



Universidad Internacional de La Rioja
Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología

Máster Universitario en Energías Renovables

**Diseño de un sistema híbrido
eólico/fotovoltaico para la generación de
hidrógeno verde mediante hidrólisis de
agua**

Trabajo fin de estudio presentado por:	David Tarín Martínez
Tipo de trabajo:	Diseño de una instalación de energía renovable (Tipo 1)
Línea/as de trabajo:	Línea 2 Energía Solar Fotovoltaica
Director/a:	Dr. María Yoldi Sangüesa
Fecha:	17/03/2025

Resumen

Este trabajo presenta el diseño de un sistema híbrido eólico/fotovoltaico para la generación de hidrógeno verde mediante electrólisis del agua, ubicado en Asturias, España, como parte del proyecto GH2Soto. El objetivo principal es evaluar la viabilidad técnica de aprovechar el parque eólico existente en Belmonte, complementado con una nueva planta solar fotovoltaica, para alimentar un electrolizador de 5 MW y producir 600 toneladas anuales de hidrógeno verde. La metodología incluye el uso de herramientas como Google Maps, SunEarthTools, PVSyst, Global Wind Atlas y SAM para analizar recursos renovables, optimizar el diseño y simular la producción energética.

Los resultados muestran que el sistema híbrido cubre la demanda energética del electrolizador, con un excedente de 997,3 MWh/año, aprovechando el 49% de la energía mediante curtailment eólico. El análisis económico revela un retorno de inversión (Pay-Back) entre 2,74 y 5,73 años, dependiendo del precio del hidrógeno, demostrando su rentabilidad. Además, el proyecto se encuentra alineado con políticas europeas de descarbonización y economía circular, reduciendo emisiones y optimizando infraestructuras existentes.

Palabras clave: hidrógeno verde, energías renovables, electrólisis, sistema híbrido, descarbonización.

Abstract

This study designs a hybrid wind/photovoltaic system for green hydrogen production via water electrolysis in Asturias, Spain (GH2Soto project). It evaluates the technical feasibility of using the existing Belmonte wind farm, combined with a new solar plant, to power a 5 MW electrolyser (600 tons H₂/year). Tools like PVsyst and SAM were used for resource assessment and simulations. Results confirm energy demand coverage with a 997.3 MWh/year surplus, leveraging 49% from wind curtailment. The ROI ranges from 1.84 to 3.82 years, aligning with EU decarbonization goals.

Keywords: green hydrogen, renewable energy, electrolysis, hybrid system, decarbonization.

Índice de contenidos

1.	Introducción	1
1.1.	Planteamiento del problema	1
1.2.	Justificación.....	1
1.3.	Estructura del trabajo	2
2.	Contexto y estado del arte	4
2.1.	Energías renovables	4
2.2.	Hidrógeno verde	6
2.3.	Electrolizadores.....	12
2.4.	Curtailments.....	13
3.	Objetivos del TFE	16
3.1.	Objetivo general.....	16
3.2.	Objetivos específicos	16
4.	Hipótesis de trabajo	17
5.	Requisitos de diseño	18
5.1.	Energía requerida.....	20
5.2.	Potencia instalada electrolizador	21
5.3.	Energía proveniente del curtailment.....	21
5.4.	Hidrógeno producido a partir del curtailment	22
5.5.	Potencia requerida planta solar fotovoltaica	22
5.6.	Consumo de agua	22
6.	Metodología	24
6.1.	Google Maps	24
6.2.	SunEarthTools	24
6.3.	PVsyst.....	24

6.4.	Global Wind Atlas	25
6.5.	SAM.....	25
7.	Evaluación del recurso renovable	26
7.1.	Evaluación del recurso Eólico	26
7.2.	Evaluación del recurso solar.....	29
7.2.1.	Cálculo solsticio de verano	30
7.2.2.	Cálculo solsticio de invierno	30
8.	Diseño de la instalación.....	32
8.1.	Parque eólico de Belmomte	32
8.2.	Instalación Solar Fotovoltaica	34
8.2.1.	Ubicación	34
8.2.2.	Orientación	35
8.2.3.	Sistema	36
8.2.4.	Balance económico.....	37
8.2.5.	Impacto ambiental	41
8.2.6.	Diagrama unifilar	43
8.2.7.	Diagrama de pérdidas.....	43
8.3.	Sistema de electrolisis	45
8.4.	Sistema híbrido de generación de hidrógeno verde	47
9.	Análisis económico.....	49
9.1.	Balance económico actual	49
9.2.	Inversiones.....	49
9.2.1.	Sistema eólico.....	49
9.2.2.	Sistema solar fotovoltaico	49
9.2.3.	Electrolizador.....	50

9.3. Balance económico con electrolizador	51
9.4. Financiación Proyectos Europeos	52
10. Análisis ambiental.....	55
10.1. Impacto del sistema eólico.....	55
10.2. Sistema solar fotovoltaico	55
11. Resultados	56
12. Conclusiones.....	59
Referencias bibliográficas.....	61
Anexo A. Informe PVsyst	63
Anexo B. Ficha técnica modulo jkm580n_72hl4	77
Anexo C. Ficha técnica Soporte SUNFER 13V4 KIT 20º-35º.....	79
Anexo D. Ficha técnica Inversor Siemens Sinacon PV2000	83

Índice de figuras

Figura 1. <i>Relación del incremento de la temperatura global con el uso de combustibles</i>	5
Figura 2. <i>Evolución de la demanda anual de hidrógeno (1980-2018)</i>	7
Figura 3. <i>Perspectiva demanda de hidrógeno en el escenario de cero emisiones netas 2050</i>	8
Figura 4. <i>Clasificación del hidrógeno en función de su impacto ambiental y procedencia</i>	9
Figura 5. <i>Proceso de fabricación de hidrógeno por reformado</i>	9
Figura 6. <i>Esquema de funcionamiento de los diferentes tipos de electrolizadores</i>	10
Figura 7. <i>Principales redes de distribución de hidrógeno proyectadas en la Unión Europea</i>	11
Figura 8. <i>Principales puntos de consumo y producción e infraestructura de transporte de hidrógeno proyectada en España</i>	11
Figura 9. <i>Coste detallado de un electrolizador tipo PEM en la actualidad y estimado 2030 para una potencia instalada de 5 MW y de 100 MW</i>	13
Figura 10. <i>Curtailment eólico en España año 2024</i>	14
Figura 11. <i>Proyección curtailment en España horizonte 2025-2030</i>	15
Figura 12. <i>Central térmica de Soto de Ribera</i>	19
Figura 13. <i>Parque eólico de Belmonte e inmediaciones donde se proyectará la futura planta solar fotovoltaica</i>	20
Figura 14. <i>Datos meteorológicos en la ubicación del parque de Belmonte</i>	26
Figura 15. <i>Datos meteorológicos en la ubicación para realizar el estudio en SAM</i>	26
Figura 16. <i>Layout del Parque Eólico introducido en SAM</i>	27
Figura 17. <i>Datos obtenidos en SAM de la simulación del subsistema G52 del parque eólico de Belmonte</i>	28
Figura 18. <i>Datos obtenidos en SAM de la simulación del subsistema G58 del parque eólico de Belmonte</i>	28
Figura 19. <i>Carta Solar en la ubicación del proyecto</i>	29
Figura 20. <i>Ubicación Parque Eólico de Belmonte de Miranda</i>	32
Figura 21. <i>Ubicación seleccionada para realizar el estudio del proyecto en PVsyst</i>	34
Figura 22. <i>Parámetros meteorológicos existentes en la ubicación seleccionada para realizar el estudio del proyecto en PVsyst</i>	35
Figura 23. <i>Orientación seleccionada para realizar el estudio del proyecto en PVsyst</i>	36
Figura 24. <i>Sistema seleccionado para realizar el estudio del proyecto en PVsyst</i>	37

Figura 25. CAPEX y OPEX del proyecto en PVsyst.....	38
Figura 26. Financiamiento del proyecto en PVsyst.....	38
Figura 27. Venta de energía del proyecto en PVsyst.....	39
Figura 28. Resultados financieros del proyecto en PVsyst.....	40
Figura 29. Emisiones de CO ₂ producidas por la fabricación y transporte de los equipos del proyecto en PVsyst.....	41
Figura 30. Emisiones de CO ₂ ahorrada durante el ciclo de vida del proyecto en PVsyst.....	42
Figura 31. Balance de emisiones de CO ₂ durante el ciclo de vida del proyecto en PVsyst.....	42
Figura 32. Diagrama unifilar de la instalación.....	43
Figura 33. Diagrama de pérdidas de la instalación.....	44
Figura 34. Disposición de la planta de electrolisis.....	46
Figura 35. Ubicación parque solar fotovoltaico.....	47
Figura 36. Ubicación planta electrolisis.....	48

Índice de tablas

Tabla 1. <i>Requisitos de diseño de la instalación</i>	23
Tabla 2. <i>Parámetros principales del parque eólico</i>	34
Tabla 3. <i>Resultados financieros principales del proyecto en PVSyst</i>	40
Tabla 4. <i>Parámetros principales de la instalación solar fotovoltaica</i>	44
Tabla 5. <i>Costes de inversión y beneficio bruto anual del proyecto</i>	51
Tabla 6. <i>Producción energética</i>	56
Tabla 7. <i>Producción de hidrógeno verde</i>	57
Tabla 8. <i>Análisis económico resumido</i>	57

1. Introducción

En el siguiente proyecto se va a analizar la necesidad existente de un cambio en el paradigma energético mundial y la necesidad de realizar una transición energética hacia un modelo de cero emisiones netas.

En este contexto, aparece en escena un elemento ya conocido como el hidrógeno pero que debe tomar una mayor importancia y cambiar el modo de producción actual para poder así descarbonizar aquellos sectores difíciles de electrificar y convertirse en un nuevo vector energético indispensable para el nuevo paradigma energético que se avecina.

Para cumplir con los objetivos marcados, tanto a nivel europeo como nacional, se debe realizar una rápida implementación de redes de distribución de hidrógeno y plantas de electrólisis que sean alimentadas por energías renovables. De este modo, este trabajo se centrará en el proyecto GH2Soto y estudiará las necesidades de recursos eólicos y solares disponibles en la región de Asturias, España para conocer la viabilidad técnica de dicho proyecto.

1.1. Planteamiento del problema

El agotamiento de los combustibles fósiles y su impacto en el cambio climático - responsables del 75% de las emisiones totales de CO₂ (IPCC, 2023)- ha acelerado la necesidad de transición a energías más amables con el medio ambiente. Ante esta situación, el hidrógeno renovable se presenta como una herramienta indispensable para lograr la descarbonización de sectores difíciles de electrificar, como la industria y el transporte.

1.2. Justificación

Con el objetivo de la Unión Europea de ser una región energéticamente neutra, consiguiendo una huella de carbono de cero emisiones para el año 2050, se hace indispensable la sustitución de las centrales de energía de combustibles fósiles por otras que no generen emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Por ello, en el proyecto que se lleva a cabo, GH2Soto, se va a reemplazar la antigua central térmica de carbón de Soto de Ribera por una planta de electrólisis para generar hidrógeno que pueda abastecer a las industrias de la zona, como ArcelorMittal (siderurgia) o Fertiberia (fertilizantes) así como participar de forma indispensable en la consolidación de una red troncal de hidrógeno a nivel español y europeo. Este tipo de proyectos se hace imprescindible para dejar de producir hidrógeno “gris” (en la

actualidad el 99% del hidrógeno producido proviene de energías fósiles) y conseguir una transición hasta conseguir que para el año 2050 todo el hidrogeno que se produzca sea renovable para estar en consonancia con los objetivos marcados tanto a nivel europeo como nacional. Para ello, se debe tener en cuenta la modificación y aumento en el consumo esperado. Pasando de un consumo actual en refinerías y producción de amoniaco a aumentar su consumo en otras industrias como el transporte, la energía y la industria.

Además, este tipo de proyectos también resulta interesante para “combatir” a las restricciones técnicas que afectan a los parques eólicos – además de parques fotovoltaicos e hidroeléctricas – que, debido a limitaciones en la capacidad de red, desequilibrios entre generación y demanda o congestión de la red provocan una reducción o parada en la producción de dichos parques. Este excedente de producción podría utilizarse para abastecer a plantas de producción de hidrógeno renovable y así conseguir aprovechar el 100% de la capacidad de energía renovable instalada.

1.3. Estructura del trabajo

En el siguiente trabajo se desarrollará el estado actual de la implementación de la estructura necesaria para la generación, transporte y almacenamiento de hidrógeno y su relación con las políticas energéticas, ambientales e industriales, tanto a nivel nacional como europeo.

Se presentará el objetivo principal de realizar el cambio de paradigma energético para cambiar una forma de generación energética altamente contaminante por otra más favorable con el medio ambiente, analizando los recursos energéticos necesarios para dicho cambio.

Para lograrlo, se abren dos hipótesis que si bien, en ambas se requiere la utilización de recursos eólicos y solares se diferencian en que en la primera se van a aprovechar infraestructuras ya existentes mientras que en la segunda se realizarían proyectos exprofeso. En este trabajo se abordará el desarrollo de la primera hipótesis.

Se detallan los requisitos de diseño para una producción anual de 600 toneladas de hidrógeno verde que se necesitan para dar soporte a diferentes industrias para conseguir la descarbonización de sus sistemas. Para ello, se calcula la potencia del electrolizador requerido y las necesidades de recursos (energía, agua). A partir del cálculo de la energía proveniente del curtailment del parque eólico, se calcula la potencia instalada necesaria del parque solar fotovoltaico a construir.

Para evaluar los distintos recursos renovables (eólico y solar), optimizar el diseño de la instalación solar fotovoltaica y simular la producción energética se utilizan herramientas como Google Maps, SunEarthTools, PVSyst y SAM. Estas herramientas permiten validar la viabilidad técnica del proyecto.

Para comprobar que las estimaciones de energía y aprovechamiento de curtailment son correctas se analiza el potencial eólico del parque de Belmonte. Posteriormente, se calcula el recurso solar disponible, calculando la irradiancia y la orientación óptima de los paneles. Los resultados demuestran una complementariedad horaria y estacional entre ambas tecnologías.

Se presenta el diseño de la instalación, incluyendo la información del parque eólico de Belmonte, ya construido y las distintas instalaciones complementarias necesarias para llevar a cabo el proyecto: Planta Solar fotovoltaica y Electrolizador.

El análisis económico debe validar la viabilidad económica del proyecto, se debe tener en cuenta la energía aprovechada proveniente del curtailment y la posibilidad de acceso a financiación europea.

Para examinar el impacto ambiental, se debe estudiar los impactos que tienen sobre el entorno las diferentes estructuras requeridas y la cantidad de tCO₂/año emitidas a la atmósfera que el proyecto evita.

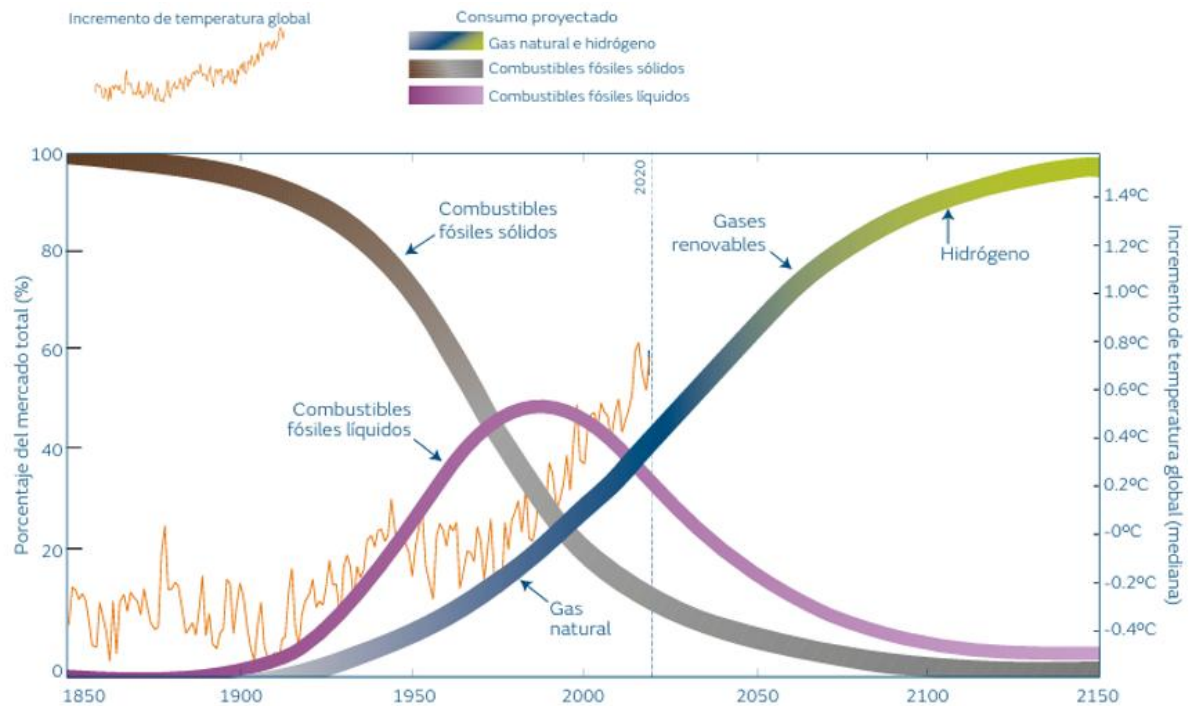
Por último, se detallan los resultados obtenidos en el proyecto y se discute sobre la viabilidad técnica y económica de la hibridación de sistemas de energías renovables para la producción de hidrógeno verde y se detallan nuevas vías de investigación.

2. Contexto y estado del arte

2.1. Energías renovables

El agotamiento alarmante de los combustibles fósiles, que, según los estudios más recientes, si se mantienen los ritmos de consumo actuales, se estima que se agotarán las reservas de petróleo y gas natural en unos 50 años, mientras que las reservas de carbón durarían unos 130 años (BP, 2023) unido a que la combustión de estas materias primas son las principales responsables del cambio climático. Según algunos estudios su utilización es responsable del 75% de las emisiones globales de CO₂ (IPCC, 2023).

Esto ha repercutido en la necesidad global de una transición hacia una economía baja en carbono, convirtiéndose la lucha contra el cambio climático en uno de los grandes desafíos del siglo XXI a nivel mundial. Se puede situar como punto de partida de esta lucha el Protocolo de Kioto (1997), que resultó el primer acuerdo internacional con objetivos vinculantes de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) para los países desarrollados (United Nations, 1998) donde las principales economías industrializadas se comprometían a reducir sus emisiones un 5,2% respecto a los niveles de la época preindustrial (1990) en el horizonte 2008 - 2012. El impacto de este pacto se vio limitado debido a que países altamente demandantes de combustibles fósiles como Estados Unidos no ratificaron el acuerdo o países con economías emergentes como China no fueron incluidos inicialmente. Posteriormente, en la Conferencia Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) celebrada en 2015 se estableció el Acuerdo de París, donde esta vez sí se incluyeron todos los países y cuyos objetivos fundamentales son la limitación del aumento de la temperatura del planeta por debajo de los 2°C respecto a niveles preindustriales y conseguir alcanzar la neutralidad climática en la segunda mitad del siglo.

Figura 1. Relación del incremento de la temperatura global con el uso de combustibles.

Fuente: (Morante, 2020).

Dentro de este panorama mundial, la Unión Europea (UE) se ha erigido como un líder en la transición climática. Para conseguir la consecución de los objetivos planteados, se ha desarrollado un marco estratégico integral, combinando políticas energéticas, industriales y ambientales llamado Pacto Verde Europeo, con la que se busca la transformación de la economía en un modelo sostenible y climáticamente neutro (European Commision, 2019).

2.2.Hidrógeno verde

Las acciones que se plantean son la ampliación de uso de energías renovables y la mejora de la eficiencia energética, la descarbonización de sectores como la siderurgia y la petroquímica y la promoción de vehículos eléctricos y combustibles alternativos.

Un año más tarde, se crea la estrategia Europea del Hidrógeno (2020) como complemento del Pacto Verde Europeo, donde se identifica al hidrógeno renovable como un factor indispensable para la descarbonización de aquellos sectores difíciles de electrificar, como la industria y el transporte (European Commission, 2020).

Su implementación se estructura en tres fases:

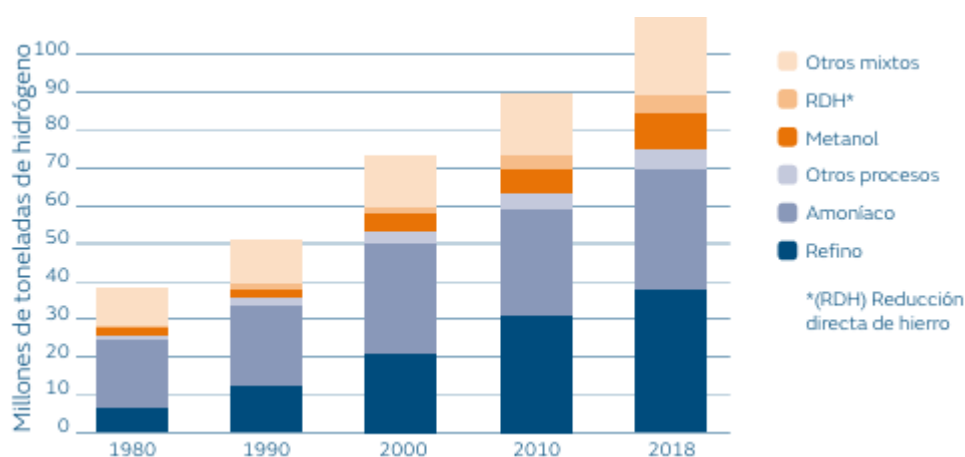
- **Fase I – Descarbonización de la producción actual e instalación de 6 GW de electrolizadores (2020-2024):** En esta fase inicial se pretende impulsar las bases para conseguir la adopción de la industria del hidrógeno verde en el futuro, para ello se incentiva la creación de centros de producción “valles de Hidrógeno” cerca de los principales puntos de consumo de hidrógeno para facilitar el reemplazo de consumo de hidrógeno gris, sobre todo en refinerías y plantas de producción de amoníaco por hidrógeno verde (IEA, 2021).
- **Fase II – Integración en el sistema energético y expansión (2024 – 2030):** En esta segunda fase se busca la creación de un mercado europeo integral de hidrógeno verde. Para ello, es necesaria la adecuación de los gaseoductos existentes y la creación de nuevas vías de transporte internacionales, como, por ejemplo, el H2Med. También se pretende que el hidrógeno verde se incorpore en el mix energético a través de la ampliación de la capacidad instalada de electrolizadores hasta 40 GW que radiquen en la producción de 10 millones de toneladas anuales (IRENA, 2020).
- **Fase III – Etapa de madurez y despliegue a gran escala de tecnologías de hidrógeno renovable (2030 – 2050):** Durante la última fase se pretende la descarbonización total de aquellos sectores difíciles de electrificar, se espera que la capacidad instalada de electrolizadores sea de 500 GW al finalizar esta fase y que repercuta un porcentaje significativo, en torno al 14% de la demanda energética final (IRENA, 2020).

Por último, la crisis energética provocada por la invasión rusa sobre Ucrania originó que desde la UE se estableciese el plan REPowerEU (2022) con el fin de acabar con las importaciones de combustibles fósiles rusos antes de 2030, lo que radica en una aceleración de los planes de transición energética y en un mayor despliegue del hidrógeno renovable (Hydrogen Council, 2022).

A nivel España, se han llevado a cabo diversos planes que implementan las políticas energéticas europeas como son el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021 – 2030. En ellos, se establecen como objetivos específicos para el hidrógeno renovable la instalación de 4 GW de potencia en electrolizadores y que el 25% de consumo industrial sea abastecido con hidrógeno renovable, lo que radicaría en una reducción de 4,6 MtCO₂ equivalentes anuales. Además, desde el gobierno de España también se ha estructurado una Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable (2020) que se articula en cuatro ejes: Industria, Transporte, Generación y consumo residencial (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [MITECO], 2020).

La producción de hidrógeno se ha ido incrementando en los últimos años hasta llegar a las 100 Mt aproximadamente en la actualidad, de las cuales 70 son producidas en su forma pura, y de las cuales el 99% es gris. De esta demanda, dos terceras partes se emplea en la industria del refino y en la producción de amoniaco, tal y como se puede observar en la figura 2 (IEA, 2019):

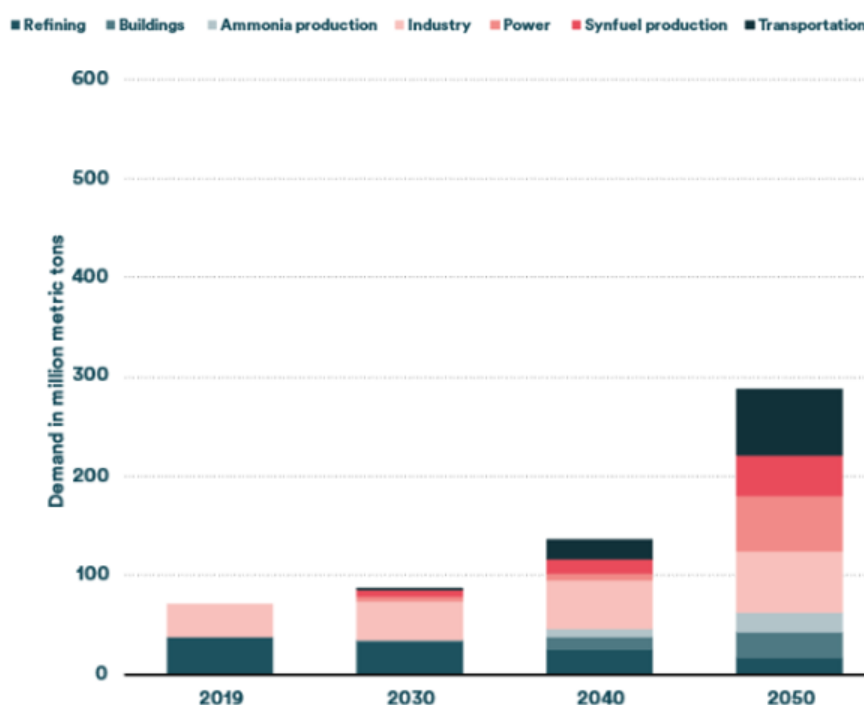
Figura 2. Evolución de la demanda anual de hidrógeno (1980-2018).



Fuente: (IEA, 2019).

Bajo el escenario de 0 emisiones netas se estima que esta demanda de hidrógeno no parará de crecer hasta alcanzar cerca de las 300 toneladas en el año 2050. También se comprueba una redistribución de la demanda, provocado por la utilización del hidrógeno en la siderurgia y la casi desaparición de la demanda en las refinerías. Además, el sector del transporte experimentará un gran aumento de la demanda de hidrógeno, en torno a 100 Mt anuales, repartido en movilidad directa y en la obtención de biocombustibles (IEA, 2019).

Figura 3. *Perspectiva demanda de hidrógeno en el escenario de cero emisiones netas 2050.*

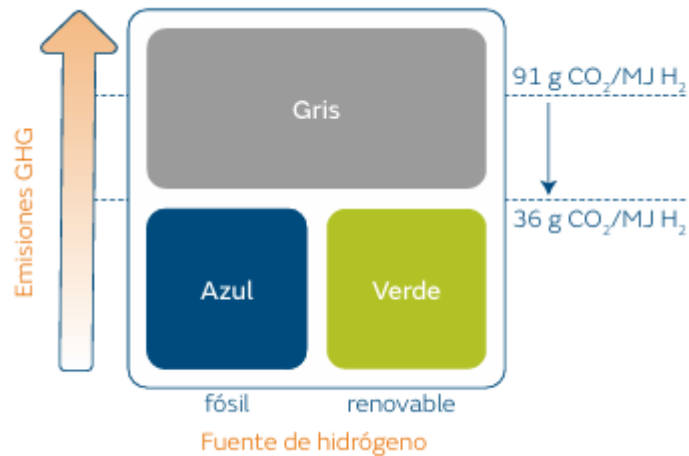


Fuente: (IEA, 2019).

Además, cabe destacar que la forma de producción de dicho hidrógeno también experimentará un cambio, del 99% de hidrógeno producido actualmente mediante refinado de combustibles fósiles se pasará a que al menos el 40% del hidrógeno producido en el año 2030 será a través de procesos de producción de hidrógeno bajo en emisiones de carbono, hidrogeno azul y verde (IEA, 2024).

Durante el documento se ha referenciado los tipos de hidrógeno en función de su color (gris, azul o verde), esta clasificación se realiza en función de su impacto ambiental.

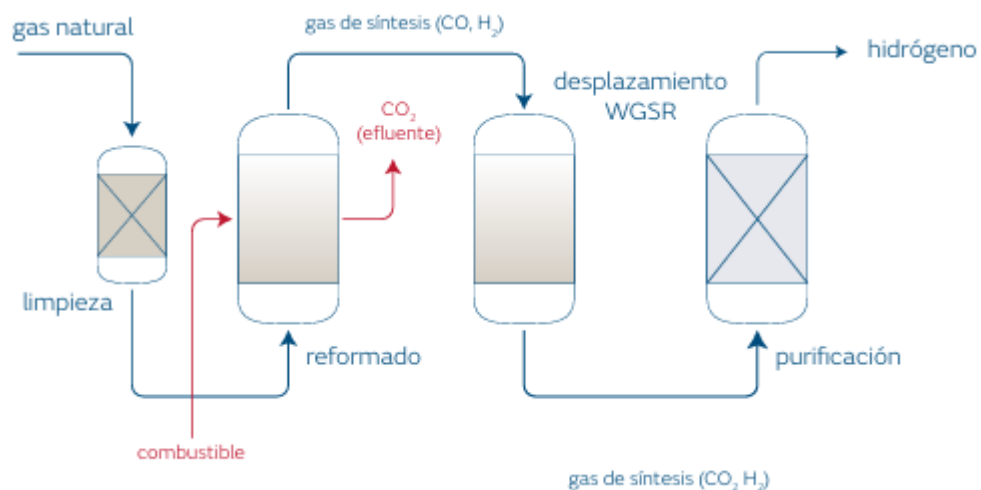
Figura 4. Clasificación del hidrógeno en función de su impacto ambiental y procedencia.



Fuente: (Morante, 2020)

Se entiende por hidrógeno gris aquel que se obtiene a través de combustibles fósiles. Principalmente se obtiene a partir de gas natural mediante un proceso de reformado de metano con vapor SMR. Este proceso es el más extendido actualmente, pero resulta también en el más contaminante, ya que emite grandes cantidades de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Figura 5. Proceso de fabricación de hidrógeno por reformado.

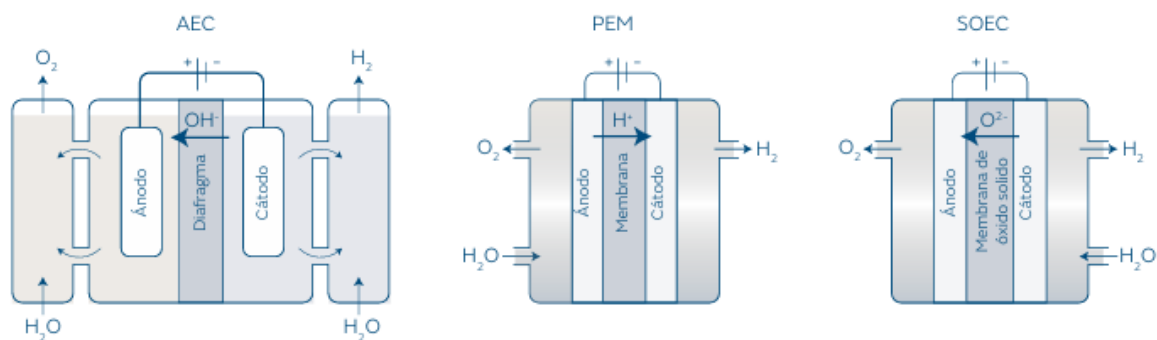


Fuente: (Morante, 2020)

El hidrógeno azul utiliza la misma técnica para producir el hidrógeno, pero añade un proceso de captura y almacenamiento de carbono (CCS) con lo que se consiguen reducir las emisiones de gases de efecto invernadero entre un 60 y 90%.

Por hidrógeno verde se entiende aquel bajo en emisiones de carbono que se obtiene a partir de fuentes renovables. Se obtiene a partir de la electrólisis del agua y electricidad proveniente de energía renovable (como, por ejemplo, la energía eólica y la energía solar fotovoltaica). Así se consigue disociar las moléculas de agua (H_2O) en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2), liberándose en forma de gas. Este proceso se lleva a cabo en el electrolizador, que pueden ser; electrolizadores alcalinos (AEC), electrolizadores de electrolito de membrana polimérica (PEM) o electrolizadores de electrolito de óxido sólido (SOEC).

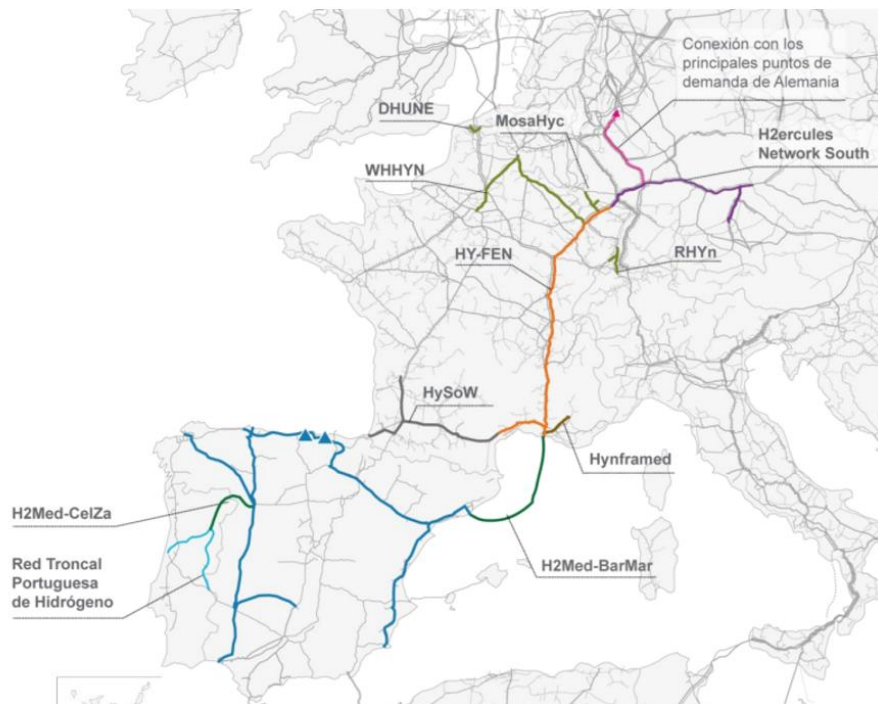
Figura 6. Esquema de funcionamiento de los diferentes tipos de electrolizadores.



Fuente: (Morante, 2020).

Actualmente, nos encontramos en el inicio de la segunda fase de implementación de hidrógeno renovable como un vector energético, con el fin de descarbonizar la economía de la Unión Europea a mediados de siglo. Por ello, nos podemos encontrar muchos proyectos importantes tanto a nivel europeo, como son el HyDeal Ambition, realizado entre España, Francia y Alemania que busca conseguir producir el hidrógeno verde más barato del mundo (1,5€/Kg) o estructuras de transporte transfronterizas para unir puntos de producción a través de la Unión Europea como los proyectos H2Med o HY-FEN.

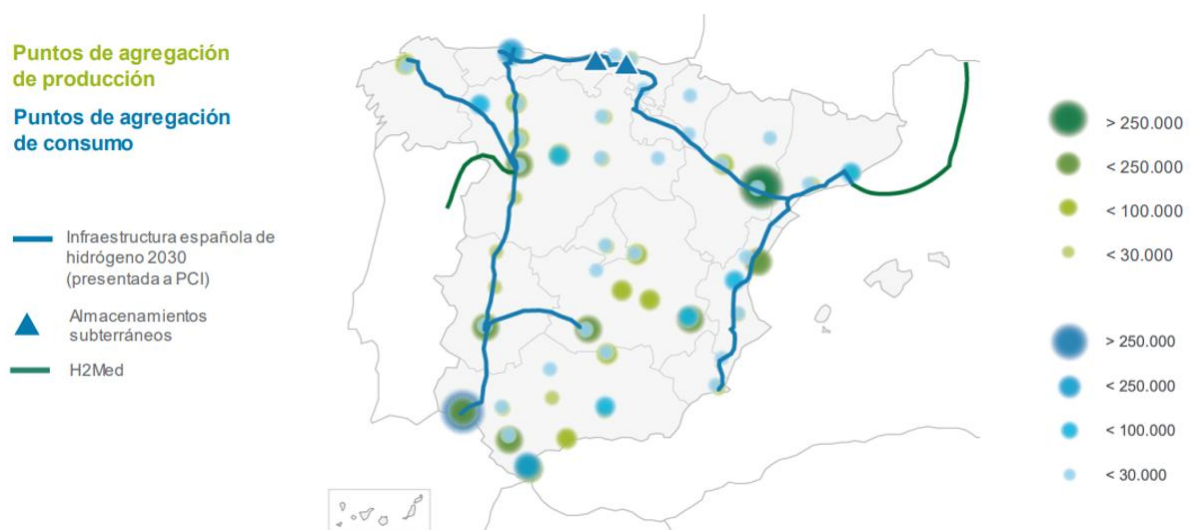
Figura 7. Principales redes de distribución de hidrógeno proyectadas en la Unión Europea.



Fuente: (Enagás, 2024)

Como se observa en la imagen, en España existen varios corredores de hidrógeno, tanto para conectarse con los países vecinos (Portugal y Francia) como para conectar los puntos de consumo y producción internos.

Figura 8. Principales puntos de consumo y producción e infraestructura de transporte de hidrógeno proyectada en España.



Fuente: (Enagás, 2024)

Uno de esos proyectos es la planta de Puertollano (Ciudad Real), la cual ya está en funcionamiento y se trata de la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial de Europa con una capacidad de producción de más de 200.000 toneladas de H₂/año que se utilizan para abastecer la fábrica de amoníaco de Fertiberia en la misma ubicación. La misma cuenta con una capacidad instalada de 20 MW y es alimentada por una planta solar fotovoltaica de 100 MW para el proceso de electrólisis.

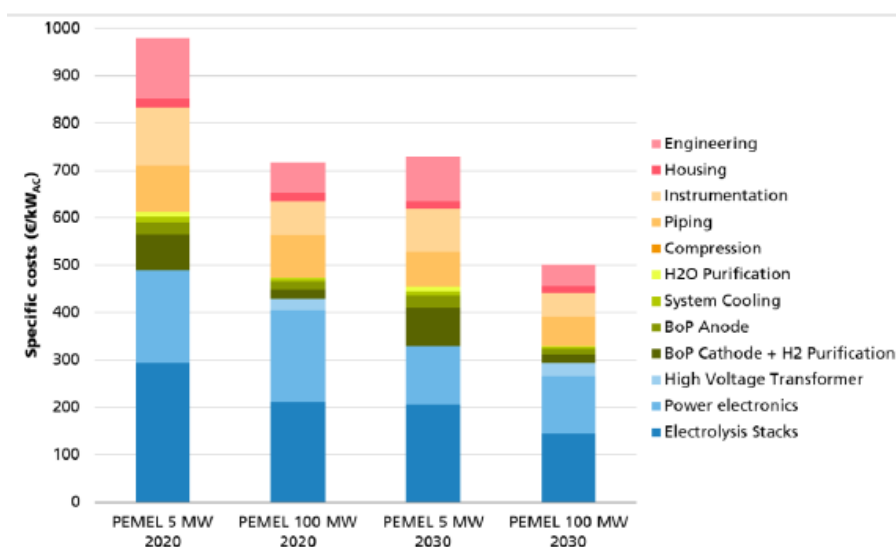
2.3. Electrolizadores

Uno de los factores más importantes para que la transición energética resulte viable es el coste final de los electrolizadores. Su precio depende de varios factores:

- La tecnología utilizada, ya que los electrolizadores PEM utilizan metales nobles, lo que eleva su coste y puede estar sujeto a indisponibilidades en el mercado.
- Economías de escala, la producción en masa podría reducir los costes entre un 30-50% para 2030.
- El precio de la energía eléctrica impacta directamente en el coste nivelado del hidrógeno.
- La posible regulación y programas de ayudas y subvenciones públicas, tanto europeas como estatales, pueden ayudar a reducir significativamente el coste final de la instalación.

Debido a estas razones, se espera que los precios disminuyan significativamente hacia 2030 y 2050. Como el sistema escogido en este estudio es un electrolizador tipo PEM de 5MW, se muestra la siguiente gráfica con el coste estimado por KWh instalado.

Figura 9. Coste detallado de un electrolizador tipo PEM en la actualidad y estimado 2030 para una potencia instalada de 5 MW y de 100 MW



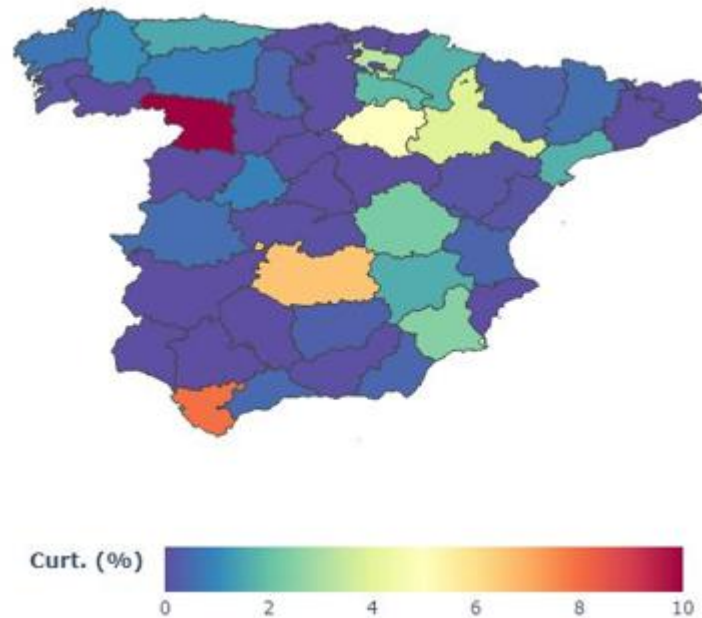
Fuente: (Holst, 2021)

2.4. Curtailments

También cabe destacar que, debido a restricciones técnicas, como pueden ser las limitaciones en la capacidad de transmisión, congestión de la red o desequilibrios entre la generación y la demanda, a veces, los parques eólicos – además de parques fotovoltaicos y centrales hidroeléctricas – en Europa y en España deben reducir o detener su producción (Red Eléctrica de España (REE), 2023). Este hecho se conoce como curtailment y se establece con el fin de garantizar la estabilidad del sistema eléctrico para evitar sobrecargas que podrían causar apagones (European Commission, 2020). Además, la falta de almacenamiento y la inflexibilidad en algunas zonas de redes obliga a priorizar otro tipo de fuentes de energía en ciertos momentos, como pueden ser las fuentes de energía fósiles. Dentro de la unión europea, dicho curtailment varía en función de la capacidad de la red en cada región. En aquellos países con una alta penetración eólica, como son Alemania, Dinamarca o Irlanda, los porcentajes se sitúan entre el 5-10% de la producción en aquellos años donde se conjuga una alta generación eléctrica con la congestión de la red (ENTSO-E, 2023). En España, esta situación no es tan pronunciada, históricamente entre en 2-5%, debido a que existe una mayor flexibilidad de la red y una mejor gestión de la congestión (Red Eléctrica de España (REE),

2023). Sin embargo, en situaciones donde existe viento elevado y una baja demanda pueden provocar un aumento del curtailment.

Figura 10. *Curtailment eólico en España año 2024*

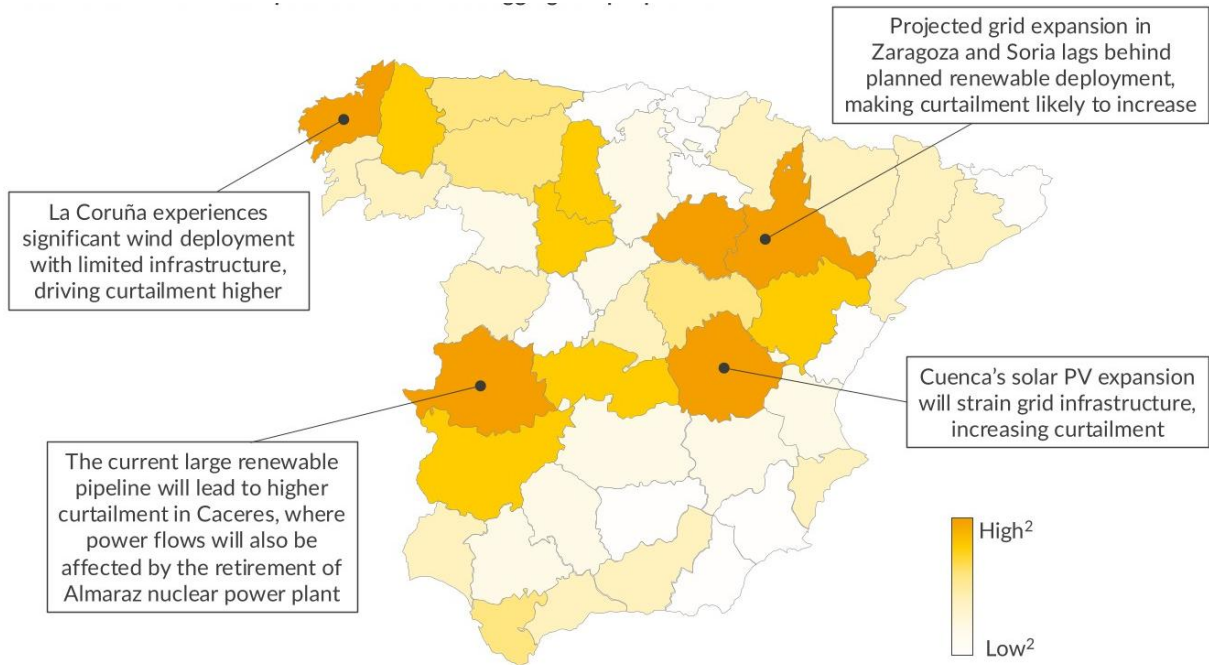


Fuente: (Ruiz, 2025)

Como se puede apreciar en el gráfico, existen zonas donde el curtailment se hace más pronunciado. En el mismo informe también se indica que el curtailment eólico en España en 2024 ha crecido un 27% con respecto al año 2023. También existen proyecciones de cómo va a evolucionar en los próximos años el curtailment de energía renovable.

En la siguiente imagen se ve como en zonas como Cáceres, Coruña, Zaragoza y Cuenca se estima que el curtailment crezca de forma muy elevada en el horizonte 2025-2030.

Figura 11. *Proyección curtailment en España horizonte 2025-2030.*



Fuente: (Ojea, 2025)

3. Objetivos del TFE

Uno de los proyectos que actualmente se encuentra en valor es la transformación de la central térmica de Soto de Ribera en una planta de hidrólisis de agua a través de un electrolizador de tipo PEM (Proyecto GH2Soto). Este proyecto resulta clave para cumplir con los objetivos de descarbonización de las principales industrias provinciales, como pueden ser ArcelorMittal o Fertiberia, ya sea para su uso en procesos industriales de fabricación de acero o para la fabricación de fertilizantes respectivamente. Además, existen otros posibles usos potenciales, como servicios de transporte ferroviarios, estaciones de servicio de combustible de vehículos (hidrogeneras) o la inyección en la red gasista planificada.

El proyecto se desarrollará en dos fases. En la fase inicial se instalará un electrolizador de 5 MW, mientras que en la segunda fase se espera ampliar la potencia instalada hasta los 500 MW. En ambos casos, la energía eléctrica empleada en el proceso será proveniente de energías renovables, eólica y solar fotovoltaica.

3.1. Objetivo general

El objetivo principal es comprobar la viabilidad técnica de abastecer la primera fase del proyecto mencionado a través de energía renovable.

3.2. Objetivos específicos

Para la consecución del análisis global del proyecto, primero se realizará un análisis del recurso eólico disponible en la ubicación seleccionada. Además, se describirán sus propiedades ambientales y se calculará la energía producida anualmente.

Posteriormente, se realizará un estudio para comprobar la posibilidad de instalar una planta de generación solar fotovoltaica en la misma ubicación. Por ello, se calculará la potencia de generación instalada y se estimará la producción energética anual de dicho parque.

4. Hipótesis de trabajo

La primera opción de trabajo para poder abastecer de energía a la planta de electrólisis ubicada en Soto de Ribera (GH2Soto) es aprovechar la infraestructura existente en el parque eólico de Belmonte, con una potencia instalada de 34,85 MW. Se ha decidido aprovechar este parque eólico concreto debido a que ya está conectado a la subestación eléctrica de Soto de Ribera y se encuentra relativamente próximo a dicha subestación, reduciendo así las pérdidas por transporte de energía. Se decide instalar un nuevo parque solar fotovoltaico en los terrenos integrados en el mencionado parque eólico. De esta manera se aprovecha la conexión eléctrica con la subestación ya existente y se optimiza el uso del espacio de zonas difícilmente aprovechables para otros usos. Además, esta hibridación de tecnologías y aprovechamiento de infraestructura ya existente radica en una reducción de los costes de conexión, al no tener que construir nuevas líneas de evacuación de energía y una minimización del impacto ambiental al no tener que construir un parque eólico nuevo en otra ubicación que implicaría un incremento en el impacto visual de la zona. Por último, cabe destacar la complementariedad entre la energía eólica y solar, tanto de manera estacional como horaria. De esta manera se puede establecer un ritmo de producción de hidrógeno continuo.

Otra opción posible, es realizar la construcción de nuevos parques eólicos y fotovoltaicos diseñados expresamente para abastecer la planta de electrólisis de GH2Soto. De esta forma, se podrían ubicar en emplazamientos óptimos para maximizar los recursos energéticos disponibles, permitiría equilibrar las potencias instaladas. De tal modo, se puede garantizar un suministro más eficiente y estable sobre la planta de electrólisis.

En el presente estudio se trabajará sobre la primera hipótesis, dejando para futuros estudios la segunda opción planteada.

5. Requisitos de diseño

El proyecto GH2Soto pretende reconvertir la central térmica en una nueva planta para producción de hidrógeno verde. La instalación ya existente permite aprovechar una buena parte de su estructura, a través de su reutilización o rehabilitación, de esta manera se reducen costes y se optimizan recursos. Por ejemplo, se pueden adaptar las subestaciones eléctricas y las líneas de transmisión existentes para conectar el electrolizador con las fuentes de energía renovable que van a alimentarlo – Parque hibridado de Belmonte – y los sistemas de captación y tratamiento de aguas son necesarios para la electrólisis (IEA, 2021). Por otra parte, los sistemas de refrigeración, como las torres, se pueden utilizar para tratar el calor residual en los electrolizadores. Además, la infraestructura existente para el tratamiento de efluentes se puede rehabilitar para el manejo de subproductos del proceso, como el agua purificada o soluciones alcalinas (IRENA , 2022). Por último, las naves industriales existentes y las salas de control se pueden adaptar para albergar los nuevos sistemas auxiliares. Este proceso de transformación permite un elevado aprovechamiento de los recursos disponibles y evita el total desmantelamiento de la central térmica inicial, lo que radica en una reducción de costes, residuos y emisiones asociadas. Por otra parte, la reconversión de esta central térmica en un electrolizador de hidrógeno permite que se puedan mantener los puestos de trabajo cualificados que se iban a ver afectados por el cierre programado de dicha central térmica (European Commission, 2020) radicando en un gran ejemplo del modelo de economía circular para el aprovechamiento de recursos y minimización de residuos y emisiones asociadas al proceso de transformación.

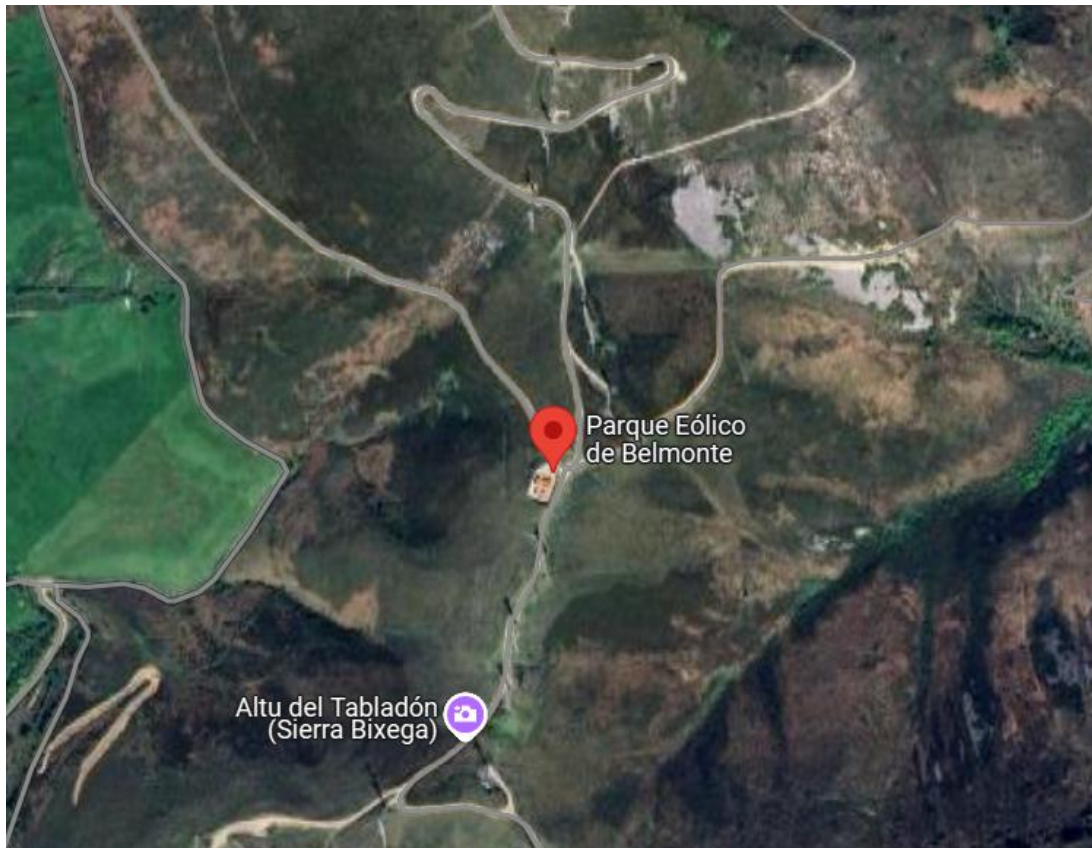
Figura 12. Central térmica de Soto de Ribera



Fuente: Google Maps

El parque híbrido eólico fotovoltaico utilizado para alimentar el electrolizador se va a ubicar en la actual dirección del parque eólico de Belmonte, cuyas coordenadas son [43.292, -6.279](#). Esta decisión de hibridar el parque eólico con un parque solar fotovoltaico permite reducir de manera significativa los costes de inversión inicial, ya que permite aprovechar la infraestructura de obra civil creada para facilitar el acceso al parque eólico para la construcción del parque solar fotovoltaico. También se utilizan las líneas de transmisión y conexión con la subestación de Soto de Ribera ya existentes en el parque eólico. Además, esta sinergia favorece una generación de energía más continua y estable, minorizando la intermitencia de cada fuente de energía renovable si se estudiasen de manera individual (López Prol, 2021). Otra ventaja asociada a esta decisión es que al destinar la energía producida en la instalación híbrida a la producción de hidrógeno renovable se evitan las restricciones de red y se consigue maximizar el aprovechamiento de la capacidad instalada. El resultado de todas estas actuaciones es una reducción en los costes al compartir infraestructura y una mayor rentabilidad del proyecto al aumentar el factor de planta y establecer una generación constante de suministro al electrolizador (IRENA , 2022).

Figura 13. Parque eólico de Belmonte e inmediaciones donde se proyectará la futura planta solar fotovoltaica.



Fuente: Google Maps

5.1. Energía requerida

Como se ha indicado en la primera fase consiste en la instalación de un electrolizador de 5 MW de potencia tipo PEM. Con este requerimiento, se proyecta producir una cantidad de 600 ton H₂/año para diferentes usos industriales y en diferentes proyectos de movilidad.

Se estima que para el tipo de electrolizador utilizado en el proyecto es necesario un consumo de energía específico en torno a 52 kWh/Kg H₂ (Morante, 2020) por lo que se calcula la demanda total de energía en el proceso:

$$600 \text{ ton/año} \cdot 1000 \text{ Kg/1 ton} \cdot 52 \text{ kWh/Kg} = 31.200.000 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} = 31.200 \frac{\text{MWh}}{\text{año}}$$

5.2. Potencia instalada electrolizador

Se comprueba que la potencia instalada del electrolizador es suficiente para generar la demanda de hidrogeno requerida teniendo en cuenta un factor de capacidad del 70%, que resulta típico en procesos continuos con renovables.

$$P_{\text{electrolizador}} = \frac{31.200 \text{ MWh/año}}{8760 \text{ h/año} \cdot 0,7} \approx 5,1 \text{ MW (Se utilizarán 5 MW)}$$

5.3. Energía proveniente del curtailment

Posteriormente, se debe estimar que porcentaje de la energía necesaria para producir el hidrógeno requerido se puede abastecer a partir de la energía “perdida” o de curtailment proveniente de la instalación eólica. Para este cálculo se va a suponer un valor de factor de capacidad en el parque eólico basado en el modelo de aerogeneradores utilizados en el parque, Gamesa G52/58 de $FC_{\text{eólico}} = 0,28$ y un margen de curtailment de entre 2-5%, valores típicos en parques eólicos situados en España. Por lo que se obtiene:

$$34,85 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h} \cdot 0,28 = 85.480 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} \text{ generados en el PE Belmonte}$$

El curtailment provoca una reducción entre el 2 y el 5% de este factor de capacidad, por lo que el margen de energía desperdiciada a lo largo del año es entre 6.000 MWh y 15.250 MWh:

$$34,85 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h} \cdot 0,02 = 6.105,72 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} \text{ generados en el PE Belmonte}$$

$$34,85 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h} \cdot 0,05 = 15.264,3 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} \text{ generados en el PE Belmonte}$$

Teniendo en cuenta que el precio medio del MWh/año inyectado a red es de 90€. En términos económicos se dejan de ganar entre 550.000€ - 1.400.000€:

$$6.105,72 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} \cdot \frac{90\text{€}}{1\text{MWh}} = 549.514,8 \text{ €}$$

$$15.264,3 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} \cdot \frac{90\text{€}}{1\text{MWh}} = 1.373.787 \text{ €}$$

Como la tendencia del curtailment es alcista, se estima que las pérdidas debidas a este hecho se van a ir acentuando. Por lo que se decide realizar los próximos cálculos para un curtailment del 5% ya que se estima que es un valor conservador.

5.4. Hidrógeno producido a partir del curtailment

Primero se debe calcular cuanta cantidad de hidrógeno verde se puede generar a partir de la energía desaprovechada debido al curtailment.

$$15.264,3 \frac{MWh}{año} \cdot \frac{1000kW}{1 MW} \cdot \frac{1 Kg H_2}{52 kWh} = 293.544 Kg H_2$$

Como se observa, con la cantidad de energía desperdiciada por curtailment a lo largo del año en el parque eólico de Belmonte se podría obtener casi la mitad de la producción requerida.

En términos económicos, teniendo en cuenta que el precio actual del hidrogeno es de entre 3 y 6 €/Kg H₂. Este aprovechamiento de la energía radicarán en unos beneficios de entre:

$$293.544 Kg H_2 \cdot \frac{3 €}{1 Kg H_2} = 880.632,70 €$$

$$293.544 Kg H_2 \cdot \frac{6 €}{1 Kg H_2} = 1.761.265,38 €$$

5.5. Potencia requerida planta solar fotovoltaica

Para complementar la energía requerida para obtener la producción de 600 toneladas de H₂ al año se decide proyectar una planta solar fotovoltaica. Para ello, se estima un valor de factor de capacidad, basado en el modelo de panel que se va a utilizar en la instalación, JKM580N-72HL4, y en la irradiancia en la zona de FC_{Solar}=0,14, con lo que se necesita instalar:

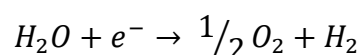
$$Energía_{Generación solar} = Demanda_{Total energía} - Energía_{Curtailment eólico}$$

$$Energía_{Generación solar} = 31.200 \frac{MWh}{año} - 15.264,3 \frac{MWh}{año} = 15.935,7 MWh/año$$

$$P_{Solar} = \frac{15.935,7 MWh/año}{8760 h/año \cdot 0,14} = 13 MW a instalar$$

5.6. Consumo de agua

Por último, el consumo de agua necesario para la producción de hidrógeno se obtiene de manera estequiométrica en la relación 9 Kg H₂O/Kg de H₂.



Pero esta relación sería de agua totalmente purificada. Para el suministro del agua necesaria para la producción de hidrógeno se va a suministrar agua proveniente del río Nalón, aldeaño

Diseño de un sistema híbrido eólico/fotovoltaico para la generación de hidrógeno verde mediante hidrólisis de agua a la instalación. Por lo que se presupone un consumo total de 12 Kg H₂O/Kg de H₂ debido a los diferentes procesos de purificación necesarios, por lo que se necesitará:

$$600 \text{ ton } H_2/\text{año} \cdot 12 \text{ Kg } H_2O/\text{Kg } H_2 = 7.200 \text{ ton } H_2O/\text{año} \approx 19,7 \text{ m}^3/\text{día}$$

A modo de resumen, se muestra la siguiente tabla con los requisitos de diseño.

Tabla 1. *Requisitos de diseño de la instalación.*

Parámetro	Valor	Unidad
Producción anual de H ₂	600	toneladas/año
Tipo de electrolizador	PEM	-
Potencia electrolizador	5	MW
Consumo energía específica	52	kWh/kg H ₂
Demanda energética total	31.200	MWh/año
Factor capacidad electrolizador	70%	-
Potencia parque eólico existente	34,85	MW
Factor capacidad eólico	28%	-
Generación eólica anual	85.480	MWh/año
Curtilment aprovechado (2-5%)	6.000-15.250	MWh/año
Potencia solar necesaria	13	MW
Factor capacidad solar	14%	-
Consumo agua específico	12	kg H ₂ O/kg H ₂
Agua ultrapura requerida	7.200	ton/año
Agua diaria	19,7	m ³ /día

Fuente: Elaboración propia

6. Metodología

Para realizar el estudio técnico de la hibridación del parque eólico de Belmonte con una instalación solar fotovoltaica y su conexión al electrolizador de GH2Soto se establece una metodología estructurada a través del uso de herramientas especializadas.

6.1. Google Maps

Mediante Google Maps se establecen las coordenadas exactas del parque eólico y se estudian las posibles ubicaciones del nuevo parque solar fotovoltaico, identificando aquellas zonas donde no se produzcan sombreados críticos ni complicaciones del uso del suelo. De esta manera se puede optimizar el diseño inicial y evaluar la viabilidad de compartir infraestructura.

<https://www.google.com/maps>

6.2. SunEarthTools

A través de la herramienta SunEarthTools, se determinarán los puntos de culminación del sol en los solsticios de verano e invierno y se establecerá la carta solar de la ubicación seleccionada para la construcción del parque solar fotovoltaico. De esta manera se estimará la irradiancia en el emplazamiento seleccionado y se optimizará la inclinación y orientación de los paneles fotovoltaicos.

<https://www.sunearthtools.com>

6.3. PVSyst

El modelo de la instalación solar fotovoltaica se realizará con el software PVSyst y se considerarán las pérdidas por sombreado, la eficiencia de los inversores y las condiciones climáticas en la localización. A través de diversas simulaciones se podrá establecer la configuración óptima que permita maximizar la producción y complementar la generación eólica.

<https://www.pvsyst.com>

6.4. Global Wind Atlas

Para caracterizar el recurso eólico en la ubicación de estudio (Parque Eólico de Belmonte, Asturias) se emplea la plataforma Global Wind Atlas (GWA) con el fin de validar los datos meteorológicos utilizados en SAM. Para ello, se han extraído los parámetros clave del sitio (velocidad media anual, distribución de Weibull, rosa de vientos) a la altura del buje de los aerogeneradores y se han comparado estos datos con los históricos disponibles en SAM para garantizar consistencia. De esta manera, se ha reducido la incertidumbre de la producción energética anual.

<https://globalwindatlas.info/en/>

6.5. SAM

Para realizar la evaluación del recurso eólico se utilizará el software SAM. Con esta herramienta se analizarán los datos históricos de viento en la ubicación del parque eólico de Belmonte. Junto a estos datos se analizarán las características técnicas de los aerogeneradores instalados para determinar la curva de potencia, el factor de capacidad y la energía generada anualmente.

También se analizará la generación eólica con la solar para evaluar la complementariedad horaria y estacional que permita optimizar el suministro a la planta de hidrógeno renovable. De esta manera se minimizará la dependencia de la red eléctrica y los tiempos de inactividad en el electrolizador.

El System Advisor Model (SAM) es una aplicación de escritorio gratuita del National Renewable Energy Laboratory (NREL) para el análisis técnico-económico de tecnologías energéticas. Es utilizada por gestores de proyectos e ingenieros, analistas de políticas, desarrolladores de tecnología e investigadores para analizar la viabilidad técnica, económica y financiera de proyectos de energías renovables.

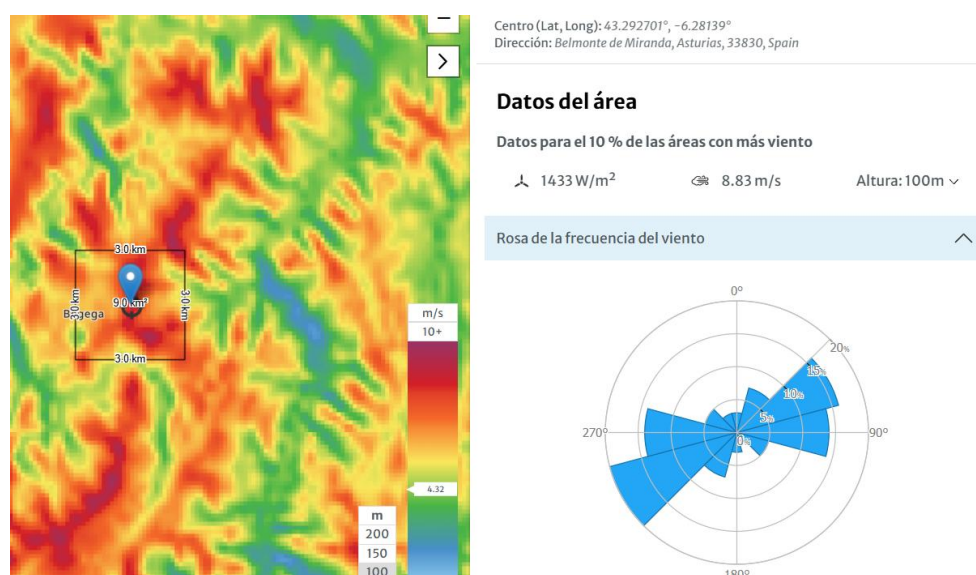
<https://sam.nrel.gov>

7. Evaluación del recurso renovable

7.1. Evaluación del recurso Eólico

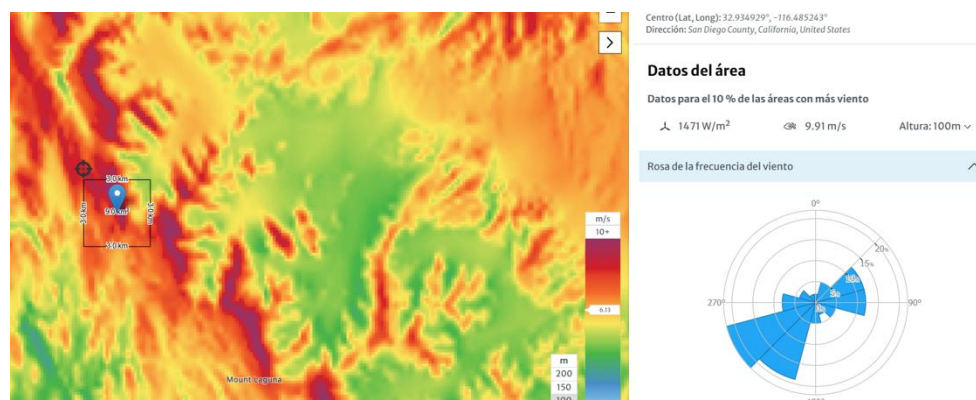
En primer lugar, se debe encontrar a través de la plataforma Global Wind Atlas una ubicación con unos datos de viento similares a los del sitio de estudio, ya que el software SAM, al ser una herramienta estadounidense únicamente se pueden buscar en él datos de viento de Norteamérica. Es por ello, que partiendo de las condiciones meteorológicas de la ubicación del Parque Eólico de Belmonte se han buscado unas lo más parecidas posibles con las que se puedan trabajar desde el software indicado.

Figura 14. Datos meteorológicos en la ubicación del parque de Belmonte.



Fuente: Global Wind Atlas

Figura 15. Datos meteorológicos en la ubicación para realizar el estudio en SAM.



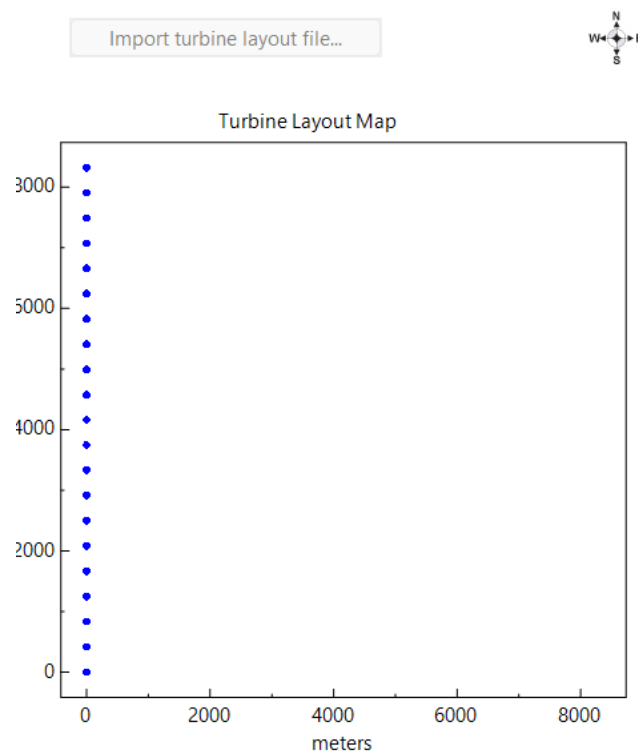
Fuente: Global Wind Atlas

Como se puede observar en la imagen, la ubicación seleccionada para hacer el estudio en SAM se encuentra en San Diego, California, Estados Unidos y cuyas coordenadas son:

- Longitud: 32.935°
- Latitud: -116.485°

El parque eólico de Belmonte consta de 21 turbinas de Siemens GAMESA G52 de 850 kW de potencia y de 20 turbinas Siemens GAMESA G58 de también 850 kW de potencia. Como se puede ver en las imágenes de Google Maps, los aerogeneradores se encuentran ubicados en línea y orientados hacia el norte. Este hecho será importante a la hora de introducir el Layout de la planta en el simulador.

Figura 16. *Layout del Parque Eólico introducido en SAM.*



Fuente: Elaboración propia a partir de SAM

Una vez dispuesto el layout se realizan las simulaciones de ambos subsistemas para saber cuánta energía se generaría en el parque eólico, obteniéndose los siguientes resultados.

- Subsistema G52:

Figura 17. Datos obtenidos en SAM de la simulación del subsistema G52 del parque eólico de Belmonte.

Metric	Value
Annual AC energy in Year 1	43,331,940 kWh
Capacity	17,850 kW
Capacity factor in Year 1	27.7%

Fuente: Elaboración propia a partir de SAM

- Subsistema G58:

Figura 18. Datos obtenidos en SAM de la simulación del subsistema G58 del parque eólico de Belmonte.

Metric	Value
Annual AC energy in Year 1	45,779,496 kWh
Capacity	17,000 kW
Capacity factor in Year 1	30.7%

Fuente: Elaboración propia a partir de SAM

Si se suma la energía obtenida en ambos subsistemas se obtiene 89.111 MWh de energía generada anualmente. Si lo comparamos con la energía estimada que generaría el parque eólico en el apartado de Requisitos se comprueba que es ligeramente superior. Esto se debe a que el factor de capacidad obtenido en el segundo subsistema del parque eólico es superior al estimado.

Como este parámetro puede deberse a múltiples factores meteorológicos y como el estudio no se ha realizado en el sitio concreto de la ubicación del parque sino en una ubicación con parámetros similares, y a tenor de los resultados el factor de capacidad estimado resulta correcto, se decide dar por válidos los resultados obtenidos en los requisitos de diseño.

7.2. Evaluación del recuso solar

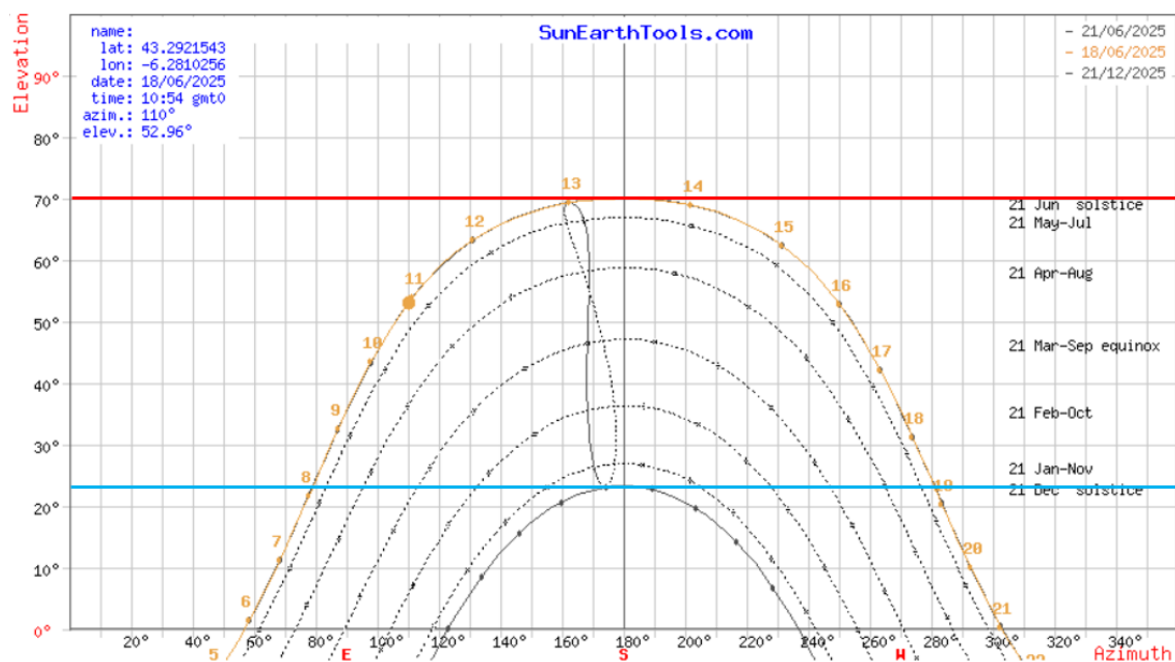
Como ya se ha indicado con anterioridad el parque solar fotovoltaico se va instalar en las inmediaciones del parque eólico de Belmonte con el fin de compartir la infraestructura ya existente que radique en ahorros de instalación. A través de GoogleMaps se comprueba que existe una gran extensión de terreno donde poder ubicar la planta solar fotovoltaica, por lo que la extensión de terreno no será un factor delimitante a la hora de realizar el proyecto.

Se utiliza Google Maps para determinar las coordenadas del parque solar fotovoltaico. Como se ha indicado anteriormente, las coordenadas del parque son:

- Latitud: 43.292
- Longitud: -6.279

A través de la latitud y del programa Sunearthtools se determina la carta solar, y con ella, los puntos de culminación del sol en invierno y verano.

Figura 19. Carta Solar en la ubicación del proyecto



Fuente: Sunearthtools

Como se observa gráficamente los puntos de culminación en verano e invierno son de 70° y 23,5°, respectivamente.

Para hallar la inclinación donde se maximice la producción tanto en invierno como en verano se decide realizarlo a través de las fórmulas matemáticas y de esta manera se comprobará la fiabilidad del método gráfico.

7.2.1. Cálculo solsticio de verano

Para determinar la máxima inclinación durante el solsticio de verano, se debe hallar primero el punto de culminación a través de la siguiente fórmula:

$$\text{Punto Culminación}_{\text{verano}} = 90 - (\text{Latitud} - 23)$$

Donde el 23 hace referencia al ángulo aproximado de inclinación de la tierra. Sustituyendo con los datos de la ubicación del proyecto, se obtiene:

$$\text{Punto Culminación}_{\text{verano}} = 90 - (43,29 - 23) = 69,71^\circ$$

Con este ángulo se calcula la inclinación que deben tener los paneles solares para maximizar su rendimiento, a través de la fórmula:

$$\text{Inclinación Paneles máx. eficiencia} = 90 - \text{Punto de culminación}$$

Sustituyendo:

$$\text{Inclinación Paneles máx. eficiencia} = 90 - 69,71 = 20,29^\circ$$

Por lo que para maximizar la producción durante el verano los paneles se deberían inclinar esos grados respecto a la horizontal

7.2.2. Cálculo solsticio de invierno

De manera similar se calcula el punto de culminación durante el solsticio de invierno, siguiendo la fórmula:

$$\text{Punto Culminación}_{\text{invierno}} = 90 - (\text{Latitud} + 23)$$

Sustituyendo se obtiene:

$$\text{Punto Culminación}_{\text{invierno}} = 90 - (43,29 + 23) = 23,71^\circ$$

Con este ángulo se calcula la inclinación que deben tener los paneles solares para maximizar su rendimiento, a través de la fórmula:

$$\text{Inclinación Paneles máx. eficiencia} = 90 - \text{Punto de culminación}$$

Sustituyendo:

$$\textit{Inclinación Paneles máx. eficiencia} = 90 - 23,71 = 66,29^\circ$$

Por lo que para maximizar la producción durante el invierno los paneles se deberían inclinar esos grados respecto a la horizontal.

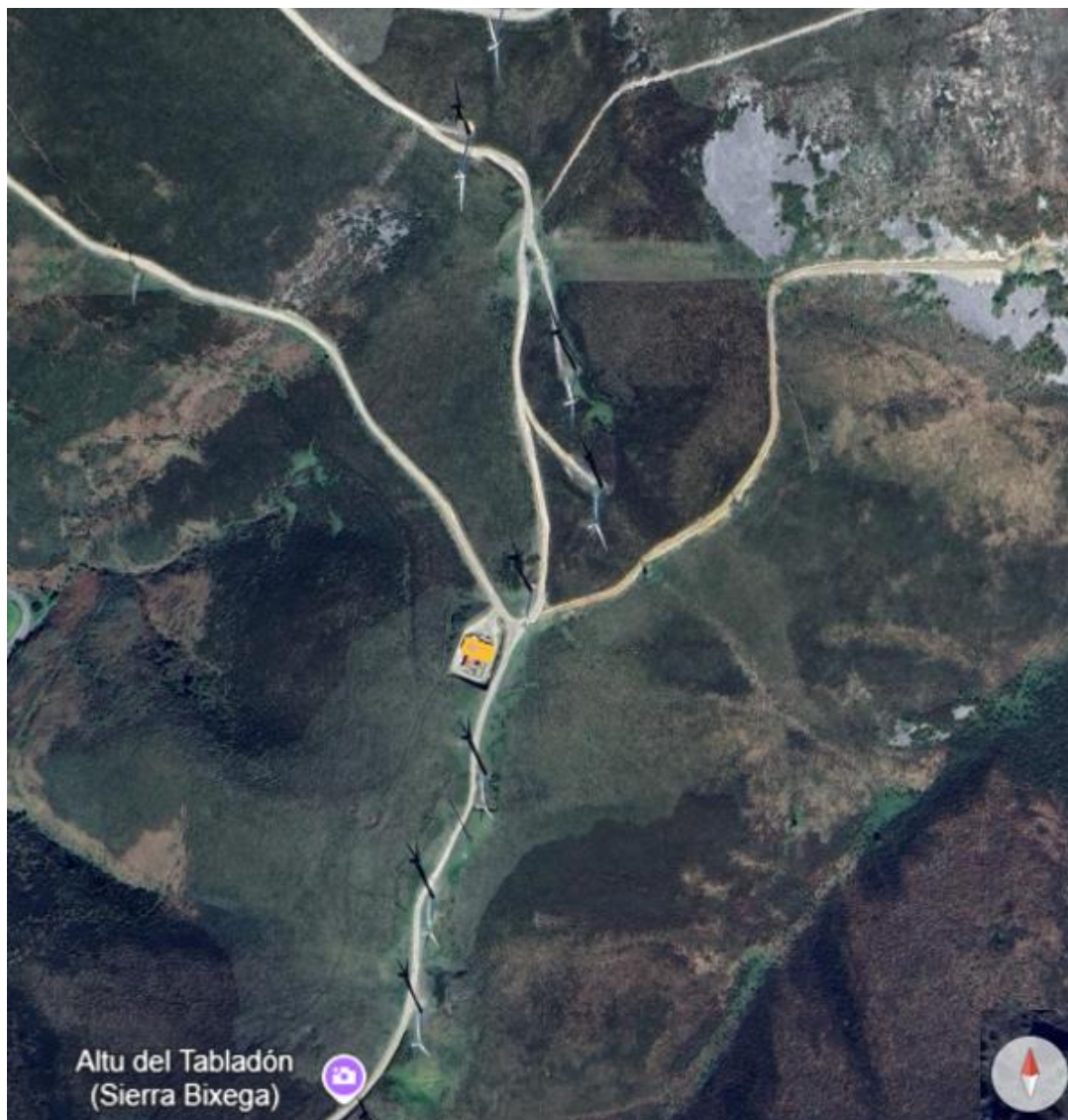
Como se comprueba, los valores de los puntos de culminación, tanto en verano como en invierno, han sido de un valor muy similar tanto de manera gráfica como matemática.

8. Diseño de la instalación

8.1. Parque eólico de Belmonte

El parque eólico de Belmonte se encuentra ubicado en Belmonte de Miranda, Asturias. El mismo cuenta con dos subsistemas, cada uno de ellos conformados con un tipo de turbinas diferentes. Ambos subsistemas han sido desarrollados por EDP renovaveis pero cada uno de ellos está operado por una empresa distinta. El primero es operado por una sociedad llamada Parque Eólico Belmonte S.A., mientras que el segundo se encuentra operado por la misma empresa que se ha encargado de la construcción del parque, EDP renovaveis.

Figura 20. *Ubicación Parque Eólico de Belmonte de Miranda*



Fuente: Google Maps

Como se observa en la imagen, la disposición del parque eólico es lineal, solo existe una fila de aerogeneradores, en la que cada subsistema se encuentra a continuación del anterior y la fila se extiende de norte a sur. A continuación, se detalla la información técnica de cada uno de los subsistemas.

Subsistema 1:

- Ubicación: Belmonte de Miranda
- Modelo turbina: Gamesa G52/850 (Potencia 850 kW, diámetro 52 m)
- Nº Turbinas: 21
- Potencia nominal total: 17.850 kW
- Tipo instalación: Onshore
- Desarrollador: EDP Renovaveis
- Operador: Parque Eólico Belmonte S.A.

Subsistema 2:

- Ubicación: Belmonte de Miranda
- Modelo turbina: Gamesa G58/850 (Potencia 850 kW, diámetro 58 m)
- Nº Turbinas: 20
- Potencia nominal total: 17.000 kW
- Tipo instalación: Onshore
- Desarrollador: EDP Renovaveis
- Operador: EDP Renovaveis

Tal como se ha calculado en los análisis de producción, tanto de forma teórica como a través del software especializado SAM, se obtiene que la producción anual del parque eólico se encuentra entre los 85.480 MWh y 89.111 MWh. A modo de resumen, se adjunta la siguiente tabla con la información más importante del parque eólico.

Tabla 2. *Parámetros principales del parque eólico.*

Parámetro	Detalles
Ubicación	Belmonte de Miranda (Asturias)
Desarrollador	EDP Renovaveis
Operador	Parque Eólico de Belmonte S.A. EDP Renovaveis
Turbinas	21 G52/850 (potencia 850 kW, diámetro 52 m) 20 G58/850 (potencia 850 kW, diámetro 58 m)
Potencia total	34.850 kW (17.850 kW + 17.000 kW)
Inicio de operación	2.005
Tipo Instalación	Onshore
Latitud	43° 18' 17.5"
Longitud	-6° 16' 27.5"

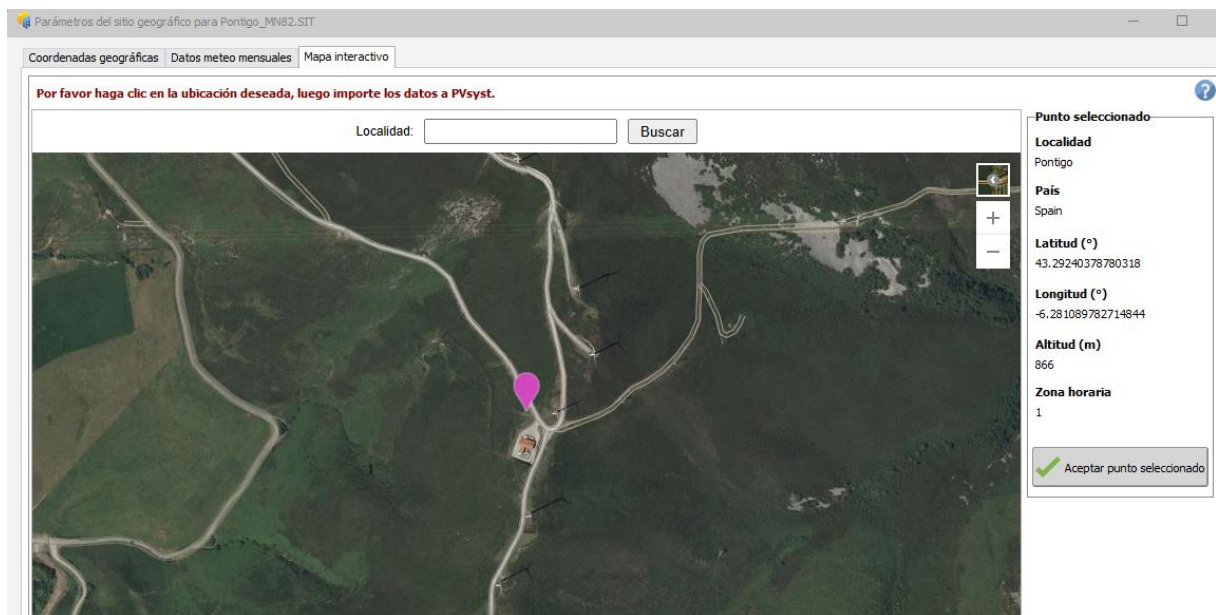
Fuente: Elaboración propia

8.2.Instalación Solar Fotovoltaica

8.2.1. Ubicación

Para realizar la simulación de la instalación a partir del software PVSyst, lo primero que se debe hacer es seleccionar la ubicación del proyecto para conocer las condiciones meteorológicas del mismo a la hora de hacer las simulaciones del programa.

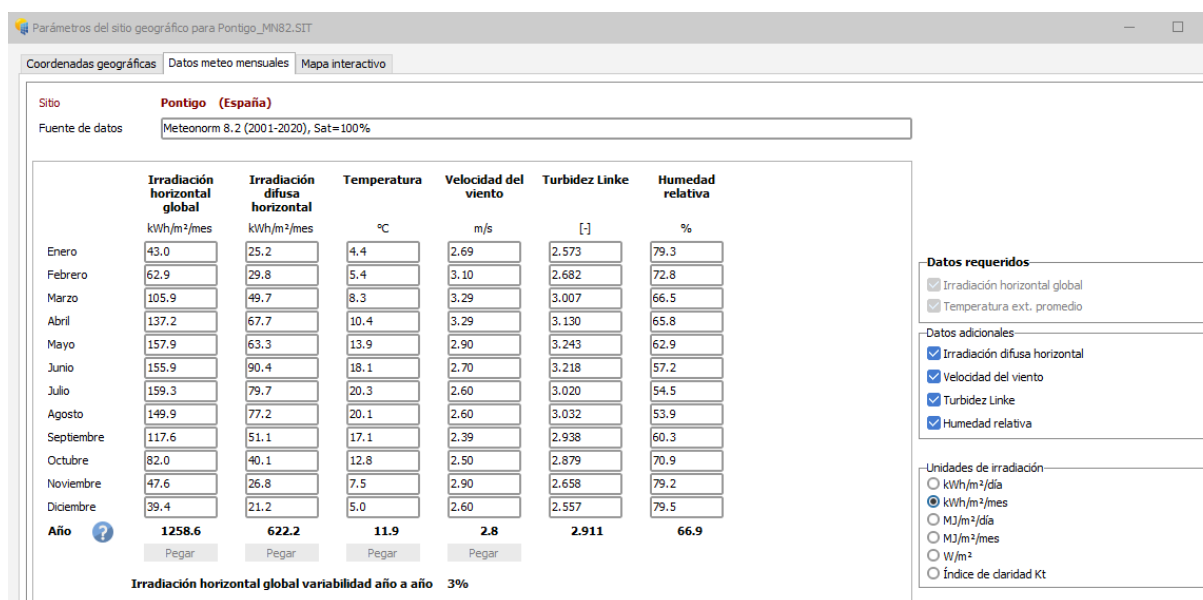
Figura 21. *Ubicación seleccionada para realizar el estudio del proyecto en PVSyst.*



Fuente: PVSyst

En esta pantalla también se pueden observar los datos meteorológicos mensuales de la ubicación escogida.

Figura 22. *Parámetros meteorológicos existentes en la ubicación seleccionada para realizar el estudio del proyecto en PVSyst.*



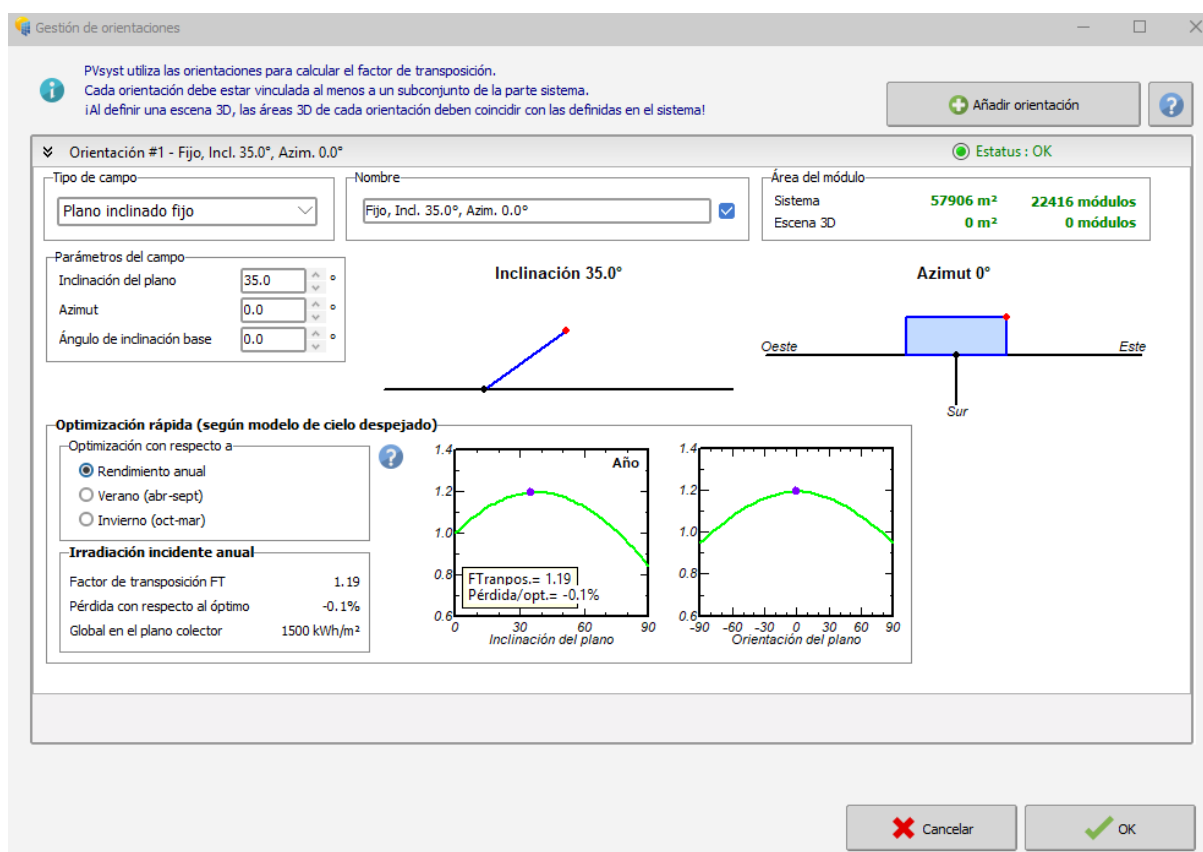
Fuente: PVSyst

Como se puede observar en los datos, la ubicación seleccionada presenta una irradiación horizontal media elevada. Además, la variabilidad interanual es solamente del 3%, esto indica una consistencia en la disponibilidad de radiación solar, reduciendo el riesgo de fluctuaciones significativas en la generación energética.

Otro factor importante a tener en cuenta es la temperatura. Su valor no supera los 20°C y la media anual se sitúa en torno a los 12°, esto resulta beneficioso para los paneles fotovoltaicos, ya que su rendimiento disminuye si están expuestos a temperaturas muy elevadas.

8.2.2. Orientación

Una vez analizada y seleccionada la ubicación se debe indicar la orientación del sistema. En este caso se orientan los paneles hacia el sur y se busca una inclinación fija que maximice el rendimiento anual.

Figura 23. Orientación seleccionada para realizar el estudio del proyecto en PVSyst.

Fuente: PVSyst

Para realizar el estudio se ha escogido una inclinación del plano que fuese factible comercialmente y que maximizase la producción. Como se puede observar en el sistema, la orientación e inclinación escogidas se encuentran muy cercanas al óptimo posible.

8.2.3. Sistema

Posteriormente, se debe seleccionar el sistema escogido para realizar el proyecto. Como en el caso de estudio no existe limitación de área, se ha escogido realizar el pre-dimensionamiento para conseguir una potencia instalada de 13 MW.

Figura 24. Sistema seleccionado para realizar el estudio del proyecto en PVSyst.

Definición del sistema de red, Variante VC1: "Nueva variante de simulación"

Lista de subconjuntos

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Generador FV		
Jinkosolar - JKM-580N-72HL4-BDV	24	934
Siemens - Sinacon PV2000	6	1

Subconjunto **Generador FV**

Selección de la orientación
Orientación: **Fijo, Incl. 35.0°, Azim. 0.0°**

Ayuda de pre-dimensionamiento
☐ Sin dimensionamiento
☒ Redimens.
 Potencia planeada: **13000.0 kWp**
 o área disponible: **57901 m²**

Selección del módulo FV
 Disponible ahora: **Jinkosolar**
 Filtro: **Todos los módulos F**
 Módulo bifacial: **Sistema bifacial**
 580 Wp 36V Si-mono JKM-580N-72HL4-BDV Desde 2023 Datasheets 2023
☐ Usar optimizador
 Dimensiona. voltaje: Vmpp (60°C) **38.0 V**
 Voc (-10°C) **55.8 V**

Selección del inversor
 Disponible ahora: **Siemens**
 Voltaje de salida 550 V Tri 50Hz
 2000 kW 802 - 1500 V TL 50/60 Hz Sinacon PV2000 Desde 2017
 Núm. de inversores: **6**
☒ Voltaje de funcionamiento: **802-1500 V** Poder global inversor: **12000 kWca**
 Voltaje máximo de entrada: **1500 V**

Diseño el conjunto
Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie: **24** entre 22 y 26
 Núm. cadenas: **934** entre 862 y 1207
 Pérdida sobrecarga: **0.2 %**
 Proporción Pnom: **1.08**
 Núm. de módulos: **22416** Área: **57906 m²**

Condiciones de operación
 Vmpp (60°C): **911 V**
 Vmpp (20°C): **1038 V**
 Voc (-10°C): **1339 V**
 Irradia. plano: **1000 W/m²**
 Impp (STC): **12721 A**
 Isc (STC): **13422 A**
 Potencia de funcionamiento máx.: **12057 kW** (en 1000 W/m² y 50°C)
 Potencia nom. conjunto (STC): **3001 kWp**

Resumen sistema global
 Núm. de módulos: **22416**
 Área del módulo: **57906 m²**
 Núm. de inversores: **6**
 Potencia FV nominal: **13001 kWp**
 Potencia de CA nominal: **12000 kWCA**
 Proporción Pnom: **1.083**

Resumen del sistema **Diagrama unifilar** **Cancelar** **OK**

Fuente: PVSyst

En este caso se han requerido 22.416 módulos JKM-580N-72HL 4-BDV de la marca Jinkosolar. Los mismos se disponen en 934 strings de 24 módulos en serie cada uno. Para completar la instalación, se requieren 6 inversores de potencia para transformar la energía en corriente continua generada por la instalación fotovoltaica a trifásica con una frecuencia de 50 Hz y 550 V de salida.

8.2.4. Balance económico

Se realiza un estudio económico sobre el proyecto de construcción del parque solar fotovoltaico con el fin de conocer si es rentable desde el punto de vista económico. Primero se calcula el coste total de la instalación y de mantenimiento, que arroja un coste total de 7,948.470,24 €. Y 111.000€ respectivamente.

Figura 25. CAPEX y OPEX del proyecto en PVSyst.

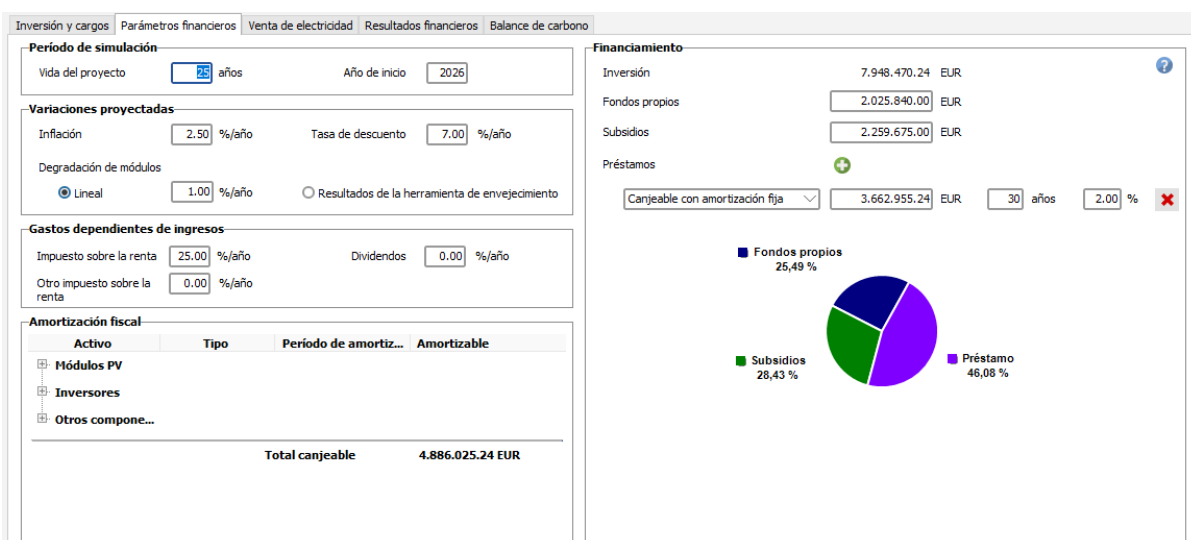
Costes de instalación

<

Fuente: PVSyst

El activo amortizable es el asociado a los bienes materiales del Proyecto (módulos, soportes e inversores) y que estarán sujetos a depreciación fiscal durante la vida del Proyecto. Siendo el coste total de instalación y el activo amortizable de, 7.948.470,24€ y 4.886.025,24€ respectivamente.

El proyecto se encuentra financiado mediante una combinación de fondos propios, subsidios y préstamos:

Figura 26. Financiamiento del proyecto en PVSyst.

Fuente: PVSyst

En la imagen se puede ver que se ha estipulado una duración del proyecto de 25 años y se ha tenido en cuenta a la hora de realizar el estudio la inflación, la tasa de descuento y el impuesto sobre la renta.

Los subsidios representan el 28,43% del financiamiento total. Esta partida se justifica ya que debido al carácter estratégico e innovador del proyecto para conseguir la transición energética y su clara contribución a la descarbonización puede ser partícipe de multitud de ayudas públicas. El proyecto también se financia con un préstamo con un valor total de 3.662.955€ (46,08% de la financiación total del proyecto) que se financian a 30 años con un interés del 2%. Se ha estimado que también debido al carácter del proyecto puede ser beneficiario de los denominados “préstamos verdes”. El resto del proyecto se financia a través de fondos propios (25,48% del coste total del proyecto).

La energía se vende a través de un PPA con una tarifa fija de 50€/MWh y se estima una variación de la tarifa anual del 2%/año.

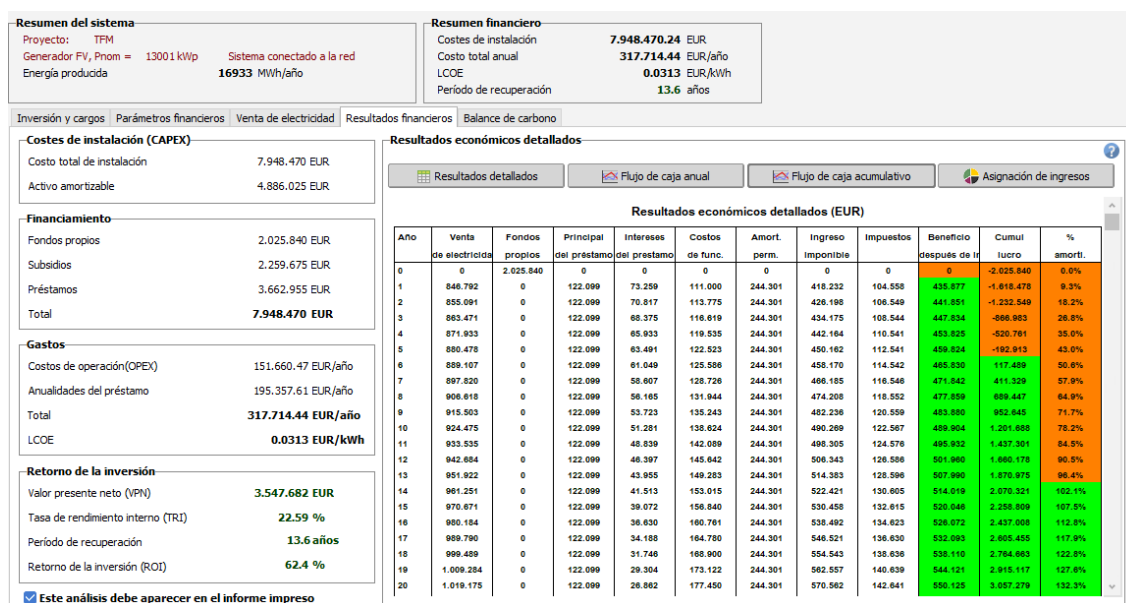
Figura 27. Venta de energía del proyecto en PVSyst.

The screenshot shows the 'Venta de electricidad' tab in the PVSyst software. It contains two main sections:

- Tipo de tarifa:**
 - ☒ Tarifa fija
 - ☐ Tarifa variable
 - ☐ Tarifa horaria horas de punta/horas valle
 - ☐ Tarifa estacional
 - ☐ Tarifa del archivo CSV
 - Buttons: Importar, ?
- Tarifa de alimentación:**
 - Tarifa fija de alimentación: 0.05000 EUR/kWh
- Otros parámetros generales:**
 - Impuesto de conexión anual: 0.000 EUR/año
 - Variación de tarifa anual: 2.00 %/año
 - Duración de la garantía de tarifas: 20 años
 - Reducción de tarifa de alimentación después de la garantía: 0.0 %

Fuente: PVSyst

Los resultados del Proyecto demuestran la viabilidad económica del Proyecto desde el punto de vista económico.

Figura 28. Resultados financieros del proyecto en PVSyst.

Fuente: PVSyst

Las ayudas públicas recibidas han supuesto una reducción en el riesgo financiero y mejora la rentabilidad. Se comprueba que el proyecto alcanza el punto de equilibrio sobre el año 10 y acaba generando un VAN de 3.547.682€. En la siguiente tabla se detallan los aspectos del proyecto más importantes.

Tabla 3. Resultados financieros principales del proyecto en PVSyst.

Concepto	Valor
Inversión Total (CAPEX)	7.938.795 €
Fondos Propios	2.025.840 € (25,49%)
Subsidios	2.259.675€ (28,43%)
Préstamos	3.662.955 € (46,08%)
OPEX Anual	151.660,47€
LCOE	0,0313 €/kWh
Valor Actual Neto (VAN)	3.547.682 €
TIR	22,59%
Período de Recuperación	13,6 años
ROI (20 años)	62,4%

Fuente: Elaboración propia

El apalancamiento moderado (46,1%) implica una anualidad de 195.358 €/año, que es totalmente asumible por el flujo de caja proyectado. El LCOE (Coste nivelado de la energía), tiene un valor de 31,3€/MWh que resulta altamente competitivo, de esta manera se puede

Diseño de un sistema híbrido eólico/fotovoltaico para la generación de hidrógeno verde mediante hidrólisis de agua asegurar la viabilidad tanto técnica como económica. Esta eficiencia se debe a la alta productividad del parque (16.933 MWh/año) y a la tarifa de venta de energía fija de 50€/MWh.

El análisis del flujo de caja muestra un periodo de recuperación de 13,6 años. Los ingresos iniciales (544.270€) crecen de forma gradual debido a la indexación por inflación hasta los 1.019.175€ en el año 20. Como se ha comentado el Valor Actual Neto (VAN) es de 3.547.682€ y la Tasa Interna de Retorno (TIR) del 22,59% que confirman la atractividad económica del proyecto, ya que se supera ampliamente la tasa de descuento del 7%. Además, el retorno de inversión (ROI) del 62,4% indica que por cada euro que se ha invertido se generan 0,62€ de beneficio neto. Por lo que el rendimiento del proyecto sería muy atractivo si se vendiese la energía producida.

8.2.5. Impacto ambiental

Para evaluar el impacto ambiental del proyecto, es necesario calcular las emisiones de CO₂ producidas durante la fabricación, transporte, construcción y operación de los equipos. Los equipos fotovoltaicos solo generan emisiones en las fases de fabricación, transporte y construcción, ya que durante su operación no liberan CO₂ a la atmósfera.

Figura 29. Emisiones de CO₂ producidas por la fabricación y transporte de los equipos del proyecto en PVSyst.

Investición y cargos | Parámetros financieros | Venta de electricidad | Resultados financieros | Balance de carbono

Visión general | Sistema LCE detallado

☒ Este análisis debe aparecer en el informe impr

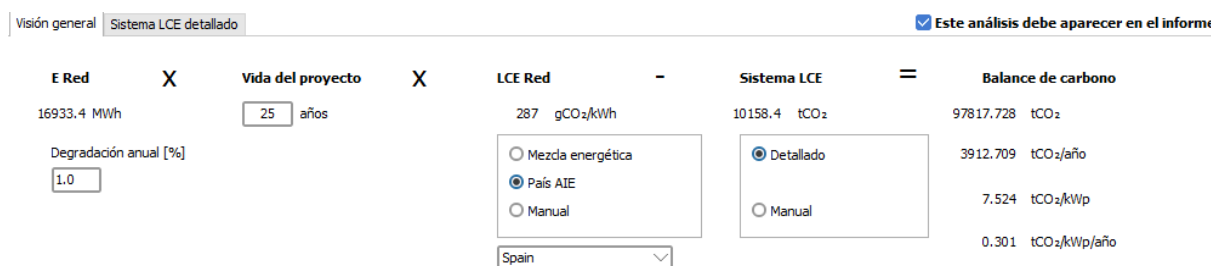
Artículo	Cantidad	Unidad	Energía gris	LCE	Total
Módulos PV					
Módulos	13001	kWp	☐ 2168.0 ☒ kWh/kWp	700.00 ☐ kgCO ₂ /kWp	9100896 kgCO ₂
Transporte 1	400	km	☒ 35 gCO ₂ /t/km		3640 kgCO ₂
Transporte 2	0	km	☒ 60 gCO ₂ /t/km		0 kgCO ₂
Balance del sistema (BoS)					
Soportes/Rastreadores	224160	kg	☒ 6.67 kWh/kg	4.40 kgCO ₂ /kg	986797 kgCO ₂
Concreto	0	m ³	☒ 177 kgCO ₂ /m ³		0 kgCO ₂
Inversores	6	unidades	☒ 660.80 kWh/unidades	436 kgCO ₂ /unidades	2617 kgCO ₂
Cableado	12000	kg	☒ 18.70 kWh/kg	5.37 kgCO ₂ /kg	64403 kgCO ₂
Adicional					
Mantenimiento	0	año	☐ 0 kgCO ₂ /año		0 kgCO ₂
Desmantelamiento	0	módulos	☐ 0 kgCO ₂ /módulos		0 kgCO ₂
Otro			☐ 0 kgCO ₂		0 kgCO ₂
Factores de conversión de energía gris					
Artículo	País de origen	Usar país	Factor	Suma	
Células FV	China	☐	790 gCO ₂ /kWh	10158.3 kgCO ₂	Emisiones de CO₂ ahorradas: 97817.728 toneladas
Soportes	Zimbabwe	☒	660 gCO ₂ /kWh		
Inversores	Zimbabwe	☒	660 gCO ₂ /kWh		
Cableado	Spain	☒	287 gCO ₂ /kWh		

Fuente: PVSyst

Posteriormente, se comparan con las emisiones evitadas debido a la generación de energía limpia durante la vida útil del sistema. El parámetro LCE Red refleja la intensidad de emisiones

Diseño de un sistema híbrido eólico/fotovoltaico para la generación de hidrógeno verde mediante hidrólisis de agua de la red en España. Este dato es clave ya que permite cuantificar las emisiones que se evitan al generar electricidad limpia gracias a la planta solar fotovoltaica, porque se sustituye a la energía de la red, que generaría esas emisiones de CO₂.

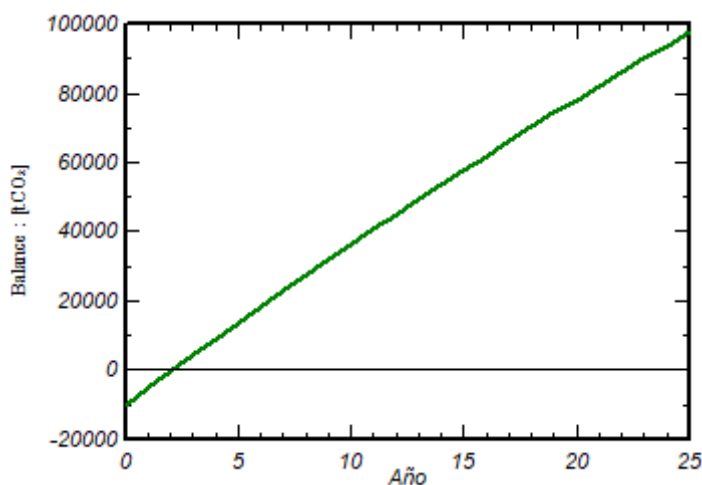
Figura 30. Emisiones de CO₂ ahorrada durante el ciclo de vida del proyecto en PVSyst.



Fuente: PVSyst

Conociendo la generación anual del sistema y la estimación de duración del proyecto, se pueden calcular las emisiones de CO₂ ahorradas gracias al proyecto y su ahorro anual. A través de ello se puede la gráfica del balance anual de CO₂.

Figura 31. Balance de emisiones de CO₂ durante el ciclo de vida del proyecto en PVSyst.



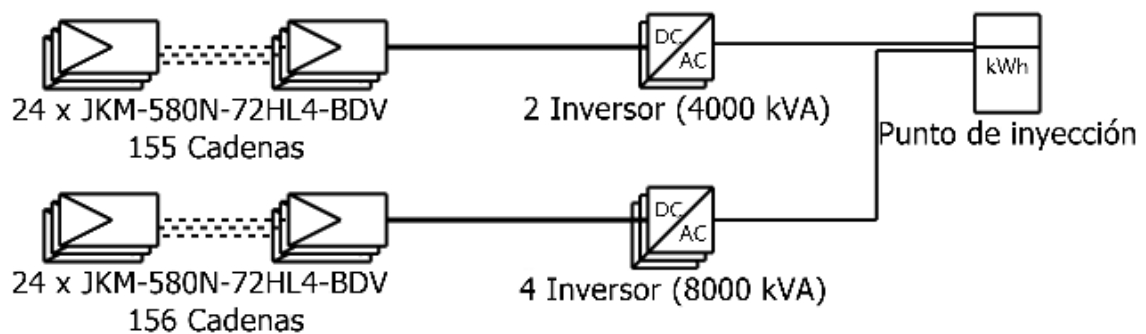
Fuente: PVSyst

A través de este gráfico, se comprueba que las emisiones generadas durante la fabricación, transporte y construcción del proyecto son compensadas a los 2,5 años de vida del proyecto. Al final del ciclo de vida de la instalación solar fotovoltaica se ahorra un total de 97.818 toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera.

8.2.6. Diagrama unifilar

Como se ha indicado con anterioridad, se requiere la instalación de un parque solar fotovoltaico de 13 MW de potencia pico instalada. Como se ha indicado con anterioridad, la instalación se va a realizar aprovechando los terrenos del parque eólico de Belmonte de Miranda. Para ello, se ha dispuesto de 934 strings de 24 módulos modelo JKM-580N-72HL4 de 580W de potencia pico, por lo que en total se tienen 22.416 módulos y se obtiene una potencia instalada de 13 MW en el parque solar fotovoltaico, por lo que se cubre la potencia requerida. Para completar el sistema y transformar la corriente eléctrica previo a inyectar la energía al punto de conexión se dispone de 6 inversores Siemens Sinacon PV2000.

Figura32. Diagrama unifilar de la instalación.

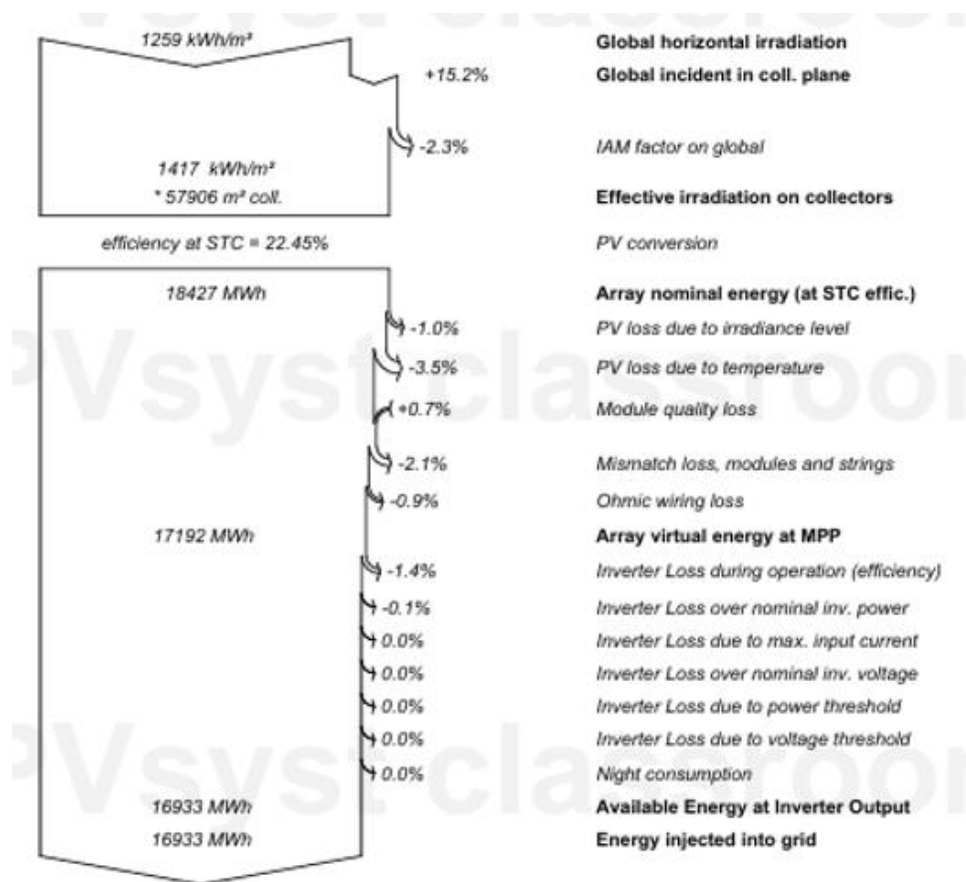


Fuente: PVSyst

A través del sistema PVSyst se obtiene que la superficie necesaria para su instalación es de 57.906 m², por lo que se busca dentro de los límites del parque eólico una zona lo mas llana posible y libre de sombras para su instalación.

8.2.7. Diagrama de pérdidas

A través del análisis del diagrama de pérdidas se comprueba que la eficiencia de los módulos es muy elevada (22,45%), ya que se trata de módulos de alta eficiencia, de los de mayor eficiencia dentro del mercado. Por otra parte, se observa que el nivel de irradiación global horizontal es mayor respecto a valores típicos para la zona de estudio. Con el estudio de estos datos se verifica que la simulación realizada a través del software PVSyst es correcta y plausible con la realidad de la ubicación.

Figura 33. Diagrama de pérdidas de la instalación.

Fuente: PVSyst

A modo de resumen se facilita la siguiente tabla con los principales parámetros del sistema.

Tabla 4. Parámetros principales de la instalación solar fotovoltaica.

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia pico instalada	13	MW
Nº de Módulos	22.416	
Modelo de Módulo	JKM580N-72HL4	
Potencia módulo	580	W
Configuración de strings	934 x 24 módulos	
Nº de estructuras de soporte	5604	
Modelo de soporte	SUNFER 13V4 KIT 20º-35º	
Modelo inversor	Siemens Sinacon PV2000	
Nº de inversores	6	
Producción Anual estimada	16.933	MWh/año
Factor de capacidad	14%	
Inclinación paneles	35º	
Performance Ratio	89,83%	

Fuente: Elaboración propia

8.3. Sistema de electrolisis

Para realizar la instalación de la planta de electrólisis en la ubicación de la antigua central térmica de Soto de Ribera, se realiza una parte de reconversión de la estructura existente, de esta manera se optimizan costes, se acelera la implantación del proyecto y se confiere al mismo un importante componente de economía circular.

De las instalaciones existentes se reaprovechan para este proyecto las conexiones a la red eléctrica y la subestación propia. De esta forma, se facilita la alimentación del electrolizador desde el parque híbrido eólico/fotovoltaico ideado en Belmonte.

La producción de hidrógeno por electrólisis requiere agua desmineralizada, según los cálculos 19,7 m³/día, y sistemas de refrigeración. Como la central térmica ya disponía de infraestructura para tratamiento de agua, estos se pueden reutilizar para dar soporte a las nuevas funciones requeridas.

Algunos edificios auxiliares, como las salas de control, almacenes o talleres serán rehabilitados para albergar las necesidades de la nueva instalación, como sistemas de compresión o almacenamiento de H₂. Además, como la zona ya cuenta con categoría de suelo industrial, permite agilizar permisos y reducir el impacto ambiental del proyecto.

Además, la infraestructura de carreteras y conexión por ferrocarril existente en la zona, permite la facilidad de transporte de los componentes del electrolizador durante la fase de construcción y de distribución del hidrógeno una vez que la planta se encuentre en funcionamiento.

Por otra parte, para llevar a cabo el proyecto será necesaria la instalación de nuevos equipos que permitan producir, gestionar y almacenar el hidrógeno verde.

Se instala un electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM) de 5 MW, este tipo de electrolizadores es ideal para el acoplamiento con energías renovables debido a su rápida respuesta a fluctuaciones. A través de él, se consigue una elevada pureza del hidrógeno obtenido (>99,97%) y un bajo consumo de agua desmineralizada. Además, es escalable en futuras fases.

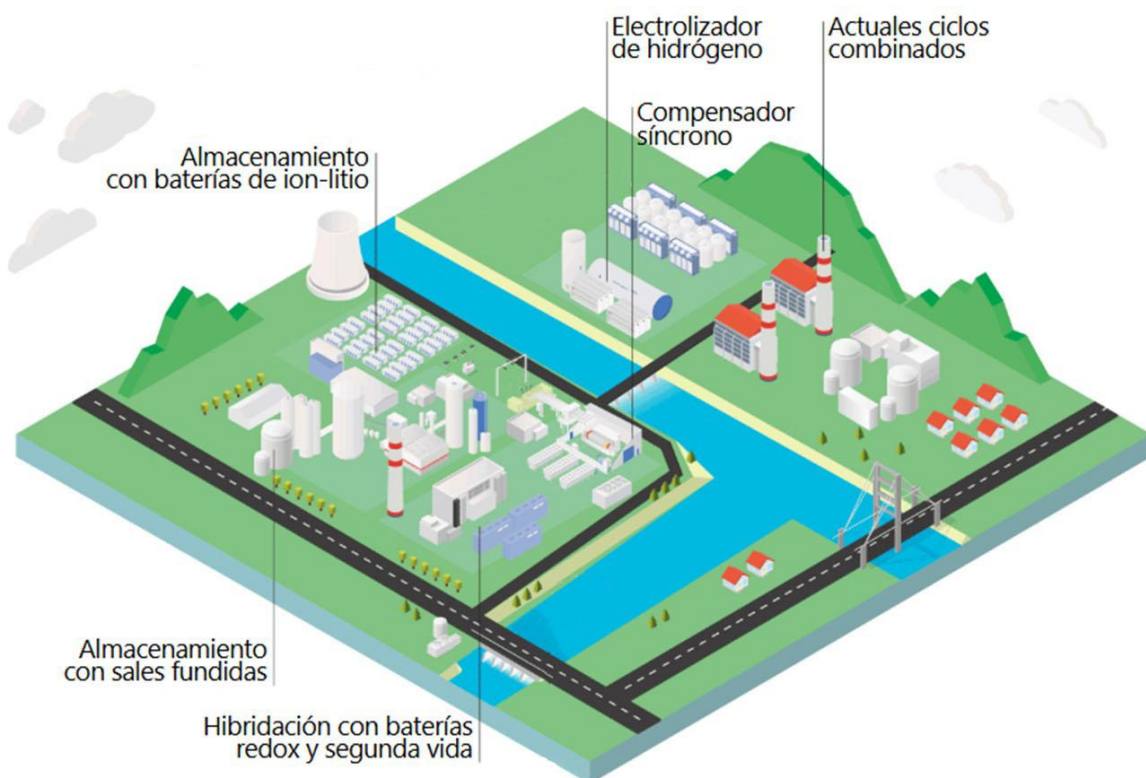
Para estabilizar la red eléctrica ante la intermitencia de las renovables, es necesaria la instalación de un compensador síncrono que proporciona inercia rotacional y potencia

Diseño de un sistema híbrido eólico/fotovoltaico para la generación de hidrógeno verde mediante hidrólisis de agua reactiva, de esta manera mitiga las fluctuaciones de frecuencia y tensión causadas por la integración del electrolizador y las energías renovables.

A la hora de proporcionar un suministro estable al electrolizador y optimizar el uso de energía renovable se opta por un sistema híbrido de almacenamiento, que aglutina diversos métodos de almacenamiento por baterías (Baterías Lion-litio, Baterías de flujo Redox) y almacenamiento térmico en sales fundidas.

Por último, se hace necesaria la instalación de sistemas de compresión de H_2 para poder almacenar y transportar el hidrógeno producido. También es posible el desarrollo de una hidrogenera para el repostaje de vehículos de hidrógeno o el aprovechamiento de las estructuras existentes en la zona para inyectar H_2 en la red de gas natural (Blending).

Figura 34. Disposición de la planta de electrolisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de (EDP España, 2024)

8.4. Sistema híbrido de generación de hidrógeno verde

En este apartado se va a mostrar donde se ubicarán los equipos a construir. Primero se detalla en qué zona del parque eólico de Belmonte de Miranda se debe instalar, como se ha comentado para la zona hacen falta 57.906 m² de terreno y se busca una zona lo más llana posible para facilitar los trabajos de adecuación de terreno.

Figura 35. Ubicación parque solar fotovoltaico.



Fuente: Elaboración propia. Google Maps

En cuanto a la instalación de la planta de electrolisis se debe instalar el electrolizador, los sistemas de almacenamiento y el compensador síncrono.

Figura 36. *Ubicación planta electrolisis.*



Fuente: Elaboración propia. Google Maps

9. Análisis económico

En este apartado se realizará un estudio económico que detallará la viabilidad del proyecto de estudio, teniendo en cuenta la energía desaprovechada de la instalación fotovoltaica y la producida por la instalación solar fotovoltaica diseñada y los costes de los componentes necesarios. Quedan fuera de este análisis los costes necesarios de obra civil.

9.1. Balance económico actual

La instalación del Parque Eólico de Belmonte cuenta con una potencia instalada de 34,85 MW, como el curtailment estimado en los parques eólicos en España se sitúa actualmente entre el 2-5% y teniendo en cuenta que a medida que se vayan integrando más plantas de generación de energías renovables este porcentaje va a ir en aumento, con una estimación de curtailment del 5% y con un precio medio de la energía de 90€/MWh, se estiman unas pérdidas anuales de:

$$34,85MW \cdot 8760 h \cdot 0,05 = 15.264,3 \frac{MWh}{año} \text{ perdido por curtailment en el PE Belmonte}$$

$$15.264,3 \frac{MWh}{año} \cdot \frac{90€}{1MWh} = 1.373.787 € \text{ pérdidas/año}$$

9.2. Inversiones

En el siguiente epígrafe se va a llevar a cabo el estudio de las inversiones necesarias para llevar a cabo el proyecto.

9.2.1. Sistema eólico

Como el sistema eólico ya está instalado y en funcionamiento no es necesaria ninguna inversión adicional

9.2.2. Sistema solar fotovoltaico

Para realizar la hibridación del parque eólico con un sistema solar fotovoltaico y proporcionar la energía necesaria para abastecer la demanda anual de hidrógeno estimada se debe instalar un parque solar fotovoltaico de 13 MW. Para ello se debe instalar:

9.2.2.1. Módulos

Se requiere la instalación de 22.416 módulos JKM580N-72HL4 de 580 W de potencia, con un coste unitario de 153,27€, haciendo un total de inversión requerida de:

$$Inversión\ Módulos = 22.416\ módulos \cdot 153,27\ \text{€}/módulo = 3.435.700,32\ \text{€}$$

9.2.2.2. Soportes

Los soportes escogidos para la instalación del parque solar fotovoltaico son SUNFER 13V4 KIT 20º-35º, con un número total de soportes de 5604 y un coste unitario de 255,93€, siendo requerida una inversión total de:

$$Inversión\ Soportes = 5.604\ soportes \cdot 255,93\ \text{€}/soporte = 1.434.231,72\ \text{€}$$

9.2.2.3. Inversores

Por último, se hace necesaria la instalación de 6 inversores Siemens Sinacon 2000 PV con un coste unitario de 1.935.000€, por lo que su coste total será

$$Inversión\ Inversores = 6\ inversores \cdot 1.935\ \text{€}/inversor = 11.610\ \text{€}$$

9.2.3. Electrolizador

Actualmente, el coste del electrolizador se sitúa en torno a unos 300€/KW instalado, por lo que el coste del electrolizador de 5 MW de potencia instalado requerido en el proyecto será de:

$$Coste\ electrolizador = 5.000\ KW\ instalados \cdot 300\ \text{€}/KW = 1.500.000\ \text{€}$$

9.3. Balance económico con electrolizador

La energía total requerida para producir 600 toneladas de hidrógeno al año es de 31.200 MWh/año. Después de los análisis realizados se estima que la energía proveniente del curtailment de la instalación eólica existente será de unos 15.264,3 MWh/año. Mientras que a través de la construcción de la planta solar fotovoltaica se generarán 16.933 MWh/año según la simulación realizada a través de PVSyst.

Como el precio del hidrógeno renovable se encuentra entre 3-6€/Kg, los ingresos anuales estimados serán:

$$600.000 \text{ Kg } H_2 \cdot \frac{3 \text{ €}}{1 \text{ Kg } H_2} = 1.800.000 \text{ €}$$

$$600.000 \text{ Kg } H_2 \cdot \frac{6 \text{ €}}{1 \text{ Kg } H_2} = 3.600.000 \text{ €}$$

En la siguiente tabla se detalla la inversión inicial necesaria y los costes operativos anuales, para dar consistencia a los datos del trabajo se decide realizar los cálculos con los costes calculados en la sección 8.2.4 Balance económico de la instalación solar fotovoltaica. Con estos datos, se calcula el beneficio bruto anual y posteriormente el retorno de la inversión (Pay-Back).

Tabla 5. Costes de inversión y beneficio bruto anual del proyecto.

Concepto	Coste
Módulos	3.435.700,32 €
Soportes	1.434.231,72 €
Inversores	11.610 €
Otros	3.060.928,20 €
Total Parque solar Fotovoltaico	7.948.470,24 €
Electrolizador	1.500.000€
Coste inversión inicial	9.448.470,24 €
Coste anual mantenimiento	151.660,47 €/año
Beneficio anual	1.800.000€ - 3.600.000€
Beneficio bruto anual	1.648.339,53€ - 3.448.339,53 €

Fuente: Elaboración propia

Por lo que el retorno de la inversión en el caso más desfavorable (Precio Kg H₂= 3€) sería:

$$Pay - Back = \frac{9.448.470.24 \text{ €}}{1.648.339,53 \text{ €/año}} = 5,73 \text{ años}$$

Mientras que para el caso más favorable (Precio Kg H₂= 6€) el periodo de retorno de la inversión se reduciría a:

$$Pay - Back = \frac{9.448.470.24 \text{ €€}}{3.448.339,53 \text{ €/año}} = 2,74 \text{ años}$$

Este balance demuestra la viabilidad económica del proyecto, destacando la rentabilidad de aprovechar la energía perdida por curtailment para la generación de hidrógeno renovable.

9.4.Financiación Proyectos Europeos

Este proyecto se enmarca estratégicamente dentro de las prioridades y políticas clave de la Unión Europea (UE) para la transición energética y la descarbonización, objetivos centrales del Pacto Verde Europeo (European Green Deal). La UE ha establecido metas ambiciosas, como la reducción del 55% en las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030 y la neutralidad climática para 2050. En este contexto, iniciativas innovadoras como la propuesta en este proyecto, no solo contribuyen a estos objetivos, sino que también se posicionan como candidatas ideales para acceder a múltiples programas de financiación europeos.

1. Fondos de Innovación de la UE: Los Fondos de Innovación de la UE representan uno de los instrumentos financieros más importantes para proyectos pioneros en tecnologías bajas en carbono. Con un presupuesto de más de 40.000 millones de euros para el período 2020-2030, este fondo está diseñado para apoyar la comercialización de soluciones innovadoras en energías renovables, almacenamiento de energía y procesos industriales limpios. Nuestro proyecto, al enfocarse en el aprovechamiento de los curtailments de un parque eólico existente y su hibridación con un parque solar fotovoltaico para generar una corriente eléctrica estable de manera horaria y de forma estacional para generar hidrógeno verde, cumple con los criterios de innovación y escalabilidad requeridos. Además, el fondo prioriza proyectos con potencial para reducir emisiones de manera significativa, lo que refuerza la elegibilidad de nuestra propuesta.

2. Programa Horizonte Europa: Dentro del pilar Clima, Energía y Movilidad de Horizonte Europa, el programa destina fondos considerables a la investigación y desarrollo de energías limpias, incluyendo el hidrógeno renovable. En particular, el Cluster 5 de Horizonte Europa, con un presupuesto de 15.100 millones de euros, financia proyectos que aceleren la transición energética. Nuestra iniciativa podría integrarse en convocatorias específicas, como aquellas relacionadas con la integración de sistemas de energía renovable o la optimización de cadenas de suministro sostenibles. La participación en consorcios internacionales, facilitada por este programa, no solo proporcionaría financiación, sino también acceso a redes de conocimiento y colaboración con actores líderes en el sector.
3. NextGenerationEU y el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia: NextGenerationEU, con 750.000 millones de euros, es el mayor paquete de estímulo económico de la historia de la UE. Los Estados miembros han destinado una parte significativa de sus planes nacionales de recuperación (financiados por este mecanismo) a la transición energética. Por ejemplo, España asignó el 40% de sus fondos a proyectos verdes bajo el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Nuestro proyecto podría alinearse con las líneas estratégicas de estos planes, especialmente en áreas como la eficiencia energética, la descarbonización industrial o el despliegue de infraestructuras de energías renovables. La ventaja de estos fondos radica en su enfoque en la creación de empleo y la recuperación económica, lo que añadiría un valor social adicional a nuestra propuesta.
4. Banco Europeo de Inversiones (BEI) y Financiación Sostenible: El BEI, conocido como el banco climático de la UE, ha incrementado su apoyo a proyectos sostenibles mediante instrumentos flexibles como préstamos a tasas preferenciales, garantías y productos de capital riesgo. En 2022, el BEI destinó más del 50% de su financiación anual a acciones climáticas y sostenibilidad. Nuestro proyecto podría beneficiarse de líneas como InvestEU, que moviliza inversiones privadas para complementar fondos públicos, o del Fondo para la Transición Justa, enfocado en regiones con mayores desafíos en la descarbonización.
5. Clean Energy Transition Partnership (CETPartnership): El CETPartnership financia proyectos innovadores que impulsen la transición hacia un sistema energético limpio, eficiente y sostenible. Dentro de este programa de financiación el proyecto se enmarca

a la perfección ya que busca aprovechar los excedentes renovables (curtailments) para optimizar las instalaciones de energía limpia y generar hidrógeno verde, que está llamado a ser el vector energético del futuro.

La obtención de cualquiera de estas ayudas no solo mejoraría la viabilidad financiera del proyecto, sino que también reforzaría su credibilidad y alcance. Por ejemplo, los fondos no reembolsables del Fondo de Innovación podrían cubrir hasta el 60% de los costes de capital, mientras que los instrumentos del BEI reducirían el coste de financiación. Además, la participación en programas como Horizonte Europa abriría puertas a mercados internacionales y oportunidades de cooperación con centros de investigación y empresas líderes.

En conclusión, la alineación del proyecto con las políticas europeas no solo facilita el acceso a financiación, sino que también lo posiciona como un contribuyente activo a los objetivos climáticos globales, aumentando su atractivo para inversores y stakeholders comprometidos con la sostenibilidad.

10. Análisis ambiental

En el siguiente epígrafe, se realiza el estudio del impacto ambiental de las instalaciones requeridas en el proyecto.

10.1. Impacto del sistema eólico

El parque eólico de Belmonte ya se encuentra construido y en operación, cuya potencia instalada es de 34,85 MW. Su principal impacto ambiental (construcción, ocupación del suelo, etc) ya ha sido estudiado y evaluado durante su fase de desarrollo. Como no se requieren de nuevas intervenciones no existe un impacto adicional.

10.2. Sistema solar fotovoltaico

El sistema solar fotovoltaico se instalará dentro del área ya ocupada por el parque eólico, de esta manera se aprovechan terrenos no utilizados y se comparte la infraestructura eléctrica existente (líneas de evacuación y subestación eléctrica).

Al evitar construir la instalación sobre nuevos suelos, se reduce la alteración de ecosistemas y suelos con uso agrícola y al compartir la línea eléctrica existente de conexión con la subestación de Soto de Ribera se evitan pérdidas adicionales e impacto visual que requeriría la construcción de una línea eléctrica individual.

La planta solar fotovoltaica evita una emisión de 3.387 tCO₂/año. Mientras que los impactos asociados a la fabricación de los paneles solares fotovoltaicos se estiman en unos 50gCO₂/kWh, que serán compensados en menos de un año de operación.

11. Resultados

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en el estudio de diseño del sistema híbrido eólico/fotovoltaico para la generación de hidrógeno verde. Los resultados se presentan a partir de tablas resumen y se analizan sus resultados en relación con los objetivos planteados.

Tabla 6. *Producción energética.*

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia instalada eólica	34,85	MW
Potencia instalada solar	13	MW
Factor de capacidad eólico	28%	-
Factor de capacidad solar	14%	-
Generación anual eólica	85.480	MWh/año
Generación anual solar	16.933	MWh/año
Curtailement aprovechado (5%)	15.264,30	MWh/año
Energía total disponible	32.197,30	MWh/año
Demanda energética electrolizador	31.200	MWh/año
Excedente energético	997,3	MWh/año

Fuente: Elaboración propia

El sistema híbrido planteado logra cubrir la demanda total de energía del electrolizador con un excedente de 997,3 MWh/año. El aprovechamiento del curtailement eólico representa un 49% de la energía requerida, de esta manera se demuestra la importancia del aprovechamiento de esta energía inicialmente “perdida” y la eficiencia de la hibridación.

Tabla 7. *Producción de hidrógeno verde.*

Parámetro	Valor	Unidad
Producción anual objetivo	600	ton H ₂ /año
Consumo específico de energía	52	kWh/kg H ₂
Hidrógeno generado por curtailement	293.544	kg H ₂ /año
Hidrógeno generado por solar	306.456	kg H ₂ /año
Total producido	600.000	kg H ₂ /año

Fuente: Elaboración propia

La combinación de la energía eólica aprovechada por curtailement y solar permite alcanzar el objetivo planteado de producir 600 toneladas de H₂/año. De esta manera se comprueba la viabilidad técnica del proyecto.

Tabla 8. *Análisis económico resumido.*

Concepto	Coste/Ingreso	Unidad
Inversión inicial (solar + electrolizador)	9.448.470,24	€
Coste anual de mantenimiento	151.660,47	€/año
Ingresos anuales (3-6 €/kg H₂)	1.800.000 - 3.600.000	€/año
Beneficio bruto anual	1.648.339,53€ - 3.448.339,53	€/año
Retorno de inversión (Pay-Back)	2,74 – 5,73	Años

Fuente: Elaboración propia

Con un Pay-Back entre 2,74 y 5,73 años dependiendo del precio del hidrógeno se demuestra la viabilidad económica del proyecto. Como se observa en el análisis económico la inversión requerida se recupera en un periodo corto de tiempo, especialmente si se accede a proyectos de financiación europea.

El trabajo demuestra que el aprovechamiento de la energía desperdiciada por curtailment mejora la rentabilidad del parque eólico y reduce las pérdidas económicas debidas a este hecho. Además, la hibridación eólica y solar optimiza el uso de las infraestructuras existentes y reduce la intermitencia de ambas tecnologías. De esta manera, se garantiza un suministro estable al electrolizador.

Las limitaciones que se han producido en este análisis son que los cálculos dependen de estimaciones de curtailment y no de datos reales anuales y que no se han incluido los costes de obra civil y conexiones de la planta de electrolisis ni costes derivados de permisos administrativos.

Como futuras líneas de trabajo se propone:

- Estudiar la segunda hipótesis planteada en el presente documento, que se basa en la construcción expreso de dos plantas independientes solar – fotovoltaica desde cero y poder realizar un análisis comparativo entre ambas soluciones.
- Realizar el estudio sobre otras plantas de energía renovable que se encuentren conectadas a la subestación de Soto de Ribera y que tengan curtailments asociados. De esta manera se aprovecharía la energía desperdiciada en otras instalaciones y haría aún más rentable el proyecto desde puntos de vista económicos y ambientales.
- Analizar la integración de la planta de electrólisis con las redes de distribución de hidrógeno existentes y proyectadas.

12. Conclusiones

El presente trabajo demuestra que el aprovechamiento del curtailment de sistemas de energías renovables para la producción de hidrógeno verde es un potencial recurso para conseguir una transición energética justa hacia un sistema descarbonizado y sostenible.

En la realización de este proyecto se ha instaurado un modelo de economía circular en todas las fases de desarrollo, empezando por la reutilización de recursos e infraestructura de la central térmica de Soto de Ribera para convertirla una planta de electrólisis de agua, aprovechando su ubicación y acceso permanente al agua y a la subestación de Soto de Ribera, el aprovechamiento de energía desperdiciada por excedentes o la hibridación con un parque solar fotovoltaico en el área del parque eólico de Belmonte, con el fin de aprovechar terreno inutilizado y la estructura eléctrica disponible.

También se evidencia que integración entre diversas tecnologías permite obtener sinergias entre los sistemas maximizando el uso de los recursos y minimizando los impactos ambientales asociados. Estas sinergias permiten mejorar la estabilidad de la red y el aprovechamiento de excedentes energéticos de energía limpia inutilizados.

Además, el estudio confirma que estas estrategias están alineadas con las políticas de transición energética y descarbonización, tanto a nivel nacional como internacional. Al reducir la dependencia de combustibles fósiles y promover la reutilización de recursos dentro del ciclo energético, se contribuye directamente a los objetivos del Acuerdo de París, la Agenda 2030 y los planes de neutralidad climática. La gestión inteligente del curtailment, en particular, refuerza el compromiso con una transición justa y eficiente, donde la energía renovable se aprovecha en su totalidad sin sacrificar la rentabilidad del sistema.

En conclusión, este trabajo subraya la importancia de adoptar un enfoque holístico que combine innovación técnica, economía circular y cooperación entre sectores para acelerar la descarbonización.

Tras depositar el TFM, retomar el contacto con la empresa que gestiona el parque de Belmonte, para analizar la posibilidad de implementar este sistema de aprovechamiento de los curtailments.

Diseño de un sistema híbrido eólico/fotovoltaico para la generación de hidrógeno verde mediante hidrólisis de agua

Este TFM se ha integrado en una solicitud de proyecto europeo del Vicerrectorado de Proyectos Internacionales titulado “Digital tools for the sustainable production of green hydrogen in Europe”, que va a ser presentado en la próxima convocatoria de ayuda europea CETPartnership Joint Call 2025 (CM2025-02).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BP. (2023). *Statistical Review of World Energy 2023*. . Obtenido de <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- EDP España. (2024). *Proyectos de transformación de las centrales de EDP*. Obtenido de https://www.edp.com/es/europa/espana/proyectos/proyectos-transicion-energetica/proyectos-transformacion-centrales-edp?tab=743576_tab
- Enagás. (2024). *[Presentación]. 2º Día del Hidrógeno*. . Obtenido de <https://www.enagas.es>
- ENTSO-E. (2023). *Technical report on renewable integration and curtailment in Europe*. . Obtenido de <https://www.entsoe.eu>
- European Commision. (2019). *The European Green Deal. COM(2019) 640 final*. Obtenido de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640>
- European Commission. (2020). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. COM(2020) 301 final*. . Obtenido de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>
- Holst, M. A. (2021). *Cost forecast for low-temperature electrolysis – Technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE*.
- Hydrogen Council. (2022). *Hydrogen Insights 2022: Executive Summary*.
- IEA. (2019). *Global Hydrogen Review 2019. International Energy Agency*. . Obtenido de <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2019>
- IEA. (2021). *Global Hydrogen Review 2021. International Energy Agency*. . Obtenido de <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
- IEA. (2024). *Global Hydrogen Review 2024. International Energy Agency*. . Obtenido de <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
- IPCC. (2023). *Climate Change 2023: Synthesis Report. Intergovernmental Panel on Climate Change*. Obtenido de <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/>

- IRENA . (2022). *World energy transitions outlook 2022: Limiting global temperature rise to 1.5°C*. International Renewable Energy Agency. . Obtenido de <https://www.irena.org/publications/2022/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2022>
- IRENA. (2020). *Green hydrogen: A guide to policy making*. International Renewable Energy Agency. . Obtenido de <https://www.irena.org/publications/2020/Nov/Green-hydrogen>
- López Prol, J. &.-P. (2021). *Annual Review of Resource Economics. The Economics of Variable Renewable Energy and Electricity Storage*.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [MITECO]. (2020). *Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable*. Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/horariodahidrogeno.aspx>
- Morante, J. R. (2020). *Hidrógeno: Vector energético de una economía descarbonizada*. Fundación Naturgy.
- Ojea, L. (2025). *Cáceres, Zaragoza, La Coruña y Cuenca: las provincias con más congestión de red de España, un tapón para más renovables*. Obtenido de https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20250322/caceres-zaragoza-coruna-cuenca-provincias-congestion-red-espana-tapon-renovables/932906978_0.html
- Red Eléctrica de España (REE). (2023). *El sistema eléctrico español 2022*. . Obtenido de <https://www.ree.es>
- Ruiz, R. G. (2025). *Optimize Energy*. Obtenido de https://www.linkedin.com/posts/rogarui_curtailment-fotovoltaico-e%C3%B3lico-activity-7324832687997759489-Bfjk/?originalSubdomain=es
- United Nations. (1998). *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*. . Obtenido de <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>

ANEXO A. INFORME PVSYST



PVsyst V8.0.13

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 13.00 MWp

Pontigo - Spain

Author

Universidad Internacional de la Rioja (UNIR) (Spain)

**Project: TFM****Variant: Nueva variante de simulación**

PVsyst V8.0.13

VC1, Simulation date:
15/07/25 22:46
with V8.0.13

Universidad Internacional de la Rioja (UNIR) (Spain)

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Pontigo	Latitude 43.29 °(N)	Albedo 0.20
España	Longitude -6.28 °(W)	
	Altitude 866 m	
	Time zone UTC+1	
Weather data		
Pontigo		
Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=100% - Sintético		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
Orientation #1	Near Shadings	User's needs	
Fixed plane	no Shadings	Unlimited load (grid)	
Tilt/Azimuth 35 / 0 °			
System information			
PV Array		Inverters	
Nb. of modules 22416 units		Nb. of units 6 units	
Pnom total 13.00 MWp		Total power 12000 kWac	
		Pnom ratio 1.08	

Results summary

Produced Energy	16933 MWh/year	Specific production	1302 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	89.83 %
------------------------	----------------	----------------------------	-------------------	-----------------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
P50 - P90 evaluation	7
Single-line diagram	8
Cost of the system	9
Financial analysis	11
CO ₂ Emission Balance	14



Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.13

VC1, Simulation date:
15/07/25 22:46
with V8.0.13

Universidad Internacional de la Rioja (UNIR) (Spain)

General parameters		
Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
Orientation #1	Models used	Horizon
Fixed plane	Transposition	Free Horizon
Tilt/Azimuth	Diffuse	Perez, Meteonorm
35 / 0 °	Circumsolar	separate
Near Shadings	User's needs	
no Shadings	Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics			
PV module	Generic	Inverter	Generic
Manufacturer		Manufacturer	
Model	JKM-580N-72HL4-BDV	Model	Sinacon PV2000
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	580 Wp	Unit Nom. Power	2000 kWac
Number of PV modules	22416 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	13.00 MWp	Total power	12000 kWac
Modules	934 string x 24 In series	Operating voltage	802-1500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.08
Pmpp	12.06 MWp		
U mpp	944 V		
I mpp	12776 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	13001 kWp	Total power	12000 kWac
Total	22416 modules	Number of inverters	6 units
Module area	57906 m²	Pnom ratio	1.08

Array losses			
Thermal Loss factor	DC wiring losses	Module Quality Loss	
Module temperature according to irradiance	Global array res.	1.2 mΩ	Loss Fraction
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.50 % at STC
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
Module mismatch losses	Strings Mismatch loss		
Loss Fraction	2.00 % at MPP	Loss Fraction	0.15 %
IAM loss factor			
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290			
0°	30°	50°	60°
1.000	0.999	0.987	0.963
			70°
			0.892
			75°
			0.814
			80°
			0.679
			85°
			0.438
			90°
			0.000



Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.13

VC1, Simulation date:
15/07/25 22:46
with V8.0.13

Universidad Internacional de la Rioja (UNIR) (Spain)

Main results

System Production

Produced Energy 16933 MWh/year

Specific production

1302 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR

89.83 %

Economic evaluation

Investment

Global 7.938.795.24 EUR

Yearly cost

Annuities

195.357.61 EUR/yr

LCOE

Energy cost

0.03 EUR/kWh

Specific 0.61 EUR/Wp

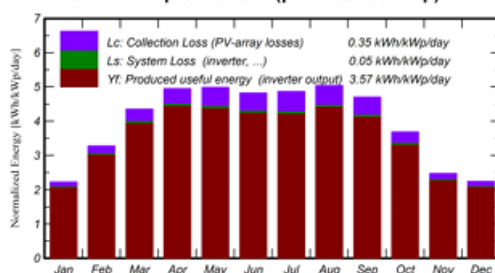
Run. costs

127.066.88 EUR/yr

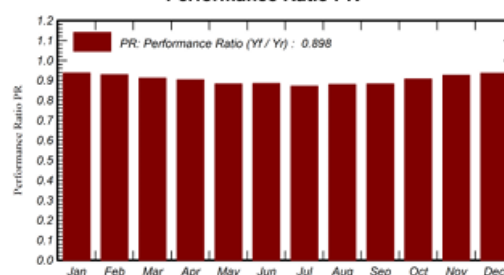
Payback period

11.7 years

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	43.0	25.19	4.39	69.1	67.9	854	842	0.937
February	62.9	29.79	5.40	91.7	90.2	1123	1107	0.928
March	105.9	49.74	8.33	134.9	132.2	1622	1599	0.912
April	137.2	67.69	10.35	148.5	144.9	1769	1744	0.903
May	157.8	63.35	13.92	154.7	150.7	1800	1774	0.882
June	155.9	90.37	18.05	144.7	140.5	1688	1665	0.885
July	159.3	79.72	20.29	150.9	146.6	1735	1710	0.872
August	149.9	77.19	20.12	156.4	152.6	1814	1789	0.880
September	117.6	51.11	17.06	141.1	138.1	1643	1619	0.882
October	82.0	40.11	12.82	114.2	112.1	1365	1346	0.906
November	47.6	26.82	7.48	74.3	73.0	908	895	0.926
December	39.4	21.17	5.03	69.4	68.3	857	845	0.936
Year	1258.5	622.25	11.98	1449.9	1417.1	17179	16933	0.898

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio

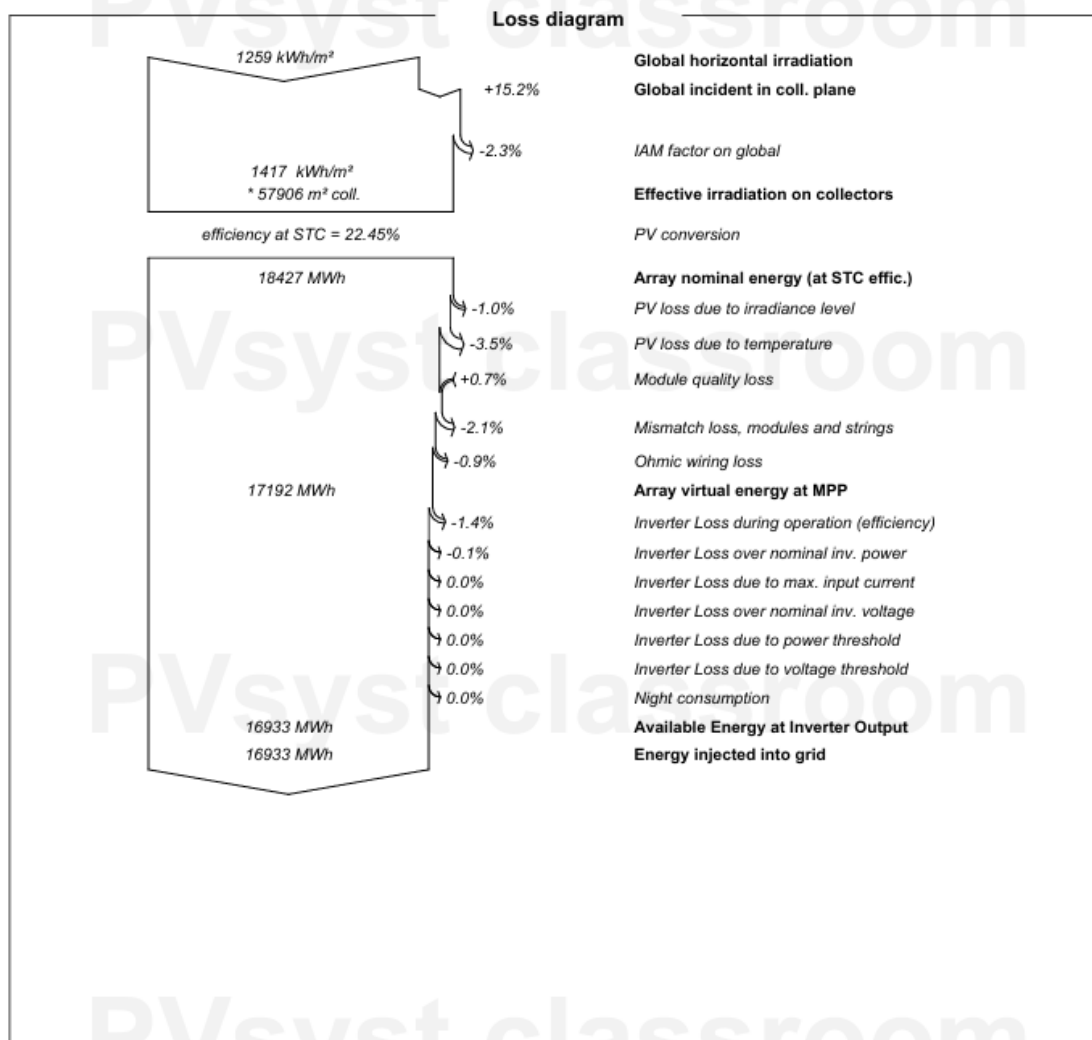
**Project: TFM**

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.13

VC1, Simulation date:
15/07/25 22:46
with V8.0.13

Universidad Internacional de la Rioja (UNIR) (Spain)





PVsyst V8.0.13
VC1, Simulation date:
15/07/25 22:46
with V8.0.13

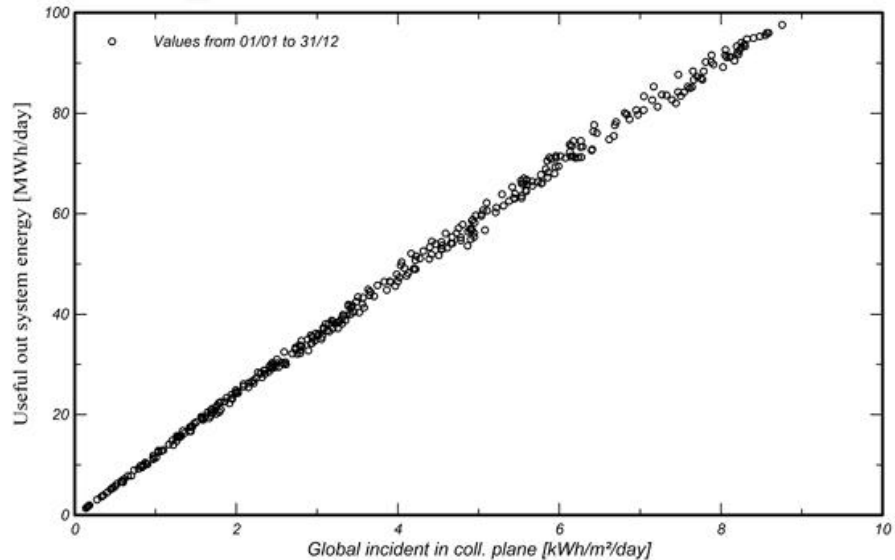
Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

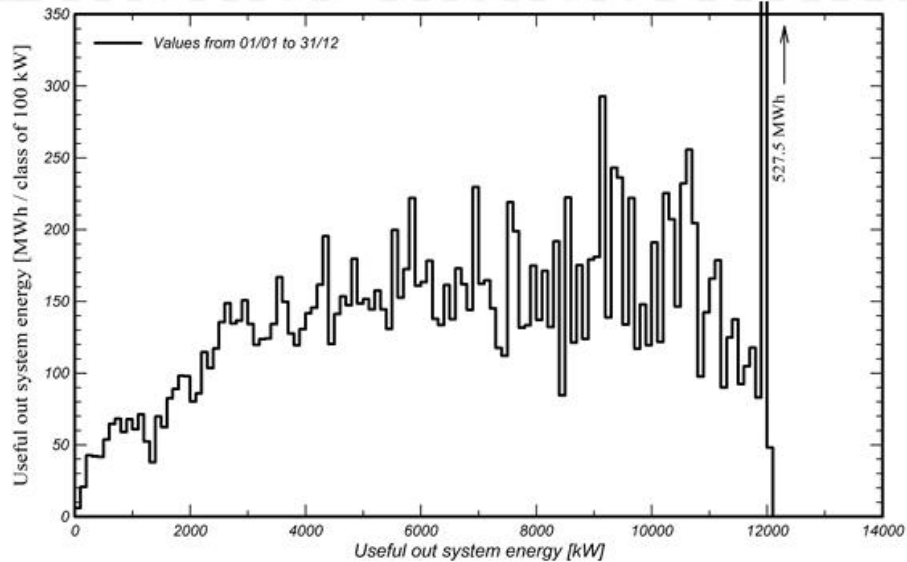
Universidad Internacional de la Rioja (UNIR) (Spain)

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



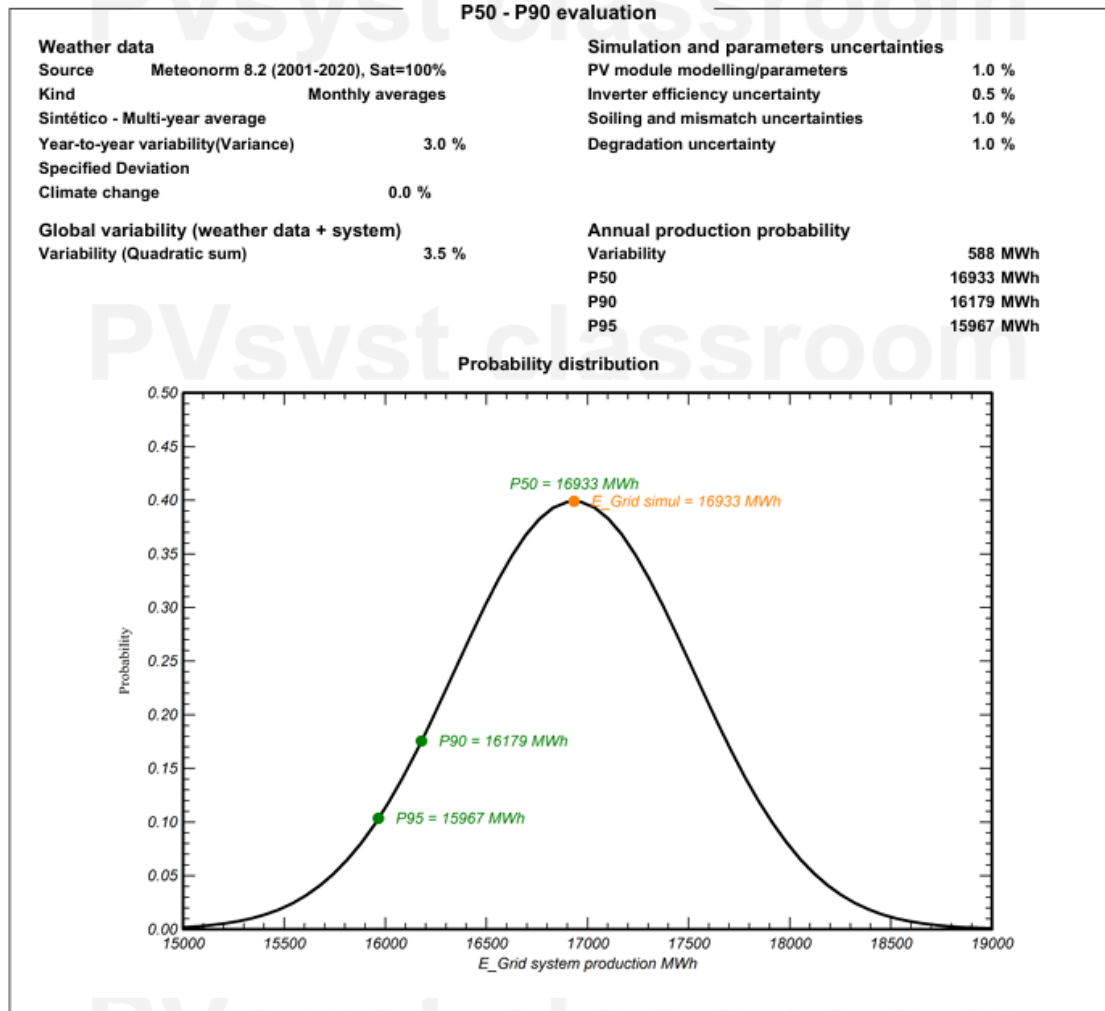


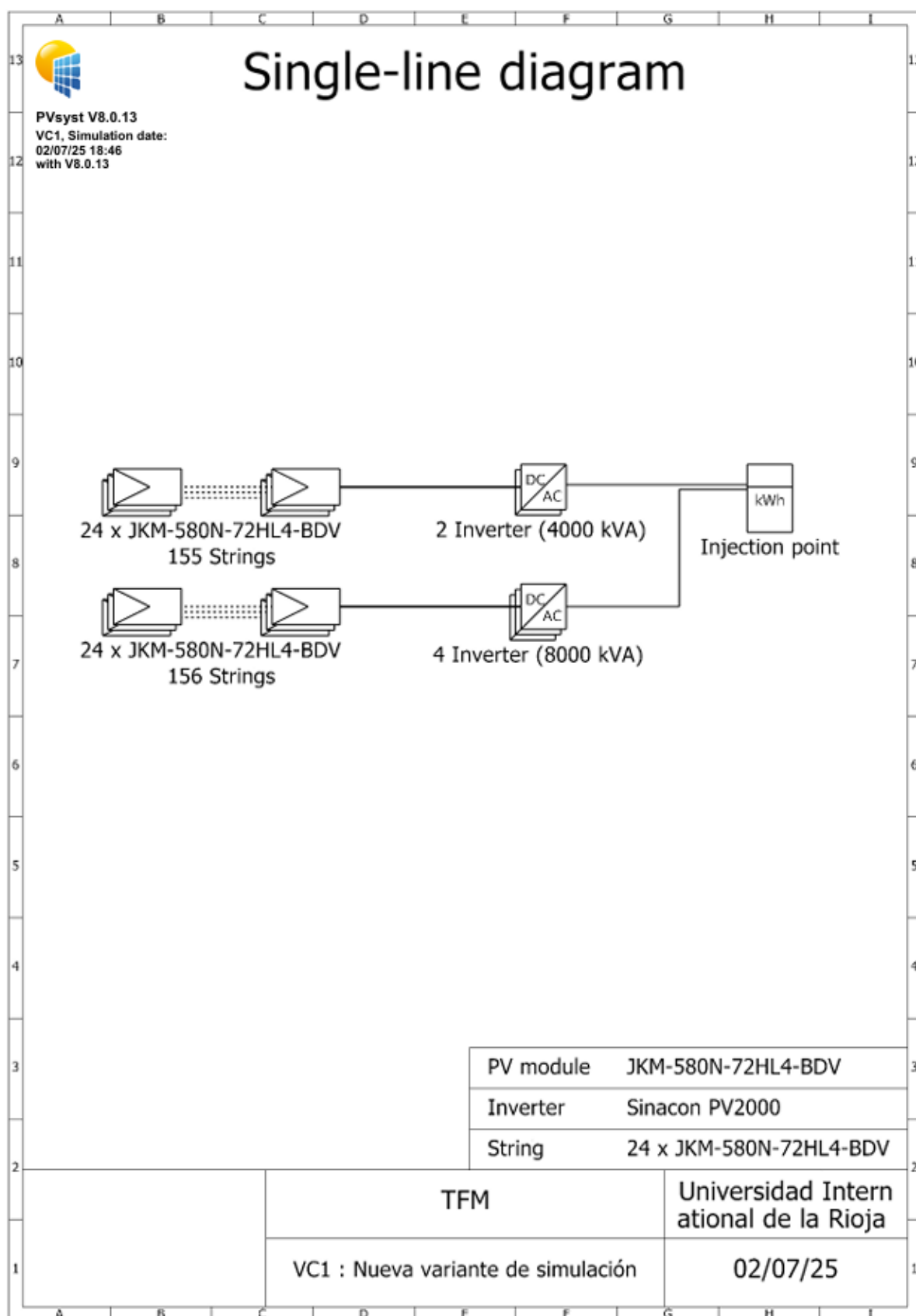
PVsyst V8.0.13
 VC1, Simulation date:
 15/07/25 22:46
 with V8.0.13

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

Universidad Internacional de la Rioja (UNIR) (Spain)







PVsyst V8.0.13
VC1, Simulation date:
15/07/25 22:46
with V8.0.13

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

Universidad Internacional de la Rioja (UNIR) (Spain)

Cost of the system

Installation costs

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
PV modules			
JKM-580N-72HL4-BDV	22416	153.27	3.435.700.32
Supports for modules	5604	255.93	1.434.231.72
Inverters			
Sinacon PV2000	6	322.50	1.935.00
Other components			
Accessories, fasteners	22416	0.20	4.483.20
Wiring	12000	2.00	24.000.00
Combiner box	934	25.00	23.350.00
Monitoring system, display screen	1	20.000.00	20.000.00
Measurement system, pyranometer	2	1.200.00	2.400.00
Surge arrester	5	750.00	3.750.00
Studies and analysis			
Engineering	13001	5.00	65.005.00
Permitting and other admin. Fees	1	15.000.00	15.000.00
Environmental studies	1	1.000.00	1.000.00
Economic analysis	1	2.000.00	2.000.00
Installation			
Global installation cost per module	22416	90.00	2.017.440.00
Global installation cost per inverter	6	50.000.00	300.000.00
Transport	1	300.000.00	300.000.00
Grid connection	1	80.000.00	80.000.00
Insurance			
Building insurance	1	30.000.00	30.000.00
Transport insurance	1	1.000.00	1.000.00
Liability insurance	1	10.000.00	10.000.00
Land costs			
Land preparation	1	60.000.00	60.000.00
Land taxes	1	0.00	1.500.00
Taxes			
VAT	1	0.00	21.000.00
Local taxes	1	0.00	85.000.00
		Total	7.938.795.24
		Depreciable asset	4.876.350.24

Operating costs

Item	Total EUR/year
Maintenance	
Salaries	55.000.00
Repairs	8.000.00
Cleaning	20.000.00
Security fund	10.000.00
Total (OPEX)	93.000.00
Including inflation (2.50%)	127.066.88



PVsyst V8.0.13
VC1, Simulation date:
15/07/25 22:46
with V8.0.13

Project: TFM
Variant: Nueva variante de simulación

Universidad Internacional de la Rioja (UNIR) (Spain)

Cost of the system	
System summary	
Total installation cost	7.938.795.24 EUR
Operating costs (incl. inflation 2.50%/year)	127.066.88 EUR/year
Produced Energy	16936 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.0299 EUR/kWh



PVsyst V8.0.13
 VC1, Simulation date:
 15/07/25 22:46
 with V8.0.13

Project: TFM
Variant: Nueva variante de simulación
 Universidad Internacional de la Rioja (UNIR) (Spain)

Financial analysis				
Simulation period				
Project lifetime	25 years	Start year	2026	
Income variation over time				
Inflation			2.50 %/year	
Module Degradation			1.00 %/year	
Discount rate			7.00 %/year	
Income dependent expenses				
Income tax rate			25.00 %/year	
Other income tax			0.00 %/year	
Dividends			0.00 %/year	
Depreciable assets				
Asset	Depreciation method	Depreciation period (years)	Salvage value (EUR)	Depreciable (EUR)
PV modules				
JKM-580N-72HL4-BDV	Straight-line	20	0.00	3.435.700.32
Supports for modules	Straight-line	20	0.00	1.434.231.72
Inverters				
Sinacon PV2000	Straight-line	20	0.00	1.935.00
Accessories, fasteners	Straight-line	20	0.00	4.483.20
		Total	0.00	4.876.350.24
Financing				
Own funds		2.025.840.00 EUR		
Subsidies		2.250.000.00 EUR		
Loan - Redeemable with fixed amortization - 30 years		3.662.955.24 EUR	Interest rate: 2.00%/year	
Electricity sale				
Feed-in tariff		0.05500 EUR/kWh		
Duration of tariff warranty		20 years		
Annual connection tax		0.00 EUR/year		
Annual tariff variation		+2.0 %/year		
Feed-in tariff decrease after warranty		0.00 %		
Return on investment				
Payback period		11.7 years		
Net present value (NPV)		4.546.259.46 EUR		
Internal rate of return (IRR)		26.49 %		
Return on investment (ROI)		79.9 %		

**Project: TFM**

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.13

VC1, Simulation date:
15/07/25 22:46
with V8.0.13

Universidad Internacional de la Rioja (UNIR) (Spain)

Financial analysis**Detailed economic results (EUR)**

Year	Electricity sale	Own funds	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amort.
0	0	2.025.840	0	0	0	0	0	0	0	-2.025.840	0.0%
1	931.472	0	122.099	73.259	93.000	243.818	521.395	130.349	512.765	-1.546.620	10.6%
2	940.600	0	122.099	70.817	95.325	243.818	530.641	132.660	519.699	-1.092.694	20.7%
3	949.818	0	122.099	68.375	97.708	243.818	539.917	134.979	526.657	-662.786	30.4%
4	959.126	0	122.099	65.933	100.151	243.818	549.225	137.306	533.638	-255.676	39.7%
5	968.526	0	122.099	63.491	102.655	243.818	558.562	139.641	540.641	129.793	48.6%
6	978.017	0	122.099	61.049	105.221	243.818	567.930	141.982	547.666	494.726	57.2%
7	987.602	0	122.099	58.607	107.851	243.818	577.326	144.331	554.713	840.174	65.4%
8	997.280	0	122.099	56.165	110.548	243.818	586.750	146.687	561.781	1.167.136	73.3%
9	1.007.054	0	122.099	53.723	113.311	243.818	596.201	149.050	568.870	1.476.563	80.9%
10	1.016.923	0	122.099	51.281	116.144	243.818	605.680	151.420	575.979	1.769.362	88.2%
11	1.026.889	0	122.099	48.839	119.048	243.818	615.184	153.796	583.107	2.046.392	95.2%
12	1.036.952	0	122.099	46.397	122.024	243.818	624.713	156.178	590.254	2.308.471	101.9%
13	1.047.114	0	122.099	43.955	125.075	243.818	634.267	158.567	597.419	2.556.379	108.5%
14	1.057.376	0	122.099	41.513	128.202	243.818	643.843	160.961	604.602	2.790.854	114.7%
15	1.067.738	0	122.099	39.072	131.407	243.818	653.443	163.361	611.801	3.012.599	120.8%
16	1.078.202	0	122.099	36.630	134.692	243.818	663.063	165.766	619.016	3.222.281	126.6%
17	1.088.768	0	122.099	34.188	138.059	243.818	672.704	168.176	626.247	3.420.535	132.2%
18	1.099.438	0	122.099	31.746	141.510	243.818	682.365	170.591	633.493	3.607.963	137.7%
19	1.110.213	0	122.099	29.304	145.048	243.818	692.044	173.011	640.752	3.785.136	142.9%
20	1.121.093	0	122.099	26.862	148.674	243.818	701.739	175.435	648.024	3.952.597	148.0%
21	1.109.882	0	122.099	24.420	152.391	0	933.071	233.268	577.705	4.092.121	152.6%
22	1.098.783	0	122.099	21.978	156.201	0	920.604	230.151	568.355	4.220.406	157.0%
23	1.087.795	0	122.099	19.536	160.106	0	908.154	227.038	559.017	4.338.329	161.2%
24	1.076.917	0	122.099	17.094	164.109	0	895.715	223.929	549.688	4.446.698	165.3%
25	1.066.148	0	122.099	14.652	168.212	0	883.285	220.821	540.365	4.546.259	169.2%
Total	25.909.728	2.025.840	3.662.955	1.098.887	3.176.672	4.876.350	16.757.820	4.189.455	14.392.252	4.546.259	169.2%

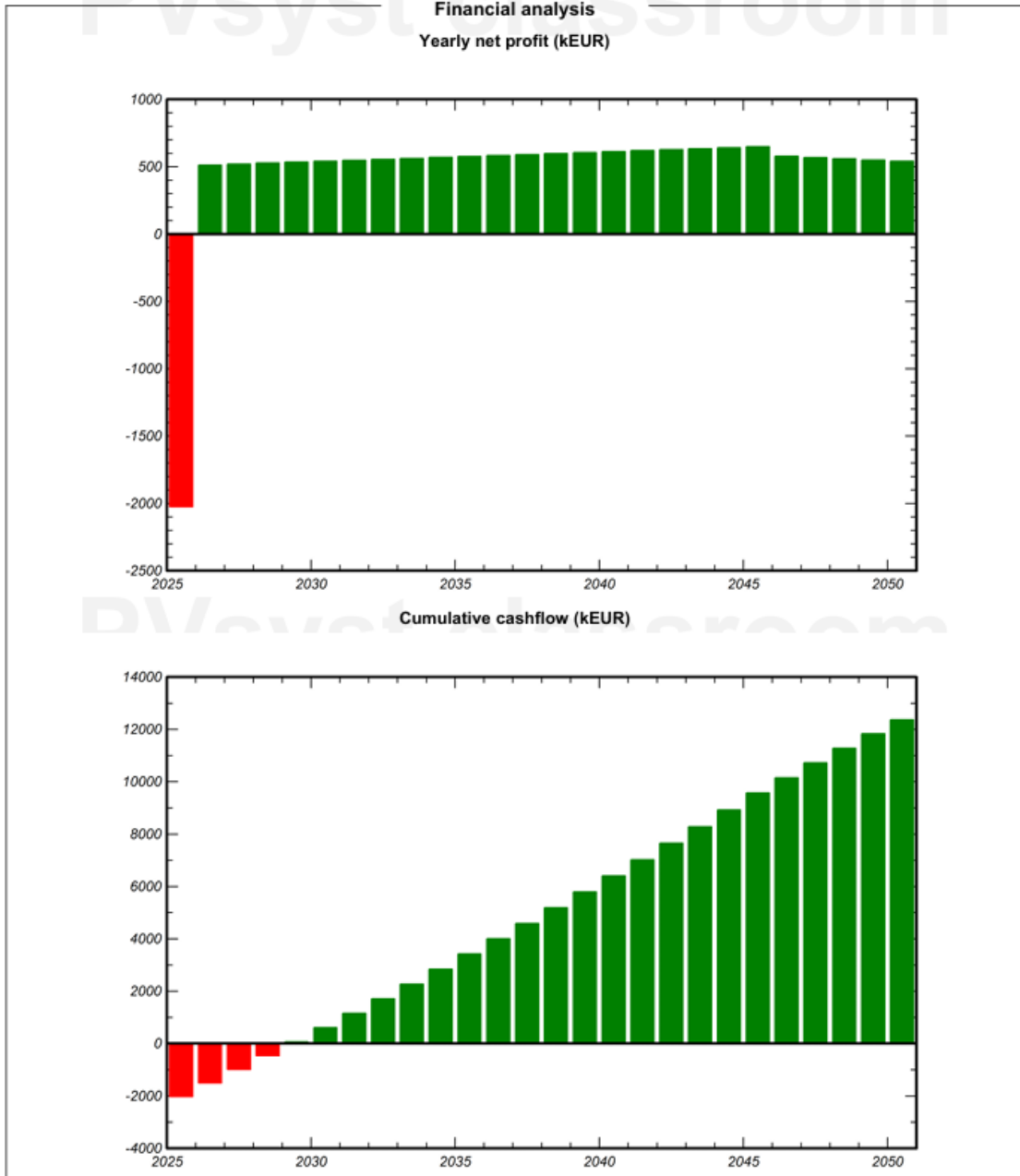


PVsyst V8.0.13
VC1, Simulation date:
15/07/25 22:46
with V8.0.13

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

Universidad Internacional de la Rioja (UNIR) (Spain)





PVsyst V8.0.13
 VC1, Simulation date:
 15/07/25 22:46
 with V8.0.13

Project: TFM

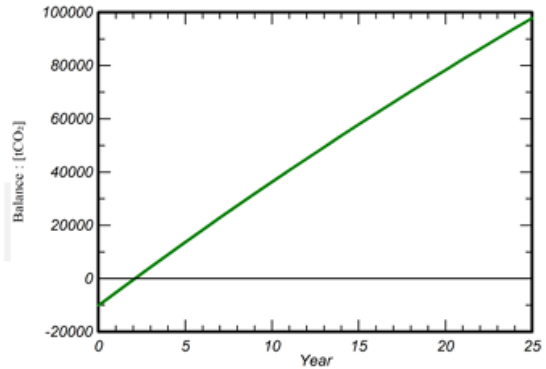
Variant: Nueva variante de simulación

Universidad Internacional de la Rioja (UNIR) (Spain)

CO₂ Emission Balance

Total: 97817.7 tCO₂
Generated emissions
 Total: 10158.35 tCO₂
 Source: Detailed calculation from table below
Replaced Emissions
 Total: 121496.9 tCO₂
 System production: 16933.37 MWh/yr
 Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO₂/kWh
 Source: IEA List
 Country: Spain
 Lifetime: 25 years
 Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	700 kgCO ₂ /kWp	13001 kWp	9100896
Transport1	35.0 gCO ₂ /km	400 km	3640
Supports	4.40 kgCO ₂ /kg	224160 kg	986797
Inverters	436 kgCO ₂ /units	6.00 units	2617
Wiring	5.37 kgCO ₂ /kg	12000 kg	64403

ANEXO B. FICHA TÉCNICA MODULO JKM580N_72HL4

www.jinkosolar.com



Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 560-580 Watt

BIFACIAL MODULE WITH
DUAL GLASS

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

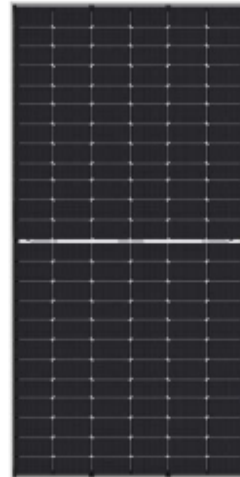
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



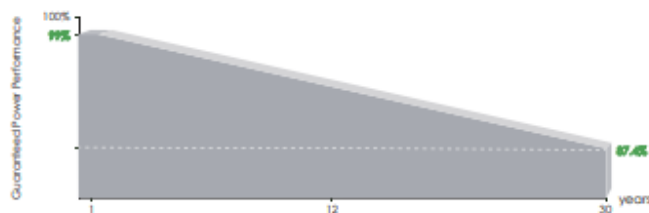
Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



POSITIVE QUALITY[™]
Customer Satisfaction

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

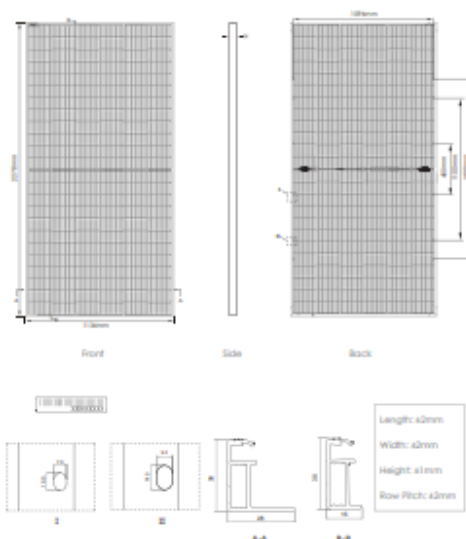


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

Engineering Drawings

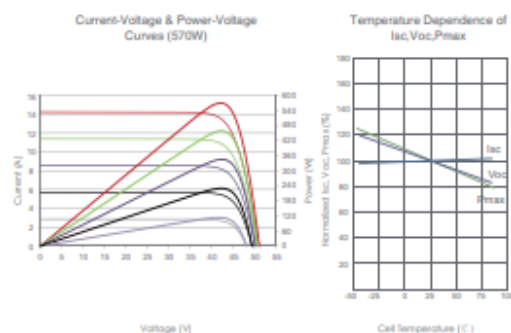


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (2x72)
Dimensions	2278×1134×30mm (89.69×44.65×1.18 inch)
Weight	32 kg (70.55 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM560N-72HL4-8DV		JKM565N-72HL4-8DV		JKM570N-72HL4-8DV		JKM575N-72HL4-8DV		JKM580N-72HL4-8DV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp	580Wp	436Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.95V	39.39V	42.14V	39.52V	42.29V	39.65V	42.44V	39.78V	42.59V	39.87V
Maximum Power Current (Imp)	13.35A	10.69A	13.41A	10.75A	13.48A	10.81A	13.55A	10.87A	13.62A	10.94A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.67V	48.13V	50.87V	48.32V	51.07V	48.51V	51.27V	48.70V	51.47V	48.89V
Short-circuit Current (Isc)	14.13A	11.41A	14.19A	11.46A	14.25A	11.50A	14.31A	11.55A	14.37A	11.60A
Module Efficiency STC (%)	21.68%		21.87%		22.07%		22.26%		22.45%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

5%	Maximum Power (Pmax)	588Wp	593Wp	599Wp	604Wp	609Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.76%	22.97%	23.17%	23.37%	23.57%
15%	Maximum Power (Pmax)	644Wp	650Wp	656Wp	661Wp	667Wp
	Module Efficiency STC (%)	24.93%	25.15%	25.37%	25.60%	25.82%
25%	Maximum Power (Pmax)	700Wp	706Wp	713Wp	719Wp	725Wp
	Module Efficiency STC (%)	27.10%	27.34%	27.58%	27.82%	28.07%

*STC: Irradiance 1000W/m²

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m²

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

ANEXO C. FICHA TÉCNICA SOPORTE SUNFER 13V4 KIT 20º-35º


SUNFER


- Soporte inclinado regulable para cubierta de chapa metálica o subestructura.
- Anclaje a correas.
- Soporte premontado.
- Regulable de 20° a 35°.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Válido para espesores de módulos de 28 hasta 40 mm.
- Tornillería de anclaje no incluida.
- Kits disponibles de 1 hasta 6 módulos.

Viento: Hasta 150 Km/h (ver documento de velocidades del viento)

Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

Dos opciones:

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema **KIT**

2279x1150 **KIT** (Ver página 2)

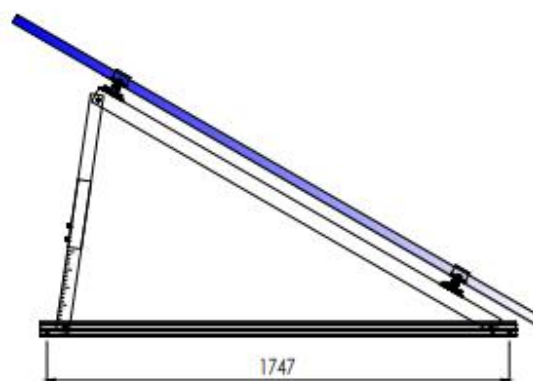
Para módulos de hasta 2400x1350 - Sistema **PS**

2400x1350 **PS** (Ver página 3)

Carga de nieve:
40 kg/m²



Perfil G1



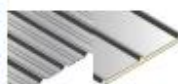
Detalle fijación G1 a triángulo
(Son necesarios 2 fijaciones por perfil,
1 por cada lado)

Triángulo plegado


Apriete de las uniones y anclaje al suelo mediante tornillo de hasta M10

Por de apriete:	
Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M4,2/4,8 Hexagonal	6 Nm
Tornillo M6,3 Hexagonal	10 Nm

Herramientas necesarias:

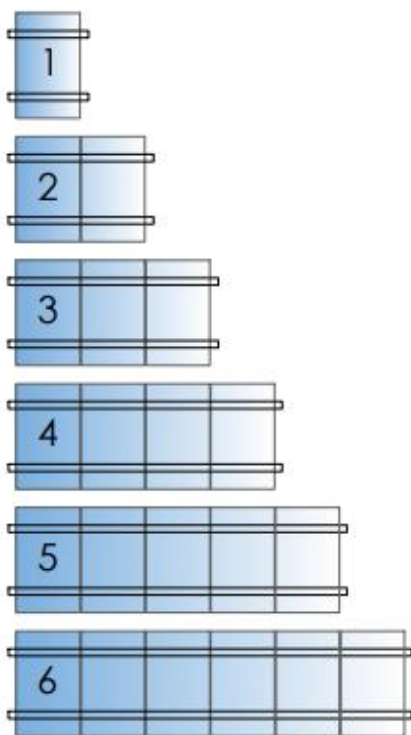
Seguridad:


100% Reciclable

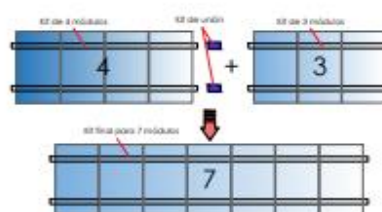
Marcado
ES19/86524 CE



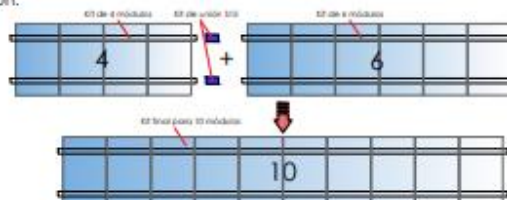
Kits disponibles:

**EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN**

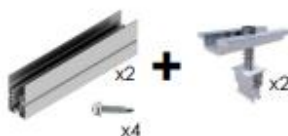
Para realizar una fila de 7 módulos se realizaría con 1 Kit de 4 + 1 Kit de 3 + 1 Kit de unión



Para realizar una fila de 10 módulos se realizaría con 1 kit de 4 + 1 Kit de 6 + 1 Kit de unión.



S15 Kit de unión

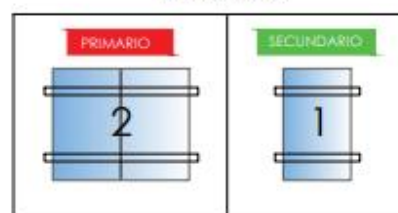


* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

Marcado
ES19/86524 CE


SUNFER

Kits disponibles:



Sistema modular para instalaciones con módulos de gran formato de hasta 2400x1350.

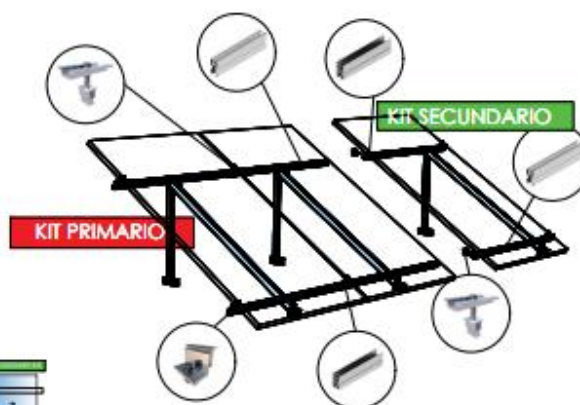
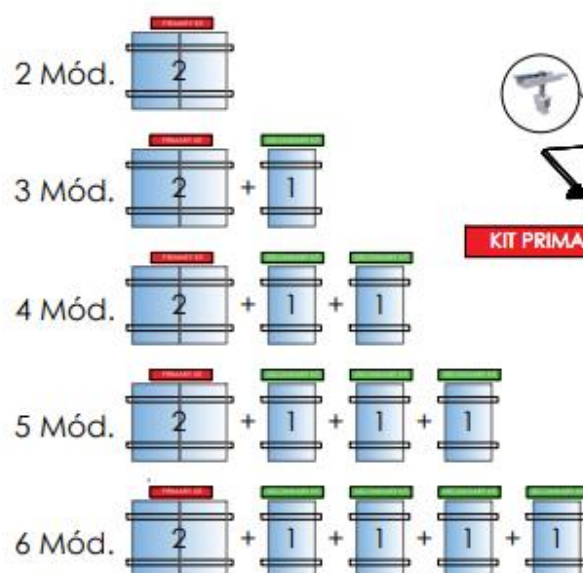
El sistema consta de **1 kit primario** y X número de **kit secundario**

El Kit primario es un Kit para 2 módulos.

El Kit secundario es un producto complementario de 1 módulo para unirse al Kit primario al incorporar el Kit de unión.



EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN



* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

Marcado
ES19/86624 CE



SUNFER

- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento 									
	Inclinación	Tamaño del módulo 	1	2	3	4	5	6	nº de módulos
KIT	De 20° a 30°	<2279x1150	150	150	150	130	150	150	Velocidad de viento km/h
	35°	<2279x1150	150	150	150	130	130	150	
SISTEMA PS		<2400x1350	130						

ANEXO D. FICHA TÉCNICA INVERSOR SIEMENS SINACON PV2000



The SINACON PV inverter is used in medium and large utility-scale photovoltaic power plants to achieve high efficiency. It is equipped with 3-level IGBT modules for input voltages of up to DC 1,500 V to maximize energy efficiency. The integrated DC and AC distribution makes the SINACON PV inverter cost efficient. Standardized interfaces for easy plug and play reduce engineering hours.

- Designed for harsh environments
- IP65 without humidity limits
- Liquid cooling (-40°C ... +60°C possible)
- Late power derating over 40°C
- Extreme high quality standards



The SINACON PV inverter is part of the MV-Inverter Station with the transformer and RMU (Ring Main Unit) in the eBoP solution (electrical Balance of Plant).

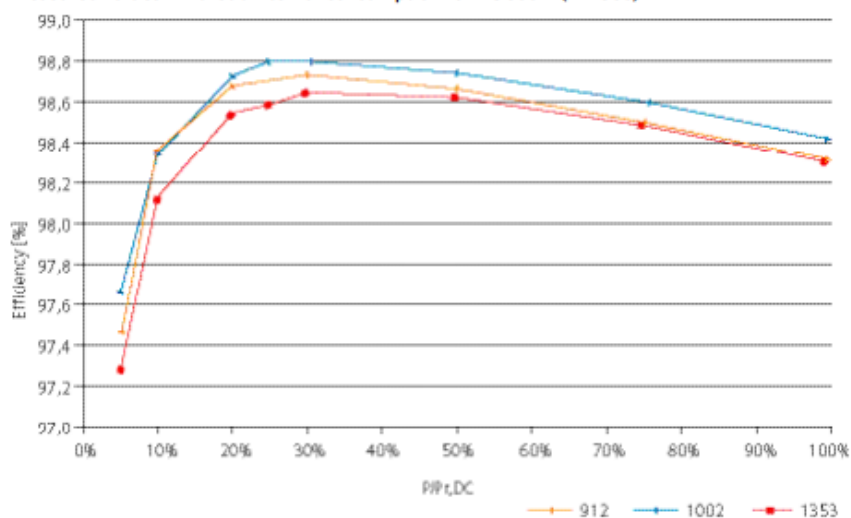
SINACON PV series | Technical data

Storage, transportation and operation				
Temperature	-40 °C ... +60 °C			
Relative humidity	0% ... 100%			
Maximum altitude of installation site without derating	< 1,500 m above MSL			
Cooling				
Cooling method	Forced cooling by means of fans and liquid cooling			
Applicable standards and conformity				
BDEW (Germany)	BDEW Guideline, FGW TG3, TG4 and TG8			
IEC 61683 (efficiency)	IEC 61683: 1999			
IEC 62116 (anti islanding)	IEC 62116: 2014 (at 50 Hz)			
EMC Emission	IEC 61000-6-4: 2007 + A1: 2011			
EMC Immunity	IEC 61000-6-2: 2005			
Electrical Safety	IEC 62109-1: 2010, IEC 62109-2: 2011, IP65 according to IEC 60529: 1989			
Degree of protection: IP65 (cabinet only)	IEC 60529			
General data				
Control strategy	MPPT			
Efficiency (PV 5000)	(97.6 98.5 98.9 98.9 99.0 98.9 98.8 98.7)%	For (5 10 20 25 30 50 75 100)% power at 1,006 V _{DC} without self-consumption for cooling		
EU and CEC efficiency	98.8%	Without internal consumption		
Infeed starts from	260 W ... 2,500 W	Depending on cooling		
Standby loss	80 W ... 150 W	–		
Max. self-consumption for cooling	5,000 W	Without cabinet heating		
Mechanical data				
Mounting position	Vertical	–		
Type of mounting	Floor mounting	–		
 				
Number of Power Units	1	2	3	4
SINACON PV series	PV1000 ... PV1250	PV2000 ... PV2500	PV3000 ... PV3750	PV4000 ... PV5000
Dimensions (without pallet, with heat exchanger); (W x H x D)	2,120 x 3,760 x 1,170 mm		3,690 x 3,760 x 1,170 mm	
Weight ¹⁾	< 1,600 kg	< 2,200 kg	< 3,300 kg	< 3,900 kg
Color	RAL 7035			
Input data (DC)				
Independent inputs	1 ... 2		Depending on configuration	
Nominal voltage	min. MPP voltage		–	
DC voltage (max. MPP)	1,500 V		Depending on application	
DC voltage (min. MPP)	802 V/882 V (AC 550 V) 838 V/922 V (AC 575 V) 875 V/962 V (AC 600 V) 919 V/1,010 V (AC 630 V) 962 V/1,058 V (AC 660 V) 1,006 V/1,107 V (AC 690 V)		For 100% / 110% nominal grid voltage	
DC current (max.)	1 ... 4 x 1,200 A		–	
Short-circuit current (max.)	6,4 kA/7 kA		250 A / 315 A DC fuses	
Nominal power	1 ... 4 x 1,016 kW 1 ... 4 x 1,062 kW 1 ... 4 x 1,108 kW 1 ... 4 x 1,159 kW 1 ... 4 x 1,209 kW 1 ... 4 x 1,270 kW		–	
Capacitance to ground (max.)	2,000 µF		Per IT system	

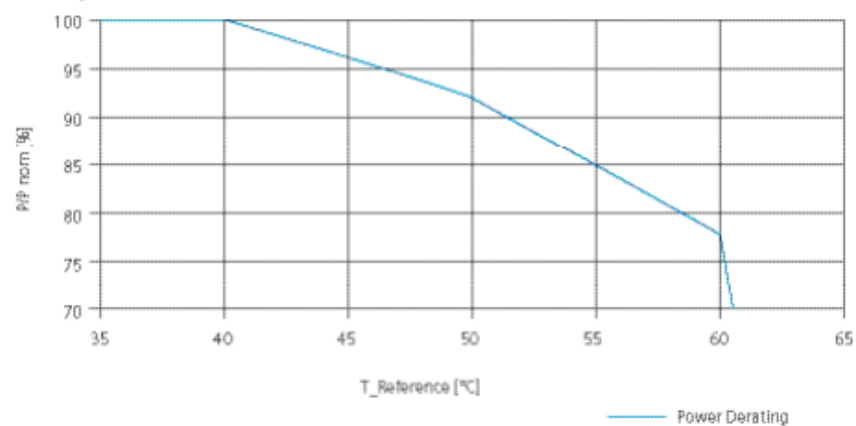
¹⁾ The weight refers to a complete system without extra options.

Technical data | SINACON PV series

Output data (AC)		
Apparent power (max.) and nominal power	PV1000 ... PV4000 kVA (AC 550 V) PV1045 ... PV4180 kVA (AC 575 V) PV1090 ... PV4360 kVA (AC 600 V) PV1140 ... PV4560 kVA (AC 630 V) PV1200 ... PV4800 kVA (AC 660 V) PV1250 ... PV5000 kVA (AC 690 V)	With nominal grid voltage, $\cos \varphi = 1$
Number of independent systems	1 ... 2	—
Grid voltage	550 ... 690 V ($\pm 10\%$ at U_n (AC))	—
Nominal frequency	50 Hz / 60 Hz ($\pm 10\%$)	—
Output current (max.)	1 ... 4 x 1,050 A	—
Short-circuit current (max.)	50 kA	—
Power factor $\cos \varphi$	—	Adjustable to local requirements
Harmonic distortion	< 3%	—

Measured values²⁾ without internal consumption for AC 600 V (PV4360)

Derating

²⁾ Measured by Fraunhofer ISE

SINACON PV series | Technical data

Order information – The order number consists of several digits depending on the configuration.

Description	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.
SINACON PV inverter for medium voltage supply	6	S	P	1												
Number of power units																
• 1 power unit					1											
• 2 power units					2											
• 3 power units					3											
• 4 power units					4											
Input connections (per power unit on plus and minus)																
• 7 x M10 bolt and nut						0										
Initial current measurement at DC input																
• Each + input measured						1										
Minimum operating ambient temperature																
• Up to -10 °C							0									
• Up to -25 °C, with cabinet heating							1									
• Up to -40 °C, with cabinet heating and insulation							2									
Applied standards																
• IEC with external AC connection								E								
• UL with external AC connection								U								
Network / optical fiber switch connection																
• Singlemode unmanaged									S							
• Multimode unmanaged									M							
• RJ45									R							
Seismic design																
• Without seismic design										0						
• With seismic design										1						
Frequency																
• 50 Hz											5					
• 60 Hz											6					
Inverter output AC voltage																
• 550 V (PV1000...PV4000)													4			
• 575 V (PV1045...PV4180)													5			
• 600 V (PV1090...PV4360)													6			
• 630 V (PV1140...PV4560)													7			
• 660 V (PV1200...PV4800)													8			
• 690 V (PV1250...PV5000)													9			
Grounding / Insulation monitoring																
• Insulation monitoring internal														I		
• Negative-pole grounding without isolation monitoring														N		
Inverter options																
• None															N	
• AC precharge															A	
Additional internal transformer																
• 63 A fuse																2
• Transformer with 8 kVA, AC 400 V																3
• none																9
Example:	6	S	P	1	4	0	1	-	0	E	S	0	5	-	6	N N 3

Published by
Siemens AGSmart Infrastructure
Distribution Systems
Mozartstrasse 31c
91052 Erlangen, GermanyArticle No. SID5-810020-00-7600
HL 19125033 WS 01200.0
© Siemens 2020For the U.S. published by
Siemens Industry Inc.100 Technology Drive
Alpharetta, GA 30005
United States**Subject to changes and errors.** The information given in this document only contains general descriptions and/or performance features which may not always specifically reflect those described, or which may undergo modification in the course of further development of the products. The requested performance features are binding only when they are expressly agreed upon in the concluded contract.