COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Plan de Hidrógeno Verde en una Explotación Agrícola en Toledo

Autor: Antonio María Cubillo Martin

Director: Dr. Antonio García de Garmendia

Madrid

Julio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Plan de Hidrógeno Verde en una Explotación Agrícola en Toledo

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 4ºGITI 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.: Antonio María Cubillo Martin Fecha: 18 / 07 / 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Dr. Antonio María García de Garmendia Fecha: 18 / 07 / 2025

COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Plan de Hidrógeno Verde en una Explotación Agrícola en Toledo

Autor: Antonio María Cubillo Martin

Director: Dr. Antonio García de Garmendia

Madrid

Julio de 2025

Agradecimientos

A mi familia, que por su ímpetu y apoyo constante ha sido el motor de mi evolución y desarrollo en mi vida y estudios. En especial a mis abuelos y padres por ser un referente permanente y mostrarme siempre el camino a seguir.

Gracias, de corazón.

PLAN DE HIDRÓGENO VERDE EN UNA EXPLOTACIÓN AGRÍCOLA EN TOLEDO

Autor: Antonio María Cubillo Martin

Director: Dr. Antonio García de Garmendia

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: Hidrógeno verde, Descarbonización rural

1. Introducción

El interés energético de la iniciativa se centra en la valorización de recursos existentes desde los desarrollos energéticos renovables, al tiempo que preserva el uso tradicional y agrícola de la tierra, en contraste con prácticas observadas en Castilla-La Mancha, donde el desarrollo de proyectos renovables se centra en la implementación pura de parques solares, desplazando la actividad agrícola. El objetivo de este estudio es demostrar la viabilidad técnica de esa conversión in situ y cuantificar el beneficio operativo que obtendría un productor primario al adoptar la tecnología.

2. Definición del proyecto

La explotación de estudio, Dehesa de Buzarabajo (Arcicóllar), dispone de suministro energético renovable de instalación adyacente y abastecimiento de agua mediante bombeo. El proyecto se estructura en tres bloques: I. Captación y almacenamiento de agua, II. Producción de hidrógeno mediante electrólisis y III. Almacenamiento-expedición en fase gas. Se busca una integración con impacto mínimo, sin interferir en los usos productivos agrícolas tradicionales.

3. Descripción del modelo

Se resume la arquitectura del sistema: el excedente fotovoltaico alimenta en tiempo real el electrolizador; el agua se bombea a un embalse de 60 000 m³ que actúa de pulmón hídrico y depósito de regulación; el hidrógeno se comprime a 30 bar y se almacena en tanque estacionario en forma líquida. La planta presenta un consumo propio de 38 kW

en consumos auxiliares, en todo momento se modula la producción según el suministro para maximizar la eficiencia del sistema.

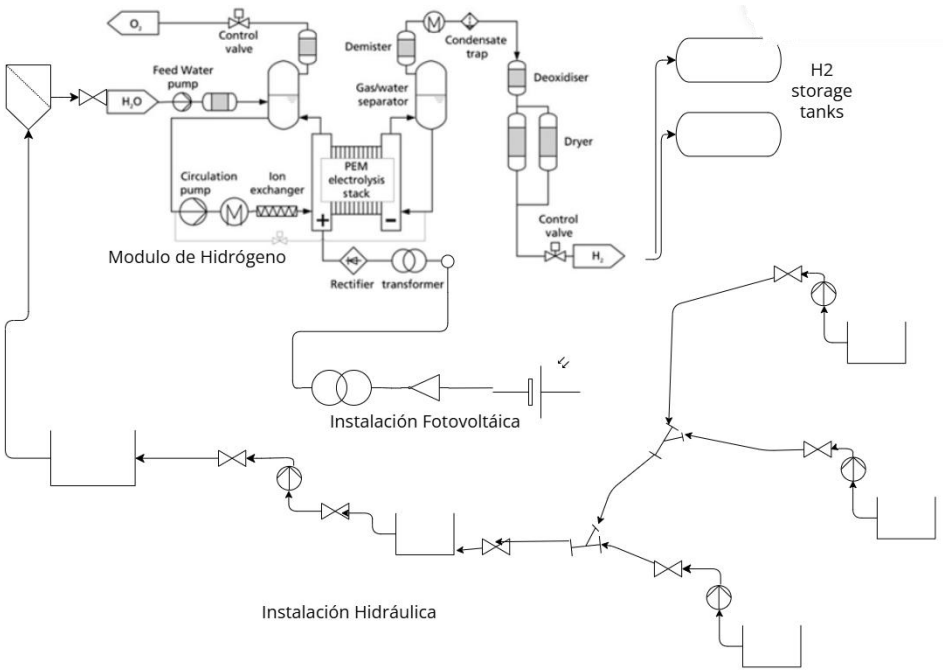


Figura 1 - Diagrama del sistema productivo. Fuente: Elaboración Propia 2025.

4. Resultados

El sistema de bombeo presenta una cadencia de llenado desde 2 m a nivel operativo en ≈ 112 h y desde mínimo estructural en ≈ 186 h, trabajado en condiciones estables. El modelado hidráulico mediante EPANET confirma el dimensionamiento de la instalación.

El excedente FV empleado como suministro, presenta una potencia neta ≥ 0,7 MW aprovechables durante todo el año, alcanzando 1,5 MW de potencia pico disponibles.

El balance energético anual resulta en una producción de hidrógeno de 6.800 MWh de H_2, y un consumo energético renovable de 2.600 MWh.

El balance económico de la planta presenta un EBITDA medio 1,0 M € año^{-1}, y un flujo de caja final con VAN positivo, IRR proyecto 11,8 % y Pay-back técnico en 7,8 años.

5. Conclusiones

El Plan de Hidrógeno Verde presenta una convergencia entre recursos solares, disponibilidad hídrica y abastecimiento y distribución rural, demostrando la viabilidad como modelo de producción de hidrógeno. El diseño satisface simultáneamente los criterios de continuidad de suministro hidráulico, modulación de producción respecto al excedente renovable y flexibilidad en el almacenamiento. El estudio confirma que la sostenibilidad técnica se alinea con la viabilidad económica, con un EBITDA medio ≈ 1,0 M €/año y margen operativo del 58 %, siendo IRR del proyecto un 11-12 %, permiten rentabilizar la inversión en un escenario de precios de venta moderados. La propuesta sienta así las bases de un modelo replicable para explotaciones agrícolas de similar tamaño, contribuyendo a la descarbonización de las explotaciones agrícolas y a la consolidación de los proyectos de hidrógeno previstos en la estrategia nacional y europea.

6. Referencias

1. Ministerie van Landbouw, V. (2020, marzo 3). *Spain: Agricultural land turning into solar farms - Nieuwsbericht - Agroberichten Buitenland* [Nieuwsbericht]. Ministerie van Landbouw, Visserij, Voedselzekerheid en Natuur. https://www.agroberichtenbuitenland.nl/actueel/nieuws/2020/03/03/spain-agricultural-lands-turning-into-solar-farms
2. Vidas, L., & Castro, R. (2021). Recent Developments on Hydrogen Production Technologies: State-of-the-Art Review with a Focus on Green-Electrolysis. *Applied Sciences*, *11*(23), Article 23. https://doi.org/10.3390/app112311363to%20Generico/1285429898029/Texto
3. Koj, J. C., Zapp, P., Wieland, C., Görner, K., & Kuckshinrichs, W. (2025). Green hydrogen production by PEM water electrolysis up to the year 2050: Prospective life cycle assessment using learning curves. *Journal of Industrial Ecology*, *29*(1), 145-158. https://doi.org/10.1111/jiec.13592

GREEN HYDROGEN PLAN FOR AN AGRICULTURAL HOLDING IN TOLEDO

Author: Antonio María Cubillo Martín

Supervisor: Dr Antonio García de Garmendia

Collaborating Entity: ICAI – Comillas Pontificia University

PROJECT ABSTRACT

Keywords: Green hydrogen, Rural decarbonization

1. Introduction

The energy rationale of the initiative lies in adding value to existing resources through renewable-energy deployment while deliberately preserving traditional agricultural land use—a clear departure from prevailing practice in Castilla-La Mancha, where new renewable projects tend to be stand-alone solar parks that displace farming activity. This study therefore seeks to demonstrate the technical feasibility of such in-situ energy conversion and to quantify the operational benefit a primary producer can realise by adopting the technology.

2. Project definition

The reference site, Dehesa de Buzarabajo (Arcicóllar), has access to renewable power from an adjacent PV plant and to water via existing borehole pumping. The project is structured in three blocks: (I) water intake and storage, (II) hydrogen production by electrolysis and (III) compressed-gas storage and dispatch. The layout targets minimal interference with conventional crop operations.

3. System description

Figure 1 sketches the architecture: PV surplus feeds the electrolyser in real time; water is pumped to a 60 000 m^3 reservoir acting as hydraulic buffer and regulation pool; hydrogen is compressed to 30 bar and stored in a stationary cryogenic tank. Auxiliary loads amount to 38 kW, and production is modulated continuously to match available power, maximising system efficiency.

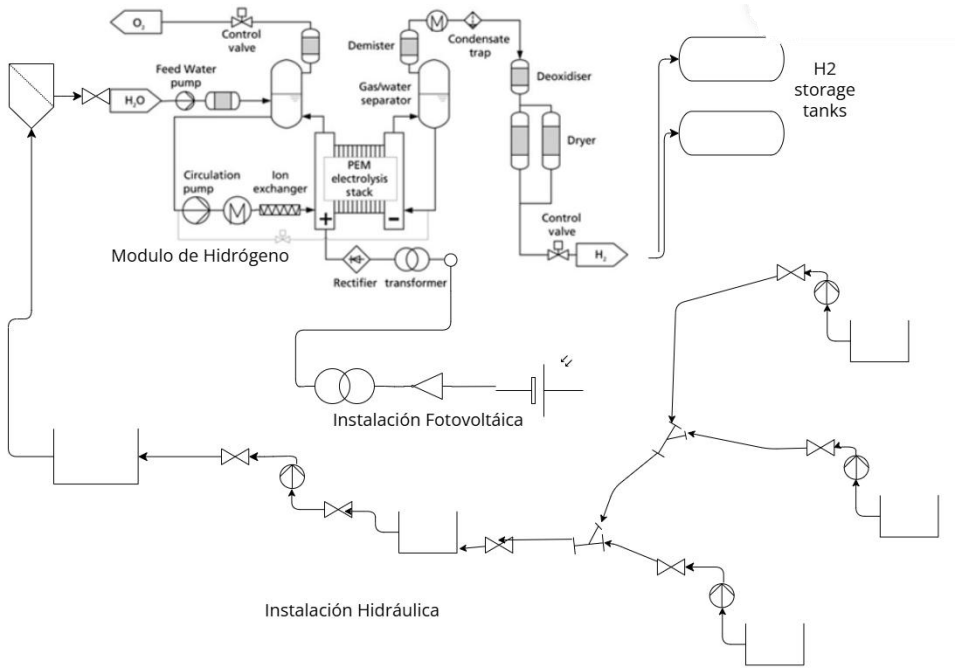


Figure 1 - Production system diagram. Source: Author's elaboration, 2025.

4. Results

The pumping system replenishes the reservoir from the 2 m operating level in ≈ 112 h and from the structural minimum in ≈ 186 h under steady-state conditions. Hydraulic modelling in EPANET confirms the sizing.

Net PV surplus delivers ≥ 0.7 MW all year round, with summer peaks of 1.5 MW.The annual energy balance results in 6 800 MWh H_2 produced and 2 600 MWh of renewable electricity consumed.

The economic balance shows an average EBITDA of € 1.0 million yr^{-1}, a positive NPV, a project IRR of 11.8 % and a technical pay-back of 7.8 years.

5. Conclusions

The Green Hydrogen Plan exhibits a strong synergy among solar resource, available water and rural supply-and-distribution networks, proving its suitability as a hydrogen-production model. The design simultaneously satisfies hydraulic continuity, production modulation with renewable surplus and flexible storage. Technical sustainability aligns with economic viability: an average EBITDA of ~€ 1 million yr^{-1}, a 58 % operating margin and a project IRR of 11–12 % make the investment attractive even under moderate product-price scenarios. The concept therefore provides a replicable blueprint for farms of comparable size, supporting agricultural decarbonisation and reinforcing the national and European hydrogen roadmaps.

6. References

1. Ministerie van Landbouw, V. (2020, marzo 3). *Spain: Agricultural land turning into solar farms - Nieuwsbericht - Agroberichten Buitenland* [Nieuwsbericht]. Ministerie van Landbouw, Visserij, Voedselzekerheid en Natuur. https://www.agroberichtenbuitenland.nl/actueel/nieuws/2020/03/03/spain-agricultural-lands-turning-into-solar-farms
2. Vidas, L., & Castro, R. (2021). Recent Developments on Hydrogen Production Technologies: State-of-the-Art Review with a Focus on Green-Electrolysis. *Applied Sciences*, *11*(23), Article 23. https://doi.org/10.3390/app112311363to%20Generico/1285429898029/Texto
3. Koj, J. C., Zapp, P., Wieland, C., Görner, K., & Kuckshinrichs, W. (2025). Green hydrogen production by PEM water electrolysis up to the year 2050: Prospective life cycle assessment using learning curves. *Journal*

Índice de la memoria

Índice de la memoria ..... ***I***

Índice de figuras ..... ***III***

Índice de Ilustraciones ..... ***IV***

Índice de tablas ..... ***VII***

1. Introducción ***9***

1.1 Motivación del proyecto 9

1.2 Breve análisis del contexto energético europeo 11

1.3 Emplazamiento del proyecto, Contexto y usos 13

2. Descripción de las Tecnologías ***16***

3. Estado de la Cuestión ***18***

3.1.1 Proyectos a gran escala de producción, aprovechamiento y distribución: *18*

3.1.2 Proyectos de producción de Hidrógeno con producción o sistema hibrido: *21*

3.1.3 Proyectos de integración directa de sistemas de aprovechamiento/producción de hidrógeno en procesos industriales/agroindustriales acordes con el proyecto: *23*

4. Definición del Modelo ***27***

4.1 Objetivos 28

4.2 Diagrama de flujo 29

4.3 Análisis previo de la Explotación 32

4.3.1 Análisis de la Planta fotovoltaica: Memoria de la Planta *32*

4.3.2 Análisis de la Planta fotovoltaica: Simulación PV GIS *35*

4.3.3 Climatología y características: Copernicus-Gis *40*

4.4 Diseño del modelo 44

4.4.1 Sistema de aguas: embalse *45*

4.4.2 Sistema de aguas: Abastecimiento, circuito y bombeo *48*

4.4.3 Sistema eléctrico: suministro y transporte *53*

4.4.4 Obra civil y Nave industrial *55*

4.4.5 Sistema productivo: Sistema de hidrolisis/electrólisis *61*
4.4.6 Sistema productivo: Tanques y Almacenamiento de Hidrógeno *67*
4.5 Implementación 71
4.6 Conclusión: 73
5. Desarrollo Práctico 74
5.1 Sistema de aguas, Cálculo de la balsa: Método de taludes 75
5.2 Sistema de aguas: Abastecimiento, circuito y bombeo 82
5.2.1 Cálculo y dimensionamiento en escala: Cotas y Cartografía *82*
5.2.1 Cálculo de la Instalación Principal, Simulación: *84*
5.3 Sistema eléctrico: suministro y transporte 99
5.4 Obra civil y Nave industrial: 105
5.5 Sistema productivo: Sistema de hidrolisis/electrólisis 121
5.6 Conclusiones del diseño: 127
6. PLANIFICACIÓN Y ESTIMACIÓN ECONÓMICA 128
6.1 Consideraciones e Hipótesis 128
6.2 Estudio económico: 130
6.3 Conclusión 135
7. Análisis De Resultados y Conclusiones 137
8. Bibliografía 140
1. ANEXO I: Documentación 145
1.1 Cartografía del Proyecto 145
1.1.1 Cartografía de la explotación: Dehesa de Buzarabajo *145*
1.2 Documentos e Informes de elaboración propia: 148
1.2.1 Informes de Simulación PV GIS: *148*
1.2.2 PLANOS CONSTRUCTIVOS: OBRA CIVIL E INSTALACIONES *151*
1.3 Documentos de referencia externos 156
1.3.1 Hoja de características del Módulo de Electrólisis *156*
1.3.2 Extracto del Informe: Planta fotovoltaica Arcicóllar *158*

Índice de figuras

Figura 1 - Diagrama del sistema productivo. Fuente: Elaboración Propia 2025..... 6
Figura 2 - Diagrama de transformación del mix energético renovable en un escenario 20
Figura 3 - Diagrama de Desarrollo de la metodología de Proyecto. Fuente: Elaboración propia, 2025 31
Figura 4 - Diagrama de Funcionamiento de la planta. Fuente: Elaboración propia 2025 ... 44
Figura 5 - Sección de dique Homogéneo con drenes en base y pie. Fuente: Ábacos Para El Dimensionamiento De Los Taludes. Estaire 1971”..... 47
Figura 6 - Ábaco de Taylor para el Cálculo de Taludes. Fuente: Fundamentals of Soil Mechanics, Taylor. D, 1961 47
Figura 7 - Diagrama de la instalación Hidráulica. Fuente: Elaboración propia 2025 49
Figura 8 - Diagrama de la Instalación Hidráulica Principal. Fuente: Elaboración propia 2025 52
Figura 9 - Esquema de Flechas de una estructura en Anañlisis de estabilidad estructural. Fuente: Ct-DB-SE-A 56
Figura 10 - Módulo de electrólisis Membrana polimérica. Fuente: Schropp, E.,et al (2021) 64
Figura 11 - Módulo de electrólisis alcalino AWE. Fuente: Smolinka et al, 2015..... 64
Figura 12 - Diagrama Unifilar completo de la instalación 73
Figura 13 - Ábaco de Taylor para el Cálculo de Taludes. Fuente: Fundamentals of Soil Mechanics, Taylor. D, 1961 75
Figura 14 - Cálculo de los Valores de Diseño de Talud..... 78
Figura 15 - Dimensiones de talud en la sección más solicitada. Fuente: Elaboración propia 2025 79
Figura 16 - Diagrama lógico del Control de bombeo. Fuente: Elaboración propia 2025 .. 96
Figura 17 - Evolución de Producción solar anual en KW/h. Fuente: Elaboración propia 2025 99

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1- Fotografía aérea de la explotación Dehesa de Buzarabajo. Fuente: Elaboración propia, 2025 13
Ilustración 2 - Fotografía del Sistema de acueducto y Sistema de pozos y bombeo. Fuente: Elaboración propia, 2025 15
Ilustración 3 - Mapa de los European Hydrogen Valleys. Fuente: Clean Hydrogen Partnership, 2025 19
Ilustración 4 - Proyecto Life Rewind, Producción de Hidrógeno y regadío de viñedo. Fuente: Carroquino et al, 2019 24
Ilustración 5 - Situación de las instalaciones de la Planta fotovoltaica Arcicóllar. Fuente: Proyecto Planta fotovoltaica, Arcicóllar, 2018. 32
Ilustración 6 - Interfaz software PV GIS, Módulo de localización. Fuente: Elaboración propia, 2025 35
Ilustración 7 - Gráfica de Evolución Irradiación Solar Anual. Fuente: Elaboración propia, 2025 37
Ilustración 8 - Gráfica de Evolución Anual de la Temperatura (ºC) 37
Ilustración 9 - Gráfica de Irradiación solar particularizada en la Instalación (kWh/m2). Fuente: Elaboración propia, 2025 38
Ilustración 10 - Evolución anual de la Producción (kW/h). Fuente: Elaboración propia, 2025 38
Ilustración 11 - Evolución mensual de las Precipitaciones. Fuente: Elaboración propia, 2025 40
Ilustración 12 - Evolución interanual de las precipitaciones. Fuente: Elaboración propia, 2025 41
Ilustración 13 - Evolución mensual de las Temperaturas. Fuente: Elaboración propia, 2025 42
Ilustración 14 - Evolución de la media diaria de Temperaturas. Fuente: Elaboración propia, 2025 42
Ilustración 15 - Curvas de nivel para el diseño de la balsa. Fuente: Elaboración propia, 2025 46

Ilustración 16 - Situación de las Zonas de Instalación Hidráulicas 48
Ilustración 17 - Localización de la Nave principal 55
Ilustración 18 - Mapa de división de las zonas según la combinación de acciones a tener en cuenta. Fuente CT-DB-SE-A, 2006 58
Ilustración 19 - Esquema de las tecnologías de electrolizadores comerciales. Fuente: Center On Global Energy Policy, Columbia – Sipa, 2025 61
Ilustración 20 - Electrolizador tipo Stack, 450KW. Fuente: Stargate hydrogen 2025 65
Ilustración 21 - Aplicación de Electrolizador en Container 66
Ilustración 22 - Aplicación estacionaria del almacenamiento móvil estandarizado. Fuente: Linde Engineering, 2025 67
Ilustración 23 - Sistema de transporte por tráiler del depósito de almacenamiento. Fuente: Linde Engineering, 2025. 69
Ilustración 24 - Mapa de seccionamiento de la Instalación. Fuente: Elaboración propia 2025 74
Ilustración 25 - Plano en Planta del embalse. Fuente: Elaboración propia 2025 80
Ilustración 26 - Plano de Axonometría del embalse. Fuente: Elaboración propia 2025 81
Ilustración 27 - Cartografía de la Localización de la Instalación Principal - Catastro Virtual 82
Ilustración 28 - Superposición de la Cartografía de Catastro y escalado del plano 83
Ilustración 29 - Cartografía importada en modelo Epanet 83
Ilustración 30 - Diseño de Instalación sobre Cartografía desde Epanet. Fuente: Elaboración Propia 2025 85
Ilustración 31 - Primera simulación del Sistema. Fuente: Elaboración Propia 2025 87
Ilustración 32 - Segunda simulación del Sistema. Fuente: Elaboración Propia 2025 88
Ilustración 33 - Evolución del llenado del Embalse Ppal. Fuente: Elaboración Propia 2025 91
Ilustración 34 - Elección de Bomba principal. Fuente: Sulzer Absel 2025 91
Ilustración 35 - Bomba Principal, Sulzer SMD 200-325 B. Fuente: Sulzer Absel 2025 92
Ilustración 36 - Elección de Bomba Sumergible. Fuente: Sulzer Absel 2025 93

Ilustración 37 – Bombas Sumergibles, Sulzer – XFP100E CB1. Fuente: Sulzer Absel 2025 93
Ilustración 38 - Simulación del Sistema para condición habitual. Fuente: Elaboración Propia 2025 96
Ilustración 39 - Resultados de las conexiones para el caso habitual para t=50h. Fuente: Elaboración Propia 2025 97
Ilustración 40 - Evolución del llenado del Embalse Ppal en condiciones habituales. Fuente: Elaboración Propia 2025 98
Ilustración 41 - Perfil de producción en día promedio de invierno. Fuente: Elaboración propia 2025. 100
Ilustración 42 - Perfil de producción en día promedio de invierno. Fuente: Elaboración propia 2025. 100
Ilustración 43 - Balance estacional de la Producción Fv. Fuente: Elaboración propia 2025 101
Ilustración 44 - Balance de la Producción sobre Mix. Fuente: Elaboración propia 2025 . 101
Ilustración 45 - Balance de la Producción sobre Mix. Fuente: Elaboración propia 2025 . 102
Ilustración 46 - Excedente Porcentual sobre demanda. Fuente: Elaboración propia 2025 102
Ilustración 47 - Excedente absoluto de Planta FV Arcicóllar. Fuente: Elaboración propia 2025 103
Ilustración 48 - Vistas de la estructura de la nave, CYpe 105
Ilustración 49 - Cálculo inicial de esfuerzo sobre pilares, Cypecad. Fuente: Elaboración propia, 2025 106
Ilustración 50 - Coeficientes de pandeo en la estructura, Cype. Fuente: Elaboración propia 2025 107
Ilustración 51 - Estructura y perfilería de la estructura. Fuente: Elaboración propia, 2025 111
Ilustración 52 - Vista de planta de la Nave. Fuente: Elaboración propia 2025 114

Índice de tablas

Tabla 1 – Hoja de características de la Instalación Fotovoltaica. Fuente: Informe Planta Fotovoltaica Arcicóllar, 2018 33
Tabla 2 - Datos de Evolución anual de Irradiación Solar en la localización de la instalación (kWh/m2). Fuente: Elaboración propia, 2025 36
Tabla 3 - Datos de producción Mensuales. Fuente: Elaboración propia, 2025 39
Tabla 4 - KPIs Planta fotovoltaica PVGIS 39
Tabla 5 - Consideraciones de Diseño según climatología. Fuente: Elaboración propia: 2025 43
Tabla 6 - Coeficientes según el efecto de la acción. Fuente: CT-DB-SE 57
Tabla 7 - Ponderaciones de cálculo a pandeo según condición en el extremo del perfil. Fuente: CT-DB-SE-A 59
Tabla 8 - Tabla de entrada a la curva de pandeo para un perfil laminado en I. Fuente: CT-DB-SE-A 59
Tabla 9 - Curva de pandeo para el cálculo de la esbeltez del perfil. Fuente: CT-DB-SE-A60
Tabla 10 - Características De Electrolizadores disponibles. Fuente. elaboración propia 2025 63
Tabla 11 - Características del Tanque de Almacenamiento. Fuente: Linde Engineering,2025 68
Tabla 12 - Valores del Factor de Seguridad para Estabilidad de taludes, Norma EC-7. Fuente: Estaire, 2013 76
Tabla 13 - Tabla de Propiedades de Suelos. Fuente:CT-DB-SE-C 77
Tabla 14 - Valores del Cálculo de taludes 77
Tabla 15 - Resultados del Cálculo de Movimiento de tierras para talud. Fuente: Elaboración propia, 2025. 80
Tabla 16 - Situación de los nodos de la red 85
Tabla 17 - Situación de las tuberías en la red 86
Tabla 18 - Resultados de la primera simulación. Fuente: Elaboración Propia 2025 87

Tabla 19 - Resultados de las uniones de la segunda simulación para t=50h. Fuente: Elaboración Propia 2025 89
Tabla 20 - Resultados de los nudos de la segunda simulación para t=50h. Fuente: Elaboración Propia 2025 90
Tabla 21 - Características de la Bomba Principal, Sulzer – Serie SMD (modelo SMD 200-325 B). Fuente: Sulzer Absel 2025 92
Tabla 22 - Características de la Bomba Principal, Sulzer – XFP100E CB1. Fuente: Sulzer Absel 2025 94
Tabla 23 - Coeficientes de simultaneidad, CYPE. Elaboración propia, 2025 106
Tabla 24 - Ponderaciones de cálculo a pandeo según condición en el extremo del perfil. Fuente: CT-DB-SE-A 107
Tabla 25 - Tabla de Tipo de Acero en perfil estructural 108
Tabla 26 - Datos de Cálculo según el perfil y orientación. Fuente: Elaboración propia 2025 108
Tabla 27 - Tabla de entrada a la curva de pandeo para un perfil laminado en I. Fuente: CT-DB-SE-A 109
Tabla 28 - Resumen de Estimación excedente Fv. Fuente: elaboración propia,2025. 122
Tabla 29 - Estimación de los consumos de la instalación distintos al electrolizador. Fuente: Elaboración propia 2025. 123
Tabla 30 - Modelos de electrolizadores compatibles 124
Tabla 31 - Elección del módulo de electrolisis. Fuente: Elaboración propia, 2025. 125
Tabla 32 - Resultados y KPI del Cálculo Económico. Fuente: Elaboración propia 2025. 136

1. INTRODUCCIÓN

Este proyecto se centra en abordar el plan de desarrollo e implementación de un sistema de aprovechamiento energético a través de hidrogeno verde como vector energético en la explotación agrícola de la Dehesa de Buzarabajo, situada en el término municipal de Arcicóllar, provincia de Toledo. Las actividades principales de la explotación consisten en el cultivo del cereal en secano, olivar en marco tradicional, zonas de reforestación de encina, y pino y actividad cinegética. El proyecto estudia el desarrollo de la instalación de la planta de producción de hidrógeno verde, de forma simultánea a los procesos productivos agrícolas en la explotación, abordando la viabilidad estratégica, la sostenibilidad, y la evaluación técnico-económica desde una perspectiva de descarbonización.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La iniciativa de proyecto se basa en el desarrollo de un sistema de producción de hidrógeno verde en la explotación agrícola de la Dehesa de Buzarabajo, con el objeto de obtener un aprovechamiento energético renovable y descarbonizar la actividad agrícola de la explotación, estudiando las posibilidades que se presentan en el uso de los recursos existentes.

La transformación de un uso agrícola tradicional en un sistema agroindustrial energético constituye un pilar clave de la propuesta. El desarrollo de este proyecto supone una demostración de que otros aprovechamientos pueden ser aplicados en la agroindustria, dotándola de mejoras energéticas y técnicas.

Mediante la diversificación de las actividades de la explotación más allá del aspecto puramente productivo, se pretende establecer un modelo de desarrollo que permita la actualización y mejore la competitividad de este tipo de explotaciones.

Este enfoque, posiciona a la Dehesa de Buzarabajo dentro de un escenario práctico, donde se trata de demostrar que dicho sistema de aprovechamiento y desarrollo energético supone un modelo replicable y escalable de integración tecnológica en el sector agroindustrial.

El interés energético de la iniciativa se centra en la valorización de recursos existentes desde los desarrollos energéticos renovables, al tiempo que preserva el uso tradicional y agrícola de la tierra, en contraste con prácticas observadas en Castilla-La Mancha, donde el desarrollo de proyectos renovables se centra en la implementación pura de parques solares, desplazando la actividad agrícola.[1]

Este desarrollo energético supone la transformación del aprovechamiento, más que el establecimiento un nuevo sistema, manteniendo simultáneamente la producción de cultivo y donde se fomenta una explotación más intensiva. Esta convergencia fortalece la viabilidad de la propuesta como un caso práctico de sostenibilidad.

El beneficio principal radica, en definitiva, en su capacidad para generar un modelo replicable y escalable, alineado con el marco normativo europeo y nacional, como la Hoja de Ruta del Hidrógeno y el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima). Este proyecto de instalación no sólo supone una reducción significativa de las emisiones en la explotación, sino que también fomenta la innovación en la gestión de recursos, ofreciendo un esquema económico viable apoyado por fondos europeos.

---

1 Ministerie van Landbouw, 2020; *Unifying Policies to Support the Uptake of Green Hydrogen to Decarbonize Europe.* | *Interreg Europe*, (2024)

1.2 BREVE ANÁLISIS DEL CONTEXTO ENERGÉTICO EUROPEO

Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) representan uno de los mayores desafíos ambientales a nivel global, considerando el impacto ambiental del sector energético, industrial y agrícola como principales contribuyentes. Así mismo, desde estos ámbitos se ha impulsado la búsqueda de soluciones sostenibles a esta problemática, acompañado de normativas y estrategias de descarbonización, de forma que permitan reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

En este contexto, la Unión Europea y España han desarrollado marcos regulatorios y planes estratégicos para la transición hacia un modelo energético más sostenible, basado en fuentes renovables[2].

En el contexto de desarrollo actual, la UE se posiciona como el tercer mayor emisor detrás de China y Estados Unidos, seguido de India y Rusia [3]. A su vez, dentro de la UE, los principales emisores en 2023 fueron Alemania, Francia, Italia, Polonia y España. El sector de suministro de energía fue responsable del 27,4% de las emisiones de gases de efecto invernadero en la UE en 2023, seguido del transporte doméstico (23,8%), e industria (20,3%)[4].

En el caso de nuestro país, en 2023, descontando los Usos de la Tierra, Cambios de Uso de la Tierra y Silvicultura[5], las emisiones netas se estiman en 218,9 millones de toneladas de CO_2-eq. En este periodo, dividiendo por sectores el peso en el global de las emisiones de GEI, las actividades industriales supusieron un 18,6 %, la agricultura y ganadería en conjunto un 12,2 %, la producción y generación de electricidad un 11,4 % del total de emisiones registradas de CO_2 en 2023[6]

2 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030(s. f.)
3 Emisiones de gases de efecto invernadero por país y sector (infografía), (2018)
4 Cambio climático en Europa, (2018).
5 Miteco - Sector Usos de la Tierra, (s. f.)
6 Miteco, Emisiones De Gases De Efecto Invernadero, Serie 1990-2023, (s. f.).

Con objeto de resolver la problemática de emisiones, la UE planifica mediante la legislación, objetivos jurídicamente vinculantes a los países miembros, como los recogidos en la Agenda 2030.

En este contexto, España refuerza su compromiso con la descarbonización a través del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, estableciendo diversos objetivos vinculantes para la UE en 2030 y que se recogen a continuación [7]:

• 40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.

• 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta.

• 32,5% de mejora de la eficiencia energética.

• 15% interconexión eléctrica de los Estados miembros

[7] *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, (s. f.)*

1.3 EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO, CONTEXTO Y USOS

Para contextualizar el emplazamiento de la explotación agrícola de la Dehesa de Buzarabajo, se describen sus características geográficas, recursos disponibles y los usos históricos de la tierra, como referencias para evaluar el potencial de aprovechamiento energético de la explotación, considerando su extensión, condiciones climáticas y recursos naturales: la alta irradiación solar y la disponibilidad de terreno. La evaluación de los usos productivos presentados, que abarca la evolución de las actividades agrícolas y forestales, proporciona una base sólida para comprender el contexto del proyecto y su viabilidad en el marco de la sostenibilidad agroindustrial.

La explotación agrícola de la Dehesa de Buzarabajo se encuentra en el término municipal de Arcicóllar, Comarca de Torrijos, Toledo, España. Actualmente, la explotación cuenta con unas 300ha de terrenos de siembra de cereal en secano, 150 ha de olivar, y 200 ha de bosque mediterráneo, principalmente pino, chopo, fresno y encinar, delimitando con los terrenos de explotación y fincas limítrofes.

Ilustración 1- Fotografía aérea de la explotación Dehesa de Buzarabajo. Fuente: Elaboración propia, 2025

Históricamente los usos de la tierra han sido diversos, combinando simultáneamente ganadería de pequeño rebaño, huerta en regadío, olivar y encina y mayoritariamente cultivo de cereal en secano:

En su origen, se aprovecha el sistema de dehesa, combinando el pastoreo de ganado ovino y porcino que perdura en la explotación hasta finales de los años 90, cuando escasea la oferta de pastores en la zona de Toledo, Torrijos, no produciéndose el relevo generacional y la rentabilidad de la explotación de la actividad ganadera cae drásticamente.

A nivel de cultivo de la tierra, se pueden distinguir cuatro zonas o usos a lo largo de la explotación:

En primer lugar, por extensión, los terrenos dedicados al cultivo de cereal en secano, abarcando actualmente la gran mayoría de los terrenos propiamente de explotación. Sucesivamente, este uso gana mayor extensión debido a la sustitución progresiva de la mano de obra con la llegada de las primeras motorizaciones de tractor en España en la década de 1960 (Motorización Perkins).

En segundo lugar, zonas de bosque, comprendiendo más de 200ha. Originalmente, como dehesa, formado por encinas y pequeño pinar, diseminados entre las tierras de cultivo, además de una alameda continuada por chopos que acompañan ambas márgenes del arroyo de Vallehermoso. Además, se han sucedido numerosas replantaciones de pino piñonero y encina, gracias a las subvenciones dedicadas a repoblación de bosque por parte de la Unión Europea.

Seguido en extensión a este, los terrenos de olivar, cuya extensión se ha mantenido constante. Sobre este uso se ha proyectado en numerosas ocasiones un sistema de regadío para intensificar el uso de este. Con objeto de este proyecto se recoge esa idea para conseguir un uso sinérgico de este sistema de regadío con los bombeos proyectados a futuro. Sobre el olivar se realizan habitualmente pequeñas operaciones de entresacado y poda para clarear.

Finalmente, el sistema de huertas cercanas a la vega del Arroyo de Buzarabajo (comprendía una extensión de 22ha), actualmente sustituido por cultivo de cereal en secano en todas las zonas de huerta. En uso hasta finales de los años 80, cuenta con un sistema de abastecimiento principal canalizado a través de un acueducto de mampostería que conecta con el sistema de acequias en las tierras colindantes.

Ilustración 2 - Fotografía del Sistema de acueducto y Sistema de pozos y bombeo. Fuente: Elaboración propia, 2025

El acueducto recibía el agua de abastecimiento de un sistema de pozos enladrillados que recorren la vega del mencionado arroyo, para después ser bombeado desde el pozo principal mediante un grupo motobomba Diesel que posteriormente fue electrificado. La localización de los pozos y otros aspectos del cálculo hidráulico se presentan en *4.3 Análisis previo*

En definitiva, los mencionados usos productivos, en especial la instalación hídrica para regadío sirve de antecedente para el estudio del aprovechamiento de los recursos disponibles en la explotación con objeto de desarrollar el proyecto. Más adelante se discutirá brevemente alguno de los aspectos en relación con las instalaciones proyectadas.

2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

Este apartado presenta un análisis detallado de los recursos y métodos empleados para desarrollar el estudio del proyecto y las tecnologías especificadas en el mismo.

- ***Análisis topográfico del emplazamiento:*** Estudio topográfico mediante análisis y medición GPS de los emplazamientos. Se usará como cartografía comparativa la extraída de Catastro Virtual, sobre la que se representarán los puntos medidos de cara al cálculo de la Balsa de almacenamiento e instalación hidráulica. Se trabaja con el software 3d Geodesical y los análisis de Google Earth y Catastro Virtual.

- ***Simulaciones fotovoltaicas - Pv Gis****:* PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) es una herramienta gratuita desarrollada por la Comisión Europea que proporciona estimaciones de la producción de energía solar fotovoltaica. Permite a calcular parámetros de operación sobre plantas fotovoltaicas: el rendimiento de paneles solares en función de la ubicación geográfica, el tipo de sistema y las condiciones climáticas locales. Extrae y calcula sobre los datos importados y obtiene como resultado datos como irradiación solar, producción mensual y desviaciones anuales, siendo útil para planificar instalaciones solares.

- ***Epanet:*** Epanet es un software de diseño y cálculo de instalaciones hidráulicas y redes malladas y analizar sistemas de distribución de agua, desarrollado por la EPA (EE. UU). Permite simular el flujo hidráulico y la calidad del agua en redes de tuberías, considerando factores como presión, caudal y concentración de contaminantes. Se realizarán los análisis de redes malladas y bombeos mediante este software, a partir de los análisis se evaluará la evolución y dimensionamiento del sistema.

- ***Edificius 3d – BIM:*** El software Edificius es un software de diseño 2D y 3D que incorpora elementos BIM (Building Information Modeling). Permite el modelado de naves, envolventes y cubiertas, permitiendo abordar el diseño completo de la obra civil. Diseño de las instalaciones y naves industriales asociadas mediante CAD. Se implementa el Bim en el diseño de las naves principales y estaciones de bombeo que alojarán el sistema. (AutoCad, Cype, etc).

- ***Cype 3D:*** El Software Cype 3D, permite realizar la simulación en carga y el cálculo de estructuras acordes con la normativa CT-DB-SE y permite modelar todos los aspectos necesarios a este respecto. Se utilizará como elemento de cálculo para ser implementado posteriormente en BIM y completar el diseño.

- ***Autodesk Autocad:*** El software de diseño Autocad permite el diseño de numerosos elementos en 2D, desde planos hasta estructuras mediante vistas. A este respecto, en particular se utilizará este recurso para realizar y escalar distintas cartografías, especialmente en las cartografías de apoyo a los diseños hidráulicos ya que nos permiten una escala directa de las canalizaciones y sistemas.

- ***Visual Paradigm:*** Visual Paradigm es un software de modelado orientado a ingeniería de procesos que permite la creación de diagramas P&ID (Piping and Instrumentation Diagrams), enfocado a la representación detallada de procesos industriales y sus componentes (tuberías, válvulas, instrumentos, equipos, etc.). Permite además editar, simular y exportar los diagramas, integrando herramientas para análisis funcional, documentación técnica y trazabilidad en entornos de diseño de instalaciones industriales.

3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

En el marco de las tecnologías y desarrollos de proyectos de aprovechamiento y producción de hidrógeno verde, existe una amplia variedad según su tipología, función principal, escala y enfoque.

El presente apartado tiene como objetivo analizar ciertas iniciativas que sirven como referencia para el desarrollo de nuevas infraestructuras de hidrógeno y su posible aplicación en el sector agroindustrial.

3.1.1 PROYECTOS A GRAN ESCALA DE PRODUCCIÓN, APROVECHAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN:

Es de interés a este proyecto destacar la existencia de desarrollos de proyectos de hidrógeno enfocados a la producción a gran escala para el aprovechamiento posterior del mismo. Existen numerosas iniciativas en España, donde realmente el escenario que se contempla es la descarbonización implementando el hidrógeno en los usos posteriores, pese a que no se citan o especifican en un ámbito concreto.

Son destacables los desarrollos recientes, como el Proyecto de instalación de planta de 40 MW eléctricos para producir hidrógeno a partir de agua desmineralizada, con una producción de hasta 720 kg/h de hidrógeno de alta pureza, más un sistema de almacenamiento de hidrógeno, en pequeño municipio rural de Zamora, España [8].

La planta cuenta con una capacidad total de almacenamiento de 39,600 kg de hidrógeno, destinada a distribución en hidrogenaras para la descarbonización de transporte pesado, movilidad e industria. El proyecto consume 116,910 m^3 de agua anuales, obtenida de una masa subterránea de agua y tratada mediante ósmosis inversa, con aguas residuales reutilizadas para riego.

---

8 Junta de Castilla y León, (s. f.)

El proyecto de Granja de Moreruela, Zamora, se enmarca en la iniciativa de Hydrogen Valleys de la Unión Europea, que promueve ecosistemas integrados de hidrógeno verde para acelerar la descarbonización. Su alineación con el corredor H2Med, conectando España y Portugal, refuerza su relevancia estratégica en la red europea de hidrógeno

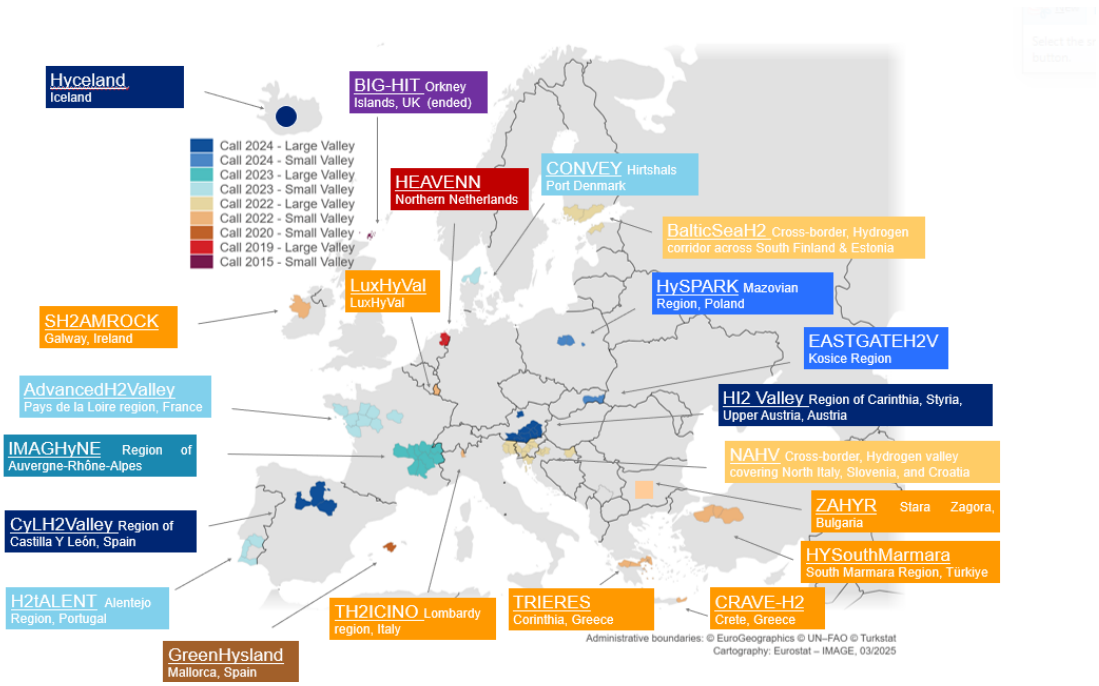


Ilustración 3 - Mapa de los European Hydrogen Valleys. Fuente: Clean Hydrogen Partnership, 2025

Dentro de los proyectos destacados para la producción de hidrógeno verde, el Valle Andaluz del Hidrógeno Verde, impulsado por Moeve (anteriormente Cepsa), se posiciona como el mayor hub europeo de esta tecnología, plantea el suministro directo a las zonas portuarias de Andalucía, se plantea 90MW de instalación PV, y dos plantas de electrólisis con una capacidad total de 2 GW en Palos de la Frontera (Huelva) y San Roque (Cádiz), en zonas portuarias de Andalucía, para la descarbonización de maquinaria portuaria y distribución.

Se calcula que ambas instalaciones producirán 300,000 toneladas anuales de hidrógeno verde, destinadas a descarbonizar maquinaria portuaria, producir biocombustibles avanzados (SAF, HVO) y derivados como amoniaco y metanol verdes para transporte marítimo. El proyecto incluye un corredor marítimo de hidrógeno verde entre Algeciras y

Rotterdam, operativo en 2027, que conectará el sur y el norte de Europa, apoyando la estrategia REPowerEU. con un impacto ambiental que evitará 6 millones de toneladas de CO2 anuales[9].

Estos proyectos resultan de la metodología de producción "Power to Gas", cuyo propósito se centra en transformar excedentes de energía eléctrica renovable en vectores energéticos gaseosos, como el hidrógeno o el metano sintético.

Mediante un proceso de electrólisis, se obtiene hidrógeno verde, que puede ser almacenado o utilizado en distintas aplicaciones energéticas e industriales[10].

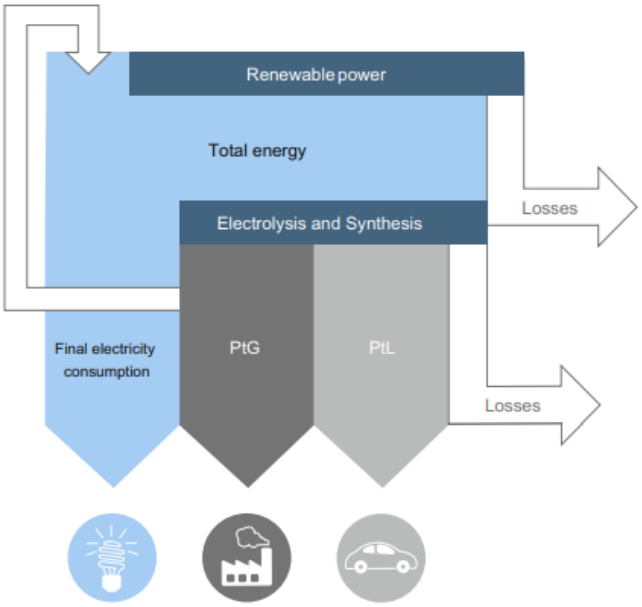


Figura 2 - Diagrama de transformación del mix energético renovable en un escenario de uso extensivo de electrólisis. Fuente: Varone et al, 2015

Esta tecnología permite flexibilizar el sistema eléctrico, mejorar la gestión de la demanda y facilitar la descarbonización de sectores difíciles de electrificar, como el transporte pesado o la agroindustria.

---

[9] *Moeve - Valle Andaluz Del Hidrogeno Verde, (s. f.)*
10 (Varone, s. f.)

Pese a que ambos proyectos presentan una gran escala, que no es objeto de nuestro proyecto, ambos comparten una característica fundamental, la descarbonización in situ de sectores estratégicos (rural y transporte marítimo).

Aunque en ambos el aprovechamiento posterior sea un uso "Power to Gas", donde se diseña la instalación renovable para suministro casi exclusivo de la producción de electrólisis *[Figura 2]*, es necesario destacar otra característica del proyecto de la Granja de Moreruela. Puesto tiene la particularidad de integrar el aprovechamiento hídrico del agua de suministro en el plan de desarrollo del proyecto.

3.1.2 PROYECTOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO CON PRODUCCIÓN O SISTEMA HIBRIDO:

Dentro de proyectos que plantean un sistema de producción combinado o híbrido combinando varias tecnologías se encuentra el Proyecto de planta de producción de H2 en Sevilla, Andalucía, H2-24/7. Se trata de una planta piloto de producción continua, como producto, el hidrógeno mediante electrólisis de óxido sólido (SOEL). Presenta una capacidad de 100kw y eficiencia de 39 kWh/kg, alcanzada mediante sistema combinado de producción y almacenamiento térmico simultáneo de calor en sales fundidas para suministro en proceso de vapor.[11]

El funcionamiento de la planta permite el aprovechamiento continuo de los ciclos de producción solar. La energía no consumida en los electrolizadores se deriva para ser almacenada en baterías de sales térmicas, que permanecen en ciclo de carga hasta que la instalación fotovoltaica deja de producir. En ese momento, el ciclo de vapor entra en funcionamiento tomando como fuente la energía térmica acumulada en la batería de sales, para transformar la energía térmica en eléctrica mediante una turbina de vapor.

[11] (H2-24/7, s. f., pp.)

De esta forma se consigue una producción de energía eléctrica prácticamente constante, lo que permite que los electrolizadores reciban un suministro renovable en todo momento. Además, este método de producción en continuo maximiza los rendimientos de instalación y producción de hidrógeno verde.[12]

La particularidad del proyecto reside en combinar simultáneamente el almacenamiento energético en sales y el ciclo de vapor con la instalación fotovoltaica para garantizar un suministro renovable constante, consiguiendo de esta forma la producción continua de hidrógeno verde.

Esta planta piloto de producción continua, al igual que en el diseño de la planta de la Dehesa de Buzarabajo, refuerza la idea de que el ser un desarrollo de pequeña escala no implica que deba descartarse como ejemplo de adaptabilidad y optimización en la producción de hidrógeno verde. Aunque el aprovechamiento térmico del excedente y el ciclo adyacente de vapor no sean nuestro objeto de estudio, no dejando de ser un aspecto relevante del proceso.

[12] *Rpow - H2B2, Proyecto H2-24/7,(2024)*

3.1.3 PROYECTOS DE INTEGRACIÓN DIRECTA DE SISTEMAS DE APROVECHAMIENTO/PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN PROCESOS INDUSTRIALES/AGROINDUSTRIALES ACORDES CON EL PROYECTO:

Dentro de las posibilidades de los diversos proyectos de producción de H2 verde, una gran mayoría de ellos se encuentran enfocados en el aprovechamiento de subproductos de procesos industriales, en los cuales el proceso de generación de hidrógeno se diseña en paralelo a la producción industrial. El objetivo del desarrollo en paralelo es la creación de sinergias entre ambos procesos, tanto en materias primas como en productos resultantes, además de la reducción del impacto ambiental de ambos.

Encontramos iniciativas de descarbonización enfocadas en este aspecto estudiadas desde la Universidad, Cátedra Fundación Repsol De Transición Energética, Descarbonización De La Industria, para la incorporación de hidrógeno en un horno clinker para la producción de cemento, con capacidad de 1,5 Mton de cemento anuales. El proyecto aborda la integración de medidas de descarbonización en planta cementera piloto, además de la incorporación de hidrógeno dorado en sustituto de combustible fósil.

El sistema evaluado es un horno de Clinker, dentro de la instalación de la planta cementera, se evalúa su comportamiento y evolución en la etapa de calcinación, además de las combinaciones posibles de combustible. Se presenta una reducción de emisiones de CO_2 en un 25%, 0,375 Mton. anuales, obtenida mediante la sustitución parcial y del combustible fósil en el quemador por mix gaseoso con hidrógeno dorado.

En el proceso, se analiza el reparto de emisiones, donde se considera que el 40% de las emisiones totales del proceso son debidas a la combustión directa. El coque empleado presenta unas emisiones de 131,52 kg CO2/t cemento. Se calcula que el reemplazo directo

del coque por hidrógeno dorado permite reducir en 228,76 kg CO2/t cemento, una reducción 38,7% en el total del proceso[13]

El proyecto del Horno de Clinker, al igual que el proyecto propuesto, demuestra que la integración del hidrógeno como uso final en la actividad principal del ámbito donde se introduce, supone una modernización directa del proceso además de significar una reducción drástica del impacto ambiental de esta.

Dentro del ámbito agroindustrial, encontramos proyectos similares que abordan la misma problemática aplicando distintos aprovechamientos, haciendo valer el hidrógeno como vector de aprovechamiento para materializar la descarbonización del sector:

En primer lugar, Carroquino et al. (2019) en el proyecto LIFE REWIND, propone un desarrollo implementado en un viñedo en el noreste de España. Este proyecto combina energía fotovoltaica para alimentar un sistema de electrólisis que produce hidrógeno verde, utilizado en el suministro energético de una planta de tratamiento de aguas residuales, un sistema de riego por goteo y consumos auxiliares.

Ilustración 4 - Proyecto Life Rewind, Producción de Hidrógeno y regadío de viñedo. Fuente: Carroquino et al, 2019

[13] Cátedra *Fundación Repsol De Transición Energética. Descarbonización de la industria* (s. f.)

El dimensionamiento de suministro fotovoltaico necesario se simula logrando optimizar la curva de consumo mediante la gestión de cargas diferibles, reduciendo la dependencia de la red eléctrica[14]. La descarbonización de los usos productivos agrícolas en el viñedo pasa por la sustitución del combustible diésel, por hidrógeno verde, adaptando la maquinaria agrícola existente mediante tecnología FCHEV (Fuel Cell Hybrid Electric Vehicle) permitiendo que se utilice tanto la energía eléctrica suministrada de la instalación fotovoltaica, como el hidrógeno verde para alimentar la pila de hidrógeno.[15]

En este caso, en el ejemplo de explotaciones agropecuarias encontramos el Proyecto HydroGlen, Producción y almacenamiento de hidrógeno verde en explotación agropecuaria en Escocia. El proyecto se basa en el desarrollo de un sistema integrado de producción, almacenamiento y uso de hidrógeno verde a partir de excedentes de energía renovable eólica y solar, en instalaciones adyacentes a la explotación, en Glensaugh, Escocia.

La integración del hidrógeno verde en la cadena de valor de la explotación agrícola se desarrolla con el objetivo de descarbonizar sus operaciones, suministrar energía a infraestructuras rurales y generar un sistema de calefacción en las zonas de estabulado y evaluar su aplicación en maquinaria agrícola. Contempla también el aprovechamiento de los residuos generados para ser combinados con el hidrógeno producido.[16]

Otro aprovechamiento similar se da en el Proyecto H2 Farm (European Hydrogen Valleys), Desarrollo de una planta de producción de hidrógeno verde con una capacidad de 2,5 MW mediante electrólisis PEM alimentada por energía fotovoltaica, en Sicilia, Italia. La estrategia de proyecto plantea la integración en los procesos productivos y la logística rural, con el objetivo de mejorar la eficiencia y reducir la huella de carbono. Se estima una

[14] Carroquino et al., (2019)
[15] *LifeRewind, (s. f.)*
[16] Hester et al., (s. f.)

producción anual de 326 ton. anuales de hidrógeno renovable, enmarcado en el Plan Nacional de Recuperación y Resiliencia (PNRR) de Italia.[17]

En definitiva, tanto LIFE REWIND como H2 farm, representan una aplicación directa de los objetivos y desarrollos que se buscan alcanzar en la Planta la Dehesa de Buzarabajo. EL proyecto HydroGlen difiere más puesto que contempla otro uso añadido para la calefacción de establos, debido a la naturaleza ganadera de la explotación.

Sin embargo, todos ellos sientan la base de los procedimientos necesarios para la integración en los procesos productivos y la logística rural de la producción de hidrógeno como vector de descarbonización en el mundo rural. Consolidándose como un modelo replicable y una solución de modernización de las explotaciones agrícolas

En conclusión, este capítulo ha abordado proyectos de hidrógeno verde, desde iniciativas a gran escala como Granja de Moreruela y Valle Andaluz de Cepsa, que destacan por descarbonizar sectores estratégicos y optimizar recursos hídricos, aunque su escala no se alinea directamente con desarrollos pequeños. El proyecto H2-24/7 demuestra adaptabilidad y optimización en producción continua mediante almacenamiento térmico, sirviendo como referente pese a diferencias tecnológicas. En el ámbito agroindustrial, LIFE REWIND y H2 Farm integran renovables para descarbonización rural, mientras HydroGlen añade usos como calefacción, consolidándose como modelos replicables.
Estos proyectos, enmarcados en las estrategias europeas, Hydrogen Valleys y REPowerEU, sientan bases para la modernización sostenible, adaptando tecnologías y procedimientos a contextos industriales y agroindustriales.

[17] *PR-Italia-ErreDue-Agribiofert* (s. f.)

4. DEFINICIÓN DEL MODELO

El apartado presenta el modelo conceptual de la Planta de Hidrógeno Verde, diseñado para integrarse en el contexto rural de la explotación agrícola de la Dehesa de Buzarabajo, aprovechando los recursos disponibles y características favorables del emplazamiento. Este modelo establece las bases técnicas y funcionales que guiarán el desarrollo de la instalación, destacando en todo momento la consideración y análisis sobre los usos productivos actuales y las condiciones propias de la explotación. A continuación, se describen las claves para el desarrollo del proyecto y que sustentan su viabilidad.

Este modelo se estructura en tres componentes principales*:* el sistema de suministro: generación de energía renovable y suministro de agua, el módulo de electrólisis y el sistema de almacenamiento y distribución.

La energía renovable se obtiene de una instalación fotovoltaica cercana, de la que se aprovechan los excedentes energéticos para la producción y el bombeo de agua. El agua de suministro se obtiene naturalmente en la explotación y es bombeada hasta el embalse para su almacenamiento y uso posterior.

El módulo de electrólisis constituye el núcleo del sistema productivo, condiciona directamente el funcionamiento y dimensionado del resto de los equipos que integran la planta. Por su parte, el sistema de almacenamiento y distribución de hidrógeno está compuesto por un tanque presurizado, cuyo dimensionado y condiciones de operación se ajustan a la capacidad y continuidad del suministro.

Sobre todas las partes mencionadas, además se aborda su integración, en el aspecto de obra civil e instalación y construcción sobre el terreno.

En definitiva, el diseño no solo busca producir hidrógeno verde o desarrollar una planta aislada de hidrógeno verde, sino que busca integrar el proceso como vector de modernización en el entorno rural**,** sin desplazar los usos productivos tradicionales de la explotación.

4.1 OBJETIVOS

El objetivo principal del proyecto es el desarrollo de un Plan de implementación del sistema productivo de hidrógeno verde en la explotación. El objeto del hidrógeno resultante será su uso como combustible renovable in situ en la maquinaria agrícola, o comercializado para aprovechamiento junto con residuos o subproductos de la explotación. Al dotar de un suministro de origen renovable a través a de la planta fotovoltaica adyacente, existe un aprovechamiento de energía mediante la producción y almacenamiento de hidrógeno. La posterior transformación en hidrógeno verde mediante electrólisis permite su almacenamiento y posterior uso en la explotación agrícola. De esta forma, el proyecto y su diseño fomenta en todo momento el desarrollo de la Descarbonización de procesos agroindustriales a través del hidrógeno y subproductos asociados. El proyecto supone una transformación de la explotación agrícola, a través de la actualización de los usos propios de la explotación. Para conseguir un modelo replicable, es esencial evaluar la viabilidad técnica y económica del modelo.

Estudio del marco legal europeo y nacional del proyecto: Análisis de la normativa ambiental y constructiva, así como las oportunidades de financiación de fondos europeos y su posible escalabilidad en otras explotaciones agrícolas dentro del marco de transición energética de la UE.

Este proyecto busca su alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), al estar enfocado en su adhesión a las subvenciones europeas y PERTE de Hidrógeno. El presente proyecto contribuye de manera significativa a varios ODS, enfocado en transición energética del modelo productivo y la mitigación del cambio climático, impulsando la descarbonización del sector agroindustrial mediante el aprovechamiento del hidrógeno verde y su combinación con otros subproductos energéticos.

4.2 DIAGRAMA DE FLUJO

La metodología para el desarrollo del proyecto comprende 11 procedimientos que abarcan el análisis inicial, diseño de sistemas y evaluación económica, que se abordarán a lo largo del documento de proyecto, asegurando la viabilidad técnica, ambiental y económica en el contexto de la descarbonización rural.

1. ***Análisis de las condiciones y características de la explotación agrícola:***

Se realizará un diagnóstico de la explotación agrícola, recopilando datos hídricos anteriores y sobre los usos productivos. Este análisis identificará cultivos, extensión y necesidades energéticas para determinar la viabilidad del proyecto y su desarrollo en la localización parcelaria prevista. Los resultados guiarán la selección de tecnologías sostenibles.

2. ***Valoración de las características analizadas y evaluación de las posibilidades de proyecto:***

Se evaluarán las condiciones de la explotación, analizando recursos renovables y restricciones ambientales. Se evaluarán los suministros energéticos disponibles con herramientas de modelado energético Pv - GIS, en el caso de la instalación fotovoltaica. Esta valoración determinará las opciones técnicas más viables para el proyecto. Se priorizará la sostenibilidad y la eficiencia operativa.

3. ***Análisis topográfico del emplazamiento habilitado para la acometida de la instalación***

En primer lugar, se realizará un análisis de los recursos de cartografía accesibles para el desarrollo del proyecto (Catastro virtual, etc.). Se complementa con la toma de datos de cota con curvas de nivel extraídas (Google Earth).

4. ***Correlación entre los datos obtenidos y las cartografías catastrales para el diseño***

Los datos topográficos se integrarán con cartografías catastrales usando software CAD, se cotejará que las cartografías y los puntos georreferenciados mediante medición topográfica concuerdan para diseñar la planta y naves adyacentes.

5. Diseño de un sistema de almacenamiento hídrico mediante embalsado artificial

Se diseñará una balsa de aguas mediante el sistema de taludes, conformado mediante movimiento de tierras y compactación. El diseño considerará la capacidad del embalse, obteniendo la disponibilidad de agua para la fase de producción.

6. Diseño de la instalación principal de bombeo

La instalación hidráulica se diseñará mediante Epanet, incluirá los sistemas de bombeo y canalizaciones. Se realizará el dimensionamiento acorde a las condiciones y características que se presentan.

7. Dimensionamiento del sistema de producción de hidrógeno

A partir de las condiciones analizadas de caudal disponible y energía eléctrica de la instalación fotovoltaica se dimensiona y caracteriza el sistema de electrólisis utilizado.

8. Diseño de la Nave de Instalación principal

A partir de los puntos 3 y 4 de la metodología, se diseñará la nave principal acorde con las características necesarias y condiciones requeridas para el desarrollo correcto de la fase de producción en todas sus fases de desarrollo.

9. Simulación de los procesos involucrados

Se utilizará Epanet para realizar una simulación del comportamiento de la instalación hidráulica en las condiciones de funcionamiento.

10. Valoración económica de proyecto y análisis de KPIs

Se calcularán KPIs como LCOE, ROI y amortización mediante herramientas financieras en Excel. Este análisis evaluará la viabilidad económica y propondrá estrategias de optimización. Los resultados guiarán la toma de decisiones financieras.

11. Posibilidades de inversión y subvención

Se identificarán dentro del análisis económico oportunidades de financiación en planes como NextGeneration EU, IDAE y PERTE ERA, analizando la viabilidad de este en función de la subvención estimada. Este paso alineará el proyecto con políticas de descarbonización.

A continuación, se presenta un diagrama de desarrollo de proyecto a modo de esquema resumen de la metodología.

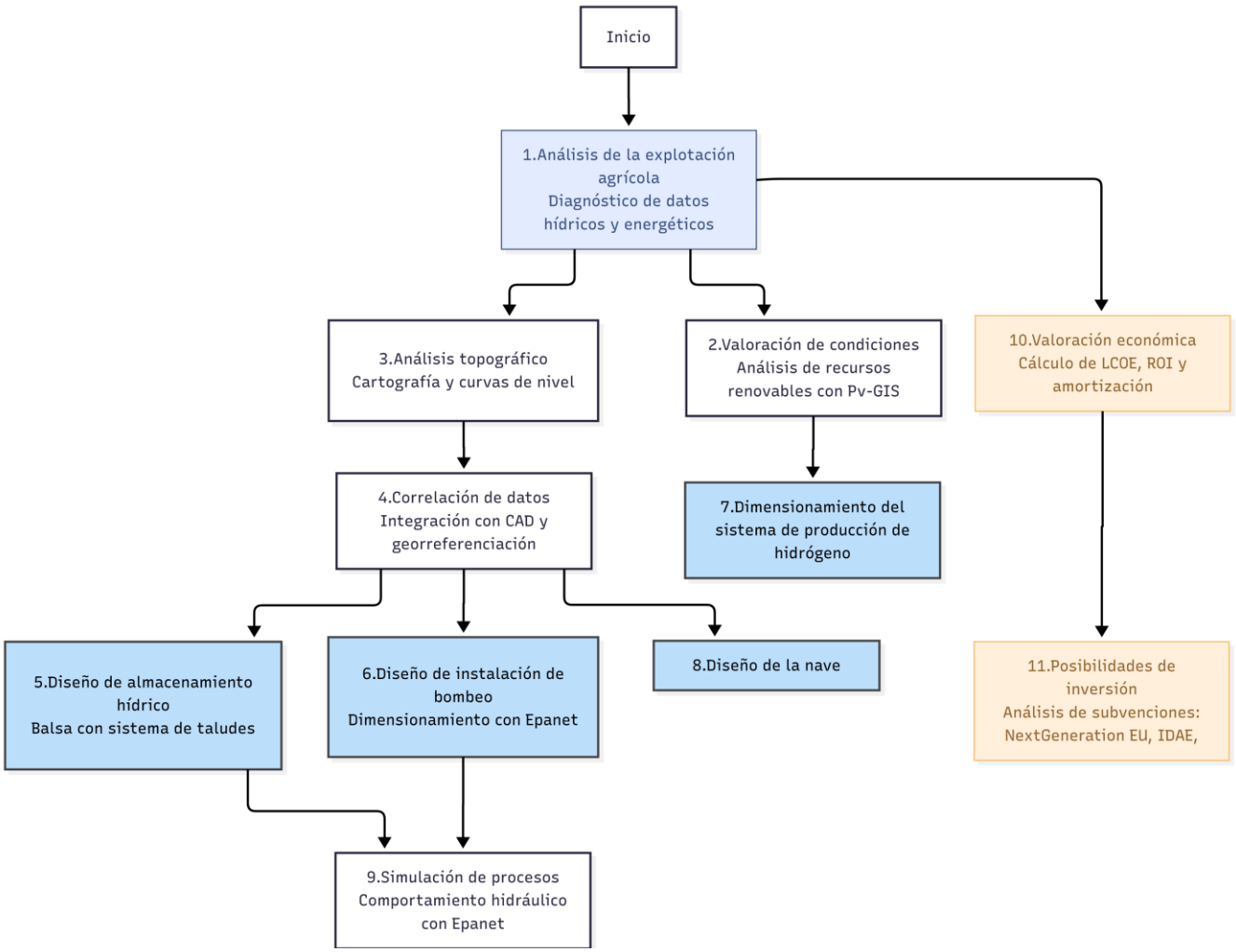


Figura 3 - Diagrama de Desarrollo de la metodología de Proyecto. Fuente: Elaboración propia, 2025

4.3 ANÁLISIS PREVIO DE LA EXPLOTACIÓN

En este apartado se realizará un análisis de los recursos y las condiciones que se presentan en la explotación de la Dehesa de Buzarabajo, además de los recursos de los que se deberá proveer a la instalación para su funcionamiento.

4.3.1 ANÁLISIS DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA: MEMORIA DE LA PLANTA

A continuación, se realiza un análisis de la planta fotovoltaica de Arcicóllar, cercana a la explotación de la Dehesa de Buzarabajo.

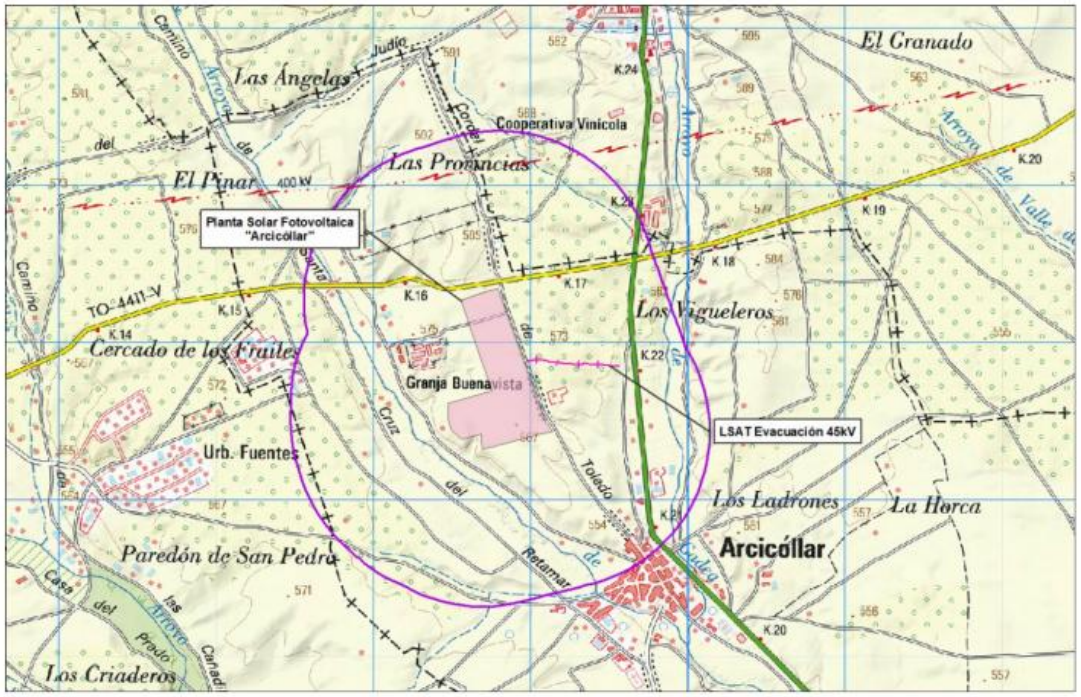


Ilustración 5 - Situación de las instalaciones de la Planta fotovoltaica Arcicóllar. Fuente: Proyecto Planta fotovoltaica, Arcicóllar, 2018.

El análisis se basa en el informe de viabilidad y sostenibilidad de dicha planta. Se presenta un extracto de dicho informe en *1.3.2 Extracto del Informe: Planta fotovoltaica Arcicóllar*

A continuación, se presentan los datos más relevantes, extraídos del informe sobre dicha planta fotovoltaica:

Datos:	
Potencia pico:	17,4726 MWp.
Potencia nominal:	14,520 MWn.
Energía generada anual estimada (PV-Syst):	34.460 MWh/año.
Módulos fotovoltaicos:	51.390 unidades de 340 Wp (TRINA SPLITMAX TSM-340PE14H).
Inversores:	4 unidades de 3,63 MWn (POWER ELECTRONICS FS3300K).
Seguidores solares:	571 seguidores monofila, inclinación ±55°, orientación Sur.
Ubicación:	Arcicóllar, Toledo (radiación solar típica de la zona ~1.800-2.000 kWh/m²/año).

Tabla 1 – Hoja de características de la Instalación Fotovoltaica. Fuente: Informe Planta Fotovoltaica Arcicóllar, 2018

Haciendo un análisis sobre la memoria del proyecto presentada, Planta Solar Fotovoltaica "Arcicóllar" (RE-113730, TO-b.1.1-3877), en ella se detalla el diseño técnico y la planificación de la instalación. De esta memoria descriptiva se han extraído para nuestro análisis los datos principales y características.

Además de las características de la planta, se abordan aspectos propios del proyecto fuera del cálculo, se describe la configuración de módulos solares, sistemas de seguimiento, infraestructura de evacuación y medidas ambientales, aborda la viabilidad técnica y el cumplimiento normativo. Las primeras páginas y aquellas con información relevante y de las cuales se hayan extraído información se adjuntan en

A nivel de análisis productivo no se aportan cálculos desglosados ni estimaciones de carácter más profundo. A nivel de conexionado y dimensionado, se centra en la capacidad de generación y la integración al sistema eléctrico, destacando la infraestructura de líneas y subestaciones.

Debido a la falta de cálculos y análisis en profundidad sobre el aspecto productivo, es necesario abordar la producción de la planta y analizar la forma de aprovechamiento de su suministro enlazando con el proyecto.

4.3.2 ANÁLISIS DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA: SIMULACIÓN PV GIS

Los datos extraídos de esta proporcionan una base para realizar un cálculo estimado de potencias inyectadas y funcionamiento de la planta. A partir de esta estimación, se elabora una simulación del sistema con las condiciones calculadas que se presenta a continuación.

Con este objeto, utilizaremos el software PVGIS, certificado por la Comisión Europea, de forma que nos permita obtener una simulación sencilla de la producción la instalación fotovoltaica.

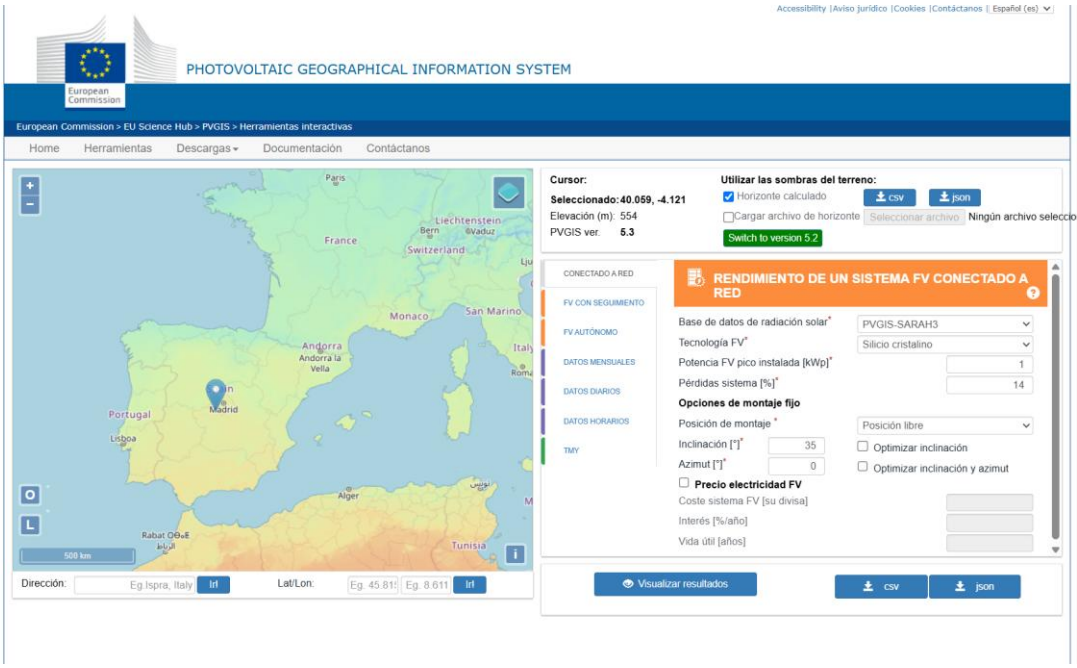


Ilustración 6 - Interfaz software PV GIS, Módulo de localización. Fuente: Elaboración propia, 2025

El software PVGIS nos proporciona una simulación en dos aspectos, la producción desglosada por meses, teniendo en cuenta la variabilidad de la radiación, y la simulación de variabilidad de radiación. A partir de estos dos parámetros analizaremos la evolución de la producción de dicha planta, con un seguimiento temporal de los datos. El informe completo extraído de la simulación se presenta en *1.2.1 Informes de Simulación PV GIS:*

En primer lugar, el software nos pide la geolocalización del proyecto, e introducimos las coordenadas correspondientes de la planta fotovoltaica, 403.832,52 m E, 4.435.662,76 m N. Para todas las simulaciones, establecemos el periodo de simulación desde el primer año de operación de la planta, hasta el máximo que nos permita el sistema. En este caso, desde el año 2018, fecha de inicio de explotación, a 2023, último año del que PV GIS incorpora registro.

A partir de la base de datos del sistema, en primer lugar, realizamos una simulación de la irradiancia solar en la localización planta y obtenemos un desglose de la simulación por meses:

Months	***2018***	***2019***	***2020***	***2021***	***2022***	***2023***
January	72.99	83.61	68.56	49.14	85.12	76.83
February	89.68	109.37	88.81	90.62	99.82	102.81
March	126.89	163.1	124.43	152	103.71	161.13
April	166.21	161.61	158.19	166.35	173.08	207.7
May	213.76	237.51	209.43	223.52	229	210.39
June	214.95	247.66	241.33	226.03	233.79	218.11
July	256.52	243.48	248.49	247.17	252.64	250.34
August	225.76	222.24	217.09	224.13	219.03	224.15
September	170.04	165.57	164.99	155.2	165.14	153.47
October	114.84	120.65	122.06	120.69	115.82	111.88
November	72.8	67.48	63.42	82.4	75.48	73.56
December	62.33	59.31	61.86	64.16	52.15	66.4

Tabla 2 - Datos de Evolución anual de Irradiación Solar en la localización de la instalación (kWh/m2). Fuente: Elaboración propia, 2025

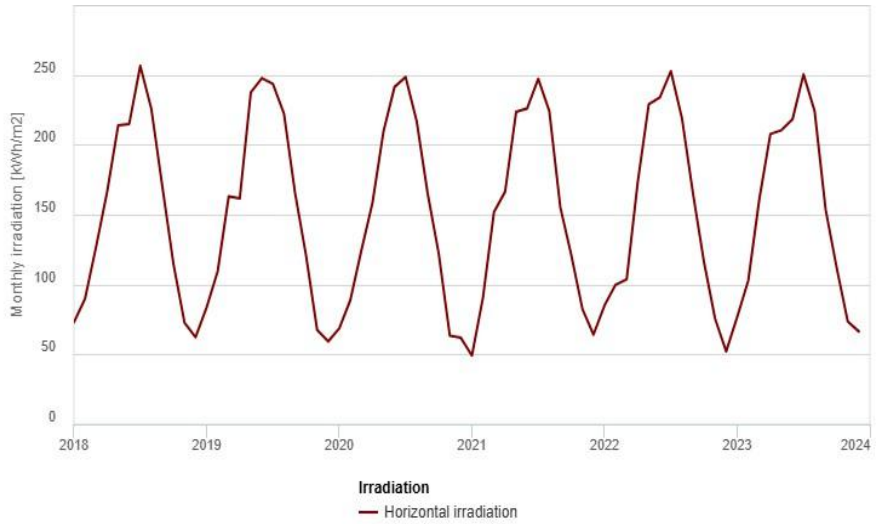


Ilustración 7 - Gráfica de Evolución Irradiación Solar Anual. Fuente: Elaboración propia, 2025

Además, obtenemos una simulación de la evolución de la temperatura. En el posterior cálculo de evolución de la producción de la planta, el sistema ya incorpora esta evolución de la temperatura.

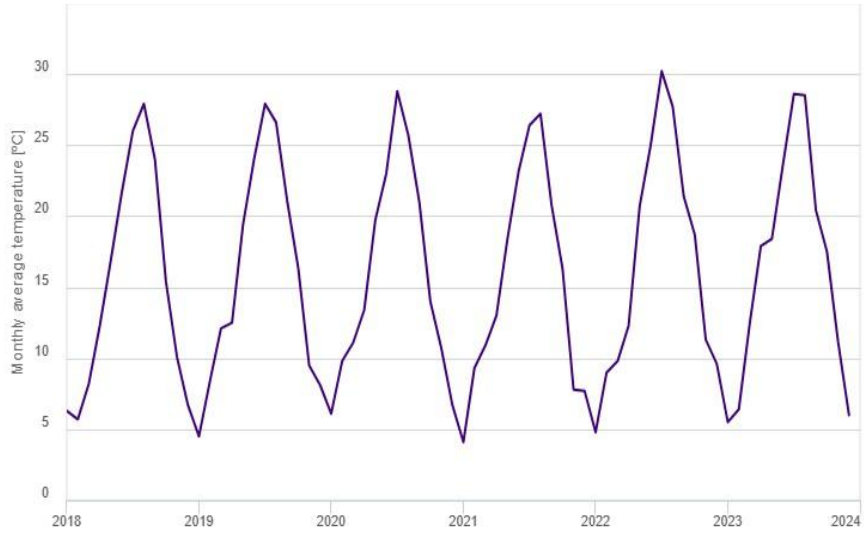


Ilustración 8 - Gráfica de Evolución Anual de la Temperatura (ºC)

A continuación, se introducen los datos de equipos de la instalación. Introducimos la inclinación, orientación, superficie de placas, conexionado, módulo de placa, rendimiento nominal, y potencia nominal de las mismas.

Al igual que para el apartado anterior, se extrae de la simulación una gráfica de irradiación solar, en este punto de la simulación, ya teniendo en cuenta las características de la instalación (ángulo fijo, sin seguidores):

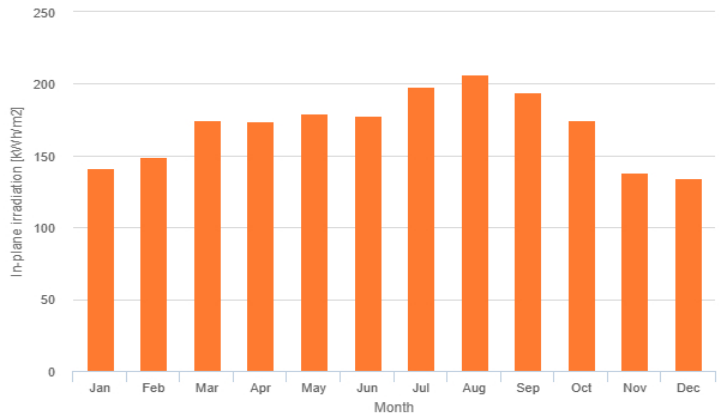


Ilustración 9 - Gráfica de Irradiación solar particularizada en la Instalación (kWh/m2). Fuente: Elaboración propia, 2025

Una vez hemos fijado potencias nominales y pico de los equipos en la instalación y teniendo en cuenta los aspectos mencionados anteriormente, extraemos los datos de producción de la instalación y su evolución.

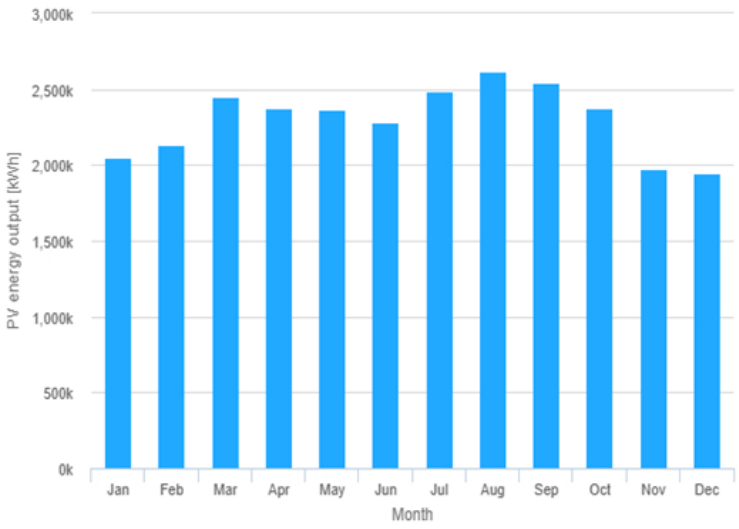


Ilustración 10 - Evolución anual de la Producción (kW/h). Fuente: Elaboración propia, 2025

Month	*E_m*	*H(i)_m*	*SD_m*
January	2052800.4	140.9	433886,1
February	2133721.4	149.0	299602,4
March	2451014.7	174.8	341386,6
April	2371446.7	174.1	190367,6
May	2370611.7	179.3	188517,1
June	2282602.7	177.8	83532,8
July	2490769.9	197.9	55088,4
August	2616164.0	206.6	63461,1
September	2542551.9	194.0	108273,2
October	2378874.7	175.0	235802,9
November	1977041.0	138.5	296626,1
December	1948407.3	134.1	256132,5

Tabla 3 - Datos de producción Mensuales. Fuente: Elaboración propia, 2025

E_m: *Producción eléctrica mensual promedio del sistema definido [kWh].*

H(i)_m: *Suma mensual promedio de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado [kWh/m²].*

SD_m: *Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debido a la variación año tras año [kWh].*

En definitiva, de esta simulación podemos extraer lo siguiente:

Producción media anual PV	**27616004.23 kWh**
Irradiación anual en plano	**2041.95 kWh/m²**
Variabilidad interanual	888514.81 kWh
Angulo de incidencia	-2.77 %
Efectos de espectro	0.58 %
Efecto de temperatura y baja irradiación	-7.97 %
Pérdidas totales medias	**-22.6 %**

Tabla 4 - KPIs Planta fotovoltaica PVGIS

4.3.3 CLIMATOLOGÍA Y CARACTERÍSTICAS: COPERNICUS-GIS

Este apartado analiza las condiciones climáticas y meteorológicas de la zona de la Dehesa de Buzarabajo. Se basa en los datos climáticos del conjunto de reanálisis ERA5 (1991–2020 proporcionados por el Copernicus Climate Change Service y elaborados por el Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a Medio Plazo (ECMWF).

Los datos pluviométricos y térmicos sirven de base para adecuar diseño de la instalación, y caracterizar la zona climática donde tendrá lugar el proyecto, enlazando con el apartado de análisis fotovoltaico. En especial, el análisis pluviométrico nos permitirá dimensionar y prever aspectos de la instalación hídrica y embalse. Los gráficos han sido obtenidos para la celda más próxima, correspondiente al municipio de Arcicóllar (Toledo).

Evolución de las precipitaciones:

Las precipitaciones mensuales muestran una distribución típicamente mediterránea: con máximos en primavera, ~50 mm y otoño, ~60 mm, y mínimos en los meses de verano, menores a 10 mm en julio y agosto. Debe tenerse en cuenta la variabilidad mensual para la extracción de agua de abastecimiento y el nivel del agua embalsada.

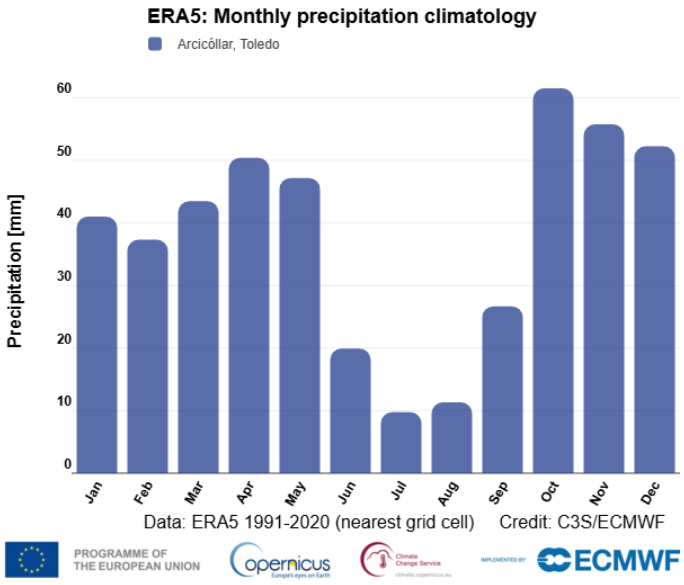


Ilustración 11 - Evolución mensual de las Precipitaciones. Fuente: Elaboración propia, 2025

En la precipitación total acumulada, se observa una gran variabilidad interanual, con una media en torno a 450–500 mm, y años más secos por debajo de los 350 mm. Este aspecto es relevante en el dimensionamiento del almacenamiento de agua el uso de agua para abastecimiento a la electrólisis.

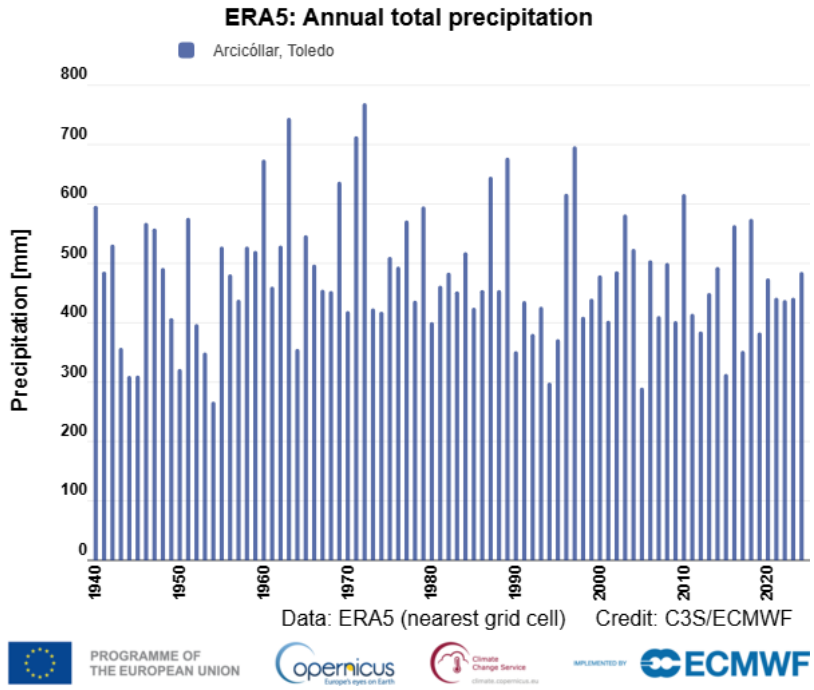


Ilustración 12 - Evolución interanual de las precipitaciones. Fuente: Elaboración propia, 2025

Evolución de las temperaturas:

El estudio de la evolución de las temperaturas resulta clave para identificar los períodos de máximos y mínimos térmicos. Siendo relevante para adaptar el diseño de los equipos con mayor sensibilidad térmica, como pueden ser los electrolizadores o el almacenamiento de hidrógeno, pudiendo ser necesaria la ventilación forzada.

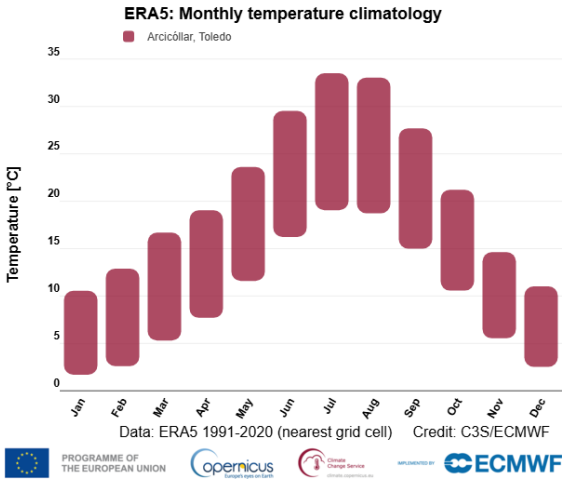


Ilustración 13 - Evolución mensual de las Temperaturas. Fuente: Elaboración propia, 2025

La climatología diaria confirma la concentración del calor en los meses estivales, lo cual resulta especialmente relevante en proyectos que integran paneles fotovoltaicos, pues se alcanzan temperaturas que pueden reducir su eficiencia en ciertas horas del día.

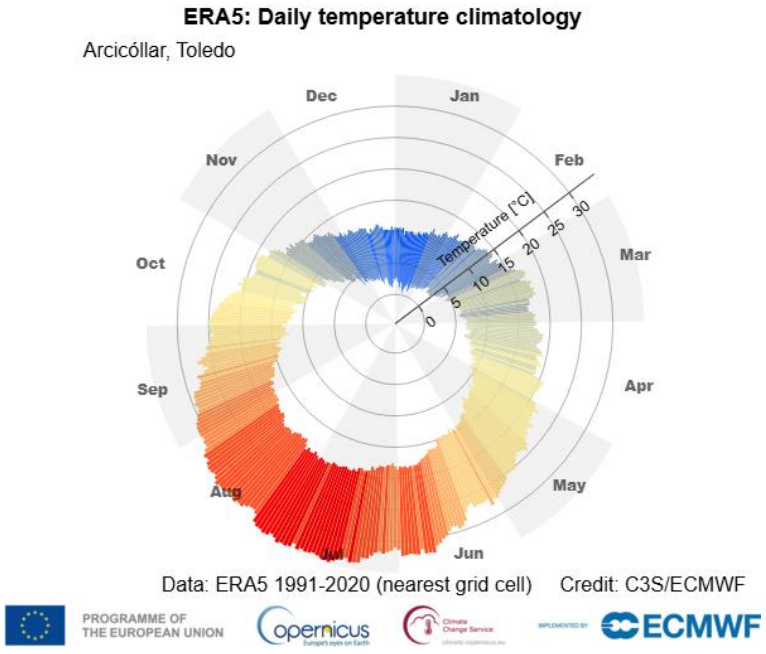


Ilustración 14 - Evolución de la media diaria de Temperaturas. Fuente: Elaboración propia, 2025

De este análisis climatológico, podemos concretar los siguientes aspectos recogidos en la tabla:

Condición	***Aspecto del proyecto***	***Impacto sobre el diseño / operación***
Altas temperaturas estivales (>32 °C) y tendencia térmica creciente	***Módulo de electrólisis***	Disminuye la eficiencia, exige refrigeración activa de los módulos.
	Almacenamiento de hidrógeno	Aumenta la presión interna en depósitos, aislamiento térmico y control de temperatura.
Baja humedad relativa en verano (<40 %) / Alta humedad en invierno (>80 %)	***Módulo de electrólisis***	Mayor evaporación en verano y riesgo de condensación en invierno; control de humedad y estanquidad.
Amplitud térmica anual significativa (invierno <10 °C vs. verano >30 °C)	***Almacenamiento de hidrógeno***	Ciclos térmicos amplios que pueden generar dilataciones. Se considerará ventilación forzada.
Precipitación anual (450–500 mm) y muy irregular; máximos en primavera y otoño, mínimos en verano	***Embalse de agua***	Capacidad para almacenar en periodos húmedos y abastecer en estiaje; considerar escenarios secos.

Tabla 5 - Consideraciones de Diseño según climatología. Fuente: Elaboración propia: 2025

En conclusión, el análisis climático de la zona de la Dehesa de Buzarabajo muestra un clima mediterráneo continental, con veranos muy calurosos, baja humedad estival y precipitaciones irregulares, lo que condiciona el diseño de la planta de producción de hidrógeno. Estas condiciones exigen una buena gestión térmica en el módulo de electrólisis, aislamiento en el almacenamiento de hidrógeno y un embalse dimensionado para garantizar agua en periodos secos. En conjunto, el clima es adecuado para desarrollar este tipo de instalación, siempre que se tengan en cuenta las particularidades térmicas e hídricas de la zona en el diseño.

4.4 DISEÑO DEL MODELO

Tras el análisis de las condiciones descritas, se dispone de un marco de requisitos y restricciones suficientemente completo. Partiendo de este contexto y de los recursos constructivos disponibles, el presente epígrafe aborda la caracterización detallada del modelo de planta de hidrógeno. Se presentan las hipótesis de partida, los criterios de selección de cada subsistema y la interrelación funcional entre ellos. En conjunto, se establece el diseño conceptual que servirá de base para los cálculos de dimensionamiento.

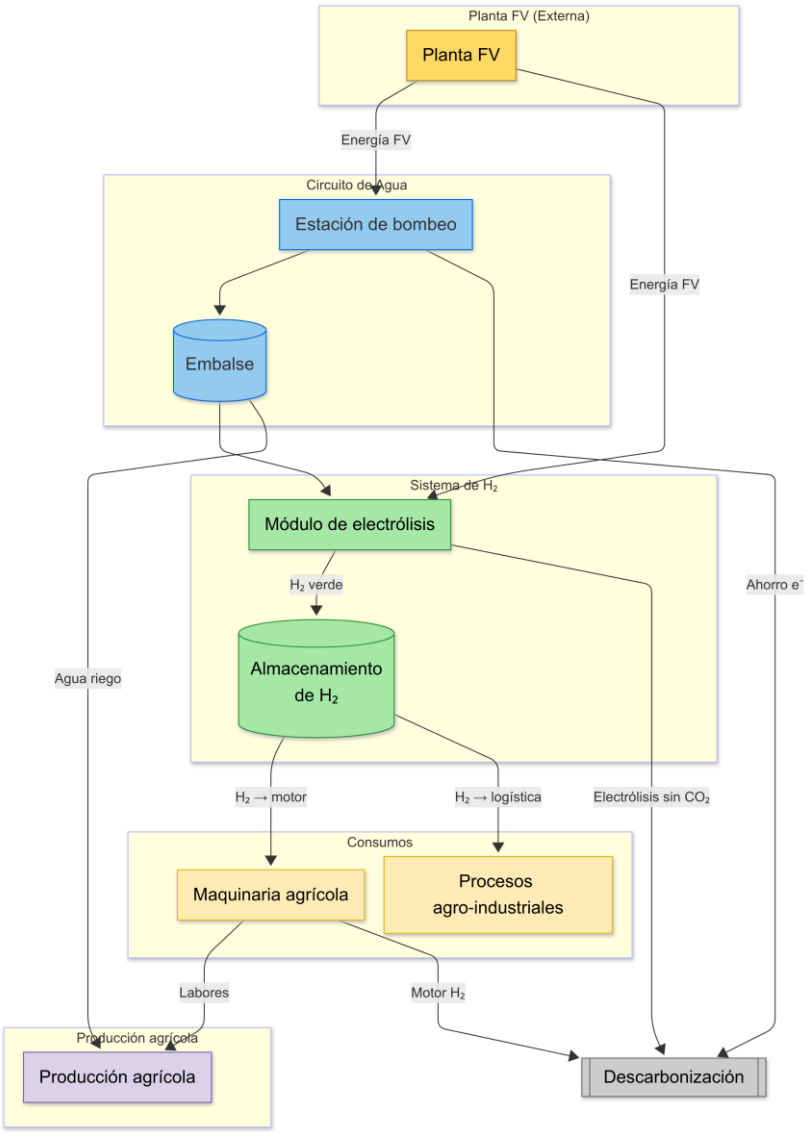


Figura 4 - Diagrama de Funcionamiento de la planta. Fuente: Elaboración propia 2025

4.4.1 SISTEMA DE AGUAS: EMBALSE

En el contexto de una instalación agroindustrial con generación de hidrógeno verde, la gestión del recurso hídrico constituye un aspecto crítico para garantizar la continuidad y eficiencia del proceso en los escenarios previstos de operación.

El sistema de almacenamiento mediante una balsa de agua tiene como principal objeto el suministrar el caudal de abastecimiento a la etapa de hidrólisis, se presenta además la necesidad de disponer de un volumen regulador que asegure el suministro en condiciones variables de captación y pluviometría. En definitiva, la incorporación de la balsa de almacenamiento que permite modular el funcionamiento de los sistemas de bombeo y reducir picos de demanda.

El embalse además cumple con una función indispensable para la propia instalación, siendo una etapa de decantación y homogenización del caudal de abastecimiento, permitiendo sedimentarse sólidos en suspensión y atenuarse variaciones de temperatura, lo que repercute positivamente en la eficiencia de los procesos posteriores. puesto que el caudal proveniente de la balsa de almacenamiento no es apto por su alto contenido en Cal y otras impurezas propias del agua extraída de los bombeos de pozo.

El aprovechamiento de la pendiente natural del terreno y de las condiciones de la parcela, es idóneo en tanto en que se facilita la compactación de la tierra desplazada en el movimiento de tierras para desarrollar los taludes en las lindes de la parcela.

El Diseño de la balsa será a través de diques y sistema de taludes realizados mediante movimiento de tierras y compactación. A nivel de cálculo se intentará simplificar utilizando una geometría de dique sencilla, acorde con las condiciones del terreno.

En primer lugar, hemos de analizar la elevación y situación de la parcela donde se dispondrá la balsa de aguas. El método escogido para extraer los datos de elevación y relieves por curvas de nivel es a través de Google Earth.

La altura máxima del talud viene dada por las curvas de nivel, donde el punto más elevado de la lámina de agua corresponde con el límite talud base en los extremos de la balsa, más un margen de seguridad de 500mm sobre la cota máxima del talud

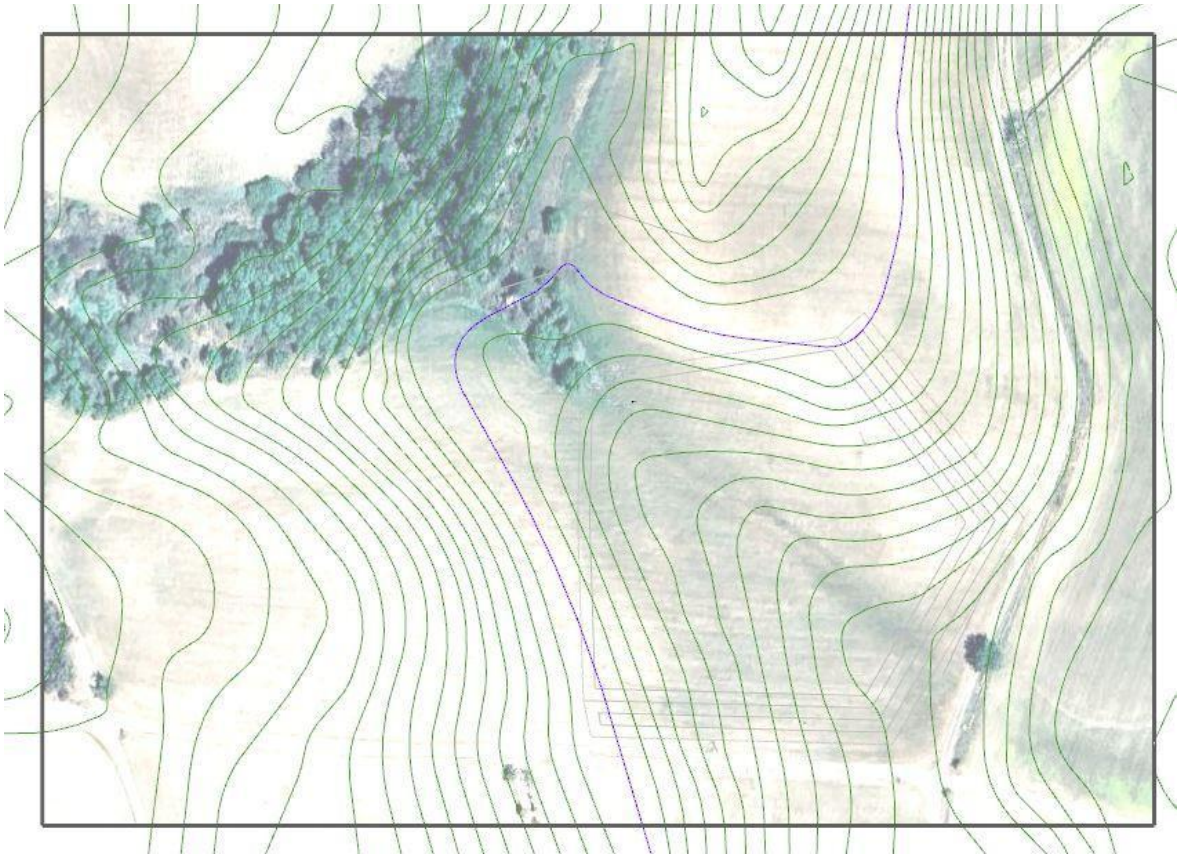


Ilustración 15 - Curvas de nivel para el diseño de la balsa. Fuente: Elaboración propia, 2025

La línea de cota marcada en 534 msnm sigue la curva de nivel de la misma cota sobre el nivel del mar, añadiendo el margen sobre la cota máxima, la lámina de agua quedará en 533,5 msnm.

Para el diseño del talud, podemos basarnos en la geometría analizada en: "*Ábacos Para El Dimensionamiento De Los Taludes De Las Secciones Tipo Definidas En El "Manual De Diseño, Construcción, Explotación Y Mantenimiento De Balsas"*

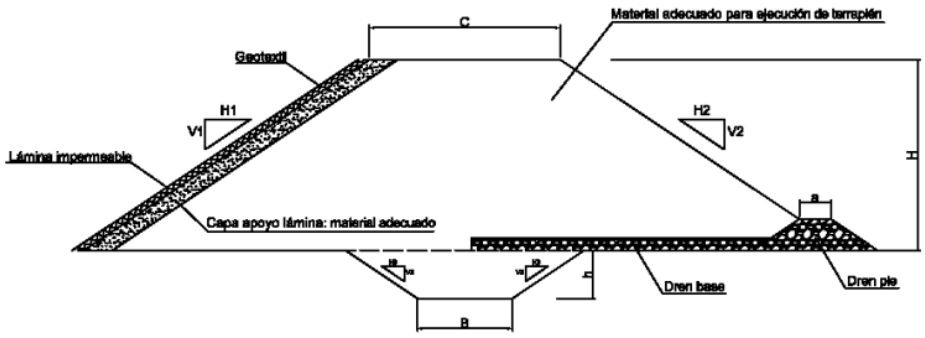


Figura 5 - Sección de dique Homogéneo con drenes en base y pie. Fuente: Ábacos Para El Dimensionamiento De Los Taludes. Estaire 1971"

Esta geometría nos permite el cálculo de una de las dos secciones, al existir una simetría constructiva en su diseño, cumpliéndose siempre que la más desfavorable de ellas será aquella que este en contacto o pueda tenerlo con el agua embalsada.

Para la simplificación del cálculo y al tener una geometría simétrica de diseño de sección del talud, los cálculos de talud resultan sencillos al aplicar el método de ábacos de diseño basado en ábacos de Taylor.

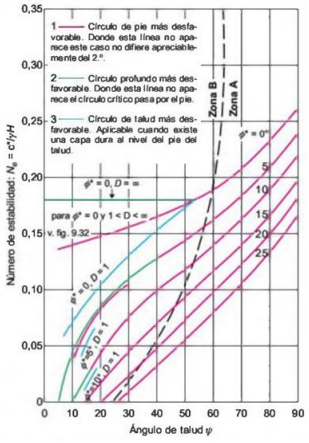


Figura 6 - Ábaco de Taylor para el Cálculo de Taludes. Fuente: Fundamentals of Soil Mechanics, Taylor. D, 1961

4.4.2 SISTEMA DE AGUAS: ABASTECIMIENTO, CIRCUITO Y BOMBEO

A continuación, se presenta la localización y descripción principal de las instalaciones que componen el abastecimiento de agua de suministro de proyecto

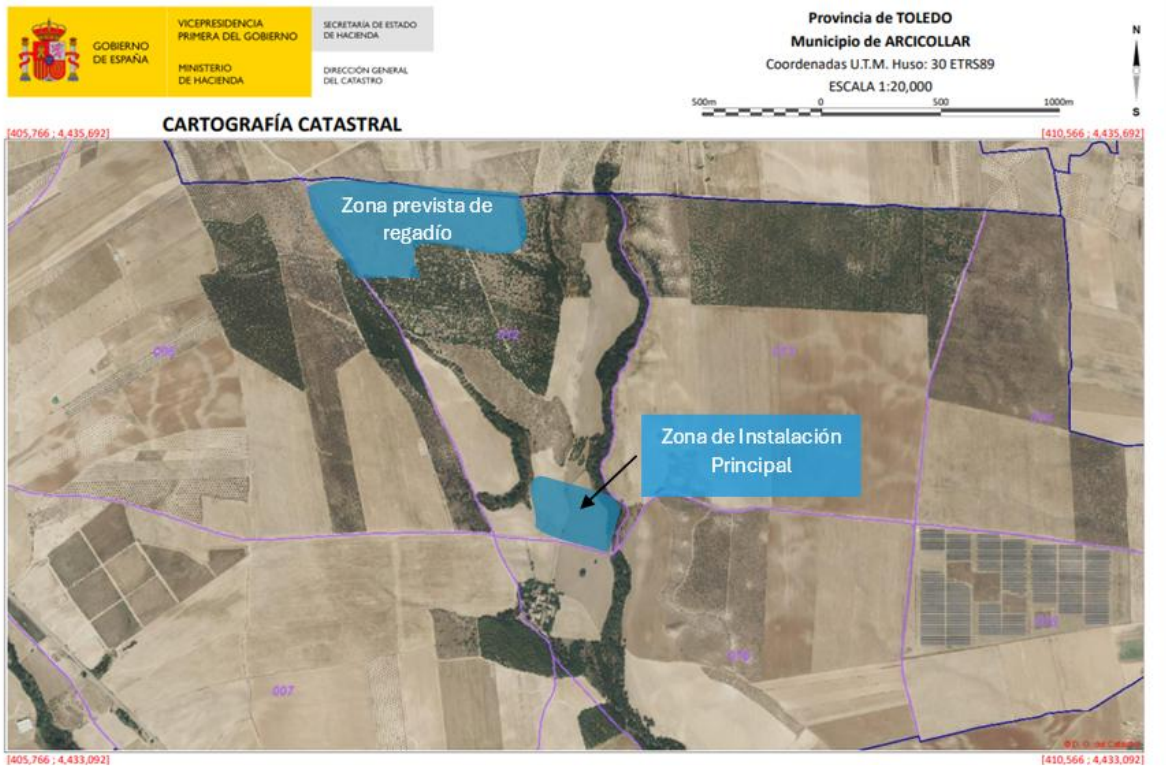


Ilustración 16 - Situación de las Zonas de Instalación Hidráulicas

Como se ha mencionado anteriormente, la instalación hidráulica consta de 2 partes en Fase I y una tercera en Fase II:

En la fase inicial, Fase I, se desarrollan los sistemas de bombeo de pozos de abastecimiento a balsa principal, y bombeo principal albergado dentro de la nave. Estos elementos de la instalación quedan encuadrados dentro de la Zona de instalación principal, marcada en la cartografía.

En la Fase II, sobre la zona marcada como zona prevista de regadío, se proyecta el estudio de un sistema de riego mallado sobre el uso existente en la zona de olivar.

Existe la siguiente relación entre los elementos del sistema:

Los pozos de suministro suponen la fuente directa y principal de suministro de agua al sistema, siendo instalaciones ya existentes. Se componen de 3 pozos de 13 mts desde cota cero en superficie de terreno, diámetro de 6,5 m, se encuentran horadados en lecho de arena sobre la margen izquierda de un arroyo natural, Arroyo de Vallehermoso, que discurre a lo largo de la explotación se supondrán inicialmente llenos y se actualizarán con los datos de captación. La cota cero utilizada de la localización es de 526,854 msnm.

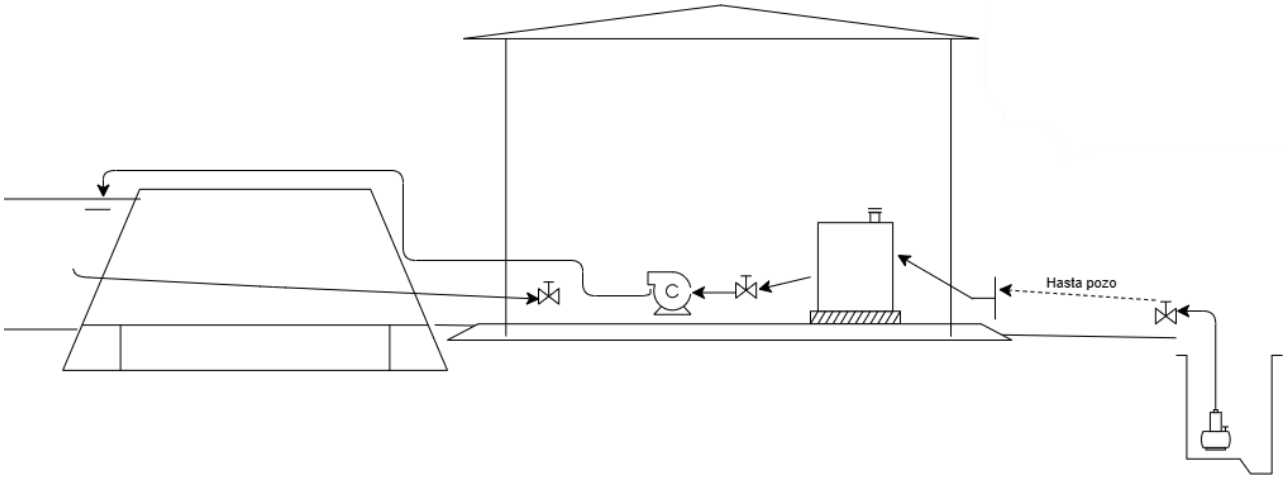


Figura 7 - Diagrama de la instalación Hidráulica. Fuente: Elaboración propia 2025

Respecto al caudal de abastecimiento que son capaces de extraer, se dispone de los datos de dimensionamiento de las anteriores bombas (grupos portátiles diésel), cuyos regímenes nominales estacionales de caudal de extracción, se estiman en 400 a 500 m3/h en los meses de invierno y 120 a 130 m3/h en los meses de verano y épocas de sequía. Estos caudales concuerdan además con el análisis pluviométrico de la zona de la Dehesa de Buzarabajo.

La extracción mediante bombeo se produce en cada uno de los pozos mediante bombas supletorias sumergibles, hacia la estación principal de bombeo y posterior embalsamiento de agua. (inicialmente se supondrá agua limpia en este análisis previo).

La estación principal de bombeo se ocupa de la gestión hídrica de las partes conectadas. Consta de una bomba principal que permite alimentar la reserva, y en la fase II, el sistema

de riego. Se dispone además un pequeño depósito auxiliar para cebado de las bombas y otros usos.

La Reserva Principal, Balsa, se alimenta únicamente desde la estación de bombeo principal. Se sitúa adyacente a la estación principal, minimizando la distancia entre la máxima altura de bombeo y la bomba principal. La capacidad proyectada de la balsa de 60.000 m3, a efectos de cálculo se considerará en el punto de máximo nivel de lámina de agua, situado en 4 mts sobre el fondo de cota de embalse.

A nivel de cálculo del sistema consideraremos los siguientes aspectos teóricos:

En la red principal de impulsión y distribución se adoptará el balance de energía de Bernoulli como marco general, de modo que la diferencia de carga total entre los puntos de captación de agua y entrega en depósito debe compensar la pérdida hidráulica total del sistema.

Como existen diferentes puntos de captación, se tomará como referencia homogéna las cotas en los depósitios. La pérdida de carga se descompone en pérdidas continuas por fricción en tubería y pérdidas singulares en accesorios.

Para la fricción en régimen permanente se puede emplear dos métdos de cálculo, ambos incluidos en la simulación.

En primer lugar, la expresión empírica, Ecuación 1, Hazen-Williams (HW)[18]*:*

$$hf = 10{,}67LQ^{1{,}852}(C^{-1}D^{-4{,}87}))$$

donde:

hf es la pérdida de carga (m)

L la longitud (m),

[18] (Flechas Hernández, 2011)

Q el caudal ($m^3\ s^{-1}$),

D el diámetro interno (m)

C el coeficiente de rugosidad.

La ecuación HW resulta ágil para diámetros ≥ 50 mm y velocidades ≤ 3 m s^{-1}, permitiendo estimaciones rápidas del diámetro y de alturas manométricas de bomba.

Para el dimensionamiento definitivo se aplicará la formulación, Ecuación 2 Darcy-Weisbach (DW), de base mecánica y válida en cualquier régimen:

$$h_f = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2g}$$

donde:

f es el factor de fricción (obtenido de Moody-Colebrook),

V la velocidad media

g la aceleración de la gravedad.

Las pérdidas singulares en codos, válvulas, etc se añaden sgún sus coeficientes Ki específicos, Ecuación 3:

$$hp, i = Ki \frac{V^2}{2g}$$

donde:

Vi es la velocidad media del fluido en la sección.

g la aceleración de la gravedad.

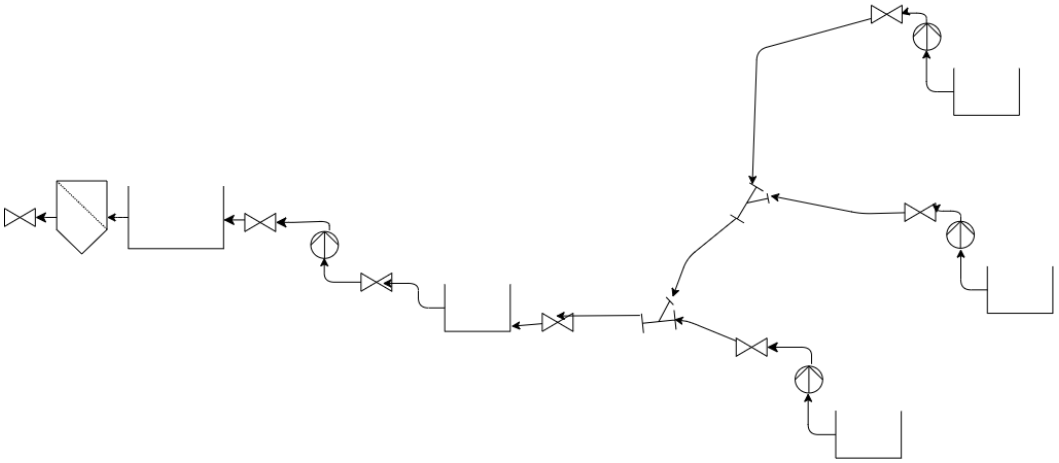


Figura 8 - Diagrama de la Instalación Hidráulica Principal. Fuente: Elaboración propia 2025

El valor de *Ki* correspondiente se obtiene de tablas hidráulicas (Crane, AWWA, Idel'cik) o y en nuestro caso, de la base de datos de parámetros de epanet. El rango de valores de Ki abarca desde 0,2 para un codo suave de 45° hasta > 10 en válvulas de retención mal dimensionadas. Siempre que el diámetro se mantenga constante en el tramo considerado, puede suponerse *Vi=V* .

Las pérdidas totales por accesorios se suman directamente, Ecuación 4:

$$hp, i = \sum Ki \frac{V^2}{2g}$$

Y al integrarse dentro de la ecuación de Darcy–Weisbach se define como longitud equivalente, Ecuación 5:

$$Lequiv = \sum Ki \frac{D}{f}$$

las pérdidas se convierten en metros de tubería recta y se añaden a la longitud total antes de calcular la pérdida continua En tramos de diámetros distintos, la suma debe realizarse por separado en cada diámetro.

4.4.3 SISTEMA ELÉCTRICO: SUMINISTRO Y TRANSPORTE

Para cuantificar el excedente fotovoltaico disponible se ha analizado el régimen dinámico de generación–demanda siguiendo el procedimiento que se describe a continuación. En primer lugar, se ha simulado la producción horaria de la planta de X kWp mediante la herramienta PVGIS 5 (base de datos ERA5-GHS, periodo 1994-2023), introduciendo la inclinación y el ángulo de azimut reales del campo FV. El resultado proporciona la energía bruta diaria

En ausencia de datos locales de curvas de precio y despacho publicados por Red Eléctrica de España (REE) para el nudo más próximo, Arcicóllar – Fuensalida, la demanda eléctrica del proyecto se ha aproximado a partir de la demanda media, desglosada según el mix horario y escalada al consumo específico de la instalación

Se ha considerado que la planta prioriza la inyección a red hasta la potencia contractual programada y desvía a electrólisis cualquier excedente cuando se cumplen las dos condiciones siguientes:

1. $\boldsymbol{PPV(t) > Pprog}$ Producción instantánea superior al tope de vertido.
2. El precio horario del mercado marginalista es inferior al umbral de rentabilidad, supuesto en ***15 €/MWh.***

El balance horario se expresa entonces como, Ecuación 6:

$$E\ excedente, diaria = \sum_{t=1}^{24} max[P\ PV\ (t) - P\ prog, 0]\Delta t$$

y, en el caso 2, sustituyendo la Programada = 0.

Esta metodología basada en perfiles FV simulados y en la demanda media ponderada permite estimar con suficiente precisión el excedente energético anual que alimentará al electrolizador, pese a la falta de curvas REE específicas para la subestación local. Para un día promedio, podemos obtener la producción de la planta: según su incidencia, a través del PV-GIS. Y sabemos que la producción media anual es de:

Producción media anual PV	**27.616.004, 23 kWh**

La conexión de transporte a red de la instalación se realiza a través de una conexión trifásica ya existente de 16.000V que conecta con el centro de transformación de suministro de red en el municipio de Arcicóllar. Se dispone de las secciones actuales en una hilera de catenaria, pudiendo ser necesaria la adición de otra adyacente en la fase 2 en un escenario de alto consumo

El régimen de suministro de energía eléctrica se corresponde con el modelo de Solar PPA (Power Purchase Agreement). En el cual se establece un acuerdo de producción/compra directamente con la empresa que explota la planta fotovoltaica.

Las condiciones contractuales suponen una bonificación para la planta de Arcicóllar, de forma directa, no suponiendo una venta al mercado de comercialización red, lo que afecta en que el kilovatio recibido en la explotación no percibe gravamen por la entrada el mercado generalista de electricidad. Se compromete en todo momento a asegurar el suministro según las condiciones descritas. Así mismo la explotación de la dehesa de Buzarabajo se beneficia obteniendo un precio reducido por kilovatio al establecer la relación contractual directamente con el productor de la energía.

4.4.4 OBRA CIVIL Y NAVE INDUSTRIAL

El objeto de diseño de la nave industrial es con el fin de albergar en un mismo espacio los equipos que conforman la instalación, equipos de hidrógeno e instalación solar adyacente y los equipos de bombeo, valvulería y gestión hídrica.

A nivel de diseño y dimensionado, se opta por una pequeña estructura en hierro, en perfiles HEB, con un cerramiento en placa de hormigón y cubierta a 2 aguas. Como aspectos previos al dimensionado deben tenerse en cuenta:

En primer lugar, el emplazamiento y orientación de la nave, que se sitúa en la explotación en la parcela REF: 45015A01200002, adyacente a los pozos en una de sus lindes y al almacenamiento hídrico de balsa de aguas.

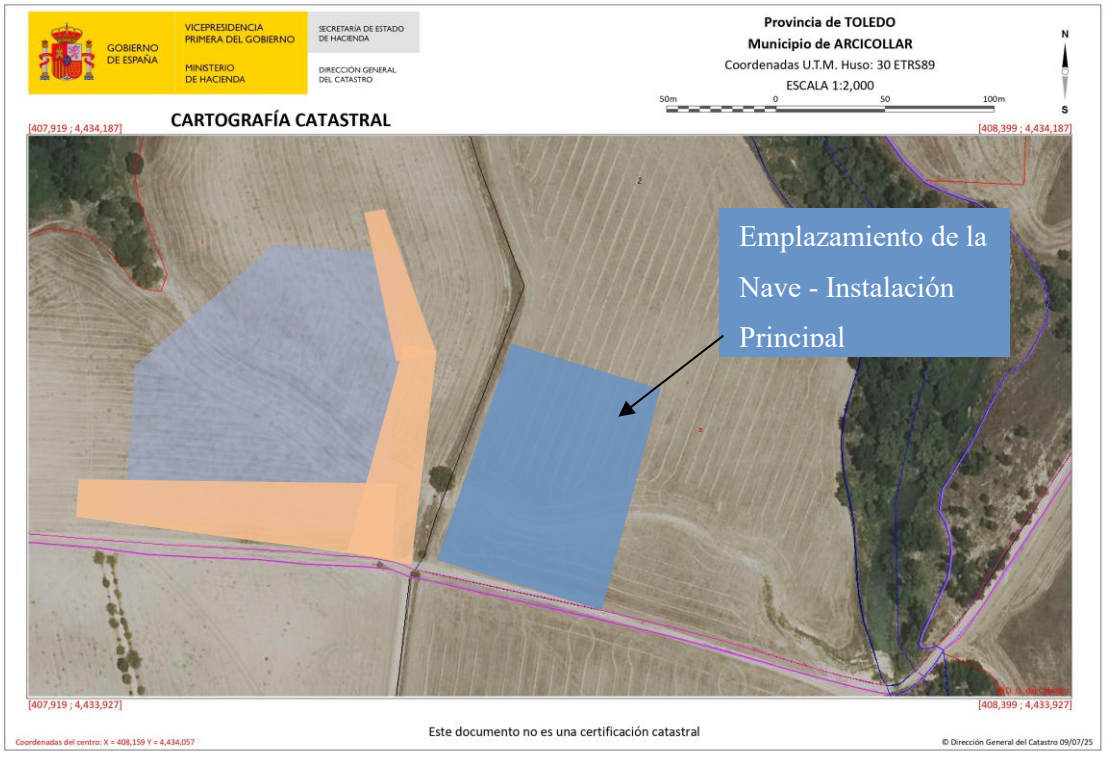


Ilustración 17 - Localización de la Nave principal

En segundo lugar, el dimensionamiento debe ser consecuente con los usos y equipos que se albergarán en la nave. Como se expondrá en el apartado de *5.5 Sistema productivo: Sistema de hidrolisis/electrólisis,* la instalación del sistema de producción de hidrógeno cuenta con un módulo de producción más una pequeña etapa de prefiltrado, además del módulo de electrólisis.

En la primera fase, se debe albergar en la nave, el módulo de electrolisis contenerizado, el prefiltrado de agua, el depósito auxiliar, los equipos de almacenamiento, la estación de bombeo y control. Además de liberar espacio para maniobrabilidad de equipos y mantenimientos.

El proyecto en su fase de ampliación implica la incorporación de otro electrolizador y un redimensionado del almacenamiento a un depósito presurizado de mayor tamaño, que serán tenidos en cuenta en el dimensionamiento.

A nivel de cálculo de la nave, se parte de una cimentación en hormigón más una estructura de perfiles HEB de acero laminado y cuyo dimensionamiento de perfiles y cálculo estructural parte del código técnico CT-DB-SE-A:

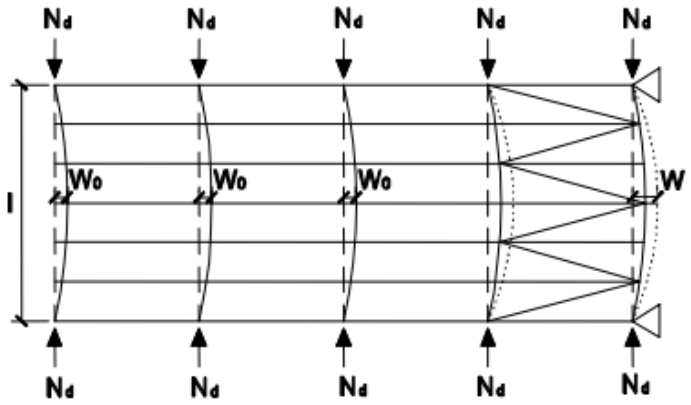


Figura 9 - Esquema de Flechas de una estructura en Anañlisis de estabilidad estructural. Fuente: Ct-DB-SE-A

En el aspecto relevante al cálculo y dimensionamiento de los perfiles, partimos del cálculo a estado último, y en particular, de la verificación de las secciones y uniones que conforman la estructura.

Tipo de verificación (1)	**Tipo de acción**	**Situación persistente o transitoria**	
		desfavorable	**favorable**
Resistencia	Permanente		
	Peso propio, peso del terreno	1,35	0,80
	Empuje del terreno	1,35	0,70
	Presión del agua	1,20	0,90
	Variable	1,50	0
		desestabilizadora	**estabilizadora**
Estabilidad	Permanente		
	Peso propio, peso del terreno	1,10	0,90
	Empuje del terreno	1,35	0,80
	Presión del agua	1,05	0,95
	Variable	1,50	0

Tabla 6 - Coeficientes según el efecto de la acción. Fuente: CT-DB-SE

Para un estado de cargas determinado en una barra i del sistema de la estructura, *Ecuación 7:*

$$N_Ed = 1.35 \cdot G + 1.50 \cdot Q$$

donde G representa las cargas permanentes y Q las variables. Esta mayoración garantiza que el esfuerzo empleado en la comprobación incluya los coeficientes de seguridad de las acciones.

Además, analizando el tipo de acciones a tener en cuenta:

Ilustración 18 - Mapa de división de las zonas según la combinación de acciones a tener en cuenta. Fuente CT-DB-SE-A, 2006

Según las características de la estructura y mayoración de las acciones podemos extraerlas de la siguiente tabla:

	ψ_0	ψ_1	ψ_2
Sobrecarga superficial de uso (Categorías según DB-SE-AE)			
• Zonas residenciales (Categoría A)	0,7	0,5	0,3
• Zonas administrativas(Categoría B)	0,7	0,5	0,3
• Zonas destinadas al público (Categoría C)	0,7	0,7	0,6
• Zonas comerciales (Categoría D)	0,7	0,7	0,6
• Zonas de tráfico y de aparcamiento de vehículos ligeros con un peso total inferior a 30 kN (Categoría E)	0,7	0,7	0,6
• Cubiertas transitables (Categoría F)		(1)	
• Cubiertas accesibles únicamente para mantenimiento (Categoría G)	0	0	0
Nieve			
• para altitudes > 1000 m	0,7	0,5	0,2
• para altitudes ≤ 1000 m	0,5	0,2	0
Viento	0,6	0,5	0
Temperatura	0,6	0,5	0
Acciones variables del terreno	0,7	0,7	0,7

(1) En las cubiertas transitables, se adoptarán los valores correspondientes al uso desde el que se accede.

Entonces tenemos en el caso más desfavorable:

$$N_Ed \;=\; 1.35 \cdot (G) \;+\; 1.50 \cdot (\sum \psi oi)$$

En ambos extremos de una viga o pilar determinado, se toma como empotrado en ambos sentidos de orientación o giro del perfil.

Tabla 6.1 Longitud de pandeo de barras canónicas

Condiciones de extremo	biarticulada	biempotrada	empotrada articulada	biempotrada desplazable	en ménsula
Longitud L_k	1,0 L	0,5 L	0,7 L	1,0 L	2,0 L

Tabla 7 - Ponderaciones de cálculo a pandeo según condición en el extremo del perfil. Fuente: CT-DB-SE-A

Al tratarse de un HEB el dimensionamiento según las dimensiones de la sección atienden a la siguiente tabla:

Tabla 6.2 Curva de pandeo en función de la sección transversal

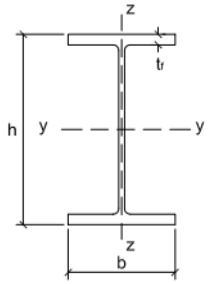
Tipo de sección		Tipo de acero	S235 a S355		S450	
		Eje de pandeo (1)	y	z	y	z
Perfiles laminados en I 	h/b > 1,2	t ≤ 40 mm	a	b	a_o	a_o
		40 mm < t ≤ 100 mm	b	c	a	a
	h/b ≤ 1,2	t ≤ 100 mm	b	c	a	a
		t > 100 mm	d	d	c	c

Tabla 8 - Tabla de entrada a la curva de pandeo para un perfil laminado en I. Fuente: CT-DB-SE-A

Entonces comienza un proceso iterativo, donde comprobamos con las cargas mayoradas, calculando la esbeltez de la siguiente forma, *Ecuación 8:*

$$N_b, Rd \ = \frac{\chi \cdot A \cdot f_y}{\gamma_M1}$$

Donde: ***M1 = 1,05*** *es el coeficiente parcial del material prescrito por el DB-SE-M.*

	Curva de pandeo				
Esbeltez reducida	**a_0**	**a**	**b**	**c**	**d**
Coeficiente (α) de imperfección	**0,13**	**0,21**	**0,34**	**0,49**	**0,76**
≤ 0,20	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0,30	0,99	0,98	0,96	0,95	0,92
0,40	0,97	0,95	0,93	0,90	0,85
0,50	0,95	0,92	0,88	0,84	0,78
0,60	0,93	0,89	0,84	0,79	0,71
0,70	0,90	0,85	0,78	0,72	0,64
0,80	0,85	0,80	0,72	0,66	0,58
0,90	0,80	0,73	0,66	0,60	0,52
1,00	0,73	0,67	0,60	0,54	0,47
1,10	0,65	0,60	0,54	0,48	0,42
1,20	0,57	0,53	0,48	0,43	0,38
1,30	0,51	0,47	0,43	0,39	0,34
1,40	0,45	0,42	0,38	0,35	0,31
1,50	0,40	0,37	0,34	0,31	0,28
1,60	0,35	0,32	0,31	0,28	0,25
1,80	0,28	0,27	0,25	0,23	0,21
2,00 (1)	0,23	0,22	0,21	0,20	0,18
2,20 (1)	0,19	0,19	0,18	0,17	0,15
2,40 (1)	0,16	0,16	0,15	0,14	0,13
2,70 (2)	0,13	0,13	0,12	0,12	0,11
3,00 (2)	0,11	0,10	0,10	0,10	0,09

(1) esbeltez intolerable en los elementos principales
(2) esbeltez intolerable incluso en elementos de arriostramiento

Tabla 9 - Curva de pandeo para el cálculo de la esbeltez del perfil. Fuente: CT-DB-SE-A

La sección será apta cuando se cumpla la inecuación, *Ecuación 9:*

$$N_Ed \ \leq \ N_b, Rd$$

Una vez tenemos los datos y características, el cálculo empieza con la representación de los elementos, barras y uniones de la estructura a analizar.

4.4.5 SISTEMA PRODUCTIVO: SISTEMA DE HIDROLISIS/ELECTRÓLISIS

En la producción de hidrógeno verde utilizando como suministro fuentes de energía renovables, la tipología de electrolisis y más concretamente el electrolizador utilizado desempeñan un papel clave en la etapa de producción. En este apartado se discutirán las tecnologías comercialmente disponibles y su adaptabilidad e idoneidad con el proyecto.

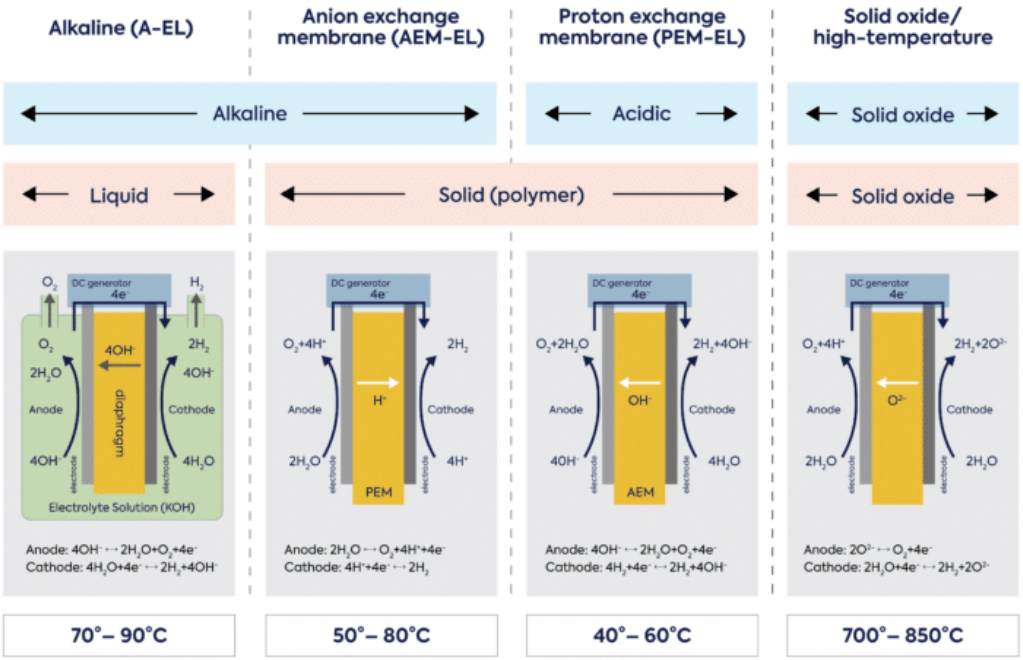


Ilustración 19 - Esquema de las tecnologías de electrolizadores comerciales. Fuente: Center On Global Energy Policy, Columbia – Sipa, 2025

Entre las tecnologías principales, la electrólisis alcalina (AWE) utiliza un electrolito líquido (KOH) para facilitar la reacción, contando con una construcción con electrodos de níquel.

$$Ánodo: 4\,OH^-(aq) \rightarrow O2(g) + 2\,H_2O(l) + 4\,e^-$$

$$Cátodo: 4\,H_2O(l) + 4\,e^- \rightarrow 2\,H2\,(g) + 4\,OH^-(aq)$$

Es una tecnología ampliamente desarrollada, pero presenta baja densidad de corriente, con una densidad inferior a 0,5 A/cm2, limitando la escalabilidad, siendo además muy sensible

a intermitencias en el suministro energético. Presenta un coste por kilovatio de entre 500 a1,000 €/kW [19].

La tecnología de hidrólisis PEM o electrólisis de membrana de intercambio protónico, es otra de las tecnologías más extendidas, esta emplea una membrana polimérica sólida. Mediante esta tecnología se obtiene una alta pureza del hidrógeno resultante, superior al 99,9%.

$$Ánodo: H_2O \rightarrow ½\, O2(g) + 2\, H^+(aq) + 2\, e^-$$

$$Cátodo: 2H^+\,(aq) + 2e^- \rightarrow H2(g)$$

Presenta un coste por kilovatio de entre 1,000 a 2,000 €/kW, por la utilización de catalizadores nobles como platino o iridio. Sin embargo, este tipo de electrolizador tiene muy buena integración en sistemas fotovoltaicos o eólicos, ya que presenta una respuesta rápida y estable a fluctuaciones renovables, idóneo para integración con fotovoltaica.[20]. La electrólisis de óxido sólido (SOEL) se ha consolidado recientemente como una de las tecnologías con mayor eficiencia por kilo de hidrógeno, de 30 a 35 kWh/kg de H_2, frente a 45 a 50 kWh/kg en AWE y PEM.

$$Ánodo: O^{2-}\,(aq) \rightarrow ½\, O2(g) + 2\, e^-$$

$$Cátodo: H_2O(l) + 2\, e^- \rightarrow H2\,(g) + O^{2-}\,(aq)$$

La eficiencia de la reacción incrementa significativamente cuando se opera a altas temperaturas, en esta aplicación se consigue el incremento de la temperatura mediante la circulación de vapor entre 700 y 900°C. Es tipo de tecnología es idónea para aplicaciones industriales donde se incorpore el aprovechamiento de calor, sin embargo, requiere tiempos de arranque de ciclo prolongados, limitando su uso en aplicaciones dinámicas[21].

---

[19] Vidas & Castro, (2021)
[20] Koj et al., (2025)
[21] Gerloff, (2021)

Finalmente, La electrólisis de membrana de intercambio aniónico (AEM), este nuevo desarrollo combina la electrolisis alcalina (AWE) con la flexibilidad de PEM, usando catalizadores no nobles.

$$Ánodo: 4\,OH^{-}(aq) \rightarrow O2(g) + \ 2\,H_2O(l) + \ 4\,e^{-}$$

$$Cátodo: 4\,H_2O(l) + \ 4\,e^{-} \rightarrow 2\,H2\,(g) \ + \ 4\ OH^{-}(aq)$$

Podemos resumir este análisis en una tabla para facilitar el comparativo, ordenada de mayor a menor índice de desarrollo:

Tecnología	***Características Constructivas***	***Pros***	***Contras***
Electrólisis Alcalina (AWE)	Electrolito KOH, níquel	Barata, estable	Baja densidad, sensible
Electrólisis PEM	Membrana polimérica, catalizadores	Alta pureza, rápida	Necesidad de catalizadores
Electrólisis SOEL	Uso de vapor,	Muy eficiente	Arranque lento, Alta temperatura
Electrólisis AEM	Catalizadores no nobles	Flexible, económica	En desarrollo

Tabla 10 - Características De Electrolizadores disponibles. Fuente. elaboración propia 2025

Finalmente, debido a las características que se presentan en el diseño de la planta y, para el dimensionamiento y elección del módulo de electrólisis, se han elegido dos posibles tecnologías a aplicar, representando los esquemas de ambos módulos.

Electrólisis PEM: Se opta por esta tecnología debido a su alta pureza del hidrógeno (>99,9%) y su rápida respuesta a fluctuaciones renovables, ideal para la integración con la planta fotovoltaica de Arcicóllar.

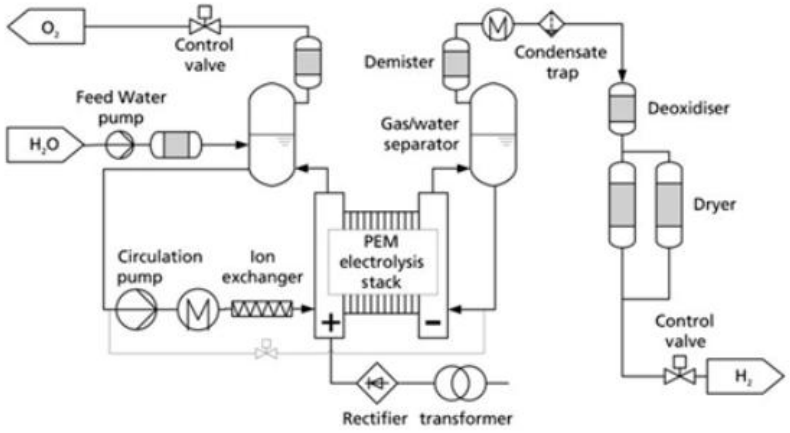


Figura 10 - Módulo de electrólisis Membrana polimérica. Fuente: Schropp, E.,et al (2021)

Electrólisis AWE: Esta tecnología se elige por su costo reducido (500-1,000 €/kW) y su estabilidad en grandes volúmenes, adecuada para el dimensionamiento de la planta, aunque se ajustará para mitigar su sensibilidad a intermitencias energéticas.

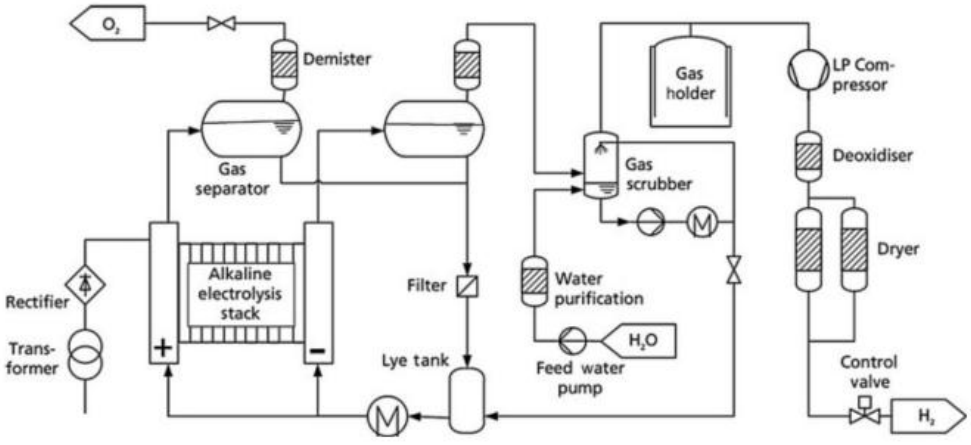


Figura 11 - Módulo de electrólisis alcalino AWE. Fuente: Smolinka et al, 2015

Ambas tecnologías destacan por su amplio desarrollo, su modularidad y facilidad de integración en un ensamblaje compacto.

Existen diversas opciones módulos de electrolisis PEM y AWE aptos a las condiciones y tecnologías que se han comentado anteriormente.

Al dimensionar la etapa de electrólisis, hemos de tener en cuenta, principalmente el suministro disponible de la planta fotovoltaica, y en menor medida, el caudal constante de consumo sobre el embalse. Comparativamente con los usos de riego, el consumo de una estación de electrólisis es significativamente inferior, en el orden de 400 l/h .

Principalmente, salvo ciertas variaciones propias a cada tipo de tecnología, existen 2 tipos de productos ofertados actualmente en el mercado:

Por una parte, los módulos PEM/AWE separados y escalables, conocidos como “Stacks” o “Cell Stacks”, siendo este producto, estrictamente el electrolizador al desnudo, sin etapas adyacentes. Este tipo de electrolizadores en stack, está enfocado a aplicaciones de producción directa de hidrógeno, donde se diseña la planta con enfoque en la producción a media y gran escala de hidrógeno para aplicaciones industriales o químicas (Amoniaco, biometano, etc).

Ilustración 20 - Electrolizador tipo Stack, 450KW. Fuente: Stargate hydrogen 2025

Por otro lado, las estaciones de producción de hidrógeno integradas, en Container, ampliamente utilizadas en aplicaciones de campo donde se busca una integración completa del proceso de electrolisis y todas sus etapas de postratamiento. Ambas tecnologías disponen de aplicaciones modulares integradas en container y con sus etapas de posprocesamiento.

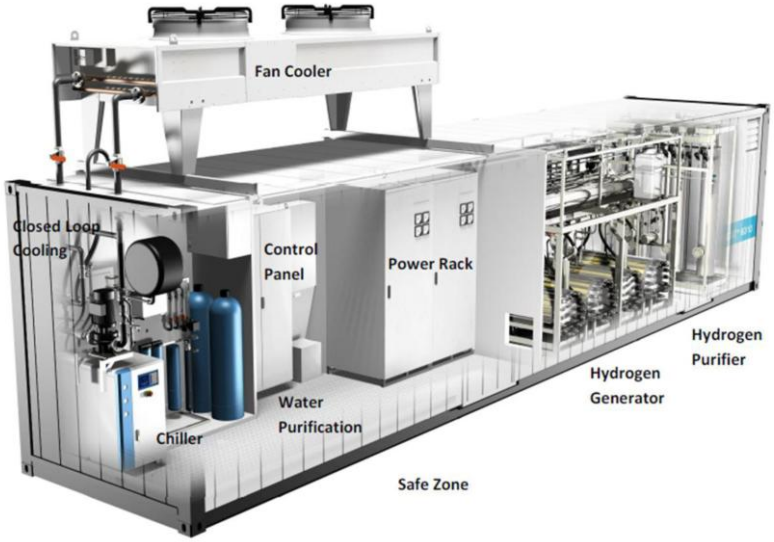


Ilustración 21 - Aplicación de Electrolizador en Container

La característica que define este sistema es su enfoque “plug & play”, de forma compacta y escalable en módulos. Por este motivo se tomará este tipo de módulo como equipo principal a incorporar en la instalación.

4.4.6 SISTEMA PRODUCTIVO: TANQUES Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

En este apartado se desglosan los almacenamientos previstos de hidrógeno en forma de depósitos presurizados. Se aborda su evolución y variabilidad en función de las fases de proyecto y otras consideraciones.

El almacenamiento del hidrógeno resultante de la planta de producción se almacena, durante la Fase I, en un tanque portátil del tipo móvil. El tanque elegido es un LH2-ISO-Container (HYLICS) diseñado para almacenar hidrógeno presurizado a baja temperatura.

La particularidad que presenta el tanque de almacenamiento elegido, ofertado por Linde Engineering es que, mientras esta aplicación está concebida principalmente para el transporte de gases presurizados, cumple tanto la normativa de certificación de almacenamiento estacionarios, como la normativa de certificación de tanques de transporte de gases presurizados. En consecuencia, lo convierten en un sistema de almacenamiento extremadamente versátil.

El tanque de almacenamiento, encastrado en una estructura de 40 pies, se compone de un tanque estandarizado con soporte para acoplamiento en su aplicación tráiler, además de los de control de presión y temperatura empotrados en la propia estructura.

Ilustración 22 - Aplicación estacionaria del almacenamiento móvil estandarizado. Fuente: Linde Engineering, 2025

Las especificaciones del tanque para su aplicación estacionaria durante su uso en la planta son las siguientes:

Parámetro	***Valor***
Medio almacenado	LH_2 refrigerado, UN 1966
Capacidad útil (masa)	≈ 3 900 kg de H_2
Presión máxima de trabajo (MAWP)	12.75 barg (EN 13530)
Tasa de evaporación normal (NER)	< 0.69 % · $día^{-1}$ a 30 °C
Velocidad de aumento de presión	< 0.08 bar · $día^{-1}$; > 200 h para pasar de 0.2 a 1.2 barg
Aislamiento	Vacío + MLI (multi-layer insulation)
Material—recipiente interior	Acero inoxidable 1.4311 / 304LN
Material—camisa exterior	Acero inoxidable 1.4301 / 304
Normas de diseño	EN 13530 (tanques criogénicos), PED, TPED
Homologaciones de fábrica	ISO 9001 / 14000 / 45001

Tabla 11 - Características del Tanque de Almacenamiento. Fuente: Linde Engineering,2025

El dimensionamiento es acorde al volumen de producción, aunque con una ligera diferencia de presión de salida de los módulos, por tanto, de acuerdo con las especificaciones, será necesario una reductora de presión en la etapa última de precompresión del gas.

Para calcular brevemente según las especificaciones y características, en su aplicación estacionaria:

La pérdida por ebullición en el tanque, según la presión nominal y el suministro después de precompresión*, Ecuación 10:*

$$M_{BOG} = \frac{NER}{100} * MLH_2$$

donde MLH_2 es la masa de hidrógeno que llena del tanque.

Tiempo hasta alcanzar la presión de venteo, seguridad, norma UNE, *Ecuación 11:*

$$T, venteo = \frac{\Delta P}{\dot{P}} = \frac{1.0 bar}{0.08\ bar * \ d^{-1}} \approx 12.5\ dias$$

En este caso, se trata de una aplicación particular de tipo tráiler que facilita el transporte del hidrógeno almacenado a su uso final.

Ilustración 23 - Sistema de transporte por tráiler del depósito de almacenamiento. Fuente: Linde Engineering, 2025.

En este escenario se ha contemplado el uso de este tipo de almacenamiento como aplicación inicial, hasta el momento en que el hidrógeno sea consumido dentro de la propia planta, momento que se da cuando se consigue la madurez del proyecto. Gracias a la disponibilidad y maniobrabilidad que ofrece este almacenamiento, se facilita su comercialización y transporte desde la propia planta hasta su consumo final[22].

[22] (*le_staticequipment_trailer_emea_broschure_a4_rz_144dpi_lbs180_194174.pdf*, s. f.)

4.5 IMPLEMENTACIÓN

En el desarrollo de este proyecto se contempla una implementación progresiva de los elementos que conforman la instalación, además de una disgregación de este en fases de desarrollo y ampliación cumpliendo gradualmente los objetivos propuestos en cada una de las fases. El proyecto consta de 3 fases siendo la Fase 0, Análisis y estudio in situ de la explotación, Fase I, donde se aborda propiamente la implementación del proyecto diseñado, con los elementos en una primera fase de desarrollo; y Fase II, donde se aborda una ampliación del proyecto, con incremento en aspecto productivo.

Fase 0: Análisis y estudio in situ:

El propósito de la fase de análisis es evaluar las condiciones locales de la explotación agrícola en Dehesa de Buzarabajo, incluyendo la disponibilidad de recursos hídricos (embalse), radiación solar para la planta fotovoltaica y características del suelo para la obra civil. Este estudio in situ permite definir los requisitos técnicos para la integración de tecnologías PEM y AWE, y dimensionar las instalaciones y equipos acorde con las características analizadas asegurando la viabilidad inicial del proyecto.

Fase I: Desarrollo de la planta y la instalación

Esta fase implica la construcción y puesta en marcha de la planta. Comenzando con la obra civil, movimiento de tierras, compactación y construcción del embalse y la nave industrial que albergará la instalación. Después, la disposición de las canalizaciones, soterramientos e instalación de los grupos de bombeo y las instalaciones de control de este. Seguido, la instalación del módulo de electrólisis (usando PEM o AWE) y las extracciones al depósito móvil. Por último, se realizan las primeras pruebas de presión y sistemas por separado y una vez se recibe el almacenamiento móvil, se comprueba el funcionamiento del conjunto de la instalación.

Fase II: Ampliación y mejoras

En esta fase se amplía la capacidad productiva, gracias a la instalación de otro módulo de electrolizadores en paralelo al instalado en la Fase I, consecuentemente el escalado del almacenamiento mediante la incorporación de una estación de compresión y almacenamiento estacionaria fija (contenedores ISO), incrementando la capacidad con respecto a la fase anterior.

En esta fase, se debe realizar un nuevo análisis del suministro y recursos disponibles para la actualización de los datos del modelo, respondiendo al aumento de demanda energética y productiva realizado. Además, en esta fase, se prevé la instalación del riego en las zonas donde se busca aumentar la productividad agrícola, se fomenta así la reinversión de los beneficios obtenidos por la comercialización del hidrógeno producido hasta el momento.

En definitiva, la implementación en fases de la Planta de Hidrógeno Verde en la Dehesa de Buzarabajo se justifica por la necesidad de garantizar una ejecución ordenada, adaptada a las limitaciones y oportunidades de un contexto rural y las limitaciones propias de la explotación. La Fase 0 permite un análisis inicial in situ para evaluar recursos y sinergias agrícolas, optimizando el diseño.

La Fase I establece la base operativa del modelo productivo de hidrógeno verde, asegurando viabilidad del proyecto, mientras que la Fase II amplía la capacidad y eficiencia, respondiendo al incremento de la demanda y consolidando la descarbonización de los usos productivos. Este enfoque progresivo facilita la integración con la explotación agrícola y asegura la escalabilidad y replicabilidad, alineándose con los objetivos a medio y largo plazo.

4.6 CONCLUSIÓN:

En este capítulo, el modelo teórico expone la propuesta de Plan de hidrógeno verde para la Dehesa de Buzarabajo. Tras contextualizar las condiciones y características de los recursos disponibles, irradiación solar, disponibilidad hídrica y marco constructivo; se han descrito los subsistemas esenciales: captación y almacenamiento de agua, generación de hidrógeno mediante electrólisis, depósito de almacenamiento a presión y obra civil.

Los criterios de diseño se resumen en el cálculo hidráulico (Hazen-Williams y Darcy-Weisbach), la selección de la tecnología de electrólisis y la verificación estructural preliminar de la nave según CTE DB-SE.

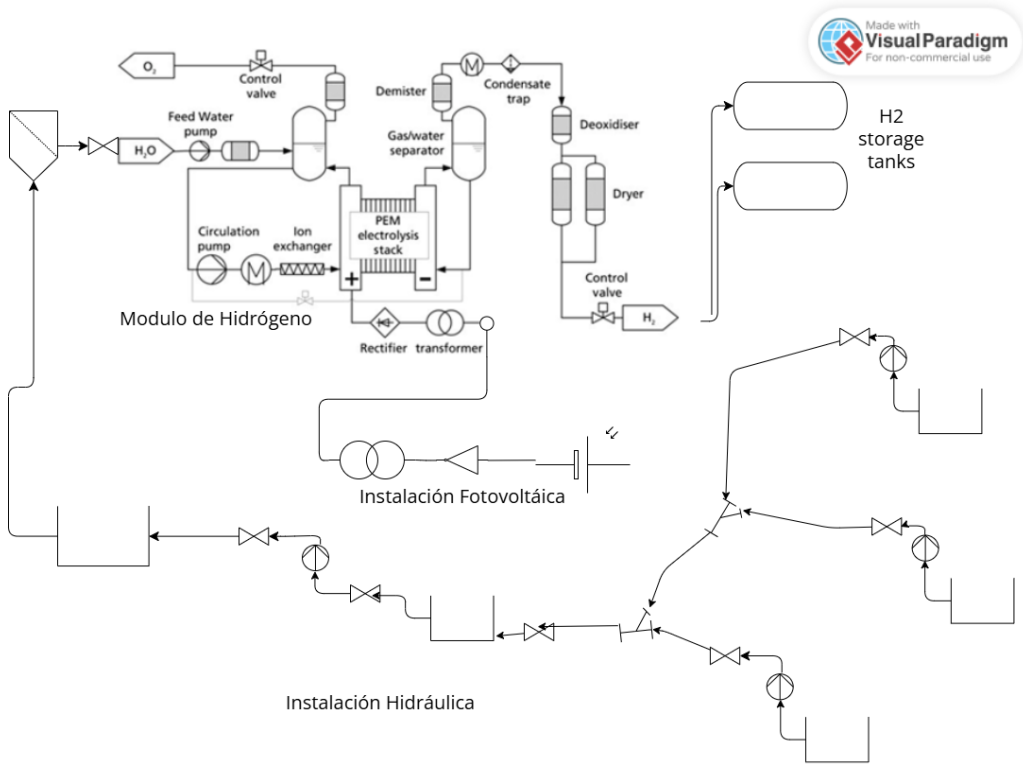


Figura 12 - Diagrama Unifilar completo de la instalación

Sobre esta base se han establecido también las reglas de combinación de cargas y las verificaciones normativas de referencia. El desarrollo de cálculo se aborda en el capítulo siguiente, donde se cuantificarán las magnitudes resultantes y las simulaciones del modelo.

5. DESARROLLO PRÁCTICO

En este epígrafe se aborda el cálculo y consideraciones que afectan a las partes que componen el proyecto de la Planta de hidrógeno verde: Hidráulica, Obra civil, Diseño del módulo de electrólisis.

La planta de producción de hidrógeno verde consta de una instalación principal que alberga el módulo de electrólisis y la instalación principal de bombeo. El suministro de agua de proceso se realiza mediante el abastecimiento desde el embalse que es llenado desde los pozos. A continuación, se presenta un mapa de las instalaciones:

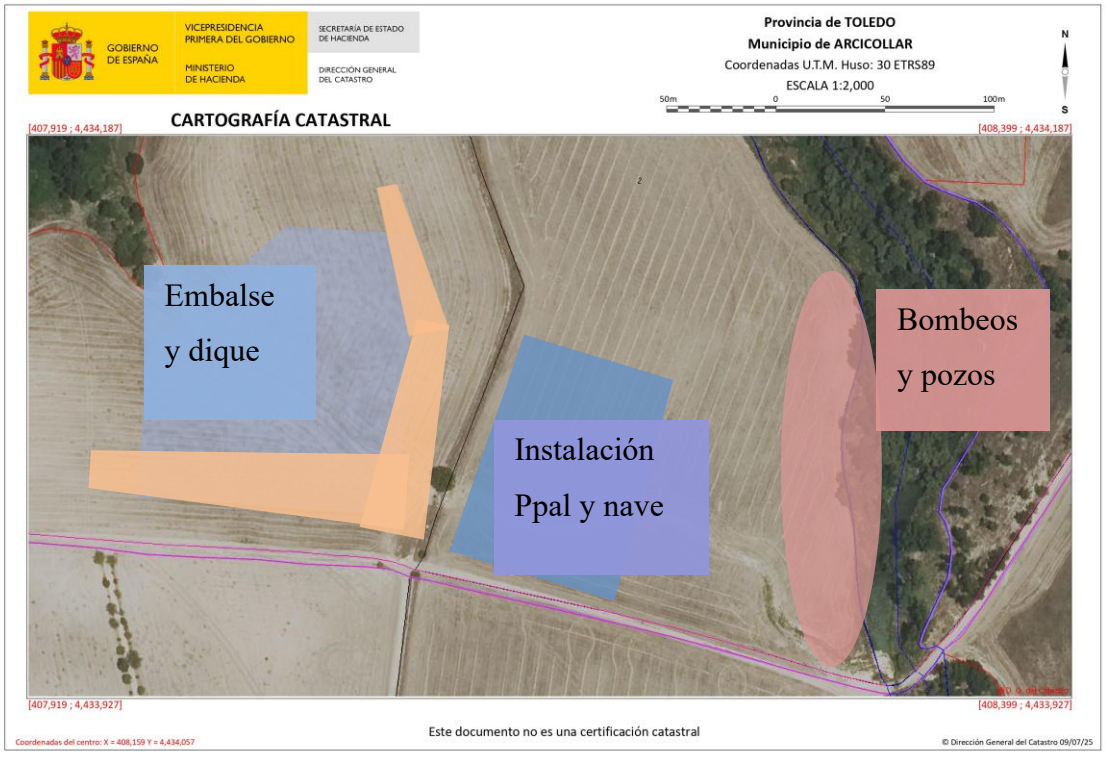


Ilustración 24 - Mapa de seccionamiento de la Instalación. Fuente: Elaboración propia 2025

5.1 SISTEMA DE AGUAS, CÁLCULO DE LA BALSA: MÉTODO DE TALUDES

En esta sección se dimensiona el embalse atendiendo a los criterios de estabilidad y capacidad exigidos por el proyecto. Dado que la sección transversal del dique presenta una geometría simétrica, el análisis del talud puede abordarse de forma simplificada mediante el método de los ábacos de Taylor, para taludes homogéneos. Al emplear estas gráficas normalizadas se obtiene, con rapidez y suficiente rigor, el coeficiente de seguridad frente al deslizamiento para distintas combinaciones de altura útil, pendiente del talud y parámetros resistentes del terreno. Los resultados numéricos derivados de este procedimiento se detallan a continuación:

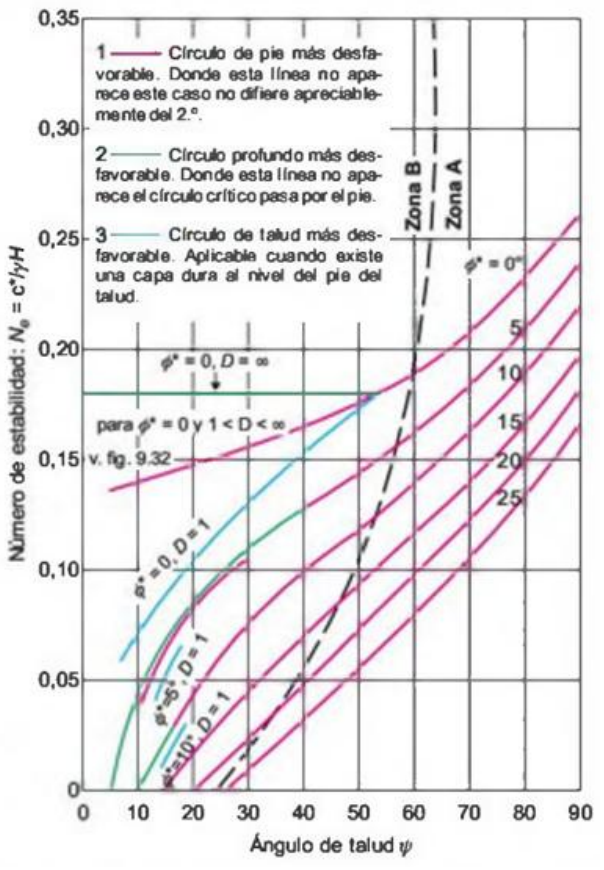


Figura 13 - Ábaco de Taylor para el Cálculo de Taludes. Fuente: Fundamentals of Soil Mechanics, Taylor. D, 1961

A partir del ábaco de Taylor, empelamos las siguientes ecuaciones para realizar el cálculo.

La ecuación para obtener del número de estabilidad, Ns, *Ecuación 12:*

$$Ns = \frac{c\ /Fc}{\gamma \cdot H}$$

Donde:

c es la cohesión del terreno base en t/m2

γ es el peso específico aparente de dique, en este caso arena compactada de terreno, en t/m3

H es la altura de dique, en m

Fc es el coeficiente de seguridad con respecto a la cohesión, adimensional.

Para obtener el coeficiente de seguridad frente a rozamiento, $F\phi$, *Ecuación 13:*

$$F\phi = \frac{tan(\phi)}{tan(\phi *)}$$

Donde **ϕ*** es el ángulo de rozamiento de equilibrio límite y ϕ es el ángulo de rozamiento interno en el terreno.

El factor de seguridad empleado depende de los escenarios de uso de la balsa, donde es en todo caso necesario cumplir el caso más restrictivo en la sección más solicitada, en este caso, el borde de talud.

Combinación de acciones	ROM 0.5-05	Guía Cimentaciones Obras de Carreteras	Código Técnico Edificación
Cuasi-permanente	1,4	1,5	1,8
Fundamental	1,3	1,3	(1)
Accidental o sísmica	1,1	1,1	1,2
Nota 1: El Código Técnico de la Edificación distingue únicamente entre situaciones persistentes o transitorias (FS = 1,8) y situaciones extraordinarias (FS =1,2)			

Tabla 12 - Valores del Factor de Seguridad para Estabilidad de taludes, Norma EC-7. Fuente: Estaire, 2013

En este caso será de acción permanente o cuasi-permanente para el diseño con uso de balsa de almacenamiento.

Para los valores de terreno, tomamos como referencia el CT-DB-SE-C:

Tabla D.26. Valores orientativos de densidades de suelos

Tipo de suelo	γ_{sat} (kN/m^3)	γ_d (kN/m^3)
Grava	20 – 22	15 – 17
Arena	18 – 20	13 – 16
Limo	18 – 20	14 – 18
Arcilla	16 – 22	14 – 21

Tabla D.27. Propiedades básicas de los suelos

Clase de suelo		Peso específico aparente (kN/m^3)	Ángulo de rozamiento interno
Terreno natural	Grava	19 – 22	34º - 45º
	Arena	17 – 20	30º - 36º
	Limo	17 – 20	25 – 32º
	Arcilla	15 – 22	16º – 28º
Rellenos	Tierra vegetal	17	25º
	Terraplén	17	30º
	Pedraplén	18	40º

Tabla 13 - Tabla de Propiedades de Suelos. Fuente:CT-DB-SE-C

Siendo un terreno entre arenoso y arcilloso, se encuentra en la categoría de limoso, tomamos entonces los parámetros inferiores para desarrollar el cálculo[23].

Por tanto, las condiciones de cálculo son las siguientes:

Altura fijada del talud:	*H=4,5m*
Cohesión del terreno base:	c=1t/m2
Ángulo de rozamiento interno:	ϕ=25º
Peso específico aparente:	γ=17kN/m3
Coeficiente de seguridad respecto a la cohesión, (EC-7):	*F*=1,8

Tabla 14 - Valores del Cálculo de taludes

[23] Cte-DB-SE-C, (2019).

Sustituyendo para realizar el cálculo, numero de estabilidad:

$$Ns = \frac{1/1{,}8}{1{,}7 \cdot 4{,}5m} = 0{,}726 \qquad (12)$$

Y despejando de la ecuación de ángulos críticos:

$$tan(\phi *) = \frac{tan(\phi)}{F} = \frac{\tan 25º}{1{,}8} = 0{,}259 \qquad (13)$$

$$arctan(0{,}259) = \phi *= 14{,}64º$$

Y entrando por los ejes en el ábaco de Taylor, obtenemos el ángulo del talud:

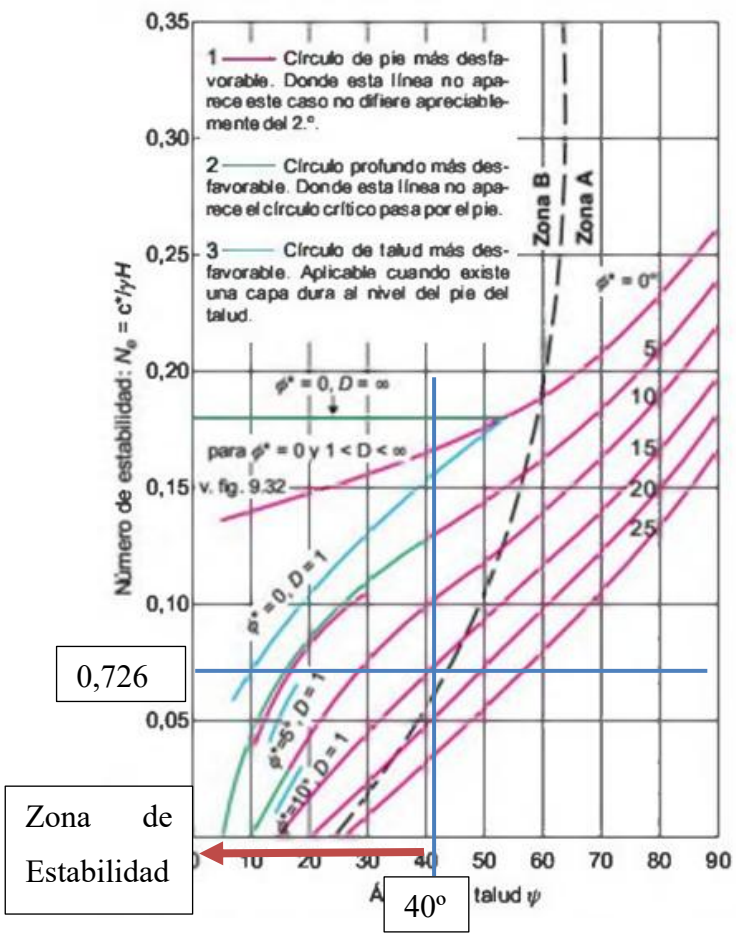


Figura 14 - Cálculo de los Valores de Diseño de Talud

Para la geometría calculada, toda pendiente con ángulo de talud igual o inferior a 40º, se encuentra en la zona de estabilidad. Para este ángulo, se ha diseñado la sección más

solicitada en el pie de la balsa, con la altura especificada de 4,5mts, resultando en una base de 13,72mts.

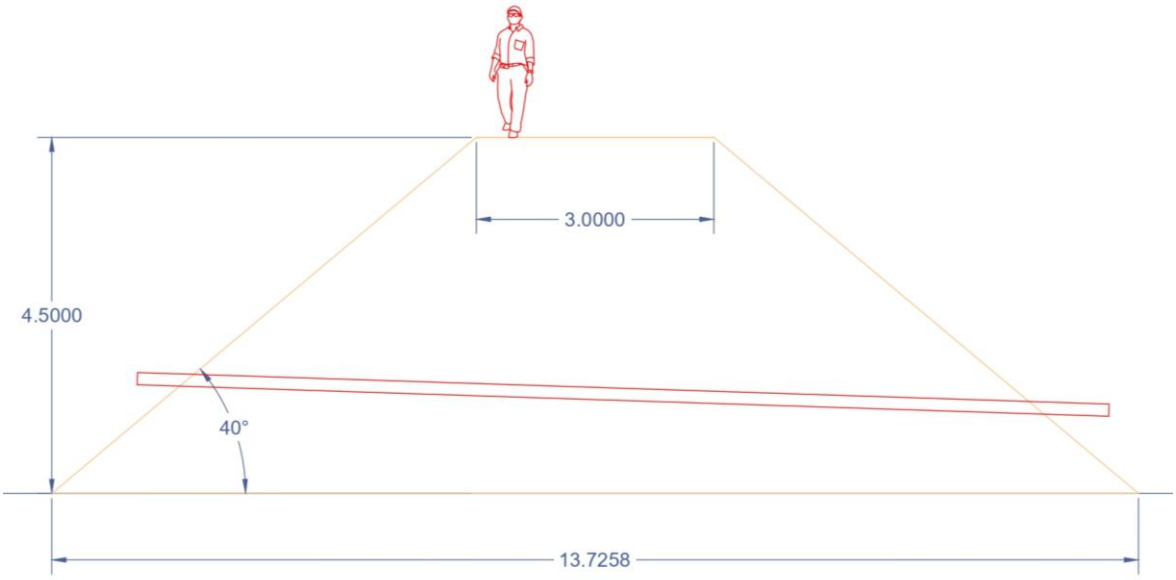


Figura 15 - Dimensiones de talud en la sección más solicitada. Fuente: Elaboración propia 2025

Una vez calculada la sección transversal del talud para la sección de mayor solicitación, diseñamos el sistema de taludes, sobre la cartografía de la parcela. Recorremos la línea de cota en 534msnm, proyectando sobre la planta, la sección de dique para el ángulo calculado.

Es necesario tener en consideración que para facilitar la construcción y compactación se busca que el recorrido siga una línea lo más recta posible, obligando en las zonas de curvatura extensa a realizar un quiebro en la línea de referencia, como se muestra en el plano de diseño en planta a continuación.

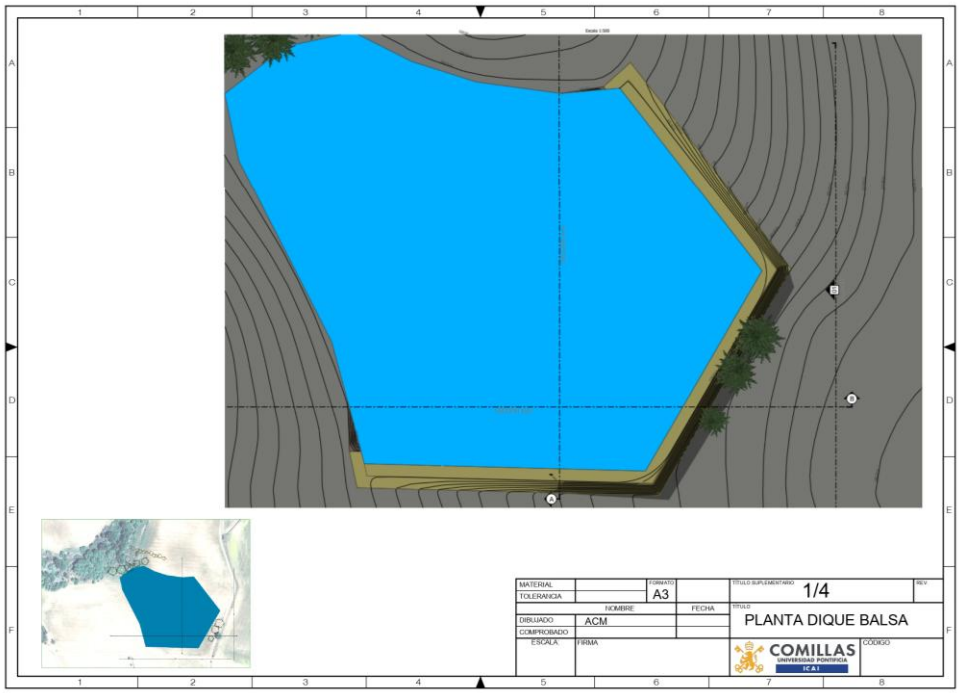


Ilustración 25 - Plano en Planta del embalse. Fuente: Elaboración propia 2025

Según el movimiento de tierras, para obtener la geometría diseñada de embalse y talud se calcula mediante le Edificus 3d, el vaciado y aplanado para enrasar con la curva de nivel fijada, obteniendo los volúmenes y desplazamientos necesarios para dimensionar:

Descripción	*Excavación [m³]*	*Relleno [m³]*
Dique	0,10	7 242,63
Lámina de agua	**0,00**	**59 121,62**
Movimiento de tierras (zonas auxiliares, nivelaciones)	16 738,46	399,04
Totales	**16 738,56**	**7641,67**

Tabla 15 - Resultados del Cálculo de Movimiento de tierras para talud. Fuente: Elaboración propia, 2025.

Obtenemos como resultado los volúmenes de la balsa, en 59.121,26 m3, muy cercano a los 60.000 m3 proyectados en inicio, y el cálculo de volumen de movimiento de tierras, en

16 738,56 m3 de excavación y 7641,67 m3 de relleno, lo que hacen un total de 24.380,13 m3 totales**.**

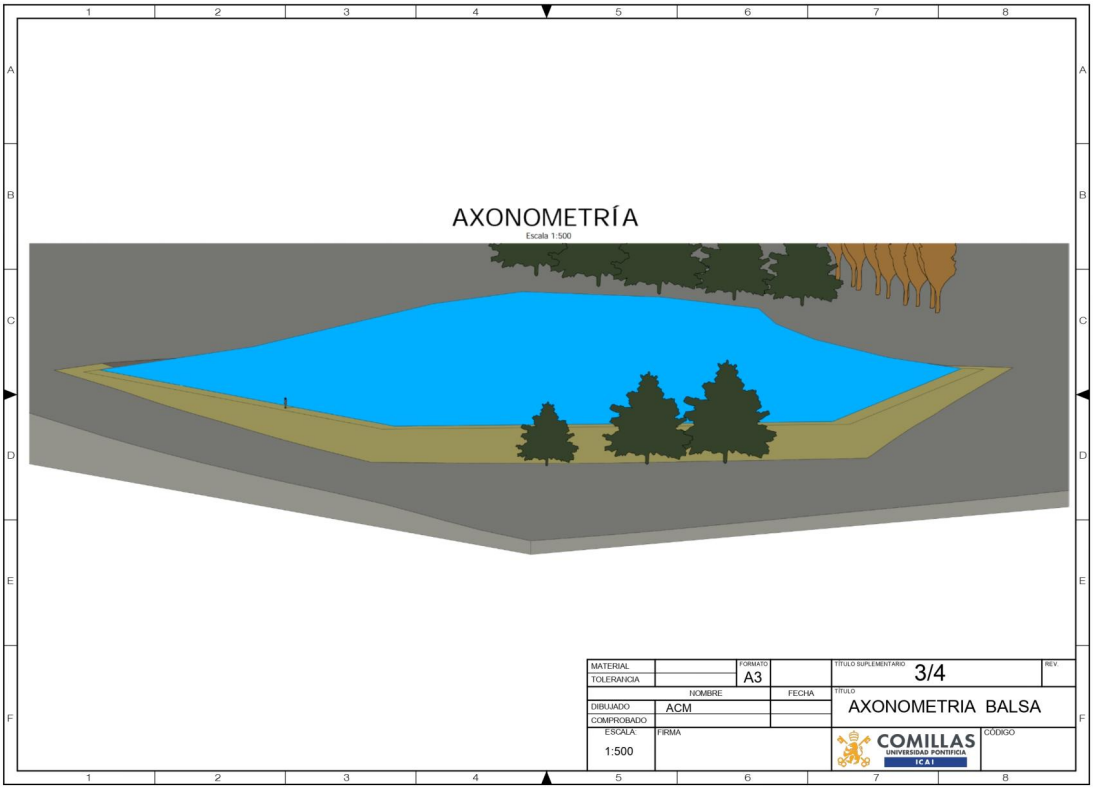


Ilustración 26 - Plano de Axonometría del embalse. Fuente: Elaboración propia 2025

El diseño del sistema de balsa mediante taludes permite la renaturalización de las zonas donde se dispondrá la instalación, el cambio de uso de las parcelas produce un desplazamiento del ecosistema y biocenosis propio de la misma y del uso agrario que hasta el momento de su implementación se desarrolla en ella: "En un uso agrario productivo la pérdida de naturalidad es intrínseca, pero una parte de la pérdida de naturalidad del paisaje agrario es innecesaria desde el punto de vista puramente agronómico. Es decir, una mayor naturalidad del paisaje no tiene porqué implicar una pérdida de producción agraria "[24]

[24] Departamento de Conservación de Suelos y Agua y Manejo de Residuos Orgánicos CEBAS-CSIC: Gonzalo González Barberá, (s. f.)

5.2 SISTEMA DE AGUAS: ABASTECIMIENTO, CIRCUITO Y BOMBEO

5.2.1 CÁLCULO Y DIMENSIONAMIENTO EN ESCALA: COTAS Y CARTOGRAFÍA

En este apartado se resume la metodología seguida en la adaptación a la cartografía y desarrollo del modelo escalado.

Es necesario en todo caso mencionar que, puesto que los archivos de catastro y cartografía se han extraído ambos del Catastro Virtual, comparten la misma referencia, sin embargo, a la hora de superponer y cotejar ambos, y para realizar el posterior dimensionado a escala del sistema es estrictamente necesario realizar el escalado.

En primer lugar, se dispone de los recursos cartográficos extraídos de Catastro virtual, siendo estos los mapas anteriormente presentados, además de su transformado a .bmp para ser superpuesto en epanet, y su homólogo en Autocad, formato .dxf, del que nos permite extraer las dimensiones y coordenadas necesarias para combinar ambas referencias en el cálculo.

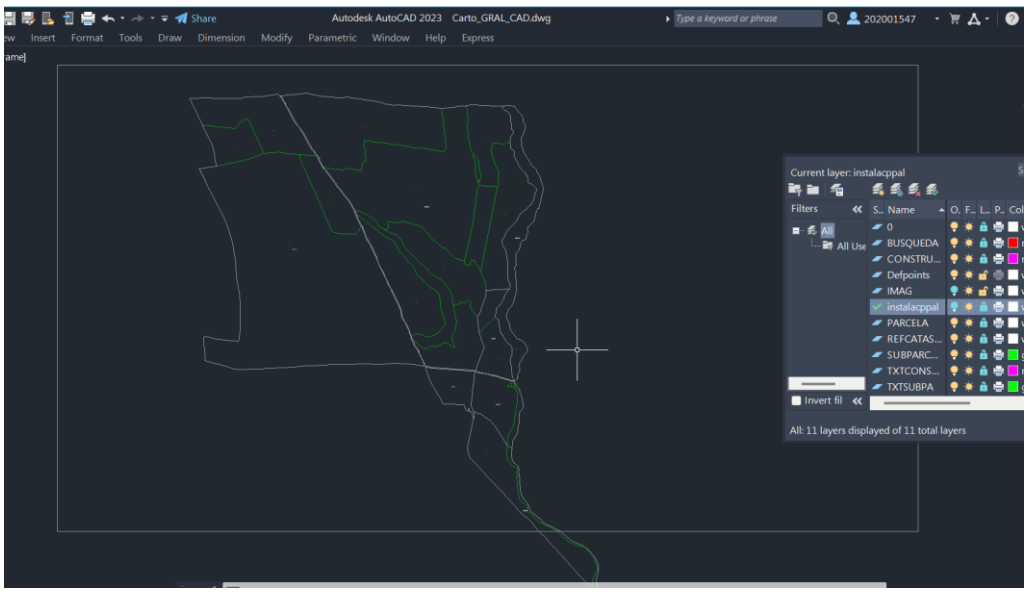


Ilustración 27 - Cartografía de la Localización de la Instalación Principal - Catastro Virtual

A partir de los archivos .dxf se ha conseguido transformar la cartografía de la instalación en un archivo admitido por epanet donde se mantienen cotas ya coordenadas. Es necesario además de este paso adaptar las coordenadas una vez dentro del modelo.

Epanet reconoce las coordenadas extraídas en la cartografía, pero es necesario escalar las referencias de mapa para encontrar una concordancia entre las coordenadas cartográficas, por lo que comenzamos con un pequeño cálculo de las relaciones:

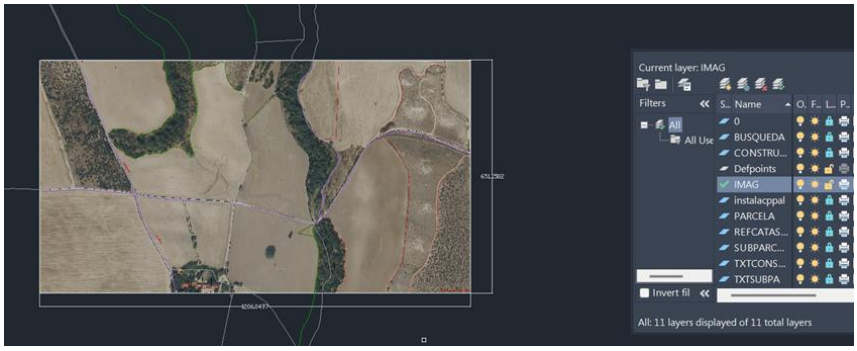


Ilustración 28 - Superposición de la Cartografía de Catastro y escalado del plano

Una vez superpuesto la cartografía frente al .dxf podemos exportar con las coordenadas de la propia cartografía. Importando el archivo en epanet, podemos comprobar que la primera medida de la tubería principal de abastecimiento concuerda con la longitud en la linde hasta la parcela de instalación principal.

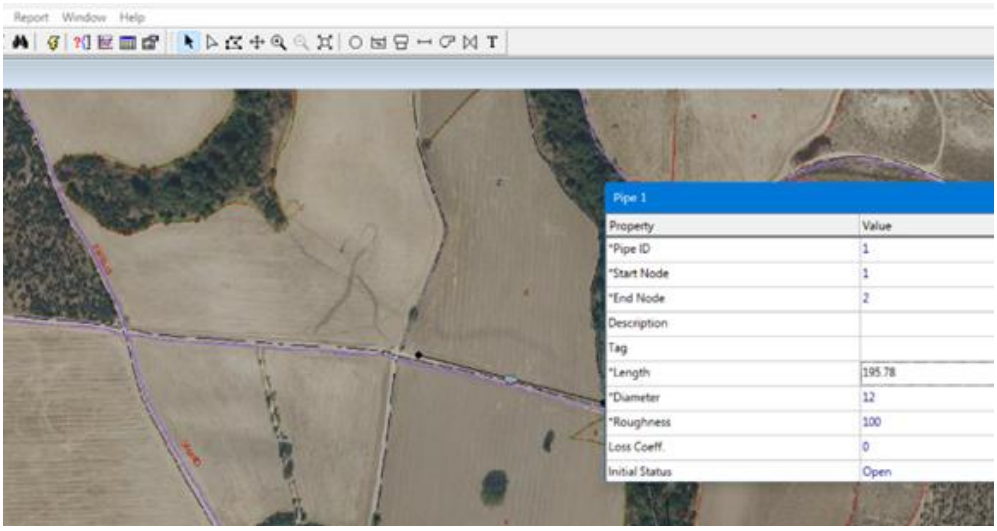


Ilustración 29 - Cartografía importada en modelo Epanet

5.2.1 CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN PRINCIPAL, SIMULACIÓN:

Tomando como referencia el esquema unifilar de la instalación hidráulica y una vez calculada la capacidad real de la balsa de agua, procedemos con el calculo y simulaciones de operación de la instalación hidráulica principal:

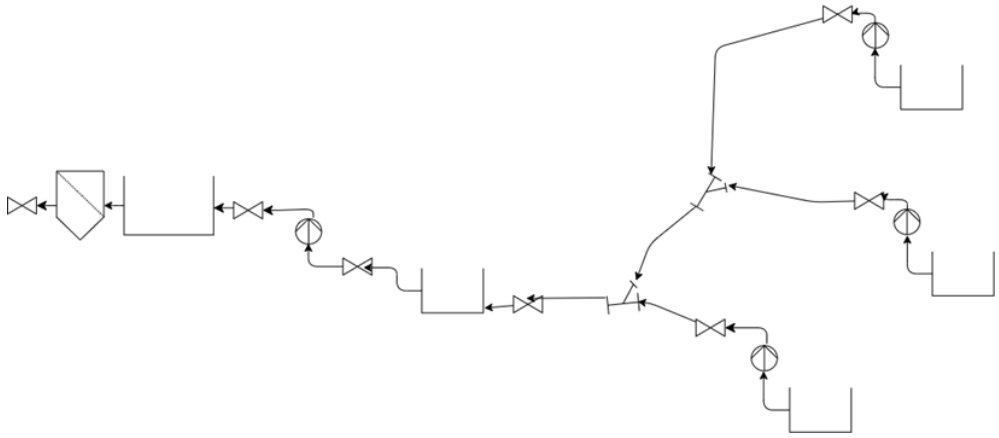


Figura 8 - Diagrama de la Instalación Hidráulica Principal. Fuente: Elaboración propia 2025

El trazado, plasmado en el plano general de servicios, se organiza en dos subsistemas encadenados:

Las tres líneas independientes de impulsión desde los pozos de abastecimiento, equipadas con las bombas BOMBA-1, BOMBA-2 y BOMBA-3, y con sus respectivas válvulas de seccionamiento VALV-1, VALV-2 y VALV-3.

El colector principal donde dichas líneas confluyen y que, a través de la bomba de cabecera BOMBA_PPAL y la válvula previa VALV_PPAL_ANT, conduce el caudal hacia la entrada del embalse;

Todas las tuberías se han dimensionado siguiendo la topografía representada en planta y se identifican mediante códigos alfanuméricos que indican diámetro nominal y longitud proyectada.

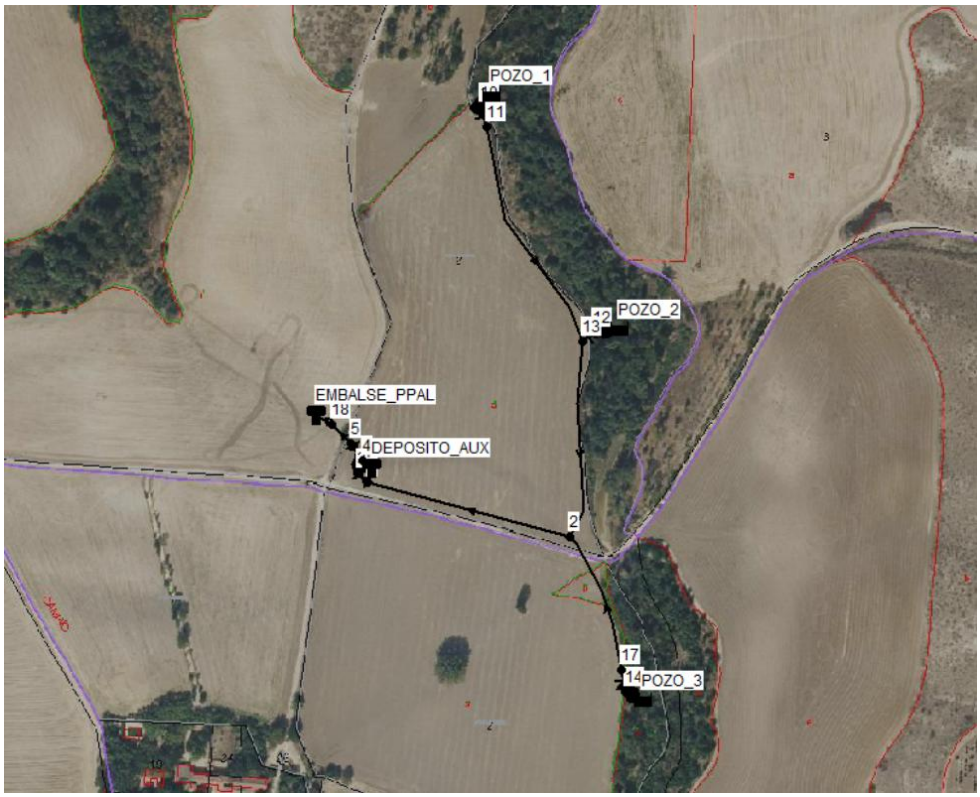


Ilustración 30 - Diseño de Instalación sobre Cartografía desde Epanet. Fuente: Elaboración Propia 2025

A continuación, se presentan los parámetros de la red de canalizaciones:

ID	*Elevación (m)*
1	526.86
2	523.836
3	526.86
4	526.86
5	527.86
10	526.836
11	526.836
12	526.86
13	526.86
14	520.836
17	526.836
18	531.836

Tabla 16 - Situación de los nodos de la red

ID	*Nodo inicio*	*Nodo fin*	*Longitud (m)*
1	2	1	164.34
7	11	13	188.00
8	10	11	16.62
9	13	2	156.09
10	12	13	10.47
17	14	17	17.43
18	17	2	114.39
19	5	18	24.32
13	18	Embalse_Ppal	12.04
15	3	Deposito_Aux	11.95
		TOTAL:	***715,65 m***

Tabla 17 - Situación de las tuberías en la red

En el dimensionamiento de las bombas, es necesario tener en cuenta que su alimentación viene dada desde la planta fotovoltaica, por lo que se tiene un periodo útil de propulsión determinado por el ciclo de irradiación solar, en torno a 9h, de media. Se busca el equilibrio entre potencia/consumo y caudal de llenado.

Inicialmente se seleccionan los siguientes parámetros:

- Potencia nominal de las bombas sumergibles: 5kW
- Potencia nominal de la bomba de impulsión principal: 10kW
- Diámetro de sección de las canalizaciones: Ø 100mm

El primer escenario de simulación será un llenado del embalse, desde su nivel mínimo, 0,5mts del nivel inferior del embalse donde se encuentra la tubería de drenaje. Este escenario sólo tendría lugar en dos situaciones:

La primera de ellas, en una operación de mantenimiento de la balsa, que sea de obligada naturaleza el vaciado completo hasta el nivel mínimo, mantenimiento de diques, reparación, compactación, etc.

En segundo lugar, en una situación de sequía extrema, donde no se recibe aporte pluvial alguno durante un periodo extendido de tiempo, y sea necesario el llenado completo mediante el aporte único del agua de pozo.

Este escenario resulta el más desfavorable en cuanto a volumen de bombeo, se ajustará en consecuencia para obtener un comportamiento aceptable. Simulamos entonces el sistema:

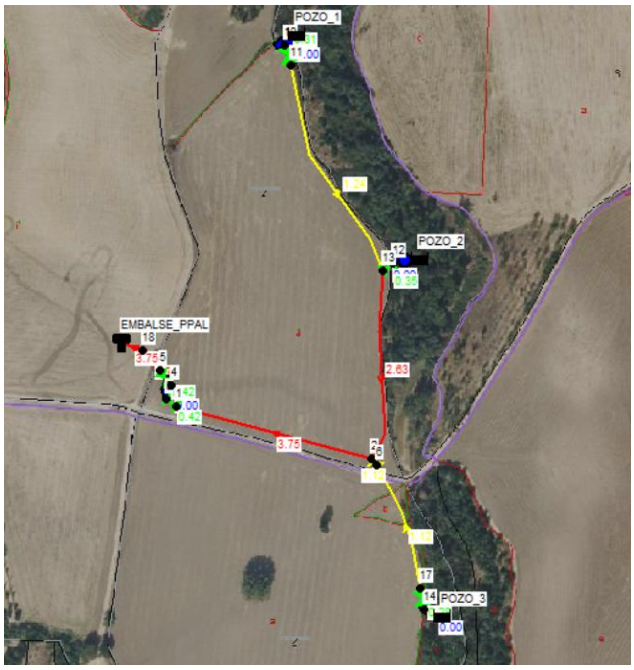


Ilustración 31 - Primera simulación del Sistema. Fuente: Elaboración Propia 2025

Pipe ID	***Caudal Q (m³ h⁻¹)***	***Velocidad v (m s⁻¹)***
Pipe 1	105,92	3,75
Pipe 7	35,11	1,24
Pipe 9	74,38	2,63
Pipe 18	31,54	1,12
Pipe 19	105,92	3,75
Pipe 11	31,54	1,12
Pipe 8	105,92	3,75

Tabla 18 - Resultados de la primera simulación. Fuente: Elaboración Propia 2025

Observamos que, con el dimensionamiento actual de las secciones de tubería, las velocidades son superiores al umbral admisible de 2m/s, por tanto, es necesario redimensionar las secciones críticas hasta alcanzar valores admisibles. El caudal total obtenido es de 105 m3/h obteniendo un tiempo de llenado de 450h aproximadamente en alimentación continua, lo que resulta en 50 días en alimentación solar. Se ajustará la potencia de las bombas para reducir el tiempo de llenado.

De la segunda iteración de la simulación y ajuste obtenemos los siguientes resultados:

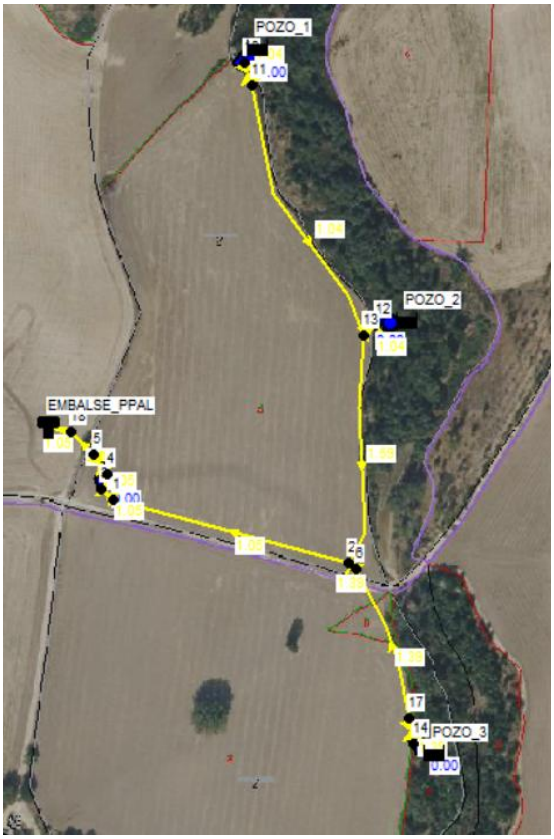


Ilustración 32 - Segunda simulación del Sistema. Fuente: Elaboración Propia 2025

Se extraen los resultados para el punto de trabajo y tiempo de simulación 50h:

Elemento	*Ø [mm]*	*Caudal Q [m³ h⁻¹]*	*Velocidad v [m s⁻¹]*	*Pérdida unitaria hf [m km⁻¹]*
Pipe 1	300	267.25	1.05	6.02
Pipe 7	175	90.00	1.04	11.07
Pipe 9	200	180.00	1.59	20.86
Pipe 18	150	87.25	1.37	22.15
Pipe 19	300	267.25	1.05	6.02
Pipe 11	150	87.25	1.37	22.15
Pipe 12	300	267.25	1.05	6.02
BOMBA_1		**90.00**	—	**-28.56**
BOMBA_2		**90.00**	—	**-28.56**
BOMBA_3		**87.25**	—	**-29.47**
BOMBA_PPAL		**267.25**	—	**-16.49**
VALV_PPAL_ANT	300	267.25	1.05	0.00
VALV_PPAL_POS	300	267.25	1.05	0.00
VALV_3	150	87.25	1.37	0.00
VALV_1	175	90.00	1.04	21.46
VALV_2	175	90.00	1.04	23.52

Tabla 19 - Resultados de las uniones de la segunda simulación para t=50h. Fuente: Elaboración Propia 2025

El redimensionamiento de las tuberías asegura que las velocidades de circulación se mantengan dentro de los límites admisibles en todo el circuito, (1-2m/s).

La potencia de las bombas se ha ajustado de la siguiente forma:

- Potencia nominal de las bombas sumergibles: 7kW
- Potencia nominal de la bomba de impulsión principal: 12kW

Nodo	*Demanda Q [m³ h⁻¹]*	*Altura H [m]*	*Presión P [m]*
Junc 1		514.63	-12.23
Junc 2		515.62	- 8.22
Junc 3		514.63	-12.23
Junc 4		**531.12**	**14.26**
Junc 5		531.12	13.26
Junc 10		**542.42**	**15.58**
Junc 11		520.96	- 5.88
Junc 12		**542.40**	**15.54**
Junc 13		518.88	- 7.98
Junc 14		**540.30**	**19.47**
Junc 17		540.30	13.47
Junc 18		530.99	- 3.01
Junc 6		537.77	10.91
Resvr POZO_1	-90.00	513.85	0.00
Resvr POZO_2	-90.00	513.84	0.00
Resvr POZO_3	-87.25	510.84	0.00
Tank EMBALSE_PPAL	—	530.90	0.00

Tabla 20 - Resultados de los nudos de la segunda simulación para t=50h. Fuente: Elaboración Propia 2025

En negrita se marcan en orden los nudos correspondientes a la bomba principal y las 3 bombas sumergibles. Será necesario anotar los datos de caudal y altura manométrica o presión en metros para obtener los modelos reales de bomba acordes a nuestro sistema.

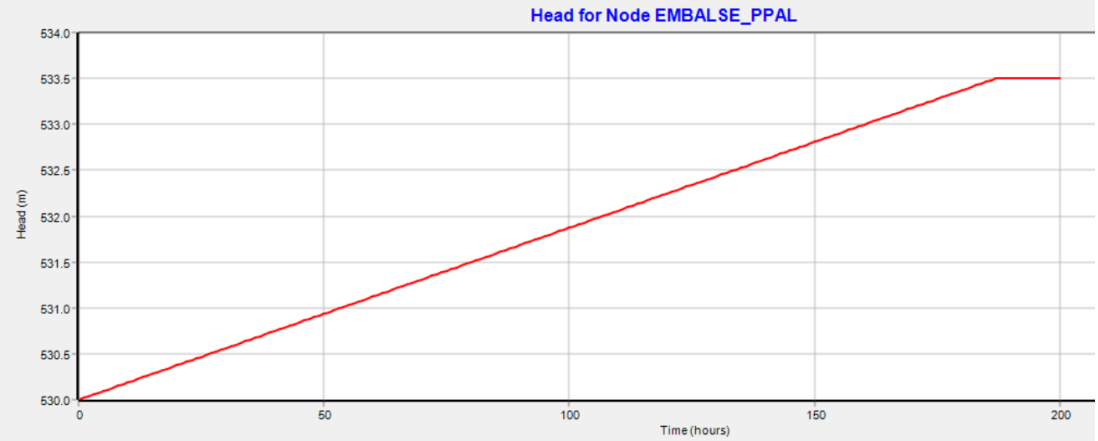


Ilustración 33 - Evolución del llenado del Embalse Ppal. Fuente: Elaboración Propia 2025

El tiempo de llenado de embalse se ha conseguido reducir a 186h en alimentación continua, siendo muy inferior a la primera simulación gracias al ajuste de caudales y potencia de bombas. A pesar de ser un tiempo elevado, se mantiene el equilibrio entre potencia de alimentación y energía consumida, ya que estamos dimensionado las bombas en sus mínimos de potencia y buscando trabajar en el máximo rendimiento en las impulsiones.

Pasamos al dimensionado de las bombas del sistema, donde veremos las características reales. En la elección de la bomba de impulsión principal, para un caudal de 280m3/h y una altura manométrica de 10mts, y como fluido, agua con sedimentos de grosor pequeño, encontramos:

	Denominación del ...	DN	Tipo de r...	Paso libre...	n* 1/min	D2 mm	Qtot m³/h	Htot m	P2tot kW	η (Bo...	NPSH
	Recomendación										
	SMD 200-325 B	DN200	Double suctio	32	1000	325	323.7	13.36	13.48	87.41	1.169
	SMD 200-325 A	DN200	Double suctio	21	1000	325	347	15.36	16.87	86.14	1.324
	SMD 150-215 A	DN150	Double suctio	17	1421	214	280	10	8.971	84.96	2.712
	SMD 150-215 B	DN150	Double suctio	22	1588	214	280	10	9.173	82.73	3.346
	SMD 150-190 A	DN150	Double suctio	18	1815	190	280	10	9.405	81.07	3.477
	Más resultados de bú										
	SMD 200-310 A	DN200	Double suctio	21	1030	294	280	10	9.51	80.24	1.539
	SMD 150-190 B	DN150	Double suctio	19	2049	190	280	10	9.649	78.95	4.638

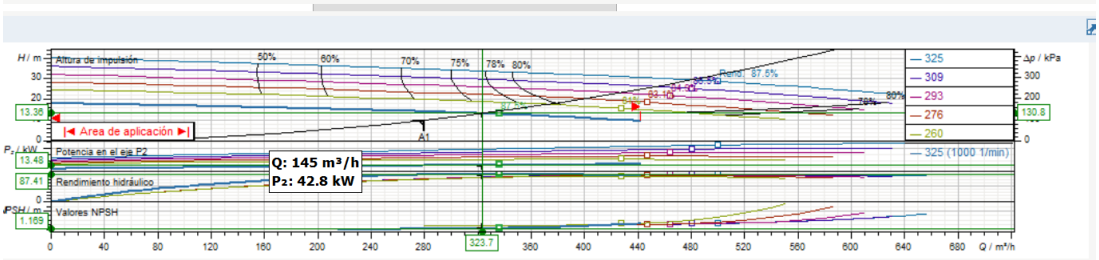


Ilustración 34 - Elección de Bomba principal. Fuente: Sulzer Absel 2025

La bomba principal escogida es una Sulzer – Serie SMD (modelo SMD 200-325 B), de una sola etapa, doble succión y carcasa partida axialmente:

Parámetro	***Valor***
Caudal nominal (Q)	323,7 $m^3 h^{-1}$
Altura manométrica (H)	13,36 m
Rendimiento hidráulico (η)	87,41 %
Potencia en el eje (Pshaft)	13,48 kW
NPSH requerido	1,169 m
Velocidad de giro	1 000 rev min^{-1}
Tipo de rodete	Doble succión
Diámetro del rodete	325 mm
Boca de aspiración	DN 200
Boca de impulsión	DN 200

Tabla 21 - Características de la Bomba Principal, Sulzer – Serie SMD (modelo SMD 200-325 B). Fuente: Sulzer Absel 2025

Ilustración 35 - Bomba Principal, Sulzer SMD 200-325 B. Fuente: Sulzer Absel 2025

En la elección de las bombas sumergibles, tenemos en las impulsiones de pozo, un caudal de 90m3/h y una altura manométrica de 15,5m. usando la herramienta Absel, podemos elegir la bomba adecuada, sabiendo que el caudal de extracción contiene arena y sedimentos del pozo, buscamos un rodete acorde:

	Denominaci...	DN	Tipo de rodete	Pa...	n* 1/...	D2 mm	Qtot ...	Htot m	P2tot ...	η (...	NPSH m	Ener...	η/η...	Q/...	Costes ene..
	Recomendació														
	XFP100E CB1	DN100	Impulsor Contrablock	80	1480	240	92.25	15.76	6.075	65.27	1.787	71.91	94	70.03	13324.88
	XFP150E CB1	DN150	Impulsor Contrablock	100	1477	238	90.62	15.21	6.887	58	1.851	83.07	77.3	45.85	15123.07
	XFP150G-CB1	DN150	Impulsor Contrablock	100	1486	250	96.48	17.24	8.016	56.27	1.248	91.34	81.71	48.57	17709.40
	XFP100E VX	DN100	Impulsor Vortex	100	1471	242	90.25	15.08	8.109	45.99	2.921	98.58	97.59	82.69	17879.85
	XFP200M-CH2	DN200	Impulsor bicanal	100 x	997.3	335	95.31	16.82	9.665	44.87		118.9	69.79	32.98	22781.75
	Más resultados														
	XFP200G-CB1	DN200	Impulsor Contrablock	125	1486	243	89.09	14.7	7.983	44.64	1.675	98.54	64.49	33.08	17641.70
	XFP100G-VX	DN100	Impulsor Vortex	100	1486	256	88.97	14.66	8.298	42.75	2.759	102.4	92.66	70.62	18306.11

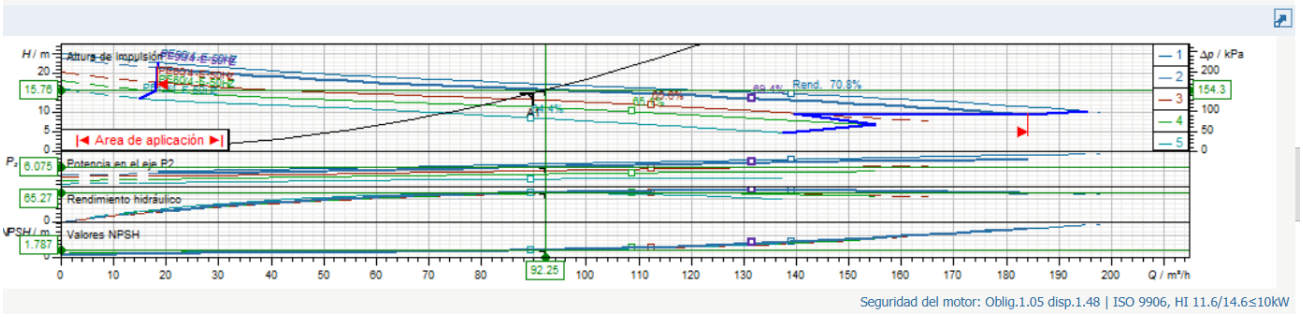


Ilustración 36 - Elección de Bomba Sumergible. Fuente: Sulzer Absel 2025

El modelo elegido de bomba, XFP100E CB1, prima por la eficiencia que presenta, aunque su caudal en el punto de trabajo sea ligeramente superior, en torno a 92,3m3/h. La ventaja es que cumple las características que se solicitan montando un rodete Contrablock plus para impedir bloqueos en la impulsión desde pozo.

Ilustración 37 – Bombas Sumergibles, Sulzer – XFP100E CB1. Fuente: Sulzer Absel 2025

Parámetro	*Valor*
Caudal de diseño (Q)	92,25 $m^3 h^{-1}$
Altura manométrica (H)	15,76 m
Rendimiento hidráulico (ηh)	65,27 %
Rendimiento total (ηtot)	59,8 %
Potencia en el eje (Pshaft)	6,08 kW
Potencia nominal del motor	9 kW
Consumo específico	71,91 Wh m^{-3}
Velocidad de giro	1 480 rev min^{-1}
Tipo de hidráulica	Impulsor Contrablock Plus, 1 álabe
Tensión de alimentación	400 V
Frecuencia	50 Hz
Boca de aspiración	DN 100
Brida de descarga	DN 100

Tabla 22 - Características de la Bomba Principal, Sulzer – XFP100E CB1. Fuente: Sulzer Absel 2025

Como segundo aspecto de la simulación, hemos de considerar que la situación de operación en un caso habitual será aquella de un llenado parcial del embalse. En este caso si consideramos que hay aporte pluvial de agua y el nivel del embalse no está en el punto mínimo. Debemos marcar un umbral en el embalse para fijar el arranque de las bombas. Siendo consecuente con el volumen de agua disponible se fija dicho nivel entre 1.5 y 2 m respecto del fondo del embalse.

Para modificar los estados de las válvulas y arranques de las bombas se diseña un control de nivel para una gestión eficiente de la energía empleada en el bombeo y centralizar dicho control en la instalación principal. Para introducir estas condiciones en la simulación, debemos utilizar los controles de sistema, y programar el control automático de los elementos:

```
;-------------------------------------------------------
; REGLA 1 · DEPÓSITO LLENO  (Nivel ≥ 4 m)
;-------------------------------------------------------
RULE "Stop_Filling"
IF TANK EMBALSE_PPAL LEVEL ABOVE 4
THEN VALVE  VALV_PPAL_ANT   STATUS = CLOSED
AND  VALVE  VALV_PPAL_POS   STATUS = CLOSED
AND  PUMP   BOMBA_PPAL      STATUS = CLOSED
AND  VALVE  VALV_1          STATUS = CLOSED
AND  PUMP   BOMBA_1         STATUS = CLOSED
AND  VALVE  VALV_2          STATUS = CLOSED
AND  PUMP   BOMBA_2         STATUS = CLOSED
AND  VALVE  VALV_3          STATUS = CLOSED
AND  PUMP   BOMBA_3         STATUS = CLOSED
PRIORITY 1

;-------------------------------------------------------
; REGLA 2 · DEPÓSITO NIVEL CRÍTICO  (1,5 ≤ Nivel ≤ 2 m)
;-------------------------------------------------------
RULE "Start_Filling"
IF TANK EMBALSE_PPAL LEVEL BELOW 2
THEN VALVE  VALV_PPAL_ANT   STATUS = OPEN
AND  VALVE  VALV_PPAL_POS   STATUS = OPEN
AND  PUMP   BOMBA_PPAL      STATUS = OPEN
AND  VALVE  VALV_1          STATUS = OPEN
AND  PUMP   BOMBA_1         STATUS = OPEN
AND  VALVE  VALV_2          STATUS = OPEN
AND  PUMP   BOMBA_2         STATUS = OPEN
AND  VALVE  VALV_3          STATUS = OPEN
AND  PUMP   BOMBA_3         STATUS = OPEN
PRIORITY 1
```

Código 1 - Ruled based control of elements Instalación Principal, Epanet. Fuente: Elaboración propia 2025

Podemos representar gráficamente estas condiciones lógicas para visualizar el comportamiento que tendrá el control:

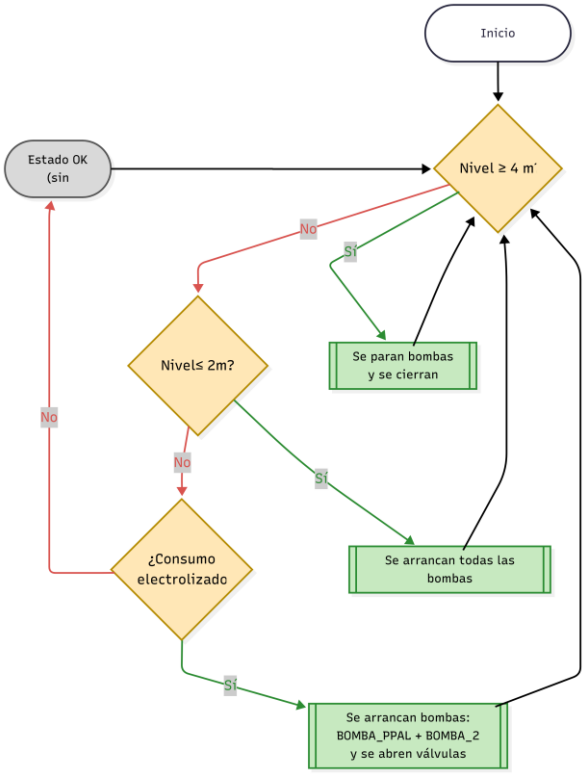


Figura 16 - Diagrama lógico del Control de bombeo. Fuente: Elaboración propia 2025

Para este escenario y con las condiciones de control del sistema impuestas, comprobamos mediante la simulación el funcionamiento en estas condiciones:

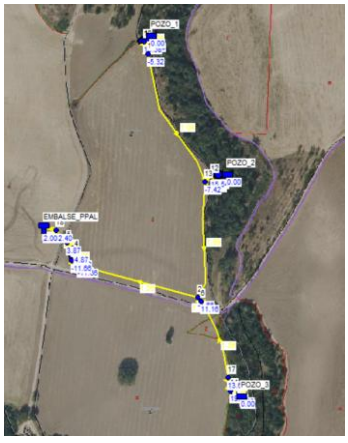


Ilustración 38 - Simulación del Sistema para condición habitual. Fuente: Elaboración Propia 2025

Elemento	*Ø [mm]*	*Caudal* *Q [m³ h⁻¹]*	*Velocidad* *v [m s⁻¹]*	*Pérdida unitaria* *hf [m km⁻¹]*
Pipe 1	300	265.65	1.04	5.95
Pipe 7	175	90.00	1.04	11.07
Pipe 9	200	180.00	1.59	20.86
Pipe 18	150	85.65	1.35	21.40
Pipe 19	300	265.65	1.04	5.95
Pipe 11	150	85.65	1.35	21.40
Pipe 12	300	265.65	1.04	5.95
BOMBA 1	—	90 m³ h⁻¹	—	**-28.56** m (ganancia)
BOMBA 2	—	90 m³ h⁻¹	—	**-28.56** m
BOMBA 3	—	85.65 m³ h⁻¹	—	**-30.02** m
BOMBA_PPAL	—	265.65 m³ h⁻¹	—	**-16.59** m
VALV_PPAL_ANT	300	265.65	1.04	0.00
VALV_PPAL_POS	300	265.65	1.04	0.00
VALV 3	150	85.65	1.35	0.00
VALV 1	175	90.00	1.04	20.08
VALV 2	175	90.00	1.04	22.14

Ilustración 39 - Resultados de las conexiones para el caso habitual para t=50h. Fuente: Elaboración Propia 2025

Tiempo de llenado en este caso de funcionamiento es de 112h aproximadamente, lo que resulta en un comportamiento dinámico ágil y que favorece la implementación de consumos mayores en la fase II de este proyecto.

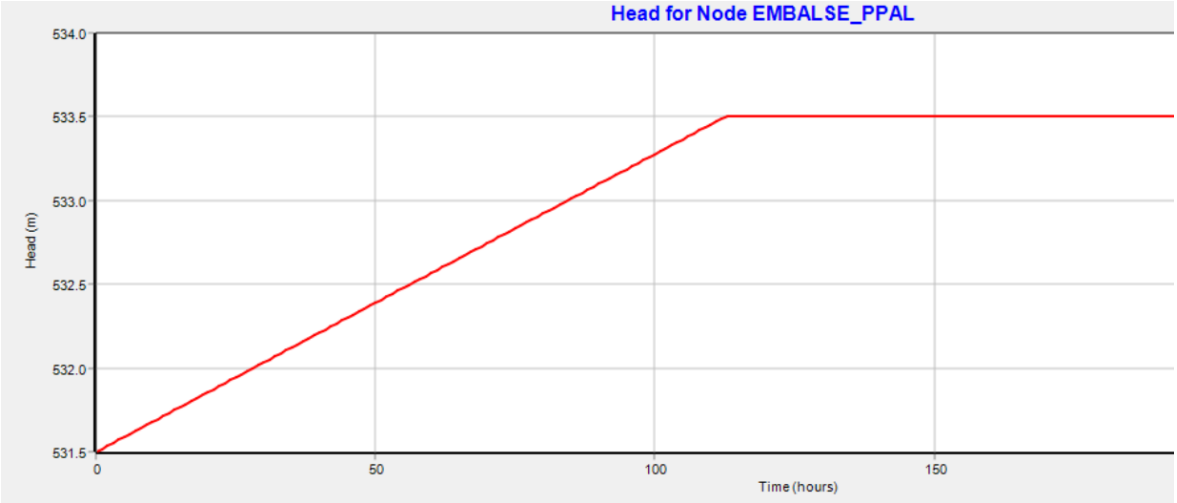


Ilustración 40 - Evolución del llenado del Embalse Ppal en condiciones habituales. Fuente: Elaboración Propia 2025

Los resultados de simulación confirman que la configuración hidráulica propuesta satisface los objetivos de servicio. En régimen habitual, la secuencia de control permite rellenar el embalse desde su nivel operativo mínimo de 2 m hasta el máximo de 4 m en ≈ 112 h, con una aportación media total de ≈ 267 m3/h. Las velocidades en las tuberías permanecen entre 1,0 y 1,6 m/s, dentro de los rangos admisibles, y las pérdidas unitarias se mantienen moderadas. Las condiciones de aspiración también resultan favorables: con un NPSH requerido de sólo 1,17 m para la SMD y un margen geodésico superior a 3 m, se descarta el riesgo de cavitación. En el caso de nivel mínimo admisible, el sistema pasa al modo de llenado completo, con un tiempo de llenado de embalse en ≈ 186 h, y un caudal medio de ≈ 323 m3/h.

En conjunto, el dimensionado de bombas, tuberías y válvulas, junto con la lógica de control diseñada, proporciona una operación robusta, evita comportamientos no deseados, (golpes de ariete, etc.) y garantiza la continuidad de suministro tanto al embalse como al electrolizador bajo los diferentes escenarios de carga previstos.

5.3 SISTEMA ELÉCTRICO: SUMINISTRO Y TRANSPORTE

En este capítulo se cuantifica la energía eléctrica que la planta fotovoltaica de 17,47 MWp / 14,52 MWn, ubicada en Arcicóllar (Toledo), será capaz de aportar al conjunto de la instalación, nave industrial, sistemas auxiliares y módulo de electrólisis.

Los valores de partida se han extraído de la simulación anual validada con PV-Syst (producción global 34,46 GWh año), de la que se obtiene una producción media horaria de 2. 200.MWh en invierno y 2.750. MWh en verano. Asumiendo ventanas solares de 10 h (08 h-17 h) y 14 h (06 h-19 h), respectivamente. Estos valores que servirán de referencia para dimensionar tanto el consumo interno como el excedente que alimentará al electrolizador.

A efectos prácticos y partiendo de la simulación del PVGIS, se simula de nuevo el sistema para obtener las producciones horarias.

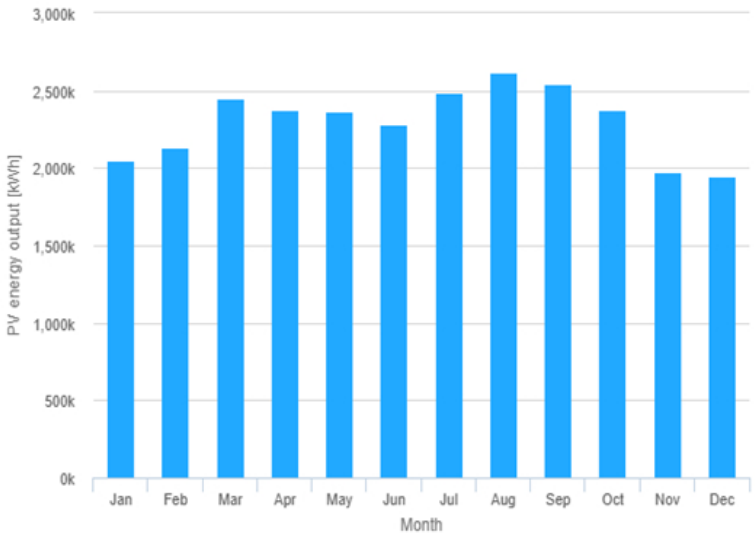


Figura 17 - Evolución de Producción solar anual en KW/h. Fuente: Elaboración propia 2025

Incorporando los rendimientos y las ventanas horarias disponibles, calculadas a partir de la evolución de irradiación, evaluamos los días promedio de producción.

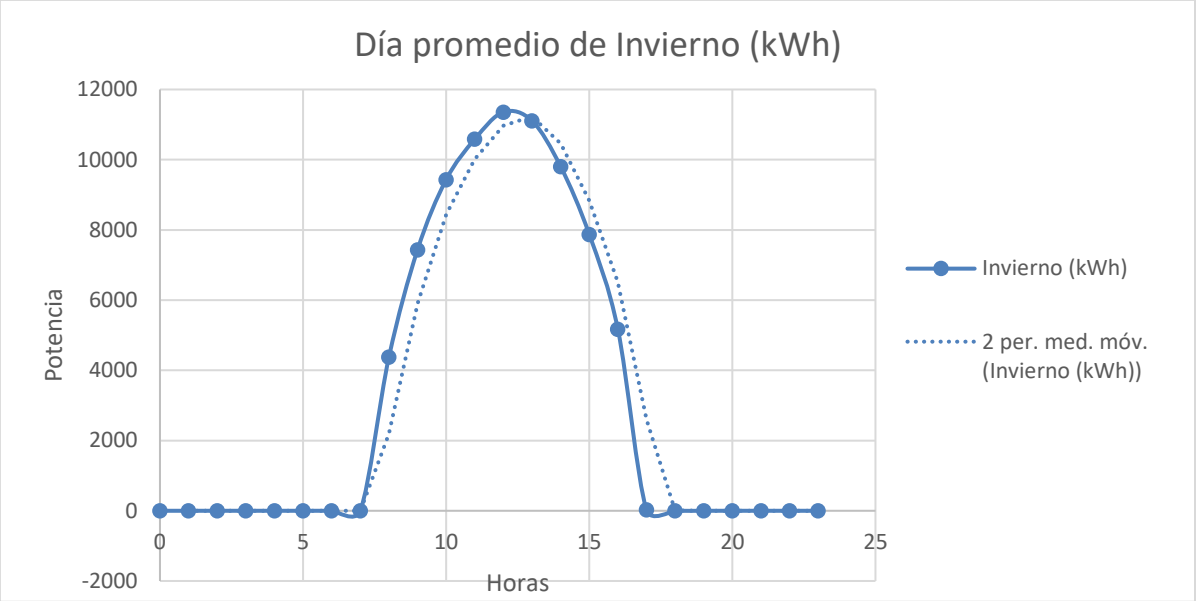


Ilustración 41 - Perfil de producción en día promedio de invierno. Fuente: Elaboración propia 2025.

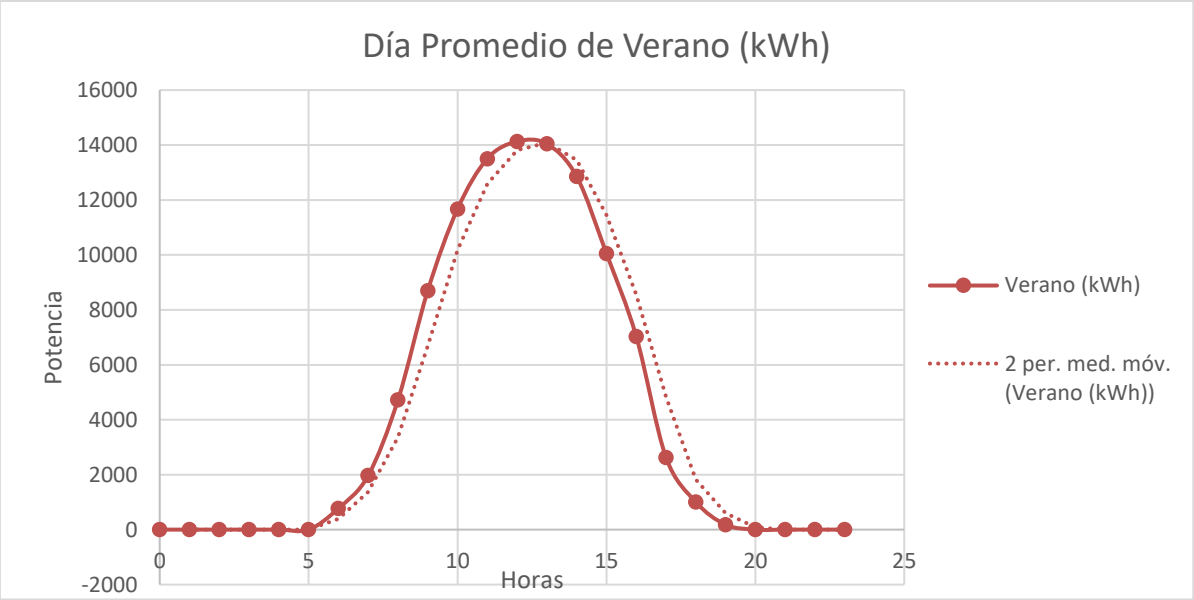


Ilustración 42 - Perfil de producción en día promedio de invierno. Fuente: Elaboración propia 2025.

A partir de estos perfiles horarios se deriva, en primer lugar, el balance instantáneo generación.

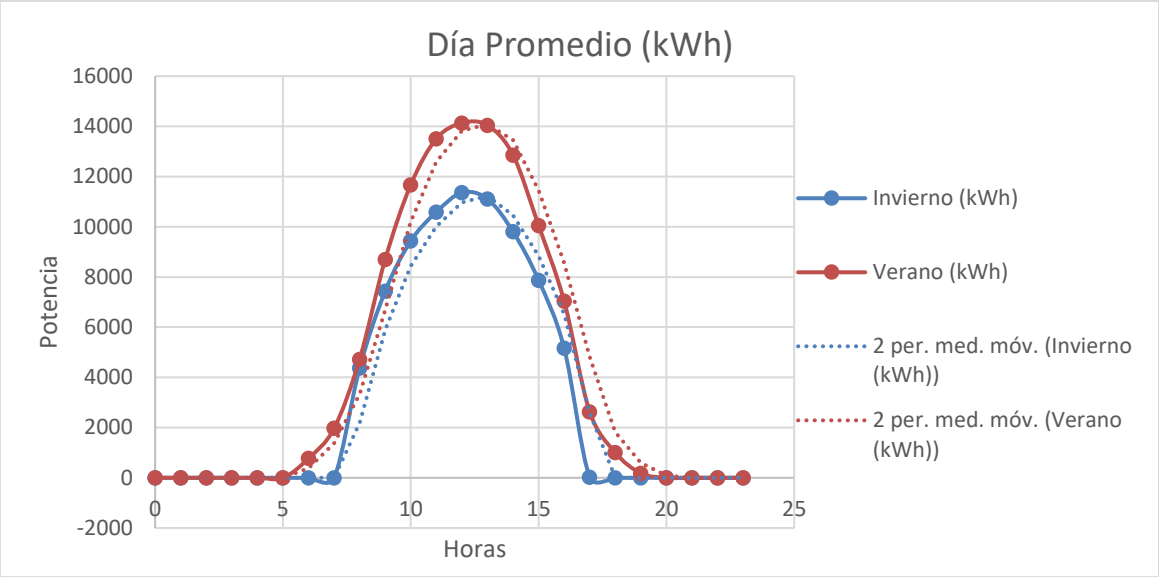


Ilustración 43 - Balance estacional de la Producción Fv. Fuente: Elaboración propia 2025

A partir de los datos de REE, se evalúa un promedio del porcentaje de demanda que cuelga de la producción fotovoltaica o a efectos prácticos, del excedente de la misa sobre la demanda general del sistema, consiguiendo una estimación para nuestra aplicación:

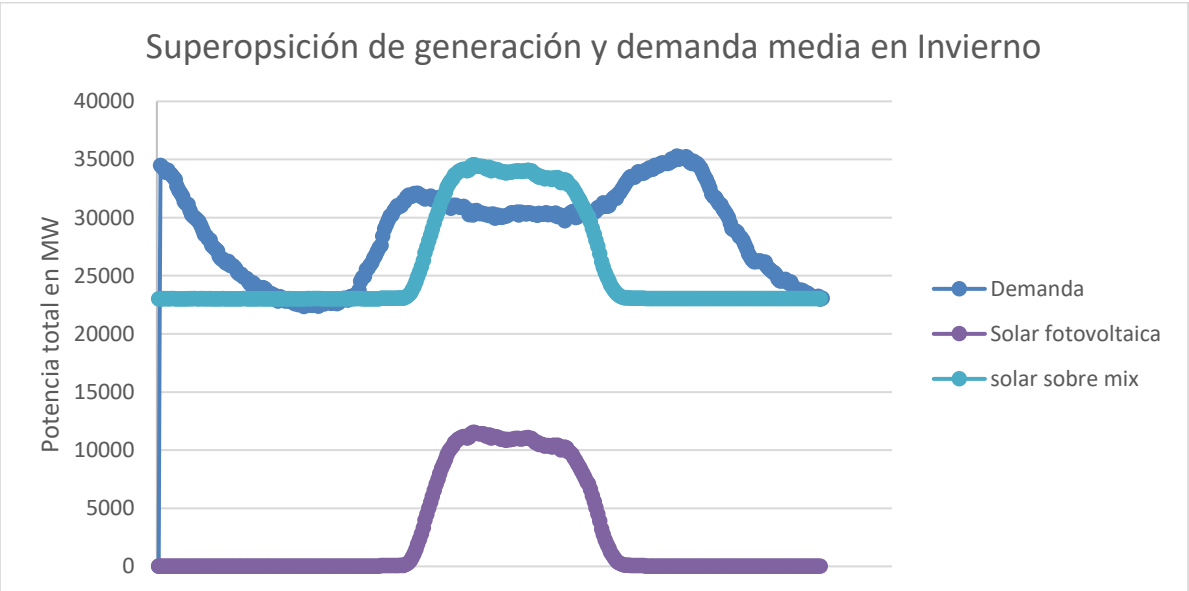


Ilustración 44 - Balance de la Producción sobre Mix. Fuente: Elaboración propia 2025

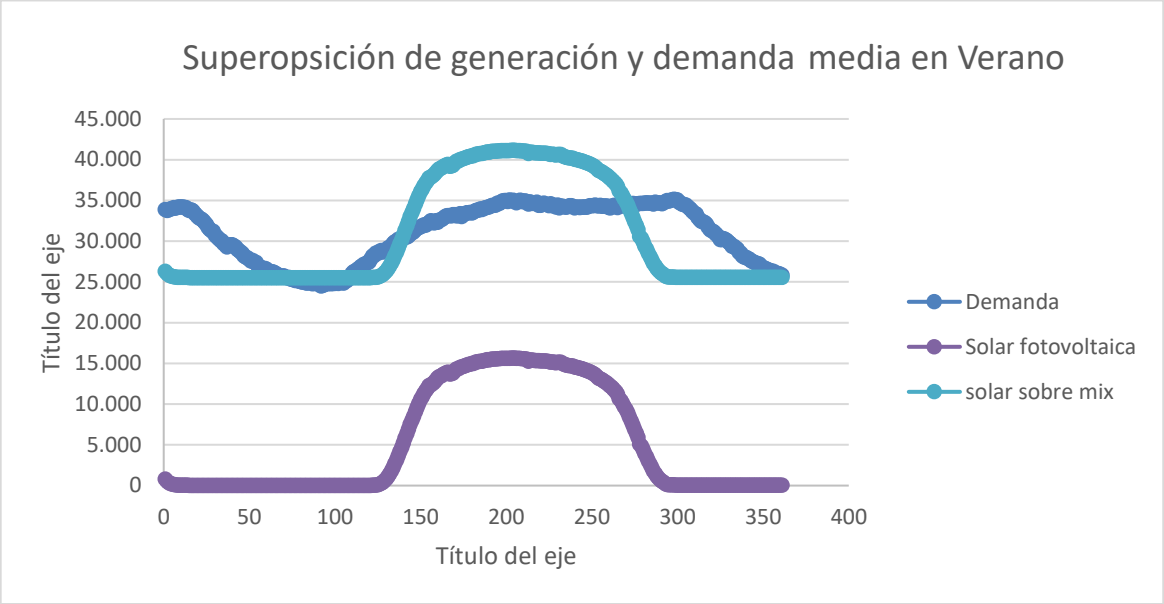


Ilustración 45 - Balance de la Producción sobre Mix. Fuente: Elaboración propia 2025

Seguidamente, se evalúa la fracción de energía excedentaria disponible porcentualmente, estimando sobre la potencia de la planta en pico.

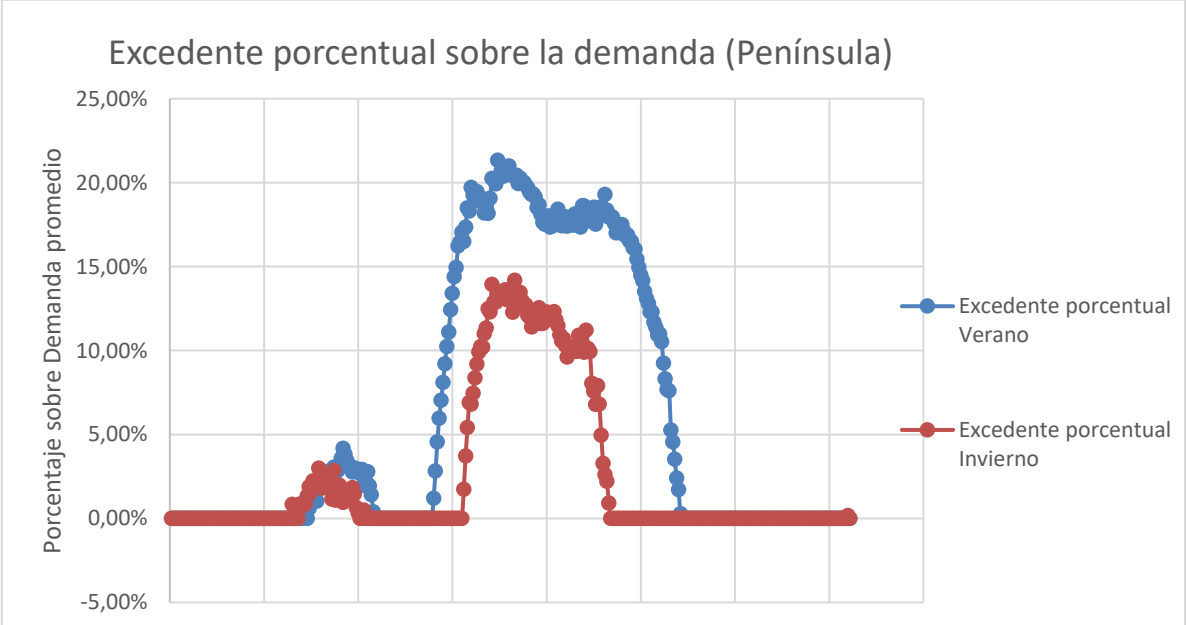


Ilustración 46 - Excedente Porcentual sobre demanda. Fuente: Elaboración propia 2025

Y se superpone sobre los promedios de producción calculados, sobre la planta FV, contra el absoluto de la producción, obteniendo el excedente estimado:

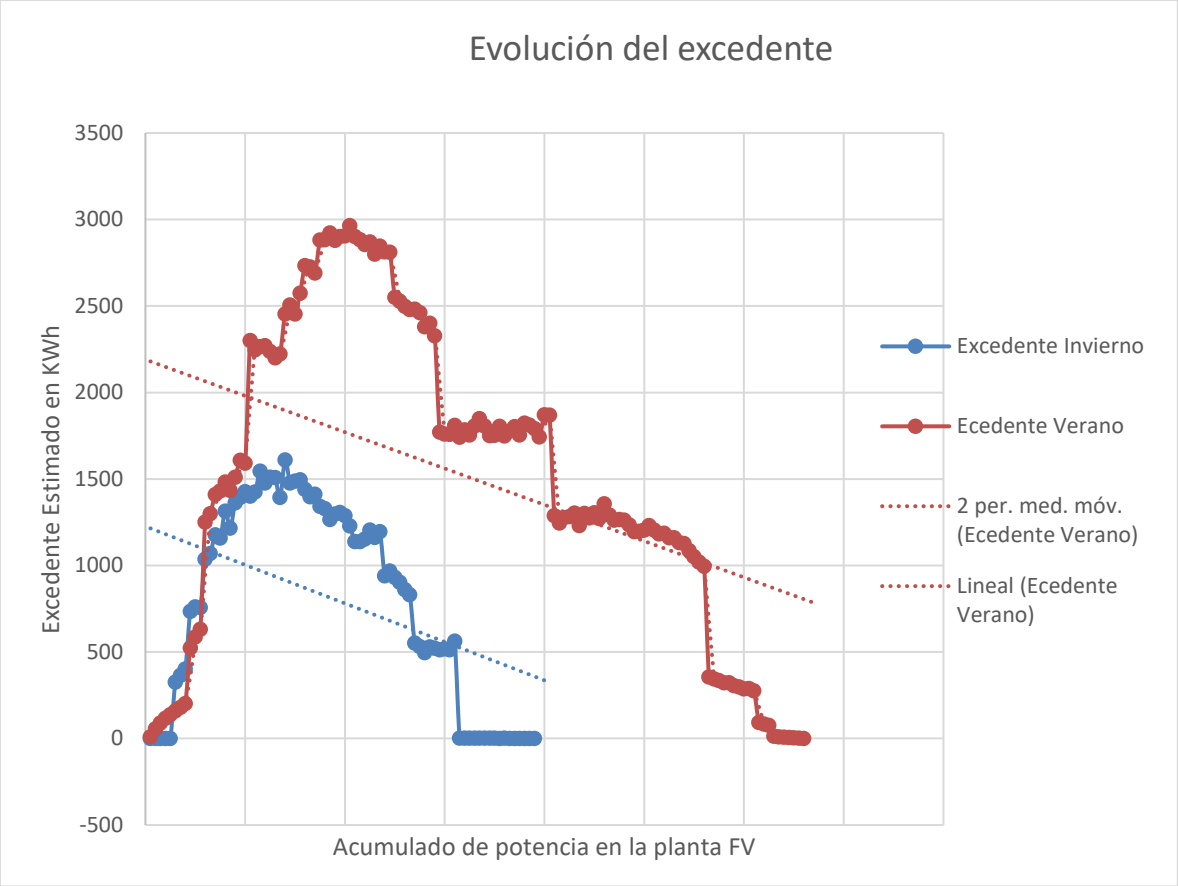


Ilustración 47 - Excedente absoluto de Planta FV Arcicóllar. Fuente: Elaboración propia 2025

Aplicando los criterios de gestión definidos en el modelo operativo, prioridad de autoconsumo, vertido cero en barras de baja tensión. Además de considerar que en el mix absoluto los excedentes se modelan como potencias intercambiadas o apertura de líneas (REE).

Finalmente, las medias estacionales obtenidas son de 11,02% en invierno y 14,53% en verano, lo que repercute en una media absoluta sobre la producción de 880,332 kWh en invierno y 1501,565 kWh en verano.

Esta información permite fijar el rango de potencia eléctrica eficaz que deberá admitir el sistema PEM seleccionado y, en paralelo, dimensionar la capacidad de hidrógeno necesaria en consecuencia. Además, se considera que el excedente en un escenario habitual es vertido directamente a la red, por lo que el modelo PPA facilita la trazabilidad del excedente, para calcular las emisiones asociadas al kWh FV.

5.4 OBRA CIVIL Y NAVE INDUSTRIAL:

La nave industrial que albergará el módulo de electrólisis se ha modelado íntegramente con CYPECAD, utilizando un análisis tridimensional de barras para analizar y calcular la interacción entre pórticos, correas y arriostramientos. En dicho modelo se han aplicado todas las acciones prescritas por el CTE DB-SE-A, peso propio, sobrecarga de mantenimiento, viento de zona B y nieve de zona 1, y se han generado las combinaciones de estado límite último y de servicio. Esto proporciona, para cada elemento, el esfuerzo axial y los momentos críticos que determinan el dimensionado.

El diseño de la nave es de 4 pórticos, una altura libre de 6,2mts, con vanos de 7,5 mts, una luz de 14 mts y longitud de 22,9mts, lo que resulta en una superficie de 297,9 m2

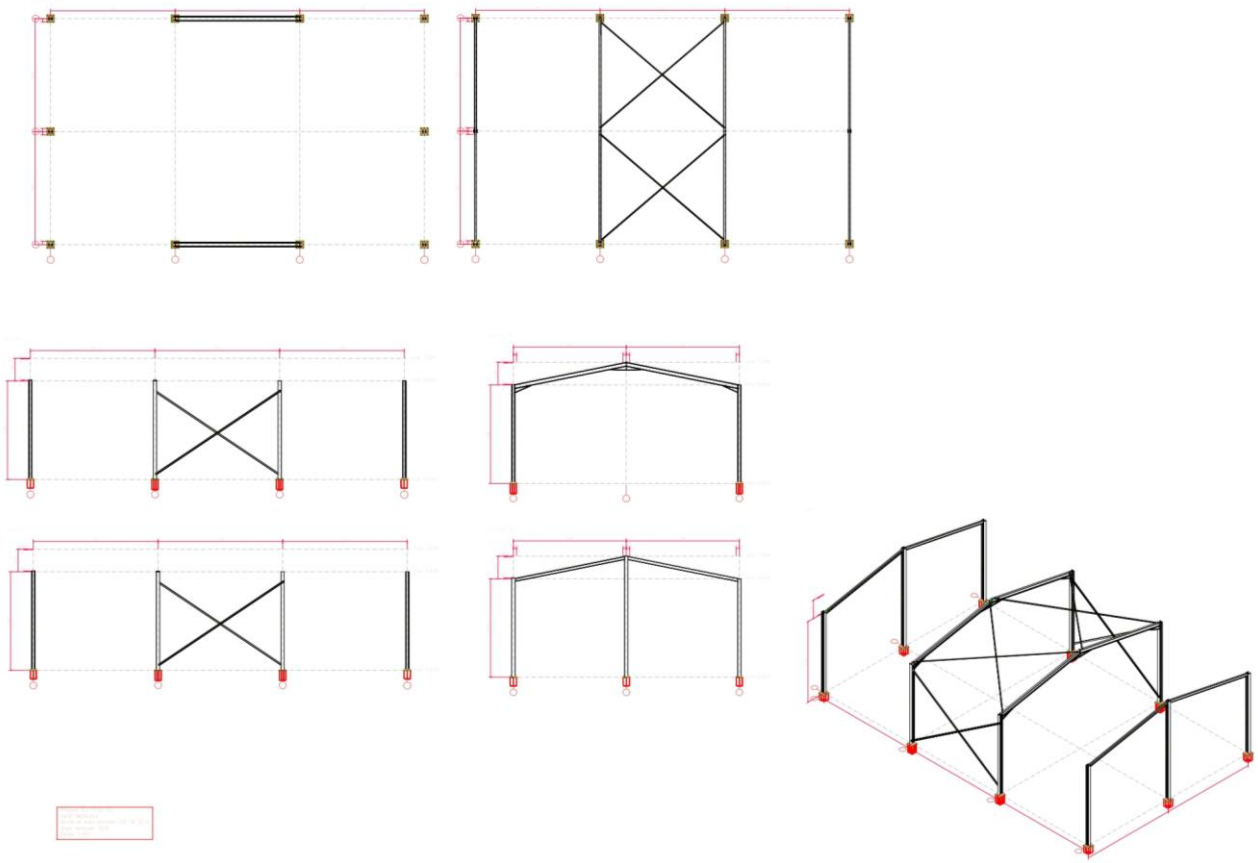


Ilustración 48 - Vistas de la estructura de la nave, CYpe

Aunque CYPE 3D verifica las secciones de los perfiles, se ha optado por realizar una comprobación manual de los pilares más solicitados con carga de compresión pura, a fin de corroborar el resultado numérico y documentar el procedimiento. El control se centra en el pandeo elástico global, se extraen del listado de CYPE los esfuerzos antes de la introducción de las correas y cruces de san Andrés:

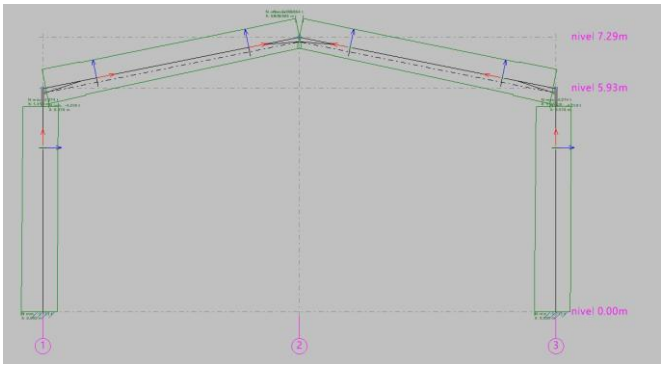


Ilustración 49 - Cálculo inicial de esfuerzo sobre pilares, Cypecad. Fuente: Elaboración propia, 2025

Donde la combinación de acciones sobre la estructura resulta ser de la siguiente forma:

Persistente o transitoria				
	Coeficientes parciales de seguridad (γ)		Coeficientes de combinación (ψ)	
	Favorable	Desfavorable	Principal (ψ_p)	Acompañamiento (ψ_a)
Carga permanente (G)	0.800	1.350	-	-
Viento (Q)	0.000	1.500	1.000	0.600
Nieve (Q)	0.000	1.500	1.000	0.500

Tabla 23 - Coeficientes de simultaneidad, CYPE. Elaboración propia, 2025

Resultando de la combinación de acciones sobre la estructura en:

$$N_Ed \;=\; 1.35 \cdot (G) \;+\; 1.50 \cdot (\sum \psi oi) = 4{,}074\; t = 40{,}074\; kN \qquad (8)$$

En ambos extremos del pilar determinado, se toma como empotrado y empotrado articulado en los sentidos de orientación o giro del perfil.

Tabla 6.1 Longitud de pandeo de barras canónicas

Condiciones de extremo	biarticulada	biempotrada	empotrada articulada	biempotrada desplazable	en ménsula
Longitud L_k	1,0 L	0,5 L	0,7 L	1,0 L	2,0 L

Tabla 24 - Ponderaciones de cálculo a pandeo según condición en el extremo del perfil. Fuente: CT-DB-SE-A

Vemos que antes de la introducción de las cruces de san Andrés los coeficientes de pandeo que toma el CYPE corresponden con la suposición inicial, siendo incluso menos restrictivo, al tomar el giro sobre el eje x como empotrado articulado, 0,7*L y sobre el eje y como biempotrada desplazable, 1,0*L.

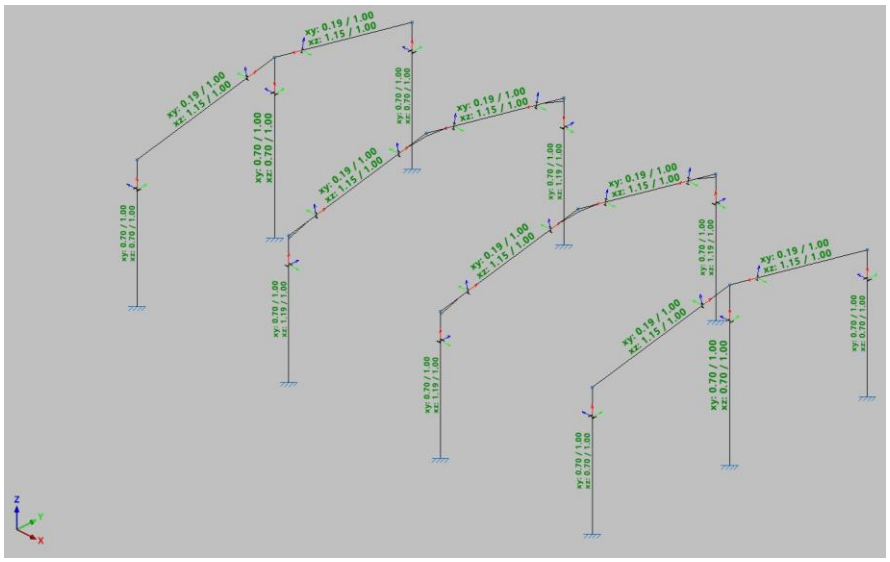


Ilustración 50 - Coeficientes de pandeo en la estructura, Cype. Fuente: Elaboración propia 2025

El Acero utilizado presenta las siguientes características:

1.1.2. Aceros en perfiles

Tipo de acero para perfiles	Acero	Límite elástico (kp/cm²)	Módulo de elasticidad (kp/cm²)
Acero conformado	S235	2396	2140673
Acero laminado	S275	2803	2140673

Tabla 25 - Tabla de Tipo de Acero en perfil estructural

Comenzamos entonces con la comprobación de cálculo:

Dato	***Símbolo***	***Valor***
Área de la sección	***A***	58,9 cm^2= 5 890 mm^2
Longitud de pandeo (eje y)	***Ky*Ly***	5,453 m
Inercia (eje y)	***Iy***	541 cm^4=5,41 × 10^5 mm^4
Radio de giro (eje y)	$ry=\sqrt{Iy/A_y}$	30,3 mm
Longitud de pandeo (eje x)	***Kx*Lx***	3,817 m
Inercia (eje x)	***Ix***	4 150 cm^4 = 4,15× 10^6 mm^4
Radio de giro (eje x)	$ry=\sqrt{Ix/A_x}$	84 mm
Esfuerzo de cálculo (axil)	**N_ed**	4,074 t= 40,0 kN
Acero y coeficientes	**f_y = 275 MPa**	**E= 210 GPa**

Tabla 26 - Datos de Cálculo según el perfil y orientación. Fuente: Elaboración propia 2025

Calculamos en primer lugar, la esbeltez del perfil:

$$\lambda y = \frac{kL}{ry}\sqrt{\frac{fy}{\pi^2 E}} = \frac{5{,}453}{0{,}0303}\sqrt{\frac{275}{\pi^2 210000}} = 2{,}07 \qquad (7)$$

$$\lambda x = \frac{kL}{ry}\sqrt{\frac{fy}{\pi^2 E}} = \frac{3{,}817}{0{,}084}\sqrt{\frac{275}{\pi^2 210000}} = 0{,}52 \qquad (7)$$

Al tratarse de un HEB el dimensionamiento según las dimensiones de la sección atienden a la siguiente tabla:

Tabla 6.2 Curva de pandeo en función de la sección transversal

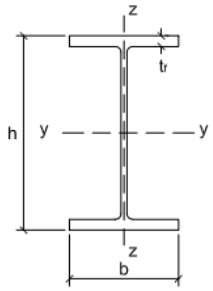
Tipo de sección		Tipo de acero	S235 a S355		S450	
		Eje de pandeo (1)	y	z	y	z
Perfiles laminados en I 	h/b > 1,2	t ≤ 40 mm	a	b	a_0	a_0
		40 mm < t ≤ 100 mm	b	c	a	a
	h/b ≤ 1,2	t ≤ 100 mm	b	c	a	a
		t > 100 mm	d	d	c	c

Tabla 27 - Tabla de entrada a la curva de pandeo para un perfil laminado en I. Fuente: CT-DB-SE-A

Calculamos entonces el factor de reducción φ y el coeficiente de pandeo χ:

En el eje y, entramos por la curva b, (giro en z), dando:

$$\alpha = 0{,}34$$

$$\varphi y = 0{,}5[1 + \alpha(\lambda - 0{,}2) + \lambda^2] = 2{,}968 \qquad (8)$$

$$\chi y = \frac{1}{\varphi + \sqrt{\varphi^2 - \lambda^2}} = 0{,}196 \qquad (8)$$

En el eje x, entramos por la curva a, (giro en y), dando:

$$\alpha = 0{,}21$$

$$\varphi x = 0{,}5[1 + \alpha(\lambda - 0{,}2) + \lambda^2] = 0{,}6705 \qquad (8)$$

$$\chi x = \frac{1}{\varphi + \sqrt{\varphi^2 - \lambda^2}} = 0{,}917 \qquad (8)$$

Donde entonces:

$$N_b, Rd = \frac{\chi \cdot A \cdot f_y}{\gamma_{M1}} \qquad (9)$$

Donde: γ M1 = 1,05 es el coeficiente parcial del material prescrito por el DB-SE-A.

En el eje x:

$$N_b, Rdx = \frac{\chi x \cdot A \cdot f_y}{\gamma_M1} = \frac{0{,}917 \times 5890\ mm2 \times 275MPa}{1{,}05} = 1\,414\ kN \qquad (9)$$

Y en el eje y:

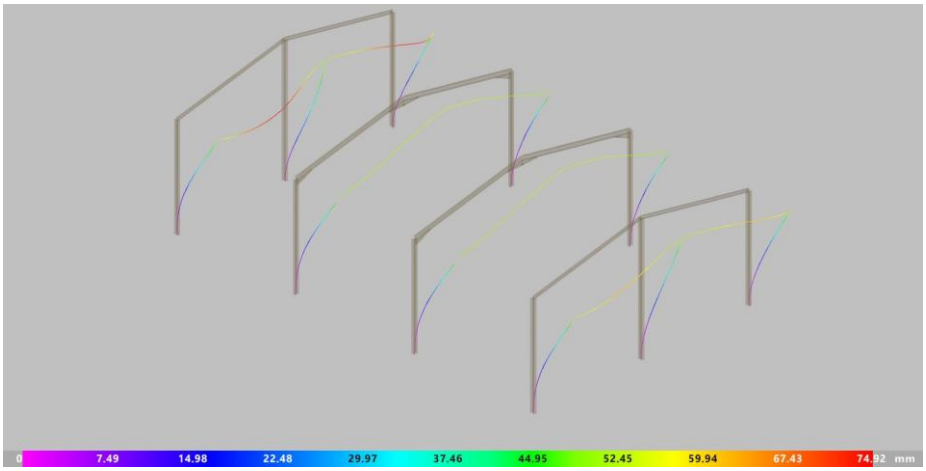
$$N_b, Rdy = \frac{\chi y \cdot A \cdot f_y}{\gamma_{M1}} = \frac{0{,}196 \times 5890\ mm2 \times 275MPa}{1{,}05} = 313\ kN \qquad (9)$$

Vemos que sí cumple ampliamente la condición, para ambos ejes de pandeo.

$$N_Ed \leq N_b, Rd$$

Esta doble vía, modelo global en CYPE y contraste manual de los casos críticos, aporta trazabilidad y garantiza que los perfiles seleccionados operan con un margen de seguridad adecuado frente al estado límite de servicio por pandeo por compresión.

Podemos verificar a continuación los desplazamientos en los pórticos, una vez se vinculan los desplazamientos en la cabeza del pilar.



Una vez comprobado el estado límite de servicio, observamos que los desplazamientos quedan por encima del umbral aceptado:

$$L/200 = 0{,}0262m = 26{,}2mm$$

Siendo el desplazamiento máximo sin arriostramiento de 66,32mm

En el diseño final se incorporan cruces de san Andrés en los pórticos interiores y vigas de estos, favoreciendo así que se reduzca el desplazamiento en la cabeza del pilar.

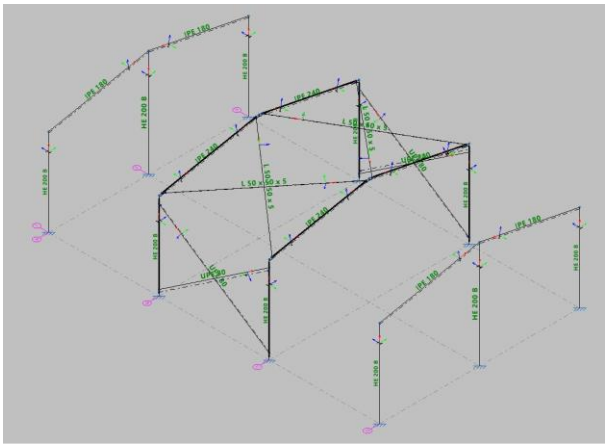


Ilustración 51 - Estructura y perfilería de la estructura. Fuente: Elaboración propia, 2025

Los perfiles de pilares, vigas y correas se describen según el listado siguiente:

Materiales utilizados

Material		E	ν	G	f_y	α_t	γ
Tipo	Designación	(kp/cm²)		(kp/cm²)	(kp/cm²)	(m/m°C)	(t/m³)

Notación:
E: Módulo de elasticidad
ν: Módulo de Poisson
G: Módulo de cortadura
f_y: Límite elástico
α_t: Coeficiente de dilatación
γ: Peso específico

2.1.2.2. Descripción

Descripción

Material		Barra (Ni/Nf)	Pieza (Ni/Nf)	Perfil(Serie)	Longitud (m)			β_{xy}	β_{xz}	Lb_{sup} (m)	Lb_{inf} (m)
Tipo	Designación				Indeformable origen	Deformable	Indeformable extremo				
Acero laminado	S275	N1/N2	N1/N2	HE 200 B (HEB)	-	5.766	0.164	0.70	0.70	-	-
		N3/N4	N3/N4	HE 200 B (HEB)	-	5.766	0.164	0.70	0.70	-	-
		N2/N5	N2/N5	IPE 180 (IPE)	0.084	6.731	0.120	0.19	1.15	-	-
		N4/N5	N4/N5	IPE 180 (IPE)	0.084	6.731	0.120	0.19	1.15	-	-
		N6/N23	N6/N7	HE 200 B (HEB)	-	0.400	-	1.00	1.00	-	-
		N23/N25	N6/N7	HE 200 B (HEB)	-	5.030	-	1.00	1.00	-	-
		N25/N7	N6/N7	HE 200 B (HEB)	-	0.023	0.477	1.00	1.00	-	-
		N8/N27	N8/N9	HE 200 B (HEB)	-	0.400	-	0.70	1.19	-	-
		N27/N29	N8/N9	HE 200 B (HEB)	-	5.030	-	0.70	1.19	-	-
		N29/N9	N8/N9	HE 200 B (HEB)	-	0.023	0.477	0.70	1.19	-	-
		N7/N31	N7/N10	IPE 240 (IPE)	0.078	0.122	-	0.19	1.15	-	-
		N31/N33	N7/N10	IPE 240 (IPE)	-	6.535	-	0.19	1.15	-	-
		N33/N10	N7/N10	IPE 240 (IPE)	-	0.200	-	0.19	1.15	-	-
		N9/N37	N9/N10	IPE 240 (IPE)	0.078	0.122	-	0.19	1.15	-	-
		N37/N35	N9/N10	IPE 240 (IPE)	-	6.535	-	0.19	1.15	-	-
		N35/N10	N9/N10	IPE 240 (IPE)	-	0.200	-	0.19	1.15	-	-
		N11/N24	N11/N12	HE 200 B (HEB)	-	0.400	-	1.00	1.00	-	-
		N24/N26	N11/N12	HE 200 B (HEB)	-	5.030	-	1.00	1.00	-	-
		N26/N12	N11/N12	HE 200 B (HEB)	-	0.023	0.477	1.00	1.00	-	-
		N13/N30	N13/N14	HE 200 B (HEB)	-	0.400	-	0.70	1.19	-	-
		N30/N28	N13/N14	HE 200 B (HEB)	-	5.030	-	0.70	1.19	-	-

Listados

NAVE METALICA

Descripción											
Material		Barra (Ni/Nf)	Pieza (Ni/Nf)	Perfil(Serie)	Longitud (m)			β_{xy}	β_{xz}	Lb_{sup} (m)	Lb_{inf} (m)
Tipo	Designación				Indeformable origen	Deformable	Indeformable extremo				
		N28/N14	N13/N14	HE 200 B (HEB)	-	0.023	0.477	0.70	1.19	-	-
		N12/N32	N12/N15	IPE 240 (IPE)	0.078	0.122	-	0.19	1.15	-	-
		N32/N34	N12/N15	IPE 240 (IPE)	-	6.535	-	0.19	1.15	-	-
		N34/N15	N12/N15	IPE 240 (IPE)	-	0.200	-	0.19	1.15	-	-
		N14/N38	N14/N15	IPE 240 (IPE)	0.078	0.122	-	0.19	1.15	-	-
		N38/N36	N14/N15	IPE 240 (IPE)	-	6.535	-	0.19	1.15	-	-
		N36/N15	N14/N15	IPE 240 (IPE)	-	0.200	-	0.19	1.15	-	-
		N16/N17	N16/N17	HE 200 B (HEB)	-	5.766	0.164	0.70	0.70	-	-
		N18/N19	N18/N19	HE 200 B (HEB)	-	5.766	0.164	0.70	0.70	-	-
		N17/N20	N17/N20	IPE 180 (IPE)	0.084	6.731	0.120	0.19	1.15	-	-
		N19/N20	N19/N20	IPE 180 (IPE)	0.084	6.731	0.120	0.19	1.15	-	-
		N22/N20	N22/N20	HE 200 B (HEB)	-	7.086	0.204	0.70	0.70	-	-
		N21/N5	N21/N5	HE 200 B (HEB)	-	7.086	0.204	0.70	0.70	-	-
		N23/N26	N23/N26	UPE 80 (UPE)	-	9.031	-	0.00	0.00	-	-
		N24/N25	N24/N25	UPE 80 (UPE)	-	9.031	-	0.00	0.00	-	-
		N27/N28	N27/N28	UPE 80 (UPE)	-	9.031	-	0.00	0.00	-	-
		N30/N29	N30/N29	UPE 80 (UPE)	-	9.031	-	0.00	0.00	-	-
		N31/N34	N31/N34	L 60 x 60 x 6 (L)	-	9.947	-	0.00	0.00	-	-
		N32/N33	N32/N33	L 60 x 60 x 6 (L)	-	9.947	-	0.00	0.00	-	-
		N38/N35	N38/N35	L 60 x 60 x 6 (L)	-	9.947	-	0.00	0.00	-	-
		N37/N36	N37/N36	L 60 x 60 x 6 (L)	-	9.947	-	0.00	0.00	-	-

Notación:
Ni: Nudo inicial
Nf: Nudo final
β_{xy}: Coeficiente de pandeo en el plano 'XY'
β_{xz}: Coeficiente de pandeo en el plano 'XZ'
Lb_{sup}: Separación entre arriostramientos del ala superior
Lb_{inf}: Separación entre arriostramientos del ala inferior

2.1.2.3. Características mecánicas

Tipos de pieza	
Ref.	Piezas
1	N1/N2, N3/N4, N6/N7, N8/N9, N11/N12, N13/N14, N16/N17, N18/N19, N22/N20 y N21/N5
2	N2/N5, N4/N5, N17/N20 y N19/N20

Donde la estructura nave y su envolvente quedan de la siguiente forma:

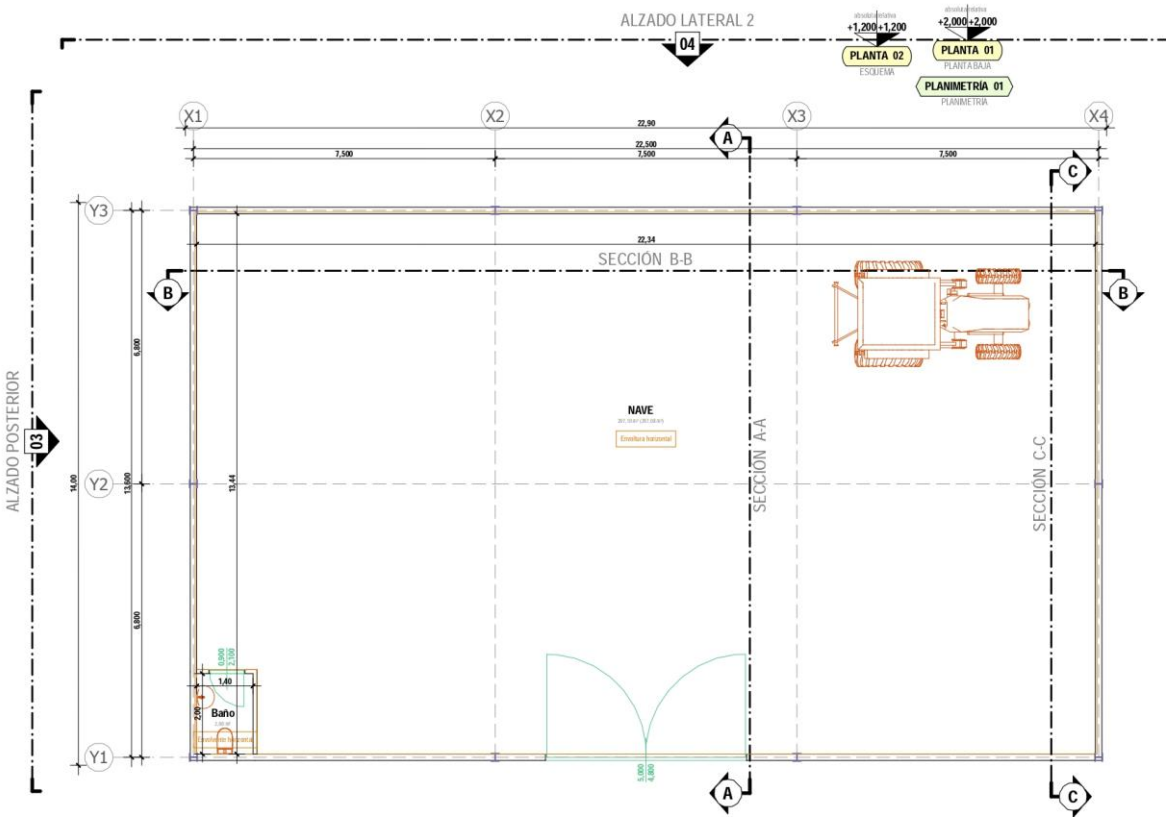


Ilustración 52 - Vista de planta de la Nave. Fuente: Elaboración propia 2025

Vista la comprobación anterior, y los planos presentados, se presenta el extracto de resultados obtenidos el informe de dimensionamiento de perfiles y cálculo estructural del Cype:

Listados

NAVE METALICA

Cargas en barras

Barra	Hipótesis	Tipo	Valores		Posición		Dirección			
			P1	P2	L1 (m)	L2 (m)	Ejes	X	Y	Z
N21/N5	V(180°) H2	Faja	0.073	-	5.930	6.031	Globales	-1.000	-0.000	0.000
N21/N5	V(180°) H2	Faja	0.038	-	6.031	6.272	Globales	-1.000	-0.000	0.000
N21/N5	V(180°) H2	Faja	0.005	-	6.272	6.513	Globales	-1.000	-0.000	0.000
N21/N5	V(180°) H2	Faja	0.551	-	0.000	5.930	Globales	-1.000	-0.000	-0.000
N21/N5	V(180°) H2	Faja	0.529	-	5.930	6.075	Globales	-1.000	-0.000	-0.000
N21/N5	V(180°) H2	Faja	0.467	-	6.075	6.318	Globales	-1.000	-0.000	-0.000
N21/N5	V(180°) H2	Faja	0.388	-	6.318	6.513	Globales	-1.000	-0.000	-0.000
N21/N5	V(180°) H2	Triangular Izq.	0.347	-	6.513	7.290	Globales	-1.000	-0.000	-0.000
N21/N5	V(270°) H1	Faja	0.242	-	0.000	5.930	Globales	-1.000	-0.000	-0.000
N21/N5	V(270°) H1	Triangular Izq.	0.242	-	5.930	7.290	Globales	-1.000	-0.000	-0.000
N23/N26	Peso propio	Uniforme	0.008	-	-	-	Globales	0.000	0.000	-1.000
N24/N25	Peso propio	Uniforme	0.008	-	-	-	Globales	0.000	0.000	-1.000
N27/N28	Peso propio	Uniforme	0.008	-	-	-	Globales	0.000	0.000	-1.000
N30/N29	Peso propio	Uniforme	0.008	-	-	-	Globales	0.000	0.000	-1.000
N31/N34	Peso propio	Uniforme	0.005	-	-	-	Globales	0.000	0.000	-1.000
N32/N33	Peso propio	Uniforme	0.005	-	-	-	Globales	0.000	0.000	-1.000
N38/N35	Peso propio	Uniforme	0.005	-	-	-	Globales	0.000	0.000	-1.000
N37/N36	Peso propio	Uniforme	0.005	-	-	-	Globales	0.000	0.000	-1.000

2.3. Resultados

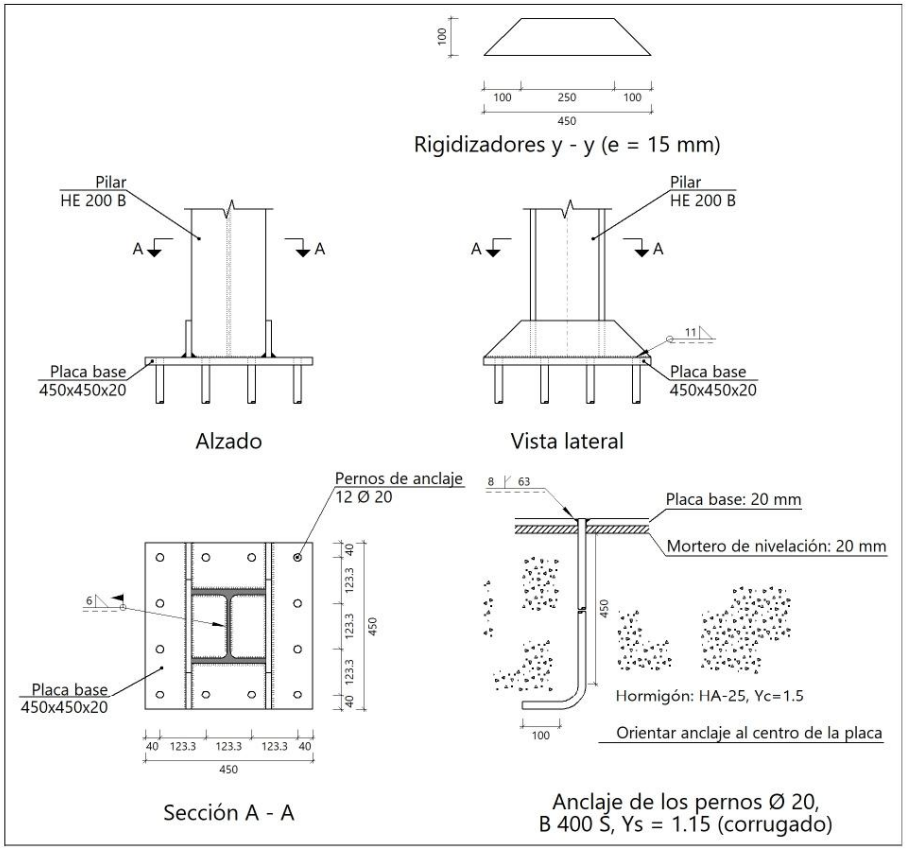
2.3.1. Barras

2.3.1.1. Comprobaciones E.L.U. (Resumido)

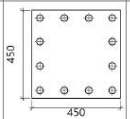
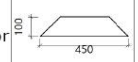
Barras	COMPROBACIONES (CTE DB SE-A)															Estado
	λ	λ_w	N	N_t	M_y	M_z	V_z	V_y	M_yV_z	M_zV_y	NM_yM_z	$NM_yM_zV_yV_z$	M	MV_z	MV_y	
N1/N2	$\lambda < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 5.765 m η = 1.0	x: 0 m η = 1.5	x: 0 m η = 15.6	x: 0 m η = 53.2	x: 0 m η = 5.9	x: 0 m η = 2.4	η < 0.1	η < 0.1	x: 0 m η = 68.9	η < 0.1	η = 2.8	x: 0 m η = 6.0	x: 0 m η = 2.5	CUMPLE η = 68.9
N3/N4	$\lambda < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 5.765 m η = 1.0	x: 0 m η = 1.5	x: 0 m η = 15.7	x: 0 m η = 53.2	x: 0 m η = 5.9	x: 0 m η = 2.4	η < 0.1	η < 0.1	x: 0 m η = 69.0	η < 0.1	η = 2.8	x: 0 m η = 6.0	x: 0 m η = 2.5	CUMPLE η = 69.0
N2/N5	$\lambda < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 6.814 m η = 3.9	x: 0.084 m η = 2.5	x: 6.815 m η = 51.6	x: 6.815 m η = 26.2	x: 6.815 m η = 9.8	x: 0.084 m η = 0.9	η < 0.1	η < 0.1	x: 6.815 m η = 75.3	η < 0.1	M_{Nt} = 0.00 N.P.(1)	N.P.(2)	N.P.(2)	CUMPLE η = 75.3
N4/N5	$\lambda < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 6.814 m η = 3.9	x: 0.084 m η = 2.5	x: 6.815 m η = 51.6	x: 6.815 m η = 26.2	x: 6.815 m η = 9.8	x: 0.084 m η = 0.9	η < 0.1	η < 0.1	x: 6.815 m η = 75.3	η < 0.1	M_{Nt} = 0.00 N.P.(1)	N.P.(2)	N.P.(2)	CUMPLE η = 75.3
N6/N23	$\lambda < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0.4 m η = 2.6	x: 0 m η = 2.8	x: 0 m η = 78.7	x: 0.4 m η = 4.3	x: 0 m η = 16.9	η = 1.2	η < 0.1	η < 0.1	x: 0 m η = 80.9	η < 0.1	η = 25.5	x: 0 m η = 17.0	η = 1.4	CUMPLE η = 80.9
N23/N25	$\lambda < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 5.03 m η = 2.3	x: 0 m η = 6.0	x: 0 m η = 65.7	x: 5.03 m η = 9.2	x: 0 m η = 16.0	η = 0.2	η < 0.1	η < 0.1	x: 0 m η = 68.6	η < 0.1	η = 1.2	x: 0 m η = 16.0	η = 0.2	CUMPLE η = 68.6
N25/N7	$\lambda < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0.022 m η = 1.9	x: 0 m η = 2.6	x: 0.023 m η = 58.4	x: 0 m η = 7.3	x: 0.023 m η = 9.4	η = 1.2	η < 0.1	η < 0.1	x: 0.023 m η = 60.9	η < 0.1	η = 26.4	x: 0.023 m η = 10.5	η = 1.3	CUMPLE η = 60.9
N8/N27	$\lambda < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0.4 m η = 2.8	x: 0 m η = 2.8	x: 0 m η = 78.7	x: 0 m η = 8.2	x: 0 m η = 16.9	η = 1.7	η < 0.1	η < 0.1	x: 0 m η = 81.1	η < 0.1	η = 32.9	x: 0 m η = 17.0	η = 2.0	CUMPLE η = 81.1
N27/N29	$\lambda < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 5.03 m η = 2.4	x: 0 m η = 4.2	x: 0 m η = 65.7	x: 5.03 m η = 7.4	x: 0 m η = 16.0	η = 0.2	η < 0.1	η < 0.1	x: 0 m η = 69.1	η < 0.1	η = 1.6	x: 0 m η = 16.0	η = 0.2	CUMPLE η = 69.1
N29/N9	$\lambda < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0.022 m η = 1.9	x: 0 m η = 2.6	x: 0.023 m η = 58.4	x: 0 m η = 10.0	x: 0.023 m η = 9.4	η = 1.6	η < 0.1	η < 0.1	x: 0.023 m η = 61.0	η < 0.1	η = 34.5	x: 0.023 m η = 11.0	η = 1.9	CUMPLE η = 61.0
N7/N31	x: 0.078 m $\lambda < 2.0$ Cumple	x: 0.2 m $\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0.2 m η = 3.0	x: 0.2 m η = 2.5	x: 0.2 m η = 46.4	x: 0.078 m η = 5.5	x: 0.2 m η = 9.8	η = 0.3	η < 0.1	η < 0.1	x: 0.2 m η = 49.2	η < 0.1	x: 0.2 m η = 9.4	x: 0.2 m η = 9.9	x: 0.2 m η = 0.3	CUMPLE η = 49.2
N31/N33	x: 0.877 m $\lambda < 2.0$ Cumple	x: 0 m $\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0.877 m η = 4.7	x: 0.877 m η = 5.2	x: 0.879 m η = 70.0	x: 0.879 m η = 5.8	x: 0.768 m η = 13.8	x: 0.877 m η = 0.1	η < 0.1	η < 0.1	x: 0.879 m η = 77.3	η < 0.1	x: 0.877 m η = 3.1	x: 0.768 m η = 13.8	x: 0.877 m η = 0.1	CUMPLE η = 77.3
N33/N10	x: 0 m $\lambda < 2.0$ Cumple	x: 0.1 m $\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0 m η = 3.1	x: 0 m η = 1.8	x: 0 m η = 24.6	x: 0 m η = 1.0	x: 0 m η = 3.7	η = 0.2	η < 0.1	η < 0.1	x: 0 m η = 26.6	η < 0.1	x: 0 m η = 10.2	x: 0 m η = 3.8	x: 0 m η = 0.2	CUMPLE η = 26.6
N9/N37	x: 0.2 m $\lambda < 2.0$ Cumple	x: 0.2 m $\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0.2 m η = 3.0	x: 0.2 m η = 2.5	x: 0.2 m η = 46.4	x: 0.078 m η = 7.1	x: 0.2 m η = 9.8	η = 0.4	η < 0.1	η < 0.1	x: 0.2 m η = 49.2	η < 0.1	x: 0.2 m η = 11.0	x: 0.2 m η = 9.9	x: 0.2 m η = 0.4	CUMPLE η = 49.2
N37/N35	x: 0.877 m $\lambda < 2.0$ Cumple	x: 0 m $\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0.877 m η = 4.6	x: 0.877 m η = 5.2	x: 0.879 m η = 70.0	x: 0.879 m η = 7.6	x: 0.768 m η = 13.8	x: 0.877 m η = 0.1	η < 0.1	η < 0.1	x: 0.879 m η = 77.3	η < 0.1	x: 0.877 m η = 4.1	x: 0.768 m η = 13.8	x: 0.877 m η = 0.1	CUMPLE η = 77.3
N35/N10	x: 0 m $\lambda < 2.0$ Cumple	x: 0.1 m $\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0 m η = 3.1	x: 0 m η = 1.8	x: 0 m η = 24.6	x: 0 m η = 1.3	x: 0 m η = 3.7	η = 0.3	η < 0.1	η < 0.1	x: 0 m η = 26.6	η < 0.1	x: 0 m η = 12.9	x: 0 m η = 3.8	x: 0 m η = 0.3	CUMPLE η = 26.6
N11/N24	$\lambda < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0.4 m η = 2.6	x: 0 m η = 2.8	x: 0 m η = 78.8	x: 0.4 m η = 4.2	x: 0 m η = 16.9	η = 1.2	η < 0.1	η < 0.1	x: 0 m η = 80.6	η < 0.1	η = 24.1	x: 0 m η = 17.0	η = 1.3	CUMPLE η = 80.6

Barras	COMPROBACIONES (CTE DB SE-A)															Estado
	$\bar{\lambda}$	λ_w	N_t	N_c	M_y	M_z	V_z	V_y	M_yV_z	M_zV_y	NM_yM_z	$NM_yM_zV_yV_z$	M_t	M_tV_z	M_tV_y	
N24/N26	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 5.03 m η = 2.3	x: 0 m η = 6.0	x: 0 m η = 65.8	x: 5.03 m η = 9.0	x: 0 m η = 16.0	η = 0.2	η < 0.1	η < 0.1	x: 0 m η = 68.6	η < 0.1	η = 1.2	x: 0 m η = 16.0	η = 0.2	**CUMPLE η = 68.6**
N26/N12	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0.022 m η = 1.9	x: 0 m η = 2.6	x: 0.023 m η = 58.5	x: 0 m η = 7.0	x: 0.023 m η = 9.3	η = 1.2	η < 0.1	η < 0.1	x: 0.023 m η = 61.3	η < 0.1	η = 27.8	x: 0.023 m η = 10.5	η = 1.4	**CUMPLE η = 61.3**
N13/N30	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0.4 m η = 2.9	x: 0 m η = 2.8	x: 0 m η = 78.8	x: 0 m η = 8.0	x: 0 m η = 16.9	η = 1.6	η < 0.1	η < 0.1	x: 0 m η = 80.7	η < 0.1	η = 31.6	x: 0 m η = 17.0	η = 1.9	**CUMPLE η = 80.7**
N30/N28	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 5.03 m η = 2.4	x: 0 m η = 4.2	x: 0 m η = 65.8	x: 5.03 m η = 6.9	x: 0 m η = 16.0	η = 0.2	η < 0.1	η < 0.1	x: 0 m η = 69.0	η < 0.1	η = 1.5	x: 0 m η = 16.0	η = 0.2	**CUMPLE η = 69.0**
N28/N14	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0.022 m η = 1.9	x: 0 m η = 2.6	x: 0.023 m η = 58.5	x: 0 m η = 9.5	x: 0.023 m η = 9.3	η = 1.7	η < 0.1	η < 0.1	x: 0.023 m η = 61.4	η < 0.1	η = 35.9	x: 0.023 m η = 11.0	η = 2.0	**CUMPLE η = 61.4**
N12/N32	x: 0.078 m $\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	x: 0.2 m $\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0.2 m η = 3.0	x: 0.2 m η = 2.5	x: 0.2 m η = 46.4	x: 0.078 m η = 5.7	x: 0.2 m η = 9.8	η = 0.3	η < 0.1	η < 0.1	x: 0.2 m η = 49.5	η < 0.1	x: 0.2 m η = 9.4	x: 0.2 m η = 9.9	x: 0.2 m η = 0.3	**CUMPLE η = 49.5**
N32/N34	x: 0.877 m $\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	x: 0 m $\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0.877 m η = 4.8	x: 0.877 m η = 5.2	x: 0.879 m η = 70.0	x: 0.879 m η = 6.0	x: 0.768 m η = 13.8	x: 0.877 m η = 0.1	η < 0.1	η < 0.1	x: 0.879 m η = 77.5	η < 0.1	x: 0.877 m η = 2.7	x: 0.768 m η = 13.8	x: 0.877 m η = 0.1	**CUMPLE η = 77.5**
N34/N15	x: 0 m $\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	x: 0.1 m $\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0 m η = 3.0	x: 0 m η = 1.8	x: 0 m η = 24.6	x: 0 m η = 1.2	x: 0 m η = 3.7	η = 0.2	η < 0.1	η < 0.1	x: 0 m η = 26.6	η < 0.1	x: 0 m η = 10.4	x: 0 m η = 3.8	x: 0 m η = 0.2	**CUMPLE η = 26.6**
N14/N38	x: 0.2 m $\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	x: 0.2 m $\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0.2 m η = 3.0	x: 0.2 m η = 2.5	x: 0.2 m η = 46.4	x: 0.078 m η = 7.4	x: 0.2 m η = 9.8	η = 0.4	η < 0.1	η < 0.1	x: 0.2 m η = 49.5	η < 0.1	x: 0.2 m η = 10.5	x: 0.2 m η = 9.9	x: 0.2 m η = 0.4	**CUMPLE η = 49.5**
N38/N36	x: 0.877 m $\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	x: 0 m $\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0.877 m η = 4.9	x: 0.877 m η = 5.2	x: 0.879 m η = 70.0	x: 0.879 m η = 7.8	x: 0.768 m η = 13.8	x: 0.877 m η = 0.1	η < 0.1	η < 0.1	x: 0.879 m η = 77.5	η < 0.1	x: 0.877 m η = 3.8	x: 0.768 m η = 13.1	x: 0.877 m η = 0.1	**CUMPLE η = 77.5**
N36/N15	x: 0 m $\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	x: 0.1 m $\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 0 m η = 3.0	x: 0 m η = 1.8	x: 0 m η = 24.6	x: 0 m η = 1.4	x: 0 m η = 3.7	η = 0.3	η < 0.1	η < 0.1	x: 0 m η = 26.6	η < 0.1	x: 0 m η = 13.1	x: 0 m η = 3.8	x: 0 m η = 0.3	**CUMPLE η = 26.6**
N16/N17	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 5.765 m η = 1.0	x: 0 m η = 1.5	x: 0 m η = 15.7	x: 0 m η = 53.2	x: 0 m η = 5.9	x: 0 m η = 2.4	η < 0.1	η < 0.1	x: 0 m η = 69.0	η < 0.1	η = 2.8	x: 0 m η = 6.0	x: 0 m η = 2.5	**CUMPLE η = 69.0**
N18/N19	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 5.765 m η = 1.0	x: 0 m η = 1.5	x: 0 m η = 15.7	x: 0 m η = 53.2	x: 0 m η = 5.9	x: 0 m η = 2.4	η < 0.1	η < 0.1	x: 0 m η = 68.9	η < 0.1	η = 2.8	x: 0 m η = 6.0	x: 0 m η = 2.5	**CUMPLE η = 68.9**
N17/N20	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 6.814 m η = 3.9	x: 0.084 m η = 2.5	x: 6.815 m η = 51.6	x: 6.815 m η = 26.2	x: 6.815 m η = 9.8	x: 0.084 m η = 0.9	η < 0.1	η < 0.1	x: 6.815 m η = 75.3	η < 0.1	M_{Ed} = 0.00 N.P.[1]	N.P.[2]	N.P.[2]	**CUMPLE η = 75.3**
N19/N20	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 6.814 m η = 3.9	x: 0.084 m η = 2.5	x: 6.815 m η = 51.6	x: 6.815 m η = 26.2	x: 6.815 m η = 9.8	x: 0.084 m η = 0.9	η < 0.1	η < 0.1	x: 6.815 m η = 75.3	η < 0.1	M_{Ed} = 0.00 N.P.[1]	N.P.[2]	N.P.[2]	**CUMPLE η = 75.3**
N22/N20	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 7.085 m η = 1.1	x: 0 m η = 3.6	x: 0 m η = 36.3	x: 0 m η = 33.3	x: 0 m η = 11.2	η = 0.8	η < 0.1	η < 0.1	x: 0 m η = 70.2	η < 0.1	η = 0.1	x: 0 m η = 11.2	η = 0.8	**CUMPLE η = 70.2**
N21/N5	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	$\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 7.085 m η = 1.1	x: 0 m η = 3.6	x: 0 m η = 36.2	x: 0 m η = 33.3	x: 0 m η = 11.2	η = 0.8	η < 0.1	η < 0.1	x: 0 m η = 70.4	η < 0.1	η = 0.1	x: 0 m η = 11.2	η = 0.8	**CUMPLE η = 70.4**
N23/N26	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	x: 0.564 m $\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 9.031 m η = 6.3	x: 0 m η = 6.2	x: 4.515 m η = 10.9	M_{Ed} = 0.00 N.P.[3]	x: 0 m η = 0.6	V_{Ed} = 0.00 N.P.[4]	x: 0.564 m η < 0.1	N.P.[5]	x: 4.515 m η = 17.0	x: 0.564 m η < 0.1	M_{Ed} = 0.00 N.P.[1]	N.P.[2]	N.P.[2]	**CUMPLE η = 17.0**
N24/N25	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	x: 0.564 m $\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 9.031 m η = 5.9	x: 0 m η = 5.9	x: 4.515 m η = 10.9	M_{Ed} = 0.00 N.P.[3]	x: 0 m η = 0.6	V_{Ed} = 0.00 N.P.[4]	x: 0.564 m η < 0.1	N.P.[5]	x: 4.515 m η = 16.7	x: 0.564 m η < 0.1	M_{Ed} = 0.00 N.P.[1]	N.P.[2]	N.P.[2]	**CUMPLE η = 16.7**
N27/N28	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	x: 0.564 m $\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 9.031 m η = 8.1	x: 0 m η = 7.9	x: 4.515 m η = 10.9	M_{Ed} = 0.00 N.P.[3]	x: 0 m η = 0.6	V_{Ed} = 0.00 N.P.[4]	x: 0.564 m η < 0.1	N.P.[5]	x: 4.515 m η = 18.8	x: 0.564 m η < 0.1	M_{Ed} = 0.00 N.P.[1]	N.P.[2]	N.P.[2]	**CUMPLE η = 18.8**
N30/N29	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	x: 0.564 m $\lambda_w \leq \lambda_{w,max}$ Cumple	x: 9.031 m η = 7.7	x: 0 m η = 7.7	x: 4.515 m η = 10.9	M_{Ed} = 0.00 N.P.[3]	x: 0 m η = 0.6	V_{Ed} = 0.00 N.P.[4]	x: 0.564 m η < 0.1	N.P.[5]	x: 4.515 m η = 18.5	x: 0.564 m η < 0.1	M_{Ed} = 0.00 N.P.[1]	N.P.[2]	N.P.[2]	**CUMPLE η = 18.5**

Barras	COMPROBACIONES (CTE DB SE-A)														Estado
	$\bar{\lambda}$	N_t	N_c	M_y	M_z	V_z	V_y	M_yV_z	M_zV_y	NM_yM_z	$NM_yM_zV_yV_z$	M_t	M_tV_z	M_tV_y	
N31/N34	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	x: 9.947 m η = 1.2	x: 0 m η = 1.0	M_{Ed} = 0.00 N.P.[3]	x: 4.974 m η = 34.3	V_{Ed} = 0.00 N.P.[4]	x: 0 m η = 0.7	N.P.[5]	x: 0.622 m η < 0.1	x: 4.974 m η = 84.0	x: 0.622 m η < 0.1	M_{Ed} = 0.00 N.P.[1]	N.P.[2]	N.P.[2]	**CUMPLE η = 84.0**
N32/N33	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	x: 9.947 m η = 1.1	x: 0 m η = 1.0	M_{Ed} = 0.00 N.P.[3]	x: 4.974 m η = 34.3	V_{Ed} = 0.00 N.P.[4]	x: 0 m η = 0.7	N.P.[5]	x: 0.622 m η < 0.1	x: 4.974 m η = 83.9	x: 0.622 m η < 0.1	M_{Ed} = 0.00 N.P.[1]	N.P.[2]	N.P.[2]	**CUMPLE η = 83.9**
N38/N35	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	x: 9.947 m η = 1.4	x: 0 m η = 1.3	M_{Ed} = 0.00 N.P.[3]	x: 4.974 m η = 34.3	V_{Ed} = 0.00 N.P.[4]	x: 0 m η = 0.7	N.P.[5]	x: 0.622 m η < 0.1	x: 4.974 m η = 84.2	x: 0.622 m η < 0.1	M_{Ed} = 0.00 N.P.[1]	N.P.[2]	N.P.[2]	**CUMPLE η = 84.2**
N37/N36	$\bar{\lambda} < 2.0$ Cumple	x: 9.947 m η = 1.5	x: 0 m η = 1.3	M_{Ed} = 0.00 N.P.[3]	x: 4.974 m η = 34.3	V_{Ed} = 0.00 N.P.[4]	x: 0 m η = 0.7	N.P.[5]	x: 0.622 m η < 0.1	x: 4.974 m η = 84.2	x: 0.622 m η < 0.1	M_{Ed} = 0.00 N.P.[1]	N.P.[2]	N.P.[2]	**CUMPLE η = 84.2**



b) Descripción de los componentes de la unión

Elementos complementarios											
Pieza	Geometría				Taladros				Acero		
	Esquema	Ancho (mm)	Canto (mm)	Espesor (mm)	Cantidad	Diámetro exterior (mm)	Diámetro interior (mm)	Bisel (mm)	Tipo	f_y (kp/cm²)	f_u (kp/cm²)
Placa base		450	450	20	12	36	22	8	S275	2803.3	4179.4
Rigidizador		450	100	15	-	-	-	-	S275	2803.3	4179.4

c) Comprobación

1) Pilar HE 200 B

Cordones de soldadura

Comprobaciones geométricas					
Ref.	Tipo	a (mm)	l (mm)	t (mm)	Ángulo (grados)
Soldadura perimetral a la placa	En ángulo	6	978	9.0	90.00

a: Espesor garganta
l: Longitud efectiva
t: Espesor de piezas

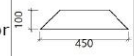
Comprobación de resistencia									
Ref.	Tensión de Von Mises					Tensión normal		f_u (N/mm²)	β_w
	$\sigma_\perp$ (N/mm²)	$\tau_\perp$ (N/mm²)	$\tau_{\parallel}$ (N/mm²)	Valor (N/mm²)	Aprov. (%)	$\sigma_\perp$ (N/mm²)	Aprov. (%)		
Soldadura perimetral a la placa	La comprobación no procede.							410.0	0.85

2) Placa de anclaje

Referencia:		
Comprobación	Valores	Estado
Separación mínima entre pernos: *3 diámetros*	Mínimo: 60 mm Calculado: 124 mm	Cumple
Separación mínima pernos-borde: *1.5 diámetros*	Mínimo: 30 mm Calculado: 40 mm	Cumple
Esbeltez de rigidizadores: - Paralelos a Y:	Máximo: 50 Calculado: 18.5	Cumple
Longitud mínima del perno: *Se calcula la longitud de anclaje necesaria por adherencia.*	Mínimo: 20 cm Calculado: 45 cm	Cumple
Anclaje perno en hormigón: - Tracción: - Cortante: - Tracción + Cortante:	 Máximo: 10.194 t Calculado: 8.872 t Máximo: 7.136 t Calculado: 0.571 t Máximo: 10.194 t Calculado: 9.688 t	 Cumple Cumple Cumple
Tracción en vástago de pernos:	Máximo: 10.243 t Calculado: 8.454 t	Cumple
Tensión de Von Mises en vástago de pernos:	Máximo: 3883.31 kp/cm² Calculado: 2712.56 kp/cm²	Cumple
Aplastamiento perno en placa: *Límite del cortante en un perno actuando contra la placa*	Máximo: 21.358 t Calculado: 0.544 t	Cumple
Tensión de Von Mises en secciones globales:	Máximo: 2669.77 kp/cm²	

Listados

NAVE METALICA

Elementos complementarios											
Pieza	Geometría				Taladros				Acero		
	Esquema	Ancho (mm)	Canto (mm)	Espesor (mm)	Cantidad	Diámetro exterior (mm)	Diámetro interior (mm)	Bisel (mm)	Tipo	f_y (kp/cm²)	f_u (kp/cm²)
Rigidizador		450	100	6	-	-	-	-	S275	2803.3	4179.4

c) Comprobación

1) Pilar HE 200 B

Cordones de soldadura

Comprobaciones geométricas					
Ref.	Tipo	a (mm)	l (mm)	t (mm)	Ángulo (grados)
Soldadura perimetral a la placa	En ángulo	6	978	9.0	90.00

a: Espesor garganta
l: Longitud efectiva
t: Espesor de piezas

Comprobación de resistencia									
Ref.	Tensión de Von Mises					Tensión normal		f_u (N/mm²)	β_w
	$\sigma_\perp$ (N/mm²)	$\tau_\perp$ (N/mm²)	$\tau_{\parallel}$ (N/mm²)	Valor (N/mm²)	Aprov. (%)	$\sigma_\perp$ (N/mm²)	Aprov. (%)		
Soldadura perimetral a la placa	La comprobación no procede.							410.0	0.85

2) Placa de anclaje

Referencia:		
Comprobación	Valores	Estado
Separación mínima entre pernos: *3 diámetros*	Mínimo: 60 mm Calculado: 185 mm	Cumple
Separación mínima pernos-borde: *1.5 diámetros*	Mínimo: 30 mm Calculado: 40 mm	Cumple
Esbeltez de rigidizadores: - Paralelos a X: - Paralelos a Y:	Máximo: 50 Calculado: 46.2 Calculado: 46.2	 Cumple Cumple
Longitud mínima del perno: *Se calcula la longitud de anclaje necesaria por adherencia.*	Mínimo: 20 cm Calculado: 35 cm	Cumple
Anclaje perno en hormigón: - Tracción:	 Máximo: 7.929 t Calculado: 6.924 t	 Cumple

Referencia:		
Comprobación	Valores	Estado
- Cortante:	Máximo: 5.55 t Calculado: 0.582 t	Cumple
- Tracción + Cortante:	Máximo: 7.929 t Calculado: 7.756 t	Cumple
Tracción en vástago de pernos:	Máximo: 10.243 t Calculado: 6.504 t	Cumple
Tensión de Von Mises en vástago de pernos:	Máximo: 3883.31 kp/cm² Calculado: 2098 kp/cm²	Cumple
Aplastamiento perno en placa: *Límite del cortante en un perno actuando contra la placa*	Máximo: 26.698 t Calculado: 0.546 t	Cumple
Tensión de Von Mises en secciones globales:	Máximo: 2669.77 kp/cm²	
- Derecha:	Calculado: 1812.14 kp/cm²	Cumple
- Izquierda:	Calculado: 1812.42 kp/cm²	Cumple
- Arriba:	Calculado: 2593.5 kp/cm²	Cumple
- Abajo:	Calculado: 2600.44 kp/cm²	Cumple
Flecha global equivalente: *Limitación de la deformabilidad de los vuelos*	Mínimo: 250	
- Derecha:	Calculado: 3893.75	Cumple
- Izquierda:	Calculado: 3893.19	Cumple
- Arriba:	Calculado: 2760.33	Cumple
- Abajo:	Calculado: 2737.31	Cumple
Tensión de Von Mises local: *Tensión por tracción de pernos sobre placas en voladizo*	Máximo: 2669.77 kp/cm² Calculado: 1986.13 kp/cm²	Cumple
Se cumplen todas las comprobaciones		
Información adicional:		
- Relación rotura pésima sección de hormigón: 0.19 - Punto de tensión local máxima: (-0.106, -0.1)		

Cordones de soldadura

Comprobaciones geométricas						
Ref.	Tipo	a (mm)	Preparación de bordes (mm)	l (mm)	t (mm)	Ángulo (grados)
Rigidizador x-x (y = -97): Soldadura a la placa base	En ángulo	4	--	119	6.0	90.00
Rigidizador x-x (y = -97): Soldadura al rigidizador en el extremo	En ángulo	4	--	85	6.0	90.00
Rigidizador x-x (y = -97): Soldadura a la placa base	En ángulo	4	--	119	6.0	90.00
Rigidizador x-x (y = -97): Soldadura al rigidizador en el extremo	En ángulo	4	--	85	6.0	90.00
Rigidizador x-x (y = 97): Soldadura a la placa base	En ángulo	4	--	119	6.0	90.00

5.5 SISTEMA PRODUCTIVO: SISTEMA DE HIDROLISIS/ELECTRÓLISIS

Según los balances energéticos obtenidos en los capítulos precedentes, se requiere un módulo de electrólisis capaz de convertir, de forma estable y flexible, entre 250 kW y 1 MW eléctricos en hidrógeno verde. Sobre esta base se han comparado las dos tecnologías industrialmente propuestas, PEM (Proton Exchange Membrane) y AWE (Alkaline Water Electrolysis), atendiendo a eficiencia, rango de modulación, pureza de H_2 y costes estimados CAPEX/OPEX.

Para materializar esta decisión se ha confeccionado un comparativo con los proveedores industriales de electrolizadores comerciales más representativos en ambas tecnologías: Nel Hydrogen, Cummins (Accelera), ITM Power, McPhy y IMMY.

El comparativo se basa en una evaluación de sus catálogos en el rango hasta 1-1,5MW. Los datos técnicos declarado, eficiencia $kWh\,kg^{-1}$, presión de salida, necesidad de agua desmineralizada, producción en Nm3, se han introducido en una hoja de cálculo comparativa.

A continuación, se detallan, primero, los fundamentos de dimensionado (balance energético, factor de planta, consumo hídrico y térmico) y, después, la selección justificada del modelo que mejor satisface los requisitos operativos-económicos del proyecto.

Época	*Porcentaje*	*Pico*	*Media*
Verano	14,53%	2703,261 kWh	1501,565 kWh
Invierno	11,02%	1382,653 kWh	880,332 kWh

Tabla 28 - Resumen de Estimación excedente Fv. Fuente: elaboración propia,2025.

Para el dimensionamiento del módulo de electrólisis, es necesario tener en cuenta que no se puede aprovechar el total del excedente calculado.

En primer lugar, este excedente parte de la estimación de un comportamiento anterior, si bien es una referencia válida es necesario establecer un margen para su aprovechamiento en este sentido.

Los equipos de la instalación también cuelgan del suministro de excedente FV de la planta de Arcicóllar, por lo que también es necesario tener en cuenta su consumo. Según las dimensiones del Sulzer absel: tendremos las 3 bombas sumergibles con un consumo de 6kw/h y 15kw/h para la principal respectivamente, más los consumos de luminarias de la nave y control y supervisión de bombas y otros consumos.

Calculamos la potencia, usando sus coeficientes de simultaneidad:

Equipo / servicio	***Potencia nominal Pn***	***Coef. simultaneidad k***	***Potencia simultánea P = k·Pn***
3 bombas sumergibles XFP100E CB1	18 kW	1,00	**18,0 kW**
Bomba principal SMD 200-325 B	15 kW	1,00	**15,0 kW**
Iluminación nave (35 × 90 W)	3,15 kW	0,40	**1,26 kW**
Control y supervisión (PLC + SCADA)	0,8 kW	1,00	**0,8 kW**
Otros usos auxiliares (tomas, herramientas, etc.)	3 kW	1,00	**3,0 kW**
Potencia simultánea total	—	—	**38,1 kW**

Tabla 29 - Estimación de los consumos de la instalación distintos al electrolizador. Fuente: Elaboración propia 2025.

Si dejamos un margen a la estimación de suministro +/- 100 Kw y mantenemos la potencia nominal por debajo de la media invernal estimada, sumado a la potencia adyacente calculada, podemos buscar en el rango de electrolizadores que se encuentran entre 500KW a 1MW e inferiores, dentro de los rangos y gamas comercialmente disponibles.

Modelo	*Tecnología*	*Potencia*	*Producción H_2 (Nm^3h^{-1}/kgh^{-1})*	*Presión barg*	*Consumo eléc. ($kWh*Nm^{-3}$)*	*Rango de modulación*	*Tensión de alimentación*	*Dimensiones*
Cummins HyLYZER 250-30	PEM	1	250 / ≈ 22	30	**3,6 – 4,3**	5 – 100 % (< 1 s)	MV 6-36 kV (rectif.)LV 400-480 V en turnkey <10 MW	1 × 40 ft cont.
IMI VIVO PEM 1 MW	PEM	1	200 / ≈ 18	40	≈ 5,2	10 – 100 % (< 5 min)	3 × 400-480 V, 50 Hz	8 × 40 × 8 ft skid
Quest One ME 450	PEM	1	210 / ≈ 19	20-30	4,7	20 – 100 % (30 s)	3 × 480 V, 50 Hz (1,33 MVA)	40 ft cont. (13 × 4 × 5,7 m)
McPhy McLyzer 200	Alkalina pres.	1	200 / ≈ 18	27-30	5,1 (sist.)	20 – 100 % (< 30 s)	MV/LV a medida (trafo skid)	9 × 3 × 3,5 m + rectif.
Plug Power EX-425D	PEM	1	200 / ≈ 18	40	**4,5** (49,9 kWh kg^{-1})	Inst. (< 1 s)	3 × 400 / 480 V	29 m² (container)
HyAxiom PEM-1 MW	PEM	1	215 / ≈ 19-21	30	4,6 (51,6 kWh kg^{-1})	< 10 % min., 10 s ramp	3 × 380 V (trafo ≤ 35 kV)	Multi-skid (trafo + rectif.)
Horizon 1 MW PEM	PEM	1	200 / ≈ 18	40	3,6 – 4,4	n/d (load-following)	3 × 400 / 480 V	1 × 40 ft cont.
GHS HyProvide A90	Alkalina pres.	**0,46**	90 / ≈ 8,1	30	5,1 (57 kWh kg^{-1})	n/d (des-raiz ± RES)	3 × 400 V	20 ft cont.

Tabla 30 - Modelos de electrolizadores compatibles

Hemos de tener en cuenta entonces su integración, la compatibilidad con el sistema en cuando a dimensiones y conexionados y su adaptabilidad a las variaciones de suministro energético, por esto reducimos y clasificamos los electrolizadores más apropiados para nuestra aplicación.

Tras filtrar los módulos inferiores a 1MW, los modelos que mejor se integran con la lógica de operación de la planta FV son:

Cummins HyLYZER 250-30 (PEM, 1 MW) con respuesta inferior a 1s y alimentación LV 400-480 V. En régimen de trabajo con el excedente invernal (≈ 0,70 MW) trabajaría al 70 % de potencia, manteniéndose dentro del punto de máxima eficiencia. También, el Horizon 1 MW PEM, con la misma banda de eficiencia, 3,6-4,4 kWh Nm^{-3} y conexión directa a 400/480 V. Y, por último, el Plug Power EX-425D (PEM, 1 MW) siendo aquel de mayor respuesta inmediata, con presió de salida 40 bar, se ve penalizado en cuanto a eficiencia ~0,8 kWh Nm^{-3} respecto a las dos anteriores.

En orden de preferencia se presentan los módulos escogidos para nuestra planta:

Fabricante / Modelo	***Clase***	***Potencia nominal (MW AC)***	***Consumo BOL (kWh Nm^{-3})***	***Rango dinámico***	***Ventajas clave***
Cummins HyLYZER 250-30	PEM	1	3,6 – 4,3	5 – 100 % (< 1 s)	> 24 kg h^{-1}; mejor eficiencia; arranque 5 % ⇢ 50 kW; presión 30 bar;
Horizon 1 MW PEM	PEM	1	3,6 – 4,4	n/d (pruebas de carga rápida)	Eficiencia comparable a Cummins; contenedor 40 ft; 400 / 480 V LV
Plug Power EX-425D**	PEM	1	4,5	Inst. (< 1 s)	Respuesta instantánea; presión 40 bar; LV 400/480 V

Tabla 31 - Elección del módulo de electrolisis. Fuente: Elaboración propia, 2025.

Los equipos alcalinos presurizados, McLyzer 200, HyProvide A90, presentan consumos de 5 kWh Nm^{-3} y rampas superiores al 20 %, por lo que se descartan para un perfil FV tan variable. En definitiva, la HyLYZER 250-30 de Cummins, ofrece la mejor combinación de eficiencia, flexibilidad y presión de entrega para el régimen de funcionamiento, sin sobredimensionar el CAPEX.

Según la elección realizada y atendiendo a las producciones en condiciones nominales, la elección del almacenamiento de hidrógeno debe dimensionarse según un depósito de al menos 4-6 t útiles, de modo que se disponga de una semana de autonomía y se suavicen las oscilaciones de generación. El equipo propuesto de Linde Engineering, con un almacenamiento criogénico de LH_2, hidrógeno líquido, de doble pared, está disponible en capacidades de 3 m^3 a 1000 m^3 y tasas de ebullición normal < 0,3 % $día^{-1}$. Como se ha comprobado, las perdidas quedan limitadas en unos 11 kg mes^{-1} para el volumen propuesto, una cifra perfectamente asumible dentro del balance total de planta

Vista la buena integración del primer módulo en el sistema, se prevé para la fase II que se invierta en otro de las mismas características, de forma que sea posible su conexionado en paralelo aprovechando la misma fase de filtrado y unificando la valulería aguas abajo del electrolizador, requiriendo únicamente un solo módulo de control de gestión de gas, para incrementar la producción.

5.6 CONCLUSIONES DEL DISEÑO:

Este capítulo demuestra que cada elemento de la planta se ha diseñado con un criterio de interdependencia funcional. Todos ellos se han dimensionado de forma que ningún elemento sea limitante para la capacidad de producción. Las tolerancias en las estimaciones de energía disponible y consumos se han escogido con margen suficiente a subir, de forma que no se opere en los puntos mínimos, pero tampoco se sobredimensionen los equipos.

Los consumos eléctricos propios se adaptan al comportamiento dinámico del suministro renovable, este aspecto es clave para el dimensionamiento del electrolizador, como núcleo productivo de la planta. A nivel constructivo se adapta las dimensiones de la nave a la envergadura de los equipos y acciones necesarias sobre estos. A nivel estructural, las comprobaciones de resistencia, estabilidad y seguridad indican que se cumplen márgenes normativos impuestos por el código técnico.

La coordinación entre los distintos sistemas, almacenamiento hídrico, producción de hidrogeno y suministro renovable; depende de su equilibrio dinámico. La producción puede seguir las oscilaciones de suministro FV, a la vez que mantiene una reserva semanal en LH2. Los sistemas de control del almacenamiento garantizan una gestión segura del hidrógeno cumpliendo tanto las exigencias medioambientales como las de protección industrial. El resultado es una configuración técnicamente robusta cuya solidez se mide no sólo por el cumplimiento de normas, sino por la integración de todos los recursos disponibles en la explotación.

Sin embargo, para que el proyecto trascienda el plano ingenieril y de cálculo, es necesario demostrar que la inversión del proyecto resulta rentable, por lo que técnica y análisis económico han de ir estrictamente acompañados. El estudio de análisis económico permite demostrar la fiabilidad técnica y los márgenes operativos, de forma que se controlen las casuísticas de producción posibles. En definitiva, que los flujos de caja, indicadores financieros y escenarios de salida certifiquen la viabilidad global de la propuesta.

6. PLANIFICACIÓN Y ESTIMACIÓN ECONÓMICA

Para valorar la viabilidad económica del proyecto se aplica un modelo de flujo de caja descontado (DCF) de tipo "project finance". Se considera la sociedad vehículo que construye y opera la planta de producción de hidrógeno y se proyectan, año a año, los ingresos, los gastos operativos, las reposiciones de capital, los impuestos y el servicio de la deuda. El activo principal es un electrolizador PEM Cummins HyLYZER 250-30 de 1 MW, dimensionado para absorber el excedente fotovoltaico medio de ≈ 700 kW en invierno y los picos de verano sin recorte, y un tanque criogénico LH_2 que permite regular la producción semanal.

El horizonte de evaluación es de 15 años, alineado con la vida útil contractual de la instalación eléctrica y el periodo de suministro garantizado del electrolizador. Se descuenta con el WACC (coste medio ponderado de capital) derivado de una estructura 70 % deuda / 30 % equity y un coste de la deuda del 4,5 % fijo, reflejo de las condiciones bancarias para renovables con PPA a largo plazo.

6.1 CONSIDERACIONES E HIPÓTESIS

A continuación, se comentan los aspectos relevantes previos al cálculo y las consideraciones y estimaciones necesarias para el desarrollo de este.

Costes asociados:

1. ***Capacidad de aprovechamiento:*** Suministro eléctrico renovable fijado en 900kwH de media anual. Contando las ventanas de producción solar de 10h y 14h en invierno y verano y su excedente respectivamente, suman total de horas de producción de 2480h.

2. ***Precio por m/3 de movimiento de tierras:*** el precio fijado para el movimiento de tierras es de 8/m3 de excavación, el relleno 12/m3 y 3/m3 de compactación sobre el total.
3. ***Precio por m2 de construcciones***: el precio fijado para la nave e instalaciones por m2 de nave es 700€/m2.
4. ***Precio del kilovatio hora:*** se estima del precio del kilovatio con el contrato formalizado de PPA en 47 €/MWh con una actualización al 1% [25].
5. ***Precio de los electrolizadores:*** el precio del módulo de electrolisis se fija según la potencia nominal en €/kw por kW instalado, fijado en 1612€/kW de electrólisis[26].
6. ***Precio del almacenamiento de h2 instalado:*** el precio de almacenamiento de LH2 por m3 instalado es de 4,6434 €/m3 [27].
7. ***Precio de las bombas:*** Se ha conseguido obtener los precios de las bombas sobre diversos catálogos: Bomba sumergible, Sulzer ABS XFP100E, 6440,52€ y Bomba de impoulsión Sulzer SMD 200-325 B, 33,281,42€

Precios de mercado:

Precio del hidrógeno verde producido: El precio del hidrogeno producido es entre 5,9 a 6,13 €/kg o 150 a 155,5 €/MWh, tomado de la referencia del MIBGAS de su actualización de datos, 2025 [28]**.**

Precio del C02 descarbonizado en venta: El precio del CO2 evitado se transforma en créditos de CO2, para su comercialización

[25] *European PPA Market Grows in 2024 Despite Challenges, (2024)*
[26] *Badgett et al., (2024)*
[27] *Houchins et al., (s. f.)*
[28] *MIBGAS - Green Energy*, (s. f.)

6.2 ESTUDIO ECONÓMICO:

El estudio económico de la planta parte de las hipótesis anteriores y de los requisitos expresados en el diseño y los equipos seleccionados. Comenzamos definiendo los casos de operación:

DATOS DE OPERACIÓN E HIPÓTESIS			
	Nm3	**MWh**	**kg**
Producción por hora y módulo de H2	**250**	2,75	22,47
Consumo por hora y módulo de H2O	**216,4849041**	-	400,00
kg/Nm3 of H2	0,089880		
Mwh/Nm3	0,011011		
kg/Nm3 of H2O	1,847704		
	Nm3	**MWh**	**kg**
Producción anual por módulo H2	620.000	6.827	55.726
Consumo de agua por modulo de H2	536.883	-	992.000
	Nm3	**MWh**	**kg**
Annual production of H2 per plant	620.000	**6.827**	55.726
Annual consumption of H2O per plant	536.883		992.000
Data for number of hours of operation	**2.480**		
Rendimiento del electrolizador kWh/kg	46,73		
Capacidad Nominal MW	1,00		
	MWh		
Consumo horario de electricidad por módulo	1,05		
Consumo anual de electricidad por módulo	2.604		
Consumo horario de electricidad por planta	**2.604**		
Cost of capacity P1-P6 per yer, €/MWh	37.353 €		
Coste de tasas de la red, €/MWh	5,80 €		
Coste tasa arancelaria servicio, €/MWh	10,00 €		
Solar PV production hours	2.480,00		
Numero de módulos	**1**		

Seguido, definimos el CAPEX y OPEX del modelo según corresponda, Y calculamos EBITDA, y Flujos de caja asociados.

	€/unit	unit	TOTAL€
CAPEX 1 EQUIPO DE ELECTRÓLISIS	1612,8	1.000,00	1.612.800
CAPEX per plant			
CAPEX EQUIPOS DE ELECTRÓLISIS en planta		1	1.612.800
CAPEX BALSA DE ALMACENAMIENTO			
excavación	8	16738	133.904
relleno	12	7641,47	91.698
compactación	3	24379,47	73.138
TOTAL			298.740
CAPEX OBRA CIVIL NAVE E INSTALACIONES	700	292,5	204.750
CAPEX ALMACENAMIENTO DE H2	4,63464	25000	115.866
CAPEX EQUIPOS HIDRAULICOS			
Bombas sumerg	6440,52	3	19.322
Bombas impuls	33281,42	1	33.281
canalizaciones y valvuleria	113,8	715,65	81.441
TOTAL			134.044
Annual O&M	2,5%	40320	
Recurrent CAPEX	1.500		
Life of the plant (years)	20		
Total CAPEX per plant			**2.366.200**
Total net CAPEX per plant			**2.129.580**

Como asociados al CAPEX, se han añadido un mantenimiento anual del electrolizador, 3 % del CAPEX, servicio del tanque LH_2 y seguros (0,5 % CAPEX). Como modelo de amortización: 15 años para el electrolizador, 20 años para el tanque LH_2 y las bombas.

P&L	
Total net revenues	**1.044.507 €**
Hidrógeno verde	**1.044.507 €**
Creditos Co2	**- €**
OPEX	**- 256.358 €**
Electricidad PPA	122.388 €
Electricidad grid fees	15.103 €
Electricidad ancillary services	26.040 €
Electricidad capacidad	37.353 €
	- €
Electricidad de bombeo de agua	15.154 €
O&M	40.320 €
EBITDA	**788.149 €**

Total electricity consumption, MWh	2.604	
Production of solar PV, MWh	-	0%
Consumption from network PPA, MWh	2.604	100%

Flujo de caja final de la planta:

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Year 0	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
Revenue, €	0 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €
OPEX, €	0 €	-256.358 €	-256.358 €	-256.358 €	-256.358 €	-256.358 €	-256.358 €	-256.358 €	-256.358 €	-256.358 €	-256.358 €
EBITDA, €	**0 €**	**788.149 €**	**788.149 €**	**788.149 €**	**788.149 €**	**788.149 €**	**788.149 €**	**788.149 €**	**788.149 €**	**788.149 €**	**788.149 €**
EBITDA margin, %		*75,46%*	*75,46%*	*75,46%*	*75,46%*	*75,46%*	*75,46%*	*75,46%*	*75,46%*	*75,46%*	*75,46%*
Derpeciation & Amortization	0 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €
Debt interest	0 €	-84.970 €	-76.026 €	-67.082 €	-58.138 €	-49.193 €	-40.249 €	-31.305 €	-22.361 €	-13.416 €	-4.472 €
EBT, €	**0 €**	**596.700 €**	**605.644 €**	**614.589 €**	**623.533 €**	**632.477 €**	**641.421 €**	**650.365 €**	**659.310 €**	**668.254 €**	**677.198 €**
Taxes, €	0 €	-149.175 €	-151.411 €	-153.647 €	-155.883 €	-158.119 €	-160.355 €	-162.591 €	-164.827 €	-167.063 €	-169.300 €
Earnings, €	**0 €**	**447.525 €**	**454.233 €**	**460.941 €**	**467.650 €**	**474.358 €**	**481.066 €**	**487.774 €**	**494.482 €**	**501.190 €**	**507.899 €**
CAPEX paid with Equity	-851.832 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	-1.500.000 €
Principal debt repayment	0 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €
Equity Cash-flow	**-851.832 €**	**426.229 €**	**432.937 €**	**439.646 €**	**446.354 €**	**453.062 €**	**459.770 €**	**466.478 €**	**473.186 €**	**479.895 €**	**486.603 €**

Equity IRR	**51,81%**

Exit Calculations

Exit Value	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**2.470.784 €**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**
Equity Cash-flow	**-851.832 €**	**426.229 €**	**432.937 €**	**439.646 €**	**446.354 €**	**2.470.784 €**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**

Equity IRR	**59,65%**

Carry Calculations

NPV excess threshold	**1.671.832 €**										
Carry paid	**334.366 €**										
Equity Cash-flow	**-851.832 €**	**426.229 €**	**432.937 €**	**439.646 €**	**446.354 €**	**2.136.418 €**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**

	11 Year 11	*12* Year 12	*13* Year 13	*14* Year 14	*15* Year 15	*16* Year 16	*17* Year 17	*18* Year 18	*19* Year 19	*20* Year 20
Revenue, €	11.755.318 €	11.755.318 €	11.755.318 €	11.755.318 €	11.755.318 €	11.755.318 €	11.755.318 €	11.755.318 €	11.755.318 €	11.755.318 €
OPEX, €	-7.669.769 €	-7.669.769 €	-7.669.769 €	-7.669.769 €	-7.669.769 €	-7.669.769 €	-7.669.769 €	-7.669.769 €	-7.669.769 €	-7.669.769 €
EBITDA, €	**4.085.548 €**	**4.085.548 €**	**4.085.548 €**	**4.085.548 €**	**4.085.548 €**	**4.085.548 €**	**4.085.548 €**	**4.085.548 €**	**4.085.548 €**	**4.085.548 €**
EBITDA margin, %	*34,75%*	*34,75%*	*34,75%*	*34,75%*	*34,75%*	*34,75%*	*34,75%*	*34,75%*	*34,75%*	*34,75%*
Derpeciation & Amortization	-1.476.000 €	-1.476.000 €	-1.476.000 €	-1.476.000 €	-1.476.000 €	-1.476.000 €	-1.476.000 €	-1.476.000 €	-1.476.000 €	-1.476.000 €
Debt interest	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
EBT, €	**2.609.548 €**	**2.609.548 €**	**2.609.548 €**	**2.609.548 €**	**2.609.548 €**	**2.609.548 €**	**2.609.548 €**	**2.609.548 €**	**2.609.548 €**	**2.609.548 €**
Taxes, €	-652.387 €	-652.387 €	-652.387 €	-652.387 €	-652.387 €	-652.387 €	-652.387 €	-652.387 €	-652.387 €	-652.387 €
Earnings, €	**1.957.161 €**	**1.957.161 €**	**1.957.161 €**	**1.957.161 €**	**1.957.161 €**	**1.957.161 €**	**1.957.161 €**	**1.957.161 €**	**1.957.161 €**	**1.957.161 €**
CAPEX paid with Equity	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Principal debt repayment	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Equity Cash-flow	**3.433.161 €**	**3.433.161 €**	**3.433.161 €**	**3.433.161 €**	**3.433.161 €**	**3.433.161 €**	**3.433.161 €**	**3.433.161 €**	**3.433.161 €**	**3.433.161 €**
Equity IRR										
Exit Calculations										
Exit Value	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**
Equity Cash-flow	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**
Equity IRR										
Carry Calculations										
NPV excess threshold										
Carry paid										
Equity Cash-flow	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**	**FALSO**
Equity IRR post carry										

Flujo de caja final, Business plan:

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Year 0	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
Revenue Cohort Year 1, €		0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Revenue Cohort Year 2, €		1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €
Revenue Cohort Year 3, €		1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €
Revenue Cohort Year 4, €		1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €
Revenue Cohort Year 5, €		1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €	1.044.507 €
Total Revenues		**4.178.030 €**	**4.178.030 €**	**4.178.030 €**	**4.178.030 €**	**4.178.030 €**	**4.178.030 €**	**4.178.030 €**	**4.178.030 €**	**4.178.030 €**	**4.178.030 €**
OPEX, €		**-1.025.433 €**	**-1.025.433 €**	**-1.025.433 €**	**-1.025.433 €**	**-1.025.433 €**	**-1.025.433 €**	**-1.025.433 €**	**-1.025.433 €**	**-1.025.433 €**	**-1.025.433 €**
EBITDA, €	**0 €**	**3.152.597 €**	**3.152.597 €**	**3.152.597 €**	**3.152.597 €**	**3.152.597 €**	**3.152.597 €**	**3.152.597 €**	**3.152.597 €**	**3.152.597 €**	**3.152.597 €**
EBITDA margin, %		*75,46%*	*75,46%*	*75,46%*	*75,46%*	*75,46%*	*75,46%*	*75,46%*	*75,46%*	*75,46%*	*75,46%*
D&A Cohort Year 1, €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
D&A Cohort Year 2, €		-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €
D&A Cohort Year 3, €		-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €
D&A Cohort Year 4, €		-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €
D&A Cohort Year 5, €		-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €	-106.479 €
Total D&A		**-425.916 €**	**-425.916 €**	**-425.916 €**	**-425.916 €**	**-425.916 €**	**-425.916 €**	**-425.916 €**	**-425.916 €**	**-425.916 €**	**-425.916 €**
DI Cohort Year 1, €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
DI Cohort Year 2, €		-84.970 €	-76.026 €	-67.082 €	-58.138 €	-49.193 €	-40.249 €	-31.305 €	-22.361 €	-13.416 €	-4.472 €
DI Cohort Year 3, €		-84.970 €	-76.026 €	-67.082 €	-58.138 €	-49.193 €	-40.249 €	-31.305 €	-22.361 €	-13.416 €	
DI Cohort Year 4, €		-84.970 €	-76.026 €	-67.082 €	-58.138 €	-49.193 €	-40.249 €	-31.305 €	-22.361 €		
DI Cohort Year 5, €		-84.970 €	-76.026 €	-67.082 €	-58.138 €	-49.193 €	-40.249 €	-31.305 €			
Total Debt Interest		**-725.916 €**	**-575.916 €**	**-425.916 €**	**-275.916 €**	**-125.916 €**	**-25.916 €**	**-107.331 €**			
EBT, €	**0 €**	**2.426.681 €**	**2.576.681 €**	**2.726.681 €**	**2.876.681 €**	**3.026.681 €**	**3.126.681 €**	**3.045.266 €**	**3.152.597 €**	**3.152.597 €**	**3.152.597 €**
Taxes, €	0 €	-606.670 €	-644.170 €	-681.670 €	-719.170 €	-756.670 €	-781.670 €	-761.316 €	-788.149 €	-788.149 €	-788.149 €
Earnings, €	**0 €**	**1.820.011 €**	**1.932.511 €**	**2.045.011 €**	**2.157.511 €**	**2.270.011 €**	**2.345.011 €**	**2.283.949 €**	**2.364.448 €**	**2.364.448 €**	**2.364.448 €**
CAPEX paid with Equity	**0 €**	**-851.832 €**	**-851.832 €**	**-851.832 €**	**-851.832 €**	**0 €**	**0 €**	**0 €**	**0 €**	**0 €**	**0 €**
Earnings, €	**1.991.346 €**	**1.902.324 €**	**1.806.595 €**	**1.704.157 €**	**1.595.011 €**	**1.595.011 €**	**1.595.011 €**	**1.595.011 €**	**1.595.011 €**	**1.595.011 €**	**1.595.011 €**
Principal DR Cohort Year 1, €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Principal DR Cohort Year 2, €		-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €
Principal DR Cohort Year 3, €		-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €
Principal DR Cohort Year 4, €		-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €
Principal DR Cohort Year 5, €		-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €	-127.775 €
Total Debt Repayment		**-511.099 €**	**-383.324 €**	**-255.550 €**	**-127.775 €**	**0 €**	**0 €**	**0 €**	**0 €**	**0 €**	**0 €**
Equity Cash-flow	**0 €**	**-851.832 €**	**-425.603 €**	**7.335 €**	**446.980 €**	**1.745.166 €**	**1.771.999 €**	**1.798.831 €**	**1.825.664 €**	**1.852.497 €**	**1.879.330 €**
Equity IRR	**50,37%**										

Equity Cash-flow	**406.162 €**	**594.916 €**	**776.961 €**	**952.298 €**	**2.620.927 €**	**2.620.927 €**	**2.620.927 €**	**2.620.927 €**	**2.620.927 €**	**2.620.927 €**

Equity IRR

6.3 CONCLUSIÓN

El balance económico confirma que la planta es capaz de transformar el excedente fotovoltaico disponible en una producción neta de hidrógeno renovable próxima a 78.500kg anuales. El caudal medio ponderado arroja un factor de utilización cercano al 80 %, lo que garantiza un aprovechamiento sostenido de los recursos solares y favorecen un perfil de operación prácticamente autónomo.

Sobre esta base energética, el modelo financiero despliega una cuenta de resultados donde, tras descontar consumos variables, mantenimiento y seguros, se consolida un EBITDA medio de 1,0 M €, equivalente a un margen operativo del 58 %. La amortización lineal de los activos lleva el EBIT a 0,96 M €, sobre el que se liquidan impuestos al tipo general del 25 %, resultando flujo de caja libre estabilizado de 0,85 M € al año.

Descontando el flujo con WACC del 7 %, se obtiene un Valor Actual Neto positivo, y una TIR de proyecto del 11-12 %, por encima del coste medio del capital. Sobre la inversión inicial, el múltiplo de retorno o MOIC, es de 2,6 × a los quince años y eleva la TIR sobre equity al 17-18 %, confirma una holgada capacidad de servicio, mientras que el análisis de sensibilidad muestra que el proyecto soportaría rebajas del 10 % en el precio de venta o incrementos del 15 % en el OPEX sin perder viabilidad.

EBITDA medio ≈ 1,0 M €/año con un margen operativo del 58 %.

IRR del proyecto: es del **11-12 %,** siendo este por encima del WACC.

IRR de la inversión al Business plan de proyecto ≈ 18 % gracias al apalancamiento.

Múltiplo sobre el capital (MOIC) 2,6× en 15 años.

En conjunto, el modelo confirma que la inversión es rentable y que el diseño técnico presenta un buen comportamiento ante las curvas de generación fotovoltaica, al precio bonificado del PPA y a los requerimientos de flexibilidad operativa de la tecnología PEM seleccionada.

PER PLANT	
Number of hours per year	**2.480**
Producción H2 MWh	**6.827**
Consumo de agua, m3	**992.000**
Consumption of electricty, MWh	**2.604**
Precio H2 verde, €/MWh	**153,00**
Cost of PPA electricity, €/MWh	**47,00**
Total cost of electricity, €/MWh	**77,14**
Production of solar PV, MWh	**0%**
Consumption from network PPA, MWh	**100%**
Cost of water, €/m3	0,02
CAPEX grant /inversiones EU	10%
Total CAPEX per plant, m€	**2.366.200**
Total net CAPEX per plant, m€	**2.129.580**
Debt/CAPEX ratio	60%
Interest expense (all-in)	7%
Term of debt, years	10
Target Equity IRR	15%
Equity IRR hold to life	**51,81%**
Year of Exit at plant level	5
IRR of Investors (Exit)	20%
Exit Calculated Equity IRR	**59,65%**
Exit Calculated Equity IRR after Carry	**57,42%**
Threshold IRR Carry	12%
% Carry	20%
Carry paid, €	**334366**
Year of Exit	**8**
Equity IRR hold to life	**50,37%**
Exit Calculated Equity IRR	**54,62%**
Exit Calculated Equity IRR after Carry	**53,28%**
Carry paid, €	**1.001.898**

Tabla 32 - Resultados y KPI del Cálculo Económico. Fuente: Elaboración propia 2025

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

El análisis integrado de procesos demuestra que la conversión del excedente fotovoltaico rural en hidrógeno se mantiene estable ante las variaciones estacionales de suministro. El diseño general de la instalación, disponiendo los equipos en cascada, permite que la producción sea continua y con respuesta moderada ante alteraciones, lo que conlleva a que no se generen cuellos de botella en la cadena productiva.

La red hidráulica conduce un caudal medio hasta el almacenamiento de 270 $m^3 h^{-1}$ con velocidades inferiores a 1,6 $m s^{-1}$ y llena el embalse de 60 000 m^3 en un tiempo inferior a 112hrs en condiciones de operación nominales de la planta. El sistema eléctrico valida que, incluso en las semanas de menor irradiación, la potencia neta disponible no baja de 0,7 MW, mientras que en verano se alcanzan picos de 1,5 MW; la lógica de control modula instantáneamente la producción para aprovechar esta ventana sin vertidos. En conjunto, el balance energético anual arroja 6.800MWh_H_2 anuales producidos con un consumo renovable de 2.600 MWh, lo que se traduce en una eficiencia de 4 kWh Nm^{-3} de hidrógeno producido en la instalación.

Desde el punto de vista operativo-económico, la planta registra un consumo propio de 38 kW y un suministro bonificado de 47 €/MWh y una indexación del 1 % anual, se obtiene un EBITDA medio de 1 M € $año^{-1}$, 58% sobre el margen; un flujo de caja libre de 0,85 M € año y un periodo de retorno técnico de 7,8 años. El proyecto alcanza un VAN positivo y una TIR del 11-12 %; bajo la estructura financiera propuesta, la TIR del capital de inversión asciende al 17-18 % y el múltiplo sobre la inversión supera 2,5 × en 15 años.

De cara a la mejora del sistema propuesto, y maximizar el rendimiento del sistema productivo de hidrógeno, podría realizarse el estudio de añadir una instalación fotovoltaica adyacente, en menor escala, un pequeño sistema de energía eólica u otro sistema de

producción renovable, de forma que se cubran las franjas horarias necesarias para compensar los vacíos de potencia y suavizar los arranques y modulaciones en el equipo de producción de hidrógeno.

En un escenario de intensificación del consumo de hidrógeno a una escala mayor, siendo su uso final sistemas de transporte alternativos u otros usos industriales, debería contemplarse el conexionado a una red de distribución de gas para su transporte en las canalizaciones existentes. Agilizando así la distribución del hidrógeno verde producido hasta su cliente final, dotando de una autonomía al suministro a consumo de hidrogeno de otros modos de transporte.

Sobre las estimaciones de excedente, podría concretarse más a fondo teniendo datos directos de las desconexiones de red y redistribuciones en el nudo de estudio. REE no permite el acceso a estos datos, sin embargo, recientemente se ha actualizado la herramienta de datos de REE – Suministro en Península, permitiendo ver el porcentaje y absoluto de la potencia de almacenamiento en el mix energético español, pudiendo realizarse así una estimación más precisa a nivel de ajuste con respecto al excedente y dimensionamiento de los equipos.

En definitiva, este proyecto demuestra que la integración conjunta de recursos hídricos, energéticos y productivos puede organizarse como una instalación autosuficiente. Las infraestructuras hidráulicas, embalse, bombeos y red de distribución, no solo garantizan el suministro de agua al módulo de electrólisis, sino que, acompañan al módulo de producción actuando como regulador natural del suministro y dando prioridad a la conversión de hidrógeno. De este modo, ambos sistemas se complementan y amortiguan mutuamente las oscilaciones inherentes al suministro, variaciones estacionales y consumos estimados.

En el plano constructivo se ha buscado la misma complementariedad. La nave industrial y su equipamiento se dimensionan para alojar los equipos de la instalación, y permitir la escalabilidad del modelo en sus sucesivas fases productivas. El de almacenamiento del hidrógeno producido facilita la logística interior de la explotación y la distribución para su uso posterior. En conjunto, el resultado es una planta en la que cada subsistema respalda al siguiente, reduciendo la necesidad de sobredimensionar y evitando costes de mitigación ex post. En síntesis, la arquitectura que articula los bloques constructivos, hidráulico eléctrico y de almacenamiento, confiere al sistema una escalabilidad casi lineal, pudiendo adaptarse a explotaciones que presenten regadíos desde 100 ha hasta explotaciones de mayor tamaño con regadíos intensivos. Este ajuste mediante equipos modulares de producción parametrizados permite ajustar el sistema a las condiciones propias a cada explotación, con una intervención mínima en obra civil, sin interrumpir los usos productivos agrícolas.

En síntesis, el plan de hidrógeno verde posiciona a la planta en un marco de referencia para el desarrollo de futuros proyectos de modernización y descarbonización, dentro y fuera del sector agrícola a través del hidrógeno verde, encajando plenamente con los objetivos de descarbonización rural y seguridad energética recogidos tanto en la Hoja de Ruta del Hidrógeno española como en la estrategia REPowerEU. La combinación de eficiencia en el aprovechamiento energético, consumo hídrico contenido y robustez económica crea un triángulo de sostenibilidad, viabilidad financiera y robustez productiva. El plan de hidrógeno verde se consolida como un modelo replicable y escalable, actuando como palanca de modernización de las explotaciones agrícolas y las sitúa como agentes activos de la transición energética.

8. BIBLIOGRAFÍA

Badgett, A., Brauch, J., Thatte, A., Rubin, R., Skangos, C., Wang, X., Ahluwalia, R., Pivovar, B., & Ruth, M. (2024). *Updated Manufactured Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers*. National Renewable Energy Laboratory (NREL). https://doi.org/10.2172/2311140

Cambio climático en Europa: Hechos y cifras. (2018, julio 19). Temas | Parlamento Europeo.https://www.europarl.europa.eu/topics/es/article/20180703STO07123/cambio-climatico-en-europa-hechos-y-cifras

Carroquino, J., Bernal-Agustín, J.-L., & Dufo-López, R. (2019). Standalone Renewable Energy and Hydrogen in an Agricultural Context: A Demonstrative Case. *Sustainability*, *11*(4), Article 4. https://doi.org/10.3390/su11040951

Directrices3y4_coberturasvegetalesyfauna_web.pdf. (s. f.). Ministerio de agricultura, ttps://www.mapa.gob.es/dam/mapa/contenido/desarrollo-rural/temas/gestion-sostenible-de regadios/documentos/directrices3y4_coberturasvegetalesyfauna_web.pdf

Documento_resumen_Inventario_GEI.pdf. (s. f.). Miteco. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-

Emisiones de gases de efecto invernadero por país y sector (infografía). (2018, marzo 7). Temas | Parlamento Europeo.

https://www.europarl.europa.eu/topics/es/article/20180301STO98928/emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-por-pais-y-sector-infografia

European PPA Market Grows in 2024 Despite Challenges. (2024, junio 26). https://veyt.com/articles/the-european-ppa-market-continues-to-grow-in-2024-despite-challenging-market-conditions/

Flechas Hernández, R. A. (2011). *Efecto del uso de la ecuación de Hazen-Williams vs la ecuación de Darcy-Weisbach en tuberías de gran diámetro (Redes matrices)*. https://hdl.handle.net/1992/11544

Gerloff, N. (2021). Comparative Life-Cycle-Assessment analysis of three major water electrolysis technologies while applying various energy scenarios for a greener hydrogen production. *Journal of Energy Storage*, *43*, 102759. https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102759

Hester, A. J., Gauntt, A., & Barrie, D. (s. f.). *HydroGlen Renewable Hydrogen Powered Farm—A Non-Technical Summary of the HydroGlen Project Feasibility Study, March 2021*.

Houchins, C., Prosser, J. H., Graham, M., Watts, Z., & James, B. D. (s. f.). *Hydrogen Storage Cost Analysis*.

Miteco, SEI, Calidad y Evolución ambiental, Intro-4-lulucf_tcm30-449612.pdf.(s. f.). https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/intro-4-lulucf_tcm30-449612.pdf

Junta de Castilla y. (s. f.). *Solicitud de autorización administrativa de la planta electrolizadora para producción de Hidrógeno Verde, «Moreruela», en el término municipal de Granja de Moreruela (Zamora). Expte: 220052 Planta: HID/001/ZA.* (Castilla y León) [Text]. Junta de Castilla y León. https://energia.jcyl.es/web/jcyl/Energia/es/Plantilla100Detalle/1284766733672/Texto%20Generico/1285429898029/Texto

Koj, J. C., Zapp, P., Wieland, C., Görner, K., & Kuckshinrichs, W. (2025). Green hydrogen production by PEM water electrolysis up to the year 2050: Prospective life cycle assessment using learning curves. *Journal of Industrial Ecology*, *29*(1), 145-158. https://doi.org/10.1111/jiec.13592

Linde Engineering, technologies, LH2 tanks Le_staticequipment_trailer_emea_broschure_a4_rz_144dpi_lbs180_194174.pdf. (s. f.). https://assets.linde.com/-/media/celum-connect/2025/07/14/13/25/le_staticequipment_trailer_emea_broschure_a4_rz_144dpi_lbs180_194174.pdf

MIBGAS - Green Energy, Informes Precios actualizado. (s. f.). https://greenenergy.mibgas.es/

CTE DB SE-C-diciembre2019. (s. f.). de https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/SE/DBSE-C.pdf

Ministerie van Landbouw, V. (2020, marzo 3). *Spain: Agricultural land turning into solar farms - Nieuwsbericht - Agroberichten Buitenland* [Nieuwsbericht]. Ministerie van Landbouw, Visserij, Voedselzekerheid en Natuur.

https://www.agroberichtenbuitenland.nl/actueel/nieuws/2020/03/03/spain-agricultural-lands-turning-into-solar-farms

News, H. (2024, agosto 6). *RPow y H2B2 construirán una planta pionera en producción de hidrógeno*. H2B2 Electrolysis Technologies. https://www.h2b2.es/rpow-y-h2b2-construiran-una-planta-pionera-en-produccion-de-hidrogeno-renovable-y-almacenamiento-termico-de-energia/

Observatorio Técnico Universidad Pontificia Comillas- Icai. Obs-tecnico-2022-23-rev2.pdf. (s. f.). https://files.griddo.comillas.edu/obs-tecnico-2022-23-rev2.pdf

Miteco, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Pnieccompleto_tcm30-508410.pdf. (s. f.). https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf

Recovery Plan Italia, Erre due R2. PR_ErreDue_Agribiofert_def-ENG.pdf. (s. f.). https://www.erreduegas.it/wp-content/uploads/PR_ErreDue_Agribiofert_def-ENG.pdf

Integria, Energía y Sostenibilidad, Life Rewind qaio016. (s. f.). Proyecto LIFE REWIND. *Intergia*. https://intergia.es/life-rewind/

Stand Alone Green Hydrogen Plant. Stand-alone.pdf. (s. f.). https://rpow.es/wp-content/uploads/2024/05/stand-alone.pdf

Unifying policies to support the uptake of green hydrogen to decarbonize Europe. | Interreg Europe. (2024, diciembre 3). https://www.interregeurope.eu/unifhy

Moeve, Valle andaluz del hidrógeno verde, H2verde, Cepsa Valle_andaluz_del_hidrogeno_verde_cast.pdf. (s. f.). https://www.moeveglobal.com/stfls/corporativo/FICHEROS/Valle_andaluz_del_hidrogeno_verde_cast.pdf

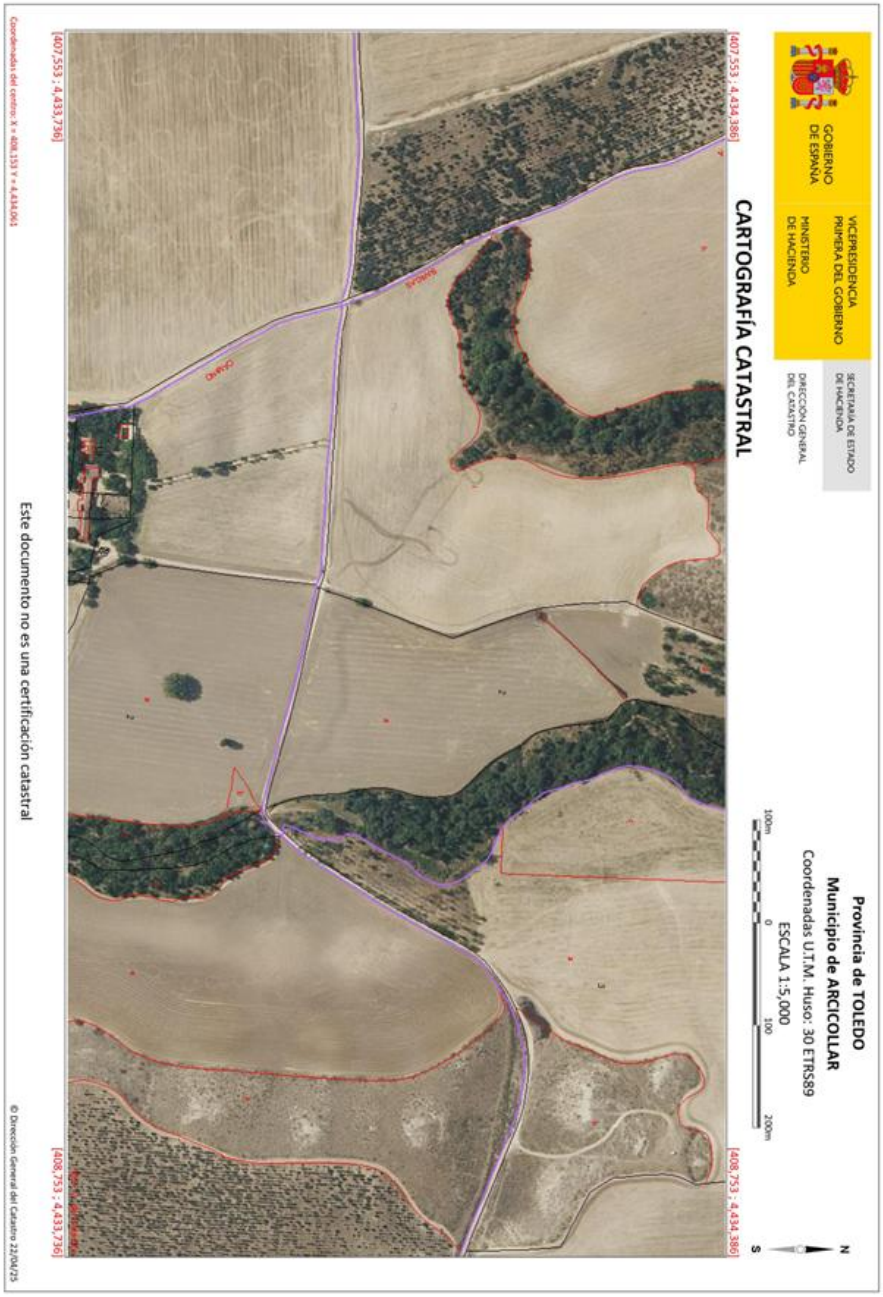
Varone, A. (s. f.). *Power to liquid and power to gas_ An option for the German Energiewende*.

Vidas, L., & Castro, R. (2021). Recent Developments on Hydrogen Production Technologies: State-of-the-Art Review with a Focus on Green-Electrolysis. *Applied Sciences*, *11*(23), Article 23. State-of-the-Art Review with a Focus on Green-Electrolysis. *Applied Sciences*, *11*(23), Article 23. https://doi.org/10.3390/app112311363

1. ANEXO I: DOCUMENTACIÓN

1.1 CARTOGRAFÍA DEL PROYECTO

1.1.1 CARTOGRAFÍA DE LA EXPLOTACIÓN: DEHESA DE BUZARABAJO



GOBIERNO DE ESPAÑA

VICEPRESIDENCIA PRIMERA DEL GOBIERNO

MINISTERIO DE HACIENDA

SECRETARÍA DE ESTADO DE HACIENDA

DIRECCIÓN GENERAL DEL CATASTRO

Provincia de TOLEDO

Municipio de ARCICOLLAR

Coordenadas U.T.M. Huso: 30 ETRS89

ESCALA 1:2,000

50m 0 50 100m

N

S

CARTOGRAFÍA CATASTRAL

[407,919 ; 4,434,187] [408,399 ; 4,434,187]

[407,919 ; 4,433,927] [408,399 ; 4,433,927]

Este documento no es una certificación catastral

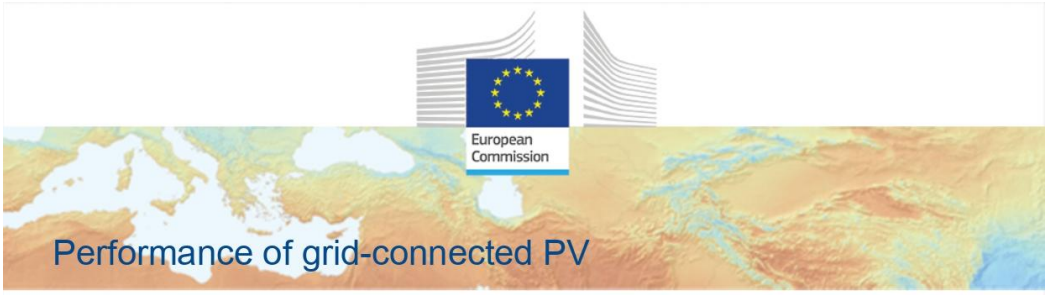
Coordenadas del centro: X = 408,159 Y = 4,434,057

© Dirección General del Catastro 09/07/25

GOBIERNO DE ESPAÑA
VICEPRESIDENCIA PRIMERA DEL GOBIERNO
MINISTERIO DE HACIENDA
SECRETARÍA DE ESTADO DE HACIENDA
DIRECCIÓN GENERAL DEL CATASTRO
Provincia de TOLEDO
Municipio de ARCICOLLAR
Coordenadas U.T.M. Huso: 30 ETRS89
ESCALA 1:25,000
500m
0
500
1000m
N
S
CARTOGRAFÍA CATASTRAL
[403,855 ; 4,435,959]
[403,855 ; 4,432,709]
[409,855 ; 4,435,959]
[409,855 ; 4,432,709]
003
004
005
006
007
008
009
010
011
012
013
Coordenadas del centro: X = 406,855 Y = 4,434,334
Este documento no es una certificación catastral
© Dirección General del Catastro 23/04/25

1.2 DOCUMENTOS E INFORMES DE ELABORACIÓN PROPIA:

1.2.1 INFORMES DE SIMULACIÓN PV GIS:



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

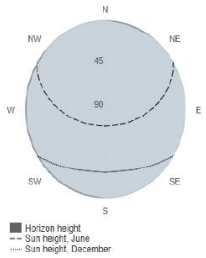
Provided inputs:

Latitude/Longitude:	40.063,-4.138
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH3
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed:	17472.6 kWp
System loss:	14 %

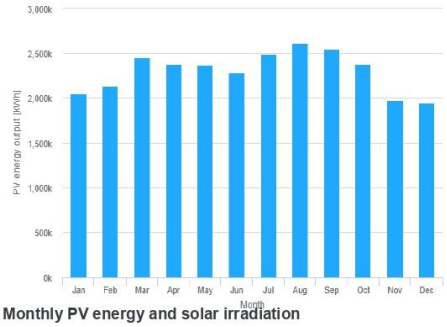
Simulation outputs

Slope angle:	55 °
Azimuth angle:	0 °
Yearly PV energy production:	27616004.23 kWh
Yearly in-plane irradiation:	2041.95 kWh/m²
Year-to-year variability:	888514.81 kWh
Changes in output due to:	
Angle of incidence:	-2.77 %
Spectral effects:	0.58 %
Temperature and low irradiance:	-7.97 %
Total loss:	-22.6 %

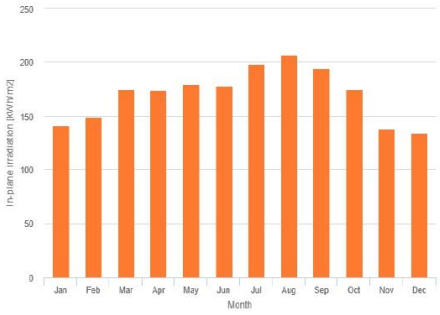
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	2052800	140.9	433886.1
February	2133721	149.0	299602.4
March	2451014	174.8	341386.6
April	2371446	172.4	190367.6
May	2370611	179.3	188517.1
June	2282602	177.8	83532.8
July	2490769	197.9	55088.4
August	2616164	206.5	63461.1
September	2542551	184.0	108273.2
October	2378874	125.0	235802.9
November	1977041	138.5	296626.1
December	1948407	134.1	256132.5

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

Joint Research Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2025.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2025/04/23

European Commission

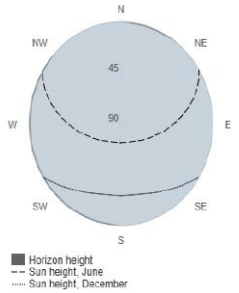
Report generated on

PVGIS-5 geo-temporal irradiation database

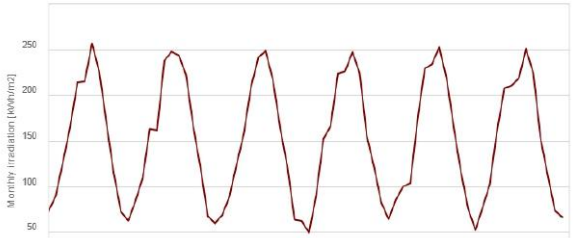
Provided inputs

Latitude/Longitude:	40.063,-4.138
Horizon:	Calculated
Database used	PVGIS-SARAH3
Start year:	2018
End year:	2023
Variables included in this report:	
Global horizontal irradiation:	Yes
Direct Normal Irradiation:	No
Global irradiation optimum angle:	No
Global irradiation at angle °	No
Diffuse/global ratio	Yes
Average temperature	Yes

Outline of horizon at chosen location:



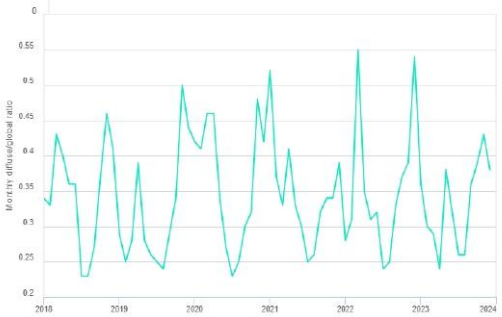
Monthly solar irradiation estimates



Global horizontal irradiation

Month	2018	2019	2020	2021	2022	2023
January	72.99	83.61	68.56	49.14	85.12	76.83
February	89.68	109.37	88.81	90.62	99.82	102.81
March	126.89	163.1	124.43	152	103.71	161.13
April	166.21	161.61	158.19	166.35	173.08	207.7
May	213.76	237.51	209.43	223.52	229	210.39
June	214.95	247.66	241.33	226.03	233.79	218.11
July	256.52	243.48	248.49	247.17	252.64	250.34
August	225.76	222.24	217.09	224.13	219.03	224.15
September	170.04	165.57	164.99	155.2	165.14	153.47
October	114.84	120.65	122.06	120.69	115.82	111.88
November	72.8	67.48	63.42	82.4	75.48	73.56
December	62.33	59.31	61.86	64.16	52.15	66.4

Monthly average diffuse to global ratio



Diffuse/global ratio

Month	2018	2019	2020	2021	2022	2023
January	0.34	0.29	0.42	0.52	0.28	0.36
February	0.33	0.25	0.41	0.37	0.31	0.3
March	0.43	0.28	0.46	0.33	0.55	0.29
April	0.4	0.39	0.46	0.41	0.35	0.24
May	0.36	0.28	0.34	0.33	0.31	0.38
June	0.36	0.26	0.27	0.3	0.32	0.32
July	0.23	0.25	0.23	0.25	0.24	0.26
August	0.23	0.24	0.25	0.26	0.25	0.26
September	0.27	0.29	0.3	0.32	0.33	0.36
October	0.37	0.34	0.32	0.34	0.37	0.39
November	0.46	0.5	0.48	0.34	0.39	0.43
December	0.41	0.44	0.42	0.39	0.54	0.38

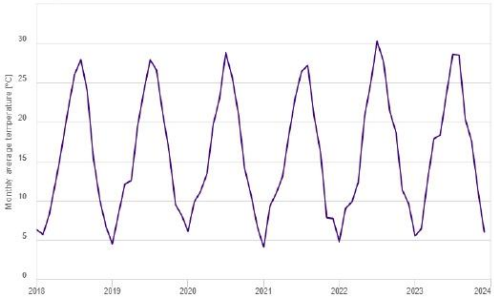
PVGIS ©European Union, 2001-2025.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Joint Research Centre

Report generated on 2025/04/23

European Commission

Monthly average temperature



Monthly average temperature

Month	2018	2019	2020	2021	2022	2023
January	6.3	4.5	6.1	4.1	4.8	5.5
February	5.7	8.4	9.8	9.3	9	6.4
March	8.2	12.1	11.1	10.9	9.8	12.5
April	12.3	12.5	13.4	13	12.3	17.9
May	16.9	19.4	19.7	18.4	20.7	18.4
June	21.7	24	23	23.1	25	23.6
July	26	27.9	28.8	26.4	30.2	28.6
August	27.9	26.6	25.7	27.2	27.7	28.5
September	24	21.1	21	20.8	21.4	20.4
October	15.4	16.4	14	16.3	18.7	17.5
November	10.1	9.5	10.7	7.8	11.3	11.2
December	6.7	8.1	6.7	7.7	9.6	6

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

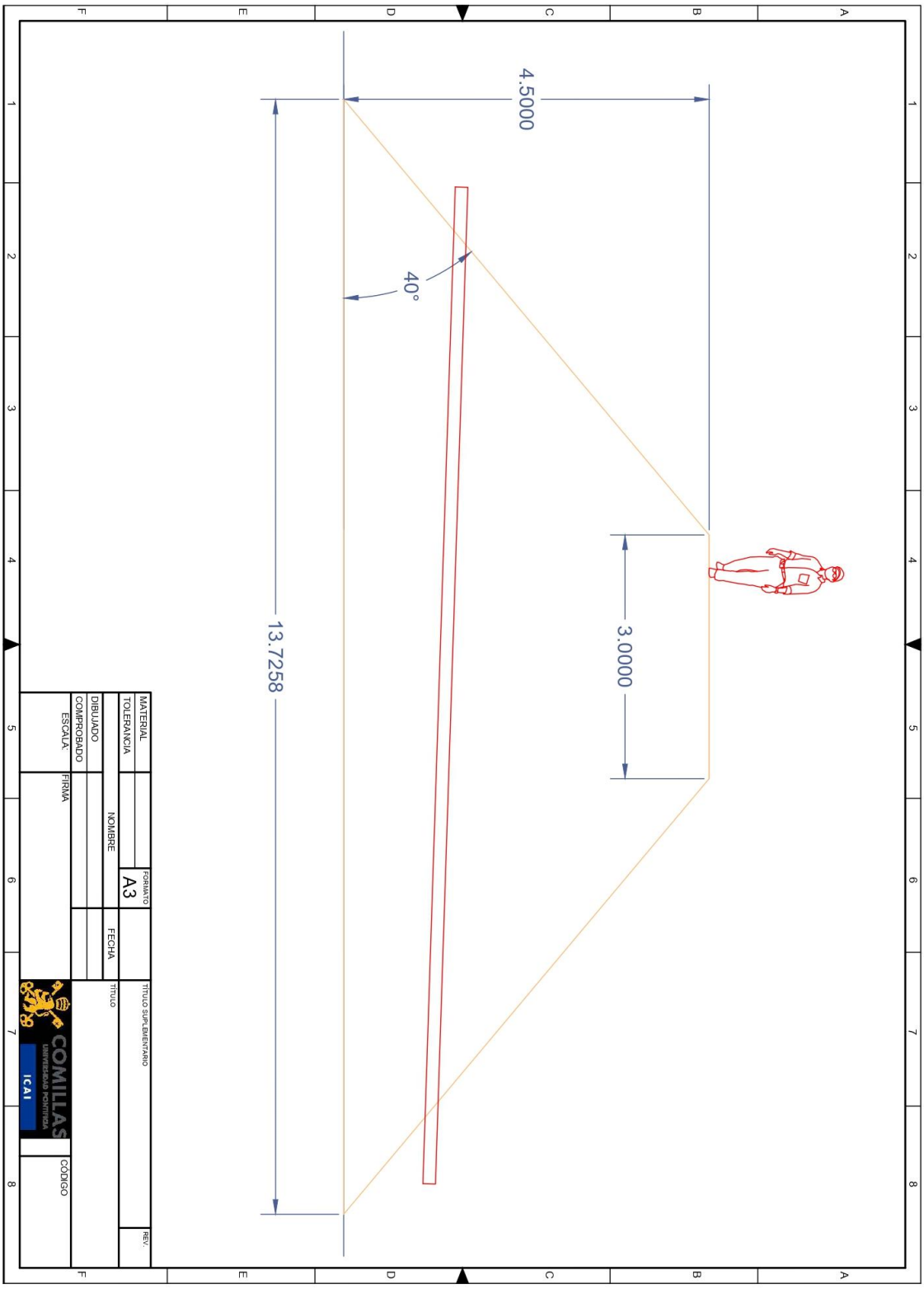
Joint Research Centre

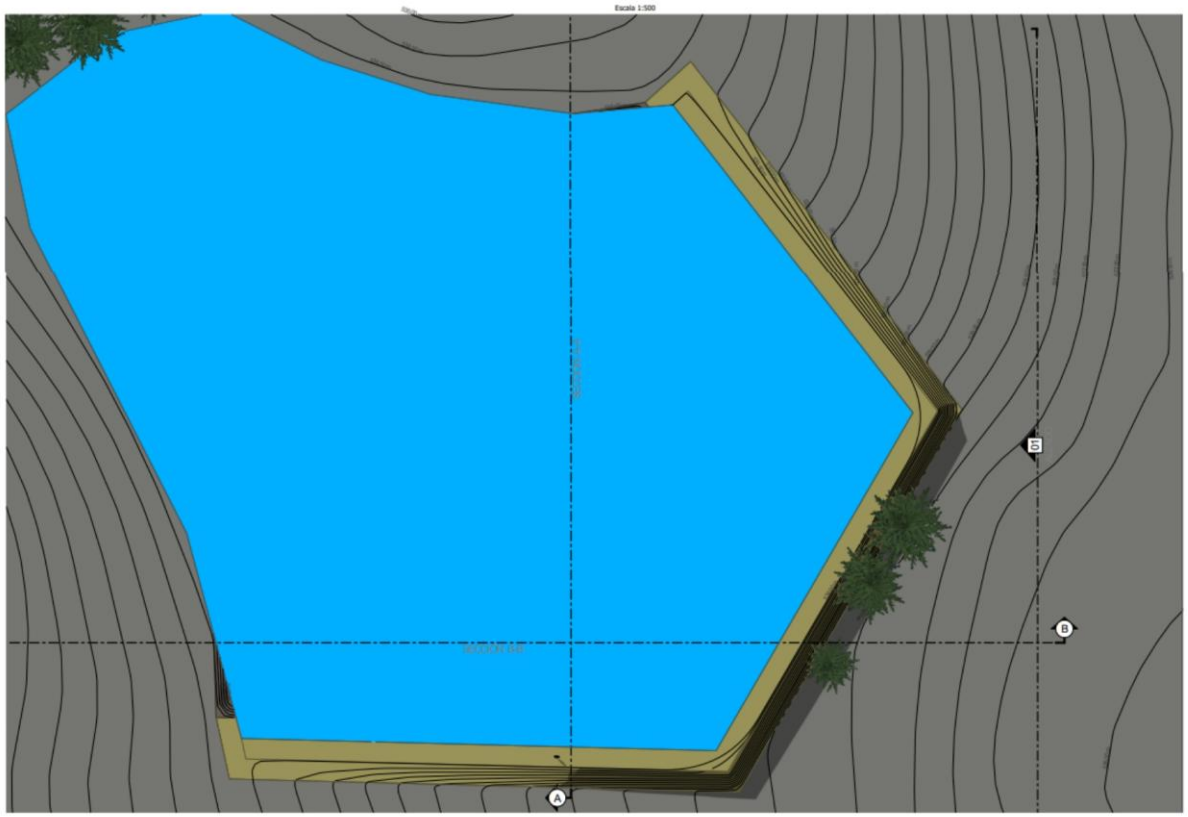
PVGIS ©European Union, 2001-2025.

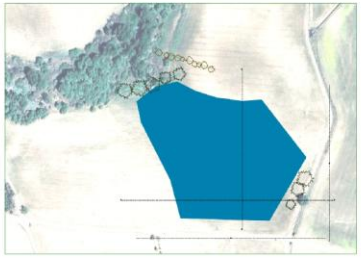
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2025/04/23

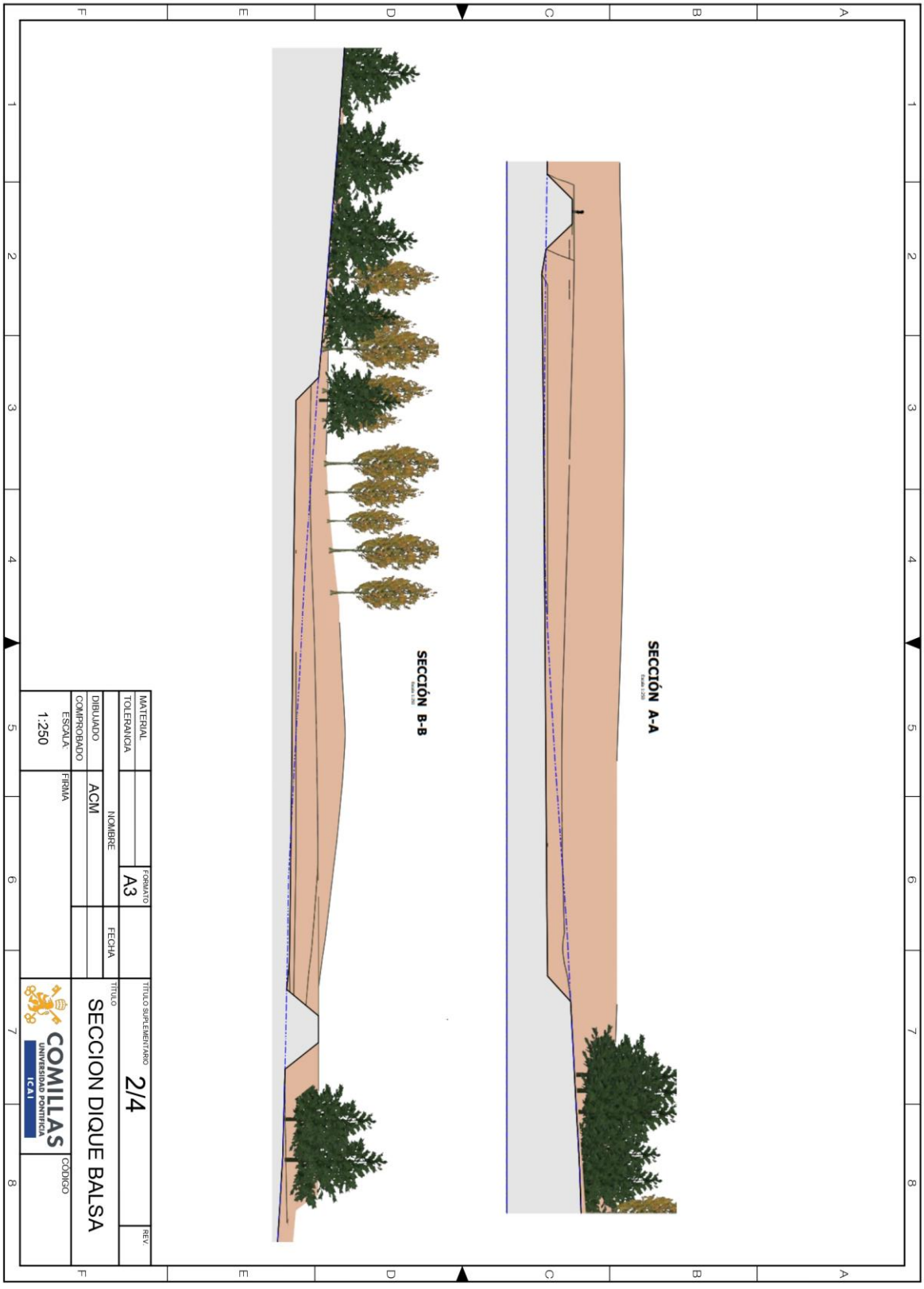
1.2.2 PLANOS CONSTRUCTIVOS: OBRA CIVIL E INSTALACIONES





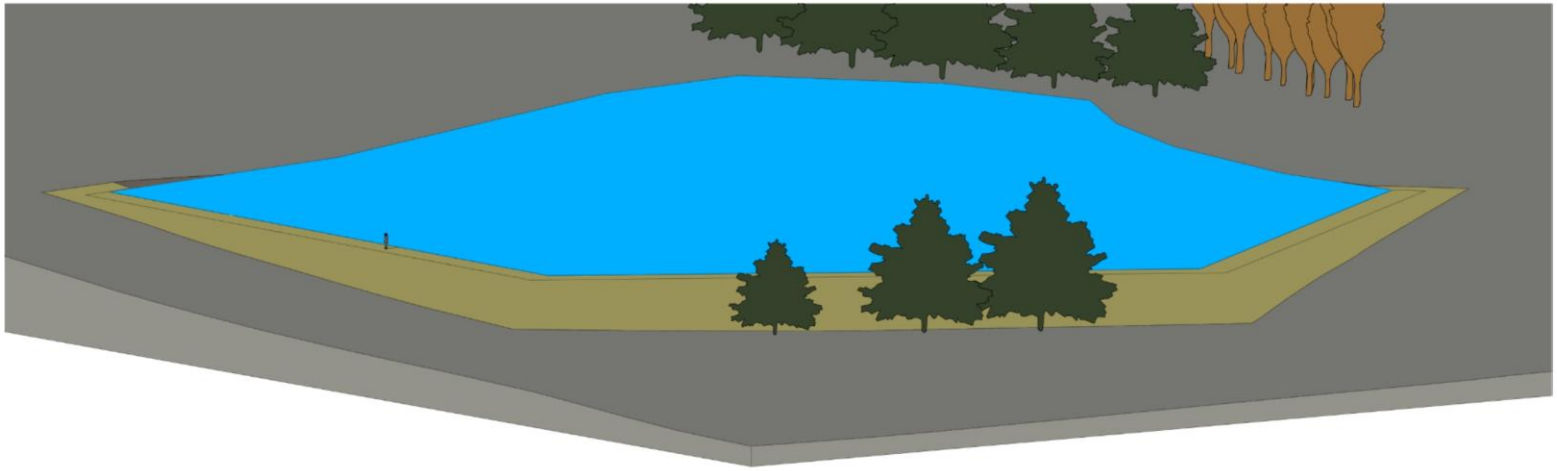


MATERIAL		FORMATO		TÍTULO SUPLEMENTARIO	REV.
TOLERANCIA		A3		1/4	
NOMBRE			FECHA	TÍTULO	
DIBUJADO	ACM			PLANTA DIQUE BALSA	
COMPROBADO					
ESCALA:	FIRMA			COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA ICAI	CÓDIGO

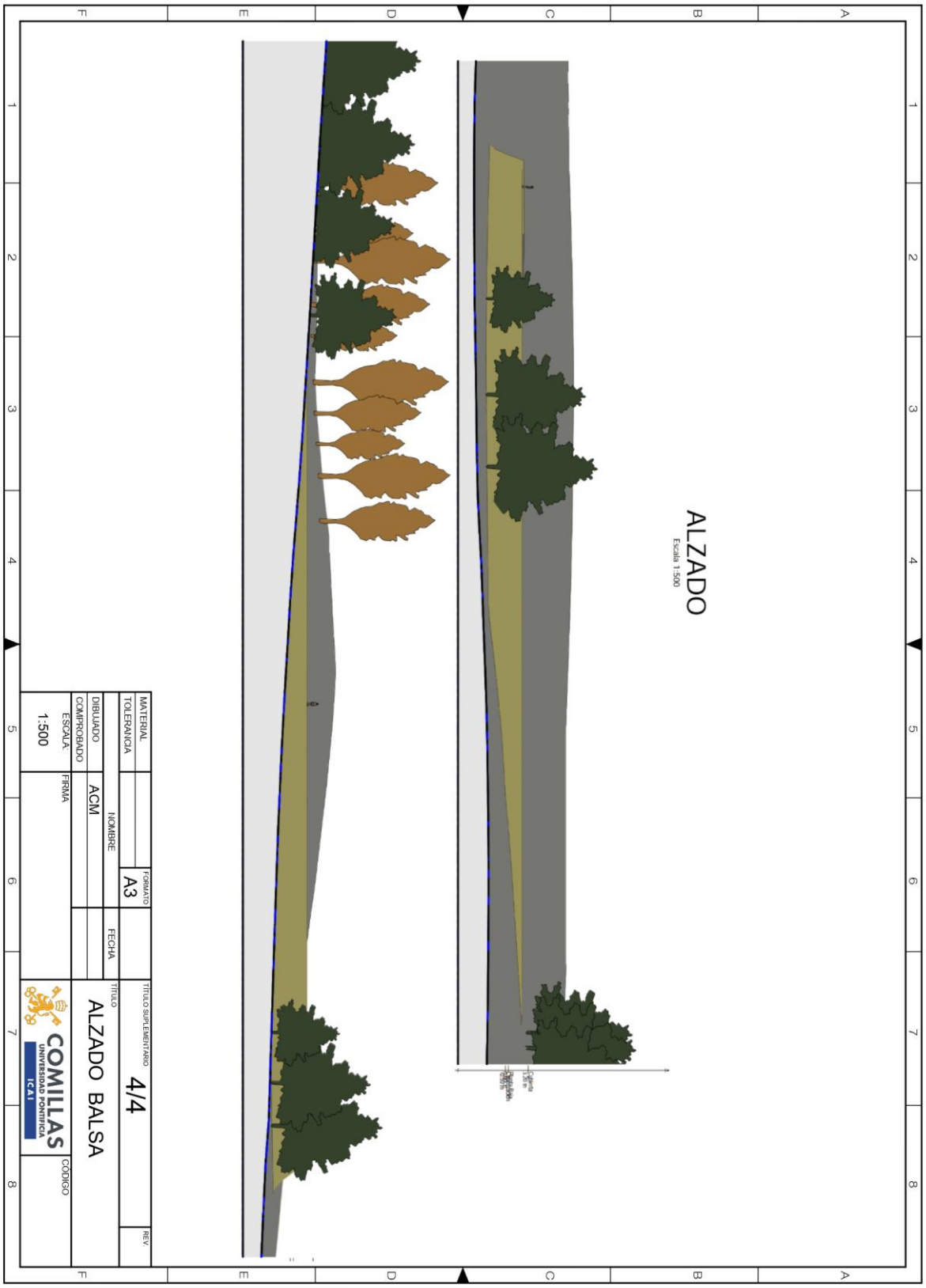

SECCIÓN A-A
SECCIÓN B-B
MATERIAL
TOLERANCIA
NOMBRE
FORMATO
A3
FECHA
DIBUJADO
ACM
COMPROBADO
ESCALA
1:250
FIRMA
TÍTULO SUPLEMENTARIO
2/4
TÍTULO
SECCION DIQUE BALSA
REV.
CÓDIGO
COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

AXONOMETRÍA

Escala 1:500



MATERIAL		FORMATO		TÍTULO SUPLEMENTARIO	REV.
TOLERANCIA		A3		3/4	
	NOMBRE		FECHA	TÍTULO	
DIBUJADO	ACM			AXONOMETRIA BALSA	
COMPROBADO					
ESCALA:	FIRMA			COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA ICAI	CÓDIGO
1:500					


ALZADO
Escala 1:500
MATERIAL
TOLERANCIA
NOMBRE
FORMATO
A3
FECHA
DIBUJADO
ACM
COMPROBADO
ESCALA
1:500
FIRMA
TÍTULO SUPLEMENTARIO
4/4
TÍTULO
ALZADO BALSA
REV
CÓDIGO
COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

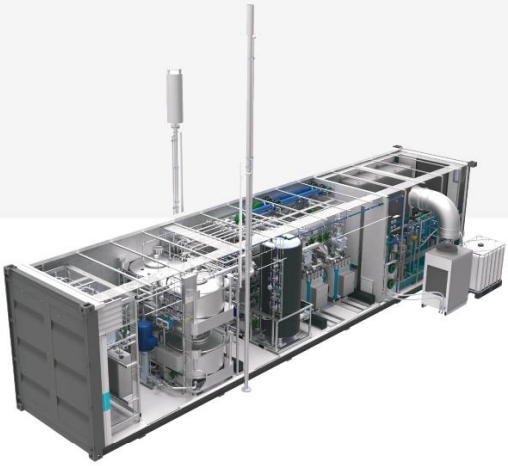
1.3 DOCUMENTOS DE REFERENCIA EXTERNOS

1.3.1 HOJA DE CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO DE ELECTRÓLISIS

HyLYZER®
WATER ELECTROLYZERS

HyLYZER® is Cummins' globally proven modular water electrolyzer system designed for easy on-site installation inside or out, with simple interconnectivity to scale up, and an unrivaled record for reliability, low maintenance and on-site safety. Recommended for projects between 200 - 500 Nm^3/h.

- Proven technology, compliant with highest safety standards
- Turnkey solution
- Exceptionally compact
- 30 bar pressurized stacks



FEATURES

	HyLYZER® - 200	HyLYZER® - 250
Technology	PEM	
Hydrogen production	200 Nm^3/h (431 kg/day)	250 Nm^3/h (539 kg/day)
H_2 delivery pressure	30 bar_g (435 psig) without a compressor	
H_2 quality max impurities	99.998% O_2 < 2 ppm, N_2 < 12 ppm (higher purities optional); Atm. Dew point: -75°C	

Reprinted with the permission of Hydrogenics Corporation;
Copyright © Hydrogenics Corporation 2020. All rights reserved.

cummins.com/hydrogen

TECHNICAL SPECIFICATIONS

	HyLYZER® - 200	HyLYZER® - 250
Operating range	5-100%	
DC power consumption at stack	40 to 48 kWh/kg (3.6 to 4.3 kWh/Nm^3)	
System specific consumption*	≤ 55 kWh/kg	
Utilities required to operate the plant	Electrical power, potable water, nitrogen for purging requirements	
Rectifier specifications	6 to 36kV± 10% - 50/60 Hz - 1.4 MVA 97% efficiency	6 to 36kV± 10% - 50/60 Hz - 1.7 MVA 97% efficiency
Auxiliary installed power	125 kVA	
Potable water consumption	Scope of supply includes a water treatment plant with reverse osmosis that requires 1.2 to 1.5 L/Nm^3 [13 to 17 L/kg of H_2] to produce 0.8 L/Nm^3 of demin water for the electrolysis process	
Total footprint (including maintenance area)	18 m x 11 m (~ 198 m^2)	
Product setup	Outdoor (40ft + 20ft ISO container)	
Installation environment	Outdoors -20°C to 40°C / -4°F to 104°F	

*System specific consumption considers: the standard scope of supply (refer to BOS and BOP tables); 100% Load capacity; Beginning Of Life; 1% increase per annum (at ≥8500 hours operation)

STACK AND BALANCE-OF-STACK (BOS)	Outdoor	Indoor
Cell stacks and gas generation system	■	
Power rectifiers	■	
Control panel	■	
Water polishing system	■	

BALANCE-OF-PLANT (BOP)	Outdoor	Indoor
Rectifier cooling	■	
Gas cooling	■	
Electrolysis cooling	■	
Water purification system	■	
Instrument air compressor	■	
Hydrogen purification system	■	

Applicable Codes and Standards Pressure Equipment Directive 2014/68/EU, Low Voltage Directive 2014/35/EU, Machinery Directive 2006/42/EC, Electro-Magnetic Compatibility 2014/30/EU, ATEX Directive 2014/34/EU, IEC 61511, IEC 61508, IEC 60079-10-1, NFPA 2, NFPA 497, National Electrical Code (NEC), ANSI/NFPA 70, ASME B31.3-2016, ASME Boiler and Pressure Vessel Code 2017, CSA C22.1 and C22.2, CSA B51 2019, CAN/BNQ 1784-000/2007. Other jurisdictions available on request.

The content of this document may contain technical inaccuracies or typographical errors. Cummins reserves the right to make changes or updates at any time without prior notice. Copying or distributing in whole or in part of the content without consent of Cummins is not allowed.

cummins.com

Bulletin 5676516 Produced in the U.K. 6/21
©2021 Hydrogenics Corporation

1.3.2 EXTRACTO DEL INFORME: PLANTA FOTOVOLTAICA ARCICÓLLAR

PROYECTO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA "ARCICÓLLAR" DE 14,520 MWn-17,4726 MWp, EN EL MUNICIPIO DE ARCICÓLLAR (TOLEDO).

PERSEA Soluciones Ambientales S.L.

Mayo 2018

2. DEFINICIÓN CARACTERÍSTICAS Y UBICACIÓN DEL PROYECTO

2.1. Título del Proyecto

El proyecto objeto de este Documento Ambiental se denomina: Proyecto de Planta Solar Fotovoltaica "Arcicóllar" de 14,520 MWn-17,4726 MWp en Arcicóllar, Toledo.

2.2. Promotor

El titular de la planta solar fotovoltaica será la entidad "SOLAER CLEAN ENERGY 9, SL", con CIF B74.423.443 y domicilio fiscal en C/ La Pomarada, Nº 76, 33429, Siero (Asturias).

2.3. Tipo de proyecto

El proyecto se enmarca dentro de la actividad de industria energética, en concreto instalaciones para el aprovechamiento de la energía solar.

2.4. Localización y características básicas del lugar donde se pretende ubicar el proyecto

Las actuaciones del proyecto se localizan en el término municipal de Arcicóllar, situada al norte de la provincia de Toledo. Arcicóllar limita con los siguientes municipios: al norte con Camarena, al oeste con Fuensalida, al sur con Camarenilla y al este con Recas. Se localiza a 26 km de Toledo, a una altitud de 546 m.s.n.m.

Dentro de éste término municipal, las futuras instalaciones se localizan al noroeste del término municipal y noroeste del núcleo urbano de Arcicóllar, rodeado de parcelas rústicas de uso generalmente agrícola. Ver plano nº1 de situación general.

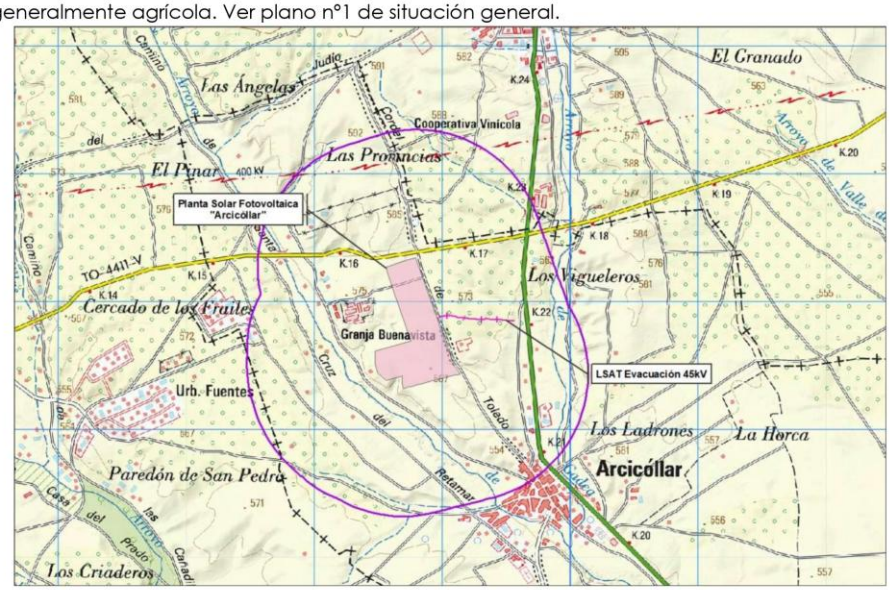


Imagen 1. *Situación de las instalaciones del proyecto con ámbito 1km. Fuente: elaboración propia sobre Mapa Topográfico Nacional 1:25.000 (MTN25)*

Ubicación de la Planta Solar Fotovoltaica

Las coordenadas UTM (ETRS89) del centro aproximado de la zona de actuación son 403.832,52 m E, 4.435.662,76 m N, Huso 30T, ocupando una superficie de 334.665 m2.

Según la información catastral de la Dirección General del Catastro del Ministerio de Economía y Competitividad, la zona de actuación se ubica en las parcelas 33, 36, 42, 60 y 61 del Polígono 2 de Arcicóllar, Toledo. Las referencias catastrales de las parcelas son las siguientes: 45015A002000330000IH, 45015A002000360000IB, 45015A002000420000IQ, 45015A002000600000IJ, 45015A002000610000IE. Los detalles de código, clasificación urbanística y superficie de las parcelas se detallan a continuación:

Datos de la parcela	
Referencia catastral	45015A002000330000IH
Localización	Polígono 2 Parcela 33 PROVINCIA. ARCICOLLAR (TOLEDO)
Clase	Rústico
Uso	Agrario
Superficie suelo	64.731 m^2

Datos de la parcela	
Referencia catastral	45015A002000360000IB
Localización	Polígono 2 Parcela 36 PROVINCIA. ARCICOLLAR (TOLEDO)
Clase	Rústico
Uso	Agrario
Superficie suelo	61.395m^2

Datos de la parcela	
Referencia catastral	45015A002000420000IQ
Localización	Polígono 2 Parcela 42 PROVINCIA. ARCICOLLAR (TOLEDO)
Clase	Rústico
Uso	Agrario

- Caminos y vías pecuarias: el linde este de las parcelas corresponde con la Vía Pecuaria Cordel de Toledo a Camarena. Por la parte oeste, a unos 100 m en el punto más próximo a las parcelas, trascurre el Camino de la Tienda. No está previsto en las actuaciones del proyecto la creación de nuevos caminos en el exterior de la parcela. Sí se construirán viales internos de 3,5 m de ancho para permitir el adecuado acceso durante la fase de construcción y mantenimiento. o Cauces: el cauce fluvial más cercano es el Arroyo de Cantalgallo, localizado en su punto más próximo, a 150 m al oeste del área de actuación.

Acceso

El acceso a la planta fotovoltaica "Arcicóllar", cerrada con un vallado perimetral cinegético, se hará a través de la TO-1927 y el camino Cordel de Toledo, coincidente con la Vía Pecuaria Cordel de Toledo a Camarena. El acceso se localizará en la esquina norte del parque solar.

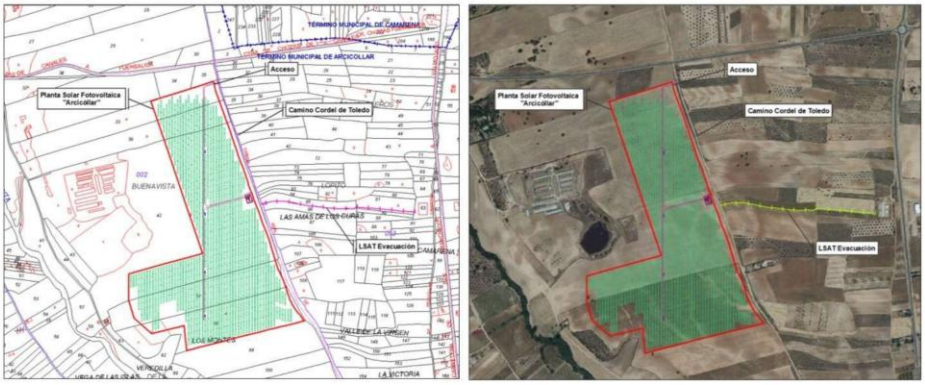


Imagen 4. Acceso a las parcelas e instalaciones objeto de estudio. Fuente: Elaboración propia a partir de Dirección General del Catastro y ortofoto máxima actualidad (PNOA).

2.5. Descripción general del proyecto

a) Proceso constructivo

El proceso constructivo de las instalaciones proyectadas consistirá inicialmente, tras el replanteamiento de la obra, en la realización de los movimientos de tierras para cimentaciones, llevando a cabo la explanación del terreno hasta la cota de trabajo, así como en la realización de las excavaciones para canalizaciones.

Se llevará a cabo la colocación del cerramiento cinegético perimetral, la construcción de los viales internos, y se realizarán labores de cimentación y hormigonado para las estructuras y anclajes.

Posteriormente se colocará el cableado, se instalarán las estructuras de soporte y se realizará el montaje de inversores solares, estaciones transformadoras y celdas de media tensión, así como la colocación de la caseta de obra para comunicaciones.

Finalmente se retirarán las instalaciones de obra y se llevarán los residuos presentes a un gestor autorizado.

b) Funcionamiento general:

El funcionamiento general de los sistemas de energía solar fotovoltaica de conexión a red consiste en transformar la energía recibida del sol (fotones) en energía eléctrica mediante el fenómeno denominado "efecto fotoeléctrico", que se produce en las células que forman los módulos fotovoltaicos.

Esta energía eléctrica, producida en corriente continua se transforma en corriente alterna, con unas características determinadas que hacen posible su inyección a la red de transporte y distribución pública, por medio de inversores de conexión a red.

Para el acondicionamiento de la tensión se utilizan transformadores encargados de elevar la tensión de la corriente producida desde baja tensión a media tensión para su distribución a la red eléctrica.

Además de estos componentes principales, el sistema cuenta con otros como son el sistema de conexión a la red eléctrica general, las protecciones del campo solar, las protecciones de los circuitos de alterna, la estructura soporte de los módulos, etc.

La instalación estará formada por un campo solar constituido por **51.390 módulos** TRINA SPLITMAX TSM-340PE14H (II) de 340 Wp, lo que supone una **potencia pico de 17.472.600 Wp**. Los módulos se ubicarán sobre seguidor solar monofila, orientados perfectamente al Sur y e inclinados ±55° respecto a la horizontal.

Los 51.390 módulos se conectarán a **4 inversores de exterior** POWER ELECTRONICS HEMK FS3300K, 660 VAc de salida, 1500 V y MWn a 25ºC, lo que supone una potencia nominal de 14.520.000 Wn.

La siguiente tabla resume la configuración del parque:

PARQUE	MÓDULOS	INVERSORES	POTENCIA PICO	POTENCIA NOMINAL
"ARCICÓLLAR"	3u x 429 stri x 30 mod x 340 Wp	4 u x 3,630 MWn	17,4726 MWp	14,520 MWn
	1u x 426 stri x 30 mod x 340 Wp			

Los inversores se conectarán con los **transformadores de 20kV/660V** y con las **celdas 2LP** de alto voltaje 24Kv. Al conjunto inversor, transformador y celdas de protección se le llamará de ahora en adelante "estación" denominándose, en el caso de este proyecto "Estación 1", "Estación 2", "Estación 3" y "Estación 4".

Las cuatro estaciones pertenecientes a la planta solar estarán conectadas entre sí y con la subestación elevadora 20/45kV a través de dos líneas subterráneas de media tensión de 20kV simple circuito y 3x (1x240mm2) RH5Z1 OL 12/20KV H16, compuesta por cuatro tramos: Línea subterránea de media tensión 1 (LSMT1): Subestación-Estación 2-Estación 1 o Tramo 1: Estación 1-Estación 2

- Tramo 2: Estación 2-Subestación

Línea subterránea de media tensión (LSMT2): Subestación-Estación 3-Estación 4

- Tramo 3: Estación 4-Estación 3
- Tramo 4: Estación 3-Subestación

Desde la subestación elevadora parte la **línea de evacuación de 45kV** hasta la subestación "ST ARCICÓLLAR" ubicada en el camino Camarena (Toledo), con referencia catastral 45015A0030006300001D. La descripción detallada de la subestación elevadora no es objeto de este proyecto.

Como medidas de seguridad que eviten el acceso a personal no autorizado, además del vallado perimetral, se vigilará la parcela en la que se ubican los seguidores fotovoltaicos por medio de sistema de seguridad.

A continuación, se resumen las características principales del parque solar:

PARQUE SOLAR ARCICÓLLAR	
Potencia:	- Nominal: 14,520 MWn - Pico: 17,4726 MWp
Energía generada (PV-Syst):	34.460 MWh/año
Estructura soporte:	- 571 seguidores monofila de 90 módulos - Seguimiento a un eje - Inclinación ±55° -Orientación Sur
Módulos fotovoltaicos:	- 51.390 uds de 340Wp - Silicio policristalino
Inversores solares:	- 4 uds de 3,630MWn - Trifásicos
Centros de transformación:	4 uds de 3800 kVA y 20kV/660V
Caseta comunicaciones	1 ud de 5,94x2,40 m (20 pies)

Todas las instalaciones mencionadas serán particulares, estando todas ellas ubicadas dentro del recinto de la instalación fotovoltaica

2.5.1. Objeto y justificación de la necesidad del proyecto.

El presente proyecto tiene por objeto definir con detalle las características técnicas, los sistemas mecánicos, eléctricos, electrónicos, obra civil, monitorización, vallado y vigilancia, para la construcción de una planta solar fotovoltaica denominada "ARCICÓLLAR" de 14,520 MWn y 17,4726 MWp en Arcicóllar (Toledo).

Este proyecto se fundamenta y justifica en que actualmente la energía solar fotovoltaica presenta un gran interés energético general, incidiendo positivamente en el escenario energético global puesto que contribuye a disminuir la dependencia de fuentes energéticas

exteriores, reduce el consumo de combustibles fósiles y utiliza una fuente de energía renovable y autóctona, cumple con las directrices gubernamentales en materia energética y todo ello con unos niveles de eficiencia y rentabilidad apreciables. Los beneficios que origina la conexión a red de las centrales fotovoltaicas, además de los económicos, pueden dividirse en beneficios sociales y en beneficios medioambientales.

En cuanto a los beneficios sociales más destacados se encuentra el de ofrecer a la sociedad una imagen comprometida con los problemas ambientales actuales, además da lugar a una acción de Responsabilidad Social Corporativa (RSC) que es un indicador de calidad en la gestión y gobierno de una empresa.

Los beneficios medioambientales de la energía solar fotovoltaica son los característicos de las energías de origen renovables, no contaminan ayudando a disminuir problemas ambientales como el efecto invernadero y la lluvia ácida. Además, la energía solar fotovoltaica no genera contaminación acústica y se compone de elementos recuperables y reciclables.

2.5.2. Datos de diseño del proyecto de la planta solar

A continuación se describen las principales características de diseño del proyecto:

Seguidor solar monofilia

Los módulos se ubicarán sobre seguidor solar monofila, orientados perfectamente al Sur y e inclinados ±55° respecto a la horizontal. Cada seguidor solar monofila albergará 90 módulos, existiendo dos tipos de seguidores teniendo en cuenta su posición dentro de la planta fotovoltaica: seguidores expuestos (localizados en la parte exterior de la planta) y seguidores a resguardo (localizados en la parte interna de la planta).

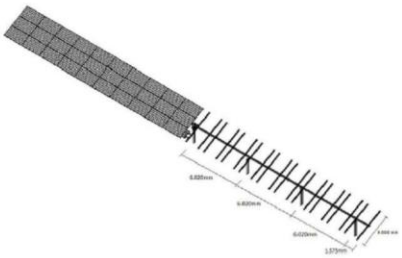


Imagen 5. Vista 3D del Seguidor. Fuente: Memoria del proyecto.

Imagen 6. Sección general del Seguidor. Fuente: Memoria del proyecto.

Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos a utilizar en la instalación objeto de este proyecto serán **TRINA SPLITMAX TSM-340PE14H (II) de 340 Wp**.

Están constituidos por 72 células fotovoltaicas partidas, lo que hacen un total de 144 células de 156.75 mm x 78.375 mm, de silicio policristalino de alta eficiencia, con un máximo de 17.4%, y una tolerancia de 0/+5% capaces de producir energía con tan sólo un 5% de radiación solar. Este hecho asegura una producción que se extiende desde el amanecer hasta el atardecer, aprovechando toda la potencia útil posible que nos es suministrada por el sol. Estos módulos están caracterizados por un alto rendimiento y vida útil.

Las 3 estaciones de 4,3758 MWp estarán compuestas de 12.870 módulos cada una, repartidos en 429 ramas de 30 módulos en serie. El huerto solar se asentará sobre seguidor solar monofila, orientados perfectamente al sur e inclinados ±55° respecto a la horizontal.

La estación de 4,3452 MWp estará compuesta de 12.780 módulos repartidos en 426 ramas de 30 módulos en serie. El huerto solar se asentará sobre seguidor solar monofila, orientados perfectamente al sur e inclinados ±55° respecto a la horizontal.

La distancia entre seguidores solares ha sido calculada con el fin de que no se proyecten sombras sobre los módulos en ninguna época del año. La superficie neta ocupada por los módulos fotovoltaicos es de 101.958 m2.

Las características nominales y de operación del parque son:

Potencia máxima: 17,4726 MWp
Potencia nominal: 14,520 MWn

Estaciones solares

La planta solar fotovoltaica contará con cuatro estaciones, estando compuestas cada una de ellas por un inversor de 3,63 MW de potencia nominal que interconectará con un transformador de intemperie, equipado con un edificio prefabricado en el que se situarán un conjunto de celdas, 2 línea y 1 de protección, dónde se realizará la entrada y salida de la línea de 20kV que interconexionará las estaciones.

Inversor de conexión a red

Los inversores de conexión a red tienen la capacidad de inyectar en la red eléctrica comercial de AC, la energía producida por un generador fotovoltaico de CC, convirtiendo la señal en perfecta sincronía con la red.

Los inversores que se van a utilizar en esta planta solar fotovoltaica son inversores de exterior **POWER ELECTRONICS FS3300K**, 660 VAc de salida, 1500 V y 3,63MWn a 25°C. En total se dispondrán 4 unidades.

Transformadores media tensión

Para cada inversor, se usará un transformador de tipo 3800/24/20 0.66 O-PE intemperie de 3800kVA de potencia y relación de transformación 20.000/660V. Irá ubicado en una bancada,

siendo sus características 2320mm x 1640mm x 2600mm (largo x ancho x alto) y un peso aproximado de 8100kg.

Celdas de media tensión

Las celdas irán ubicadas en un edificio prefabricado de dimensiones 2,15m largo, 1,34m fondo y 2,08m de alto. A su alrededor se construirá una acera perimetral de 1metro.

Dentro del edificio se instalará un equipo compacto marca SIEMENS modelo 8DJH24-RRL o similar, 24 kV 630 A 16 kA, corte y aislamiento SF6, con dos funciones de línea + una función de protección automática con relé de protección autoalimentado con funciones 50/51 y 50N/51N, incluye bobina para disparo externo, 24 Vcc equipo compacto conjunto de 3 celdas, 2 de línea, para realizar la entrada y salida de la línea de 20kV de interconexión y una de protección del transformador.

Dicho equipo compacto es un conjunto CCV, 2 módulos de interruptor de línea y un módulo de interruptor de vacío con protecciones. Las dimensiones de las celdas son: 765mm x 1021mm x 1336mm (profundidad x anchura x altura).

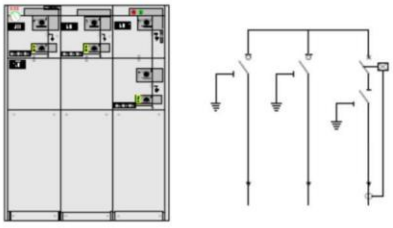


Imagen 7. Celdas de media tensión. Fuente: Memoria del proyecto

Cajas de strings

Los 51.390 módulos se agruparán en tres estaciones de 429 strings de 30 módulos en serie cada uno y una estación de 426 strings de 30 módulos en serie. Cada caja de strings tiene capacidad para máximo 27 cadenas (o strings) por lo que serán necesarias 64 cajas del siguiente número de strings:

- Estación 1: 1ud*24strings+15uds*27strings
- Estación 2: 1ud*24strings+15uds*27strings - Estación 3: 1ud*24strings+15uds*27strings
- Estación 4: 1ud*21strings+15uds*27strings

Sistema de monitorización

Todas las cajas de strings de la planta cuentan con un sistema de supervisión Transclinic de Weidmüller. Este sistema está equipado de un control remoto de tensión y corriente, incorporando además, algunas señales de campo adicionales. Los valores medidos están accesibles vía Modbus RTU con una conexión RS-485. Cada par de strings está conectado a un canal Transclinic.

El sistema de control que se planea es un sistema Webdom. Este sistema ha sido desarrollado por Webdom Labs y consiste en un data logger que permite interactuar con la mayoría de los inversores fotovoltaicos (incluyendo los inversores de POWER ELECTRONICS FS3300K). Además, es capaz de sacar mediciones de las estaciones meteorológicas y video-cámaras. El sistema de monitorización también contiene un software, Visual Webdom, que permite tener información de la operación del parque y funciona sin conexión a internet. Todos los dispositivos Webdom del parque, estarán conectados a internet, mediante cable de fibra óptica.

Caseta de comunicaciones

Será un edificio de 14,256 m^2 (20 pies) m para albergar los equipos necesarios para el sistema de comunicaciones de la planta solar fotovoltaica.

Estación meteorológica

La estación meteorológica que se ubicará en la planta solar, para monitorización de las variables meteorológicas, estará compuesta por los siguientes equipos:

- 2 piranómetros de inclinación de panel
- 1 sensor de temperatura de célula

Conectores

La conexión de los paneles fotovoltaicos se realizará mediante conectores macho y hembra, los cuales permiten una conexión/desconexión de los paneles rápida, segura y duradera. Este tipo de conectores serán MULTI-CONTACT MC4 o similar.

Cableado

- *Cableado DC*

La conexión entre módulos fotovoltaicos de una misma rama se hará mediante conector rápido tipo MC4 de 4mm2 y 6mm2. La conexión entre el inicio y el final de cada rama hasta las cajas de strings se realizará con cable RV-K 0,6/1kV, de cobre flexible clase 5, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de policloruro de vinilo (PVC).

- *Cableado AC*

CONCEPTO	SECCIÓN	MATERIAL	MODELO
Cable de baja tensión AC desde Inversores a Transformadores	3x(9(x1x240)) mm_2	CU	ACEFLEX RV-K 0,6/1kV

Cable de alta tensión AC para las líneas internas de AT	3x(1x240mm2)	Al	RH5Z1 OL 12/20 kV

- *Cables de puesta a tierra y auxiliares*

CONCEPTO	SECCION	MATERIAL	MODELO
	1x35 mm_2	Cu desnudo	VICENTE TORNS DISTRIBUTION
Puesta a tierra	1x16mm2	Cu aislado	ACEFLEX RV-K 0,6/1kV
Cable de alimentación de la Caseta de Comunicaciones desde transformador de servicios auxiliares de ST	3x25 mm_2	Cu	ACEFLEX RV-K 0,6/1kV
Cableado para la comunicación de cajas de strings	-	FTP - Cat 6	DRAKA UC400 S230 U/FTP Cat.6 PE
Cableado para la comunicación de inversores (*)	-	Fibra óptica	OPTRAL TENAX (DP)

Protecciones

Los elementos de protección de la instalación proyectada son los siguientes:

- Celdas de media tensión con interruptor automático con intensidad de cortocircuito superior a la indicada en el ulterior estudio de protecciones.
- Interruptor manual de corte en carga como protección en la parte de alterna de la instalación. Lo lleva integrado el propio inversor.
- Interruptor automático de interconexión controlado por software, controlador permanente de aislamiento, aislamiento galvánico y protección frente a funcionamiento en isla (incluido en el inversor).
- Puesta a tierra de la estructura mediante cable de cobre desnudo, siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones; es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.
- Puesta a tierra de la carcasa del inversor.
- Aislamiento clase II en todos los componentes: módulos, cableado, cajas de conexión, etc.
- Fusible en el generador fotovoltaico, con función seccionadora. Las cajas de string supervisor llevan incorporados fusibles de 15 A en la rama negativa. Asimismo, se dispondrán una caja de fusibles y contactores a la entrada de cada inversor para proteger los polos positivos, siendo en este caso de intensidad de 350 A o 250 A en función de las ramas recogidas por cada string supervisor.