



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA EN CARMONA (SEVILLA)

Autor: Luis Ignacio Moreno Marañón

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid, julio 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Estudio de viabilidad de una planta solar fotovoltaica de gran potencia en Carmona
(Sevilla)

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Luis Ignacio Moreno Marañón

Fecha: 22/ 07/ 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha: 23/ 07/ 2025



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA EN CARMONA (SEVILLA)

Autor: Luis Ignacio Moreno Marañón

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid, julio 2025

Agradecimientos

Quiero expresar mi agradecimiento a todas las personas que me han acompañado durante la realización de este trabajo. En especial, gracias a mi directora por su guía y apoyo constante, y a mi familia y amigos por estar siempre ahí. Sin su ayuda, este proyecto no habría sido posible.

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA EN CARMONA (SEVILLA)

Autor: Moreno Marañón, Luis Ignacio.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente estudio analiza la viabilidad de una planta solar fotovoltaica de gran escala con una potencia de 128,09 MWp, ubicada en Carmona, Sevilla. Se ha diseñado una instalación con módulos bifaciales y seguidores de un eje, modelada mediante PVsyst, y se ha evaluado tanto su producción energética como su rentabilidad económica a 30 años vista.

Palabras clave: Energía solar, Fотоволтаика, Simulación, Rendimiento, Viabilidad

1. Introducción

En un contexto de transición energética global, el papel de las energías renovables es clave para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y disminuir la dependencia de combustibles fósiles. Entre las tecnologías renovables, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una de las más competitivas gracias al descenso sostenido de costes, a su modularidad y a su rápida implementación en distintas escalas y geografías. En España, las condiciones climáticas y de irradiación convierten al país en un lugar idóneo para desarrollar proyectos a gran escala

Este trabajo de fin de grado se enmarca dentro de esa transición, con el objetivo de estudiar la viabilidad de una planta fotovoltaica a gran escala en el sur peninsular. Se parte de un enfoque que abarca desde la selección del emplazamiento y el diseño técnico hasta la simulación energética y la evaluación económica de la planta.

2. Definición del proyecto

El proyecto se ha desarrollado en cuatro fases. La primera etapa ha consistido en identificar y comparar distintos emplazamientos potenciales a través de un análisis basado en distintos criterios como el nivel de irradiación global horizontal, la pendiente del terreno, la proximidad a líneas o subestaciones de la red de transporte y la presencia de restricciones ambientales.

En la segunda fase del proyecto se ha procedido al diseño de la configuración de la planta a través del software de simulación PVsyst, definiéndose aspectos como el ratio óptimo entre potencia pico y potencia nominal de la planta, la distancia o pitch entre las estructuras de seguimiento solar, y los equipos principales de la planta (panel e inversor).

A continuación, se ha simulado en PVsyst el comportamiento de la planta, tras haberse definido previamente los datos meteorológicos necesarios, provenientes de bases de datos como PVGIS, Meteonorm, y NASA. Con esto se ha podido estimar la producción anual de la planta, las pérdidas por temperatura, suciedad, mismatching, disponibilidad o degradación, y el rendimiento (PR).

Finalmente, a partir de los datos de producción estimados, se ha construido un modelo financiero en Excel, obteniendo indicadores de la rentabilidad de la planta como TIR, VAN o payback. Para esto, se han realizado supuestos realistas sobre los costes de inversión (CAPEX), operativos (OPEX), y los precios de venta de electricidad.

3. Descripción del modelo

Se ha escogido Carmona, ubicado en la provincia de Sevilla, como el emplazamiento para la planta, compuesta de 6.535 strings de 28 paneles cada uno, resultando en 182.980 paneles. La configuración óptima presenta un ratio potencia pico/nominal de 1,28, con un valor pico de 128,09 MWp, y 100,04 MW nominales. El pitch o distancia entre seguidores ideal se ha definido en 6 metros, con seguidores de tipo 1V.

Potencia nominal (MWn)	100,04
Potencia pico (MWp)	128,09
Ratio	1,28
Nº paneles	182.980
Nº paneles/string	28
Nº string	6.535
Nº inversores	31
Distancia entre seguidores	6 m

Tabla 1. Configuración óptima

Se han escogido módulos bifaciales Risen RSM132-8-700BHDG de 700 Wp y tecnología HJT (heterojunction), con muy buen comportamiento bifacial. Los inversores son del modelo Ingecon Sun 3600TL C690 con una potencia nominal de 3,6 MW. Por último, se ha optado por utilizar seguidores solares Monoline de un eje fabricados por PV Hardware.

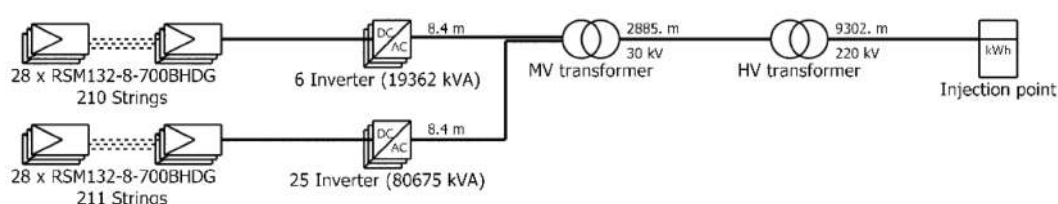


Figura 1. Diagrama simplificado de la planta

4. Resultados

La planta genera 261 GWh netos el primer año, destacando las pérdidas por temperatura (4,1 %), mismatch (2,1 %), suciedad (2 %) e indisponibilidad (2 %). La producción decrece con la degradación de los módulos hasta los 232 GWh al año 30. La energía acumulada a lo largo de la vida útil es de 7,4 TWh.

Económicamente, el proyecto tiene un VAN de 10,8 M€, una TIR del 7,45 % y un payback en el año 12, considerando un CAPEX de 88 M€, un OPEX de 12,3 €/kW en el primer año y un precio de venta inicial de 45 €/MWh.

5. Conclusiones

El análisis demuestra que el proyecto es viable técnica y económicamente. La correcta optimización de la planta la lleva a devolver un retorno aceptable de 130 puntos básicos sobre el coste del capital (WACC) del 6,15 % considerado.

Además, la planta presenta un impacto ambiental positivo al evitar más de 2 MtCO₂ durante su vida útil. Este tipo de instalación puede contribuir significativamente a los objetivos de descarbonización del sistema energético español en general, y a la economía local en particular al suponer su desarrollo y mantenimiento una buena fuente de empleo e inversión.

VIABILITY STUDY OF A HIGH-POWER SOLAR PHOTOVOLTAIC PLANT IN CARMONA (SEVILLE)

Autor: Moreno Marañón, Luis Ignacio.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The present study analyzes the feasibility of a large-scale solar photovoltaic plant with a capacity of 128,09 MWp, located in Carmona, Seville. A facility has been designed using bifacial modules and single-axis trackers, modeled using PVsyst, and both its energy production and economic profitability have been evaluated over a 30-year horizon.

Keywords: Solar energy, Photovoltaic, Simulation, Performance, Feasibility

1. Introduction

In a context of global energy transition, the role of renewable energies is key to reducing greenhouse gas emissions and decreasing dependence on fossil fuels. Among renewable technologies, solar photovoltaic energy has established itself as one of the most competitive thanks to the sustained decrease in costs, its modularity, and its rapid deployment at different scales and geographies. In Spain, climatic and irradiation conditions make the country an ideal place to develop large-scale projects.

This final-degree project falls within that transition, with the objective of studying the feasibility of a large-scale photovoltaic plant in the south of the Iberian Peninsula. It follows an approach that spans from site selection and technical design to energy simulation and economic evaluation of the plant.

2. Project definition

The project has been developed in four phases. The first phase involved identifying and comparing different potential sites through an analysis based on criteria such as global horizontal irradiation level, terrain slope, proximity to grid lines or substations, and the presence of environmental restrictions.

In the second phase of the project, the plant configuration was designed using the PVsyst simulation software, defining aspects such as the optimal ratio between peak power and nominal power of the plant, the distance or pitch between solar tracking structures, and the main plant components (panel and inverter).

Next, the plant behavior was simulated in PVsyst, after having previously defined the necessary meteorological data, sourced from databases such as PVGIS, Meteonorm, and NASA. With this, it was possible to estimate the plant's annual production, losses due to temperature, soiling, mismatching, availability or degradation, and the Performance Ratio (PR).

Finally, based on the estimated production data, a financial model was constructed in Excel, obtaining indicators of plant profitability such as IRR, NPV, or payback. For this,

realistic assumptions were made about investment costs (CAPEX), operational costs (OPEX), and electricity market prices.

3. System description

Carmona, located in the province of Seville, was chosen as the site for the plant, composed of 6.535 strings of 28 panels each, resulting in 182.980 panels. The optimal configuration presents a peak/nominal power ratio of 1,28, with a peak value of 128,09 MWp, and 100,04 MW nominal. The ideal pitch or distance between trackers has been set at 6 meters, using type 1V trackers.

Nominal power (MWn)	100,04
Peak power (MWp)	128,09
Ratio	1,28
No. of panels	182.980
Panels per string	28
No. of strings	6.535
No. of inverters	31
Pitch	6 m

Table 1. Optimal configuration

Bifacial modules Risen RSM132-8-700BHDG of 700 Wp and HJT (heterojunction) technology have been selected, with great bifacial performance. The inverters used are the Ingecon Sun 3600TL C690 model with a nominal power of 3,6 MW. Lastly, Monoline single-axis solar trackers manufactured by PV Hardware have been chosen.

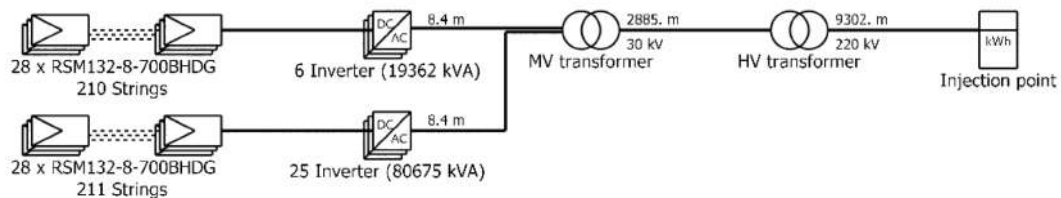


Figure 1. Simplified plant diagram

4. Resultados

The plant generates 261 GWh net in its first year, highlighting losses due to temperature (4.1 %), mismatch (2.1 %), soiling (2 %) and unavailability (2 %). Production decreases with module degradation to 232 GWh in year 30. The accumulated energy generated over its lifetime amounts to 7,4 TWh.

Economically, the project yields an NPV of €10,8 million, an IRR of 7,45%, and a payback period in year 12, considering a CAPEX of €88 million, an OPEX of €12,3/kW in its first year, and an initial merchant price of €45/MWh.

5. Conclusiones

The analysis shows that the project is both technically and economically viable. The proper optimization of the plant leads to a satisfactory return of 130 basis points over the considered cost of capital (WACC) of 6.15%.

Additionally, the plant presents a positive environmental impact by avoiding more than 2 MtCO₂ over its useful life. This type of installation can significantly contribute to the decarbonization objectives of the Spanish energy system in general, and to the local economy in particular, by providing a good source of employment and investment through its development and maintenance.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción.....	9
1.1 Motivación del proyecto	9
1.2 Contexto energético global y nacional.....	10
1.3 Justificación del uso de energía solar fotovoltaica.....	13
1.4 Objetivos del proyecto	15
1.5 Estructura del documento	16
Capítulo 2. Estado de la cuestión.....	17
2.1 Estadísticas del sector fotovoltaico	17
2.2 La energía del Sol y su aprovechamiento	20
2.3 Parámetros de radiación solar: GHI, DNI, DHI y Albedo	22
2.4 El efecto fotovoltaico	25
2.5 Las tecnologías fotovoltaicas actuales: células y paneles	29
2.6 Seguidores solares, inversores y transformadores	34
2.7 Rendimiento del sistema y cálculo simplificado del PR.....	36
2.8 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	38
Capítulo 3. Herramientas y Recursos.....	40
3.1 Bases de datos de irradiación solar	40
3.2 Software PVsyst para simulación de plantas	41
3.3 Recursos cartográficos y geográficos	42
3.4 Modelos económicos: Excel	44
Capítulo 4. Definición y Alcance del Trabajo.....	45
4.1 Enunciado del problema	45
4.2 Metodología general del proyecto.....	46
4.3 Limitaciones y supuestos	47
Capítulo 5. Selección del emplazamiento.....	48
5.1 Criterios de selección.....	48
5.2 Comparativa de tres emplazamientos alternativos.....	51
Carmona.....	51
Huéneja	53

<i>Cabra</i>	55
5.3 Puntuación multicriterio y elección final	57
5.4 Consideraciones ambientales y logísticas	59
Capítulo 6. Diseño técnico de la planta solar	61
6.1 Estudio del recurso solar	61
6.2 Configuración del sistema.....	65
<i>Optimización del ratio</i>	65
<i>Optimización de la distancia entre seguidores</i>	67
<i>Elección del panel</i>	68
<i>Elección del inversor</i>	70
6.3 Simulación con PVsyst	73
<i>Producción anual y evolución a 30 años</i>	73
<i>Balance energético y pérdidas del sistema</i>	76
<i>Consideración del efecto bifacial</i>	79
Capítulo 7. Evaluación económica	80
7.1 Estimación de costes	80
<i>CAPEX</i>	80
<i>OPEX</i>	82
7.2 Estimación de ingresos	84
7.3 Estados financieros	86
7.4 Análisis de rentabilidad.....	89
Capítulo 8. Planificación del proyecto	91
Capítulo 9. Resultados y discusión	92
9.1 Resultados técnicos de la simulación.....	92
9.2 Resultados económicos	93
9.3 Análisis de la viabilidad.....	94
9.4 Contaminación evitada.....	95
Capítulo 10. Conclusiones y Recomendaciones	96
10.1 Principales conclusiones del estudio.....	96
10.2 Aportaciones del trabajo	97
10.3 Propuestas para desarrollos futuros	97

Capítulo 11. Bibliografía.....	98
ANEXO I: Planos.....	103
ANEXO II: Informe de PVsyst.....	105
ANEXO III: Diseño eléctrico	117
Corriente continua en baja tensión	118
Corriente alterna en baja tensión	118
Corriente alterna en media tensión	119
Corriente alterna en alta tensión	120
ANEXO IV: Fichas técnicas equipos	121

Índice de figuras

Figura 1. Diagrama simplificado de la planta	10
Figura 2. Nuevas instalaciones según la tecnología, 2019-2030 [1]	10
Figura 3. Participación de tecnologías renovables en la generación eléctrica global (2000–2028)[6]	11
Figura 4. Mapa de irradiación global horizontal (GHI) en España [12]	14
Figura 5. Reparto mundial capacidad fotovoltaica [15]	17
Figura 6. Evolución de la capacidad fotovoltaica instalada en España (2018-2024)[17] ...	18
Figura 7. Evolución del LCOE por tecnología renovable (2010-2023)[18]	19
Figura 8. Balance energético de la radiación solar incidente sobre la Tierra [20]	20
Figura 9. Espectro solar fuera y dentro de la atmósfera [22]	21
Figura 10. Respuesta espectral de distintas tecnologías fotovoltaicas [23]	22
Figura 11. Componentes de la radiación solar [28]	24
Figura 12. Evolución horaria promedio de GHI, DNI y DHI [29]	24
Figura 13. Esquema de bandas de energía en un semiconductor [31]	26
Figura 14. Estructura de unión p-n [32]	27
Figura 15. Funcionamiento de una célula solar bajo iluminación: generación de voltaje (izquierda) y circulación de corriente (derecha) [33]	28
Figura 16. Curva I-V [34]	28
Figura 17. Estructura típica de un módulo fotovoltaico de silicio [9]	30
Figura 18. Células tipo p y tipo n [37]	30
Figura 19. Célula tipo PERC [38]	31
Figura 20. Células tipo TOPCON (izquierda) y HJT (derecha) [38]	32
Figura 21. Eficiencia de célula por tecnologías [9]	33
Figura 22. Esquema del flujo energético en una planta fotovoltaica a gran escala [45]	35
Figura 23. Diagrama de flujo de pérdidas en un sistema FV [49]	37
Figura 24. Objetivos de Desarrollo Sostenible [51]	39
Figura 25. Emplazamiento Carmona [58]	52
Figura 26. Irradiación Carmona [55]	53

Figura 27. Emplazamiento Huéneja [58]	54
Figura 28. Irradiación Huéneja [55].....	55
Figura 29. Emplazamiento Cabra [58]	56
Figura 30. Irradiación Cabra [55].....	57
Figura 31. Irradiancia global horizontal en Carmona	62
Figura 32. Irradiancia difusa horizontal en Carmona.....	63
Figura 33. Temperatura ambiente en Carmona.....	63
Figura 34. Velocidad del viento en Carmona.....	64
Figura 35. Producción anual estimada considerando O&M y degradación.....	74
Figura 36. Diagrama de pérdidas detalladas	79
Figura 37. Planificación del proyecto	91

Índice de tablas

Tabla 1. Configuración óptima	10
Tabla 2. Escala de puntuación según criterios	50
Tabla 3. Puntuación emplazamientos.....	58
Tabla 4. Valores meteorológicos.....	65
Tabla 5. Optimización del ratio.....	66
Tabla 6. Optimización del pitch.....	67
Tabla 7. Elección del módulo.....	70
Tabla 8. Elección del inversor.....	71
Tabla 9. Disposición final PVsyst.....	72
Tabla 10. Producción anual neta considerando O&M	75
Tabla 11. Desglose detallado del CAPEX del proyecto fotovoltaico (Fuente: elaboración propia)	81
Tabla 12. Evolución del OPEX anual a 30 años (Fuente: Elaboración propia).....	84
Tabla 13. Estimación de ingresos anuales por venta de energía (Fuente: elaboración propia)	85
Tabla 14. Cuenta de resultados (Fuente: Elaboración propia)	87
Tabla 15. Flujo de caja libre (Fuente: Elaboración propia).....	88

Índice de acrónimos

GHI - Global Horizontal Irradiance

DNI -Direct Normal Irradiance

DHI - Diffuse Horizontal Irradiance

STC - Standard Test Conditions

PR - Performance Ratio

FV - Fotovoltaico

ODS - Objetivos de Desarrollo Sostenible

CAPEX - Capital Expenditure

OPEX - Operating Expenditure

VAN - Valor Actual Neto

TIR - Tasa Interna de Retorno

BoP - Balance of Plant

COD - Commercial Operation Date

DEVEX - Development Expenditure

PVsyst - Photovoltaic System Simulation Tool

PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System

SIGPAC - Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas

MITECO - Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

PNIEC - Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

REE - Red Eléctrica de España

LIC - Lugar de Importancia Comunitaria

ZEPA - Zona de Especial Protección para las Aves

HJT - Heterojunction Technology

TOPCON - Tunnel Oxide Passivated Contact

PERC - Passivated Emitter and Rear Cell

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

Este proyecto se enmarca en el contexto de la transición energética global, y tiene como objetivo realizar un estudio técnico y económico de una planta solar fotovoltaica de gran escala en España. Para ello, se evalúan distintos emplazamientos, se modela el rendimiento de la planta con herramientas como PVsyst y se analiza su rentabilidad financiera. El proyecto busca no solo demostrar la viabilidad de este tipo de instalaciones, sino también contribuir al desarrollo de energías renovables de acuerdo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

En los últimos años, la necesidad de transformar el sistema energético ha dejado de ser una opción para convertirse en una prioridad. El calentamiento global, la elevada dependencia de los combustibles fósiles y la volatilidad de los precios energéticos han puesto de manifiesto la urgencia de avanzar hacia fuentes de energía limpias, sostenibles y autóctonas. En este contexto, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una de las alternativas más eficaces para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y garantizar el suministro energético a largo plazo.

España, gracias a su ubicación geográfica, cuenta con uno de los niveles de irradiación solar más altos de Europa, lo que la convierte en un territorio especialmente favorable para el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas. Esta ventaja comparativa permite generar electricidad a costes cada vez más competitivos, con tecnologías maduras y fiables. Según el informe Renewables 2024 de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), la fotovoltaica será la tecnología renovable que más capacidad añadirá a nivel global entre 2024 y 2030, y su despliegue será clave para alcanzar los objetivos de neutralidad climática [1].

Este crecimiento exponencial se puede apreciar en la Figura 2, que muestra la evolución de la capacidad instalada a nivel mundial en los últimos años, así como su proyección futura.

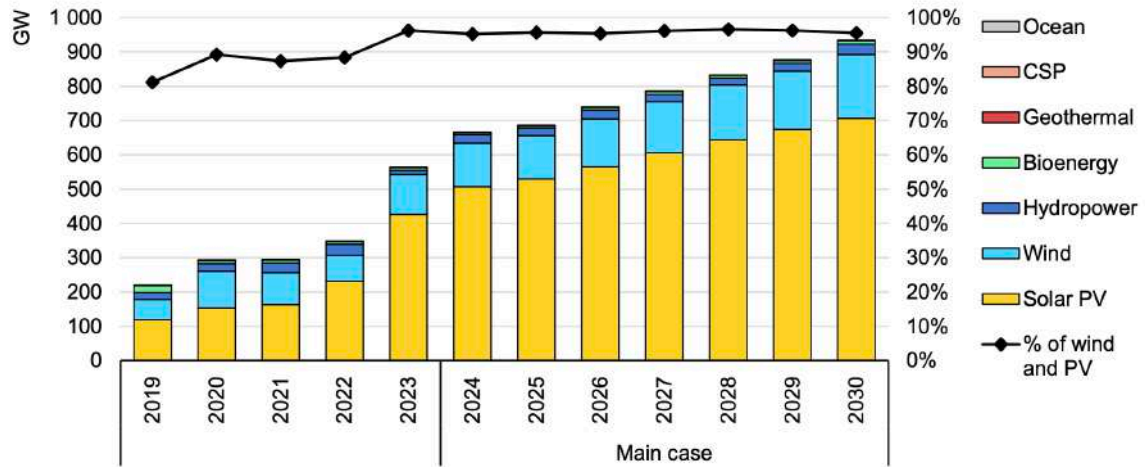


Figura 2. Nuevas instalaciones según la tecnología, 2019-2030 [1]

Este Trabajo de Fin de Grado surge del interés por contribuir de forma concreta a esa transición energética, evaluando la viabilidad de una planta solar fotovoltaica de gran escala en el territorio nacional. El proyecto combina el análisis técnico del recurso solar, la configuración óptima de la instalación y la simulación energética con herramientas especializadas, junto con un estudio económico que permita valorar su rentabilidad.

Además del componente tecnológico, este tipo de proyectos tiene un impacto positivo sobre el desarrollo socioeconómico local. Las instalaciones solares generan empleo directo e indirecto durante su fase de construcción y operación, promueven la inversión en zonas rurales y reducen la dependencia energética del exterior, aportando resiliencia en contextos geopolíticos inciertos [2]. De esta forma, la motivación de este trabajo no solo se queda reducida al ámbito técnico, sino también trata de aportar una solución útil y con el potencial de aplicarse en más casos.

1.2 CONTEXTO ENERGÉTICO GLOBAL Y NACIONAL

El sistema energético global se encuentra inmerso en una transición profunda que afecta tanto a la oferta como a la demanda de electricidad. Durante la mayor parte del siglo XX, la generación eléctrica estuvo dominada por fuentes fósiles – carbón, gas natural y petróleo – caracterizadas por su alta intensidad de emisiones y su vulnerabilidad a factores geopolíticos.

Sin embargo, en las últimas dos décadas, varios elementos han acelerado un cambio: el consenso científico sobre el cambio climático, la volatilidad del mercado energético y, especialmente, los avances tecnológicos en energías limpias.

Este nuevo paradigma energético se articula en torno a tres ejes: la descarbonización de la matriz energética, la descentralización de la producción gracias a las renovables distribuidas, y la digitalización de las redes eléctricas para mejorar su flexibilidad y resiliencia [3]. El resultado es un sistema en transformación, en el que la generación eléctrica ya no depende exclusivamente de grandes centrales térmicas, sino que incorpora un número creciente de fuentes renovables, escalables y de bajo coste marginal.

Los datos respaldan esta evolución. Según el informe Electricity 2024 de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), por primera vez en la historia las energías renovables superaron el 30 % de la generación eléctrica mundial en 2023 [4]. Esta cifra marca un punto de inflexión, ya que se estima que la energía solar representará casi el 60 % del aumento total de capacidad renovable instalada entre 2023 y 2028, consolidando su liderazgo tecnológico [5]. La Figura 3 muestra la evolución de la participación de distintas tecnologías renovables a lo largo del siglo XXI.

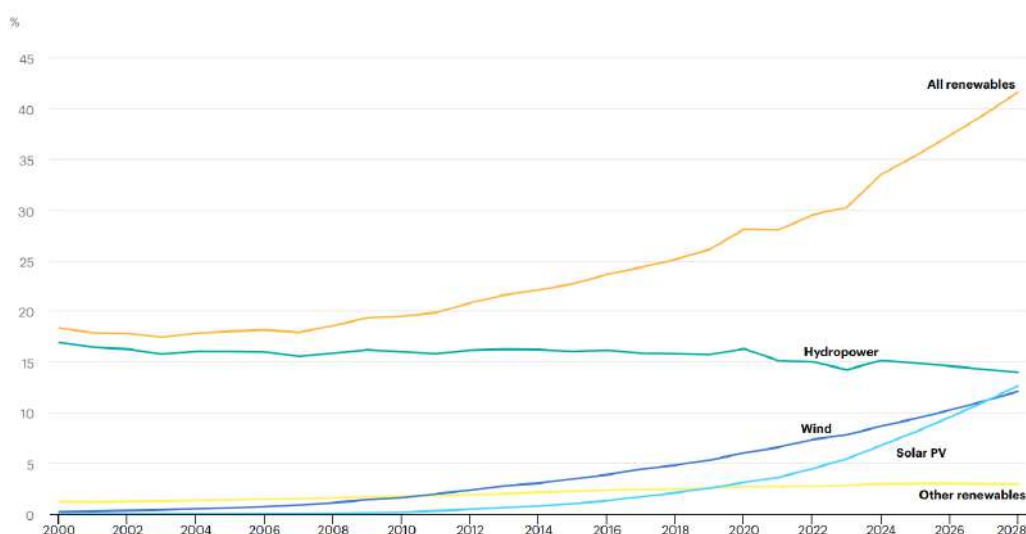


Figura 3. Participación de tecnologías renovables en la generación eléctrica global (2000–2028)[6]

Como se observa en la figura, la participación de la solar fotovoltaica, prácticamente inexistente en 2000, crece de forma sostenida a partir de 2010, hasta convertirse en 2020 en la tercera tecnología renovable con mayor peso, por detrás de la hidráulica y la eólica. La tendencia prevista hasta 2028 indica que esta dinámica continuará intensificándose, año en que se prevé que superará a la eólica.

España, por su parte, se encuentra bien posicionada para beneficiarse de esta transformación gracias a su abundante recurso solar, su madurez industrial y un marco regulatorio en proceso de adaptación. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), actualizado por el MITECO en 2024 destaca las “condiciones naturales excepcionales” del país para el desarrollo renovable [2]. Además, la crisis energética de 2021–2022, derivada del conflicto en Ucrania y la fuerte dependencia europea del gas natural, puso de relieve la necesidad de reducir la exposición a los combustibles fósiles importados. En este contexto, el despliegue de renovables se ha convertido no solo en una prioridad climática, sino también en una estrategia de seguridad energética [7][8].

El propio PNIEC establece un objetivo ambicioso de 76 GW de potencia fotovoltaica instalada para 2030, lo que supondría multiplicar por tres la capacidad actual. Además, se prevé que las energías renovables cubran al menos el 81 % de la generación eléctrica nacional en ese horizonte temporal, con la fotovoltaica aportando cerca del 28 % [2].

A nivel práctico, esta transformación se traduce en una progresiva sustitución de centrales térmicas por grandes plantas fotovoltaicas y eólicas, el impulso del autoconsumo, la electrificación de la demanda (especialmente en sectores como el transporte o la climatización), y una mayor integración de tecnologías de almacenamiento y gestión inteligente de la demanda.

En este marco dinámico y en evolución, el presente trabajo se plantea como una aportación concreta al despliegue de infraestructuras energéticas sostenibles, evaluando la viabilidad técnica y económica de una planta solar fotovoltaica a gran escala, en línea con las tendencias que están redefiniendo el sistema eléctrico del siglo XXI.

1.3 JUSTIFICACIÓN DEL USO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La elección de la energía solar fotovoltaica como tecnología central en este proyecto se basa en una combinación de criterios técnicos, económicos, medioambientales y estratégicos que la convierten en una de las soluciones más adecuadas para abordar los retos del sistema energético actual.

Desde el punto de vista técnico, la tecnología fotovoltaica ha alcanzado un alto grado de madurez. Los módulos actuales ofrecen eficiencias comerciales superiores al 22 % en tecnologías como el silicio monocristalino, con una vida útil que supera los 25 años manteniendo un rendimiento estable [9]. Además, su modularidad permite escalar los sistemas desde instalaciones residenciales hasta plantas a gran escala, lo que aporta una gran flexibilidad de diseño.

En términos económicos, la fotovoltaica se ha consolidado como una de las tecnologías de generación más competitivas del mercado. El informe World Energy Outlook 2023 de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) estima que el coste nivelado de generación (LCOE) para la solar fotovoltaica en países con buenos niveles de irradiación – como España – se sitúa entre 30 y 45 €/MWh, muy por debajo de los costes medios del gas natural [10].

Desde una perspectiva ambiental, la energía solar destaca por su baja huella ecológica. No genera emisiones de gases de efecto invernadero durante su operación, no produce residuos contaminantes y no requiere grandes volúmenes de agua para su funcionamiento. Además, el tiempo necesario para que un panel fotovoltaico genere la energía que se empleó en su fabricación (energy payback time) suele ser de un año en climas como el español [11].

España, además, cuenta con una ventaja competitiva clara: su excepcional recurso solar. Según datos del Global Solar Atlas, elaborado por el Banco Mundial, buena parte del territorio nacional – especialmente regiones como Andalucía, Extremadura, Castilla-La Mancha y Murcia – presenta valores medios anuales de irradiación global horizontal (GHI) superiores a los 1 800 kWh/m²·año [12]. Esta situación, representada en la Figura 4, permite

maximizar la producción de energía y mejorar el rendimiento económico de las instalaciones.

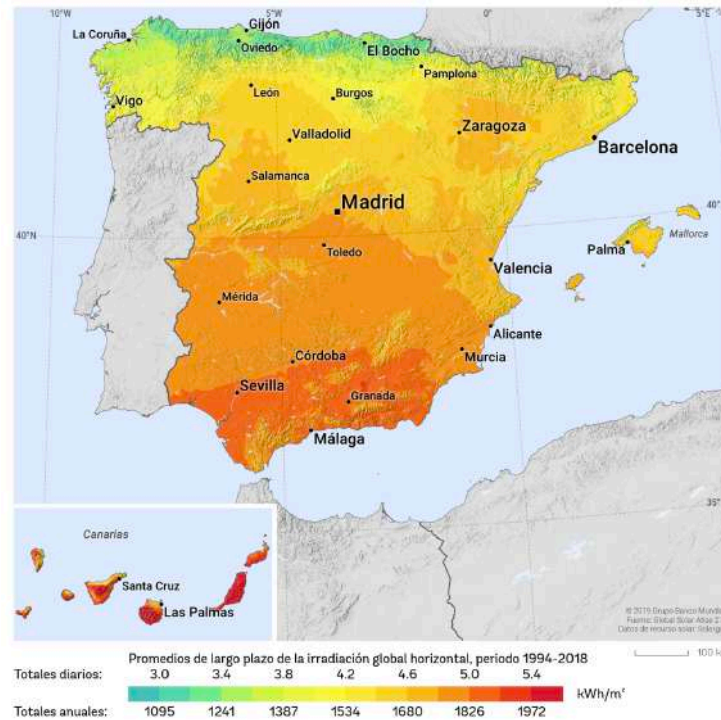


Figura 4. Mapa de irradiación global horizontal (GHI) en España [12]

A esto se suma el hecho de que el desarrollo de plantas fotovoltaicas a gran escala genera efectos positivos más allá del ámbito energético. Su despliegue contribuye a la creación de empleo local, al desarrollo de zonas rurales y a la mejora de la seguridad energética al reducir la dependencia del gas natural importado. Asimismo, la solar fotovoltaica se alinea con los compromisos internacionales de España en el marco del Acuerdo de París y con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), particularmente el ODS 7 (energía asequible y no contaminante), el ODS 8 (trabajo decente y crecimiento económico), el ODS 9 (industria, innovación e infraestructura) y el ODS 13 (acción por el clima) [13].

Por todas estas razones, la energía solar fotovoltaica se presenta como la opción más coherente para este proyecto, no solo por su viabilidad técnica y económica, sino también por su contribución a un sistema energético más sostenible y resiliente.

1.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Este Trabajo de Fin de Grado tiene como propósito principal analizar la viabilidad técnica y económica de una planta solar fotovoltaica de gran escala ubicada en territorio español. En un contexto de transición energética global, el desarrollo de proyectos fotovoltaicos no solo contribuye a la descarbonización del sistema eléctrico, sino que también permite aprovechar un recurso abundante en el país, generar empleo y fomentar la autosuficiencia energética.

Para alcanzar este objetivo general, se han definido los siguientes objetivos específicos:

- Seleccionar un emplazamiento óptimo para la instalación de la planta fotovoltaica, aplicando una metodología multicriterio que tenga en cuenta factores como la irradiación solar, la pendiente del terreno, el tipo de suelo, la proximidad a infraestructuras eléctricas y el impacto ambiental.
- Diseñar la configuración técnica preliminar de la planta, incluyendo la elección del tipo de paneles, inversores, disposición de filas y sistema de seguimiento solar, con el fin de maximizar el rendimiento energético.
- Realizar una simulación energética detallada mediante herramientas especializadas como PVsyst, con el objetivo de estimar la producción anual de energía, las pérdidas por efectos térmicos, sombreados y otros factores, así como calcular el rendimiento global del sistema (performance ratio).
- Evaluar la viabilidad económica del proyecto, incluyendo la estimación de los costes de inversión (CAPEX) y operación (OPEX), y el cálculo de indicadores como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de retorno (payback).
- Analizar los riesgos técnicos y económicos asociados al proyecto y realizar un análisis de sensibilidad que permita estudiar cómo varía la rentabilidad ante posibles fluctuaciones en los parámetros clave (costes, precios de venta, eficiencia, etc.).
- Contrastar los resultados obtenidos con los objetivos de planificación energética nacional, para asegurar que el proyecto está alineado con las directrices del PNIEC y las necesidades del sistema eléctrico español.

1.5 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

El proyecto comienza con una introducción general que contextualiza la motivación del trabajo, el papel de la energía solar en el escenario actual y los objetivos específicos que se persiguen. Después, se analiza la situación del sector fotovoltaico en España y en el mundo. A continuación, se abordan los fundamentos técnicos necesarios para comprender el funcionamiento y diseño de los sistemas fotovoltaicos, incluyendo conceptos clave como la radiación solar, el efecto fotovoltaico, los tipos de paneles y componentes, y las tecnologías más utilizadas actualmente.

Una vez establecidos estos fundamentos, se describen las herramientas empleadas en el desarrollo del proyecto, desde bases de datos de irradiación hasta software de simulación y recursos cartográficos, junto con los modelos económicos utilizados para evaluar la rentabilidad.

Con este contexto técnico y normativo, se define la metodología aplicada y el enfoque adoptado en el trabajo, así como las principales limitaciones. A partir de ahí, se inicia el análisis práctico con la selección del emplazamiento óptimo para la instalación de la planta, comparando varias ubicaciones mediante criterios técnicos, logísticos y ambientales.

Tras la elección del emplazamiento, se desarrolla el diseño preliminar de la planta fotovoltaica, incluyendo su configuración técnica y la simulación de su comportamiento energético. Con estos resultados, se realiza un estudio económico para evaluar la viabilidad del proyecto, teniendo en cuenta tanto los costes de inversión y operación como los precios de venta al de mercado.

El trabajo concluye con una recopilación de los resultados obtenidos, acompañados de una reflexión sobre su alcance y posibles limitaciones, y se cierra con una serie de conclusiones generales y propuestas para futuras líneas de desarrollo. Finalmente, se incluyen los anexos, que recogen los datos técnicos, resultados de simulación y planos del proyecto.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

2.1 ESTADÍSTICAS DEL SECTOR FOTOVOLTAICO

La energía solar fotovoltaica se ha consolidado en la última década como una de las tecnologías renovables más implantadas a nivel mundial. Su carácter modular, la rápida reducción de costes y la abundancia del recurso solar han permitido una expansión sostenida y generalizada en múltiples regiones del planeta. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la capacidad fotovoltaica global alcanzó los 1.858 GW en 2024, lo que supone un incremento de más del 30 % respecto al año anterior [14].

En términos absolutos, China lidera el desarrollo global con más de 880 GW instalados, seguida por la Unión Europea, Estados Unidos e India. A nivel global, en 2024 se añadieron más de 400 GW de nueva capacidad solar, cifra que representa más de tres cuartos del total de renovables instaladas ese año, lo que consolida a la fotovoltaica como la tecnología con mayor ritmo de expansión dentro del conjunto de fuentes limpias [14]. La Figura 5 demuestra el reparto de capacidad fotovoltaica acumulada instalada por región a 2024.

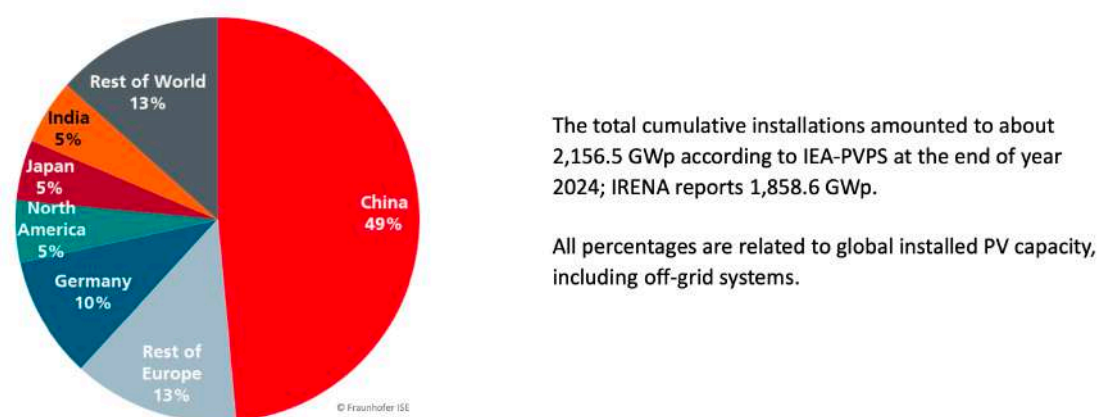


Figura 5. Reparto mundial capacidad fotovoltaica [15]

España se sitúa en una posición destacada en esta transición. Gracias a su elevada irradiación solar y a un marco normativo cada vez más favorable, el país ha vivido un crecimiento muy

notable en la capacidad instalada de generación solar. En 2023, la energía solar fotovoltaica superó los 25 GW de potencia acumulada, representando ya más del 20 % del total de la capacidad eléctrica instalada. Además, la producción fotovoltaica supuso alrededor del 14 % de la electricidad generada en ese mismo año, consolidando su papel estructural en el mix nacional [16].

La Figura 6 recoge de forma visual este crecimiento sostenido durante la última década, especialmente a partir de 2019, cuando comenzaron a construirse grandes parques solares sin necesidad de primas ni subastas. La liberalización del mercado, unida al avance tecnológico y la presión social por la sostenibilidad, ha favorecido una rápida expansión del sector.

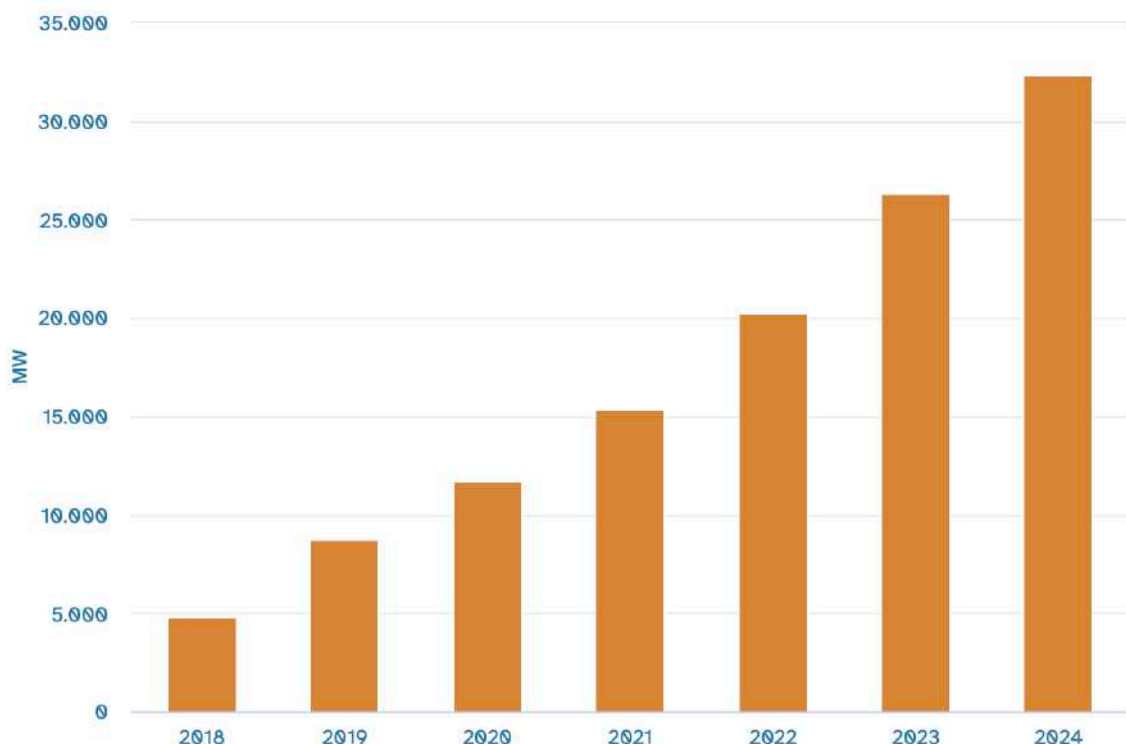


Figura 6. Evolución de la capacidad fotovoltaica instalada en España (2018-2024)[17]

Este crecimiento se ha visto acompañado por una fuerte reducción de costes. El coste nivelado de la electricidad (LCOE) de la energía solar fotovoltaica a gran escala ha descendido un 90 % entre 2010 y 2023, pasando de 0,460 USD/kWh a apenas

0,044 USD/kWh, según datos de IRENA [18]. Esta caída sostenida se debe tanto a avances tecnológicos como a una notable reducción de los costes de fabricación, instalación y mantenimiento. Como se observa en la Figura 7, esta tendencia ha situado a la fotovoltaica como una de las tecnologías más competitivas a nivel global, muy por debajo del coste medio de generación con combustibles fósiles.

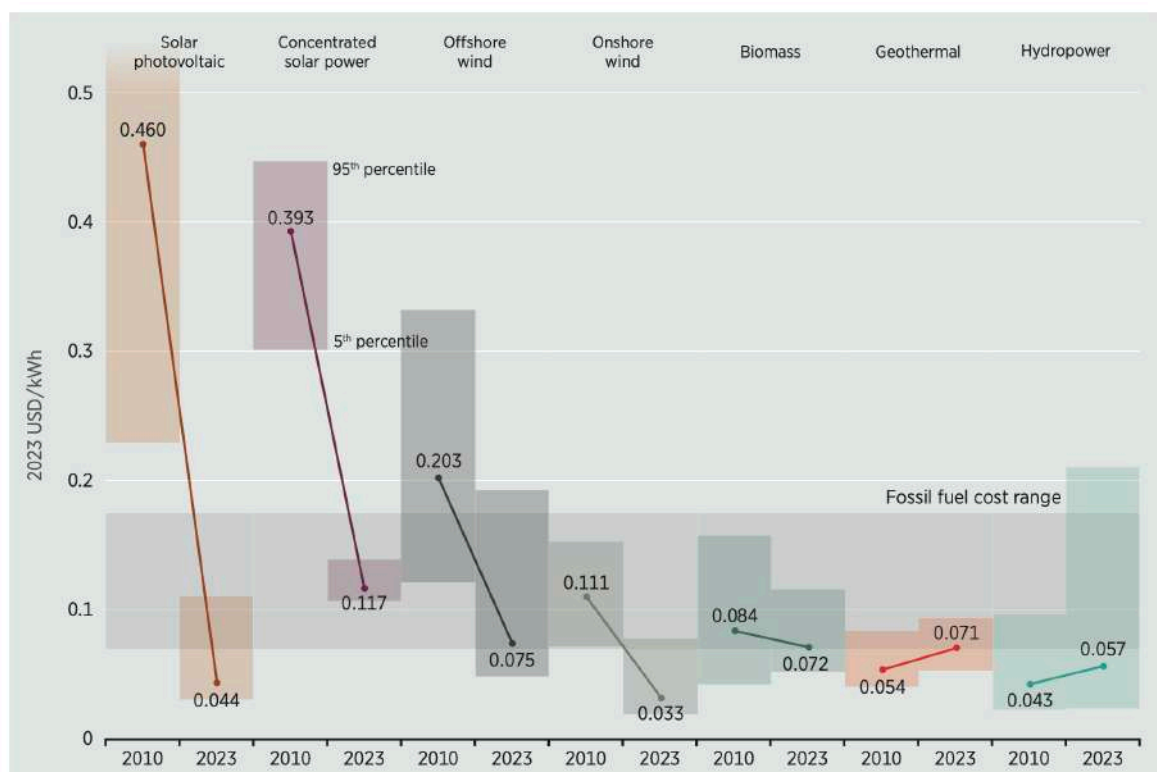


Figura 7. Evolución del LCOE por tecnología renovable (2010-2023)[18]

En resumen, las estadísticas más recientes muestran que la energía solar fotovoltaica no solo mantiene una tendencia de crecimiento acelerado a nivel global, sino que ya representa una parte significativa de la generación eléctrica en países como España. Estos datos confirman que el sector fotovoltaico ha dejado de ser marginal para convertirse en una pieza estructural de los sistemas eléctricos contemporáneos.

2.2 LA ENERGÍA DEL SOL Y SU APROVECHAMIENTO

La energía solar constituye la base física sobre la que se articula toda tecnología fotovoltaica. Comprender el origen, la composición y la magnitud de la radiación que emite el Sol es esencial para dimensionar correctamente un sistema de generación solar y evaluar su rendimiento potencial en función del recurso disponible en cada emplazamiento.

El Sol emite radiación de forma continua en forma de ondas electromagnéticas, generadas por reacciones nucleares de fusión que ocurren en su núcleo. La potencia total emitida es del orden de $3,8 \times 10^{26}$ W, de los cuales una fracción extremadamente pequeña – alrededor de $1,74 \times 10^{17}$ W – alcanza la atmósfera terrestre. Esta cantidad equivale, en promedio, a una irradiancia de 1.366 W/m^2 sobre una superficie perpendicular a los rayos solares en el límite superior de la atmósfera, valor conocido como constante solar [19].

No toda esta energía alcanza la superficie terrestre. Como se resume en la Figura 8, aproximadamente un 29 % de la radiación solar incidente se refleja de nuevo al espacio exterior debido a las nubes, partículas atmosféricas o la propia superficie del planeta. El otro 71 % es absorbido por la atmósfera, los océanos y la corteza terrestre, dando lugar a procesos meteorológicos, térmicos, biológicos y tecnológicos.

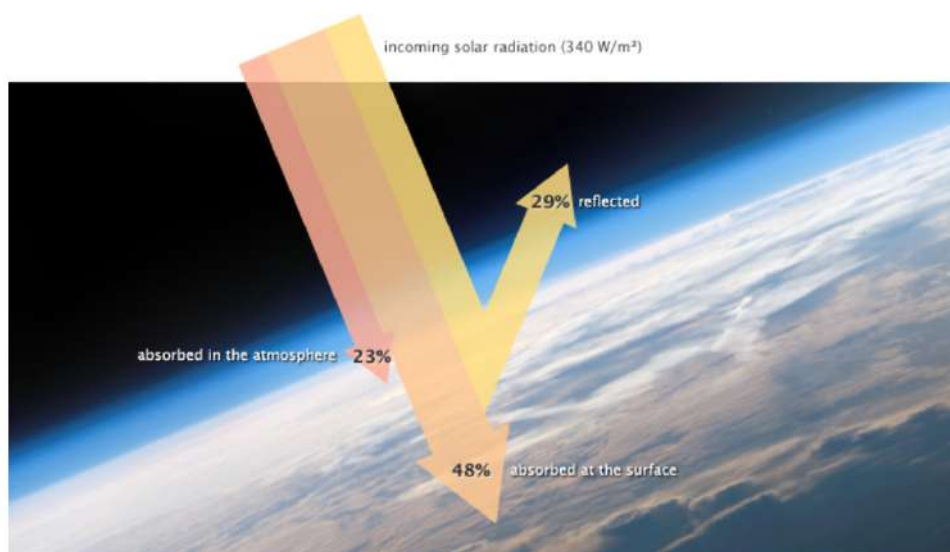


Figura 8. Balance energético de la radiación solar incidente sobre la Tierra [20]

Una vez traspasada la atmósfera, la irradiancia solar que alcanza el suelo puede llegar a valores cercanos a 1.000 W/m^2 en condiciones óptimas (cielo despejado, mediodía solar y ángulo perpendicular). Este valor se utiliza como referencia para ensayos de laboratorio bajo condiciones estándar de medida (STC), y es esencial para la caracterización técnica de los módulos fotovoltaicos [21].

Además de su magnitud, la radiación solar presenta una distribución espectral que es crítica para las tecnologías de conversión. Como se observa en la Figura 9, el espectro solar que llega a la superficie terrestre (AM1.5G) está atenuado respecto al espectro extraterrestre (AM0) debido a los efectos de absorción y dispersión atmosférica.

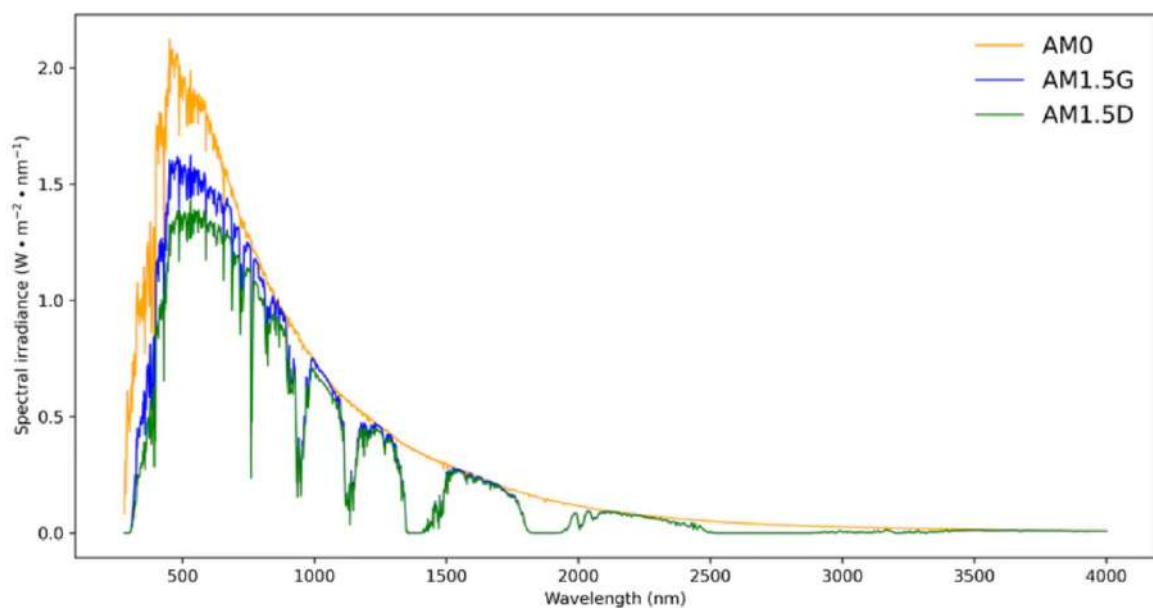


Figura 9. Espectro solar fuera y dentro de la atmósfera [22]

La energía útil para sistemas fotovoltaicos se concentra en el espectro visible (400–700 nm) y parte del infrarrojo cercano, hasta aproximadamente 1.100 nm , lo que coincide con el rango de respuesta espectral de materiales como el silicio cristalino. Como se muestra en la Figura 10, la sensibilidad del silicio disminuye de forma significativa fuera de este intervalo, limitando su capacidad de absorción de radiación solar más allá de ciertas longitudes de onda.

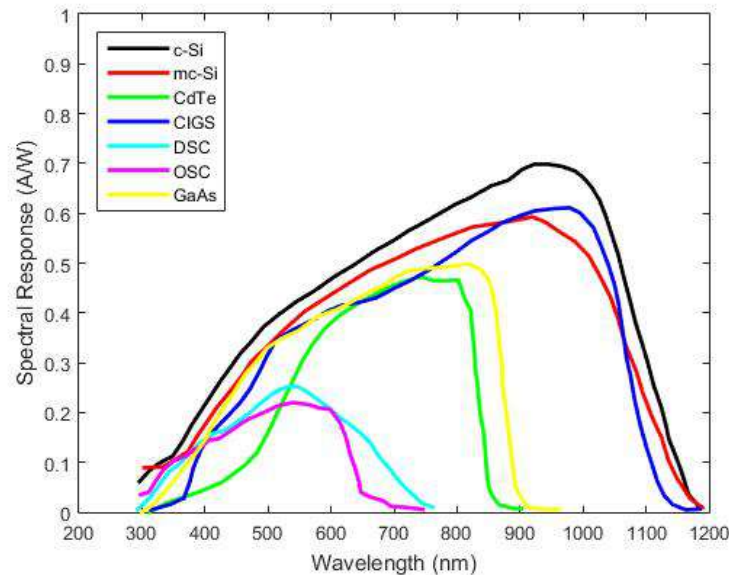


Figura 10. Respuesta espectral de distintas tecnologías fotovoltaicas [23]

Este comportamiento espectral, combinado con la abundancia del recurso solar, convierte a la energía solar en una opción estratégica dentro del proceso de transición energética. Se estima que, en una hora y media, la Tierra recibe del Sol una cantidad de energía equivalente al consumo energético anual de toda la humanidad [24]. Esta disponibilidad universal, combinada con su carácter renovable y su modularidad tecnológica, justifica el creciente protagonismo de la energía solar en los planes de desarrollo energético a medio y largo plazo.

2.3 PARÁMETROS DE RADIACIÓN SOLAR: *GHI*, *DNI*, *DHI* Y *ALBEDO*

Para el diseño, dimensionamiento y simulación de una planta fotovoltaica, resulta fundamental comprender cómo se descompone y cuantifica la radiación solar que llega a la superficie terrestre. La radiación no incide de forma uniforme ni directa en todos los lugares ni en todos los momentos del día, por lo que su análisis requiere una descripción más detallada que la simple irradiancia total.

Los parámetros clave son los siguientes [25][26][27]:

GHI (Global Horizontal Irradiance). Representa la irradiancia total que incide sobre una superficie horizontal, combinando tanto la componente directa como la difusa. Es el parámetro más ampliamente utilizado en bases de datos meteorológicas y el más relevante para sistemas fijos inclinados o montados en tejado.

DNI (Direct Normal Irradiance). Mide la irradiancia solar que proviene directamente del disco solar, sobre una superficie perpendicular a la dirección del Sol. Su valor es máximo en condiciones de cielo despejado y es especialmente relevante en sistemas con seguimiento solar o tecnologías de concentración (CSP).

DHI (Diffuse Horizontal Irradiance). Corresponde a la componente de irradiancia que ha sido dispersada por la atmósfera y que llega desde todas las direcciones del cielo. Su peso relativo aumenta en condiciones de nubosidad, alta humedad o contaminación.

Albedo. Es la fracción de radiación solar que se refleja desde la superficie terrestre hacia arriba. Aunque normalmente representa un valor pequeño (entre 0,1 y 0,3), puede cobrar importancia en climas nevados, terrenos claros o sistemas bifaciales.

Estos tres componentes principales se relacionan a través de la siguiente expresión:

$$GHI = DNI * \cos(\theta_z) + DHI$$

Donde θ_z es el ángulo cenital solar, es decir, el ángulo entre el rayo solar y la vertical en el punto de observación.

La Figura 11 ilustra esta relación de forma conceptual, mostrando cómo se distribuyen las distintas componentes de la radiación solar sobre un punto de la superficie terrestre.

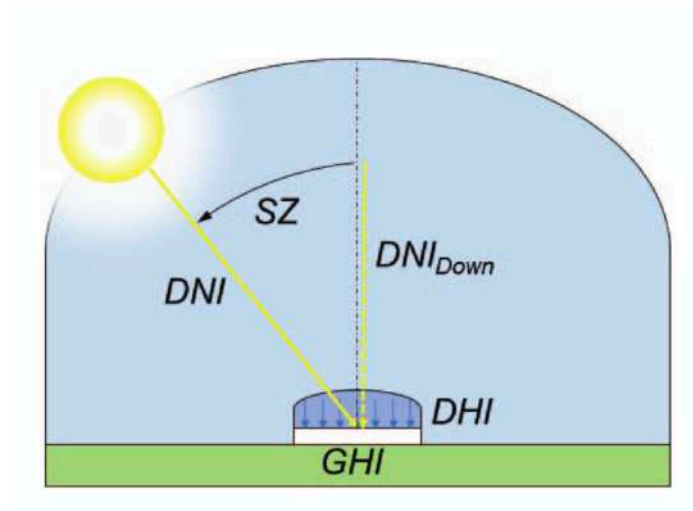


Figura 11. Componentes de la radiación solar [28]

Además de su definición instantánea, estos parámetros presentan una variación diaria y estacional marcada, especialmente en latitudes medias. La Figura 12 muestra un ejemplo de evolución horaria promedio de GHI, DNI y DHI durante un día típico, en condiciones reales de medida. Se observa cómo la irradiancia difusa alcanza su pico al mediodía solar, mientras que la componente directa presenta un perfil más constante. La irradiancia global combina ambos efectos, siendo la más representativa del recurso solar aprovechable en instalaciones fotovoltaicas convencionales.

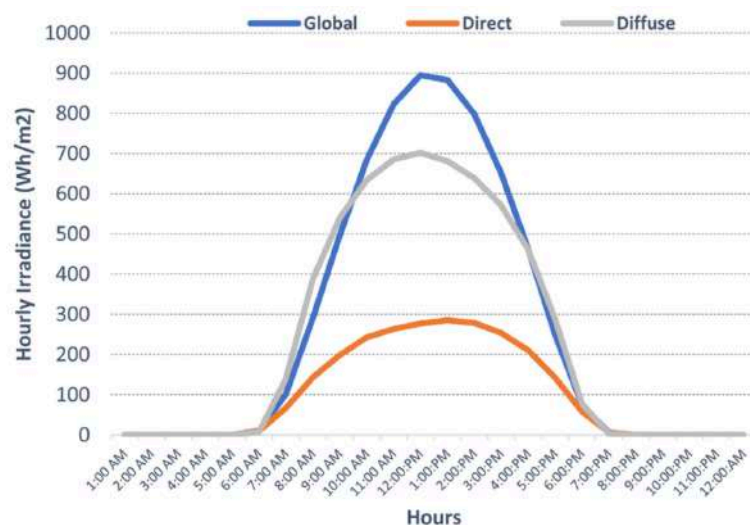


Figura 12. Evolución horaria promedio de GHI, DNI y DHI [29]

Una correcta caracterización de estos parámetros resulta esencial para simular con precisión la producción energética de una planta solar, ya que influyen directamente en la orientación, inclinación y configuración del sistema, así como en el cálculo de pérdidas ópticas y sombreados.

2.4 EL EFECTO FOTOVOLTAICO

El efecto fotovoltaico es el fenómeno físico que permite la conversión directa de la energía del sol en electricidad, y constituye el principio fundamental de funcionamiento de las células solares. Fue observado por primera vez en 1839 por Alexandre-Edmond Becquerel, aunque no fue hasta mediados del siglo XX cuando se comprendió su mecanismo y se aplicó de forma práctica en materiales semiconductores como el silicio [19].

Cuando un fotón incide sobre un semiconductor, puede ser absorbido si su energía es igual o superior a la banda prohibida (bandgap) del material. Esta absorción promueve un electrón de la banda de valencia a la banda de conducción, dejando un hueco de carga positiva. Estas bandas son niveles de energía permitidos que surgen de la interacción entre átomos en un sólido cristalino: la banda de valencia es donde residen los electrones en estado ligado, mientras que la banda de conducción permite el movimiento libre de electrones a través del material. La banda prohibida es la diferencia de energía entre ambas bandas, cuyo tamaño determina cuánta energía (de un fotón) es necesaria para excitar un electrón y que participe en la conducción [30].

La Figura 13 representa este esquema energético de forma simplificada. Solo los fotones cuya energía supera el valor de la banda prohibida pueden provocar la transición de un electrón a la banda de conducción.

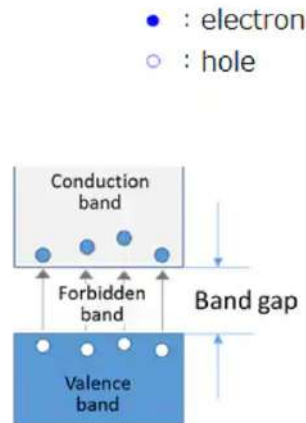


Figura 13. Esquema de bandas de energía en un semiconductor [31]

Una vez que un electrón pasa a la banda de conducción, puede desplazarse libremente por el material y participar en la conducción eléctrica. Sin embargo, este proceso también deja un hueco en la banda de valencia: un hueco que puede ser ocupado por otro electrón. Cuando un electrón vecino ocupa ese hueco, deja tras de sí otro hueco, y así sucesivamente. Esta migración de huecos puede interpretarse como el movimiento de una carga positiva a través del cristal, parecido al movimiento de una burbuja en un líquido: aunque son los electrones los que se desplazan, resulta más intuitivo describirlo como el movimiento del hueco en dirección contraria. Como resultado, tanto el electrón en la banda de conducción como el hueco en la banda de valencia pueden moverse y contribuir al transporte de carga. Por ello, se les denomina portadores, y forman pares electrón-hueco útiles para la generación de electricidad [30].

Para que estos portadores puedan ser separados y recogidos de forma eficiente, las células fotovoltaicas utilizan una estructura de unión P-N. Esta consiste en el contacto entre dos regiones de un mismo material semiconductor dopadas de forma distinta: una con exceso de electrones (tipo n) y otra con exceso de huecos (tipo p). Al unirse, se produce una redistribución de cargas que da lugar a una región de agotamiento sin portadores móviles. En esta zona aparece un campo eléctrico interno que actúa como una barrera de potencial. Dicho campo es el responsable de separar los pares electrón-hueco generados por la radiación: los electrones son empujados hacia la región tipo n, y los huecos hacia la tipo p,

lo que permite su recogida por los contactos metálicos del dispositivo. Este fenómeno queda recogido en la Figura 14.

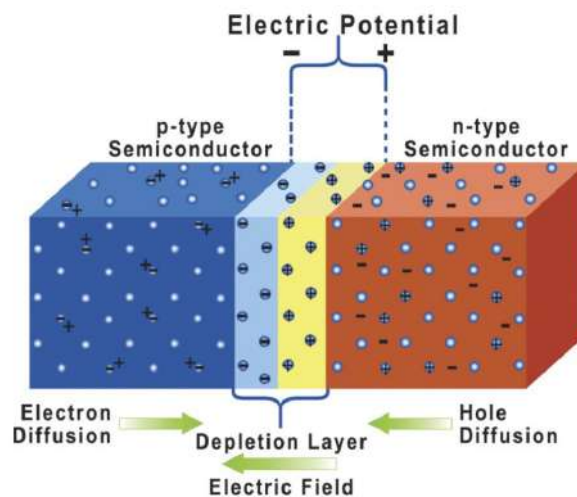


Figura 14. Estructura de unión p-n [32]

Cuando los portadores generados por la luz son separados por el campo interno de la unión p-n y recogidos por los contactos del dispositivo, se establece una corriente eléctrica, conocida como corriente generada por la luz (I_L). Pero esta corriente no implica por sí sola la generación de energía útil. Para que una célula fotovoltaica produzca potencia eléctrica, es necesario que exista tanto una corriente como una diferencia de potencial (tensión). Esta tensión se origina gracias al denominado efecto fotovoltaico [33]: cuando los pares electrón-hueco son separados por el campo interno de la unión p-n y no se permite su salida inmediata del dispositivo (por ejemplo, en circuito abierto), se acumulan cargas negativas en el lado tipo n y positivas en el lado tipo p. Esta separación espacial de cargas da lugar a una diferencia de potencial eléctrico entre ambos extremos del dispositivo.

La tensión resultante se establece como consecuencia de un nuevo equilibrio entre la corriente de difusión interna – que tiende a igualar la concentración de portadores – y la corriente de deriva generada por la luz. En condiciones de circuito abierto, estas dos corrientes se compensan exactamente, y la tensión alcanzada en ese equilibrio se denomina tensión de circuito abierto V_{OC} . Por el contrario, cuando el dispositivo se conecta directamente a una carga (cortocircuito), no se acumula carga en sus extremos y el flujo de

corriente es máximo (I_{sc}), aunque la tensión es nula. Se ha incluido una representación de ambos comportamientos en la Figura 15.

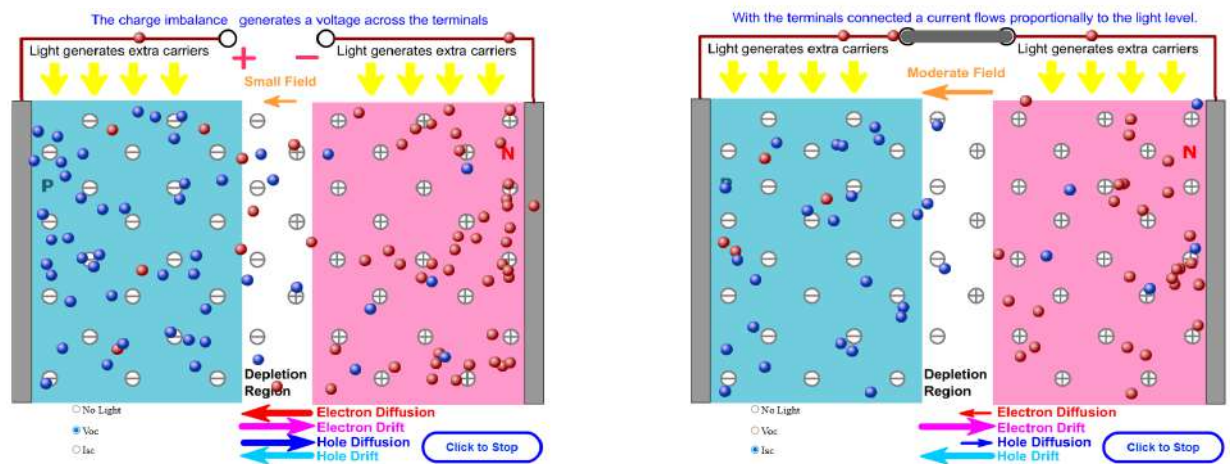


Figura 15. Funcionamiento de una célula solar bajo iluminación: generación de voltaje (izquierda) y circulación de corriente (derecha) [33]

Este proceso da lugar a una curva característica corriente-tensión (I-V) [34], cuya forma puede entenderse como el resultado de tres etapas físicas encadenadas. En primer lugar, una célula solar se comporta como un diodo semiconductor cuando no está iluminada. Después, bajo iluminación del sol, aparece una corriente generada por la luz (I_L) que se superpone a la curva del diodo, lo que provoca un desplazamiento vertical de toda la curva hacia abajo, a mayor intensidad de luz, más se desplaza hacia abajo. Finalmente, la curva resultante se invierte por convención. La Figura 16 ilustra esta evolución paso a paso.

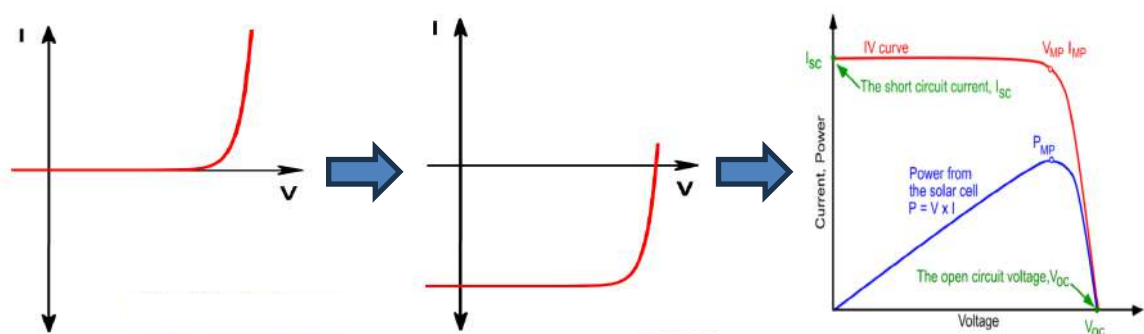


Figura 16. Curva I-V [34]

El punto de funcionamiento donde el producto $I \cdot V$ es máximo se denomina punto de máxima potencia (P_{MP}), y define junto con el factor de forma (FF) la eficiencia de la célula bajo condiciones estándar de medida (STC) [34].

2.5 LAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS ACTUALES: CÉLULAS Y PANELES

La célula fotovoltaica es el dispositivo elemental encargado de transformar la energía luminosa del Sol en electricidad. Está formada por una delgada lámina de material semiconductor, generalmente silicio, sobre la que incide la radiación solar. Aunque una célula individual puede generar una tensión en torno a 0,5–0,6 V en condiciones estándar, esta es insuficiente para aplicaciones prácticas. Por ello, se conectan eléctricamente en serie y paralelo para formar estructuras que proporcionen tensiones y corrientes útiles a mayor escala [35].

Estas agrupaciones de células dan lugar al módulo fotovoltaico, también conocido como panel solar. En un módulo típico de silicio cristalino, se conectan entre 60 y 72 células en serie, encapsuladas entre láminas de vidrio y materiales poliméricos (como EVA o Tedlar) que las protegen frente a la humedad, los impactos y la degradación ambiental. El conjunto se refuerza con un marco de aluminio que facilita su montaje estructural.

Además de las células, el módulo incorpora contactos metálicos frontales y posteriores que permiten recoger la corriente eléctrica, y una capa antirreflejante que reduce las pérdidas ópticas. Según el instituto Fraunhofer ISE [9], este diseño se ha estandarizado a lo largo de las últimas décadas por su durabilidad y coste competitivo. La Figura 17 muestra un ejemplo esquemático de la estructura típica de un módulo comercial.

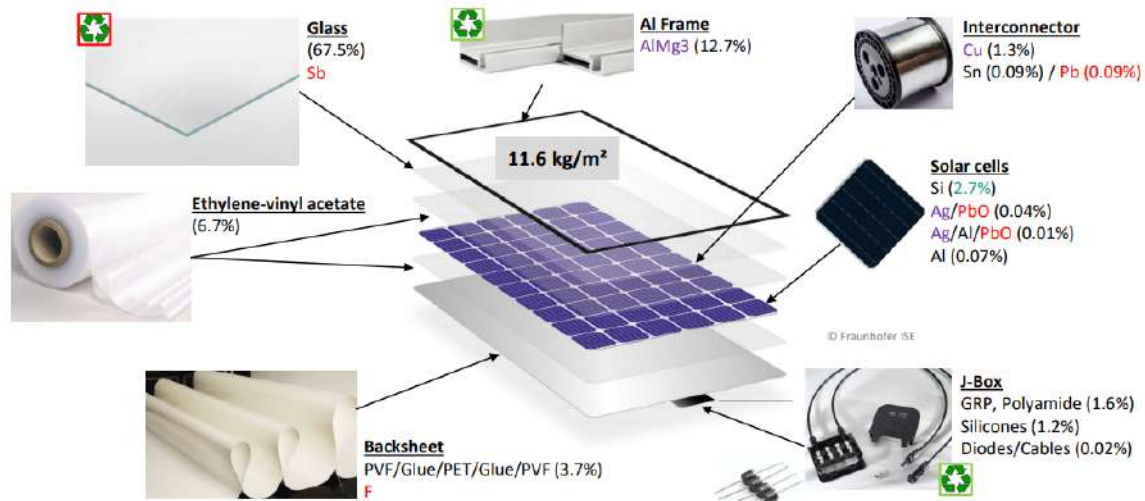


Figura 17. Estructura típica de un módulo fotovoltaico de silicio [9]

Las tecnologías utilizadas en las células también afectan al rendimiento del módulo. Actualmente, más del 95 % del mercado está dominado por tecnologías basadas en silicio cristalino (c-Si), en particular el monocristalino, que representa prácticamente el 100 % de la cuota de mercado de células c-Si [36]. Dentro de esta familia existen dos tipos: tipo p y tipo n. La Figura 18 recoge las particularidades de cada uno:

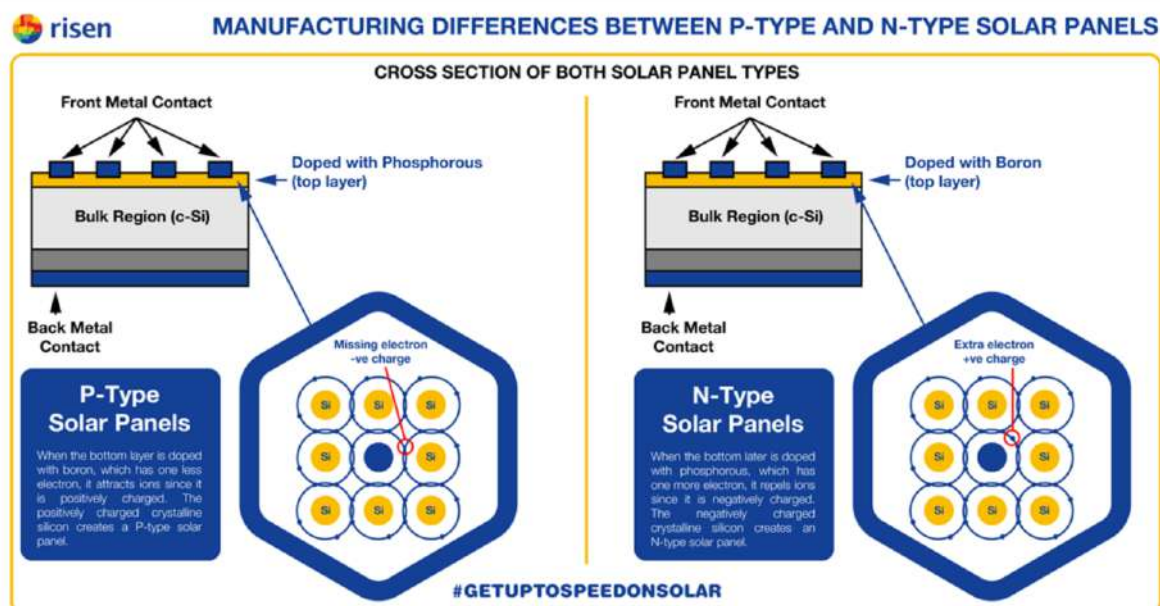


Figura 18. Células tipo p y tipo n [37]

Hoy por hoy la configuración más implantada sigue siendo tipo p, donde el principal ejemplo es la célula monocristalina tipo PERC (Passivated Emitter and Rear Cell). Esta añade una capa de pasivación posterior que refleja la luz no absorbida hacia el interior del dispositivo, dándole una segunda oportunidad de generar corriente. Su estructura se puede ver en la Figura 19. Esta mejora óptica y eléctrica permite alcanzar eficiencias del 20 % al 22 % en módulos comerciales [5].

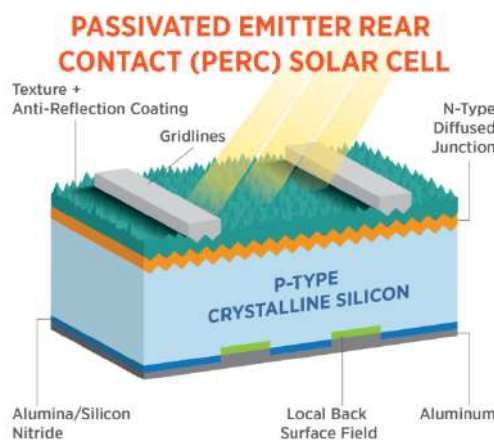


Figura 19. Célula tipo PERC [38]

En los últimos años, sin embargo, se ha producido un cambio tecnológico hacia células más eficientes basadas en silicio tipo n, como TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) y HJT (Heterojunction Thin Layer), representadas en la Figura 20. Estas configuraciones reducen las pérdidas por recombinación, tienen un coeficiente térmico más favorable y permiten el uso de configuraciones bifaciales. Según IEA PVPS, en 2023 las células tipo n representaban ya alrededor del 30 % de la cuota de mercado, con una proyección de alcanzar el 63 % en 2024 [36][6].

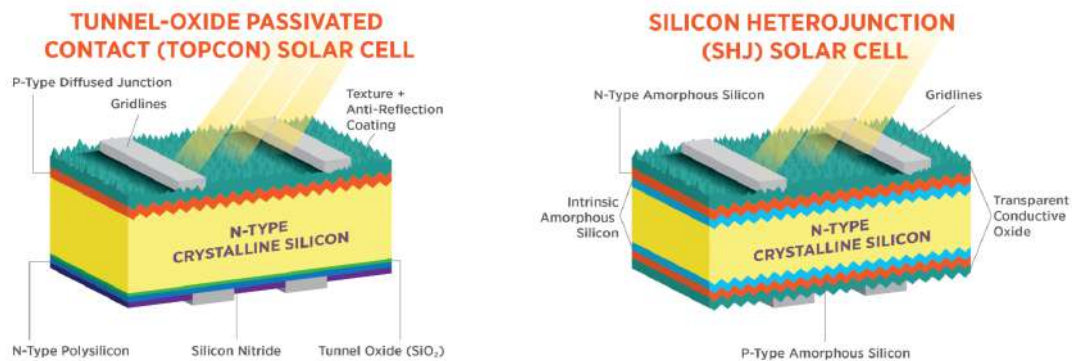


Figura 20. Células tipo TOPCON (izquierda) y HJT (derecha) [38]

Junto al silicio, las tecnologías de película delgada mantienen una cuota de mercado más reducida, en torno al 5 %. Destaca el caso del telurio de cadmio (CdTe), utilizado principalmente en el espacio debido a su alto precio de mercado – aunque en teoría son más baratas de producir debido a su menor número de etapas de fabricación, y a una menor demanda energética. A pesar de su menor eficiencia (17–19 %), su bajo coste de producción y tolerancia a condiciones adversas pueden otorgarle cierta ventaja estratégica [36].

Por otra parte, la investigación se centra actualmente en el desarrollo de células tándem, siendo la tecnología que más rápido está avanzando. Estas células combinan distintos materiales semiconductores para superar el límite teórico de eficiencia del silicio (Shockley-Queisser). Entre ellas, las de perovskita sobre silicio han alcanzado ya eficiencias superiores al 30 % en laboratorio, aunque su viabilidad aún depende de avances en estabilidad y procesos de fabricación [36].

La Figura 21 representa de manera visual la eficiencia de laboratorio de las distintas tecnologías a 2025. Cabe destacar que la eficiencia de laboratorio es mayor que la eficiencia real de campo.

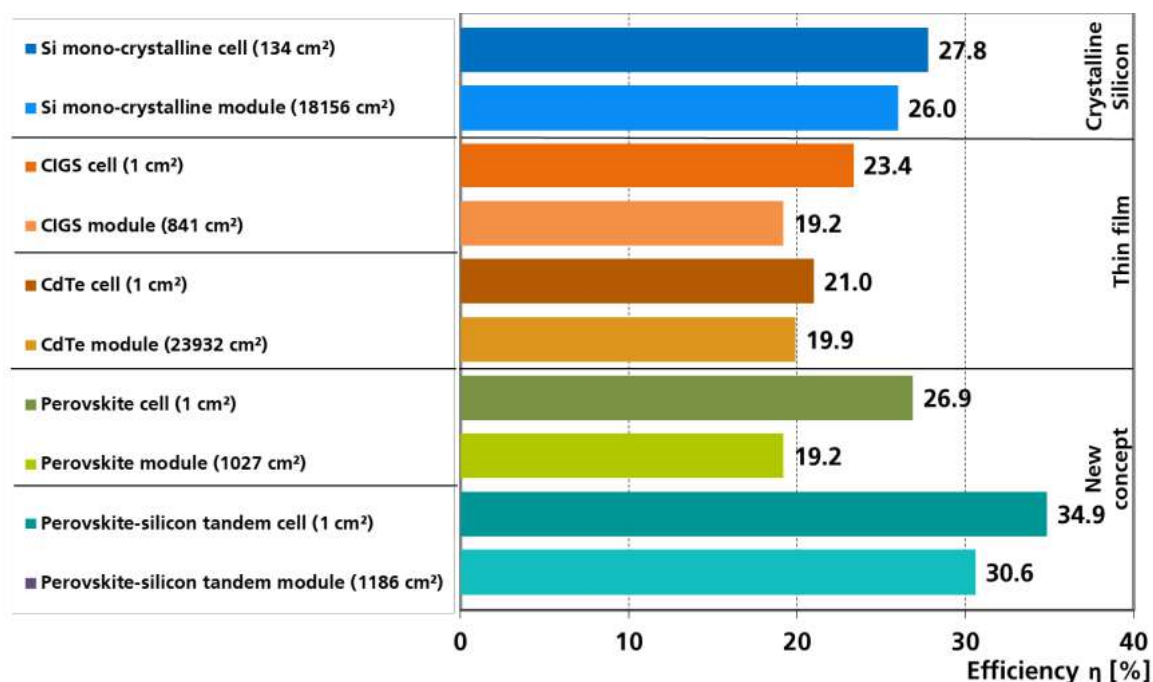


Figura 21. Eficiencia de célula por tecnologías [9]

Desde el punto de vista eléctrico, los módulos actúan como generadores de corriente cuya magnitud depende casi linealmente de la irradiancia incidente, mientras que la tensión disminuye con el aumento de temperatura. Por esta razón, los fabricantes especifican el comportamiento del módulo bajo las condiciones estándar de medida (STC), definidas como 1.000 W/m², 25 °C y espectro AM 1.5 [39][25].

Son relevantes los módulos bifaciales, capaces de captar radiación tanto por su cara frontal como por la posterior. Dependiendo del albedo de la superficie sobre la que se encuentren, estos módulos pueden alcanzar ganancias anuales de producción eléctrica del orden del 15 % en estructuras fijas, hasta el 30-35 % en estructuras con seguimiento de un solo eje [40]. Estos módulos presentan una creciente ventaja competitiva, a pesar de sus mayores costes de instalación, y en 2023 se estima que más del 90 % de las células desplegadas eran bifaciales.

La elección de una tecnología u otra tiene implicaciones directas sobre la eficiencia del sistema y su rentabilidad. Por ello, el conocimiento de las opciones disponibles es esencial a la hora de diseñar un sistema fotovoltaico optimizado.

2.6 SEGUIDORES SOLARES, INVERSORES Y TRANSFORMADORES

En un sistema fotovoltaico a gran escala, como el que se plantea en este estudio, no basta con disponer de módulos solares eficientes; es igual de importante la elección del resto de componentes que maximizan el rendimiento energético y permite la integración de la planta en la red eléctrica. En este sentido, los seguidores solares, los inversores y los transformadores juegan un papel clave, cada uno en su etapa del proceso de conversión y evacuación de energía.

Las estructuras que sostienen a los paneles solares pueden ser fijas o de seguidores solar, aunque en este proyecto se van a analizar estructuras son seguimiento solar. Los seguidores solares son estructuras motorizadas que orientan los módulos fotovoltaicos siguiendo la trayectoria del sol a lo largo del día. Su propósito es aumentar la captación de radiación incidente sobre los paneles, especialmente durante las primeras y últimas horas de luz, cuando el ángulo de incidencia es peor en instalaciones fijas. Existen principalmente dos tipos: los seguidores de un eje, que rotan en dirección este-oeste, y los de dos ejes, que añaden un movimiento vertical para seguir mejor la altura solar. Aunque estos últimos permiten un aprovechamiento energético aún mayor, sus altos costes y difícil mantenimiento hacen que tengan una implantación limitada. Los seguidores solares son particularmente atractivos en países con niveles altos de irradiación directa, como España, y su implantación puede suponer incrementos de producción del orden del 15-35 % respecto a estructuras fijas para seguidores de un eje, y del 25-50 % para seguidores de dos ejes [36].

Los inversores, por su parte, transforman la corriente continua generada por los módulos en corriente alterna, que es la forma de energía que puede inyectarse a la red eléctrica. En proyectos utility-scale se suele optar por inversores centralizados o en string, según el diseño de la planta [41]. Los inversores en string se sitúan al final de cada cadena de paneles solares en serie – PV string en inglés – aumentando la eficiencia y de mismo modo los costes de instalación y mantenimiento, mientras que los inversores centralizados concentran la conversión de varias cadenas distintas de paneles solares en puntos únicos de alta potencia – normalmente casetas que se construyen aparte, simplificando el mantenimiento, pero

reduciendo su eficiencia. La eficiencia de conversión de los inversores modernos se encuentra entre el 95 y el 99% en la mayoría de los modelos [36], y su selección debe considerar tanto la potencia nominal del sistema como el perfil de operación esperado.

Finalmente, los transformadores se encargan de adaptar la tensión de salida de los inversores, que suele encontrarse en el rango de los 400 a 800 voltios en corriente alterna, a los niveles requeridos por la red eléctrica de distribución o transporte. Este proceso es necesario porque una evacuación eficiente de la energía, especialmente a largas distancias, requiere operar en media o alta tensión, donde las pérdidas por efecto Joule son mucho menores. Por tanto, el uso de transformadores es un paso imprescindible en el proceso eléctrico de una planta fotovoltaica a gran escala, ya sea mediante centros de transformación distribuidos o subestaciones elevadoras centralizadas, dependiendo del diseño de la instalación y su punto de conexión a red [42]-[44].

La Figura 22 resume de forma esquemática el papel de estos tres componentes dentro del flujo energético de una planta fotovoltaica típica:



Figura 22. Esquema del flujo energético en una planta fotovoltaica a gran escala [45]

En conjunto, la correcta selección de estos tres elementos no solo influye en el rendimiento energético de la planta, sino que también condiciona su fiabilidad operativa, costes de mantenimiento y viabilidad económica.

2.7 RENDIMIENTO DEL SISTEMA Y CÁLCULO SIMPLIFICADO DEL PR

Evaluar el rendimiento de una planta solar fotovoltaica no implica solo conocer cuánta energía se produce, sino también entender cuánta energía se pierde a lo largo del proceso y como de eficiente ha sido el aprovechamiento del recurso solar disponible. Por ello, uno de los indicadores clave en el sector es el Performance Ratio o PR, un parámetro que permite comparar el funcionamiento real del sistema respecto a su potencial teórico en condiciones estándar.

El PR se define como el cociente entre la energía final realmente producida por la planta y la energía que se habría producido si todos los componentes funcionaran perfectamente, sin pérdidas y bajo condiciones estándar de medida (STC). Se expresa como un porcentaje y representa la parte del recurso solar disponible ha sido transformada en energía eléctrica útil [46].

Este indicador es especialmente útil porque permite comparar el rendimiento de instalaciones muy distintas – en cuanto a ubicación, tecnología o potencia – bajo una misma lógica. Mientras que la producción energética depende directamente de la irradiación recibida, el PR revela cómo de bien se ha gestionado ese recurso.

El cálculo simplificado del PR se realiza mediante la siguiente expresión [47]:

$$PR = \frac{E_{AC}}{Glob_{INC} * P_{STC}}$$

Donde:

- E_{AC} es la energía eléctrica entregada a la red, normalmente en kWh
- $Glob_{INC}$ es la irradiación total que incide sobre el plano de los módulos, en kWh/m²
- P_{STC} es la potencia nominal de la planta bajo condiciones estándar (STC), en kW

Este planteamiento no considera en detalle cada tipo de pérdida, pero sí permite obtener una visión global del comportamiento del sistema. En condiciones normales, un PR entre 75 y 85 % se considera adecuado para plantas bien diseñadas y operadas, mientras que valores por debajo del 75 % pueden ser indicativos de problemas [48].

La Figura 23 muestra un diagrama de Sankey típico de las principales pérdidas que afectan al rendimiento de una planta fotovoltaica, desde la radiación solar recibida hasta la energía final inyectada a la red:

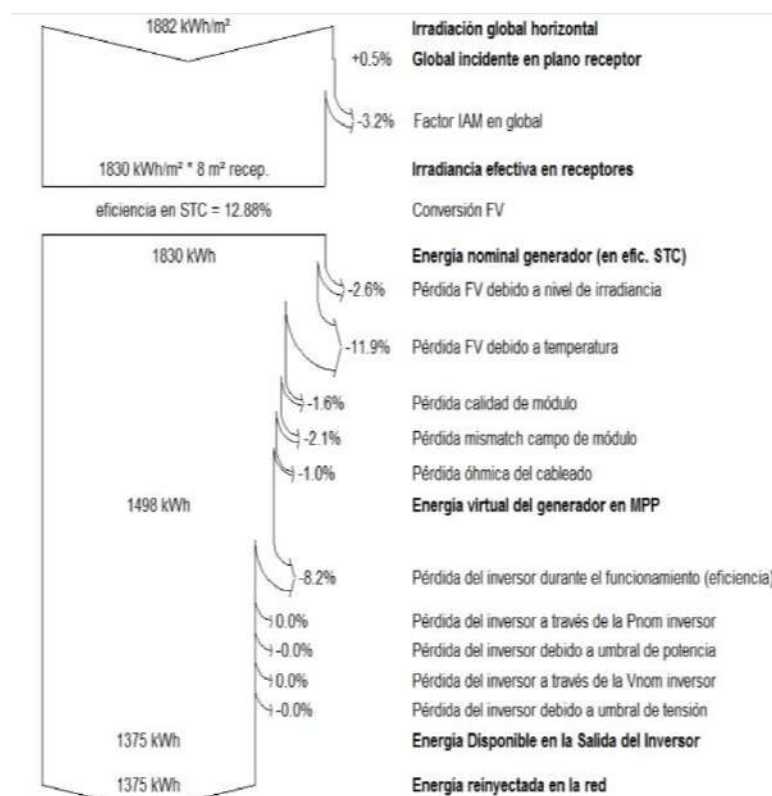


Figura 23. Diagrama de flujo de pérdidas en un sistema FV [49]

En general, las principales pérdidas que afectan al PR incluyen [25], [50]:

- Pérdidas por temperatura, las que más peso tienen, ya que el rendimiento de los módulos disminuye a medida que aumenta su temperatura de operación.
- Sombreado parcial o total, que reduce la irradiación efectiva sobre los módulos.
- Pérdidas por desajuste entre módulos (mismatch).

- Pérdidas en cableado y conexiones eléctricas, tanto en corriente continua como alterna.
- Pérdidas en inversores, que, aunque tienen alta eficiencia, nunca es del 100 %
- Paradas y fallos puntuales, que afectan directamente a la producción real.

Por tanto, aunque el PR es una medida global, también sirve como punto de partida para hacer análisis más detallados y detectar oportunidades de mejora en el sistema.

2.8 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El desarrollo de esta planta fotovoltaica contribuye de forma directa a los Objetivos de Desarrollo Sostenible definidos por Naciones Unidas que hoy en día actúan como hoja de ruta para orientar las políticas públicas, los proyectos empresariales y las decisiones de inversión hacia un modelo más sostenible. En este caso, hay cuatro objetivos que están especialmente relacionados con lo que se pretende lograr: el ODS 7 sobre energía, el ODS 8 sobre empleo y crecimiento económico, el ODS 9 sobre infraestructuras sostenibles y el ODS 13 sobre acción climática.

El ODS 7 busca garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna. En ese sentido, una instalación fotovoltaica como la planteada no solo aprovecha un recurso local y abundante como el sol, sino que lo hace de forma limpia, sin generar emisiones contaminantes, y con un coste competitivo frente a otras tecnologías. Esto contribuye a diversificar el mix energético y a reducir la dependencia de combustibles fósiles, que en el caso de España siguen representando una parte importante de las importaciones energéticas. Además, al tratarse de una fuente distribuida, puede reforzar la seguridad de suministro en el medio rural y el sistema eléctrico en general.

El ODS 8, centrado en el crecimiento económico sostenido y en el empleo digno, también se ve reforzado a través de este tipo de proyectos. Aunque muchas veces no se menciona, la construcción, operación y mantenimiento de plantas solares genera actividad económica

directa en zonas que, en muchos casos, tienen problemas de despoblación o desempleo estructural. Desde trabajos de obra civil hasta servicios de vigilancia, limpieza o asistencia técnica, son muchos los perfiles que pueden beneficiarse de una inversión como esta. Además, las renovables tienden a crear más empleo por unidad de energía generada que otras tecnologías.

El ODS 9 se centra en la necesidad de promover infraestructuras sostenibles, y eso es exactamente lo que se consigue al integrar instalaciones como esta dentro del sistema energético. No se trata solo de producir energía limpia, sino de hacerlo con tecnología moderna, en coordinación con redes de transporte eléctrico de alta tensión, y mediante soluciones innovadoras como seguidores solares, inversores eficientes o sistemas de monitorización avanzados. Esto fomenta la industria nacional, mejora la eficiencia del sistema y contribuye a crear una cadena de valor más desarrollada.

Por último, el ODS 13 hace referencia a la acción por el clima, y aquí la contribución es evidente. Frente a un contexto de emergencia climática cada vez más presente, cada MWh generado a partir del sol evita la emisión de gases de efecto invernadero que se habrían producido con carbón, gas o petróleo. A esto se suma que la energía solar no genera residuos peligrosos ni consume agua en el proceso de generación.



Figura 24. Objetivos de Desarrollo Sostenible [51]

Capítulo 3. HERRAMIENTAS Y RECURSOS

3.1 BASES DE DATOS DE IRRADIACIÓN SOLAR

Una de las decisiones más relevantes al comenzar el diseño de una planta solar fotovoltaica es seleccionar una fuente de datos fiable que caracterice adecuadamente el recurso solar disponible. Esta información afecta tanto a la estimación de producción anual, como a la rentabilidad esperada del proyecto y a su viabilidad técnica. En la práctica, existen varias bases de datos reconocidas que proporcionan los parámetros necesarios para este análisis, entre las cuales destacan PVGIS, NASA-SSE y Meteonorm.

PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) es una plataforma pública desarrollada por el Joint Research Centre de la Comisión Europea. Ofrece datos de irradiancia global horizontal (GHI), irradiancia difusa (DHI), temperatura ambiente y velocidad del viento, con una resolución espacial de hasta $0,05^\circ$ (aproximadamente 5 km) para Europa. Entre sus bases de datos destaca SARAH-3, que utiliza imágenes satelitales de EUMETSAT¹ y cubre el periodo 2005–2023, y ERA5, basada en modelos del ECMWF². Ambas están disponibles para descarga gratuita y permiten generar archivos compatibles con herramientas como PVsyst [52].

Por otro lado, NASA-SSE (Surface Meteorology and Solar Energy), desarrollada por el NASA Langley Research Center, proporciona datos climáticos de satélites como Meteosat y modelos atmosféricos globales como GEOS-1 y ISCCP D-1. Su resolución espacial es más baja, en torno a $1^\circ \times 1^\circ$, pero cubre todo el planeta y resulta muy útil para estudios a gran escala o en zonas donde no se dispone de datos locales. NASA-SSE incluye variables como

¹ EUMETSAT: Organización Europea para la Explotación de Satélites Meteorológicos

² ECMWF: Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a Plazo Medio

GHI, DHI, temperatura del aire y velocidad del viento, y sus registros se remontan a 1983 en el caso de la radiación solar [53].

Por último, Meteonorm es una base de datos comercial muy extendida en estudios de simulación. Tiene observaciones de más de 8.000 estaciones meteorológicas con modelos satelitales y métodos de interpolación que generan series meteorológicas adaptadas a cualquier lugar del mundo. Su resolución varía en función de la densidad de estaciones, pero suele ofrecer buenos resultados incluso en sitios remotos o complejos desde el punto de vista topográfico. Meteonorm permite generar años meteorológicos tipo (TMY) con datos de GHI, DHI, temperatura y viento, y exportarlos [54].

Conviene mencionar también el Global Solar Atlas, una herramienta desarrollada por el Banco Mundial y Solargis que proporciona mapas interactivos y datos básicos a nivel global. Aunque su resolución es limitada, resulta especialmente útil en las fases iniciales del proyecto para comparar rápidamente distintas ubicaciones posibles y seleccionar la más prometedora. En este trabajo se empleará exclusivamente para la selección del emplazamiento, no para las simulaciones con PVsyst [55].

Puesto que ninguna base es perfecta, contrastar los resultados ayuda a minimizar la incertidumbre. De esta forma, se puede validar la coherencia de los datos meteorológicos antes de usarlos en simulaciones.

3.2 SOFTWARE PVSYST PARA SIMULACIÓN DE PLANTAS

Una vez seleccionados el emplazamiento y la base de datos meteorológica, el siguiente paso consiste en simular la producción energética de la planta solar. En este contexto, PVsyst se ha consolidado como la herramienta de referencia en el sector fotovoltaico para la modelización de sistemas solares a cualquier escala, desde pequeñas instalaciones hasta plantas de gran potencia.

Desarrollado por la Universidad de Ginebra, PVsyst permite realizar simulaciones detalladas a partir de parámetros de irradiancia, temperatura y velocidad del viento, combinados con

las características técnicas de los componentes (módulos, inversores, estructuras, etc.). Una de sus mayores ventajas es tiene una base de datos con fichas técnicas de fabricantes, lo que facilita el uso de equipos comerciales reales en los modelos [56].

Para obtener los resultados necesarios para el análisis se procederá siguiendo los siguientes cinco pasos:

1. Localización del emplazamiento y sus datos meteorológicos
2. Selección de componentes (módulos, inversores y seguidores)
3. Diseño del sistema y disposición en campo (layout)
4. Simulación energética
5. Análisis de pérdidas

En la fase de simulación, PVsyst calcula el balance de energía del sistema fotovoltaico, incluyendo pérdidas térmicas, eléctricas y por sombreado. Además, genera informes con indicadores clave como el rendimiento del sistema (PR), el factor de capacidad, o el espectro horario de producción, fundamentales para valorar la viabilidad del proyecto.

A pesar de su nivel de detalle, PVsyst tiene una curva de aprendizaje razonable, con actualizaciones periódicas, lo que ha llevado a su adopción tanto por ingenierías como por entidades financieras que lo exigen como herramienta de auditoría en estudios de inversión.

Por último, hay que señalar que los resultados de PVsyst no son predicciones absolutas, sino estimaciones basadas en condiciones representativas. La fiabilidad de estas estimaciones dependerá de la calidad de los datos de entrada y de la precisión con la que se haya definido el sistema.

3.3 RECURSOS CARTOGRÁFICOS Y GEOGRÁFICOS

Además de conocer el recurso solar, para la elección del mejor emplazamiento se requiere analizar el terreno desde un punto de vista geográfico. Para ello, existen varias herramientas

que permiten consultar la tipología del suelo, los límites de parcelas, la pendiente del terreno, la accesibilidad y la proximidad a líneas eléctricas y zonas protegidas.

Uno de los sistemas más utilizados es el SIGPAC (Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas), gestionado por el Ministerio de Agricultura. Este visor permite consultar el uso y la delimitación catastral de cada parcela agrícola, y así obtener información sobre el tipo de cultivo y la pendiente media del terreno, lo que resulta especialmente útil para descartar zonas con fuertes desniveles o vegetación incompatible [57].

Por otro lado, Google Earth Pro ofrece una visión tridimensional del terreno y su entorno, así como la posibilidad de consultar herramientas de medición de distancias, perfiles topográficos o altitud relativa. Es muy útil para evaluaciones visuales rápidas, identificar obstáculos cercanos (arbolado, tendidos eléctricos) y estimar rutas de acceso viables desde la red de carreteras principal [58].

Otra herramienta clave en España es la Oficina Virtual del Catastro, que depende del Ministerio de Hacienda. A diferencia del SIGPAC, que se orienta al uso agrícola, el Catastro se centra más en la cartografía jurídica y urbanística de todo el territorio nacional, incluyendo suelo urbano y rústico. A través de este portal se puede consultar la titularidad de cada parcela, su clasificación, la superficie o la delimitación exacta de la parcela, todo ello mediante búsqueda a través de su visor [59].

También resultar útil la base de datos de espacios protegidos del MITECO, principalmente para realizar un primer filtro ambiental. Esta plataforma permite exportar sus datos e importarlos en Google Earth Pro, para después comprobar de manera visual si un emplazamiento está incluido en la Red Natura 2000, en zonas ZEPA o LIC, o en otros espacios protegidos definidos a nivel autonómico o nacional [60].

El uso conjunto de estas plataformas permite realizar un primer cribado geográfico de forma ágil y sin necesidad de desplazamientos al terreno, ahorrando tiempo y recursos en las primeras fases del proyecto.

3.4 *MODELOS ECONÓMICOS: EXCEL*

Una vez estimada la producción energética mediante PVsyst, el siguiente paso en el análisis de viabilidad consiste en pasar esos resultados a un modelo económico que permita evaluar la rentabilidad del proyecto. Con este fin, Microsoft Excel se mantiene como la herramienta más práctica para realizar este tipo de análisis.

La ventaja principal de Excel nace de su flexibilidad para crear modelos a medida, adaptados a las características de cada instalación. A través de hojas de cálculo conectada entre sí y fórmulas, es posible construir un modelo que incorpore todas las variables relevantes: inversión inicial (CAPEX), costes de operación y mantenimiento (OPEX), ingresos estimados por venta de energía, inflación, tipo de interés, periodos de amortización, impuestos o coeficientes de degradación del sistema.

Uno de los puntos clave es el cálculo del flujo de caja anual, a partir del cual pueden obtenerse los indicadores financieros que se utilizan para valorar la rentabilidad de un proyecto fotovoltaico: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el plazo de recuperación (payback). Estos indicadores permiten comparar distintas alternativas de inversión bajo criterios comunes, facilitando la toma de decisiones desde un punto de vista económico.

En conclusión, la capacidad de Excel de soportar modelos muy complejos si se estructura correctamente lo convierte en una herramienta válida tanto para evaluaciones iniciales como para presentaciones ante entidades financieras.

Capítulo 4. DEFINICIÓN Y ALCANCE DEL TRABAJO

4.1 ENUNCIADO DEL PROBLEMA

La transición hacia un modelo energético que integre las fuentes de energía renovable de forma efectiva se ha vuelto cada vez más urgente. En este nuevo escenario, la energía solar fotovoltaica ha pasado de ser una alternativa emergente a convertirse en una de las piedras angulares del sistema eléctrico. En países como España, donde el recurso solar es abundante y relativamente constante a lo largo del año, el desarrollo de grandes plantas fotovoltaicas es una oportunidad real para acelerar esta transformación.

Sin embargo, que haga sol no garantiza por sí solo que una planta fotovoltaica de gran escala sea viable. La puesta en marcha de un proyecto de este nivel implica abordar una serie de decisiones técnicas, económicas y territoriales. Aspectos como la localización del emplazamiento, la configuración del sistema, la estimación de la producción energética, la conexión a red o la evaluación de los costes e ingresos futuros, deben considerarse para poder determinar si la inversión es viable.

Este trabajo nace con ese objetivo: analizar si la viabilidad de poner en marcha una planta solar fotovoltaica de gran escala en el sur de España. No se trata solo de calcular cuanta energía podría generar el sistema o de diseñar su configuración técnica, sino de entender el conjunto del proyecto. Para ello, es necesario combinar herramientas de simulación energética con una evaluación económica realista, teniendo en cuenta tanto los aspectos técnicos como las condiciones del mercado eléctrico.

En otras palabras, este análisis no busca solo comprobar si la planta funcionaría bien desde el punto de vista técnico, sino que busca responder a una pregunta más compleja: ¿es razonable invertir en esta planta, en este lugar, con esta tecnología y bajo estas condiciones de mercado? Lo que se pretende es construir una visión completa del proyecto, que permita

valorar sus puntos fuertes, anticipar posibles limitaciones y, en última instancia, ofrecer argumentos sólidos que sirvan de base para tomar decisiones sobre su viabilidad.

4.2 METODOLOGÍA GENERAL DEL PROYECTO

Para determinar si una planta fotovoltaica de gran escala es viable, tanto desde el punto de vista técnico como económico, es necesario seguir una estructura que permita avanzar paso a paso en la toma de decisiones. La metodología del proyecto se ha diseñado para cubrir todo el proceso, desde la selección del emplazamiento hasta la evaluación de la rentabilidad, pasando por el diseño técnico del sistema y la estimación de su producción anual.

El primer paso consiste en identificar y comparar varios emplazamientos potenciales, aplicando criterios relacionados con la irradiación solar, las características del terreno, la cercanía a infraestructuras eléctricas, la accesibilidad y las posibles limitaciones ambientales. Esta comparativa se apoya en herramientas cartográficas y bases de datos públicas, y permite seleccionar el lugar más adecuado como punto de partida del proyecto.

Una vez elegido el emplazamiento, se pasa a diseñar la planta fotovoltaica, definiendo aspectos como el tipo de módulos, la configuración del sistema, los seguidores solares o la elección del inversor. Para ello, se utilizan datos reales de componentes comerciales y se considera un tamaño de planta suficiente para considerarse de gran escala, en torno a los 100 MW.

Después, se realiza una simulación de la producción energética utilizando el software PVsyst, que permite estimar la energía generada a lo largo del año y las principales pérdidas del sistema. Este paso es clave para obtener datos sobre el comportamiento de la planta y es la base para la evaluación económica posterior.

Por último, se lleva a cabo un análisis económico del proyecto, estimando los costes de inversión (CAPEX), los gastos de operación y mantenimiento (OPEX) y los ingresos esperados en función del precio de la electricidad. A partir de estos datos, se calculan indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR)

y el periodo de recuperación de la inversión (payback), para después valorar si el proyecto es rentable o no en función de sus condiciones técnicas y de mercado.

Esta metodología permite abordar el análisis de viabilidad de forma completa, teniendo en cuenta tanto la parte energética como la financiera del proyecto, y ofreciendo una visión equilibrada que ayuda a tomar decisiones informadas con un mínimo nivel de incertidumbre.

4.3 LIMITACIONES Y SUPUESTOS

Como en todo trabajo, este estudio se ha desarrollado bajo una serie de supuestos que conviene dejar claros desde el principio. Aunque se ha intentado mantener un enfoque lo más realista posible, hay ciertos aspectos que, por distintas limitaciones, se han tratado de forma aproximada.

En primer lugar, se ha considerado que la totalidad de la energía generada por la planta puede ser inyectada a la red sin restricciones, es decir, no se han tenido en cuenta posibles escenarios de curtailments. Tampoco se ha contemplado la posibilidad de vertido cero ni penalizaciones por desvíos en mercados como el diario o el intradiario.

Respecto a los datos económicos, los valores de CAPEX y OPEX utilizados se basan en referencias del sector y proyectos similares, pero pueden variar en función de la ubicación, las condiciones del terreno, los acuerdos con proveedores o las condiciones de financiación.

También es importante señalar que no se ha tenido en cuenta el impacto fiscal completo del proyecto ni posibles ayudas públicas, subvenciones o incentivos que podrían cambiar la rentabilidad.

A pesar de estas limitaciones, se ha intentado que todas las decisiones tomadas a lo largo del estudio sean coherentes con lo habitual en proyectos de esta escala y que los resultados obtenidos reflejen el comportamiento y la viabilidad de una planta fotovoltaica en condiciones reales.

Capítulo 5. SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La elección del emplazamiento es un paso clave en el diseño de una planta solar fotovoltaica, ya que condiciona tanto su producción energética como su viabilidad económica y ambiental. Para este estudio, se han identificado tres ubicaciones potenciales en diferentes zonas del territorio español que presentan, a priori, características técnicas favorables para albergar una planta de gran escala. Estas ubicaciones han sido seleccionadas tras un proceso de cribado inicial, en el que se han tenido en cuenta aspectos como la disponibilidad de superficie continua, niveles elevados de irradiación solar, accesibilidad y proximidad a infraestructuras eléctricas.

Las tres alternativas seleccionadas – Opción A (Carmona, Sevilla), Opción B (Huéneja, Granada) y Opción C (Cabra, Córdoba) – representan zonas geográficas con alto potencial solar y condiciones topográficas y ambientales favorables. A continuación, se detalla la metodología seguida para evaluar y comparar estas ubicaciones de forma objetiva.

5.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

Para valorar las ubicaciones planteadas en este proyecto, se han tenido en cuenta una serie de criterios que permiten comparar sus características de forma objetiva. La selección se ha basado, por un lado, en unos requisitos mínimos que todo emplazamiento debía cumplir para ser considerado, y por otro, en factores comparativos que ayudan a determinar cuál de ellos resulta más adecuado.

Desde el comienzo, se han buscado terrenos que superasen unos umbrales básicos de viabilidad. Uno de ellos es la superficie útil, que debía ser de al menos 150 hectáreas, para garantizar que pueda instalarse una planta de unos 100 MWp. Además, era imprescindible que las ubicaciones contaran con acceso cercano a una infraestructura eléctrica de alta tensión, concretamente líneas o subestaciones de 220 kV o más. También se descartaron

zonas que se solapan con espacios naturales protegidos, por las restricciones legales y ambientales que implican.

Una vez comprobado que los tres emplazamientos seleccionados cumplían con estos requisitos mínimos, se procedió a analizarlos con más detalle, comparando aspectos que influyen directamente en el desarrollo técnico y económico del proyecto.

Uno de los factores más relevantes ha sido la irradiación solar, medida mediante el valor medio anual de GHI. Este dato permite estimar la producción energética esperada en cada ubicación. También se ha valorado la pendiente del terreno, ya que una topografía llana o suavemente inclinada facilita tanto la instalación de los paneles como la obra civil asociada.

El tipo de vegetación ha sido otro aspecto considerado, puesto que influye en el grado de intervención necesario para acondicionar el terreno. Se ha valorado positivamente la presencia de suelos agrícolas de secano o monte bajo, mientras que la vegetación densa o forestal se considera menos favorable. Por otro lado, aunque todas las opciones tienen acceso a líneas eléctricas de alta tensión, se ha incluido como criterio la distancia a la infraestructura de evacuación, dado que esto puede tener un impacto importante en los costes de conexión.

También se ha tenido en cuenta la accesibilidad, entendida como la facilidad de acceso mediante carreteras o caminos existentes. Un acceso sencillo permite reducir tiempos y costes durante la construcción y facilitar las labores de mantenimiento. Además, se ha considerado la cercanía a zonas ambientalmente sensibles puesto que pueden complicar la tramitación o generar conflictos. La potencia pico estimada para cada terreno, en función del área, ha servido como referencia adicional para comparar su aprovechamiento. Por último, se han valorado algunos factores complementarios, como la existencia de caminos o servicios próximos, o posibles ventajas geotécnicas.

Para comparar de forma homogénea los emplazamientos, se ha definido una escala de puntuación de 1 (desfavorable), 3 (intermedia) o 5 (favorable), según se recoge en la Tabla 2:

<i>Criterio</i>	<i>Puntuación 1 (desfavorable)</i>	<i>Puntuación 3 (intermedia)</i>	<i>Puntuación 5 (favorable)</i>
Superficie disponible	Entre 100 y 150 ha	Entre 150 y 250 ha	Más de 250 ha
Recurso solar (GHI)	Menos de 1750 kWh/m ² año	Entre 1750 y 1850 kWh/m ² año	Mas de 1850 kWh/m ² año
Pendiente del terreno	Superior al 8%	Entre 4 y 8%	Inferior al 4%
Vegetación	Vegetación densa, forestal o con matorral cerrado	Monte bajo o cultivo tradicional	Terreno raso o de cultivo de secano
Interconexión	A más de 10 km de línea o subestación (≥ 220 kV)	Entre 3 y 10 km	A menos de 3 km
Accesibilidad	Sin acceso definido o caminos en mal estado	Accesos mejorables pero funcionales	Buen acceso por carretera asfaltada o camino rural
Restricciones ambientales	Cercanía a espacios protegidos	Entorno sin afecciones	Alejado de cualquier condicionante
Potencia estimada	Inferior a 90 MWp	Entre 90 y 100 MWp	Superior a 100 MWp
Otros factores	Limitaciones importantes	Situación neutra	Elementos favorables

Tabla 2. Escala de puntuación según criterios

Esta tabla será la base sobre la que se construye el análisis del apartado siguiente, en el que se comparan las tres ubicaciones seleccionadas para determinar cuál resulta más adecuada desde un punto de vista técnico y estratégico.

5.2 COMPARATIVA DE TRES EMPLAZAMIENTOS ALTERNATIVOS

Tras aplicar los criterios mínimos establecidos en el apartado anterior, se han seleccionado tres ubicaciones potenciales para la instalación de la planta fotovoltaica, todas situadas en el sur de la Península Ibérica: Carmona (Sevilla), Huéneja (Granada) y Cabra (Córdoba). A continuación, se describen de forma individual sus características más relevantes.

CARMONA

El primer emplazamiento se encuentra en el término municipal de Carmona, en la provincia de Sevilla. Se trata de un terreno amplio, de orografía muy favorable, situado en una zona agrícola dedicada al cultivo de secano. La parcela presenta una superficie de 356 hectáreas, lo que supone una extensión que favorece una considerable generación de energía.

Desde el punto de vista topográfico, el terreno es prácticamente llano, con una pendiente muy suave, lo que facilita la instalación de los componentes de la planta sin necesidad de obras importantes de nivelación. La vegetación es escasa, estando el terreno destinado al labradío de secano.

En la Figura 25 se muestra una vista satelital del emplazamiento, tomada con Google Earth, donde puede apreciarse la forma de la parcela y su ubicación en un entorno despejado.



Figura 25. Emplazamiento Carmona [58]

El acceso es sencillo, ya que se encuentra pegada a la carretera provincial SE-4108. En cuanto a la conexión eléctrica, el emplazamiento se encuentra a una distancia de unos 21 km de la subestación de Carmona de Red Eléctrica de 220 kV, que, aun siendo una distancia algo elevada, se encuentra dentro del rango aceptable para este tipo de proyectos.

En lo relativo al recurso solar, Carmona se sitúa en una de las zonas con mayor irradiación del país. Tal como puede observarse en la Figura 26, los valores medios anuales alcanzan los 1.846 kWh/m²·año, lo que refuerza notablemente su potencial energético.



Figura 26. Irradiación Carmona [55]

HUÉNEJA

La segunda alternativa se encuentra en el término municipal de Huéneja, en la comarca de Guadix, al norte de Sierra Nevada. En este caso, el terreno se localiza en un entorno rural de media altitud, con un uso del suelo principalmente agrícola. Aunque la parcela presenta una forma algo más alargada, la superficie disponible es de 226 hectáreas, por lo que cumple con los requisitos de instalación.

La pendiente es algo más marcada que en el caso anterior, con una inclinación máxima de en torno al 5-6 %, aunque se mantiene dentro de rangos aceptables para la instalación de sistemas fotovoltaicos. La vegetación es escasa, puesto que el terreno está también dedicado al labradío de secano, lo que permite aprovechar la mayor parte del terreno sin necesidad de grandes trabajos de desbroce.

La Figura 27 muestra el emplazamiento en Google Earth, donde se observa su geometría alargada y su localización en un entorno abierto, libre de construcciones o interferencias.

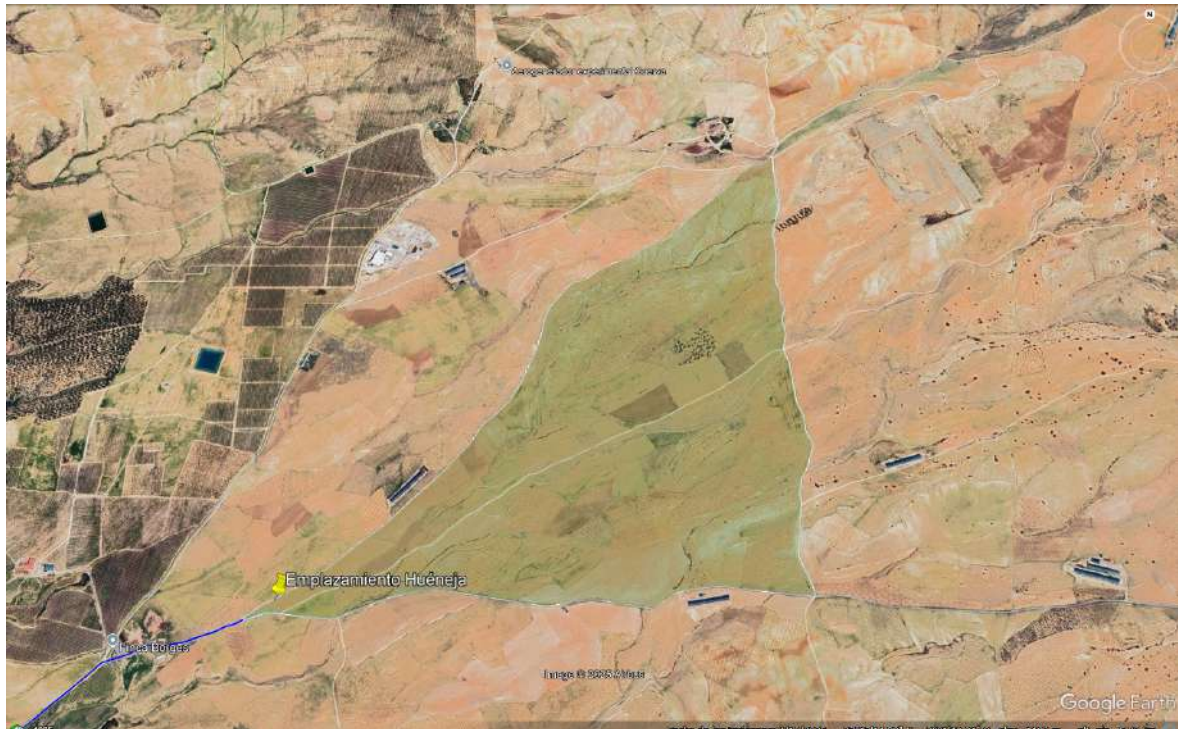


Figura 27. Emplazamiento Huéneja [58]

En cuanto al acceso, el emplazamiento dispone de caminos agrícolas conectados con la carretera A-92, lo que facilita el transporte de equipos y maquinaria. Respecto a la evacuación eléctrica, el punto de conexión se encuentra a una distancia de 24 km de la subestación de Huéneja de Red Eléctrica, esta vez de 400 kV, lo que resulta técnicamente viable.

El recurso solar en Huéneja es ligeramente superior al de Carmona, con valores en torno a los 1.873 kWh/m²·año. En la Figura 28 se presenta el mapa de irradiación solar correspondiente a esta zona, donde puede apreciarse su potencial energético.

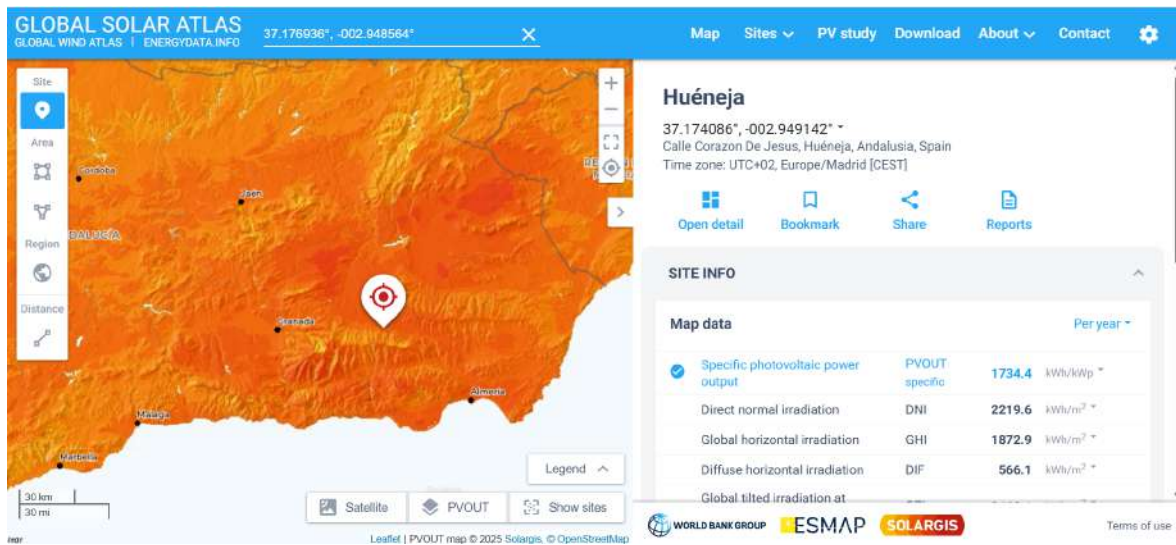


Figura 28. Irradiación Huéneja [55]

CABRA

El tercer emplazamiento analizado se sitúa en el término municipal de Cabra, en el centro de la provincia de Córdoba. El terreno forma parte de una amplia finca agrícola dedicada al cultivo de olivos. La superficie es de 194 hectáreas, lo que permitiría instalar una planta superior a los 100 MWp.

Desde el punto de vista físico, el terreno presenta una pendiente algo más pronunciada, con una inclinación máxima del 15 %, pero que no impide ni el diseño del sistema ni su construcción. El entorno está libre de obstáculos relevantes, pero la vegetación existente haría necesarias labores de acondicionamiento.

La Figura 29 muestra el emplazamiento en una imagen de Google Earth, en la que se observa su forma y tamaño.

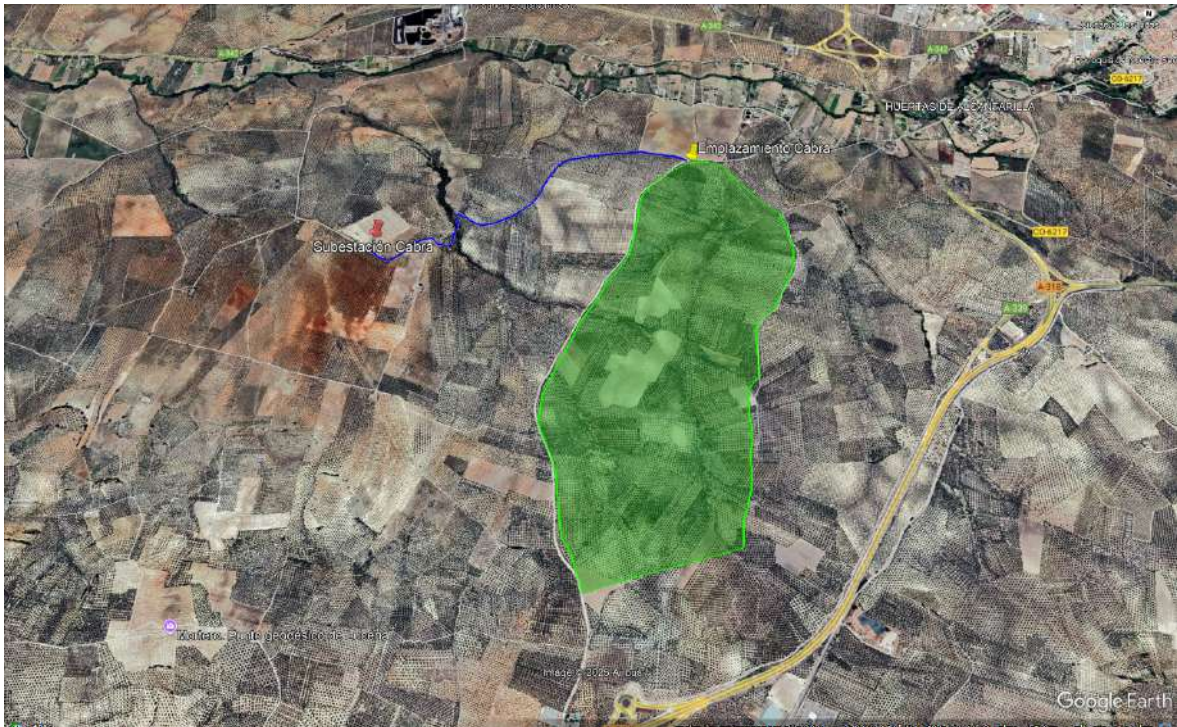


Figura 29. Emplazamiento Cabra [58]

Cabra cuenta con buenos accesos, con caminos rurales consolidados. Además, el emplazamiento se encuentra a una distancia de solo 3 km de la subestación de Red Eléctrica de 400 kV, lo que permite cumplir con los requisitos de evacuación de forma sencilla.

En cuanto al recurso solar, la zona cuenta con una irradiación media anual de 1.826 kWh/m²·año, ligeramente inferior a las de Carmona y Huéneja. Este dato puede observarse en la Figura 30, que muestra el mapa de irradiación solar en la zona.

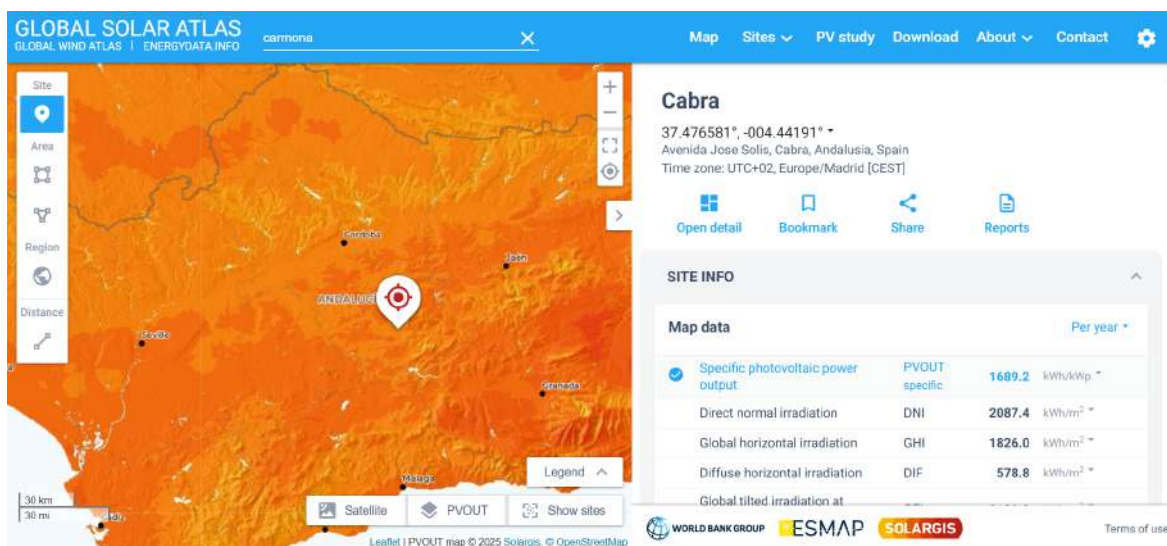


Figura 30. Irradiación Cabra [55]

5.3 PUNTUACIÓN MULTICRITERIO Y ELECCIÓN FINAL

Después de analizar cualitativamente los tres emplazamientos propuestos, se ha llevado a cabo una evaluación comparativa mediante una metodología de puntuación. Este sistema permite asignar de forma objetiva una valoración a cada emplazamiento, basándose en los criterios definidos en el apartado 6.1.

Para ello se ha aplicado la escala definida en el apartado 6.1, asignando a cada criterio una puntuación de 1 (desfavorable), 3 (intermedia) o 5 (favorable). La puntuación total de cada emplazamiento se obtiene sumando los valores asignados a cada uno de los nueve criterios analizados. Las puntuaciones asignadas a cada emplazamiento quedan recogidas en la Tabla 3:

<i>Criterio</i>	<i>Carmona</i>	<i>Huéneja</i>	<i>Cabra</i>
Superficie disponible	5	3	3

Recurso solar (GHI)	3	5	3
Pendiente del terreno	5	3	1
Vegetación	5	5	3
Interconexión	1	1	5
Accesibilidad	5	5	5
Restricciones ambientales	5	5	5
Potencia estimada	5	5	5
Otros factores	3	3	3
Total	37	35	33

Tabla 3. Puntuación emplazamientos

Tal como se observa, Carmona es el emplazamiento que obtiene la mayor puntuación total, con 37 puntos sobre 45 posibles. Le sigue Huéneja con 35 puntos y, más distanciado, Cabra con 33 puntos.

Aunque Huéneja destaca por contar con el mejor recurso solar (GHI de 1872,9 kWh/m²·año), pierde puntuación en criterios como pendiente del terreno, superficie útil disponible y, especialmente, en la interconexión eléctrica, ya que la subestación más cercana se encuentra a 24 km. Cabra, por su parte, presenta una ventaja clara en cuanto a evacuación (a solo 3 km de una subestación de 400 kV), pero sufre penalizaciones importantes por la pendiente del terreno (hasta un 15 %) y una superficie más ajustada (194 ha), además de contar con vegetación de tipo olivar que dificulta el aprovechamiento fotovoltaico.

Carmona, en cambio, combina una gran superficie disponible (356 ha), una topografía prácticamente llana (pendiente máxima del 2 %), vegetación favorable (labradío de secano), buena accesibilidad y una potencia estimada muy alta (534 MWp). Aunque la distancia a la subestación es algo elevada (21 km), el resto de las condiciones lo compensan ampliamente.

Por todo ello, se concluye que Carmona (Opción A) es el emplazamiento más adecuado para la instalación de la planta solar fotovoltaica objeto de este estudio.

5.4 CONSIDERACIONES AMBIENTALES Y LOGÍSTICAS

Además de los criterios técnicos y de rendimiento energético, es fundamental tener en cuenta los aspectos ambientales y logísticos del emplazamiento seleccionado, ya que estos pueden condicionar tanto la viabilidad del proyecto como su ejecución práctica.

Desde el punto de vista ambiental, el emplazamiento de Carmona no se encuentra dentro de ningún espacio natural protegido. Según la información cartográfica disponible y la consulta al visor del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) [60], la parcela no se solapa con ninguna figura de protección, como puede ser la Red Natura 2000, ZEPA, LIC o parques naturales. Esto reduce notablemente el riesgo de encontrar obstáculos durante la fase de tramitación ambiental del proyecto.

En cuanto al terreno, se trata de suelo agrícola de secano. Esta condición es favorable para la implantación de instalaciones de producción energética, ya que permite el uso fotovoltaico bajo autorización administrativa previa, sin necesidad de reclasificación urbanística. Además, al tratarse de un entorno ya transformado y de bajo valor ecológico, el impacto sobre el paisaje y los ecosistemas locales sería reducido.

Desde el punto de vista logístico, el emplazamiento también presenta ventajas claras. El acceso se puede realizar por una carretera provincial (SE-4108) situada en las inmediaciones de la planta. Esto facilita notablemente el transporte de materiales, el movimiento de maquinaria durante la obra y el posterior mantenimiento de la planta. No se han detectado

barreras físicas importantes, ni puntos conflictivos de paso, lo que permite prever una ejecución sin grandes complicaciones en términos de accesibilidad.

En cuanto a la evacuación eléctrica, si bien la subestación más cercana se encuentra a una distancia de 21 km, esta forma parte de la red de 220 kV, lo que permite cumplir con los requisitos técnicos para plantas de gran escala. Esta distancia, aunque no ideal, es técnicamente asumible mediante una línea aérea de evacuación, siempre que se coordine con Red Eléctrica de España (REE) y la administración autonómica. Dado que el trazado discurriría mayoritariamente por terreno agrícola, se prevé una afección baja y compatible con los usos actuales del suelo.

Por último, no se ha identificado la presencia de edificaciones, servidumbres legales, infraestructuras preexistentes o elementos que impidan de forma significativa la ocupación del terreno. En conjunto, el emplazamiento seleccionado en Carmona no solo destaca por su potencial técnico y energético, sino que también presenta un contexto ambiental y logístico muy favorable, lo que refuerza su idoneidad para albergar el proyecto propuesto.

Capítulo 6. DISEÑO TÉCNICO DE LA PLANTA SOLAR

Comentar las conclusiones del proyecto, destacando lo que se ha hecho, dejando claros qué objetivos se han cubierto y cuáles son las aportaciones hechas.

6.1 ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR

La calidad de los datos meteorológicos que se usan en la simulación impacta la fiabilidad de los resultados del proyecto. Por este motivo, antes de proceder al diseño técnico de la planta, se ha llevado a cabo una comparativa entre las tres principales bases de datos disponibles para el emplazamiento de Carmona: PVGIS, Meteonorm y NASA-SSE. Esta comparación se ha centrado en cuatro variables clave: irradiación global horizontal (GHI), irradiación difusa horizontal (DHI), temperatura media y velocidad del viento.

En lo que respecta al valor de GHI, representado en la Figura 31, se observa que PVGIS presenta valores superiores a los de las otras dos fuentes durante prácticamente todo el año, aunque sin desviarse excesivamente del promedio de las tres. NASA, por su parte, proporciona estimaciones más conservadoras, mientras que Meteonorm se sitúa en un término medio. Considerando que la GHI constituye la base de entrada para el cálculo de la producción fotovoltaica, y que PVGIS ha sido ampliamente validada para condiciones climáticas de la península ibérica, se ha optado por emplear PVGIS para obtener una estimación más optimista.

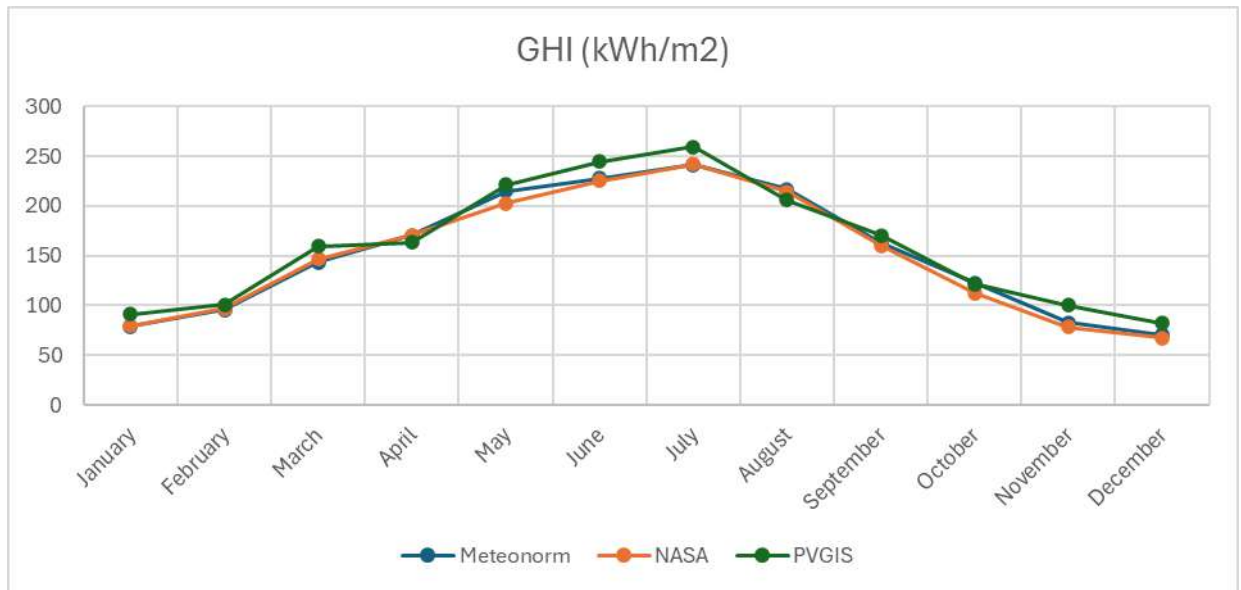


Figura 31. Irradiancia global horizontal en Carmona

La Figura 32, correspondiente a la irradiación difusa horizontal (DHI), revela una mayor disparidad entre las fuentes. Meteonorm muestra los valores más elevados, mientras que NASA vuelve a ofrecer los más bajos. PVGIS se mantiene generalmente en una posición intermedia, aunque con cierta variabilidad mensual. Dado que la DHI es especialmente relevante en configuraciones con seguimiento horizontal (como la considerada en este proyecto), se ha decidido utilizar el promedio entre PVGIS y Meteonorm y descartar NASA por su diferencia con las otras dos.

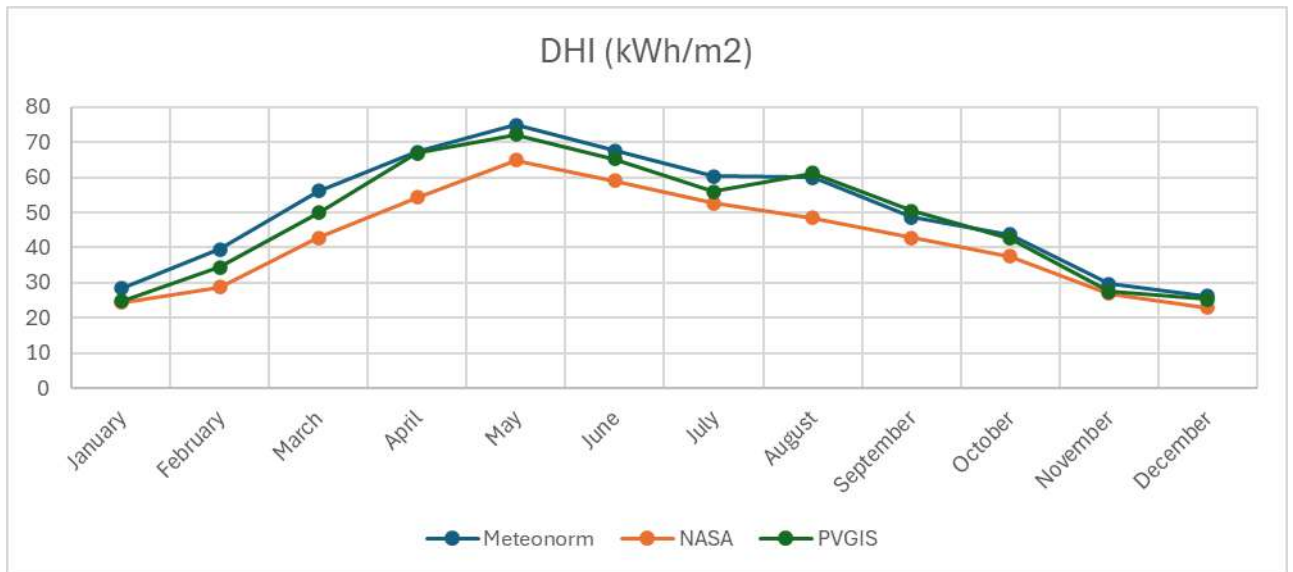


Figura 32. Irradiancia difusa horizontal en Carmona

En cuanto a la temperatura ambiente, la Figura 33 muestra un comportamiento muy similar entre las tres fuentes, con pequeñas discrepancias en los meses extremos del año. En este caso, se ha optado por emplear los datos de Meteonorm, ya que presentan una distribución realista y homogénea, y es la más intermedia de los tres.

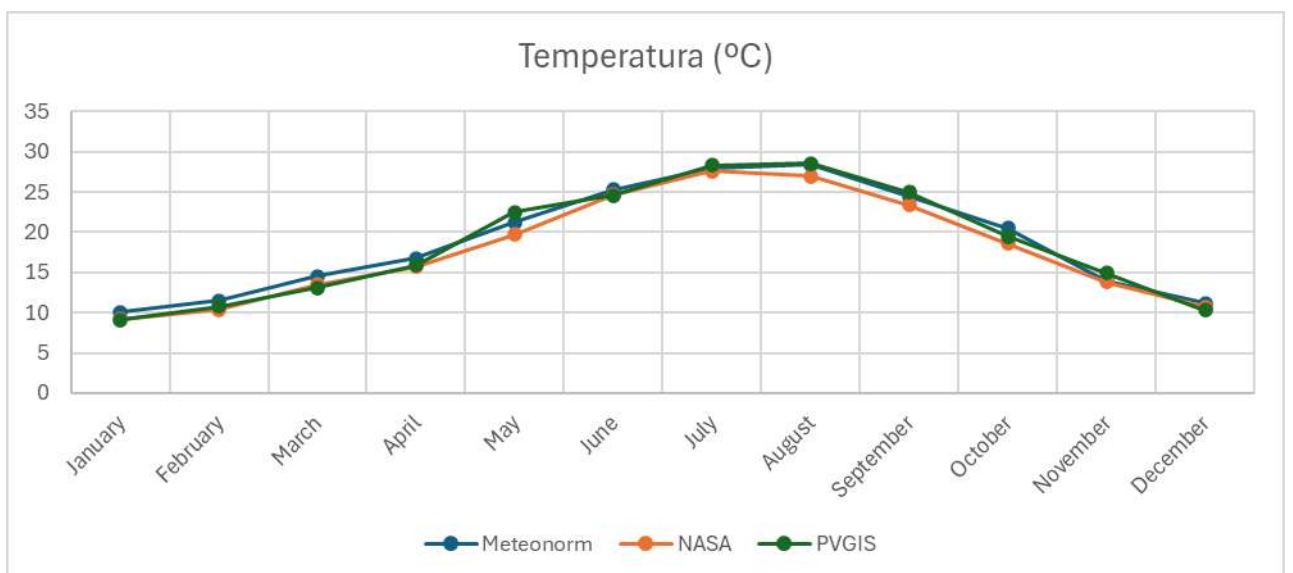


Figura 33. Temperatura ambiente en Carmona

Por último, la velocidad del viento se representa en la Figura 34. Aquí las diferencias entre fuentes son más notables: Meteonorm proporciona valores notablemente superiores, mientras que PVGIS muestra estimaciones más moderadas, NASA en cambio no tiene datos de la velocidad del viento. Si bien el viento no es un parámetro determinante en la producción, sí afecta al enfriamiento de los módulos y, en consecuencia, al rendimiento global. Para evitar tanto la sobreestimación como la infraestimación de su efecto, se ha considerado más apropiado emplear el promedio entre ambas fuentes.

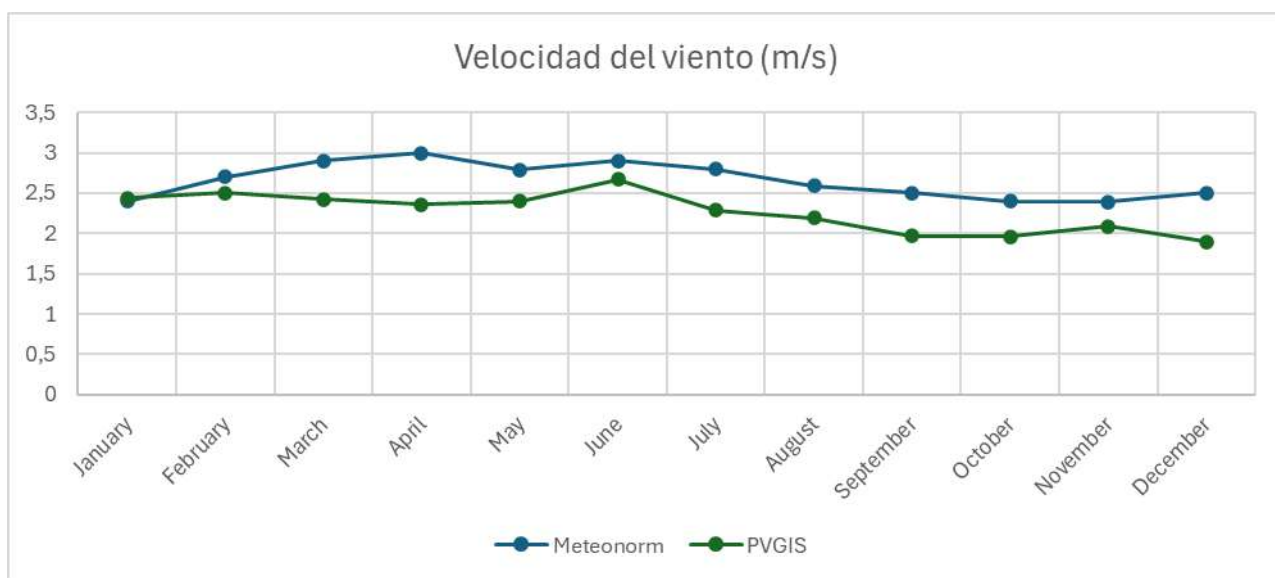


Figura 34. Velocidad del viento en Carmona

Se incluyen en la Tabla 4 los valores utilizados para las simulaciones.

Mes	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	Temperatura (°C)	Velocidad del viento (m/s)
Enero	91	26,55	10,1	2,42
Febrero	100,7	37,05	11,5	2,6
Marzo	159,7	53,05	14,5	2,66
Abril	163,7	67,05	16,8	2,68
Mayo	221,5	73,45	21,2	2,595

Junio	244,3	66,4	25,3	2,785
Julio	259	58,15	28	2,545
Agosto	205,8	60,6	28,4	2,39
Septiembre	170,3	49,55	24,4	2,235
Octubre	121,7	43,25	20,5	2,18
Noviembre	100,1	28,65	14	2,24
Diciembre	82	25,75	11,2	2,2
Total	1919,8	589,6	18,8	2,465

Tabla 4. Valores meteorológicos

6.2 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA

OPTIMIZACIÓN DEL RATIO

El primer paso en la simulación con PVsyst ha consistido en optimizar el ratio entre la potencia pico instalada (P_{pico}) y la potencia nominal (P_n). Este parámetro tiene un impacto directo en la producción energética y en las pérdidas por limitación de potencia cuando la radiación es elevada. Un ratio demasiado bajo desperdicia los inversores; uno demasiado alto genera pérdidas innecesarias.

Para este análisis se ha fijado la potencia nominal de la planta en torno a los 100 MW_n, utilizando 29 inversores Sungrow SG3400-HV-20, cada uno de 3,4 MW. El módulo usado ha sido el JA Solar JAM72-D30-540-MB, montado sobre seguidores solares 2V. A partir de una configuración inicial con un ratio de 1,04, se ha ido incrementando progresivamente el número de cadenas (strings) para elevar la potencia pico, y por tanto el ratio $P_{pico}/P_{nominal}$, en saltos de 0,04 unidades.

La Tabla 5 siguiente resume los resultados obtenidos:

<i>Ratio</i>	<i>Nº inversores</i>	<i>Nº strings</i>	<i>P_n (MW_n)</i>	<i>P_p (MW_p)</i>	<i>Energía año 1 (GWh)</i>	<i>Pérdidas eficiencia inversor (%)</i>	<i>Pérdidas inversor por encima de P_n (%)</i>	<i>Incremento energía (%)</i>
1,04	29	7110	99,67	103,66	212,72	1,1	0	
1,08	29	7380	99,67	107,6	220,78	1,1	0	3,79%
1,12	29	7660	99,67	111,68	229,12	1,1	0	3,78%
1,16	29	7930	99,67	115,62	237,13	1,1	0	3,50%
1,20	29	8203	99,67	119,6	245,12	1,1	0,1	3,37%
1,24	29	8480	99,67	123,64	252,94	1,1	0,2	3,19%
1,28	29	8750	99,67	127,58	260,06	1,1	0,6	2,81%
1,32	29	9025	99,67	131,59	266,67	1,1	1,1	2,54%

Tabla 5. Optimización del ratio

Como se puede observar, a medida que aumenta el ratio Ppico/Pnominal también lo hace la producción energética, aunque con incrementos cada vez menores. En la variante con un ratio de 1,28, se obtiene una producción anual de 260,06 GWh, lo que representa un incremento del 2,81 % respecto a la variante anterior. A partir de ese punto, el aumento de la energía generada se ve penalizado por las pérdidas por limitación de potencia del inversor, por encima del 1 %.

Por tanto, se considera óptimo el valor de 1,28, ya que maximiza la producción sin tener pérdidas significativas por sobrecarga del inversor. Este será el ratio utilizado en las simulaciones posteriores para dimensionar el sistema.

OPTIMIZACIÓN DE LA DISTANCIA ENTRE SEGUIDORES

Una vez definido el ratio óptimo entre la potencia pico y la potencia nominal del inversor, el siguiente paso ha consistido en ajustar la distancia entre seguidores solares, también conocida como pitch. Este parámetro influye directamente en el GCR (Ground Coverage Ratio) y, por tanto, en el sombreado próximo y la superficie total requerida por la planta.

En este paso se han mantenido constantes tanto la potencia pico (127,58 MWp) como el ratio $P_{pico}/P_{nominal}$ (1,28), y se han comparado diferentes configuraciones para seguidores de tipo 1V y 2V, dentro de rangos típicos de distancias:

- Para seguidores 2V: distancias entre 10 y 12 metros
- Para seguidores 1V: distancias entre 5 y 6 metros

La Tabla 6 resume los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas en PVsyst:

<i>Disposición</i>	<i>Distancia</i>	<i>Ratio</i>	<i>Energía año 1 (GWh)</i>	<i>Pérdidas sombreado próximo (%)</i>	<i>GCR (%)</i>	<i>Superficie paneles (ha)</i>	<i>Superficie planta (ha)</i>
2 V	12	1,28	260,06	1,8	38,1	61,03	160,18
2 V	10	1,28	252,98	1,8	45,8	61,03	133,25
1 V	6	1,28	260,53	1,8	38,0	61,03	160,61
1 V	5	1,28	253,42	1,8	45,6	61,03	133,84

Tabla 6. Optimización del pitch

Aunque las pérdidas por sombreado próximo se han mantenido constantes en todos los casos (1,8 %), sí se han observado diferencias significativas tanto en la energía generada como en la superficie necesaria. El valor de energía más alto se ha alcanzado con la configuración de

seguidores 1V separados 6 metros entre sí, alcanzando una producción anual de 260,53 GWh y un GCR del 38,0 %, valores muy parecidos a los de la mejor configuración con 2V.

Sin embargo, la elección del tipo de seguidor también afecta a otros aspectos del diseño. Los seguidores 2V, por su parte, complican las tareas de limpieza y mantenimiento, lo que puede suponer un coste adicional en O&M a largo plazo. Además, los seguidores 1V son menos altos, lo que facilita las tareas logísticas.

Por todo ello, y, como la configuración 1V a 6 metros permite equilibrar la producción energética, superficie ocupada y operatividad de la planta, se ha seleccionado como la mejor opción para continuar con el diseño.

ELECCIÓN DEL PANEL

Una vez optimizado el ratio entre potencia pico y nominal, y la distancia entre seguidores, el siguiente paso dentro del diseño técnico ha sido la elección del módulo fotovoltaico. Esta decisión se ha tomado en base a su producción anual simulada en PVsyst, pero también teniendo en cuenta aspectos prácticos como el número total de paneles necesarios.

En total se han comparado modelos de los siguientes cinco fabricantes, todos ellos bifaciales y con potencias comprendidas entre los 540 Wp y los 645 Wp:

JA Solar es uno de los principales fabricantes mundiales de módulos fotovoltaicos. Su modelo JAM72-D30-540-MB, utilizado como caso base, emplea tecnología PERC monocristalina y es ampliamente usado en plantas a gran escala por su fiabilidad y buen comportamiento térmico.

De Trina Solar, pionera en el sector desde hace más de dos décadas, ha sido utilizado el módulo TSM-NEG-21C-20-700 Vertex, que emplea tecnología TOPCon tipo n. Este tipo de célula ofrece menores pérdidas por recombinación, y, en los últimos años, Trina ha apostado fuertemente por este tipo de producto en su línea Vertex N, orientada a grandes instalaciones.

LONGi Solar, líder mundial en producción de módulos monocristalinos, usa el modelo LR7-72HGD-620M, basado en su tecnología HPDC (High Performance Dual Cell), que mejora la captación de luz difusa y reduce las pérdidas por sombreado parcial.

Jinko Solar, otro de los gigantes del sector, aporta el modelo JKM-645N-66HL-4-BDV, también con tecnología TOPCon tipo n. Jinko ha sido uno de los primeros fabricantes en comercializar módulos tipo n a gran escala, y su uso se está extendiendo en proyectos con seguidores bifaciales.

Por último, Risen Energy usa el modelo RSM132-8-700-BHDG, que utiliza tecnología HJT (heterojunction). Esta combinación de silicio amorfo y cristalino proporciona uno de los coeficientes térmicos más bajos del mercado, y eficiencias superiores. Aunque su fabricación es más compleja, los módulos HJT destacan por su alta producción en climas cálidos y su muy buen comportamiento bifacial.

Tras simular los cinco modelos manteniendo constantes el ratio $P_{pico}/P_{nominal}$ (1,28), la distancia entre seguidores (6 m) y la potencia total instalada (127,58 MWp), se han obtenido los resultados de la Tabla 7:

<i>Panel</i>	<i>Energía año 1 (GWh)</i>	<i>Distancia</i>	<i>Ratio</i>	<i>Potencia nominal</i>	<i>Potencia pico</i>	<i>Paneles /string</i>	<i>Nº string</i>	<i>Nº paneles</i>
JA Solar	260,53	6	1,28	99,67	127,58	27	8750	236250
Trina Solar	262,32	6	1,28	99,67	127,58	28	6510	182280
LONGi Solar	262,71	6	1,28	99,67	127,58	26	7915	205790

Jinko								
Solar	262,49	6	1,28	99,67	127,58	27	7325	197775
Risen								
Energy	264,02	6	1,28	99,67	127,58	28	6510	182280

Tabla 7. Elección del módulo

El panel de Risen Energy ha sido el que ha alcanzado la mayor producción anual, con 264,02 GWh, superando ligeramente al resto de competidores. Además, comparte el menor número de strings (6.510) y de paneles (182.280) facilitando la construcción. Teniendo en cuenta su rendimiento, su tecnología HJT y la fiabilidad del fabricante, se ha seleccionado como la mejor opción para el diseño técnico de la planta.

ELECCIÓN DEL INVERSOR

El último componente a definir en el diseño técnico es el inversor central, encargado de transformar la energía generada en corriente continua por los módulos en corriente alterna para su inyección a red. Para ello, se han comparado cuatro modelos de alta potencia, todos ellos diseñados para operar en sistemas a 1500 Vdc, centralizados y hechos para instalaciones de gran escala.

La simulación se ha realizado manteniendo constante el módulo fotovoltaico (Risen Energy RSM132-8-700-BHDG) y el ratio $P_{pico}/P_{nominal}$ (1,28). Los inversores evaluados han sido los siguientes:

Sungrow, uno de los líderes mundiales en inversores fotovoltaicos, ha sido el fabricante del modelo base utilizado en las simulaciones anteriores. El SG3400-HV-20 es un inversor central de 3,4 MW de potencia nominal. Es una opción fiable y bien integrada en el mercado europeo.

GE Power Conversion, la división de energía del gigante estadounidense General Electric, participa con su modelo LV5-1569, de aproximadamente 4 MW. Este inversor está pensado para plantas de gran escala y destaca por su fiabilidad y eficiencia.

SMA, fabricante alemán muy reconocido en el sector, tiene el Sunny Central 4000 UP, un inversor de 4 MW con muy buena eficiencia.

Por último, se ha evaluado el modelo Ingecon Sun 3600TL C690 del fabricante español Ingeteam, con una potencia nominal de 3,6 MW. Ingeteam es una empresa con mucha experiencia en mercados como España y América Latina. Además, su servicio técnico local facilita tanto la puesta en marcha como el mantenimiento.

La Tabla 8 recoge los principales resultados obtenidos:

<i>Inversor</i>	<i>Energía año 1 (GWh)</i>	<i>Nº inversores</i>	<i>Ratio</i>	<i>Potencia nominal</i>	<i>Potencia pico</i>	<i>Panel</i>
Sungrow	264,022	29	1,28	99,67	127,58	Risen Energy
Ge Power Conversion	266,183	32	1,28	101,44	129,81	Risen Energy
Ingeteam	266,21	31	1,28	100,04	128,09	Risen Energy
SMA	261,18	25	1,28	100	127,99	Risen Energy

Tabla 8. Elección del inversor

De todos los modelos analizados, el inversor Ingecon Sun 3600TL C690 de Ingeteam ha sido el que ha alcanzado la mayor producción anual, con 266,21 GWh. Además, lo hace

manteniendo un número razonable de inversores (31 unidades), un buen equilibrio entre eficiencia, y facilidad de operación. La posibilidad de contar con soporte nacional y experiencia en el entorno regulatorio español ha sido también un factor a favor. Por todo ello, se ha seleccionado este modelo como inversor definitivo del proyecto.

Por último, y en línea con las decisiones anteriores, el sistema de seguimiento solar estará basado en el modelo Monoline+ 2P del fabricante PV Hardware. Se trata de un seguidor de un eje especialmente diseñado para adaptarse a módulos de gran formato y con una alta compatibilidad con módulos bifaciales. De acuerdo con esto último, se presenta en la Tabla 9 la configuración que se empleará para llevar a cabo la simulación de producción y pérdidas.

Panel	Risen Solar RSM 132-8-700BHDG
Inversor	Ingecon Sun 3600 TL C690
Seguidor	PV Hardware 1V
Potencia nominal (MW_n)	100,04
Potencia pico (MW_p)	128,09
Ratio	1,28
Nº paneles	182.980
Nº paneles/string	28
Nº string	6.535
Nº inversores	31
Distancia entre seguidores	6 m
Energía año 1 (GWh/año)	266,21

Tabla 9. Disposición final PV_{syst}

6.3 SIMULACIÓN CON PVSYST

La producción energética de la planta ha sido estimada mediante una simulación detallada con el software PVsyst, utilizando una configuración con seguidores solares a un eje horizontal con backtracking. Se ha modelado además el efecto bifacial de los módulos y se han considerado pérdidas por sombras, suciedad, temperatura, degradación, cableado, inversores, transformadores y líneas de evacuación. A partir de los valores de producción obtenidos para los años 1, 5, 10, 15, 20 y 25 de operación, se ha proyectado la producción esperada durante los 30 años de vida útil de la planta.

PRODUCCIÓN ANUAL Y EVOLUCIÓN A 30 AÑOS

Durante el primer año de funcionamiento, la planta fotovoltaica de Carmona alcanzaría una producción neta de 266,21 GWh, lo que equivale a una producción específica de 2.078 kWh/kWp, con un Performance Ratio (PR) del 85,5 %. Este valor indica que el sistema aprovecha de forma muy eficiente la energía disponible, especialmente teniendo en cuenta su tamaño, la tecnología bifacial utilizada y el seguimiento solar implementado.

A lo largo de la vida útil del proyecto, la producción anual irá disminuyendo progresivamente debido a la degradación de los módulos. Esta degradación se ha modelado de manera lineal, aplicando una pérdida del 0,4 % anual. Además, se ha tenido en cuenta la disminución de producción anual debido a las labores de operación y mantenimiento, durante las cuales se deberá cortar la producción de la planta. Esta disminución se ha considerado de un 2%, aplicada a los valores obtenidos de las simulaciones de PVsyst. Esto ha resultado en una pendiente de disminución de aproximadamente -1.011 MWh/año. Como se observa en la Figura 35, la relación es prácticamente lineal, con un coeficiente $R^2 = 0,9999$, lo que permite prever con fiabilidad la energía entregada a lo largo todo el periodo.

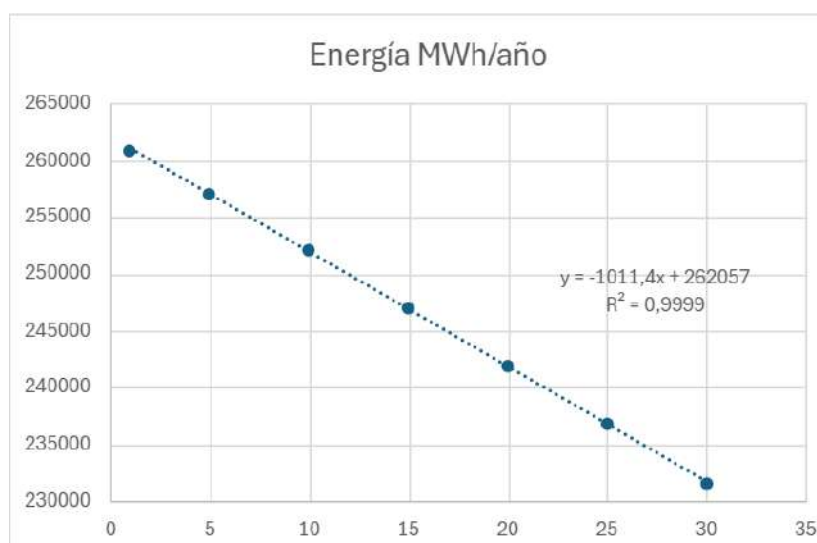


Figura 35. Producción anual estimada considerando O&M y degradación

En la Tabla 10 se muestran los valores anuales netos de producción, donde se observa que el promedio durante los 30 años se sitúa en torno a 246,38 GWh/año. Esto supone una producción específica de 1.923,6 kWh/kWp anual y un factor de capacidad del 22 %, es decir, aprovecha entre la quinta y la cuarta parte de la energía que podría producir operando a su máxima capacidad durante todo el año, en línea con las expectativas para una planta fotovoltaica ubicada en el sur peninsular con tecnología de seguimiento.

Año	Energía (MWh/año)
1	261.045,6
2	260.034,2
3	259.022,8
4	258.011,4
5	257.000,0
6	255.988,6
7	254.977,2
8	253.965,8
9	252.954,4

10	251.943,0
11	250.931,6
12	249.920,2
13	248.908,8
14	247.897,4
15	246.886,0
16	245.874,6
17	244.863,2
18	243.851,8
19	242.840,4
20	241.829,0
21	240.817,6
22	239.806,2
23	238.794,8
24	237.783,4
25	236.772,0
26	235.760,6
27	234.749,2
28	233.737,8
29	232.726,4
30	231.715,0
Promedio	246.380,3
kWh/kWp	1.923,6
Factor capacidad	22%

Tabla 10. Producción anual neta considerando O&M

BALANCE ENERGÉTICO Y PÉRDIDAS DEL SISTEMA

Uno de los aspectos más relevantes en la evaluación del rendimiento de una planta solar es el análisis de pérdidas, es decir, entender en qué puntos del sistema se produce una reducción de la energía respecto a la que sería posible en condiciones ideales. A continuación, se describen las principales pérdidas recogidas en el diagrama del informe de PVsyst.

6.3.1.1 Pérdidas por sombreado lejano

Corresponde a la obstrucción parcial del horizonte por elementos lejanos como colinas. En este emplazamiento el horizonte es muy limpio y bajo, lo que limita esta pérdida a un valor prácticamente despreciable, del 0,3 %.

6.3.1.2 Pérdidas por sombreado cercano

Está causado por el sombreado entre seguidores o por estructuras de la propia planta fotovoltaica. Gracias al uso de backtracking y un diseño bien dimensionado, se consigue mantener esta pérdida en un 1,8 %, por debajo del 2 %.

6.3.1.3 Pérdidas por suciedad

La acumulación de polvo sobre los módulos reduce su eficiencia. En este caso se ha obtenido una pérdida moderada del 2 %, coherente con el entorno semiárido y los planes de mantenimiento previstos.

6.3.1.4 Pérdidas por ángulo de incidencia

La pérdida provocada por el ángulo con el que inciden los rayos solares sobre el vidrio del módulo, especialmente en las primeras y últimas horas del día. El uso de recubrimientos antirreflectantes ayuda a minimizar este efecto, y se encuentra en un 1% en este caso.

6.3.1.5 Pérdidas por LID

En cuanto los módulos fotovoltaicos se instalan y comienzan a exponerse al sol, sufren una pequeña pérdida inicial de rendimiento conocida como Light Induced Degradation (LID). Es un fenómeno típico, especialmente en los primeros días de funcionamiento, y se debe a

una reestructuración interna del material semiconductor cuando recibe luz por primera vez. Aunque es un efecto puntual y limitado al arranque de la planta, se tiene en cuenta como una pérdida del primer año, y en este caso se ha obtenido un resultado de un 1,5 %, dentro de los márgenes habituales del sector.

6.3.1.6 Pérdidas por Mismatch

Debido a pequeñas diferencias entre módulos o cadenas de módulos, tanto por fabricación como por envejecimiento desigual, se pierde una parte de la energía potencial. En sistemas grandes este valor es inevitable y asumido en diseño, y el valor obtenido de 2,1 % se considera razonable.

6.3.1.7 Pérdidas térmicas

La eficiencia de conversión disminuye a medida que sube la temperatura de los módulos, y suelen ser las pérdidas más significativas en sistemas fotovoltaicos, en este caso se ha obtenido un 4,1%. En Carmona, las altas temperaturas en época de verano provocan una pérdida térmica significativa pero esperada.

6.3.1.8 Pérdidas por cableado

Incluyen tanto las pérdidas por efecto Joule en los conductores de corriente continua (- 0,8 %) como en los de corriente alterna (- 0,1 %), obteniendo unas pérdidas totales de 0,9 %, que se considera un valor razonable.

6.3.1.9 Pérdidas de inversores

Este valor se divide en dos partes principales: la eficiencia de conversión de los inversores (- 1,6 %) y una pequeña pérdida adicional por funcionamiento a potencias superiores a la nominal (- 0,2 %).

6.3.1.10 Pérdidas de los transformadores

Los transformadores de media y alta tensión, necesarios para transformar la energía a los niveles de voltaje de la red de transporte de Red Eléctrica (30 kV y 220 kV respectivamente),

tienen pérdidas por histéresis (hierro) y por resistencia en el bobinado (cobre). En conjunto, suman aproximadamente un 2 % de pérdida.

6.3.1.11 Pérdidas en las líneas de evacuación

La evacuación hasta el punto de conexión en alta tensión implica también pérdidas óhmicas en los cables, que recorren más de 20 km hasta el punto de inyección a red. Las pérdidas obtenidas han sido un 0,4 % en media tensión y 0,4 % en alta, que se consideran valores razonables.

6.3.1.12 Pérdidas auxiliares

De un 0,3%, estas pérdidas engloban el consumo de equipos auxiliares como ventiladores, sistemas de control, comunicaciones o equipos de protección. Aunque su consumo es bajo en comparación con la energía generada, su efecto es permanente durante la operación.

La suma de todas estas pérdidas da como resultado un rendimiento global muy competitivo, con un PR del 85,5 %. En la Figura 36 se muestra el diagrama de pérdidas completo del sistema, tal como ha sido generado en el informe de PVsyst.

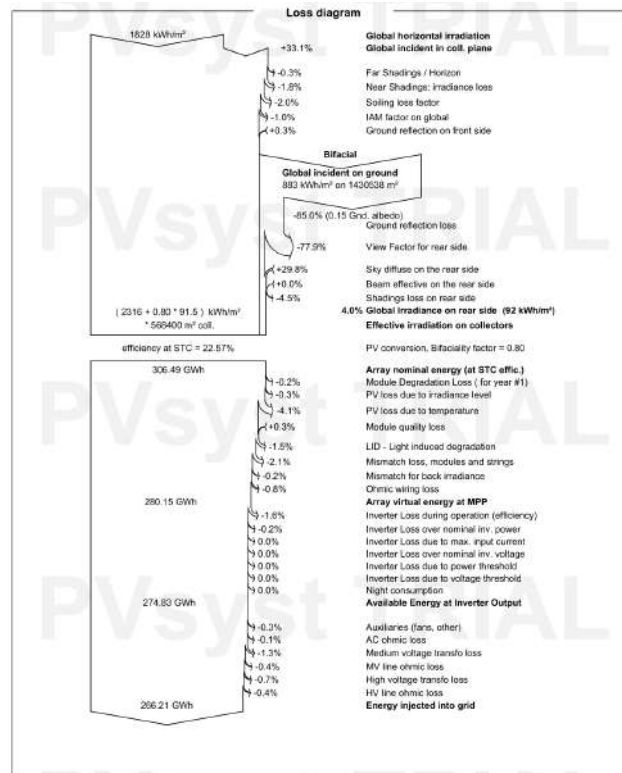


Figura 36. Diagrama de pérdidas detalladas

CONSIDERACIÓN DEL EFECTO BIFACIAL

La simulación también tiene en cuenta la ganancia adicional por la irradiancia que incide sobre la cara trasera de los módulos bifaciales. En este caso se ha considerado un albedo del 20 % y una bifacialidad del 80 %, obtenida de las especificaciones del fabricante. La simulación en PVsyst estima que la ganancia energética trasera aporta cerca de un 4 % de irradiancia adicional efectiva, después de considerar sombras, geometría y mismatch. El PR bifacial ajustado se sitúa en 82,9 %, ligeramente inferior al PR convencional, pero igualmente muy alto en comparación con los valores típicos del sector.

Capítulo 7. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Después de definir la configuración técnica de la planta y estimar su producción energética, llega el momento de valorar si el proyecto es viable desde un punto de vista económico. Esta parte es clave, ya que de poco sirve que una planta funcione bien a nivel técnico si no es capaz de generar beneficios suficientes a lo largo de su vida útil para justificar la inversión inicial. En este capítulo se recogen todos los costes relevantes, se simula el comportamiento financiero del proyecto y se extraen las métricas para valorar su rentabilidad.

7.1 ESTIMACIÓN DE COSTES

Para evaluar con rigor la viabilidad económica de la planta fotovoltaica, lo primero es estimar cuánto va a costar construirla (CAPEX) y cuánto supondrá mantenerla operativa año tras año (OPEX). Estos costes varían según la tecnología elegida, el lugar del emplazamiento, las condiciones del terreno o la escala del proyecto.

CAPEX

En el caso del CAPEX, se incluyen todas las inversiones necesarias desde el momento cero hasta que la planta entra en operación comercial (COD). Estas se dividen en dos bloques principales. Por un lado, está el equipo principal, que incluye los módulos fotovoltaicos, los inversores y las estructuras de seguimiento, es decir, los elementos directamente responsables de generar, transformar y optimizar la captación de energía solar. A esto se suma el coste de montaje, que incluye las tareas de instalación mecánica y eléctrica de estos equipos sobre el terreno.

En segundo lugar, se encuentra el resto del alcance del proyecto, también conocido por sus siglas en inglés como BoP (Balance of Plant). Este bloque incluye todas aquellas partidas necesarias para que la planta funcione más allá de los equipos principales: ingeniería y costes de desarrollo (DEVEX), obra civil, instalación eléctrica en baja, media y alta tensión,

construcción de la subestación propia y conexión a la red. Estas partidas son imprescindibles para puesta en marcha de la instalación. A esto se le suma una partida de otros costes, en la que se incluyen contingencias, seguros, gastos financieros durante la fase de construcción y otros costes indirectos que pueden aparecer en un proyecto de esta magnitud.

En la Tabla 11 se recoge el desglose completo del CAPEX, expresado tanto en euros como en euros por vatio pico (€/Wp), considerando una planta de 128 MWp con conexión en alta tensión y seguidores solares de un eje horizontal.

<i>Partida</i>	<i>Presupuesto (Eur)</i>	<i>Ratio (Eur/Wp)</i>
Total CAPEX	88.386.000,0	0,690
Equipo principal	49.446.600,0	0,386
Módulos fotovoltaicos	23.954.700,0	0,187
Inversores	6.661.200,0	0,052
Estructuras de seguimiento	10.888.500,0	0,085
Montaje	4.611.500,0	0,062
Resto de alcance (BoP)	38.942.400,0	0,304
Ingeniería y costes de desarrollo (DEVEX)	1.409.100,0	0,011
Instalación eléctrica (BT/MT/AT)	12.938.100,0	0,101
Obra civil	8.454.600,0	0,066
Subestación de planta	5.124.000,0	0,040
Infraestructura de interconexión	1.152.900,0	0,009
Otros (Contingencias, gastos financieros...)	9.863.700,0	0,077

Tabla 11. Desglose detallado del CAPEX del proyecto fotovoltaico (Fuente: elaboración propia)

Como puede verse, el coste total por vatio pico instalado se sitúa en 0,690 €/Wp, un valor competitivo y razonable para plantas de gran escala en España.

OPEX

Además de la inversión inicial, toda planta fotovoltaica conlleva una serie de gastos recurrentes que deben ser tenidos en cuenta para valorar su rentabilidad a largo plazo. Estos costes operativos, conocidos como OPEX (Operational Expenditure), incluyen las actividades necesarias para mantener la planta a lo largo de sus 30 años de vida útil estimada.

En este proyecto, el OPEX se ha desglosado en seis bloques principales. El primero de ellos es el apartado de Operación y Mantenimiento (O&M), que incluye tanto el mantenimiento preventivo como el correctivo, así como las tareas específicas asociadas a los equipos de alta tensión. Se trata de la base técnica del funcionamiento diario.

A continuación, se considera la limpieza de los módulos y el control de vegetación, tareas que deben realizarse de forma regular para evitar pérdidas de rendimiento por acumulación de suciedad o sombreado. También se ha añadido un bloque específico para la gestión de activos, que incluye partes como la gestión remota a través del sistema SCADA, el mantenimiento de obras civiles (viales, vallado, drenajes), la compra de repuestos, el control predictivo, calidad y seguridad (QSE) y sueldos de trabajadores.

También se ha considerado el alquiler de terrenos, que representa un gasto fijo anual, así como la partida de seguridad, que incluye tanto vigilancia como sistemas de alarma. Por último, se ha incluido un bloque de seguros, necesarios para cubrir riesgos relacionados con daños materiales o eventos climáticos extremos.

Se ha asumido que estos costes no permanecen constantes a lo largo del tiempo, sino que aumentan progresivamente en función de la inflación. Para ello, se ha indexado en función del IPC, con un valor del 2,2 % anual correspondiente a su valor a mayo de 2025, lo que permite reflejar mejor la evolución del coste operativo de la planta durante sus 30 años de vida útil. Esta evolución se observa en la Tabla 12.

<i>Partida</i>	<i>Año 1</i>	<i>Año 10</i>	<i>Año 20</i>	<i>Año 30</i>
----------------	--------------	---------------	---------------	---------------

Total OPEX	1.577.600,00 €	1.918.911,56 €	2.385.414,85 €	2.965.328,94 €
O&M	643.175,38 €	782.325,48 €	972.515,28 €	1.208.941,80 €
Mantenimiento preventivo	257.270,15 €	312.930,19 €	389.006,11 €	483.576,72 €
Mantenimiento correctivo	257.270,15 €	312.930,19 €	389.006,11 €	483.576,72 €
Alta tensión	128.635,08 €	156.465,10 €	194.503,06 €	241.788,36 €
Limpieza y control de vegetación	194.166,15 €	236.173,73 €	293.589,52 €	364.963,56 €
Gestión de activos	291.249,23 €	354.260,60 €	440.384,28 €	547.445,34 €
Gestión de planta	58.249,85 €	70.852,12 €	88.076,86 €	109.489,07 €
Comunicaciones	43.687,38 €	53.139,09 €	66.057,64 €	82.116,80 €
Mantenimiento obras civiles	43.687,38 €	53.139,09 €	66.057,64 €	82.116,80 €
Predictivo y otros	43.687,38 €	53.139,09 €	66.057,64 €	82.116,80 €
QSE	29.124,92 €	35.426,06 €	44.038,43 €	54.744,53 €
Compra repuestos	72.812,31 €	88.565,15 €	110.096,07 €	136.861,34 €
Alquiler Terreno	121.353,85 €	147.608,58 €	183.493,45 €	228.102,23 €
Seguridad	109.218,46 €	132.847,72 €	165.144,10 €	205.292,00 €

Seguros	218.436,92 €	265.695,45 €	330.288,21 €	410.584,01 €
----------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------

Tabla 12. Evolución del OPEX anual a 30 años (Fuente: Elaboración propia)

Tal como se observa, el OPEX parte de un valor inicial de 1,6 millones de euros en el primer año, incrementándose de forma progresiva hasta alcanzar casi 3 millones de euros en el año 30. El coste acumulado total de operación y mantenimiento durante toda la vida útil asciende así a unos 66 millones de euros.

7.2 ESTIMACIÓN DE INGRESOS

Una vez definidos los costes de inversión (CAPEX) y operación (OPEX), el siguiente paso consiste en estimar los ingresos anuales que generará la planta a lo largo de su vida útil. En este caso, se ha considerado un horizonte de 30 años, con un precio de venta indexado al mercado.

La producción neta anual se ha obtenido a partir de la simulación con PVsyst, considerando las pérdidas de operación y mantenimiento y el envejecimiento de los módulos. En total, se estima una generación promedio de 246.380 MWh al año, cifra razonable para una planta de 100 MWn con seguidores solares de un eje en buenas condiciones de irradiación.

Para estimar el precio de venta se ha tomado como punto de partida un valor de 45 €/MWh, aproximadamente en línea con el precio medio del mercado mayorista español (OMIE) en los últimos años, tras la estabilización observada tras la crisis energética de 2022 [1]. A partir de este valor, se ha proyectado una tendencia descendente hasta alcanzar los 40 €/MWh en el año 2055, de acuerdo con el cambio esperado por la cada vez mayor penetración de renovables.

La evolución se ha modelado mediante una indexación anual constante, que refleja una bajada del precio a medida que se aumenta la oferta de las tecnologías renovables. La fórmula utilizada ha sido:

$$P(t) = P_0 * (1 + r)^{(t-t_0)}$$

Donde:

- $P(t)$ es el precio en el año t
- $P_0 = 45 \text{ €/MWh}$ es el valor inicial en el año 1
- r es la tasa de indexación constante
- t es el año considerado

A partir de esta expresión, se ha calculado una tasa de indexación constante $r \approx -0,00392$ (es decir, una disminución del 0,392 % anual), que permite pasar de los 45 €/MWh iniciales a los 40 €/MWh al cabo de 30 años.

La Tabla 13 resume los ingresos anuales brutos estimados durante los 30 años de vida útil del proyecto, considerando estos supuestos.

<i>Partida</i>	<i>Año 1</i>	<i>Año 10</i>	<i>Año 20</i>	<i>Año 30</i>
Producción anual (MWh)	261.045,6	251.943,0	241.829,0	231.715,0
Precio venta (Eur/MWh)	45,0	43,4	41,8	40,2
Total Ingresos	11.747.052,00 €	10.943.665,02 €	10.099.760,52 €	9.304.628,66 €

Tabla 13. Estimación de ingresos anuales por venta de energía (Fuente: elaboración propia)

Como puede observarse, los ingresos parten de aproximadamente 12 millones de euros en el primer año, y evolucionan hasta alcanzar unos 9 millones de euros anuales en el último año del periodo. Esta evolución se tendrá en cuenta a continuación en el modelo económico del proyecto para calcular los flujos de caja, la rentabilidad y el periodo de recuperación de la inversión.

7.3 ESTADOS FINANCIEROS

Tras estimar los ingresos anuales esperados por la venta de energía y definidos los costes operativos (OPEX) e inversión inicial (CAPEX), se construye la cuenta de resultados del proyecto y se calcula el flujo de caja libre año a año. Este flujo es esencial para determinar si el proyecto es capaz de recuperar su inversión inicial y generar beneficios sostenibles a lo largo del tiempo.

Para poder hacerlo con cierta profundidad, se han tenido en cuenta una serie de supuestos. Por un lado, la producción neta se ha estimado mediante simulación en PVsyst. A nivel de ingresos, se ha aplicado un precio de venta inicial de 45 Eur/MWh. Este precio se ha ido indexando negativamente un 0,392 % hasta un precio final de 40 Eur/MWh.

En cuanto a los costes, el OPEX arranca en 1,6 millones de euros anuales e incluye mantenimiento, limpieza, seguros, vigilancia, gestión técnica y alquiler del terreno. Al igual que los ingresos, también se ha actualizado cada año un 2,2 %. Por su parte, el CAPEX total del proyecto se sitúa en torno a los 88,4 millones de euros, y se ha considerado como una salida de caja completa en el año 0. Para reflejarlo contablemente, he supuesto una amortización lineal en 30 años, lo que da lugar a una cuota constante de 2.946.300 euros anuales.

No se han tenido en cuenta ni intereses ni financiación externa, ya que el análisis parte de un escenario base con fondos propios, para centrarse en la rentabilidad de la planta. Tampoco se han incorporado ajustes contables como cambios en el fondo de maniobra o provisiones.

A partir de estos supuestos, se ha elaborado la cuenta de resultados proyectada, que puede verse en la Tabla 14.

<i>Partida</i>	<i>Año 1</i>	<i>Año 10</i>	<i>Año 20</i>	<i>Año 30</i>
Ingresos	11.747.052,00 €	10.943.665,02 €	10.099.760,52 €	9.304.628,66 €

Total OPEX	1.577.600,00 €	1.918.911,56 €	2.385.414,85 €	2.965.328,94 €
EBITDA	10.169.452,00 €	9.024.753,46 €	7.714.345,67 €	6.339.299,73 €
Amortización CAPEX	2.946.300,00 €	2.946.300,00 €	2.946.300,00 €	2.946.300,00 €
EBIT	7.223.152,00 €	6.078.453,46 €	4.768.045,67 €	3.392.999,73 €
Intereses	-	-	-	-
Beneficio antes de impuestos	7.223.152,00 €	6.078.453,46 €	4.768.045,67 €	3.392.999,73 €
Impuesto sociedades	1.805.788,00 €	1.519.613,37 €	1.192.011,42 €	848.249,93 €
Resultado Neto	5.417.364,00 €	4.558.840,10 €	3.576.034,25 €	2.544.749,80 €

Tabla 14. Cuenta de resultados (Fuente: Elaboración propia)

En esta tabla puede verse que el EBITDA parte de algo más de 10 millones de euros en el primer ejercicio y va reduciéndose progresivamente debido al efecto combinado de la indexación del precio de venta y del OPEX. La amortización del CAPEX es constante, lo que da lugar a un EBIT también decreciente. Una vez aplicado el impuesto de sociedades del 25 % sobre el beneficio antes de impuestos, el resultado neto anual arranca en más de 5 millones de euros.

A partir de la cuenta de resultados, y considerando además la inversión inicial como flujo de caja negativo en el año 0, se ha calculado el flujo de caja libre del proyecto, que es el parámetro clave que se utilizará para estimar indicadores como el VAN, la TIR o el Payback. Esto se presenta a continuación en la Tabla 15.

<i>Partida</i>	<i>Año 0</i>	<i>Año 1</i>	<i>Año 10</i>	<i>Año 20</i>	<i>Año 30</i>
EBITDA	-	10.169.452,0 €	9.024.753,5 €	7.714.345,7 €	6.339.299,7 €
Intereses	-	-	-	-	-
Impuesto sociedades	-	1.805.788,0 €	1.519.613,4 €	1.192.011,4 €	848.249,9 €
Cambios en el Fondo de Maniobra	-	-	-	-	-
Inversión CAPEX	88.389.000,0 €	-	-	-	-
Flujo de caja libre	- 88.389.000,0 €	8.363.664,0 €	7.505.140,1 €	6.522.334,3 €	5.491.049,8 €

Tabla 15. Flujo de caja libre (Fuente: Elaboración propia)

En este caso se observa que, tras el desembolso inicial, el proyecto empieza a generar flujos de caja positivos desde el primer año de operación. El primer flujo neto ronda los 8 millones de euros y decrece de forma progresiva hasta llegar a los 5 millones anuales al final de los 30 años.

Estos flujos serán la base sobre la que se construye el análisis de rentabilidad del apartado siguiente, donde se calcula el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y el periodo de recuperación de la inversión.

7.4 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

Con los flujos de caja libres ya definidos, el siguiente paso es calcular los principales indicadores económicos que permiten valorar la rentabilidad del proyecto. En este caso se han calculado tres métricas clave: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión, también conocido como payback.

El VAN se obtiene al descontar todos los flujos de caja futuros del proyecto al momento presente, es decir, al año 0. Para ello se utiliza una tasa de descuento, el WACC, por sus siglas en inglés (Weighted Average Cost of Capital), que refleja el valor temporal del dinero y el riesgo del proyecto. En este caso se ha aplicado un valor del 6,15 %, que se considera razonable para un proyecto renovable no apalancado. En la práctica, el VAN aplica la siguiente fórmula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

Donde $-I_0$ es la inversión inicial, FC_t es el flujo de caja en el año t y r es la tasa de descuento. Si el resultado es positivo, significa que el proyecto genera más valor del que costó, y cuanto mayor sea el valor mayor será la rentabilidad esperada del proyecto. En este caso el VAN obtenido ha sido de 10,8 millones de euros, lo que indica que el proyecto tiene una rentabilidad aceptable bajo las condiciones simuladas.

La TIR es el tipo de interés que hace que el VAN sea igual a cero, es decir, la rentabilidad media que obtiene el inversor del proyecto. Se calcula resolviendo la ecuación del VAN anterior igualándola a cero, lo que implica encontrar la tasa de descuento para la cual la suma de los flujos descontados iguala el coste de inversión inicial, como se observa en la siguiente fórmula:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t}$$

En este proyecto, la TIR resultante es del 7,45 %, unos 130 puntos básicos por encima del WACC, lo que supone una rentabilidad aceptable teniendo en cuenta que no se ha utilizado financiación externa, y que los precios y costes considerados han sido prudentes.

El Payback representa el número de años necesarios para que el proyecto recupere la inversión inicial, es decir, el punto en el que la suma acumulada de los flujos de caja iguala el CAPEX. A diferencia del VAN y la TIR, que utilizan tasas de descuento, el payback se calcula de forma más directa sumando los flujos netos año tras año hasta que el valor acumulado deja de ser negativo.

En este caso, el proyecto recupera la inversión en el año 12 lo que significa que a partir de ese momento todos los ingresos netos pasan a ser beneficio acumulado.

Capítulo 8. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

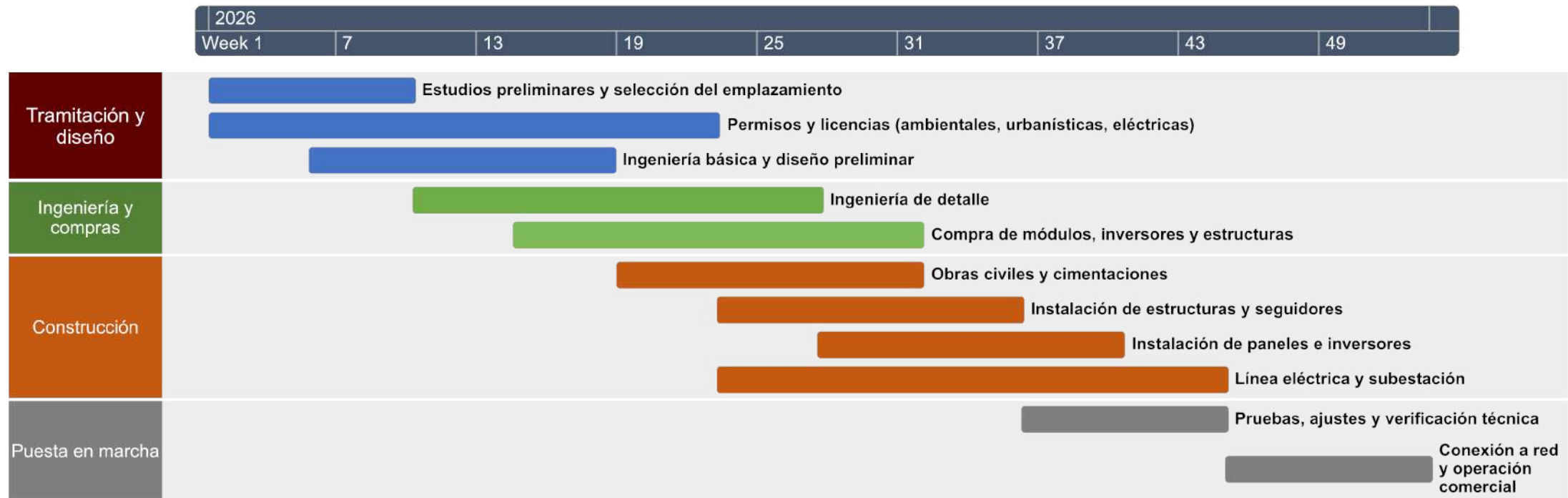


Figura 37. Planificación del proyecto

Capítulo 9. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

9.1 RESULTADOS TÉCNICOS DE LA SIMULACIÓN

La simulación realizada en PVsyst para el diseño de la planta ha permitido estimar con bastante precisión tanto la producción energética como las pérdidas del sistema a lo largo de su vida útil. A partir de los datos de irradiación obtenidos mediante las bases de datos disponibles en PVsyst, se ha modelado el comportamiento anual del sistema incluyendo todas las pérdidas por temperatura, suciedad, desajustes entre módulos, sombras, y eficiencia de inversores y transformadores.

Una de las herramientas más útiles que ofrece PVsyst es el diagrama de pérdidas, que ayuda a entender de forma clara en qué puntos del sistema se pierden más energía. En el caso de esta planta, la radiación global horizontal (GHI) media anual se sitúa en torno a los 1800 kWh/m²·año, y la irradiancia efectiva sobre los módulos (GlobInc) en torno a los 2400 kWh/m²·año. Aun así, el sistema presenta una serie de pérdidas inevitables. Las más relevantes son:

- Pérdidas ópticas (IAM): causadas por la incidencia oblicua de los rayos sobre el cristal, suponen una reducción de alrededor del 1 %.
- Pérdidas térmicas: derivadas del aumento de temperatura en los módulos, que afecta negativamente a la eficiencia, y rondan el 4,1 %.
- Pérdidas eléctricas internas: asociadas a las diferencias entre módulos (mismatch), cableado y otras componentes, con un impacto total del 2,3 %.
- Pérdidas por disponibilidad: se ha supuesto un 2 % anual por mantenimiento y posibles averías.
- Eficiencia de inversores: los inversores seleccionados de Ingeteam tienen una eficiencia máxima del 98,9 %, pero en condiciones reales se ha estimado una pérdida del 1,6 %

El resultado neto de todas estas pérdidas da lugar a un rendimiento global del sistema (Performance Ratio o PR) de aproximadamente el 85,47 %, lo que se considera un valor bastante bueno para una planta de estas características.

En cuanto a la energía neta inyectada a red, la estimación anual inicial es de unos 261.045 MWh en el primer año, con una ligera degradación anual de los módulos fotovoltaicos del 0,4 %. Este valor se ha tenido en cuenta para calcular la producción total acumulada a lo largo de los 30 años de vida útil.

9.2 RESULTADOS ECONÓMICOS

A partir de los datos técnicos anteriores y de los supuestos económicos definidos en el Capítulo 8, se ha construido un modelo financiero que estima tanto los ingresos anuales como los flujos de caja netos a lo largo de la vida del proyecto. Para ello se ha utilizado un precio inicial de venta de electricidad de 45 €/MWh, que se ha indexado anualmente con una tasa negativa del 0,392 % hasta alcanzar los 40 €/MWh en el año 30, en línea con la previsión de una bajada progresiva de precios debido al aumento de capacidad renovable en el sistema.

Los costes operativos arrancan en 1,6 millones de euros en el primer año y crecen al ritmo del IPC, que se ha fijado en un 2,2 % anual. Por su parte, el CAPEX total del proyecto asciende a 88,4 millones de euros y se ha considerado una amortización lineal durante los 30 años de vida útil, con una cuota constante de 2.946.300 euros anuales.

De este modo, la cuenta de resultados muestra un EBITDA inicial superior a los 10 millones de euros, que se va reduciendo de forma progresiva hasta situarse por debajo de los 6,5 millones al final del periodo. Tras aplicar un impuesto de sociedades del 25 %, el resultado neto parte de los 5,4 millones de euros y desciende gradualmente a lo largo del tiempo debido a la evolución de los ingresos y costes.

En cuanto al flujo de caja, se observa una entrada neta de efectivo positiva desde el primer año de operación, partiendo de unos 8,3 millones y manteniéndose por encima de los 5

millones incluso en los últimos años. Este comportamiento permite recuperar la inversión inicial en un plazo razonable, lo que refuerza la sostenibilidad financiera del proyecto.

Los indicadores de rentabilidad obtenidos han sido los siguientes:

- Valor Actual Neto (VAN): 10,8 millones de euros
- Tasa Interna de Retorno (TIR): 7,45 %
- Payback: se alcanza en torno al año 12

Estos resultados confirman que el proyecto es viable desde el punto de vista técnico, y también rentable incluso bajo un escenario conservador de precios y sin apalancamiento financiero.

9.3 ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD

Aunque los resultados técnicos y económicos son buenos, conviene tener en cuenta ciertos riesgos que podrían afectar a la viabilidad del proyecto. El primero es el precio de la electricidad, que en el modelo se ha supuesto decreciente hasta los 40 €/MWh, pero que en la práctica puede variar por factores como la sobreoferta renovable o los cambios regulatorios. También hay incertidumbre en torno al OPEX, ya que partidas como los seguros, la seguridad o el mantenimiento podrían encarecerse con el tiempo más de lo previsto.

Desde el punto de vista técnico, el diseño de la planta permite tener un buen rendimiento y producción, aunque no se pueden descartar fallos en equipos o desastres climáticos. Además, el modelo financiero no incluye deuda, lo que simplifica los cálculos, pero no refleja del todo la estructura típica de este tipo de proyectos.

En conjunto, se puede concluir que la planta está bien diseñada y tiene una buena viabilidad, siempre que se gestione adecuadamente el riesgo en las fases de desarrollo y operación.

9.4 CONTAMINACIÓN EVITADA

Además de los beneficios económicos, la planta fotovoltaica evita cada año una cantidad significativa de emisiones de CO₂ al sustituir generación eléctrica convencional, basada en combustibles fósiles, por energía renovable. Para calcular la cifra exacta, se ha tomado como referencia el factor de emisión medio del sistema eléctrico español publicado por el MITECO para el año 2024, correspondiente al mix sin garantías de origen (GdO), que es el valor más representativo en proyectos sin venta de certificados renovables [65]. Este factor es igual a 0,283 kg CO₂ por kWh consumido, o, lo que es lo mismo 0,283 toneladas de CO₂ por MWh. Aplicando la siguiente expresión:

$$\text{Emisiones evitadas: } \sum_{i=0}^{30} f * P_i$$

donde:

- f es el factor 0,283 t CO₂/MWh
- P_i es la producción de la planta en el año i , en MWh

De este modo, obtenemos que, en sus 30 años de producción, la planta evitaría la emisión de 2.091.768,7 toneladas de CO₂, lo que pone de manifiesto su impacto positivo desde el punto de vista ambiental.

Capítulo 10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

10.1 PRINCIPALES CONCLUSIONES DEL ESTUDIO

Después del análisis técnico y económico realizado a lo largo del trabajo, queda bastante claro que el proyecto es viable tanto desde el punto de vista energético como financiero. La planta fotovoltaica diseñada, con una potencia nominal cercana a los 100 MW y con seguidores solares de un eje, inversores centrales eficientes y una configuración optimizada, es capaz de alcanzar un rendimiento aceptable y unas pérdidas dentro de lo esperable para este tipo de instalaciones.

En términos de producción, los resultados obtenidos con PVsyst permiten estimar una alta generación anual neta, que se mantiene relativamente estable a lo largo de los años teniendo en cuenta el envejecimiento de los módulos y las pérdidas por operación y mantenimiento. La simulación detalla además cuáles son las pérdidas más relevantes, para así identificar áreas de atención especial en la fase de construcción y operación.

Desde el punto de vista económico, la estimación de costes iniciales (CAPEX) y operativos (OPEX), junto con la previsión de ingresos por la venta de electricidad a precio de mercado, apunta a que el proyecto tiene una buena rentabilidad. Los indicadores financieros – con un VAN decente, una TIR por encima del coste de capital estimado y un periodo de retorno razonable – respaldan la inversión.

Además, el proceso de selección del emplazamiento, basado en una evaluación de varios criterios, ha demostrado ser una herramienta útil para priorizar terrenos que, además de tener buena irradiancia, ofrecen ventajas que facilitan su tramitación y reducen los riesgos de desarrollo.

10.2 APORTACIONES DEL TRABAJO

Este proyecto aporta una visión detallada e integrada de cómo abordar el diseño y análisis de viabilidad de una planta fotovoltaica a gran escala en España. No solo se ha profundizado en los aspectos técnicos y económicos, sino que también se ha puesto el foco en la selección de emplazamientos, que muchas veces se pasa por alto pese a ser una de las claves de cualquier instalación renovable.

Otro elemento diferencial es la combinación de herramientas como PVGIS, Global Solar Atlas, SIGPAC, Google Earth Pro o PVsyst, que han permitido obtener datos fiables y simular de forma realista el comportamiento del sistema. Esta mezcla de recursos demuestra cómo el uso correcto de herramientas puede facilitar enormemente el proceso de diseño y análisis.

10.3 PROPUESTAS PARA DESARROLLOS FUTUROS

Aunque el proyecto ya presenta unos buenos resultados, hay aspectos que se podrían mejorar o ampliar en futuros trabajos. Por ejemplo, se podría incluir un análisis del perfil horario de generación y su acoplamiento con la demanda local o con precios horarios del mercado, que permitiría explorar formas de optimizar o incluso hibridación con almacenamiento.

También sería interesante considerar diferentes escenarios de precios futuros de la electricidad o aplicar modelos de cobertura como los contratos por diferencias (CfD), cada vez más comunes en subastas de renovables en Europa, o posibles PPAs para evaluar su impacto en la estabilidad de los ingresos del proyecto.

Capítulo 11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] International Energy Agency (IEA), "Renewables 2024 - Analysis and forecast to 2028," 2024. Available: <https://www.iea.org/reports/renewables-2024#overview>.
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), "Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030," 2024. Available: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf?utm_source=chatgpt.com.
- [3] Anonymous "Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables," International Renewable Energy Agency, 2019 Available: <https://apo.org.au/node/259006>.
- [4] International Energy Agency (IEA), "Electricity 2024," 2024. Available: <https://www.iea.org/reports/electricity-2024>.
- [5] International Energy Agency (IEA), "Renewables 2023 - Analysis and forecasts to 2028," 2024. Available: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>.
- [6] International Energy Agency (IEA), "Share of renewable electricity generation by technology, 2000-2028," 2024. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/share-of-renewable-electricity-generation-by-technology-2000-2028>.
- [7] International Energy Agency (IEA), "World Energy Outlook 2022," 2022. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>.
- [8] International Energy Agency (IEA), "World Energy Investment 2023," 2023. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023>.
- [9] Fraunhofer ISE, "Photovoltaics Report," 2025. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>.
- [10] International Energy Agency (IEA), "World Energy Outlook 2023," 2023. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>.
- [11] A. Chatzipanagi *et al*, "Clean Energy Technology Observatory, Photovoltaics in the European Union," vol. 31691, 2023. Available: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/732675>.
- [12] Global Solar Atlas, "Spain – Global Horizontal Irradiation," Available: <https://globalsolaratlas.info/download/spain>.

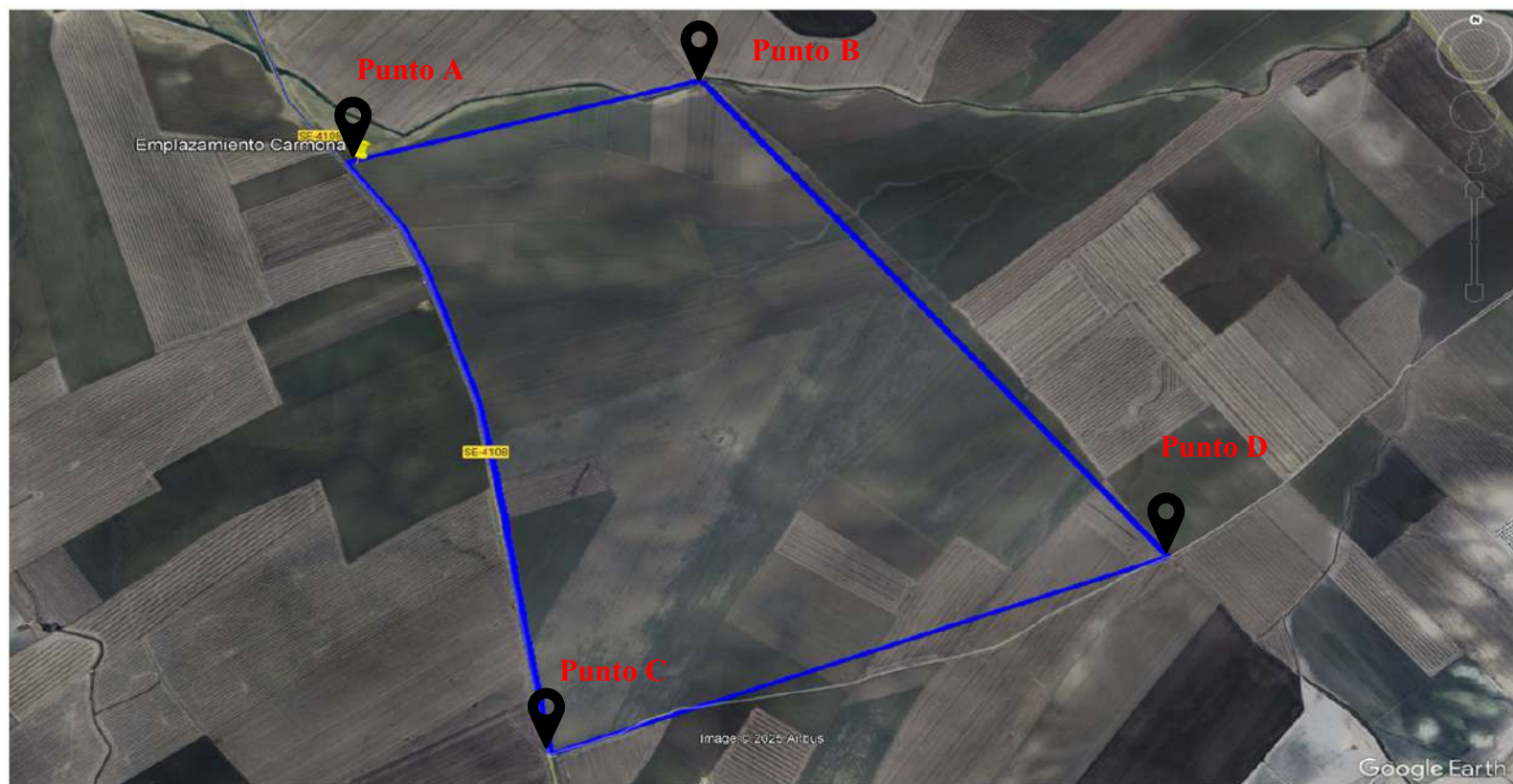
- [13] Naciones Unidas, "Objetivos de Desarrollo Sostenible," 2024. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/>.
- [14] International Renewable Energy Agency and (IRENA), "Renewable capacity statistics 2025," 2025. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Mar/IRENA_DAT_RE_Capacity_Statistics_2025.pdf.
- [15] Fraunhofer ISE, "Photovoltaics Report 2025," 2025. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>.
- [16] Red Eléctrica de España (REE), "España pone en servicio en 2023 la mayor cifra de potencia instalada solar fotovoltaica de su historia," 2024. Available: https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2024/06/espana-pone-en-servicio-en-2023-la-mayor-cifra-de?utm_source=chatgpt.com.
- [17] Red Eléctrica de España (REE), "Potencia instalada - Solar fotovoltaica," 2025. Available: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-de-energias-renovables/sol/potencia-instalada/solar-fotovoltaica-solpotencia>.
- [18] International Renewable Energy Agency (IRENA), "Renewable power generation costs in 2023," 2024. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf.
- [19] Luque Antonio and Hegedus Steven, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering (2nd Edition)*. (2nd ed.) 2011 Available: <https://app.knovel.com/hotlink/toc/id:kpHPSEE002/handbook-photovoltaic/handbook-photovoltaic?kpromoter=Summon>. DOI: 10.1002/9780470974704.
- [20] NASA Earth Observatory. *Earth's Energy Budget*. Available: <https://earthobservatory.nasa.gov/features/EnergyBalance>.
- [21] PVsyst, "Standard Test Conditions (STC)," Available: <https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/stc.htm>.
- [22] PV Education, "Standard Solar Spectra – AM0 and AM1.5," Available: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/appendices/standard-solar-spectra>.
- [23] PV Performance Modeling Collaborative (PVPMP), "Spectral Response," *Sandia National Laboratories*, Available: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-guide/2-dc-module-iv/effective-irradiance/spectral-response/>.
- [24] U.S. Department of Energy, "How Does Solar Work?" Available: <https://www.energy.gov/eere/solar/how-does-solar-work>.

- [25] Consolación Alonso Alonso, "Curso Icai 2025 Solar Fotovoltaica," .
- [26] SolarAnywhere. *Irradiance Data Definitions*. Available: <https://www.solaranywhere.com/support/data-fields/definitions/>.
- [27] Global Solar Atlas. *FAQ: What are DNI, GHI and DIF?*. Available: <https://globalsolaratlas.info/support/faq>.
- [28] L. & B. Adoram-Kershner Taylor & *et al*, "Modeling and testing solar power for globally migrating submarine systems." 2018. Available: https://www.researchgate.net/figure/Solar-component-definitions-used-within-the-referenced-model-GHI-refers-to-the-total_fig1_324808439.
- [29] A. & A. Al-Sefri Abdullah., "Availability, Performance and Reliability Evaluation for PV Distributed Generation." *World Journal of Engineering and Technology*., 2019. Available: https://www.researchgate.net/figure/Hourly-average-DNI-DHI-and-GHI-of-solar-irradiance-Wh-m-2_fig1_335238562.
- [30] PV Education. *Band Gap*. Available: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/pn-junctions/band-gap>.
- [31] Toshiba. *What is a wide-band-gap semiconductor?*. Available: https://toshiba.semicon-storage.com/us/semiconductor/knowledge/faq/diode_sic-sbd/sic-sbd001.html.
- [32] MKS Instruments. *Diode Physics*. Available: <https://www.mks.com/n/diode-physics>.
- [33] PV Education. *The Photovoltaic Effect*. Available: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/the-photovoltaic-effect>.
- [34] PV Education, "IV Curve," Available: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/iv-curve>.
- [35] A. Smets *et al*, *Solar Energy : The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems*. (1st ed.) 2016 Available: <https://cir.nii.ac.jp/crid/1130000793763807232>.
- [36] IEA PVPS, "Trends in Photovoltaic Applications 2024," Available: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/10/IEA-PVPS-Task-1-Trends-Report-2024.pdf>.
- [37] Risen Energy. *N-type panels: five facts you need to know*. Available: <https://risenenergy.com.au/n-type-panels-five-facts-you-need-to-know/>.
- [38] U.S. Department of Energy. *Crystalline Silicon Photovoltaics Research*. Available: <https://www.energy.gov/eere/solar/crystalline-silicon-photovoltaics-research>.

- [39] PV Education. *Module Measurement*. Available: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/module-measurement>.
- [40] C. A. Deline *et al*, "Understanding bifacial photovoltaics potential: Field performance," in Dec 4, 2019, Available: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1577964>.
- [41] RatedPower. *What are central and string solar inverters and how do they compare?*. Available: <https://ratedpower.com/glossary/solar-inverters/>.
- [42] PV Tech, "Fraunhofer ISE unveils medium-voltage string inverter," 2023. Available: <https://www.pv-tech.org/fraunhofer-ise-unveils-medium-voltage-string-inverter/>.
- [43] DEHN SE, "Protection of 800 V AC String Inverters Against Lightning Damage on the AC Side," 2022. Available: <https://www.dehn-international.com/sites/default/files/media/files/string-inverters-wpx051-en.pdf>.
- [44] Anonymous "World Premiere: Fraunhofer ISE Presents Medium-Voltage String Inverter for Photovoltaics," *Targeted News Service*, 2023. Available: <https://www.proquest.com/docview/2881438909>.
- [45] Universidad Politécnica de Madrid (UPM), "¿Integración masiva de la solar fotovoltaica? Sí, pero con inercia, por favor," 2022. Available: <https://blogs.upm.es/faraday/2022/05/11/integracion-masiva-de-la-solar-fotovoltaica-si-pero-con-inercia-por-favor/>.
- [46] SMA Solar Technology AG, "Coeficiente de rendimiento - Factor de calidad de la instalación fotovoltaica," Available: <https://files.sma.de/downloads/Perfratio-TI-es-11.pdf>.
- [47] PVsyst, "Performance Ratio PR," Available: <https://www.pvsyst.com/help/project-design/results/performance-ratio-pr.html>.
- [48] Meteo Control, "Performance ratio (PR) chart," 2025. Available: <https://help-center.meteocontrol.com/en/vcom-cloud/latest/performance-ratio-pr-1#>.
- [49] Y. Muñoz *et al*, "Sizing and Study of the Energy Production of a Grid-Tied Photovoltaic System Using PV syst Software," *TECCIENCIA*, vol. 12, pp. 27–32, 2016. . DOI: 10.18180/tecciencia.2017.22.4.
- [50] RatedPower, "What factors affect the performance ratio of a solar installation?" 2024. Available: <https://ratedpower.com/glossary/performance-ratio-solar/>.
- [51] Organización de las Naciones Unidas (ONU), "Objetivos de Desarrollo Sostenible," Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>.

- [52] Joint Research Centre, "PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System," Available: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en.
- [53] NASA, "Surface Meteorology and Solar Energy (SSE) Data Set," Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
- [54] Meteotest AG. *Meteonorm Software – Global Meteorological Database for Engineers, Planners and Education*. Available: <https://meteonorm.com>.
- [55] World Bank Group. *Global Solar Atlas*. Available: <https://globalsolaratlas.info/map>.
- [56] PVsyst SA, "PVsyst Photovoltaic Software," Available: <https://www.pvsyst.com>.
- [57] P. y. A. Ministerio de Agricultura. *Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas (SIGPAC)*. Available: <https://sigpac.mapama.gob.es/feqa/visor/>.
- [58] Google, "Google Earth Pro," 2025. .
- [59] Dirección General del Catastro. *Sede Electrónica del Catastro - Cartografía*. Available: <https://www1.sedecatastro.gob.es/Cartografia/mapa.aspx?buscar=S>.
- [60] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). *Banco de Datos de la Naturaleza - Espacios Naturales Protegidos*. Available: https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/enp_descargas.html.
- [61] Daelim Transformer, "The ultimate guide to ONAN transformers," Available: <https://www.daelimtransformer.com/onan-transformers.html>.
- [62] Electrical Engineering Portal, "Applications and Characteristics Of Differential Relays (ANSI 87)," 2018. Available: <https://electrical-engineering-portal.com/applications-and-characteristics-of-differential-relays-ansi-87>.
- [63] Muhammad Azeem, "220 kV Gas Insulated Switchgear Substations – An Introduction," Available: <https://www.linkedin.com/pulse/220-kv-gas-insulated-switchgear-substations-muhammad-mtoif/>.
- [64] Chint Global, "What is Gas Insulated Switchgear (GIS) and How Does It Work?" 2022. Available: <https://www.chintglobal.com/global/en/about-us/news-center/blog/gas-insulated-switchgear-gis.html>.
- [65] MITECO, "Factores de emisión," 2024. Available: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/factoresemision_tcm30-542746.xlsx.

ANEXO I: PLANOS



Coordenadas UTM – Huso 30 S

Punto	X_{UTM}	Y_{UTM}
A	268227.18	4145701.78
B	269395.97	4146056.70
C	268988.70	4143489.31
D	270941.17	4144250.24

Formato: A4	Dibujado por: Luis Moreno	Fecha: 10/06/25	Número de plano:	
Escala: NTS	Planta FV Carmona			

ANEXO II: INFORME DE PVSYST



PVsyst V8.0.13

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Carmona_PSFV

Variant: Carmona_PSFV

Trackers single array, with backtracking

System power: 128.1 MWp

Carmona_PSFV - Spain

| Author



PVsyst V8.0.13

VCX, Simulation date:
20/07/25 19:03
with V8.0.13

Project: Carmona_PSFV

Variant: Carmona_PSFV

Project summary			
Geographical Site Carmona_PSFV Spain	Situation		
	Latitude	37.43 °(N)	
	Longitude	-5.62 °(W)	
	Altitude	69 m	
	Time zone	UTC	
		Project settings	
		Albedo	0.20
Weather data Carmona_PSFV Meteonorm 8.2 (2005-2020), Sat=100% - Sintético			

System summary			
Grid-Connected System		Trackers single array, with backtracking	
Simulation for year no 1			
Orientation #1		Near Shadings	User's needs
Tracking plane, horizontal N-S axis		Linear shadings : Fast (table)	Unlimited load (grid)
Axis azimuth	0 °		
Phi min / max.	-/+ 55 °		
Diffuse shading	all trackers		
Tracking algorithm			
Astronomic calculation			
Backtracking activated			
System information			
PV Array		Inverters	
Nb. of modules	182980 units	Nb. of units	31 units
Pnom total	128.1 MWp	Total power	100037 kWac
		Pnom ratio	1.28

Results summary			
Produced Energy	266.21 GWh/year	Specific production	2078 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	85.47 %
		Bifacial perf. ratio	82.86 %

Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
Single-line diagram	11



PVsyst V8.0.13
VCX, Simulation date:
20/07/25 19:03
with V8.0.13

Project: Carmona_PSFV
Variant: Carmona_PSFV

General parameters		
Grid-Connected System		
Orientation #1		
Tracking plane, horizontal N-S axis		
Axis azimuth	0 °	
Phi min / max.	-/+ 55 °	
Diffuse shading	all trackers	
Tracking algorithm		
Astronomic calculation		
Backtracking activated		
Horizon		
Average Height	1.1 °	
Bifacial system definition		
Orientation #1		
Bifacial system		
Model	Unlimited Trackers 2D model	
Bifacial model geometry		
Tracker Spacing	6.00 m	
Tracker width	2.38 m	
GCR	39.7 %	
Axis height above ground	1.30 m	
Nb. of sheds	334 units	
Bifacial model definitions		
Ground albedo	0.15	
Bifaciality factor	80 %	
Rear shading factor	4.5 %	
Rear mismatch loss	7.0 %	
Shed transparent fraction	0.0 %	
Trackers single array, with backtracking		
Field properties		
Nb. of trackers	334 units	
Tracking plane, horizontal N-S axis		
Sizes		
Tracker Spacing	6.00 m	
Sensitive width	2.38 m	
Average GCR	39.7 %	
Backtracking limit angle		
Phi limits	+/- 66.6 °	
Backtracking parameters		
Backtracking pitch	6.00 m	
Backtracking width	2.38 m	
Left inactive band	0.00 m	
Right inactive band	0.00 m	
GCR Backtracking	39.7 %	
Parameters choice:Automatic		
Models used		
Transposition	Perez	
Diffuse	Perez, Meteonorm	
Circumsolar	separate	
User's needs		
Unlimited load (grid)		
Near Shadings		
Linear shadings : Fast (table)		

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	RSM132-8-700BHDG	Model	Ingecon Sun 3600TL C690 Preliminary
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	3227 kWac
Number of PV modules	182980 units	Number of inverters	31 units
Nominal (STC)	128.1 MWp	Total power	100037 kWac
Modules	6535 string x 28 In series	Operating voltage	977-1300 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	3585 kWac
Pmpp	120.6 MWp	Phom ratio (DC:AC)	1.28
U mpp	1083 V		
I mpp	111293 A		



PVsyst V8.0.13

VCX, Simulation date:
20/07/25 19:03
with V8.0.13

Project: Carmona_PSFV

Variant: Carmona_PSFV

PV Array Characteristics

Total PV power

Nominal (STC) 128086 kWp
Total 182980 modules
Module area 568400 m²

Total inverter power

Total power 100037 kWac
Max. power 111135 kWac
Number of inverters 31 units
Pnom ratio 1.28

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 0.11 mΩ
Loss Fraction 1.00 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.5 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.30 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.15 %

Module average degradation

Year no 1
Loss factor 0.4 %/year
Imp / Vmp contributions 80% / 20%

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0 %/year
Vmp RMS dispersion 0 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

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

System losses

Auxiliaries loss

Proportional to Power 3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 690 Vac tri
Loss Fraction 0.09 % at STC

Inverter: Ingecon Sun 3600TL C690 Preliminary

Wire section (31 Inv.) Alu 31 x 3 x 2500 mm²
Average wires length 8 m

MV line up to HV Transfo

MV Voltage 30 kV
Wires Alu 3 x 2000 mm²
Length 2886 m
Loss Fraction 0.64 % at STC

HV line up to Injection

HV line voltage 220 kV
Wires Alu 3 x 120 mm²
Length 9302 m
Loss Fraction 0.64 % at STC



PVsyst V8.0.13

VCX, Simulation date:
20/07/25 19:03
with V8.0.13

Project: Carmona_PSFV

Variant: Carmona_PSFV

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 30 kV

Transformer parameters

Nominal power at STC 125.9 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 196.07 kVA
Iron loss fraction 0.16 % at STC
Copper loss 1275.66 kVA
Copper loss fraction 1.01 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.04 mΩ

HV transfo

Grid voltage 220 kV

Transformer from Datasheets

Nominal power 125000 kVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 100.00 kVA
Iron loss fraction 0.08 % of PNom
Copper loss 630.00 kVA
Copper loss fraction 0.50 % at PNom
Coils equivalent resistance 3 x 36.29 mΩ



Project: Carmona_PSFV

Variant: Carmona_PSFV

PVsyst V8.0.13

VCX, Simulation date:
20/07/25 19:03
with V8.0.13

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=37°25'44", Long=-5°37'8", Alt=69m

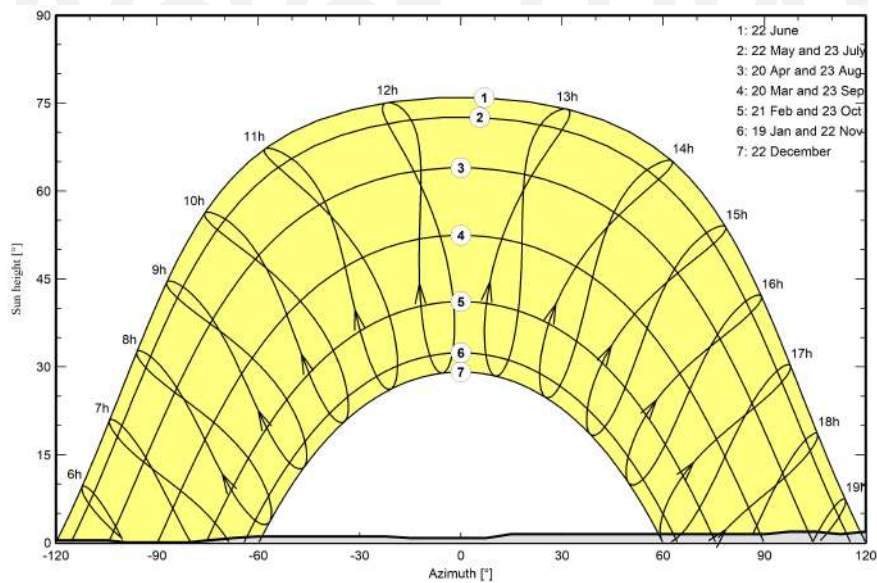
Average Height	1.1 °	Albedo Factor	0.00
Diffuse Factor	1.00	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-105	-98	-83	-75	-68	-60	-23	-15	8	15	90
Height [°]	0.8	0.4	0.4	0.0	0.0	0.4	0.8	1.1	1.1	0.8	0.8	1.5	1.5
Azimuth [°]	98	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180	
Height [°]	1.9	1.9	1.5	1.9	2.3	1.9	1.9	2.3	1.5	1.9	1.1	0.8	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Orientation #1

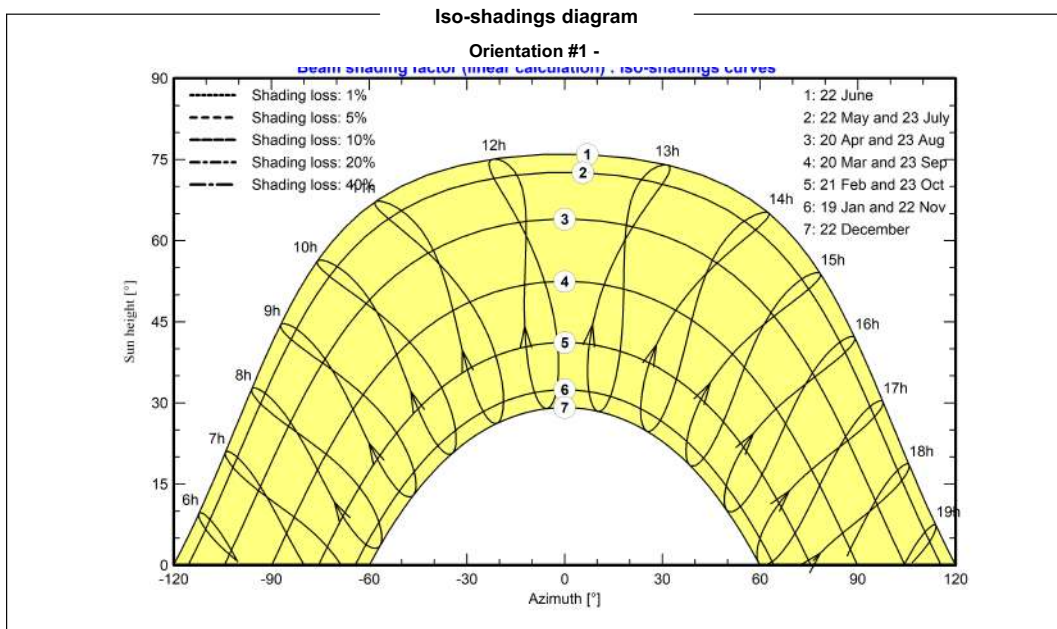
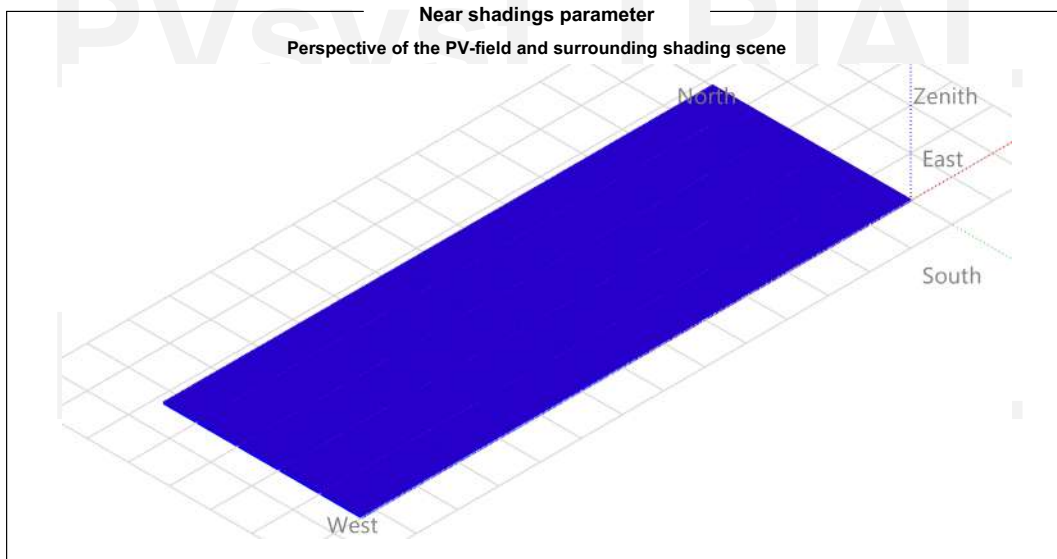




PVsyst V8.0.13
 VCX, Simulation date:
 20/07/25 19:03
 with V8.0.13

Project: Carmona_PSFV

Variant: Carmona_PSFV





Project: Carmona_PSFV

Variant: Carmona_PSFV

PVsyst V8.0.13

VCX, Simulation date:
20/07/25 19:03
with V8.0.13

Main results

System Production

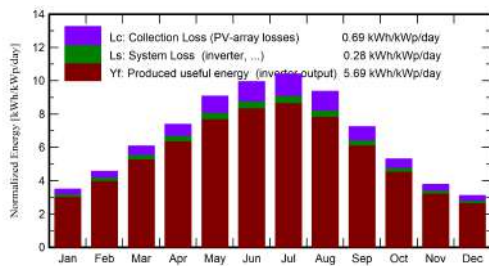
Produced Energy 266.21 GWh/year

Specific production 2078 kWh/kWp/year

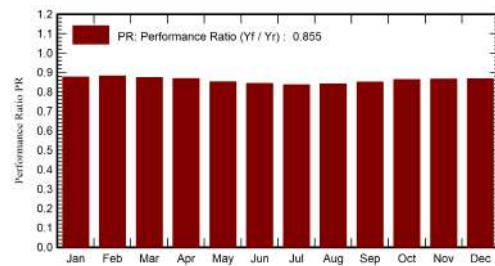
Perf. Ratio PR 85.47 %

Bifacial perf. ratio 82.86 %

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 GWh	E_Grid GWh	PR ratio	PRBifi ratio
January	78.9	28.45	10.09	108.5	101.5	12.81	12.18	0.876	0.848
February	96.0	39.59	11.48	127.9	120.7	15.15	14.43	0.881	0.852
March	143.5	56.09	14.48	188.8	179.2	22.17	21.13	0.874	0.845
April	170.6	67.31	16.81	221.7	211.3	25.84	24.62	0.867	0.839
May	214.8	74.76	21.22	281.6	269.2	32.21	30.70	0.851	0.825
June	227.5	67.64	25.25	298.6	286.5	33.82	32.24	0.843	0.817
July	241.0	60.26	28.03	322.7	310.1	36.26	34.55	0.836	0.812
August	216.5	60.03	28.43	290.4	278.3	32.77	31.25	0.840	0.816
September	162.6	48.60	24.38	217.3	207.6	24.84	23.67	0.850	0.825
October	122.7	43.80	20.48	164.5	156.0	19.08	18.19	0.863	0.836
November	82.8	29.69	14.00	113.2	106.0	13.20	12.55	0.865	0.839
December	70.6	26.25	11.23	96.4	89.6	11.28	10.70	0.866	0.839
Year	1827.5	602.48	18.87	2431.7	2316.0	279.43	266.21	0.855	0.829

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane	PRBifi	Bifacial Performance Ratio
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

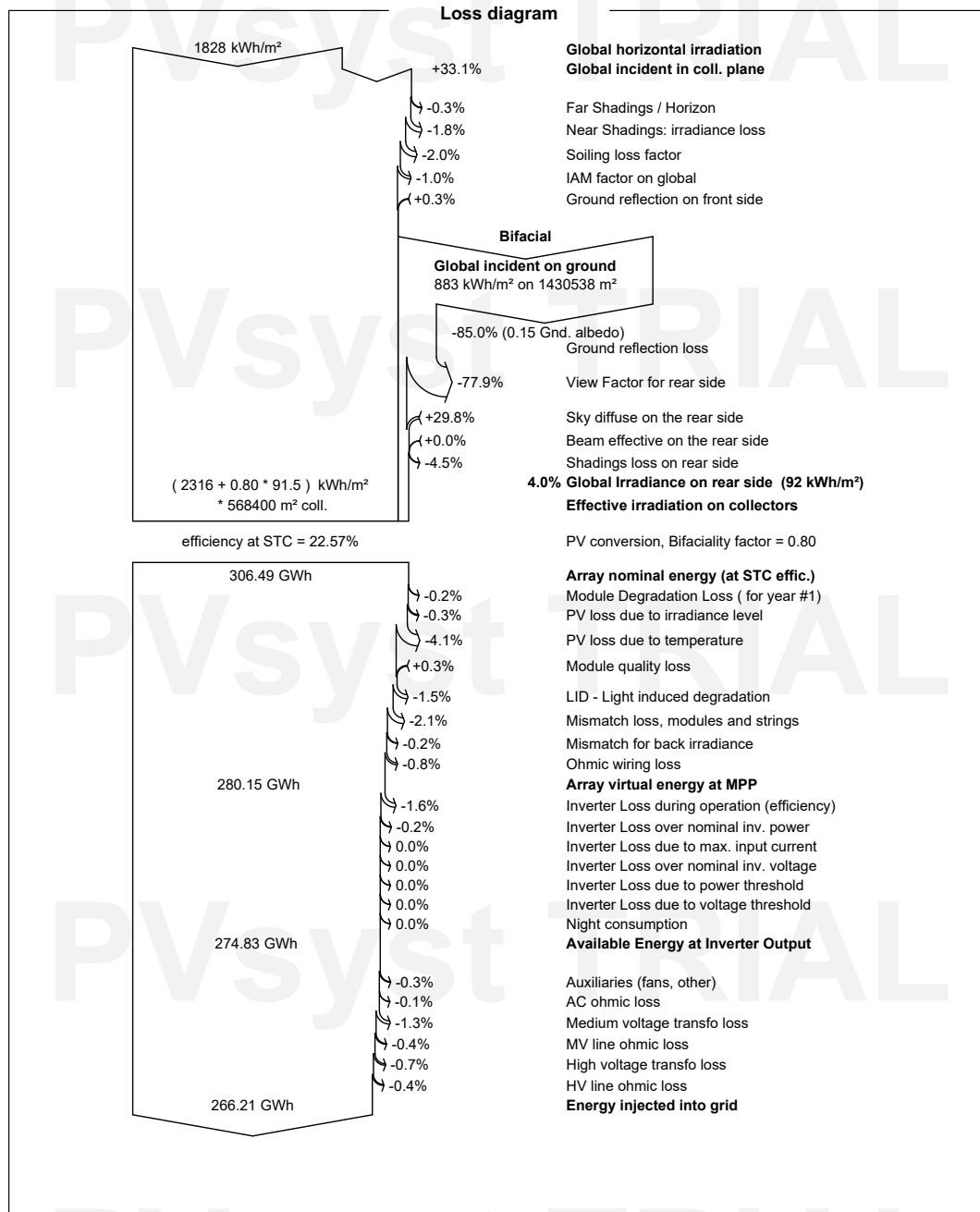


PVsyst V8.0.13

VCX, Simulation date:
20/07/25 19:03
with V8.0.13

Project: Carmona_PSFV

Variant: Carmona_PSFV





PVsyst V8.0.13

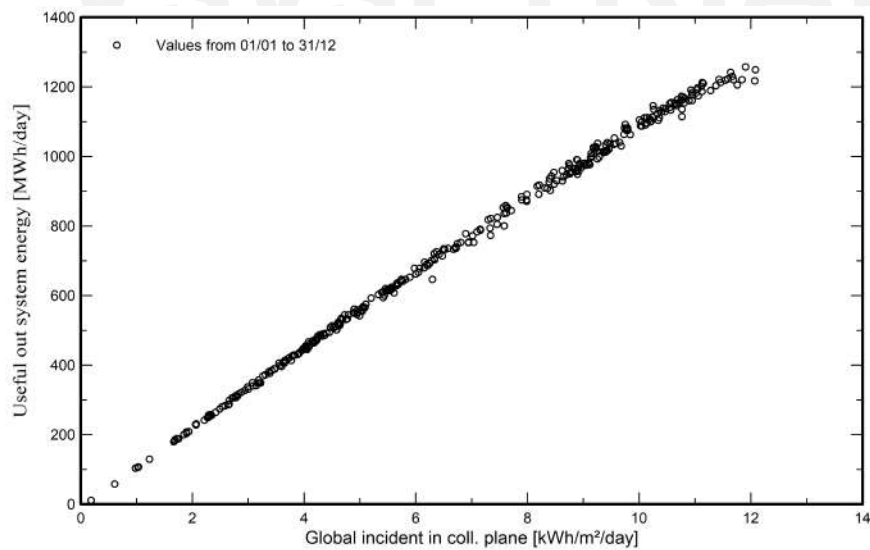
VCX, Simulation date:
20/07/25 19:03
with V8.0.13

Project: Carmona_PSFV

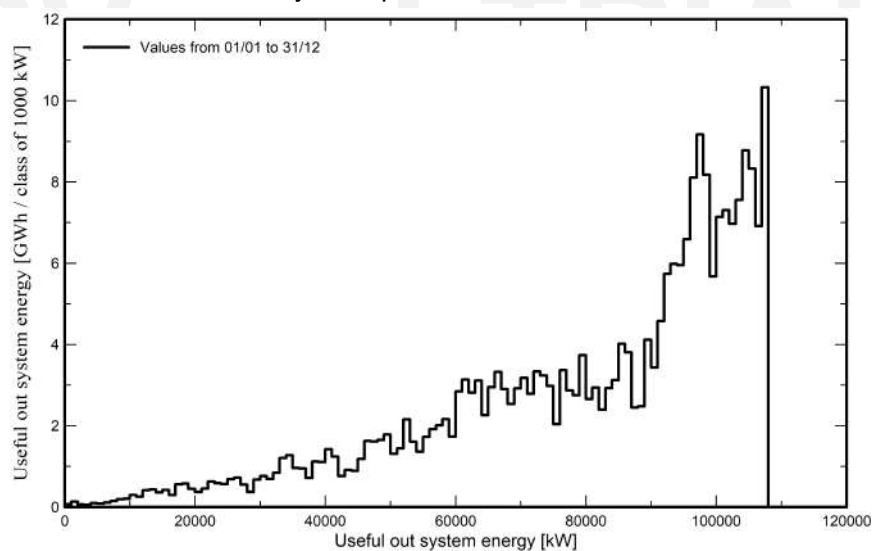
Variant: Carmona_PSFV

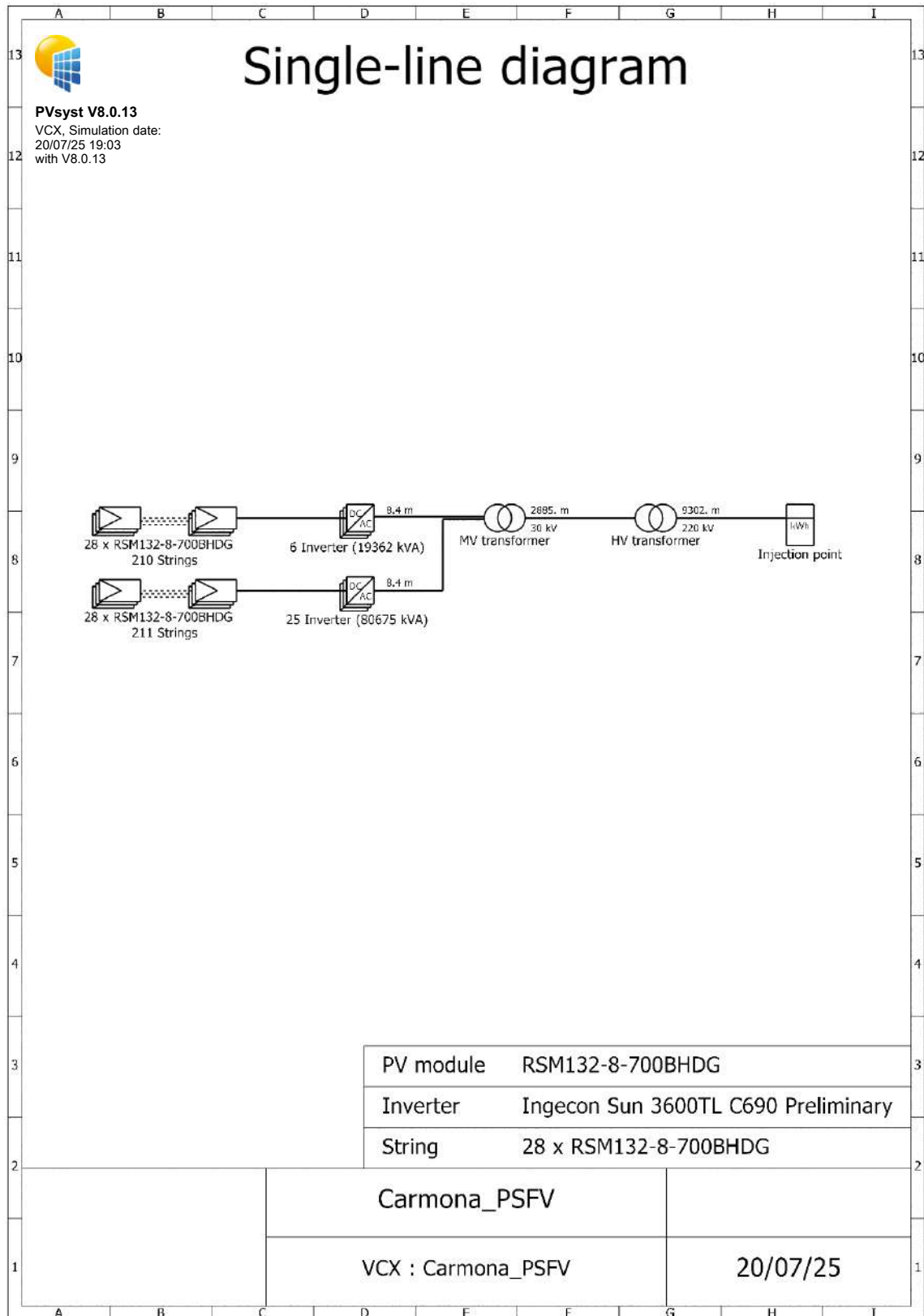
Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





ANEXO III: DISEÑO ELÉCTRICO

Para canalizar de forma eficiente la energía generada en una planta fotovoltaica de esta escala, es necesario diferenciar entre varios niveles eléctricos en función del tipo de corriente y la tensión de trabajo. En este caso, el diseño se ha dividido en cuatro tramos principales: el circuito de corriente continua en baja tensión, la red de alterna en baja tensión, la red interna de media tensión y por último el tramo de alta tensión que se conecta directamente a la red de transporte. Cada uno de estos bloques presenta requisitos técnicos distintos tanto en cuanto a protecciones como a secciones de cable, niveles de aislamiento o equipos asociados.

CORRIENTE CONTINUA EN BAJA TENSIÓN

La generación de electricidad comienza en los módulos solares Risen RSM132-8-700BHDG, que funcionan a una tensión de sistema de hasta 1.500 Vdc. Cada string está formado por 28 módulos conectados en serie, por lo que la tensión total del conjunto ronda los 1.170 V en condiciones reales y puede llegar a superar los 1.400 V en condiciones estándar de medida (STC). En total se han configurado 6.535 strings, distribuidos sobre 334 seguidores solares de PV Hardware, lo que da una media de unos 19–20 strings por seguidor.

Para agrupar las salidas de los strings se han instalado cajas combinadoras que permiten unir hasta 24 o 32 strings por unidad. Estas cajas llevan protecciones individuales mediante fusibles de 35 A, dispositivos de protección contra sobretensiones tipo II, sensores para monitorizar las corrientes de entrada y seccionadores para poder aislar el campo en caso de mantenimiento o avería. Desde cada caja combinadora sale un cableado de continua que conecta con la entrada del inversor, cuidando que la sección del cable sea adecuada para evitar pérdidas excesivas. En este caso se puede optar por cables tipo 2x120 mm² de cobre o equivalentes en aluminio dependiendo de la longitud y la capacidad térmica.

CORRIENTE ALTERNA EN BAJA TENSIÓN

Cada caja combinadora se conecta a un inversor central que convierte la corriente a alterna trifásica. En este proyecto se han seleccionado las Power Station FSK Serie C de Ingeteam,

que integran en una única plataforma metálica (skid) tanto el inversor Igecon Sun 3Power Serie C como el transformador elevador de baja a media tensión, además del cuadro de servicios auxiliares y las celdas de media tensión necesarias. Este tipo de solución permite instalar los equipos directamente en campo sin necesidad de contenedores ni edificios adicionales, lo que reduce los costes de obra civil y simplifica el cableado.

Cada inversor entrega una potencia nominal de 3.227 kVA con salida a 690 V. Esa energía se envía directamente al transformador incluido dentro de la misma Power Station, lo que elimina la necesidad de tendidos de baja tensión externos. Además de mejorar la eficiencia, este diseño reduce también el riesgo de fallos eléctricos y facilita las tareas de mantenimiento. En el lado de baja tensión se incluyen también protecciones tipo 50/51 y 50N para sobrecargas y cortocircuitos, además de interruptores y fusibles de respaldo si fuera necesario según normativa.

CORRIENTE ALTERNA EN MEDIA TENSIÓN

Desde la salida del transformador de cada Power Station la tensión ya se eleva a 30 kV, que es el nivel de tensión que utiliza la red interna de media tensión de la planta. Esta red está formada por 31 líneas independientes (una por inversor), que se conectan todas al centro de seccionamiento y medida. Cada línea transporta una potencia de 3.600.000 VA aproximadamente, así que la intensidad de corriente se puede calcular con la fórmula trifásica habitual:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * U} = \frac{3.600.000}{\sqrt{3} * 30.000} \approx 69 A$$

Por tanto, cada línea de generación en media tensión debe estar diseñada para soportar al menos 70 A, teniendo en cuenta márgenes de seguridad y condiciones térmicas. Estas líneas pueden ejecutarse con cable tipo RHZ1-2OL 18/30 kV, con secciones típicas de 95 mm² o 120 mm² según la longitud y el agrupamiento.

Toda la red de media tensión converge en el centro de seccionamiento y medida, que sirve para proteger, maniobrar y contabilizar la energía antes de entregarla a la subestación elevadora. Aquí se incluyen celdas de línea 1L1A, protecciones tipo 50/51 y 67, protecciones contra sobretensiones en media tensión y transformadores de medida para energía activa y reactiva.

Si se considera la totalidad de la producción, la corriente total en la barra principal de 30 kV se puede estimar así:

$$S_{total} = 3.600.000 * 31 = 111.600.000 \text{ VA}$$

$$I_{total} = \frac{111.600.000}{\sqrt{3} * 30.000} \approx 2.147 \text{ A}$$

Este valor implica que la línea troncal o barra de media tensión debe estar diseñada para soportar intensidades de más de 2.100 A, ya sea con conductores de gran sección o mediante la división en varias salidas paralelas hacia la subestación.

CORRIENTE ALTERNA EN ALTA TENSIÓN

La energía que sale del centro de seccionamiento se dirige a la subestación principal, donde se encuentra el transformador elevador que adapta la tensión de 30 kV a 220 kV para poder inyectar la energía en la red de transporte gestionada por REE. Este transformador suele ser de tipo ONAN o KNAN, con refrigeración en aceite, y está equipado con protecciones específicas como relés 87 de protección diferencial, relés de sobretensión 59 y subtensión 27, y transformadores de intensidad y tensión para medida y protección [61][62].

La subestación se completa con una celda GIS o AIS en 220 kV, un sistema de control y comunicaciones, seccionadores, interruptores de potencia en SF₆ o vacío y los dispositivos necesarios para el cumplimiento de los criterios de acceso a la red, según la normativa de REE y la planificación del PNIEC [63], [64]. La evacuación final se realiza por una línea aérea o subterránea, dependiendo de la localización y de la infraestructura existente.

ANEXO IV: FICHAS TÉCNICAS EQUIPOS



Hyper-ion™

Heterojunction Hyper-ion Series Bifacial Module

RSM132-8-700-715BHDG

Hyper-link Interconnection

Patented Technology

700-715 W_p

Power Output Range

23.0 %

Higher Efficiency

0~+3%

Positive Power Tolerance



No B-O caused LID



Ultra-high bifacial factor



Ultra-high power generation, ultra-low carbon emission



Most stable power temperature coefficient



Lead technology of metallization process



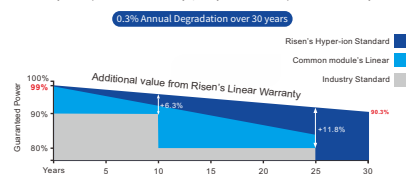
Excellent anti-LID & anti-PID performance



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Risen Energy sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

15 years product warranty / 30 years linear power warranty



*Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd

INGECON

SUN

3Power C Series
1,500 V_{dc}

**TRANSFORMERLESS
PV INVERTER
WITH AN EXTRA
THERMAL STABILITY
AND A GREATER
POWER DENSITY**

Up to 3.8 MVA at 1,500 V

Greater power density

This solar PV inverter achieves a market-leading power density of 492 kVA/m³, as it provides up to 3,825 kVA kVA in just one power stack.

Latest generation electronics

The INGECON® SUN 3Power C Series PV inverter features an innovative control unit that performs a more efficient and sophisticated inverter control, as it uses a last-generation digital signal processor.

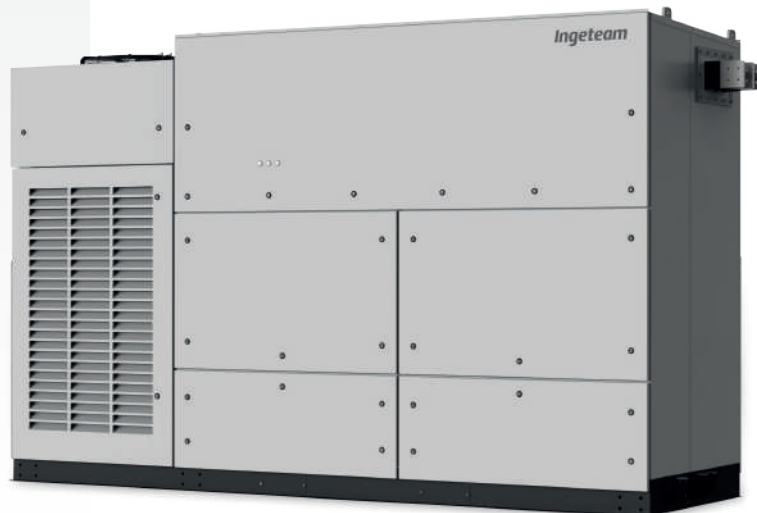
Liquid Cooling System (LCS)

Ingeteam has already supplied +52 GW of liquid-cooled wind power converters worldwide. It offers a greater thermal stability and a more optimized component usage. The LCS has been designed to refrigerate the IGBTs, the power phases and the IP65 compartment. It features less moving components, so it consumes a lower amount of power and it requires less maintenance works.

The LCS is a closed circuit supplied totally filled and purged, equipped with fast connectors with an anti-dripping system, so it offers zero risk of particle entrance. It has been designed to avoid siphons in order to easily purge it if necessary. The coolant used is a biodegradable glycol water mixture. There is no need of emptying the LCS in order to replace the phases, nor the sensors.

IP65 protection

A secondary liquid cooling system is used to refrigerate the air inside the IP65-protected compartment. A water-air heat exchanger is used for that. This compartment contains the power and control electronics, the DC fuses, the DC and AC protections, the busbars and the power phases.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

INGECON

SUN

3Power C Series 1,500 V_{dc}

Monitoring and communication

Dual Ethernet to communicate with the SCADA and the PPC (power plant controller). Moreover, it features Wi-Fi communication as access point to connect with the inverter during commissioning and O&M works. Ingeteam's advanced PV plant monitoring system INGECON® SUN Monitor is also available at no extra cost. The Smartphone application of the INGECON® SUN Monitor -available on the App Store and on the Play Store- makes it easier and more comfortable to monitor the PV plant.

Standard 5 year warranty, extendable for up to 25 years.

Advanced grid support



Low Voltage Ride Through



Fast Frequency Regulation



Reactive Power at Night



Voltage Droop Control



Active Power Reserve Without Batteries



Grid Following & Grid Forming



Black Start Capability



Automatic Voltage Regulation

PROTECTIONS

- DC Reverse polarity.
- Short-circuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation failure DC.
- Up to 24 pairs of fuse-holders.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Motorized DC switch to automatically disconnect the inverter from the PV array.
- Motorized AC circuit breaker.
- Hardware protection via firmware.
- Additional protection for the power stack, liquid cooled, IP65 rated and air cooled by a closed loop.

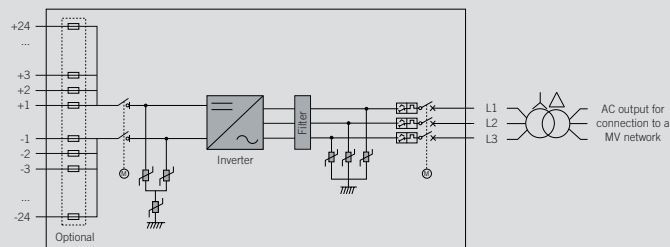
OPTIONAL ACCESSORIES

- Auxiliary services feeder.
- Grounding kit.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of down to -30 °C.
- DC surge arresters type I+II.
- AC surge arresters type I+II.
- DC fuses.
- Monitoring of the currents at the DC input.
- PID prevention kit (PID: Potential Induced Degradation).

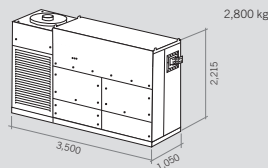
LIQUID COOLING SYSTEM

- LCS to refrigerate the IGBTs.
- More optimized component usage: greater thermal stability.
- Less moving components: lower power consumption and less maintenance works.
- No risk of particle entrance.
- Anti-corrosion protection with stainless steel components.
- LCS is used in many industries. Thus, it is very reliable, as its components are subject to many validation tests.
- Fast connectors with anti-dripping system
- Biodegradable glycol water mixture.
- No need of emptying the LCS in order to replace the phases, nor the sensors.

INGECON® SUN 3825TL



Size and weight (mm and kg)



Ingeteam

INGECON		SUN		3Power C Series 1,500 V _{dc}			
INGECON® SUN 3825TL							
	C600	C615	C630	C645	C660	C675	C690
Input (DC)							
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	3,144 - 4,188 kWp	3,222 - 4,293 kWp	3,301 - 4,398 kWp	3,379 - 4,502 kWp	3,458 - 4,607 kWp	3,537 - 4,712 kWp	3,615 - 4,816 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	853 - 1,300 V	874 - 1,300 V	895 - 1,300 V	916 - 1,300 V	937 - 1,300 V	958 - 1,300 V	979 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V						
Maximum current	3,965 A						
N° inputs with fuse-holders	Up to 24						
Fuse dimensions	Up to 630 A / 1,500 V / gPV / 100 kA (L/R 5mS) (optional)						
Type of connection	Connection to copper bars						
Power blocks	1						
MPPT	1						
Input protections							
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)						
DC switch	Motorized DC load break disconnect						
Other protections	Up to 24 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection						
Output (AC)							
Power @35 °C / @50 °C	3,326 kVA / 2,858 kVA	3,409 kVA / 2,929 kVA	3,492 kVA / 3,001 kVA	3,575 kVA / 3,072 kVA	3,658 kVA / 3,144 kVA	3,741 kVA / 3,215 kVA	3,824 kVA / 3,287 kVA
Current @35 °C / @50 °C	3,200 A / 2,750 A						
Rated voltage ⁽⁴⁾	600 V IT System	615 V IT System	630 V IT System	645 V IT System	660 V IT System	675 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz						
Power Factor ⁽⁵⁾	1						
Power Factor adjustable	Yes, 0 - 1 (leading / lagging)						
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁶⁾	<3%						
Output protections							
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)						
AC breaker	Motorized AC circuit breaker						
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection						
Other protections	AC short-circuits and overloads						
Features							
Operating efficiency	98.9%						
CEC	98.5%						
Max. consumption aux. services	7,600 W						
Stand-by or night consumption ⁽⁷⁾	185 W						
Average power consumption per day	2,500 W						
General Information							
Ambient temperature	-20 °C to +60 °C						
Relative humidity (non-condensing)	0-100% (Outdoor)						
Protection class	IP65 ⁽⁸⁾						
Corrosion protection	External corrosion protection						
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)						
Cooling system	Liquid cooling system and forced air cooling system with temperature control (400V 3 phase + neutral power supply, 50/60 Hz)						
Air flow range	0 - 18,000 m³/h						
Average air flow	12,000 m³/h						
Acoustic emission (100% / 50% load)	57 dB(A) at 10m / 49.7 dB(A) at 10m						
Marking	CE						
EMC and security standards	IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100						
Grid connection standards	IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code						
Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions. ⁽²⁾ V _{mpp} .min is for rated conditions (V _{ac} =1 p.u. and Power Factor=1) and floating systems. ⁽³⁾ Consider the voltage increase of the 'Voc' at low temperatures. ⁽⁴⁾ Other AC voltages and powers available upon request. ⁽⁵⁾ For P _{ac} >25% of the rated power. ⁽⁶⁾ For P _{ac} >25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4. ⁽⁷⁾ Consumption from PV field when there is PV power available. ⁽⁸⁾ Except for the LC filter and the air-water heat exchanger, that are IP54.							

Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions ⁽²⁾ V_{mpp,min} is for rated conditions (V_{ac}=1 p.u. and Power Factor=1) and floating systems ⁽³⁾ Consider the voltage increase of the 'V_{oc}' at low temperatures ⁽⁴⁾ Other AC voltages and powers available upon request ⁽⁵⁾ For P_{av}>25% of the rated power ⁽⁶⁾ For P_{av}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⁽⁷⁾ Consumption from PV field when there is PV power available ⁽⁸⁾ Except for the LC filter and the air-water heat exchanger, that are IP54.



Ingeteam

Ingeteam Power Technology, S.A. Avda. Ciudad de la Innovación, 13 31621 Samguren (Navarra) - Spain Tel.: +34 948 288 000 Fax: +34 948 288 001 e-mail: solar.energy@ingeteam.com	Ingeteam, S.A. de C.V. Leibnitz Ext 13 Int 1102, Colonia Anzures 11590 - Miguel Hidalgo Ciudad de México - Mexico Tel.: +52 81 8311 4858 Fax: +52 81 8311 4859 e-mail: northamerica@ingeteam.com	Ingeteam Panama S.A. Av. Manuel Espinosa Batista, Ed. Torre Internacional Business Center, Aptdo./Local 407 Urb. C45 Bella Vista Bella Vista - Panama Tel.: +50 761 329 467
Ingeteam S.r.l. Via Emilia Ponente, 232 48014 Castel Bolognese (RA) - Italy Tel.: +39 0546 651 490 Fax: +39 054 665 5391 e-mail: italia.energy@ingeteam.com	Ingeteam Ltda. Rua Estácio de Sá, 560 Jd. Santa Genebra 13080-010 Campinas/SP - Brazil Tel.: +55 19 3037 3773 e-mail: brazil@ingeteam.com	Ingeteam Service S.R.L. Bucuresti, Sector 2, Bulevardul Dimitrie Pompeiu Nr 5-7 Cladirea Hermes Business Campus 1, Birou 236, Etaj 2 Romania Tel.: +40 728 993 202
Ingeteam SAS La Naurouze B - 140 rue Carmin 31670 Labège - France Tel.: +33 (0)5 61 25 00 00 Fax: +33 (0)5 61 25 00 11 e-mail: france@ingeteam.com	Ingeteam Pty Ltd. Unit 2 Alphen Square South 16th Road, Randjespark Midrand 1682 - South Africa Tel.: +2711 314 3190 Fax: +2711 314 2420 e-mail: southafrica@ingeteam.com	Ingeteam Philippines Inc. Office 2, Unit 330, Milelong Bldg. Amorsolo St. corner Rufino St. 1230 Makati Gran Manila - Philippines Tel.: +63 0917 677 6039
Ingeteam INC. 3550 W. Canal St. Milwaukee, WI 53208 - USA Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190 Fax: +1 (414) 342 0736 e-mail: solar.us@ingeteam.com	Ingeteam SpA Los militares 5890, Torre A, oficina 401 7560742 - Las Condes Santiago de Chile - Chile Tel.: +56 2 29574531 e-mail: chile@ingeteam.com	Ingeteam Power Technology, S.A. Level 1, Al Bateen Tower C6 Bainunah ADIB Building, Street 34 PO BOX 30010 - Abu Dhabi United Arab Emirates Tel.: +971 50 125 8244
Ingeteam, a.s. Technologická 371/1 70800 Ostrava - Pustkovec Czech Republic Tel.: +420 59 747 6800 Fax: +420 59 732 6899 e-mail: czech@ingeteam.com	Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd. 2nd Floor, 431 Udyog Vihar, Phase III 122016 Gurgaon (Haryana) - India Tel.: +91 124 420 6491-5 Fax: +91 124 420 6493 e-mail: india@ingeteam.com	Ingeteam Vietnam Ltd. Spaces - 28A Tran Hung Dao Street Phan Chu Trinh Ward Hoan Kiem District Ha Noi City - Vietnam Tel.: +84 24 71014057 e-mail: vietnam@ingeteam.com
Ingeteam Shanghai, Co. Ltd. Shanghai Trade Square, 1105 188 Si Ping Road 200086 Shanghai - P.R. China Tel.: +86 21 65 07 76 36 Fax: +86 21 65 07 76 38 e-mail: shanghai@ingeteam.com	Ingeteam Sp. z o.o. Ul. Koszykowa 60/62 m 39 00-673 Warszawa - Poland Tel.: +48 22 821 9930 Fax: +48 22 821 9931 e-mail: polska@ingeteam.com	Ingeteam Uruguay, S.A. Avenida 18 de Julio, 1474, Piso 12 11200, Montevideo - Uruguay Tel.: +598 934 92064
	Ingeteam Australia Pty Ltd. iAccelerate Centre, Building 239 Innovation Campus, Squires Way North Wollongong, NSW 2500 - Australia Tel.: +61 429 111 190 e-mail: australia@ingeteam.com	

INGECON

SUN

PowerStation FSK Serie C
1.500 Vdc

POWER STATION DE MEDIA TENSIÓN, PERSONALIZADA HASTA 7,65 MVA, CON TODOS LOS COMPONENTES SUMINISTRADOS SOBRE UNA BASE FULL SKID

Desde 2.500 hasta 7.650 kVA

Esta nueva solución de media tensión integra todos los elementos necesarios para desarrollar una planta solar multi-megavatio.

Maximice su inversión con el mínimo esfuerzo

La power station FSK de Ingeteam es una solución compacta, flexible y personalizable, que puede ser configurada para adaptarse a cualquier tipo de necesidad técnica. Se suministra con hasta dos inversores fotovoltaicos centrales. Todos sus elementos están pensados para facilitar su inmediata instalación a la intemperie, gracias a lo cual se puede prescindir de envoltentes del tipo contenedor.

Mayor adaptabilidad y densidad de potencia

Esta solución tipo power station es más versátil, ya que presenta una plataforma metálica o skid que integra todos los componentes de BT y MT, incluidos los inversores FV. Además, presenta una de las mayores densidades de potencia del mercado.

Tecnología Plug & Play

Esta solución en media tensión integra los equipos de conversión de potencia (hasta 7,65 MVA), transformador de aceite hermé-

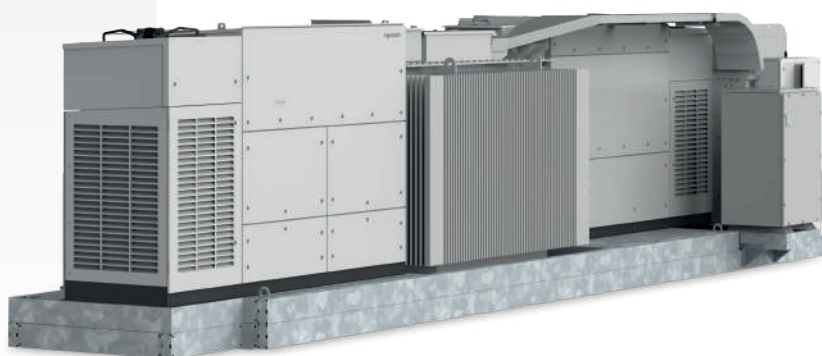
ticamente sellado hasta 38 kV y toda la armadura de baja tensión. Una plataforma metálica o skid integra todos los elementos previamente ensamblados para una rápida conexión en campo, con uno o dos inversores solares de la familia INGECON® SUN 3Power Serie C.

Accesibilidad total

Gracias al uso de equipos de intemperie, el acceso a los inversores y al transformador se hace de forma directa. Además, el diseño de los inversores 3Power Serie C ha sido pensado para facilitar las tareas de mantenimiento y reparación.

Protección máxima

Los inversores 3Power Serie C tienen un grado de protección IP65 para su stack de potencia, que está refrigerado tanto por agua como por aire, optimizando la temperatura de trabajo de la electrónica de potencia. Además, los inversores despliegan funciones de soporte de red, como la inyección de potencia reactiva, soporte de huecos de tensión o el control de la potencia activa inyectada.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

INGECON

SUN

PowerStation FSK Serie C 1.500 Vdc

CONSTRUCCIÓN

- Plataforma metálica.
- Apta para ser colocada sobre losa o pilares.
- Diseño compacto que minimiza los costes logísticos.
- Mínimos trabajos de instalación en campo.

ACCESORIOS OPCIONALES

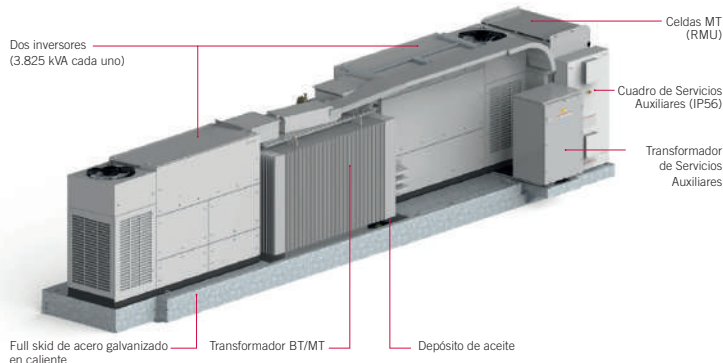
- Transformador de servicios auxiliares (hasta 60 kVA, Dyn11).
- Autoválvulas / descargadores de sobretensión en MT.
- Cuadro de servicios auxiliares (IP56).
- Puesta en marcha de la planta.
- Sistema de comunicación de alta velocidad por Ethernet o fibra óptica, para una conexión Plug & Play con el SCADA o el control de planta.
- INGECON® SUN StringBox con 16, 24 o 32 strings de entrada. Cajas de strings inteligentes o pasivas.
- Medición de la energía consumida por los servicios auxiliares y de la energía producida.
- Relé de monitorización del aislamiento para sistemas IT.
- Regulación de la potencia reactiva cuando no hay potencia fotovoltaica.
- Puesta a tierra del campo FV.

ELEMENTOS ESTÁNDAR

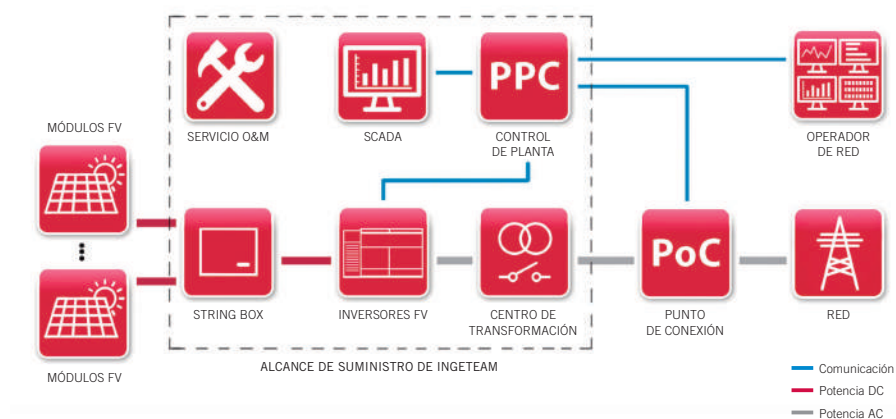
- Uno o dos inversores con una potencia de salida de hasta 7,65 MVA.
- Transformador BT/MT de aceite herméticamente sellado hasta 38 kV.
- Celdas MT 1L1A (2L1A opcional).
- Depósito de aceite.
- Perfilera metálica para instalar equipos en BT.

COMPONENTES

Dos inversores (3.825 kVA cada uno)



CONFIGURACIÓN DE PLANTA



Ingeteam

INGECON

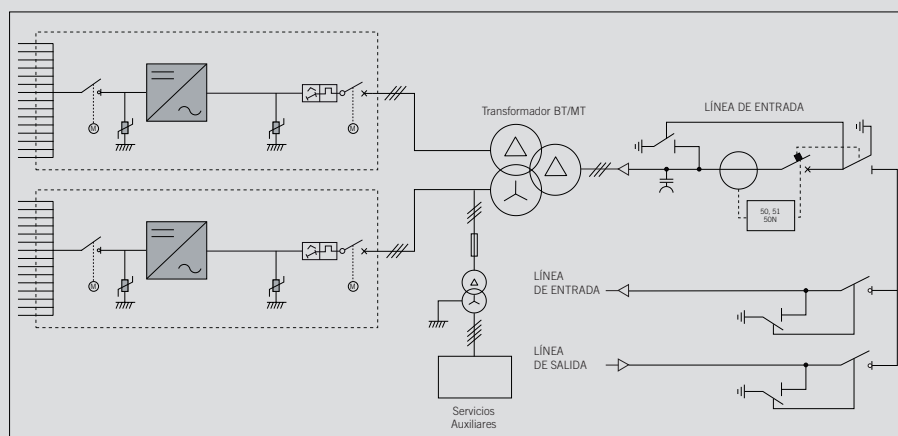
SUN

PowerStation FSK Serie C 1.500 Vdc

	3825 FSK Serie C	7650 FSK Serie C
Información general		
Número de inversores	1	2
Potencia máx. @35 °C / 95 °F ⁽¹⁾	3.824 kVA	7.648 kVA
Rango de temperatura	desde -5 °C hasta +50 °C	
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100 %	
Altitud máxima	3.000 msnm (limitación de potencia a partir de 1.000 msnm)	
Transformador BT / MT		
Media tensión	Desde 20 kV hasta 36 kV, 50-60 Hz	
Sistema de refrigeración	ONAN (KNAN opcional)	
Mínimo PEI (Peak Efficiency Index) ⁽²⁾	99,50 %	
Grado de protección	IP54	
Celdas MT		
Media tensión	24 kV / 36 kV / 40,5 kV	
Corriente nominal	630 A	
Sistema de refrigeración	Ventilación natural	
Grado de protección	IP54 (IP55 opcional)	
Equipación		
Cuadro de servicios auxiliares	Versión estándar (sistema de monitorización opcional)	
Transformador BT/MT	Transformador inmerso en aceite herméticamente sellado	
Celdas MT	Celdas 1L1A (2L1A opcional)	
Información mecánica		
Tipo de estructura	Skid de acero galvanizado	
Dimensiones Full Skid (largo x ancho x alto)	9.500 x 2.600 x 2.620 mm	11.390 x 2.600 x 2.620 mm
Full Skid	16 T	25 T
Normativa	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1	

Notas: ⁽¹⁾ Potencia máxima calculada con el modelo de inversor INGECON® SUN 3825TL C690. Para otros modelos de inversor, contacte con el departamento comercial del área Solar de Ingeteam.
⁽²⁾ Para instalaciones en Europa, diseño ECO según la norma EU 548/2014 y EU 2019/1783.

Configuración con dos inversores solares de la serie C



Ingeteam



Ingeteam

Ingeteam Power Technology, S.A.
Avda. Ciudad de la Innovación, 13
31621 Sarriena (Navarra) - España
Tel.: +34 948 288 000
Fax: +34 948 288 001
e-mail: solar.energy@ingetteam.com

Ingeteam S.r.l.
Via Emilia Ponente, 232
48014 Castel Bolognese (RA) - Italia
Tel.: +39 0546 651 490
Fax: +39 054 665 5391
e-mail: italia.energy@ingetteam.com

Ingeteam SAS
La Naurouze B - 140 rue Carmin
31670 Labège - Francia
Tel.: +33 (0)5 61 25 00 00
Fax: +33 (0)5 61 25 00 11
e-mail: france@ingetteam.com

Ingeteam INC.
3550 W. Canal St.
Milwaukee, WI 53208 - EEUU
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190
Fax: +1 (414) 342 0736
e-mail: solar.us@ingetteam.com

Ingeteam, a.s.
Technologická 371/1
70800 Ostrava - Pustkovec
República Checa
Tel.: +420 59 747 6800
Fax: +420 59 732 6899
e-mail: czech@ingetteam.com

Ingeteam Shanghai, Co. Ltd.
Shanghai Trade Square, 1105
188 Si Ping Road
200086 Shanghai - China
Tel.: +86 21 65 07 76 36
Fax: +86 21 65 07 76 38
e-mail: shanghai@ingetteam.com

Ingeteam, S.A. de C.V.
Leibnitz Ext 13 Int 1102, Colonia Anzures
11590 - Miguel Hidalgo
Ciudad de México - México
Tel.: +52 81 8311 4858
Fax: +52 81 8311 4859
e-mail: northamerica@ingetteam.com

Ingeteam Ltda.
Rua Estácio de Sá, 560
Jd. Santa Genebra
13080-010 Campinas/SP - Brasil
Tel.: +55 19 3037 3773
e-mail: brazil@ingetteam.com

Ingeteam Pty Ltd.
Unit 2 Alphen Square South
16th Road, Randjespark
Midrand 1682 - Sudáfrica
Tel.: +2711 314 3190
Fax: +2711 314 2420
e-mail: southafrica@ingetteam.com

Ingeteam SpA
Los militares 5890, Torre A, oficina 401
7560742 - Las Condes
Santiago de Chile - Chile
Tel.: +56 2 29574531
e-mail: chile@ingetteam.com

Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.
2nd Floor, 431
Udyog Vihar, Phase III
122016 Gurgaon (Haryana) - India
Tel.: +91 124 420 6491-5
Fax: +91 124 420 6493
e-mail: india@ingetteam.com

Ingeteam Sp. z o.o.
Ul. Koszykowa 60/62 m 39
00-673 Warszawa - Polonia
Tel.: +48 22 821 9930
Fax: +48 22 821 9931
e-mail: polska@ingetteam.com

Ingeteam Australia Pty Ltd.
iAccelerate Centre, Building 239
Innovation Campus, Squires Way
North Wollongong, NSW 2500 - Australia
Tel.: +61 429 111 190
e-mail: australia@ingetteam.com

Ingeteam Panama S.A.
Av. Manuel Espinosa Batista,
Ed. Torre Internacional
Business Center, Apt. Local 407
Urb. C45 Bella Vista
Bella Vista - Panamá
Tel.: +50 761 329 467

Ingeteam Service S.R.L.
Bucuresti, Sector 2,
Bulevardul Dimitrie Pompeiu Nr 5-7
Cladirea Hermes Business
Campus 1, Birou 236, Etaj 2
Rumania
Tel.: +40 728 993 202

Ingeteam Philippines Inc.
Office 2, Unit 330, Milelong Bldg.
Amorsolo St. corner Rufino St.
1230 Makati
Gran Manila - Filipinas
Tel.: +63 0917 677 6039

Ingeteam Power Technology, S.A.
Level 1, Al Bateen Tower C6 Bainunah
ADIB Building, Street 34
PO BOX 30010 - Abu Dhabi
Emiratos Arabes Unidos
Tel.: +971 50 125 8244

Ingeteam Vietnam Ltd.
Spaces - 28A Tran Hung Dao Street
Phan Chu Trinh Ward
Hoan Kiem District
Ha Noi City - Vietnam
Tel.: +84 24 71014057
e-mail: vietnam@ingetteam.com

Ingeteam Uruguay, S.A.
Avenida 18 de Julio, 1474, Piso 12
11200, Montevideo - Uruguay
Tel.: +598 934 92064

BROCHURE

MONOLine⁺

2P

Our advanced two-in-portrait (2P) solution has been thoughtfully redesigned to meet the growing demands of modern solar installations. With the capability to accommodate XXL modules, **Monoline +2P** offers exceptional adaptability for projects across diverse terrains. Our 2P solution ensures a seamless integration that maximizes efficiency and performance.

Thanks to the **TotalStow** strategy, our tracker gains additional robustness, reinforcing its position as the most durable 2P tracker on the market. This unique combination of flexibility and superior strength ensures long-term reliability and reduced maintenance needs.

With **TotalStow™** Strategy

ENGINEERED FOR XXL MODULES & MAXIMUM EFFICIENCY



PVH



REDEFINING ADAPTABILITY

Engineered with a focus on practicality and cutting-edge innovation, our **Monoline +2P** is designed to meet the evolving demands of the solar energy sector. Its advanced architecture supports the integration of the latest generation of XXL photovoltaic modules, ensuring full compatibility with current industry trends while providing a future-proof solution for utility-scale and commercial projects.

Monoline +2P offers unparalleled adaptability, making it ideal for both site expansions and the optimization of existing installations. Thanks to the **TotalStow** strategy, it gains additional robustness, enhancing its mechanical stability and reinforcing its ability to withstand challenging environmental conditions while

maintaining operational efficiency. This unique combination of durability and flexibility positions **Monoline +2P** as a high-performance solution for developers, EPCs, and operators seeking to maximize energy yield and project ROI.

By incorporating the latest technological advancements, **Monoline +2P** not only pushes the boundaries of solar tracking systems but also delivers a scalable and cost-effective platform that meets the demands of modern solar energy production. Whether deployed in flat terrains or complex topographies, this solution ensures long-term performance and adaptability, making it a cornerstone for next-generation solar projects.



MINIMUM NUMBER OF
MANHOURS ON SITE



DELIVERED
PRE-ASSEMBLED



TotalStow STRATEGY



ADAPTED TO **XXL MODULES**



IN-HOUSE MANUFACTURING
* providing local content



PV CLEANER TESTED
Certified by module manufacturer

MONOLINE⁺_{2P} BROCHURE



GENERAL ESPECIFICATIONS

Tracker Drive Maximum length Maximum width Module configuration Rotational range Motor per MWp Ground cover ratio Module supported Slope tolerance Module attachment Allowable wind load Operating temperature range Prepared for XXL modules	Mono-row. Horizontal single-axis Slew Drive Up to 70 m. (230 ft) per motor 5 m. (16.4 ft) 2 modules in portrait E-0: +/- 55° Around 12 30-50% All market available modules N-S: up to 15%. E-W: unlimited By bolts and rivets Tailored to site specific conditions in stow SELFPOWERED (LFP): -20 °C to +60 °C (-4 °F to +140 °F) SELFPOWERED (LTO) or AC Power: -40 °C to +65 °C (-40 °F to +149 °F)
--	---

BROCHURE



COMMUNICATIONS & CONTROL

Solar tracking method

Control System

SCADA interface

Communication

Nighttime stow

Advanced Algorithms



Astronomical algorithm with GPS input

Central control unit per plant

Wireless communication with trackers

Redundancy of wireless gateways to guarantee communication

Self powered

Modbus TCP or OPC-UA

Wireless (LoRaWAN)

Configurable

Backtracking 3D (optional)

INSTALATION & SERVICES

On-site training and commissioning

Warranty

PV Cleaner

Certifications

Structure: 10 years

Electromechanical components: 5 years.

Optional

UL 3703,

IEC 62817

XXL MODULES

UP TO 70m (230 ft)




PVHardware. Images are for illustrative purposes only. Contents are subject to change without prior notice

