporte pesado.

Para maximizar el valor del hidrógeno y acceder a mercados *off-site*, se han implementado varias técnicas de valor añadido, incorporadas en el diseño de la planta:

- Compresión para distribución a 400 bar para permitir el transporte de camiones con racks de botellas móviles. De este modo se permite vender a clientes remotos a precios superiores.
- Purificación y secado para garantizar una pureza del hidrógeno de más del 99,999%. Se utilizan tecnologías como reactores DEOXO y secadores, para cumplir con estándares como ISO 14687 o SAE J2719, necesarios en sectores de alta exigencia.

- Certificación de origen renovable conforme a la directiva RED II, con trazabilidad energética y verificación mediante auditorías externas. De este modo, se habilita la venta del producto como “hidrógeno verde” certificado.

6.4.2 CRÉDITOS DE CARBONO

La producción de hidrógeno verde mediante hidrólisis alimentada por fuentes renovables es crucial para la descarbonización de la industria. Se sustituyen procesos convencionales como el reformado con vapor de gas natural (SMR), evitando así una cantidad significativa de emisiones de CO₂. Esto permite generar créditos de carbono negociables en el mercado voluntario.

1kg de H₂ producido representa evitar aproximadamente 9,3kg de CO₂ producidos mediante SMR (hidrógeno gris). Con una producción anual de 2946t de H₂ verde, se evitan anualmente:

$$\text{Emisiones evitadas de CO}_2 = 2.946t \text{ H}_2 * 9,3kg \text{ CO}_2/kg \text{ H}_2 \approx 27.400t \text{ CO}_2$$

Los créditos pueden venderse a empresas que quieren compensar la huella de carbono que producen mediante su actividad o que participan en programas de sostenibilidad como ESG y Scope 3.

Se asumirán diferentes mercados de créditos de carbono, en función de las certificaciones obtenidas mediante auditorías externas.

Escenario	Precio por tCO ₂	Ingreso anual estimado
Pesimista (mercado no deseado)	5 €/t	137.000 €
Conservador (mercado básico)	15 €/t	411.000 €
Base (certificados reconocidos)	30 €/t	822.000 €
Optimista (mercado premium)	50 €/t	1.370.000 €

Figura 6.4 “Escenarios de precios de créditos de carbono”

Estos ingresos son adicionales a los derivados de la venta directa del hidrógeno y se pueden optimizar mediante la certificación de las emisiones evitadas con estándares reconocidos internacionalmente como Verra – Verified Carbon Standard (VCS), Gold Standard for the Global Goals y CertifHy (UE).

La obtención de estos certificados es plenamente viable para un proyecto de esta envergadura, pero serán necesarios metodologías validadas, monitorización y verificaciones externas anuales.

Estos mecanismos no solo aportan beneficio económico, sino que facilitan el acceso a financiaciones climáticas, posicionando la planta como una infraestructura alineada con los objetivos europeos de neutralidad de carbono.

6.4.3 VENTA DE EXCEDENTE A RED

El proyecto de producción de hidrógeno mediante electrólisis PEM es alimentado por una planta híbrida solar + eólica. La instalación solar fotovoltaica es de nueva construcción, sin embargo, la planta eólica consiste en una repotenciación parcial de una planta eólica ya existente, previamente conectada a red y autorizada para la venta de energía eléctrica. Esta infraestructura ya cuenta de punto de conexión y acceso a la red de distribución, representando una venta estratégica.

A lo largo del año, en especial en periodos de baja demanda de hidrógeno o cuando el perfil horario de generación renovable supera la capacidad de autoconsumo del electrolizador, es posible que se tengan momentos de energía excedentaria. Este excedente podrá ser dirigido hacia la red eléctrica, generando unos ingresos adicionales para instalación.

1) Requisitos y normativa

La normativa vigente española, recogida en el Real Decreto 244/2019, regula el autoconsumo con o sin excedentes, permitiendo a instalaciones superiores a 100kW acogerse a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogido a compensación. Al contar con elementos de autoconsumo, los electrolizadores, permiten considerar el al esquema de autoconsumo, siempre que esté en la misma ubicación que la generación. Además, el proyecto contempla un sistema de control que prioriza el autoconsumo y verte los excedentes cuando fuera necesario. Esto implicaría una posibilidad de venta directa de energía excedente a red mediante un representante de mercado o comercializadora habilitada.

El proyecto debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Estar la instalación híbrida legalmente inscrita y autorizada para inyección a red.
- Disponer de infraestructura de evacuación y punto de conexión en servicio.
- Que actúe el electrolizador como consumidor parcial, sin afectar al régimen de conexión ya aprobado.
- Contar con un sistema de control EMS (Energy Management System) que priorice el consumo interno y desvíe el excedente a red.
- Tener un contador bidireccional e independiente de vertido para facturar correctamente el vertido a red.
- Contar con un representante en el mercado mayorista y cumplir con la normativa de REE/OMIE y CNMC.
- Solicitar permiso de modificación y conexión para incluir la parte solar como estructura de la instalación. De otro modo, no se podría vender la energía solar a red.

Una vez se cumplan estos requisitos administrativos, técnicos y de gestión, la planta podría vender el excedente a red. Es imprescindible legalizar la planta como híbrida y asegurarse de que la parte solar tiene derecho de acceso y conexión.

De este modo, la venta de energía excedente sería técnica y legalmente viable, pero es importante tener en cuenta los requisitos que lo hacen posible, precisando de modificaciones y adaptaciones en caso de que fuera necesario.

2) Precedentes y proyectos similares

Este tipo de integración híbrida con aprovechamiento de excedentes ya ha sido implementado en otros proyectos internacionales de producción de hidrógeno verde. Por ejemplo:

- Proyecto Lhyfe (Francia): integra la producción de H₂ con excedente eólico
- Planta de H₂ Renewable Energy Systems (Alemania): cuenta con una gestión de excedentes eólicos y solares para maximizar los ingresos combinados.
- En España, existen varias iniciativas piloto que están en proceso de tramitación para almacenar, autoconsumir o verte excedentes renovables en plantas de producción de hidrógeno verde, bajo el marco el PERTE ERHA y con el respaldo de fondos europeos Next Generation.

3) Consideración final

Aunque el objetivo principal del proyecto es el autoconsumo para la producción de hidrógeno verde a través de generación renovable, se podría aprovechar la estructura ya existente para la venta de energía excedente a red. Aunque las tarifas del mercado pool pueden variar considerablemente, esto permitiría valorizar energía renovable que, de otro modo, sería desperdiciada o debería ser limitada por curtailment.

Se debe integrar en el diseño eléctrico un esquema de gestión activa de flujos. Sin embargo, gracias al sistema de control SCADA será posible la optimización del EMS para poder aprovechar al máximo el excedente de generación renovable y monetizar esa energía.

6.4.4 SUBVENCIONES Y AYUDAS PÚBLICAS

Para mejorar sustancialmente la viabilidad económica del proyecto obtener financiación a fondo perdido es clave. En España y en la Unión Europea existen múltiples programas que ofrecen subvenciones relevantes, como PERTE ERHA y fondos Next Generation. Estos cuentan con coberturas habituales entre el 30% y el 65% del CAPEX.

1) Programas públicos destacados

- PERTE ERHA – “Valles del hidrógeno”.
Es una línea destinada a proyectos grandes, de más de 100MW, ubicados en clústeres industriales. Actualmente, se han destinado más de 1223M€ para siete proyectos, con una suma total que asciende a más de 5800M€ en 2292MW de electrolizadores. Estas ayudas cubren más de un 30% del CAPEX total.

- Mecanismo del Banco Europeo del Hidrógeno.
Bruselas autoriza a España para subvenciones directas de hasta 400M€. Estas ayudas no están enfocadas a la inversión, si no como una “subasta como servicio” para la producción de H₂ verde.
- Ayudadas autonómicas.
Existen planes nacionales y regionales que destinan cientos de millones de euros a proyectos renovables e hidrógeno. La Junta de Andalucía proporcionará hasta 400M€ en ayudas gracias a los fondos Next Gen Europeos en 2025.
- Subvenciones específicas.
Empresas como Repsol, Enagás, Naturgy o Acciona pueden recibir hasta más de un 30% en ayudas a fondo perdido en convocatorias ERHA. En Huelva, Moeve consiguió 303M€ en ayudas para la fase inicial del Valle del H₂ (400MW).

2) Subvenciones para el proyecto

El mayor programa español para la subvención de plantas de hidrógeno verde es PERTE ERHA. Las ayudas cubren entre un 25 y un 65% del CAPEX inicial, dependiendo del tamaño del proyecto y del tipo de empresa. Además, el Banco Europeo del Hidrógeno cuenta con un mecanismo, aún en fase piloto, que paga por cada kg de H₂ producido para conseguir un precio competitivo frente al hidrógeno gris. Estas ayudas pueden complementar a las ayudas del PERTE. En España, se ha aprobado una línea de 400M€ para usar este modelo.

En España, el porcentaje final de subvención depende de varios factores definidos previamente por normativa europea y española.

Factor	Cómo afecta al % de subvención
Tamaño de empresa	Cuanto más pequeña, más ayuda (PYME hasta +20 %)
Tipo de actividad subvencionada	Infraestructura (menos %), producción (más %)
Ubicación geográfica	En zonas desfavorecidas, puede aumentar el % (ej. Cádiz, Huelva, Extremadura)
Nivel de innovación	Si se incluyen tecnologías no comerciales o I+D, sube el %
Impacto ambiental y social	Mayor puntuación y elegibilidad en las convocatorias
Solapamiento con otros fondos	No se puede duplicar ayuda, se ajusta el %

Figura 6.5 “Factores que condicionan las ayudas y subvenciones al proyecto”.

En la práctica, proyectos medianos como este pueden recibir ayudas de entre el 30% y el 40% del CAPEX. Se debe cumplir con estos requisitos:

- Producción mayor a 5MW.
- Conexión renovable adicional.
- Contratos de venta de H₂ o uso propio.
- Producción certificada como verde

El CAPEX elegible para estas ayudas es el equivalente al CAPEX final sin incluir impuestos, terrenos y sin refuerzos de red innecesarios. A continuación, se realizará un análisis que simulará el impacto financiero de una subvención del 20%, 30% y 40%.

Subvención a fondo perdido	% aplicado	Subvención (€)	CAPEX final neto (€)
Baja	20 %	20.224.420 €	80.897.680 €
Media	30 %	30.336.630 €	70.785.470 €
Alta	40 %	40.448.840 €	60.673.260 €

Figura 6.6 “Escenarios de subvenciones al CAPEX”.

6.5 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

Para evaluar la viabilidad económica del proyecto de planta de hidrógeno verde, se va a realizar un análisis de rentabilidad considerando diferentes fuentes de ingresos y niveles de subvenciones al proyecto. El modelo contemplará la venta de hidrógeno, la venta de excedentes eléctricos a la red y la valorización de créditos de carbono emitidos.

1) Variables del análisis

Estos serán los supuestos generales del proyecto:

- Vida útil del proyecto: 30 años
- Tasa de descuento (WACC): 8%
- Producción eléctrica: totalmente renovable (planta híbrida solar-eólica para autoconsumo)
- Degradación de la producción renovable: 0,5% anual
- Producción de hidrógeno en el primer año: 2946kg H₂
- Degradación anual del sistema de hidrólisis: 1% anual
- Consumo eléctrico de servicios auxiliares: 6.575,94MWh/año
- Degradación SSAA: 0,5% anual
- Excedente eléctrico bruto: 18.225 MWh/año
- Excedente neto disponible para venta: 11.649,06 MWh/año
- Precio promedio de la energía (solar/eólica): 62 €/MWh
- Ingreso eléctrico estimado: 722.241,7 €/año

Los escenarios considerados son los siguientes:

- Precio de venta del hidrógeno:
 - Escenario pesimista: 4,0€/kg
 - Escenario conservador: 4,5€/kg
 - Escenario base: 5,0€/kg
 - Escenario optimista: 5,5€/kg
- Subvención sobre el CAPEX:
 - Sin ayudas
 - 20% subvención
 - 30% subvención
 - 40% subvención
- Precio de los créditos de carbono:
 - Escenario pesimista: 5€/t
 - Escenario conservador: 15€/t
 - Escenario base: 30€/t
 - Escenario optimista: 50€/t
- Venta de energía excedente:
 - Permitido
 - No permitido

2) Indicadores de rentabilidad evaluados:

Para cada escenario se calculará:

- VAN (Valor Actual Neto)
- TIR (Tasa Interna de Retorno)
- Payback simple
- LCOH
- Flujo de caja acumulado

3) Resultados

Se han simulado 128 escenarios combinando las diferentes variables: precio de venta del hidrógeno, subvención sobre el CAPEX, precio de los créditos de carbono y la posible venta o no del excedente de energía eléctrica.

A partir de los resultados obtenidos, se ha llegado a las siguientes conclusiones:

- **LCOH (Coste Nivelado del Hidrógeno)**

El análisis evidencia que el LCOH depende exclusivamente de los costes del sistema y la producción de hidrógeno. Por lo que las variables que más condicionan su valor son la posible subvención sobre el CAPEX, la eficiencia y degradación del sistema de hidrólisis y el OPEX anual.

En cuanto a la subvención sobre el CAPEX, tiene un impacto directo y proporcional. Una subvención del 40% sobre la inversión inicial permite reducir el LCOH desde valores cercanos a 3€/kg hasta 2,3€/kg. Esto es capaz de marcar la diferencia en mercados competitivos.

La eficiencia del sistema de hidrólisis afecta también de manera directa en el LCOH. Una producción menor acumulada implica directamente un mayor coste por kilogramo producido. Se ha supuesto una degradación del sistema de hidrólisis del 1%, tal y como indican las especificaciones técnicas del electrolizador Cummins HyLYZER 500.

El OPEX anual también influye en gran medida. Sería útil estudiar su sensibilidad sobre el LCOH.

Por otro lado, la existencia de venta o no del excedente de energía eléctrica no modifica el LCOH, aunque si mejora el VAN y la TIR en caso de poder realizarse una exportación a red. El precio de venta del hidrógeno y los créditos de carbono no afectan tampoco al coste unitario del hidrógeno. Se ve su influencia en indicadores como el VAN, la TIR y el payback.

- **VAN, TIR y payback**

En los mejores casos se alcanzan valores de estos indicadores muy prometedores. Si se combinan subvenciones altas (30 o 40%), venta del excedente eléctrico, altos precios de hidrógeno y un precio del CO₂ mayor a 30€/t se alcanza:

- TIR > 15%
- VAN > 45M€
- Payback alcanzado en hasta 7 años.

Sin embargo, en escenarios donde no se dan subvenciones, sin venta de energía y con precios del hidrógeno de 4€/kg, el proyecto no resulta económicamente viable. Se tienen valores de VAN negativos y TIR menores al 7%.

A continuación, se muestra un gráfico compuesto por 6 diagramas de cajas, boxplot, en los cuales se relacionan variables clave con los indicadores de rentabilidad.

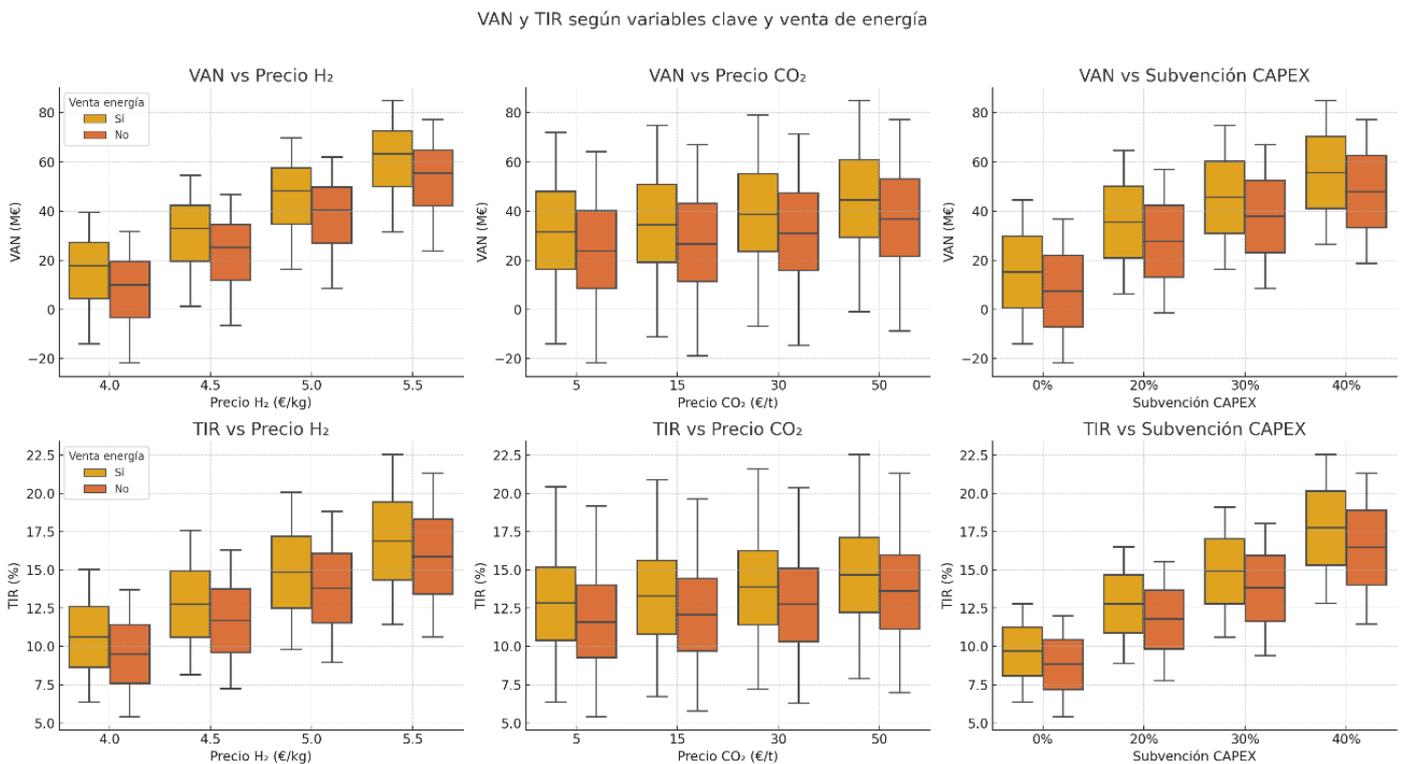


Figura 6.7 “Análisis de sensibilidad del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR)”.

La figura anterior muestra el comportamiento del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) en función de tres variables del modelo económico: el precio de venta del hidrógeno, el precio del crédito de carbono y la subvención sobre el CAPEX. Además, cada uno de los boxplots muestra la diferencia entre si existe o no venta del excedente eléctrico.

- **VAN vs Precio del H₂**
 Se observa una tendencia creciente, a mayores precios de venta de hidrógeno, mayor es el VAN del Proyecto. Se observa que, gracias a la venta de energía, se añade un margen alto de rentabilidad en todos los niveles de precio de H₂.
 A precios de 4€/kg, incluso con venta de energía, se obtendrían valores de VAN negativos en caso de que otras variables, como las subvenciones o el precio de los créditos de carbono, no sean favorables al modelo.
 Los proyectos sin venta eléctrica pueden quedar por debajo de valores de VAN atractivos para inversores.
- **VAN vs Precio de CO₂**
 A mayores ingresos por ventas de créditos de CO₂, mayor valor del VAN. La variabilidad es mucho mayor, lo que indica que el impacto del valor de los créditos no es determinante por sí mismo, pero sí complementario. En este gráfico, la venta de energía sigue siendo significativamente ventajoso, pero menor que en el caso del precio de venta del hidrógeno.
- **VAN vs Subvención del CAPEX**
 Claramente, esta es la variable más determinante a la hora de analizar la rentabilidad, a medida que crece el porcentaje de ayuda, mayor es el VAN.
 La diferencia entre 0% y 40% de ayuda, supone más de 60M€ de mejora.
- **TIR vs Precio del H₂**
 Al igual que con el VAN, la TIR mejora con precios más altos del hidrógeno. La venta de energía puede suponer que un proyecto sea o no sea viable económicamente (TIR>8%)
 Sin embargo, se observa que la TIR es menos sensible al precio del hidrógeno que el VAN.
- **TIR vs Precio del CO₂**
 Conforme aumentan los ingresos por CO₂, existe una mejora progresiva de la TIR, aunque existe una alta dispersión.
 A precios bajos de CO₂, entre 5€/t y 15€/t, la TIR puede llegar a ser insuficiente si no se aportan otras ayudas y las variables del modelo no son favorables.
- **TIR vs Subvención del CAPEX**
 Este gráfico refuerza la idea de que la subvención del CAPEX es la medida más potente para conseguir un proyecto rentable. A partir del 30-40% de ayuda, la TIR puede alcanzar porcentajes muy altos, haciendo que el proyecto sea muy atractivo. Es importante destacar que la diferencia entre vender o no el excedente a red equivale, en algunos escenarios, una diferencia de 10 puntos de TIR, lo cual demuestra su relevancia en este proyecto.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES SOBRE LA METODOLOGÍA

La metodología adoptada en este proyecto ha sido de carácter multidisciplinar. Se ha combinado entre diferentes herramientas de trabajo para poder abordar con coherencia el diseño completo de una planta de generación de hidrógeno de 25MW con tecnología de electrólisis PEM alimentada por una planta híbrida solar-eólica. Se han utilizado aplicaciones de simulación energética, modelado dinámico, diseño eléctrico, análisis financiero y evaluación ambiental.

Desde un punto de vista energético, se ha hecho uso de SAM (System Advisory Model) para evaluar el recurso eólico y solar del emplazamiento, permitiendo ajustar diferentes modelos energético para combinar diferentes configuraciones y estimar la producción renovable horaria y dimensionar adecuadamente la planta de generación renovable.

Esos datos se integraron en un proceso posterior para utilizar un modelo de Matlab que simula el comportamiento dinámico de un sistema de 10 stacks de electrólisis PEM. En este modelo se le dio de entrada una potencia variable según la producción horaria de la planta, considerando eficiencias parciales, consumos auxiliares, umbrales mínimos de operación y optimización de la carga para obtener los resultados de producción de hidrógeno neta, energía desperdiciada por el sistema y valores de eficiencia y carga eléctrica del electrolizador a lo largo de un año.

A nivel eléctrico, se ha desarrollado un diseño de detalle de la red de media tensión interna, de 33kV. Se han incorporado transformadores, sistemas de protección, cableado y conexiones entre los múltiples equipos que operan la planta. Se ha implementado un modelo de cortocircuito simplificado, basado en potencias típicas y contribuciones limitadas de los sistemas renovables. Esto ha servido de base para poder realizar el correcto dimensionamiento del cableado de MT y una selección de protecciones bajo el estándar IEC 61850.

Para poder estimar las condiciones de operación del sistema de media tensión, y con el propósito de desarrollar por completo la planta de producción de hidrógeno, se ha realizado un desglose completo de los diferentes sistemas funcionales dentro de la planta. Los subsistemas que se han estudiado desde la generación renovable y transformación eléctrica hasta los sistemas de rectificación, electrólisis, planta de tratamiento de agua, refrigeración, compresión y almacenamiento de hidrógeno además de otros servicios auxiliares de la planta como los sistemas de aire comprimido e inertización y el sistema de control y supervisión, totalmente integrado en cada sistema de la planta. Este proceso de organización por subsistemas ha permitido abordar el diseño de la planta de forma modular, permitiendo evaluar el impacto eléctrico y económico de cada parte, procurando diseñar cada subsistema de la forma más eficiente posible para conseguir un proyecto viable, tanto desde el punto de vista técnico como el económico.

Como parte final del proyecto, se ha realizado un análisis económico completo basado en una estimación de 30 años de vida útil del proyecto. Considerando diferentes variables económicas como el precio de venta del hidrógeno, el precio de créditos de carbono emitidos, ayudas y subvenciones al CAPEX gracias al apoyo institucional de

organismos públicos y la posible venta de la energía excedente en el proyecto gracias al uso de infraestructura ya existente. Gracias a esto, se han contemplado más de un centenar de escenarios, realizando un análisis de sensibilidad multivariable, donde se evaluaba el impacto directo o indirecto de estas variables sobre indicadores económicos clave como el VAN, el TIR, el LCOH y el payback.

En conjunto, la metodología del proyecto ha sido sólida y adecuada para el objetivo del proyecto: demostrar que existe una viabilidad técnica, operativa y económica en la instalación de una planta de hidrógeno verde de escala industrial basada en la alimentación a partir de energías renovables.

CONCLUSIONES SOBRE LOS RESULTADOS

Si bien es cierto que, a la vista de los resultados, el proyecto es técnicamente viable, existen ciertos escenarios donde el proyecto no resulta viable desde un punto de vista financiero-económico. La viabilidad económica del proyecto reside en el contexto regulatorio y de mercado actualmente.

1) Resultados técnicos más relevantes:

- Se ha realizado el diseño de una planta híbrida renovable de 50MW de capacidad total: 30MW eólicos (6 turbinas Siemens-Gamesa 5.0-145) y 20MWp solares (LONGi LR5-72HBD-545M con seguidores). El emplazamiento se ha escogido con el objetivo de repotenciar parcialmente un parque eólico con pocos años de vida útil restante. De este modo, se aprovecha la estructura eléctrica ya existente y se utilizan terrenos ya certificados para generar energía renovable. La configuración de la planta permite alimentar de forma flexible y renovable una planta de electrólisis de 25MW, consiguiendo más de 7500 horas de operación anuales.
- El sistema de electrólisis opera con 10 stacks Cummins HyLYZER 500 con una potencia nominal de 2,5MW cada uno. El sistema opera con una eficiencia de entre 45 y 54kWh/kg de H₂, variando su eficiencia en función de la carga del sistema. Se ha diseñado un sistema de control que consiste en apagar stacks individuales con el objetivo de mejorar la carga total del sistema y conseguir así una operación más eficiente.

Considerando la disponibilidad energética anual, obtenida mediante el software de Simulación SAM, la eficiencia media del sistema y el umbral de operación mínima (5%), se ha estimado una producción anual de alrededor de 3000t de hidrógeno verde.

- El diseño eléctrico de la planta se ha realizado en torno a un sistema de media tensión interno de 33kV con configuración AIS (Air Isolated

System) y cableado aéreo, con distancias máximas de hasta 1,5km entre centros de transformación. Se ha realizado una conexión a la subestación existente del emplazamiento (Subestación Doña Benita), de 66kV, a través de un transformador elevador 33/66kV (30MVA, Z=10%). Esta conexión permitirá aprovechar el excedente energético renovable generado según el perfil horario y mejorar desde el punto de vista económico la viabilidad del proyecto.

- Se ha realizado un análisis de cortocircuito, tanto de la barra de media tensión, como de la barra de baja tensión, para dimensionar los conductores y sección por fase de cada nivel de tensión. Se ha descartado la contribución de la generación renovable en el análisis de cortocircuito ya que, tanto el sistema de generación eólica como solar, goza de inversores capaces de limitar la corriente aportada al punto de falta con una duración de milisegundos, por lo que se puede considerar despreciable para el estudio.

Se ha diseñado un sistema de protección y supervisión que siguen el protocolo IEC 61850, incluyendo enclavamientos lógicos, automatismos, sincronización temporal de relés y se prevé su integración con un sistema SCADA con IEDs y RTUs.

- A su vez, se ha diseñado los sistemas auxiliares necesarios para la correcta operación de la planta. Si bien es cierto que, gracias al modelo de electrolizador escogido, estos sistemas irían integrados dentro del balance de la planta (BoP), se ha decidido realizar un desarrollo de las etapas que son imprescindibles para la producción, compresión, almacenamiento y distribución del hidrógeno verde generado en el sistema. Se ha hecho el diseño de los siguientes sistemas:
 - Sistema de tratamiento de aguas, crucial para el funcionamiento seguro y eficiente del sistema PEM.
 - Sistema de refrigeración de la planta, el cual permite operar a los electrolizadores y compresores en rangos seguros y operacionales de temperatura.
 - Sistema de compresión de hidrógeno, basado en la compresión por pistones que eleva la presión de salida del hidrógeno desde los 30 a 400bar para su almacenamiento.
 - El sistema de almacenamiento de la planta, que usará racks de botellas de hidrógeno a 400bar para facilitar su transporte por camiones.
 - El sistema de purificación de hidrógeno, para garantizar un hidrógeno puro listo para su uso en la industria.
 - El sistema de aire comprimido, crucial para el uso de válvulas automáticas y preparado para purgar el sistema en caso de emergencia.

- El sistema de inertización, el cual aprovecha un generador PSA de nitrógeno para inertizar el hidrógeno acumulado y evitar explosiones.
- El proyecto, además, presenta un análisis ambiental preliminar completo basado en la matriz de Leopold, la cual identifica impactos negativos en el entorno que rodea a la planta y la intensidad del impacto. En caso de ser necesario, se aplican medidas correctoras, como es el caso del impacto a la avifauna local. En este escenario, se considerará el uso de radares de aves y un sistema de parada automática de los aerogeneradores.

2) Resultados económicos destacados:

- El proyecto tiene unos costes de inversión elevados, al desglosar esos costes por subsistemas se permite una identificación clara de cada uno.
- El análisis de rentabilidad demuestra que es posible obtener valores de hidrógeno por debajo de los 2,44€/kg, en función de las ayudas obtenidas y otros condicionantes favorables.
- El VAN del proyecto puede variar desde los -21,7M€, en escenarios sin ayudas y con precios bajos del hidrógeno, hasta valores que superan los 80M€, en contextos de apoyos institucionales favorables, precios altos del hidrógeno y otras variables favorables. La TIR, por otro lado, puede alcanzar valores de hasta un 22% y el payback reducirse a 5 años en las condiciones más favorables, sin embargo, en otros escenarios sin ayudas, la TIR se reduce por debajo de la tasa de descuento, algo que rechazará a los posibles inversores.
- Se ha considerado, además, la venta del excedente energético producido por el parque renovable. Esto mejora enormemente los resultados económicos del proyecto. En algunos escenarios, donde la venta no es posible, el proyecto no resultaría viable económicamente.
- El parámetro más crítico que se ha identificado a la hora de realizar el análisis de sensibilidades es el nivel de subvención sobre el CAPEX, seguido del precio de venta del hidrógeno y de los créditos de carbono. Esto sugiere que, en caso de no tener subvenciones o ayudas públicas, el proyecto debería ser muy bien dimensionado y contar con escenarios favorables de venta de productos, de lo contrario, sería totalmente inviable.

3) Recomendaciones para futuros estudios:

Aunque este estudio ha tratado de abarcar de forma amplia todos los aspectos críticos del diseño de una planta de hidrógeno verde, existen otras líneas de trabajo que permiten enriquecer, optimizar o, incluso, escalar el proyecto. Se destacan las siguientes:

- Realizar un control avanzado de operación y almacenamiento de excedentes.
Sería posible incluir en nuevos estudios un modelo de operación dinámica que gestionara la producción renovable, la carga del electrolizador y el uso de un sistema de baterías BESS que maximizará la eficiencia global del sistema, minimizando el curtailment y garantizando una mayor producción de hidrógeno
- Integración completa de un sistema SCADA industrial.
Si bien en este proyecto se menciona el uso de sistemas de control basados en SCADA y conforme a la normativa IEC 61850, no se ha diseñado por completo una arquitectura que maneje la completa operación de la planta. Sería interesante incluir la integración de todo el sistema con el uso de relés inteligentes, IEDs, RTUs, ciberseguridad y mantenimiento predictivo mediante el uso de sensores IoT y analítica avanzada.
- Modelo financiero más completo con escenarios más realistas de mercado.
A pesar de haber evaluado económicamente la viabilidad del proyecto y haber realizado un breve análisis de mercado, se podría evaluar con mayor precisión el impacto de contratos PPA, mercados de capacidad o los precios de venta de hidrógeno en industrias concretas. Se conseguiría un análisis de sensibilidad mucho más concreto sobre la afección de ciertas variables al VAN, la TIR y el LCOH.
- Optimización de la integración sectorial del hidrógeno.
Se podría estudiar el uso del hidrógeno producido para aplicaciones concretas, la producción de amoníaco verde o metanol, y el uso del hidrógeno en la industria pesada o en el combustible para transporte

CONTRIBUCIÓN DEL PROYECTO A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

La integración del proyecto de planta de hidrógeno verde de 25MW alimentada con energías renovables se integra con los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030 de Naciones Unidas:

- ODS 7: Energía asequible y no contaminante
La planta promueve el acceso a energía limpia mediante la producción de hidrógeno verde a partir de fuentes renovables. También, fomenta el desarrollo tecnológico de sistemas de producción de hidrógeno.
- ODS 9: Industria, innovación e infraestructura
Se promueve el despliegue de infraestructuras avanzadas en transformación, rectificación, electrólisis, tratamiento de agua y compresión de hidrógeno. Se impulsa la innovación a integrar tecnologías que puede ser utilizadas mediante control SCADA y conformes al protocolo IEC 61850.
- ODS 12: Producción y consumo responsables:
Se minimiza la huella ambiental del proceso de producción de hidrógeno mediante el manejo eficiente de la energía y el agua. Se incluye un sistema de gestión de ciclo de vida del proyecto, proyectando un desmantelamiento seguro de la planta a los 30 años.
- ODS 13: Acción por el clima
Gracias al uso de hidrógeno verde en aplicaciones industriales donde se usan combustibles fósiles se evitan emisiones de gases invernadero a la atmósfera. Además, gracias a este proceso de producción de hidrógeno, se puede prescindir del hidrógeno gris, reduciendo toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera.
- ODS 6: Agua limpia y saneamiento:
Aunque el proceso consume agua, se contempla un tratamiento eficiente, incluyendo ósmosis inversa y recuperación de agua en procesos de refrigeración, en los cuales se usa un ciclo cerrado. Se garantiza un uso racional del recurso hídrico.
- ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles:
La planta ayuda a reducir la contaminación y a mejorar la resiliencia energética de las comunidades cercanas al integrarse en entornos industriales y energéticos exigentes.

BIBLIOGRAFÍA

1) Introducción, Motivación y Estado del Arte

Det Norske Veritas. (2023). Hydrogen Forecast to 2050. DNV.

European Commission. (2020). A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Publications Office of the European Union.

International Energy Agency. (2024). World Energy Outlook 2024. IEA.

International Renewable Energy Agency. (2024). Global Hydrogen Review 2024. IRENA.

McKinsey & Company. (2023). Global Energy Perspective 2023 (Report).

United Nations Framework Convention on Climate Change. (2023). UN Emissions Gap Report 2023.

2) Formas y Tecnologías de Producción de Hidrógeno

Barbir, F. (2013). PEM Fuel Cells: Theory and Practice (2.^a ed.). Academic Press.

IRENA. (2022). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling-Up Electrolysers to Meet the 1.5 °C Climate Goal.

International Energy Agency. (2022). Global Hydrogen Review 2022.

Sun, X., Ni, M., & Zhu, J. (2023). Advances in solid-oxide electrolysis cells. Progress in Energy and Combustion Science, 92, 101039.

Dordio, L., & Oliveira, M. (2021). Alkaline water electrolysis: fundamentals and perspectives. International Journal of Hydrogen Energy, 46(45), 23525-23553.

3) Energías Renovables para la Alimentación Eléctrica

National Renewable Energy Laboratory. (2023). System Advisor Model (SAM) 2023.8: Technical Reference Manual.

IEA. (2023). Renewables 2023: Analysis and forecast to 2028.

Red Eléctrica de España. (2025). The Spanish Electricity System – Preliminary Report 2024. REE.

4) Análisis Económico de Configuraciones (CAPEX/OPEX, LCOE, LCOH)

Fraunhofer ISE. (2024). Levelised Cost of Electricity – Update 2024.

IRENA. (2020). Renewable Power Generation Costs in 2020.

International Energy Agency. (2023). Levelised Cost of Electricity – Methodology 2023 Update.

5) Selección de Electrolizadores y Especificaciones Técnicas

Cummins. (2024). HyLYZER® 500 – Product Data Sheet.

Nel Hydrogen. (2023). M-Series Proton® PEM Electrolysers – Brochure.

IMI Critical Engineering. (2024). VIVO PEM Electrolyser Platform – Technical Overview.

6) Rutas de Valor Añadido, Certificación y Mercado del H₂

European Commission. (2024). Commission Delegated Regulation (EU) 2024/590: Renewable Fuels of Non-Biological Origin – GHG Methodology.

Gold Standard Foundation. (2023). Gold Standard for the Global Goals: Hydrogen Project Requirements v1.0.

International Renewable Energy Agency. (2023). Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5 °C Climate Goal – Part II: Costs & Potentials.

7) Diseño de la Planta Híbrida (FV + Eólica) y Componentes Principales

Siemens Gamesa Renewable Energy. (2023). SG 5.0-145 – Technical Specifications.

LONGi Solar. (2024). LR5-72HBD-545M – Datasheet.

Sungrow. (2024). SG110CX Inverter – Product Manual.

Ormazabal. (2023). Oil-Immersed Power Transformers up to 40 MVA – Catalogue.

Baltimore Aircoil Company. (2024). TrilliumSeries® Dry Coolers – Technical Catalogue.

Neuman & Esser Group. (2024). High-Pressure Hydrogen Compressors – Product Guide.

8) Sistemas Auxiliares (Tratamiento de Agua, Refrigeración, Compresión, Purificación)

Veolia Water Technologies. (2024). IonPRO™ Ultra-Pure Water Systems – Design Guide.

ASME. (2021). Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII – Pressure Vessels.

International Electrotechnical Commission. (2022). IEC 61511-1:2022 – Functional Safety of SIS.

Baltimore Aircoil Company. (2024). Industrial Closed-Circuit Coolers – Engineering Manual.

HyGear B.V. (2023). DEOXO Reactors for Hydrogen Purification – Datasheet.

9) Normativa Medioambiental, Evaluación de Impacto y Biodiversidad

Leopold, L. B., Clarke, F. E., Hanshaw, B. B., & Balsley, J. R. (1971). A Procedure for Evaluating Environmental Impact (Circular 645). U.S. Geological Survey.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021). Guía metodológica de evaluación de impacto ambiental.

Convention on Biological Diversity. (2023). Kunming-Montreal Global Biodiversity Framework.

10) Marco Legal y Regulatorio (España & UE)

Gobierno de España. (2019). Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, sobre condiciones de autoconsumo eléctrico. Boletín Oficial del Estado, 83, 35674-35712.

Gobierno de España. (2021). Real Decreto-ley 32/2021, de medidas urgentes para el impulso del hidrógeno renovable.

Ministerio de Industria y Turismo. (2023). PERTE ERHA – Bases reguladoras y convocatorias 2023-2024.

European Commission. (2018). Directive (EU) 2018/2001 (RED II) on the promotion of renewable energy sources.

European Commission. (2024). Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy 2022 (CEEAG).

11) Financiación, Créditos de Carbono y Subvenciones

European Investment Bank. (2023). The EIB Economic Appraisal of Hydrogen Projects – Methodological Guide.

OECD. (2022). Blended Finance Principles for Clean Energy.

Verra. (2023). Verified Carbon Standard – Methodology for Green Hydrogen v1.1.

European Commission. (2024). EU Hydrogen Bank – First Auction Design Paper.

12) Herramientas, Datos y Software

National Renewable Energy Laboratory. (2023). SAM – System Advisor Model (Version 2023.8): User Guide.

MathWorks. (2024). MATLAB R2024a – Optimization and Statistics Toolboxes Documentation.

CODIGOS DE SIMULACION

TIR_CALCULATOR

```
# -*- coding: utf-8 -*-
```

```
from __future__ import annotations
```

```
import numpy as np
```

```
import numpy_financial as npf
```

```
from dataclasses import dataclass
```

```
import pandas as pd
```

```
import matplotlib.pyplot as plt
```

```
# Parámetros de diseño
```

```
# Parámetros de diseño
```

```
SOLAR_KWDC = 20000 # Potencia nominal instalada de la planta solar (kW DC)
```

```
WIND_KWAC = 30000 # Potencia nominal instalada de la planta eólica (kW AC)
```

```
BATT_KWH = 0 # Capacidad útil de almacenamiento en baterías (kWh)
```

```
OM_SOLAR_FIXED = 19 # Coste fijo anual de O&M de solar (€/kWdc-año)
```

```
OM_WIND_FIXED = 40 # Coste fijo anual de O&M de eólica (€/kWac-año)
```

```
OM_WIND_VAR = 3 # Coste variable de O&M de eólica (€/MWh generado)
```

```
OM_BATT_FIXED = 0 # Coste fijo anual de O&M de batería (€/kWh-año)
```

```
OM_BATT_REPL = 0 # Coste de reemplazo de batería en año 15 (€/kWh)
```

```
OM_ESC_RATE = 0.02 # Tasa de escalado anual de costes de O&M (2%)
```

```
BATT_REPL_YEAR = 15 # Año en el que se reemplaza la batería
```

```
SERVICIOS_AUX_PCT = 0.09 # Porcentaje constante de la potencia nominal usada por servicios auxiliares
```

```
PPA_EUR_MWH = 65 # Precio del PPA con REE para abastecer los servicios auxiliares (€/MWh)
```

```
@dataclass
```

```
class FinancialInputs:
```

h2_annual_ton: float # Producción anual estimada de hidrógeno
 (toneladas)

potencia_total_kw: float = 25_000 # Potencia nominal del electrolizador (kW)

servicios_aux_pct: float = 0.03 # Potencia total de los servicios auxiliares (% de
 la potencia nominal del electrolizador).

h2_price_eur_kg: float = 5 # Precio de venta del hidrógeno (€/kg)

co2_credit_eur_t: float = 70 # Ingreso por tonelada de CO₂ evitada (€/tCO₂)

co2_ton_per_kgH2: float = 0.012 # Toneladas de CO₂ evitadas por cada kg de
 H₂ producido

export_price_eur_mwh: float = 0 # Precio de venta a red por excedente
 renovable (€/MWh). Poner a 0 si no se desea exporta a red.

capex_electrolyser_meur: float = 35 # Inversión en stack del electrolizador (M€)

capex_balance_meur: float = 20 # Inversión en balance de planta (M€)

contingency_pct: float = 0.05 # Porcentaje de contingencia aplicado al
 CAPEX total

stack_replacement_year: int = 10 # Año en que se reemplaza el stack del
 electrolizador

stack_replacement_pct: float = 0.25 # Coste del reemplazo del stack (% del
 CAPEX original)

degradation_rate: float = 0.01 # Degradación anual de la producción de H₂ (1%
 anual)

capex_hybrid_meur: float = 59.1 # Inversión total del parque híbrido (solar +
 eólica) (M€)

capex_solar_meur: float = 18.8 # Inversión solar en millones de euros

capex_wind_meur: float = 40.3 # Inversión eólica en millones de euros

opex_fixed_pct_capex: float = 0.03 # Coste OPEX fijo del electrolizador (%
 anual sobre su CAPEX)

opex_var_elec_eur_mwh: float | None = None # Coste variable por electricidad
 consumida si se compra (€/MWh)

elec_consumption_kwh_kgH2: float = 50.4 # Consumo específico del electrolizador
 (kWh/kg H₂)

compression_cost_eur_kg: float = 0.6 # €/kg H₂ comprimido

project_life: int = 30 # Vida útil del proyecto (años)

discount_rate: float = 0.08 # Tasa de descuento para VAN y LCOH (8%)

debt_ratio: float = 0.7 # % del CAPEX financiado

```

debt_interest_rate: float = 0.04          # Interés anual del préstamo
debt_term_years: int = 15                 # Plazo en años

# === FUNCIÓN DE PAGO ANUAL DE DEUDA ===
def calcular_pago_deuda_anual(capex_total, p: FinancialInputs):
    principal = capex_total * 1e6 * p.debt_ratio
    r = p.debt_interest_rate
    n = p.debt_term_years
    annuity = principal * (r * (1 + r) ** n) / ((1 + r) ** n - 1)
    return annuity / 1e6 # En millones de €

# === FUNCIÓN DE VISUALIZACIÓN ===
def graficar_flujos(cashflows):
    plt.figure(figsize=(10, 5))
    plt.plot(range(len(cashflows)), cashflows, marker='o')
    plt.xlabel('Año')
    plt.ylabel('Flujo Neto (M€)')
    plt.title('Flujos de Caja del Proyecto')
    plt.grid(True)
    plt.tight_layout()
    plt.show()

# === EXPORTACIÓN DE PARÁMETROS ===
def exportar_parametros(p: FinancialInputs, writer):
    df_parametros = pd.DataFrame([vars(p)]).T.reset_index()
    df_parametros.columns = ['Parámetro', 'Valor']
    df_parametros.to_excel(writer, sheet_name="Parámetros", index=False)

def calcular_lcoe(produccion_anual_mwh: dict, capex_meur: float, potencia_kw: float,
opex_fijo_kw: float,

```

```
        opex_var_mwh: float, discount_rate: float, esc: float = 0.02, años: int = 30) -  
> float:
```

```
    capex = capex_meur  
    opex = []  
    energia = []  
    for yr in range(1, años + 1):  
        escalado = (1 + esc) ** (yr - 1)  
        opex_fijo = potencia_kw * opex_fijo_kw * escalado / 1e6 # en M€  
        opex_var = produccion_anual_mwh.get(yr + 2025 - 1, 0.0) * opex_var_mwh *  
escalado / 1e6 # en M€  
        opex_total = opex_fijo + opex_var  
        opex.append(opex_total)  
        energia.append(produccion_anual_mwh.get(yr + 2025 - 1, 0.0))  
  
    npv_costes = capex + npf.npv(discount_rate, opex) # M€  
    npv_energia = npf.npv(discount_rate, energia) # MWh  
  
    lcoe = (npv_costes * 1e6) / npv_energia if npv_energia > 0 else None # €/MWh  
    return lcoe
```

```
def compute_irr(h2_annual_ton: float):  
    p = FinancialInputs(h2_annual_ton=h2_annual_ton)  
    ruta_excel = r"C:\Users\jaciv\Desktop\CURSO_24-25\TFG - Hidrógeno  
Verde\PLANTA HIDROGENO VERDE\PLANTA HIBRIDA  
EOLICA+SOLAR\COMPARACION PLANTAS HIBRIDAS\SIM1 -  
20DCSOLAR+30ACEOLICA\Produccion_30Años_Solar_Eolica_SOC_kW.xlsx"  
    df = pd.read_excel(ruta_excel)  
    df.columns = [c.strip() for c in df.columns]  
    df.columns = [c.strip() for c in df.columns]  
    df["Datetime"] = pd.to_datetime(df["Datetime"])  
    df["Mes"] = df["Datetime"].dt.month  
    df["Hora"] = df["Datetime"].dt.hour
```

```

df["Año"] = df["Datetime"].dt.year

# Limitar la producción solar y eólica a su potencia máxima instalada

df["Solar Production (kW)"] = df["Solar Production
(kW)"].clip(upper=SOLAR_KWDC)

df["Wind Production (kW)"] = df["Wind Production
(kW)"].clip(upper=WIND_KWAC)

# === Producción anual solar y eólica en MWh ===

prod_solar_mwh_anual = (df.groupby("Año")["Solar Production (kW)"].sum() /
1000).to_dict()

lcoe_solar = calcular_lcoe(prod_solar_mwh_anual, p.capex_solar_meur,
SOLAR_KWDC, OM_SOLAR_FIXED, 0, p.discount_rate)

# Restricción eólica por movimiento de aves en verano. De acuerdo a normativa.

cond_corte = (df["Mes"].between(7, 9) & ((df["Hora"] < 7) | (df["Hora"] > 21)) &
(df["Wind Speed (m/s)"] < 6))

df["Wind Prod Ajust (kW)"] = np.where(cond_corte, 0.0, df["Wind Production
(kW)"])

df["ProduccionUtil (kW)"] = df["Solar Production (kW)"] + df["Wind Prod Ajust
(kW)"]

prod_wind_mwh_anual = (df.groupby("Año")["Wind Prod Ajust (kW)"].sum() /
1000).to_dict()

lcoe_wind = calcular_lcoe(prod_wind_mwh_anual, p.capex_wind_meur,
WIND_KWAC, OM_WIND_FIXED, OM_WIND_VAR, p.discount_rate)

energia_anual_exportada = {}

if p.export_price_eur_mwh > 0:

    cond_exced = df["ProduccionUtil (kW)"] > 30_000

    cond_soc = df["Battery SOC (%)"] >= 90

    exced_kw = df.loc[cond_exced & cond_soc, "ProduccionUtil (kW)"] - 25_000

    df.loc[cond_exced & cond_soc, "Export_MWh"] = exced_kw / 1_000

    energia_anual_exportada = df.groupby("Año")["Export_MWh"].sum().to_dict()

```

```

primer = min(energia_anual_exportada)

energia_anual_exportada = {a - primer + 1: v for a, v in
energia_anual_exportada.items()}

wind_mwh_anual = (df.groupby("Año")["Wind Prod Ajust (kW)"].sum() /
1_000).to_dict()

capex_elec = p.capex_electrolyser_meur + p.capex_balance_meur
capex_total_0 = (capex_elec + p.capex_hybrid_meur) * (1 + p.contingency_pct)
equity_inicial = capex_total_0 * (1 - p.debt_ratio)
pago_deuda_anual = calcular_pago_deuda_anual(capex_total_0, p)
cashflows = [-equity_inicial]
print(f'Flujo año 0: {cashflows[0]:.2f} M€')

produccion_anual_h2 = []
resultados_anuales = []
consumo_aux_kwh_anual = p.servicios_aux_pct * p.potencia_total_kw * 8760

for yr in range(1, p.project_life + 1):
    base, offset = (0.00, 0) if yr <= p.stack_replacement_year else (0.02,
p.stack_replacement_year) if yr <= 2 * p.stack_replacement_year else (0.03, 2 *
p.stack_replacement_year)
    degr = min(base + (yr - offset - 1) * p.degradation_rate, 1.0)
    kg_H2 = p.h2_annual_ton * 1_000 * (1 - degr)
    produccion_anual_h2.append((yr, kg_H2))

    ingreso_H2 = kg_H2 * p.h2_price_eur_kg / 1e6
    ingreso_CO2 = kg_H2 * p.co2_ton_per_kgH2 * p.co2_credit_eur_t / 1e6
    ingreso_export = energia_anual_exportada.get(yr, 0.0) * p.export_price_eur_mwh /
1e6

    esc = (1 + OM_ESC_RATE) ** (yr - 1)

```

```

opex_solar = SOLAR_KWDC * OM_SOLAR_FIXED / 1e6 * esc
opex_wind_fixed = WIND_KWAC * OM_WIND_FIXED / 1e6 * esc
opex_wind_var = wind_mwh_anual.get(yr, 0.0) * OM_WIND_VAR / 1e6 * esc
opex_batt = BATT_KWH * OM_BATT_FIXED / 1e6 * esc
if yr == BATT_REPL_YEAR:
    opex_batt += BATT_KWH * OM_BATT_REPL / 1e6

# Consumo electrólisis
mwh_cons = kg_H2 * p.elec_consumption_kwh_kgH2 / 1_000
opex_var_elec = (mwh_cons * p.opex_var_elec_eur_mwh / 1e6) if
p.opex_var_elec_eur_mwh else 0.0
opex_fixed_elec = p.opex_fixed_pct_capex * capex_elec

# Servicios auxiliares: energía comprada mediante PPA
mwh_aux = consumo_aux_kwh_anual / 1_000
coste_ppa_aux = mwh_aux * PPA_EUR_MWH / 1e6

compresion = kg_H2 * p.compression_cost_eur_kg / 1e6
pago_deuda = pago_deuda_anual if yr <= p.debt_term_years else 0

opex_total = opex_fixed_elec + opex_solar + opex_wind_fixed + opex_wind_var
+ opex_batt + opex_var_elec + coste_ppa_aux + compresion + pago_deuda

capex_stack_repl = p.stack_replacement_pct * p.capex_electrolyser_meur if yr in
[p.stack_replacement_year, 2 * p.stack_replacement_year] else 0.0

flujo = ingreso_H2 + ingreso_CO2 + ingreso_export - opex_total -
capex_stack_repl

cashflows.append(flujo)

print(f"Año {yr:02d} | Flujo: {flujo:.2f} M€ | Ingreso H2: {ingreso_H2:.2f} | CO2:
{ingreso_CO2:.2f} | OPEX: {opex_total:.2f}")

```

```

resultados_anuales.append({
    "Año": yr,
    "Flujo Neto (M€)": round(flujo, 2),
    "Ingreso H2 (M€)": round(ingreso_H2, 2),
    "Ingreso CO2 (M€)": round(ingreso_CO2, 2),
    "OPEX Total (M€)": round(opex_total, 2)
})

```

```
irr = npf.irr(cashflows)
```

```
npv = npf.npv(p.discount_rate, cashflows)
```

```
payback = None
```

```
acumul = cashflows[0]
```

```
for i, cf in enumerate(cashflows[1:], 1):
```

```
    acumul += cf
```

```
    if acumul >= 0:
```

```
        payback = i
```

```
        break
```

```
# === CÁLCULO LCOH CORRECTO ===
```

```
    total_kg = sum(kg for _, kg in produccion_anual_h2)
```

```
opex_list = []
```

```
for yr in range(1, p.project_life + 1):
```

```
    esc = (1 + OM_ESC_RATE) ** (yr - 1)
```

```
    opex_solar = SOLAR_KWDC * OM_SOLAR_FIXED / 1e6 * esc
```

```
    opex_wind_fixed = WIND_KWAC * OM_WIND_FIXED / 1e6 * esc
```

```
    opex_wind_var = wind_mwh_anual.get(yr, 0.0) * OM_WIND_VAR / 1e6 * esc
```

```
    opex_batt = BATT_KWH * OM_BATT_FIXED / 1e6 * esc
```

```
    if yr == BATT_REPL_YEAR:
```

```

opex_batt += BATT_KWH * OM_BATT_REPL / 1e6

degr = min(
    0.00 if yr <= p.stack_replacement_year else
    0.02 if yr <= 2 * p.stack_replacement_year else
    0.03 + (yr - 2 * p.stack_replacement_year - 1) * p.degradation_rate, 1.0)
kg_H2 = p.h2_annual_ton * 1_000 * (1 - degr)
mwh_cons = kg_H2 * p.elec_consumption_kwh_kgH2 / 1_000
opex_var_elec = (mwh_cons * p.opex_var_elec_eur_mwh / 1e6) if
p.opex_var_elec_eur_mwh else 0.0

opex_fixed_elec = p.opex_fixed_pct_capex * capex_elec

#  Nuevos componentes
compresion = kg_H2 * p.compression_cost_eur_kg / 1e6
pago_deuda = pago_deuda_anual if yr <= p.debt_term_years else 0

opex_total = (
    opex_fixed_elec +
    opex_solar +
    opex_wind_fixed +
    opex_wind_var +
    opex_batt +
    opex_var_elec +
    compresion +
    pago_deuda
)

if yr in [p.stack_replacement_year, 2 * p.stack_replacement_year]:
    opex_total += p.stack_replacement_pct * p.capex_electrolyser_meur

```

```

    opex_list.append(opex_total)

costes_operativos_actualizados = npf.npv(p.discount_rate, opex_list)
coste_total_actualizado = capex_total_0 + costes_operativos_actualizados
lcoh = (coste_total_actualizado / total_kg) * 1e6 if total_kg > 0 else None

    return irr, npv, cashflows, energia_anual_exportada, payback, lcoh,
resultados_anuales, lcoe_solar, lcoe_wind

if __name__ == "__main__":
    irr, npv, cf, ing_exp, payback, lcoh, res_anuales, lcoe_solar, lcoe_wind =
compute_irr(2946.6)

    print("\nResumen:")
    print("TIR:", f"{irr*100:.1f}%" if irr else "NaN")
    print("VAN:", f"{npv:.2f} M€")
    print("Payback:", payback)
    print(f"LCOE SOLAR = {lcoe_solar:.2f} €/MWh")
    print(f"LCOE EOLICO = {lcoe_wind:.2f} €/MWh")
    print(f"LCOH = {lcoh:.2f} €/kg")

    # Crear DataFrame de resultados anuales (añadir año 0)
df_resultados = pd.DataFrame(res_anuales)
df_resultados.loc[-1] = {
    "Año": 0,
    "Flujo Neto (M€)": round(cf[0], 2),
    "Ingreso H2 (M€)": np.nan,
    "Ingreso CO2 (M€)": np.nan,
    "OPEX Total (M€)": np.nan
}
df_resultados.sort_index(inplace=True)

```

```
# === CÁLCULO LCOE SOLAR Y EÓLICA ===
```

```
# Crear DataFrame del resumen final
```

```
resumen_final = pd.DataFrame({  
    "Indicador": ["TIR", "VAN", "Payback", "LCOH real", "LCOE Solar", "LCOE  
Eólica"],  
    "Valor": [f"{irr*100:.1f}%", f"{npv:.2f} M€", f"{payback} años", f"{lcoh:.2f}  
€/kg", f"{lcoe_solar:.2f} €/MWh", f"{lcoe_wind:.2f} €/MWh"]  
})
```

```
# Crear gráfico de cashflow
```

```
graficar_flujos(cf)
```

```
# Guardar en Excel
```

```
ruta_excel = r"C:\Users\jaciv\Desktop\CURSO_24-25\TFG - Hidrógeno  
Verde\PLANTA HIDROGENO VERDE\PLANTA HIBRIDA  
EOLICA+SOLAR\COMPARACION PLANTAS HIBRIDAS\SIM1 -  
20DCSOLAR+30ACEOLICA\Resultados_Financieros.xlsx"
```

```
with pd.ExcelWriter(ruta_excel, engine="xlsxwriter") as writer:
```

```
    df_resultados.to_excel(writer, sheet_name="Flujos por año", index=False)
```

```
    resumen_final.to_excel(writer, sheet_name="Resumen", index=False)
```

```
print(f"\n✅ Resultados exportados a {ruta_excel}")
```

CORRECCION_DATOS_SIMULACION

""""

Corrección y enriquecimiento de datos de simulación

Este script lee:

1. Un archivo Excel de resultados horarios (`RESULTADOS_SIMULACION.xlsx`).
2. Un archivo ****TMYx**** de velocidad de viento (`Tarifa_100m_TMYx.csv`).

Y genera un ****Excel limpio**** (`Produccion_30Años_Solar_Eolica_SOC_kW.xlsx`) listo

para el cálculo de TIR con el nuevo `compute_irr()`.

- * Añade la columna ****«Wind Speed (m/s)»**** replicada para los 30 años.
- * Corrige la SOC (valores $>200 \Rightarrow \div 10\,000$).
- * Incluye la columna «Battery Electricity to grid from battery AC | (kW)».
- * El índice temporal ****comienza virtualmente en 2025-01-01 00:00**** para alinear la simulación con el año de arranque del proyecto.

Versión: 18-06-2025

""""

```
from __future__ import annotations
```

```
import numpy as np
```

```
import pandas as pd
```

```
from pathlib import Path
```

```
# === Parámetros ===
```

```
ruta_excel_original = r"C:\Users\jaciv\Desktop\CURSO_24-25\TFG - Hidrógeno Verde\PLANTA HIDROGENO VERDE\PLANTA HIBRIDA EOLICA+SOLAR\RESULTADOS_SIMULACION.xlsx"
```

```
ruta_viento = Path(r"C:\Users\jativ\Desktop\CURSO_24-25\TFG - Hidrógeno Verde\PLANTA HIDROGENO VERDE\PLANTA HIBRIDA EOLICA+SOLAR\Tarifa_100m_TMYx.srw")
```

```
hoja_produccion = "Hourly Data"
```

```
hoja_soc = "Lifetime Hourly Data"
```

```
nombre_salida = Path(r"C:\Users\jativ\Desktop\CURSO_24-25\TFG - Hidrógeno Verde\PLANTA HIDROGENO VERDE\PLANTA HIBRIDA EOLICA+SOLAR\Produccion_30Años_Solar_Eolica_SOC_kW.xlsx")
```

```
n_hours = 8760
```

```
n_years = 30
```

```
# Degradación y ruido producción (kW)
```

```
degradation_total = 0.10
```

```
noise_std = 0.05
```

```
# -----
```

```
# Funciones de lectura de viento
```

```
# -----
```

```
def load_wind_speed(path: str | Path, *, year_hours: int = 8_760) -> np.ndarray:
```

```
    """Carga una serie horaria de velocidad de viento en **m/s**.
```

```
    Detecta automáticamente el formato por extensión:
```

```
    - `.csv` / `.txt` → función `load_wind_speed_tmyx`
```

```
    - `.srw` → función `load_wind_speed_srw`
```

```
    """
```

```
    path = Path(path)
```

```
    if not path.exists():
```

```
        raise FileNotFoundError(f"No se encontró el archivo de viento: {path}")
```

```

if path.suffix.lower() == ".srw":
    return load_wind_speed_srw(path, year_hours=year_hours)
else:
    return load_wind_speed_tmyx(path, year_hours=year_hours)

def load_wind_speed_tmyx(path: Path, *, year_hours: int) -> np.ndarray:
    """Lee un archivo CSV con cabecera `speed,direction,...`."""
    # Localiza la línea de cabecera
    with path.open(encoding="utf-8", errors="ignore") as f:
        header_line = None
        for i, line in enumerate(f):
            if line.lower().startswith("speed"):
                header_line = i
                break
    if header_line is None:
        raise ValueError("Cabecera 'speed,' no encontrada en TMYx/CSV.")

    df = pd.read_csv(
        path,
        skiprows=header_line + 1,
        names=["speed", "direction", "temperature", "pressure"],
        header=None,
    )
    if len(df) < year_hours:
        raise ValueError(f'El CSV contiene {len(df)} registros < {year_hours}.')

    return df.loc[: year_hours - 1, "speed"].astype(float).values

def load_wind_speed_srw(path: Path, *, year_hours: int) -> np.ndarray:

```

```
"""Lee formato SRW (Meteonorm / PVsyst).
```

- Ignora líneas que empiezan por `*` o `#` (comentarios).
- Lee la **tercera columna** como velocidad (suele ser WS [m/s]).
- Detecta separador con **pandas** y devuelve un vector float.

```
"""
```

```
print(f" 📁 Analizando archivo SRW: {path.name}")

# Localiza la cabecera
with path.open(encoding="utf-8", errors="ignore") as f:
    header_line = None
    for i, line in enumerate(f):
        if line.lower().startswith("speed"):
            header_line = i
            break
    if header_line is None:
        raise ValueError("Cabecera 'speed,' no encontrada en SRW.")

# Leer con separador automático (espacios / tabs)
df = pd.read_csv(
    path,
    skiprows=header_line + 2,
    names=["speed", "direction", "temperature", "pressure"],
    header=None
)

# Filtrar comentarios con '#'
df = df[~df.iloc[:, 0].astype(str).str.startswith("#")]

print(f" 🔍 Dimensiones del archivo leído: {df.shape}")

print(f" 🔍 Primeras filas:\n{df.head(5)}")

if len(df) < year_hours:
```

```

        raise ValueError(f"El SRW contiene solo {len(df)} registros < {year_hours}
requeridos.")

ws = df.loc[:year_hours - 1, "speed"].astype(float).values

return ws

# -----
# Leer producción base (1 año) desde Excel
# -----

print(" 📖 Leyendo producción de 1 año...")
df_base = pd.read_excel(ruta_excel_original, sheet_name=hoja_produccion)
df_base.columns = [col.strip() for col in df_base.columns]

solar_base = df_base["PVWatts System power generated | (kW)"].values
wind_base = df_base["Wind System power generated | (kW)"].values

# -----
# Leer y corregir SOC + exportación desde hoja de 30 años
# -----

print(" 📖 Leyendo SOC y exportación de batería...")
df_soc = pd.read_excel(ruta_excel_original, sheet_name=hoja_soc)
df_soc.columns = [col.strip() for col in df_soc.columns]

col_soc = "Battery state of charge | (%)"
col_batt_export = "Battery Electricity to grid from battery AC | (kW)"

if col_soc in df_soc.columns:
    df_soc[col_soc] = df_soc[col_soc].apply(lambda x: x / 10000 if x > 200 else x)

```

```

soc_corrected = df_soc[col_soc].values

print("✅ SOC corregida (÷10.000 si >200).")
else:
    soc_corrected = np.full(n_hours * n_years, np.nan)
    print("⚠️ No se encontró la columna SOC.")

if col_batt_export in df_soc.columns:
    batt_export = df_soc[col_batt_export].to_numpy()
    print("✅ Columna de batería a red leída.")

else:
    batt_export = np.zeros(n_hours * n_years)
    print("⚠️ No se encontró la columna de exportación de batería.")

# -----
# 3. Leer velocidad de viento TMYx (1 año) y replicar 30×
# -----

print("📖 Leyendo velocidad de viento TMYx...")
wind_speed_year = load_wind_speed(ruta_viento, year_hours=n_hours)
wind_speed_full = np.tile(wind_speed_year, n_years)

# -----
# 4. Expandir producción solar/eólica 30 años con degradación + ruido
# -----

print("🔄 Generando serie de 30 años (producción kW)...")
np.random.seed(42)

solar_30y = []

```

```

wind_30y = []
total_30y = []

for year in range(n_years):
    degr_factor = 1.0 - (year / (n_years - 1)) * degradation_total
    noise = np.clip(np.random.normal(1.0, noise_std, n_hours), 0.9, 1.1)

    solar_year = solar_base * degr_factor * noise
    wind_year = wind_base * degr_factor * noise
    total_year = solar_year + wind_year

    solar_30y.append(solar_year)
    wind_30y.append(wind_year)
    total_30y.append(total_year)

solar_full = np.concatenate(solar_30y)
wind_full = np.concatenate(wind_30y)
total_full = np.concatenate(total_30y)

# Completar o recortar vectores secundarios a la misma longitud
if len(soc_corrected) < len(solar_full):
    soc_corrected = np.pad(soc_corrected, (0, len(solar_full) - len(soc_corrected)),
constant_values=np.nan)
if len(batt_export) < len(solar_full):
    batt_export = np.pad(batt_export, (0, len(solar_full) - len(batt_export)),
constant_values=0.0)

# === 4. Crear DataFrame final en kW ===

print("🇩🇪 Construyendo DataFrame final...")

```

```
start_date = pd.Timestamp("2025-01-01 00:00") # arranque virtual del proyecto
idx = pd.date_range(start=start_date, periods=n_hours * n_years, freq="h")
```

```
df_final = pd.DataFrame({
    "Datetime": idx,
    "Solar Production (kW)": solar_full,
    "Wind Production (kW)": wind_full,
    "Wind Speed (m/s)": wind_speed_full,
    "Total Production (kW)": total_full,
    "Battery SOC (%)": soc_corrected,
    "Battery to Grid (kW)": batt_export
})
```

```
# -----
# 6. Exportar a Excel
# -----
```

```
print("📁 Exportando a Excel limpio...")
df_final.to_excel(nombre_salida, index=False)
print(f"✅ Archivo exportado en: {nombre_salida}")
```

SIMULACION ELECTROLIZADOR

% === Electrolizador PEM: Simulación técnica completa para TFG ===

% === 1. Carga de datos desde Excel ===

```
file = 'Produccion_30Años_Solar_Eolica_SOC_kW.xlsx';
```

```
data = readtable(file, 'VariableNamingRule', 'preserve');
```

% Carga

```
pot_solar_kw = data("Solar Production (kW)");
```

```
pot_wind_kw = data("Wind Production (kW)");
```

```
batt_kw = data("Battery to Grid (kW)");
```

```
wind_speed = data("Wind Speed (m/s)");
```

```
timestamps = datetime(data.Datetime, 'InputFormat', 'yyyy-MM-dd HH:mm:ss');
```

% === Aplicar límites físicos de generación ===

```
pot_solar_kw = min(pot_solar_kw, 20000); % 20 MW
```

```
pot_wind_kw = min(pot_wind_kw, 30000); % 30 MW
```

```
batt_kw = min(batt_kw, 0); % si es el caso
```

% === 2. Producción renovable útil ===

```
pot_total_kw = pot_solar_kw + pot_wind_kw + batt_kw;
```

% === 3. Restricción por migración aviar (jul-sep, noche, $v < 6$) ===

```
mes = month(timestamps);
```

```
hora = hour(timestamps);
```

```
cond_mes = mes >= 7 & mes <= 9; % julio-septiembre
```

```
cond_noche = hora < 7 | hora > 21; % noche: <07 h ó >21 h
```

```

cond_viento = wind_speed < 6;          % viento bajo
cond_corte = cond_mes & cond_noche & cond_viento;

% anula únicamente la eólica (solar y batería siguen)
pot_wind_kw(cond_corte) = 0;

% vuelve a calcular producción total con el viento recortado
pot_total_kw = pot_solar_kw + pot_wind_kw + batt_kw;

% ==== 4. Recorte y parámetros básicos ====
pot_total_kw = pot_total_kw(1:8760);
pot_solar_kw = pot_solar_kw(1:8760);
pot_wind_kw = pot_wind_kw(1:8760);
pot_batt_kw = batt_kw(1:8760);
timestamps = timestamps(1:8760);
time_hours = (0:8759)';

% ==== 5. Parámetros del sistema ====
EFF_SYSTEM = 0.97;
pot_total_kw = pot_total_kw * EFF_SYSTEM;
eta_F = 0.98;      % Eficiencia Faradaica
Pn = 25000;       %Potencia nominal total electrolizadores
Pn_stack = 2500;  % Potencia nominal por stack [kW]
Pmin_stack = 0.1 * Pn_stack; % Potencia mínima de operación por stack
N_stacks = 10;   % Total de stacks

% Curva de eficiencia variable

```

```

load_pts = [0.2 0.5 0.8 1.0];
sec_energy_pts = [51.2 47.6 44.4 42.7]; % kWh/kg
assignin('base', 'load_pts', load_pts);
assignin('base', 'sec_energy_pts', sec_energy_pts);

% ==== 6. Cálculo técnico ====

% Distribución inteligente por stacks
P_total = min(pot_total_kw, N_stacks * Pn_stack); % Limitado a potencia total

% Inicializar vectores
P_in = zeros(size(P_total));
N_activos = zeros(size(P_total));

for t = 1:length(P_total)
    pot = P_total(t);

    % Máximo número de stacks que puedes activar sin bajar de potencia mínima
    n_on = floor(pot / Pmin_stack);
    n_on = min(n_on, N_stacks); % Nunca más de 10

    if n_on > 0
        P_stack = pot / n_on;
        if P_stack > Pn_stack
            P_stack = Pn_stack;
            n_on = floor(pot / P_stack); % recalculamos si excede
        end
        P_in(t) = n_on * P_stack; % potencia total real utilizada
        N_activos(t) = n_on;
    end
end

```

```

end

P_in_ts = timeseries(P_in, time_hours);
n_stacks_medio = mean(N_activos);
save('resultados_H2.mat', 'P_in_ts');

% Fracción de carga (0.2 a 1.0)
load_frac_stack = P_in ./ (N_activos * Pn_stack);
load_frac_stack(N_activos == 0) = 0; % evitar NaN
load_frac_stack = min(max(load_frac_stack, 0.2), 1.0); % limitar al rango útil

% Interpolación de consumo específico (kWh/kg)
HHV_H2_vec = interp1(load_pts, sec_energy_pts, load_frac_stack);

% Energía útil por kg de h
HHV_H2 = 39.4;

% Producción instantánea de hidrógeno [kg/h]
mdot_H2 = (eta_F * P_in) ./ HHV_H2_vec;

% Producción acumulada [kg]
m_H2_acum = cumsum(mdot_H2); % 1 h por paso

% Eficiencia [%]
eff = 100 * (mdot_H2 .* HHV_H2) ./ P_in;
eff(P_in == 0) = 0;

% ==== Curtailment anual
exceso_kw = max(pot_total_kw(1:8760) - Pn, 0);
curtailment_mwh = sum(exceso_kw) / 1000; % MWh desperdiciados en el año

```

```

% ==== 7. Resultados agregados ====
horas_op = sum(P_in > 0);
carga_media_op = mean(P_in(P_in > 0));
carga_media_anual = mean(P_in);
factor_capacidad = 100 * carga_media_anual / Pn;
produccion_total_ton = m_H2_acum(end) / 1000;

% Eficiencia media
eff_media_op = mean(eff(P_in > 0)); % eficiencia solo durante funcionamiento
eff_media_total = mean(eff); % eficiencia sobre el año completo

% ==== 8. Exportar a archivo y guardar ====
save('resultados_H2.mat', 'mdot_H2', 'm_H2_acum', 'eff', 'time_hours', 'P_in');

% Tabla para exportación
T = table(timestamps, P_in, mdot_H2, m_H2_acum, eff, ...
    'VariableNames', {'Fecha', 'Potencia_kW', 'Produccion_kg_h', 'Acumulado_kg',
    'Eficiencia_pct'});
writetable(T, 'resultados_H2.xlsx');

% ==== 9. GRÁFICAS ====
figure;
plot(time_hours, mdot_H2);
xlabel('Tiempo [h]');
ylabel('Producción H2 [kg/h]');
title('Producción instantánea de hidrógeno');

figure;
plot(time_hours, m_H2_acum);
xlabel('Tiempo [h]');

```

```

ylabel('Producción acumulada H2 [kg]');
title('Producción acumulada de hidrógeno');

figure;
plot(time_hours, eff);
xlabel('Tiempo [h]');
ylabel('Eficiencia [%]');
title('Eficiencia del electrolizador');

% --- Histograma con las 8 760 h (incluye los ceros) ---
frac_carga = P_in / Pn;          % 0 ... 1 (0 = apagado)

edges = 0:0.05:1;              % bins de 0,05
figure;
h = histogram(frac_carga, ...
              'BinEdges', edges, ...
              'Normalization', 'probability', ...
              'FaceColor', [0.2 0.6 0.8]);

xlabel('Fracción de carga (0 = apagado)');
ylabel('Frecuencia relativa');
title('Histograma anual de carga del electrolizador');
grid on

% --- Línea vertical con la media (= factor de capacidad) -----
fc_media = mean(frac_carga);    % 0.662 → 66,2 %
xline(fc_media, 'r--', 'LineWidth', 1.5, ...
      'Label', sprintf('\leftarrow media = %.2f (%.1f%%)', ...
                       fc_media, fc_media*100), ...
      'LabelOrientation', 'horizontal');

```

```
% === 10. RESUMEN TÉCNICO ===
```

```
fprintf("\n--- RESUMEN TÉCNICO ---\n");  
fprintf("Horas de operación: %.1f h/año\n", horas_op);  
fprintf("Carga media en operación: %.2f MW\n", carga_media_op / 1000);  
fprintf("Carga media anual: %.2f MW\n", carga_media_anual / 1000);  
fprintf("Factor de capacidad: %.1f %%\n", factor_capacidad);  
fprintf("Producción anual de H2: %.1f toneladas\n", produccion_total_ton);  
fprintf("Eficiencia media durante operación: %.1f %%\n", eff_media_op);  
fprintf("Eficiencia media anual (incluye horas inactivas): %.1f %%\n",  
eff_media_total);
```

```
% === 11. TABLA RESUMEN PARA MEMORIA (exportación y visualización) ===
```

```
ResumenIndicadores = table(...
```

```
["Horas de operación (anuales)";  
"Carga media durante operación (MW)";  
"Carga media anual (MW)";  
"Factor de capacidad (%)";  
"Energía desaprovechada por curtailment (MWh/año)";  
"Producción anual de H2 (ton)";  
"Eficiencia media durante operación (%)";  
"Eficiencia media anual total (%)";  
"Número medio de stacks activos (1–10)"], ...
```

```
[horas_op;  
carga_media_op / 1000;  
carga_media_anual / 1000;  
factor_capacidad;  
curtailment_mwh;  
produccion_total_ton;  
eff_media_op;
```

```
eff_media_total;  
n_stacks_medio], ...  
'VariableNames', {'Indicador', 'Valor'});
```

```
% Mostrar por consola
```

```
disp(' ');  
disp('--- TABLA RESUMEN PARA LA MEMORIA ---');  
disp(ResumenIndicadores);
```

```
% Exportar a Excel
```

```
writetable(ResumenIndicadores, 'indicadores_resumen_H2.xlsx');
```