



# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Evaluación técnico-económica de un parque solar  
fotovoltaico en Extremadura

Autor: Marcos Cortajarena Isasi

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Junio 2026



### Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Evaluación técnico-económica de un parque solar fotovoltaico en Extremadura** en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2025/26** es de mi autoría 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.

### Uso de Inteligencia Artificial<sup>1</sup>

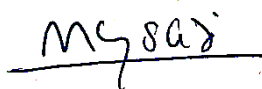
Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

(indicar aquí el uso concreto que se ha hecho de la Inteligencia Artificial)

La Inteligencia Artificial ha sido utilizada en el presente proyecto como herramienta de contraste de información, generación de imágenes, apoyo a la redacción y ayuda en la construcción del modelo financiero.



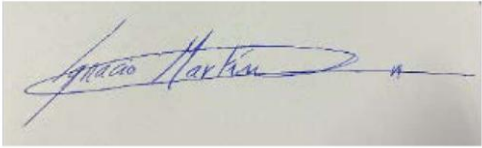
Firmado (alumno): Marcos Cortajarena Isasi

Fecha: 29/06/2026

---

<sup>1</sup> Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

**Autorización para la entrega del Proyecto**

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
	
Fdo: Ignacio Martin Gutierrez	Fdo:
Fecha: 30/Junio/26	Fecha:



# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Evaluación técnico-económica de un parque solar  
fotovoltaico en Extremadura

Autor: Marcos Cortajarena Isasi

Director: Ignacio Martin Gutiérrez

Madrid

Junio 2026



# **Agradecimientos**

Gracias a mis padres. Por darme esta oportunidad y siempre creer en mí.



# EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO EN EXTREMADURA

**Autor: Cortajarena Isasi, Marcos.**

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas

## RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto aborda el diseño y la evaluación técnico-económica de un parque solar fotovoltaico de 33,6 MWp en Alcántara (Cáceres), dimensionado a partir de la capacidad de evacuación de la subestación asociada. La simulación energética en PVsyst y un modelo financiero a 30 años confirman que el proyecto es técnicamente sólido y rentable, con un LCOE de 35,2 €/MWh y VAN positivo en los tres escenarios de comercialización analizados. Su rentabilidad depende especialmente del precio capturado por la energía, lo que sitúa la comercialización como el factor determinante de la inversión.

**Palabras clave:** energía solar fotovoltaica, evaluación técnico-económica, PVsyst, LCOE, PPA, canibalización de precios

### 1. Introducción

La energía solar fotovoltaica se ha consolidado como uno de los pilares del Sistema eléctrico español, hasta representar un 18,4% de la generación de 2025. Su competitividad actual, sin embargo, coincide con un sistema sometido a tensión: una demanda creciente junto con horas pico con precios negativos, y una elevada penetración renovable con episodios de inestabilidad como el cero del 28 de abril de 2025. En este contexto, Extremadura se posiciona como una de las comunidades españolas que mejores condiciones de irradiación y suelo disponible reúne. El trabajo aborda la pregunta de si una planta diseñada hoy con criterios actuales, sobre un emplazamiento real de la comunidad, resulta técnica y económicamente viable.

## 2. Definición del proyecto

El objetivo del proyecto es realizar la evaluación técnico-económica completa de un parque fotovoltaico en suelo, partiendo de la selección del emplazamiento y llegando hasta los indicadores de rentabilidad. Tras comparar tres puntos de conexión, se elige la subestación José María Oriol (45 kV, a menos de 1 km), que fija una potencia de evacuación de 28 MW y, con ella, el dimensionado de la planta. El alcance cubre el diseño completo de la instalación, el análisis técnico mediante simulación, un modelo financiero a 30 años con análisis de sensibilidad y, por último, un análisis de sostenibilidad.

## 3. Descripción del modelo

La planta se dimensiona a partir de la capacidad de evacuación, aplicando una ratio DC/AC de 1,3 que fija la potencia pico en 33,6 MWp. El generador emplea módulos JA Solar con TOPCon bifaciales de 630 Wp (53.300 unidades en 2.050 strings) sobre seguidores Soltec a un eje, convertidos por inversores Huawei y agrupados en cuatro centros de transformación que elevan la tensión a 45 kV para su evacuación. El comportamiento técnico se simula en PVsyst con datos Meteonorm bajo tres escenarios (ideal, año 1, año 10) y la viabilidad económica se evalúa con un modelo de flujos de caja a 30 años, desde la perspectiva del proyecto y del accionista, para tres estructuras de ingresos: mercado, PPA e híbrida.

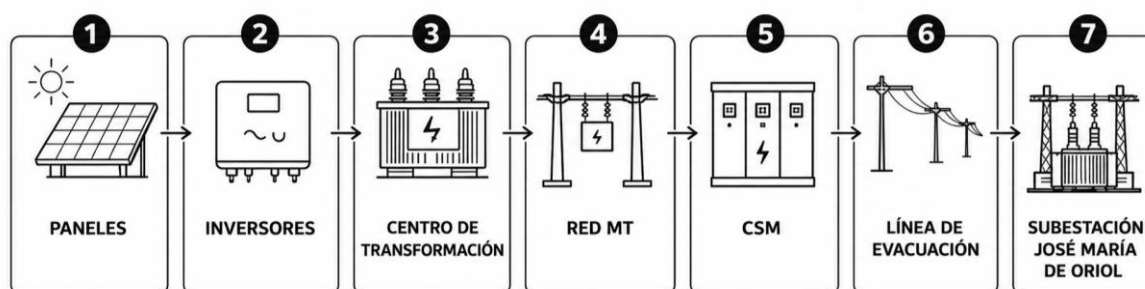


Figura 1 - Esquema de bloques del sistema

#### 4. Resultados

La planta produce 1.820 kWh/kWp en el primer año, con un PR del 81,56%. En el plano económico destacan:

- CAPEX de 18,49 M€ (0,551€/Wp) y OPEX de 470 k€/año, coherentes con el mercado español.
- LCOE de 35,2 €/MWh, competitivo y por debajo del precio estimado del PPA (38 €/MWh).
- VAN de proyecto positivo en los tres escenarios, aunque al límite, y TIR del accionista del 10,3-11,3%.
- El análisis de sensibilidad identifica el precio de la energía como la variable dominante del VAN.
- Se evitan unas 190.000 tCO<sub>2</sub> a lo largo de los 30 años de vida útil.

Indicador	Mercado	PPA	Híbrido
VAN del proyecto	+0,11 M€	+0,84 M€	+0,48 M€
TIR accionista	10,3%	11,3%	10,8%
TIR proyecto	7,06 %	7,43 %	7,24 %
LCOE	35,2 €/MWh	35,2 €/MWh	35,2 €/MWh

Tabla 1 - Indicadores de rentabilidad por escenarios de venta

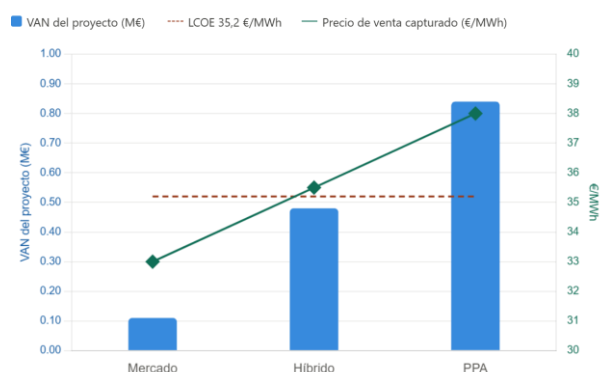


Figura 2 - Rentabilidad por escenario frente al LCOE

## 5. Conclusiones

El estudio responde afirmativamente a la pregunta de partida: la planta es viable. La conclusión relevante, no obstante, es el matiz que la acompaña. El componente técnico está prácticamente resuelto —la ingeniería entrega plantas fiables y los límites (temperatura y degradación) los impone el emplazamiento—, mientras que la tensión se ha desplazado al plano económico. El escenario de venta a mercado queda al borde de la rentabilidad por la canibalización del precio en las horas de sol, por lo que se recomienda asegurar los ingresos vía PPA o fórmula híbrida. La principal aportación es mostrar, sobre un caso real, que la fotovoltaica española ha entrado en una nueva etapa: el desafío ya no es generar energía, sino gestionarla y evacuarla, lo que señala la mejora en redes y el almacenamiento (BESS) como línea natural de continuación.

## 6. Referencias

- [1] Iberdrola. (2025). *Plan Estratégico 2025-2028*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/conocenos/iberdrola-plan-estrategico>
- [2] Redeia. (2025). *Redeia*. Obtenido de Informe de Resultados Redeia: [https://www.redeia.com/sites/default/files/2025-10/HR\\_Resultados\\_9M25\\_ES.pdf](https://www.redeia.com/sites/default/files/2025-10/HR_Resultados_9M25_ES.pdf)
- [3] IRENA. (2025). *Renewable Power Generation Costs in 2024*. Obtenido de <https://www.irena.org/publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>
- [4] PVSyst. (2025). *Software de simulación y base de datos meteorológica*.
- [5] PexaPark. (2026). *European Solar Capture Factors Collapse as April Oversupply Triggers Wave of Negative Prices*. Obtenido de <https://pexapark.com/blog/european-solar-capturefactors-collapse-as-april-oversupply-triggers-wave-of-negative-prices/>

# TECHNICAL-ECONOMIC ASSESSMENT OF A PHOTOVOLTAIC SOLAR PARK IN EXTREMADURA

**Author:** Cortajarena Isasi, Marcos

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio

Collaborating Entity: ICAI

## PROJECT SUMMARY

This project addresses the design and techno-economic assessment of a 33.6 MWp solar PV plant in Alcántara (Cáceres, Spain), sized on the basis of the associated substation's evacuation capacity. PVsyst energy simulation and a 30-year financial model confirm that the project is technically sound and profitable, with an LCOE of 35.2 €/MWh and a positive NPV across the three commercialisation scenarios analysed. Its profitability depends particularly on the captured electricity price, positioning energy commercialisation as the decisive factor of the investment.

**Key words:** photovoltaic solar energy, techno-economic assessment, PVsyst, LCOE, PPA, price cannibalisation

## 1. Introduction

Photovoltaic solar power has established itself as one of the pillars of the Spanish electricity system, accounting for 18,4% of generation in 2025. Its current competitiveness, however, coincides with a system under strain: rising demand alongside peak hours with negative prices, and a high penetration of renewables with episodes of instability such as the blackout of 28 April 2025. In this context, Extremadura stands out as one of the Spanish regions offering the best conditions of solar irradiation and available land. This work addresses the question of whether a plant designed today with current criteria, on a real site in the region, is technically and economically viable.

## Project Definition

The objective is to carry out the complete techno-economic assessment of a ground-mounted photovoltaic plant, from the selection of the site through to the profitability indicators. After comparing three connection points, the José María Oriol substation (45 kV, less than 1 km away) is chosen, which sets an evacuation capacity of 28 MW and, with it, the sizing of the plant. The scope covers the complete design of the installation, the technical analysis through simulation, a 30-year financial model with sensitivity analysis and, finally, a sustainability analysis.

## 2. Description of the model

The plant is sized based on the evacuation capacity, applying a DC/AC ratio of 1.3 that sets the peak power at 33.6 MWp. The generator uses JA Solar bifacial TOPCon modules of 630 Wp (53,300 units in 2,050 strings) on single-axis Soltec trackers, converted by Huawei inverters and grouped into four transformer stations that step the voltage up to 45 kV for evacuation. The technical performance is simulated in PVsyst with Meteonorm data under three scenarios (ideal, year 1, year 10), and the economic viability is assessed with a 30-year cash-flow model, from both the project and the shareholder perspectives, for three revenue structures: merchant, PPA and hybrid.

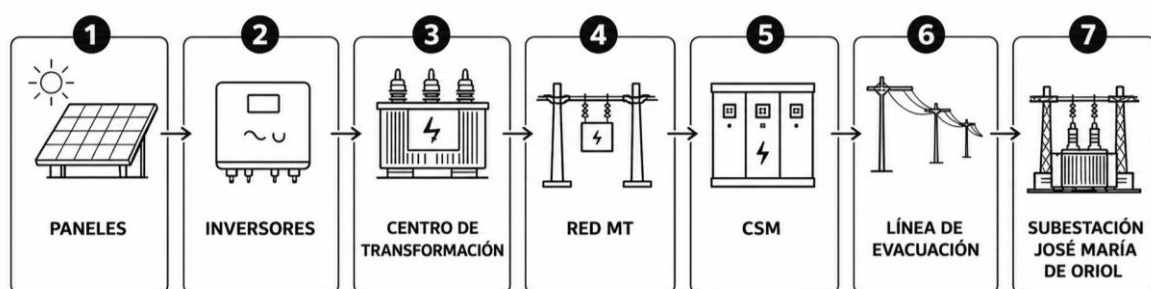


Figure 3 - System block diagram

### 3. Results

The plant produces 1,820 kWh/kWp in the first year, with a PR of 81.56%. The economic highlights are:

- CAPEX of €18.49M (€0.551/Wp) and OPEX of €470k/year, consistent with the Spanish market.
- LCOE of 35.2 €/MWh, competitive and below the estimated PPA price (38 €/MWh).
- Positive project NPV in all three scenarios, although barely, and a shareholder IRR of 10.3–11.3%.
- The sensitivity analysis identifies the energy price as the dominant variable for the NPV.
- Around 190,000 tCO<sub>2</sub> are avoided over the 30-year service life.

<i>Indicator</i>	<i>Merchant</i>	<i>PPA</i>	<i>Hybrid</i>
Project NPV	+0,11 M€	+0,84 M€	+0,48 M€
Shareholder IRR	10,3%	11,3%	10,8%
Project TIR	7,06 %	7,43 %	7,24 %
LCOE	35,2 €/MWh	35,2 €/MWh	35,2 €/MWh

Table 2 - Profitability indicators by sales scenario

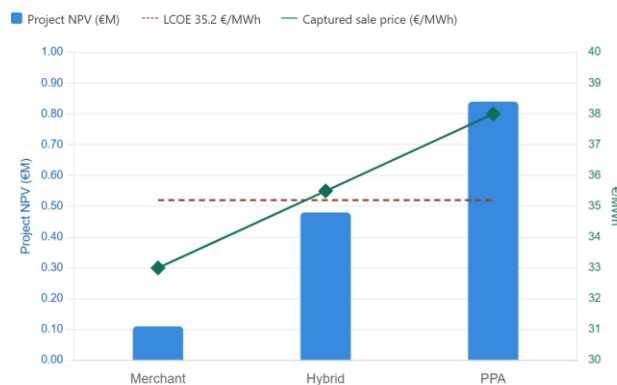


Figure 4 - Profitability by scenario against LCOE

#### 4. Conclusions

The study answers the initial question affirmatively: the plant is viable. The relevant conclusion, however, is the nuance that accompanies it. The technical component is practically resolved —engineering delivers reliable plants and the limits (temperature and degradation) are imposed by the site— while the strain has shifted to the economic domain. The merchant sales scenario sits on the edge of profitability due to the cannibalisation of the price during sunlight hours, which is why securing revenues through a PPA or a hybrid formula is recommended. The main contribution is to show, on a real case, that Spanish photovoltaics has entered a new stage: the challenge is no longer to generate energy, but to manage and evacuate it, pointing to the improvement of grids and storage (BESS) as the natural line of continuation.

#### 5. References

- [1] Iberdrola. (2025). *Strategic Plan 2025-2028*. Retrieved from <https://www.iberdrola.com/conocenos/iberdrola-plan-estrategico>
- [2] Redeia. (2025). *Redeia*. Retrieved from Results Report Redeia 2025: [https://www.redeia.com/sites/default/files/2025-10/HR\\_Resultados\\_9M25\\_ES.pdf](https://www.redeia.com/sites/default/files/2025-10/HR_Resultados_9M25_ES.pdf)
- [3] IRENA. (2025). *Renewable Power Generation Costs in 2024*. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>
- [4] PVSyst. (2025). *Simulation Software and Meteorological Database*.
- [5] PexaPark. (2026). *European Solar Capture Factors Collapse as April Oversupply Triggers Wave of Negative Prices*. Retrieved from <https://pexapark.com/blog/european-solar-capturefactors-collapse-as-april-oversupply-triggers-wave-of-negative-prices/>

## Índice de la memoria

1.	Introducción.....	1
1.1	Estado de la cuestión.....	4
<b>Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías.....</b>		<b>7</b>
2.1	Terminología.....	7
2.2	Medición y estimación del recurso solar.....	8
2.3	Tipos de módulos fotovoltaicos.....	9
2.3.1	Paneles monocristalinos.....	9
2.3.2	Paneles policristalinos.....	10
2.3.3	Paneles de película fina.....	11
2.3.4	Fabricantes líderes de módulos.....	11
2.4	Inversores.....	11
2.4.1	Inversores centralizados.....	11
2.4.2	Inversores de cadena (string).....	12
2.4.3	Microinversores.....	12
2.4.4	Inversores híbridos.....	12
2.4.5	Fabricantes líderes de inversores.....	13
2.5	Soportes.....	13
2.5.1	Estructuras fijas.....	13
2.5.2	Seguidores solares (trackers).....	13
2.6	Otros componentes del BOS.....	14
<b>Capítulo 3. Elección de la ubicación.....</b>		<b>15</b>
3.1	Premisas de diseño.....	15
3.2	Análisis de alternativas.....	16
3.2.1	Subestación de Valdecaballeros.....	16
3.2.2	Subestación de Casatejada.....	17
3.2.3	Subestación de Oriol.....	19
3.3	Comparación y elección.....	20
<b>Capítulo 4. Emplazamiento.....</b>		<b>22</b>

<b>Capítulo 5. Diseño de la planta.....</b>	<b>23</b>
5.1 Elección de tecnologías.....	24
5.1.1 Elección del panel fotovoltaico.....	24
5.1.2 Elección del soporte.....	26
5.1.3 Elección del inversor.....	27
5.2 Distribución del campo fotovoltaico.....	28
5.2.1 Orientación de los seguidores.....	28
5.2.2 Separación entre filas y GCR.....	28
5.2.3 Predimensionamiento del campo.....	30
5.2.4 Esquema general de la planta.....	33
5.3 Instalación eléctrica.....	34
5.3.1 Criterios de diseño.....	34
5.3.2 Red en corriente continua.....	35
5.3.3 Red en corriente alterna.....	37
5.3.4 Centros de transformación.....	38
5.3.5 Sistema de protecciones.....	39
5.3.6 Puesta a tierra.....	40
5.3.7 Monitorización.....	41
5.4 Evacuación de energía.....	41
5.4.1 Línea de evacuación.....	42
5.4.2 Conexión a la subestación de oriol.....	43
5.4.3 Permiso de acceso y conexión.....	43
5.5 Resumen de la instalación.....	44
<b>Capítulo 6. Análisis del sistema.....</b>	<b>46</b>
6.1 Análisis técnico.....	46
6.1.1 Recurso solar y ganancia por seguimiento.....	46
6.1.2 Resultados energéticos.....	48
6.1.3 Diagrama de pérdidas.....	50
6.1.4 Conclusión del análisis técnico.....	50
6.2 Análisis económico.....	51
6.2.1 Metodología y estructura del modelo.....	51
6.2.2 Inversión inicial (CAPEX).....	52
6.2.3 Costes de operación (opex).....	54
	X

6.2.4 Estructura de ingresos.....	55
6.2.5 Cuenta de resultados y flujos de caja.....	56
6.2.6 Rentabilidad: van, tir, lcoe y payback.....	57
6.2.7 Análisis de sensibilidad.....	59
6.2.8 Discusión, limitaciones y recomendación.....	60
6.3 Análisis de sostenibilidad.....	62
6.3.1 Impacto ambiental.....	62
6.3.2 Objetivos de desarrollo sostenibles.....	64
<b>Capítulo 7. Conclusiones.....</b>	<b>66</b>
7.1 Conclusiones del proyecto.....	66
7.2 El futuro de la energía solar en España.....	67
7.3 Próximos pasos.....	68
<b>Capítulo 8. Bibliografía.....</b>	<b>70</b>
<b>ANEXO I – Planos.....</b>	<b>73</b>
<b>ANEXO II – Fichas técnicas.....</b>	<b>74</b>
<b>ANEXO III – Modelo financiero.....</b>	<b>88</b>
<b>ANEXO IV – Simulaciones.....</b>	<b>92</b>
8.1 Sim1 - Sin pérdidas.....	93
8.2 Sim2 – Año 1.....	101
8.3 Sim3 -Año 10.....	109

## *Índice de figuras*

Figura 1 - Esquema de bloques del sistema.....	II
Figura 2 - Rentabilidad por escenario frente al LCOE.....	III
Figure 3 - System block diagram.....	VI
Figure 4 - Profitability by scenario against LCOE.....	VII
Figura 5 - Potencia fotovoltaica en España (Aleasoft Engineering, 2020) .....	2
Figura 6 - Mapa de radiación solar de la península e Islas Baleares (Adrase, 2024).....	3
Figura 7 - Mayores eficiencias alcanzadas para células fotovoltaicas (Criollo Enríquez & Guayllas Domínguez, 2024).....	5
Figura 8 - Evolución de las instalaciones PV por regiones (Alonso, 2025).....	5
Figura 9 - Ángulos cálculo irradiancia solar .....	8
Figura 10 - Vista aérea Valdecaballeros.....	16
Figura 11 - IDEEX Valdecaballeros.....	16
Figura 12 - IDEEX Casatejada .....	18
Figura 13 - Vista aérea Casatejada .....	18
Figura 14 - IDEEX Oriol.....	19
Figura 15 - Vista aérea Oriol.....	19
Figura 16 - Radiación del emplazamiento.....	22
Figura 17 - Vista aérea emplazamiento .....	22
Figura 18 - Componentes planta solar.....	23
Figura 19 - Módulo JA Solar.....	26
Figura 20 - Seguidor solar SF7.....	27
Figura 21 - Inversor Huawei.....	27
Figura 22 - Separación entre filas.....	29
Figura 23 - Layout de la planta solar fotovoltaica.....	33

## *Índice de tablas*

Tabla 1 - Indicadores de rentabilidad por escenarios de venta.....	III
Table 2 - Profitability indicators by sales scenario.....	VII
Tabla 3 - Recurso solar Valdecaballeros .....	17
Tabla 4 - Recurso solar Casatejada.....	18
Tabla 5 - recurso solar Oriol.....	20
Tabla 6 - Comparación del recurso solar de los emplazamientos .....	20
Tabla 7 - Comparación módulos solares .....	25
Tabla 8 - Resumen red AC .....	38
Tabla 9 - Resumen instalación .....	45
Tabla 10 - Resultados energéticos planta .....	48
Tabla 11 - Resumen resultados energéticos .....	49
Tabla 12 - Cálculo CAPEX .....	53
Tabla 13 - Cálculo OPEX.....	54
Tabla 14 - Cálculos rentabilidad.....	58
Tabla 15 - Análisis de sensibilidad.....	59
Tabla 16 - Análisis de sensibilidad del VAN .....	60

## ***1. INTRODUCCIÓN***

El desarrollo de la energía solar fotovoltaica en España es un ejemplo de cómo la apuesta por una tecnología puede transformar un país. A partir de un recurso abundante y autóctono, como lo es el sol en España, la energía solar ha pasado de desempeñar un papel experimental y dependiente de incentivos a consolidarse como una de las principales opciones para afrontar los retos actuales de la transición energética, la seguridad de suministro y la reducción de la dependencia energética exterior.

El origen de la energía fotovoltaica en el sistema eléctrico español se remonta a 1984, cuando Iberdrola puso en funcionamiento en San Agustín de Guadalix la primera central fotovoltaica conectada a la red, con una potencia instalada de 100 kWp. Durante los años posteriores, esta tecnología mantuvo un carácter experimental, sin una integración significativa en el conjunto del sistema eléctrico. Su desarrollo inicial estuvo marcado por la ausencia de un marco normativo específico que facilitara su implantación a mayor escala (Aleasoft Engineering, 2020).

El avance real de la energía solar fotovoltaica en España estuvo, por tanto, ligado a la evolución del marco regulatorio. Un primer impulso se produjo con la aprobación del Real Decreto 2818/1998, que introdujo un sistema de primas a la energía generada a partir de fuentes renovables. Posteriormente, el Real Decreto 1663/2000 estableció las condiciones técnicas y administrativas para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red, lo que permitió una mayor integración de esta tecnología en el sistema eléctrico, aunque su peso en el mix de generación seguía siendo muy reducido.

El verdadero punto de inflexión tuvo lugar en torno a 2007, cuando los cambios en el régimen retributivo favorecieron un rápido crecimiento de la potencia instalada, que se multiplicó por 27 en apenas dos años. Este crecimiento acelerado situó a la energía solar como una de las tecnologías con mayor ritmo de expansión, especialmente a través de grandes instalaciones en suelo. Sin embargo, este proceso se vio ligeramente frenado por la

crisis económica y por la introducción de medidas como el impuesto del 7 % sobre la generación eléctrica o el denominado “impuesto al sol”.

A pesar de estos frenos, la energía solar fotovoltaica ha mantenido una tendencia de crecimiento sostenida, apoyada en la reducción progresiva de los costes de los módulos y en la mejora continua de la eficiencia de los sistemas. La madurez tecnológica alcanzada ha permitido que, en la actualidad, esta fuente de energía se convierta en una de las más baratas y se haya consolidado como uno de los pilares del sistema de generación en España, representando aproximadamente el 18,4% de la energía total generada en 2025.

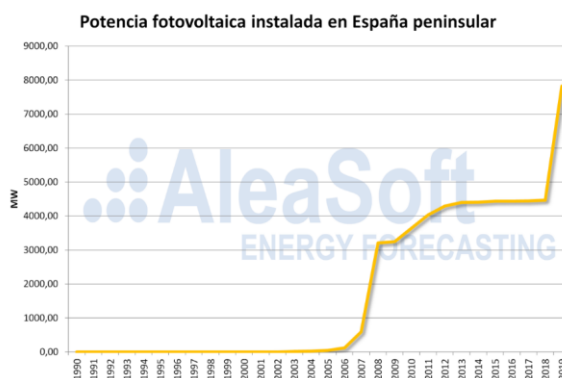


Figura 5 - Potencia fotovoltaica en España (Aleasoft Engineering, 2020)

En este contexto, el sistema eléctrico español se encuentra igualmente en un momento decisivo. Por un lado, afronta un crecimiento de la demanda eléctrica, que en 2025 alcanzó los 191 TWh, lo que supone un incremento del 2,4 % respecto al 2024. Por otro lado, la elevada penetración de energías renovables, que representaron el 56,8 % de la generación total en 2024, pone de manifiesto la necesidad de reforzar la robustez del sistema ante episodios de inestabilidad, como el cero total ocurrido el 28 de abril (Redeia, 2025).

Esta misma elevada presencia de solar ha hecho emerger un fenómeno que se ha convertido en el principal desafío de la tecnología: la canibalización de precios (Molina, 2026). Al concentrar toda la generación solar en las mismas horas centrales del día, el exceso de oferta hunde el precio del mercado eléctrico precisamente en los momentos de mayor generación, llegando incluso a registrarse precios nulos o negativos. Es decir, cuanto más fotovoltaica se instala, menor es el precio capturado por su energía. Así, el reto de una planta solar ha dejado

de ser puramente técnico para convertirse en un reto de mercado: lograr vender esa energía a un precio que garantice su rentabilidad. Este desplazamiento del problema, desde la generación hacia la remuneración de la energía, constituye el eje sobre el que se basa el presente trabajo.

Frente a este desafío, la respuesta no pasa únicamente por seguir generando, sino por integrar mejor esa energía en el sistema. El futuro energético de España deberá alinearse con las directrices marcadas por la Comisión Europea en el marco del *Pacto por una Industria Limpia* pero también resulta imprescindible combinar el despliegue de energías renovables con una adecuada inversión en redes eléctricas e infraestructuras, que permita mejorar la conectividad del sistema y responder al creciente número de solicitudes de conexión (Ruiz-Tagle, 2025)

Por tanto, en este contexto de elevada disponibilidad y canibalización se enmarca el presente trabajo, en una de las regiones, como es Extremadura, con mayor irradiación solar y suelo disponible de España, con una producción de energía solar del 23,3% nacional. (Red Eléctrica Española, 2024).

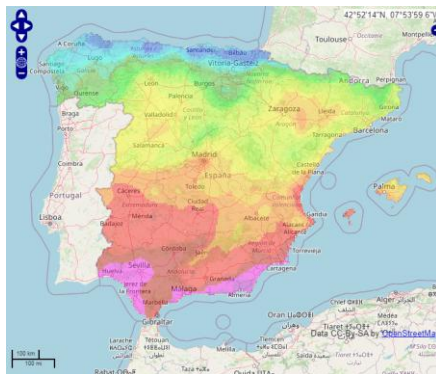


Figura 6 - Mapa de radiación solar de la península e Islas Baleares (Adrased, 2024)

De este modo, este proyecto no se plantea únicamente como un ejercicio de diseño y dimensionado, sino como un análisis de la viabilidad real de una planta fotovoltaica hoy, en

un contexto donde el verdadero desafío ya no es generar la energía, sino venderla a un precio que la haga rentable.

## ***1.1 ESTADO DE LA CUESTIÓN***

La energía solar fotovoltaica ya no es una tecnología dependiente de subvenciones, pero esto no significa que sea una tecnología estática. Muy al contrario, su desarrollo continuo resulta clave para avanzar hacia un sistema energético menos dependiente de los combustibles fósiles. Según estimaciones de *British Petroleum*, en torno al 16 % de la demanda energética mundial podría ser cubierta por energía fotovoltaica en 2050, frente al aproximadamente 7 % actual, concentrado en gran medida en países desarrollados, China e India.

Este proceso de expansión solo será posible mediante una intensa labor de investigación y desarrollo en nuevos materiales y estructuras de células solares. El objetivo es desarrollar tecnologías capaces de sustituir o complementar a la fotovoltaica basada en silicio, que comienza a aproximarse a sus límites prácticos y teóricos. Entre las alternativas más prometedoras destacan las células multifunción, que han superado el 30 % de eficiencia, así como las células de perovskita y las células solares orgánicas. A pesar de los retos en estabilidad y optimización de producción que presentan, y su escasa aplicación a parques solares reales, abren un horizonte prometedor (Criollo Enríquez & Guailas Domínguez, 2024).

En cualquier caso, la tendencia general técnica de la energía solar fotovoltaica es claramente positiva, caracterizada por una reducción sostenida de costes y un aumento continuo de las eficiencias. Este contexto está impulsando una expansión acelerada de los sistemas fotovoltaicos a nivel global, con una participación creciente de empresas españolas en proyectos internacionales, especialmente en América Latina, Oriente Medio y África.

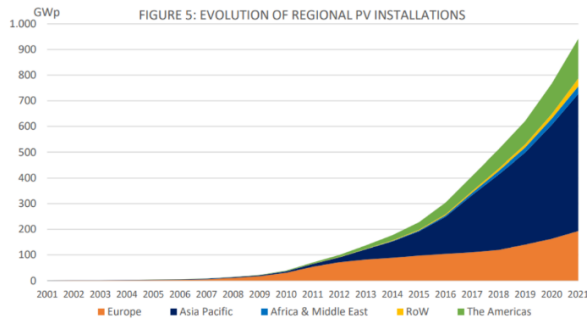


Figura 8 - Evolución de las instalaciones PV por regiones (Alonso, 2025)

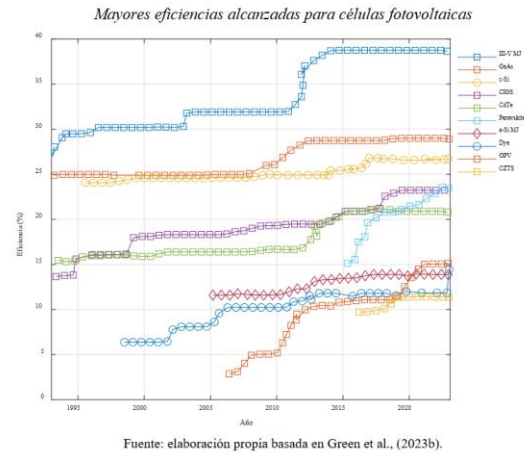


Figura 7 - Mayores eficiencias alcanzadas para células fotovoltaicas (Criollo Enríquez & Guayllas Domínguez, 2024)

Los avances en investigación son prometedores, pero la realidad actual es que los módulos de células de silicio, en especial los monocristalinos, son los predominantes. Sí están surgiendo nuevas configuraciones de instalación, como las plantas solares flotantes o los sistemas bifaciales. Cada una de estas tecnologías presenta características propias en términos de eficiencia, costes y grado de madurez, encontrándose en distintos estados de desarrollo y aplicación comercial.

En paralelo a la evolución tecnológica, el entorno normativo ha sido fundamental para el establecimiento de la energía solar fotovoltaica en España. En los últimos años, el marco regulatorio ha evolucionado hacia un modelo orientado a facilitar la integración de nueva capacidad renovable, priorizando la eficiencia de los procedimientos de acceso y conexión y reduciendo barreras administrativas, especialmente a partir de la Ley 24/2013 y el Real Decreto 1955/2000.

No obstante, el rápido crecimiento de la potencia fotovoltaica instalada ha puesto de manifiesto limitaciones estructurales del sistema eléctrico. Como respuesta, la normativa más reciente, en particular el Real Decreto 1183/2020 y la Circular 1/2021 de la CNMC, ha introducido criterios más estrictos en los procedimientos de acceso y conexión, con el objetivo de optimizar el uso de los nudos disponibles y garantizar la estabilidad del sistema.

Por tanto, el marco normativo actual combina medidas de impulso a la fotovoltaica con mecanismos de control y planificación que condicionan el desarrollo de nuevos proyectos, con el reto de asegurar la viabilidad económica de la inversión en un escenario de precios bajos y volátiles a causa de la canibalización.

Pese a estas presiones, existen razones fundadas para el optimismo. La situación privilegiada de España en términos de recurso solar y eólico abre oportunidades para su posicionamiento estratégico en Europa. La implantación de industrias electro intensivas, proyectos de hidrógeno verde y redes inteligentes representan áreas en las que España puede lograr una ventaja competitiva (Iberdrola, 2025). En este marco tecnológico, regulatorio y estratégico se justifica la necesidad de analizar proyectos concretos de generación fotovoltaica, como el actual.

## Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

En este apartado se abordarán las bases técnicas necesarias para el dimensionamiento óptimo de una planta solar fotovoltaica. Si bien se podría hablar de forma extensa sobre las propiedades físicas de las ondas electromagnéticas que generan este fenómeno, sobre el espectro solar o el efecto de la atmósfera en la radiación solar, estos aspectos no son relevantes en el presente trabajo. Sí lo serán la terminología fundamental sobre radiación solar y su medición, las principales fuentes de datos para caracterizar el recurso solar, las tipologías de módulos fotovoltaicos y sus características (eficiencia, ventajas e inconvenientes), los tipos de inversores (centralizados, string, microinversores e híbridos), los sistemas de soporte (estructuras fijas y seguidores solares), así como los principales componentes del Balance of System (BOS) como transformadores, cableado, protecciones y monitorización. También se analizarán criterios clave de diseño fundamentales para evaluar la viabilidad técnica de la planta.

### 2.1 TERMINOLOGÍA

La producción de energía eléctrica fotovoltaica depende directamente de la radiación solar que incide sobre la superficie de los módulos. Por ello, es esencial manejar correctamente la terminología asociada y entender los parámetros que describen el recurso solar. Conviene hacer una primera diferenciación entre radiación, irradiancia e irradiación. Se entiende por radiación solar el fenómeno físico genérico donde la energía electromagnética emitida por el sol se propaga en forma de ondas. Esta puede clasificarse en directa, cuando procede del Sol sin desviaciones atmosféricas; difusa, cuando ha sido dispersada o reflejada en la atmósfera; y reflejada, cuando resulta de la reflexión sobre el suelo u otras superficies. La radiación global resultaría de la suma de las tres, siendo la medida más utilizada la irradiancia global horizontal (GHI) que recoge la potencia por unidad de área recibida en una superficie horizontal. Por otro lado, la irradiancia es la potencia de radiación solar que incide por unidad de área, medida en  $W/m^2$  y la irradiación, es la acumulación de la irradiancia en un

tiempo determinado –normalmente un año – medida en  $J/m^2$ . Estas dos últimas serán las más útiles en el análisis de una planta solar fotovoltaica (Aparicio, 2010).

Existen dos ángulos fundamentales para determinar la irradiancia captada por una superficie fotovoltaica: la orientación (azimut) y la inclinación de los módulos. Para definirlos adecuadamente es necesario conocer la latitud del emplazamiento y el ángulo de incidencia de la radiación directa. La orientación se entiende como el ángulo formado entre la proyección horizontal de la normal al módulo y el sur geográfico, mientras que la inclinación corresponde al ángulo que forma dicha superficie con respecto al plano horizontal.

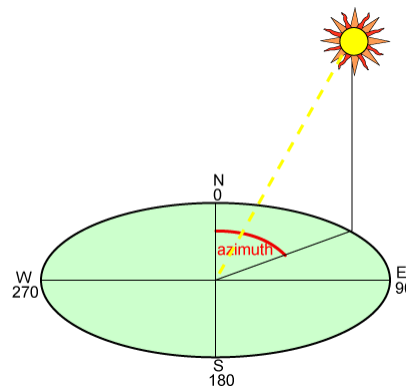


Figura 9 - Ángulos cálculo irradiancia solar

## 2.2 MEDICIÓN Y ESTIMACIÓN DEL RECURSO SOLAR

Conocer con precisión el recurso solar disponible en la ubicación escogida es fundamental para evaluar la viabilidad del proyecto. No obstante, las mediciones directas de radiación solar son limitadas ya que no existen estaciones completas en todos los lugares. Por ello, lo habitual en la industria es trabajar con bases de datos satelitales y modelos de estimación meteorológica que permiten estimar con buena precisión componentes no medidas, como la radiación difusa a partir de la global, y transformar datos de baja resolución (por ejemplo, mensuales) en series horarias mucho más representativas.

Estas herramientas permiten caracterizar el recurso solar incluso en emplazamientos donde las mediciones son muy escasas, proporcionando además series históricas de largo plazo

(entre 15 y 30 años) que permiten analizar, además del valor medio de radiación, su variabilidad durante el año. En proyectos a gran escala también es habitual complementar estos modelos con campañas de medición in-situ para calibrar los resultados.

Existen diversos modelos y bases de datos, tanto públicos como privados, aunque en el presente proyecto se utilizarán de forma complementaria dos recursos: PVGIS y Meteonorm. Meteonorm es una base de datos basada en la interpolación de estaciones meteorológicas terrestres en combinación con datos satelitales, que permite simular la radiación solar en cualquier parte del mundo, es además la base de datos empleada por la herramienta PVSyst. Por otra parte, PVGIS es una plataforma de la Unión Europea que ofrece acceso libre a series históricas de irradiación global y directa a partir de modelos satelitales.

## **2.3 TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

El módulo fotovoltaico es el componente central de cualquier planta solar, responsable de convertir la radiación solar en electricidad. Desde el 2010, la eficiencia de las células solares ha ido en constante auge al mismo tiempo que el precio de las células solares ha disminuido, fruto de la economía de escala y una apuesta generalizada por la energía solar. La tecnología predominante en el mercado es el silicio cristalino (más del 95%), con una clara transición del dominio de los paneles policristalinos al predominio de los paneles monocristalinos. A continuación, analizaremos estas alternativas.

### **2.3.1 PANELES MONOCRISTALINOS**

Los paneles monocristalinos están fabricados a partir de un único cristal de silicio puro y ofrecen las eficiencias comerciales más altas (en torno a 19–22%), un mejor rendimiento a elevadas temperaturas que el resto de las alternativas y una buena estabilidad a lo largo de su vida útil (superior a 25 años). Su aspecto más crítico son sus costes de fabricación debido a la necesidad de una alta pureza; no obstante, su constante caída de precio los ha convertido en la opción que domina el mercado.

En los últimos años se han introducido mejoras tecnológicas en los paneles monocristalinos. En primer lugar, los paneles con células partidas, que logran un mejor funcionamiento bajo sombreado y reducen pérdidas. Los paneles PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) incluyen una lámina trasera reflectante que permite mejorar la eficiencia en torno a un 5–10%, reflejando la luz no absorbida inicialmente y reduciendo el calentamiento del módulo. Dado que la temperatura es una de las principales causas de pérdida de eficiencia, esta tecnología se ha consolidado como un estándar en la industria sin incrementar de forma significativa los costes.

Otra mejora tecnológica son los paneles bifaciales (tanto en monocristalinos como en policristalinos) que permiten aprovechar la radiación incidente por ambas caras del módulo al sustituir la capa posterior opaca por un vidrio transparente. La ganancia bifacial depende de la inclinación, la reflectancia del terreno y la separación entre filas, pudiendo alcanzarse incrementos de producción del orden del 5–20% en función del diseño y del emplazamiento.

Por último, en los últimos años, se ha producido una transición desde tecnologías p-type (PERC) hacia arquitecturas n-type (principalmente TOPCon), que ofrecen mayores eficiencias y menores tasas de degradación. Actualmente, los nuevos proyectos utility-scale incorporan mayoritariamente módulos n-type bifaciales.

### **2.3.2 PANELES POLICRISTALINOS**

Los paneles policristalinos están constituidos por multitud de cristales, en lugar de un solo cristal ocupando todo el volumen. Su principal ventaja radica en la sencillez de fabricación respecto a las células de silicio monocristalino y por tanto, su menor coste de fabricación. No obstante, hace unos años esta ventaja era muy notoria, pero actualmente es despreciable en muchos casos, por lo que han perdido popularidad debido a su ligeramente inferior eficiencia (17-19%). Al igual que con los paneles de silicio monocristalino, existen mejoras tecnológicas que aumentan su eficiencia, como las células partidas, paneles PERC y paneles bifaciales.

### **2.3.3 PANELES DE PELÍCULA FINA**

Se trata de tecnologías que requieren muy poco espesor de material semiconductor, por lo que su fabricación es menos costosa, trabajan mejor a altas temperaturas y también en condiciones de baja radiación. Las capas son tan finas que los paneles pueden ser flexibles, haciéndolos más versátiles. No obstante, su eficiencia es considerablemente menor (7-12%) y su tiempo de vida útil más limitado, por lo que no son tan atractivos en la mayoría de las aplicaciones.

### **2.3.4 FABRICANTES LÍDERES DE MÓDULOS**

El mercado global de paneles está altamente concentrado en fabricantes asiáticos, especialmente chinos. En 2023, las cuatro mayores empresas —JinkoSolar, Trina Solar, LONGi y JA Solar— concentraron aproximadamente el 48,5 % del mercado mundial. Esta concentración refuerza la posición competitiva de los grandes grupos y consolida su papel como proveedores preferentes.

## **2.4 INVERSORES**

El inversor fotovoltaico tiene la función principal de convertir la corriente continua (CC) generada por los módulos solares en corriente alterna (CA), apta para la red eléctrica y los consumos. Además, incorpora una electrónica de control que maximiza el aprovechamiento energético de los paneles mediante algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). También realiza funciones esenciales de protección y sincronización con la red, es decir, garantizando que la electricidad se entregue con la calidad adecuada y permitiendo desconectar el sistema en caso de fallos. Existen diversos tipos disponibles en el mercado, según distintas escalas y configuraciones de planta:

### **2.4.1 INVERSORES CENTRALIZADOS**

Son unidades de gran potencia (desde cientos de kW hasta varios MW) a las que se conectan un gran número de módulos o strings. Se trata de concentrar toda la conversión CC/CA en unos pocos equipos de alta calidad, logrando economías de escala (menor coste por kW

instalado) a cambio de menor individualización en el control y más vulnerabilidad, dado que si un inversor falla, puede dejar inactivo a un segmento grande de la planta. Se suelen instalar en casetas junto a transformadores elevadores, lo que en conjunto se llaman estaciones de potencia.

### **2.4.2 INVERSORES DE CADENA (STRING)**

Son inversores de potencia intermedia (típicamente entre 50 y 300 kW) que convierten la energía de un número limitado de paneles agrupados en uno o varios strings. Ofrecen un equilibrio razonable entre coste y flexibilidad: permiten optimizar la producción por secciones de la planta (cada string con su MPPT independiente) y su fallo afecta a una menor porción de la instalación, respecto a los inversores centralizados. Se suelen montar en el propio campo solar, distribuidos en las filas de módulos, para evitar pérdidas por cableado en CC.

### **2.4.3 MICROINVERSORES**

Son dispositivos de baja potencia (alrededor de 300 a 1500W) que se instalan uno por panel o por un grupo muy pequeño de paneles. Se logra maximizar el rendimiento individual de cada panel, muy útil en caso de sombras parciales o diferencia en orientaciones. Su desventaja principal es el coste más elevado por vatio y la mayor complejidad de instalación y mantenimiento cuando se trata de cientos o miles de unidades. Por ello, se suelen emplear en instalaciones residenciales o comerciales de pequeña escala.

### **2.4.4 INVERSORES HÍBRIDOS**

Son una variante de inversor de conexión a red con la funcionalidad adicional de poder gestionar sistemas de almacenamiento con baterías de forma bidireccional, es decir, controlando su carga y descarga, además de gestionar la producción solar. Son poco comunes en plantas de gran tamaño, pero se están empezando a emplear en soluciones de almacenamiento a nivel de red (BESS, Battery Energy Storage Systems) y en plantas híbridas (por ejemplo, plantas solares con baterías para prolongar la entrega de energía).

## **2.4.5 FABRICANTES LÍDERES DE INVERSORES**

Al igual que con los módulos, el sector de los inversores está dominado por fabricantes chinos. Según el ranking publicado por Mackenzie para el primer semestre de 2025, los fabricantes chinos Huawei y Sungrow encabezan la clasificación mundial, seguidos por la alemana SMA. Los diez mayores fabricantes concentran el 71% de la cuota de mercado global, que refleja un mercado con fuerte consolidación industrial.

## **2.5 SOPORTES**

Los sistemas de soporte de los paneles determinan su geometría y su movimiento, que influye directamente en la cantidad de radiación captada y en la complejidad mecánica del parque. Diferenciaremos entre estructuras fijas y los seguidores solares.

### **2.5.1 ESTRUCTURAS FIJAS**

Son bastidores metálicos sobre los que se montan los paneles con un ángulo fijo respecto al suelo. Se orientan típicamente al sur, con una inclinación óptima para maximizar la captación anual (en España alrededor de 30-35°). Al no incluir partes móviles, se logran plantas más simples mecánicamente, robustas y de bajo mantenimiento, incluso ante condiciones muy adversas. No obstante, al no poder alterar su posición, su producción energética es menor que en un sistema móvil, especialmente en las primeras y últimas horas del día. En resumen, las estructuras fijas se emplean cuando la relación coste/beneficio de los seguidores no está justificada, dependiendo de las características concretas del proyecto.

### **2.5.2 SEGUIDORES SOLARES (TRACKERS)**

Son sistemas mecánicos motorizados que orientan automáticamente los paneles para seguir la trayectoria solar a lo largo del día. Pueden ser de un solo eje —normalmente con rotación en torno a un eje horizontal norte-sur— o de doble eje, con movimiento en acimut y elevación.

En grandes parques fotovoltaicos predominan los seguidores de un eje, ya que aumentan la captación de energía entre un 15 % y 30 % respecto a una estructura fija, manteniendo un coste razonable. Los de doble eje permiten maximizar la producción (hasta alrededor de un 40 % más que una estructura fija), pero su mayor complejidad y coste hacen que su uso sea poco habitual en plantas de gran tamaño.

## **2.6 OTROS COMPONENTES DEL BOS**

Además de paneles, inversores y estructuras, una planta fotovoltaica incorpora distintos elementos eléctricos y electrónicos necesarios para su funcionamiento y conexión a red.

En primer lugar, los centros de transformación, que actúan como subestaciones donde la corriente alterna generada por los inversores se eleva a media o alta tensión (45kV, 66 kV, 132 kV o incluso 220-400 kV) mediante transformadores de potencia. Esta elevación permite evacuar la energía a la red reduciendo pérdidas en el transporte.

También es fundamental el sistema de cableado, tanto en corriente continua como en alterna. El cableado en continua conecta los módulos y transporta la energía hasta los inversores, mientras que el de alterna la conduce hacia el punto de conexión. Un diseño adecuado busca minimizar las pérdidas por efecto Joule y garantizar durabilidad y seguridad en condiciones de intemperie. Las protecciones eléctricas permiten aislar equipos en caso de fallo y evitar daños mayores. Incluyen dispositivos de corte en continua y alterna, así como protecciones frente a sobretensiones transitorias, por ejemplo, las inducidas por descargas atmosféricas cercanas. Por último, las plantas modernas integran sistemas de monitorización y control (SCADA), que supervisan en tiempo real la producción y el estado de los equipos. Esto permite detectar incidencias, analizar pérdidas de rendimiento y actuar de forma remota, facilitando una operación más segura y eficiente a largo plazo.

## Capítulo 3. ELECCIÓN DE LA UBICACIÓN

En este capítulo se seleccionará el emplazamiento de la planta fotovoltaica. Al inicio del proyecto se estableció que el ámbito geográfico de análisis sería la Comunidad Autónoma de Extremadura. La elección de esta región no responde a un emplazamiento concreto previamente definido, sino al carácter representativo de Extremadura dentro del contexto nacional del desarrollo fotovoltaico. Algunos proyectos notorios son la planta fotovoltaica Francisco Pizarro en Cáceres, con 590 MW instalados y la mayor de Europa, y la planta Núñez de Balboa en Badajoz, con aproximadamente 500 MW. Por tanto, es un entorno realista para el análisis técnico y económico de un parque; es un proyecto de ingeniería real. No obstante, la elección del emplazamiento requerirá de un análisis de diferentes variables que se verá a continuación.

### 3.1 PREMISAS DE DISEÑO

Como punto de partida, se definen las premisas básicas del diseño de la planta. La potencia nominal prevista se sitúa en el rango de 25–50 MWp, ajustándose su valor final en función del emplazamiento seleccionado y de la capacidad disponible de la subestación asociada. Para la potencia objetivo, tensiones como 45 kV o 66 kV se consideran razonables. No obstante, tensiones superiores (como 132 kV) podrían emplearse si la distancia al punto de conexión es elevada o si la subestación disponible opera únicamente en ese nivel de tensión.

La selección del emplazamiento se basará en los siguientes criterios:

- Irradiación solar disponible, mediante la plataforma PVGIS, que será similar entre ubicaciones dada la limitación geográfica a Extremadura.
- Proximidad y capacidad de conexión a subestación, priorizando ubicaciones situadas a menos de 5 km y con capacidad disponible para nueva generación renovable.
- Ausencia de afecciones ambientales, urbanísticas o de servidumbres, comprobadas mediante la plataforma cartográfica IDEEX (IDEEX, s.f.).

- Topografía e inclinación del terreno, buscando superficies con pendientes reducidas para minimizar el movimiento de tierras y facilitar la implantación. El terreno se analizará con Google Earth Pro.

Para la verificación de la capacidad de las subestaciones se emplea el recurso proporcionado por el Foro Industria y Energía (FIE), que recoge la capacidad disponible de la red a diciembre de 2025 (Foro Industria y Energía, 2025).

## 3.2 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

Se analizarán tres posibles alternativas en Extremadura: una en la provincia de Badajoz y dos en la provincia de Cáceres.

### 3.2.1 SUBESTACIÓN DE VALDECABALLEROS

La subestación de Valdecaballeros, situada en Badajoz, dispone de una capacidad de evacuación de 45 MW a un nivel de tensión de 132 kV. El entorno cercano presenta amplias superficies adecuadas para la implantación de una planta fotovoltaica de aproximadamente 45 MW. A partir del análisis realizado en la plataforma IDEEX, se identificó una parcela de alrededor de 130 hectáreas, más que suficiente para albergar la instalación y sin afecciones ambientales relevantes. En cuanto a la conexión eléctrica, la distancia entre la parcela y la subestación es inferior a 3 km. Finalmente, se llevó a cabo una evaluación preliminar del recurso solar en el emplazamiento.

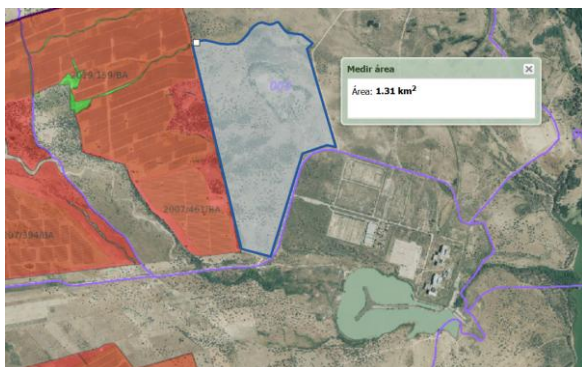


Figura 11 - IDEEX Valdecaballeros



Figura 10 - Vista aérea Valdecaballeros

Mes	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )	T (°C)
Enero	69,89	27,956	6,78
Febrero	91,38	34,7244	8,46
Marzo	135,49	54,196	11,28
Abril	169,24	62,6188	14,38
Mayo	212,39	72,2126	19,11
Junio	229,04	66,4216	24,05
Julio	249,29	57,3367	28,12
Agosto	219,86	52,7664	27,77
Septiembre	163,74	49,122	22,74
Octubre	116,16	42,9792	17,54
Noviembre	74,75	30,6475	10,92
Diciembre	61,65	26,5095	7,93
Total	1792,88	577,4907	16,59

Tabla 3 - Recurso solar Valdecaballeros

### 3.2.2 SUBESTACIÓN DE CASATEJADA

La subestación de Casatejada, en Cáceres, ofrece un punto de conexión en 45 kV con una capacidad disponible de 48 MW, lo que la convierte en una alternativa técnicamente adecuada para la evacuación de una planta fotovoltaica de tamaño media. La tensión de conexión se ajusta perfectamente al rango habitual empleado para instalaciones de entre 20 y 50 MWp, evitando la necesidad de elevar innecesariamente los costes de transformación asociados a tensiones superiores. Se ha identificado un emplazamiento potencial con una superficie aproximada de 80 hectáreas, suficiente para albergar una planta de la capacidad disponible. El emplazamiento no presenta interferencias con espacios protegidos o restricciones, y tiene una topografía mayoritariamente llana.



Figura 12 - IDEEX Casatejada

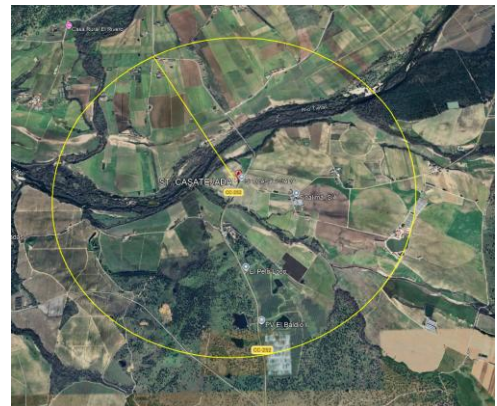


Figura 13 - Vista aérea Casatejada

Mes	GHI (kWh/m2)	DHI (kWh/m2)	T (°C)
Enero	69,39	27,0621	6,97
Febrero	92,77	31,5418	8,3
Marzo	137,1	50,727	10,92
Abril	172,01	58,4834	14,01
Mayo	213,84	68,4288	18,43
Junio	230,49	66,8421	23,23
Julio	248,49	57,1527	27,21
Agosto	219,48	52,6752	26,91
Septiembre	162,78	47,2062	21,98
Octubre	113,59	39,7565	16,9
Noviembre	73,09	29,9669	10,76
Diciembre	59,65	25,053	7,99
Total	1792,68	554,8957	16,13

Tabla 4 - Recurso solar Casatejada

### 3.2.3 SUBESTACIÓN DE ORIOL

La subestación de Oriol, situada al oeste de Cáceres, dispone de 28MW de capacidad de evacuación disponibles a una tensión de 45 kV. Se ha identificado un emplazamiento muy próximo a la subestación, con el punto más alejado situado a menos de 2 km de la planta. La parcela delimitada, con una superficie de 0,57 km<sup>2</sup>, resulta suficiente para albergar una planta fotovoltaica de unos 25 MWp. La inclinación del terreno es moderada y homogénea, favoreciendo un diseño con movimientos de tierra reducidos. Se encuentra próximo a un embalse, no obstante, no se han encontrado afecciones ambientales derivadas del entorno.

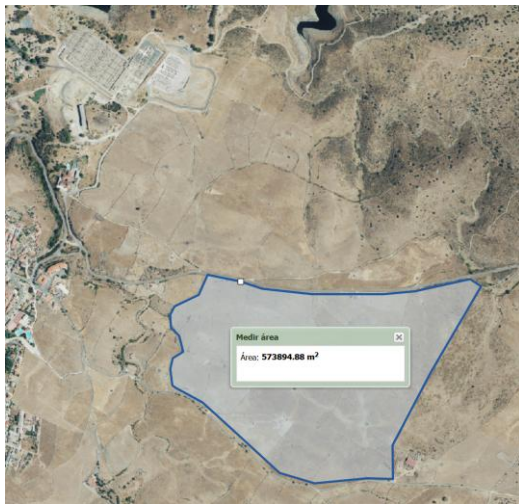


Figura 14 - IDEEX Oriol

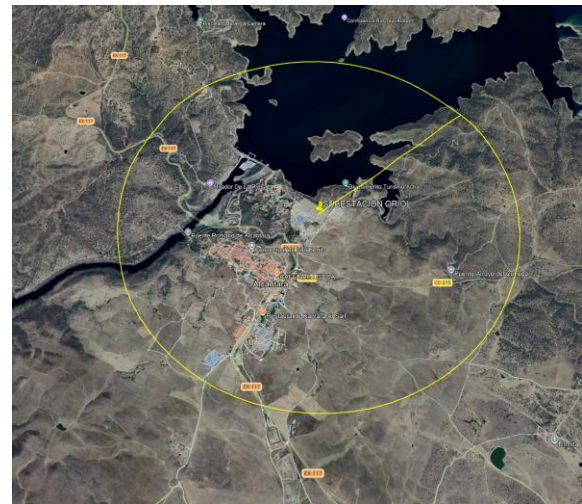


Figura 15 - Vista aérea Oriol

Mes	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )	T (°C)
Enero	68,3	23,9	7,7
Febrero	91,7	28,4	9,1
Marzo	136,7	43,7	11,7
Abril	167,3	51,9	14,6
Mayo	212,8	55,3	18,9
Junio	224,7	51,7	23,1
Julio	246,0	44,3	26,7
Agosto	219,2	39,5	26,7
Septiembre	158,9	36,5	22,3
Octubre	112,7	31,6	17,5
Noviembre	71,1	24,9	11,5
Diciembre	59,2	21,3	8,7
Total	1768,6	453,0	16,53

*Tabla 5 - recurso solar Oriol*

### **3.3 COMPARACIÓN Y ELECCIÓN**

Se presenta una tabla de comparación de los resultados:

Mes	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	T <sub>media</sub> (°C)	Distancia (km)
Valdecaballeros	1792,88	16,59	3,00
Casatejada	1792,68	16,13	3,00
Oriol	1768,6	16,53	1,00

*Tabla 6 - Comparación del recurso solar de los emplazamientos*

Las tres alternativas analizadas presentan valores de irradiación muy próximos entre sí, con un GHI anual entre 1.770 y 1.793 kWh/m<sup>2</sup>. Dado que todas se encuentran dentro de la misma

Comunidad Autónoma, esta uniformidad era esperable, por lo que el recurso solar no aporta diferencias relevantes. Lo mismo ocurre con la temperatura media, que solo varía entre 16,1 °C y 16,6 °C, sin impacto significativo en la decisión.

En primer lugar, se ha descartado la subestación de Valdecaballeros. Aunque ofrece una alta capacidad de evacuación, su nivel de tensión de 132 kV requeriría una infraestructura más costosa, sin que las ventajas justificasen ese sobrecoste. La opción de Casatejada es técnicamente adecuada, pero el emplazamiento disponible se encuentra a una distancia mayor respecto a la subestación y se ubica en un terreno más agrícola, lo que introduce condicionantes adicionales.

Por su parte, la subestación de Oriol, pese a disponer de una capacidad más limitada (28 MW), se ajusta bien al rango de potencia previsto. Además, trabaja a 45 kV, un nivel óptimo para este tipo de instalaciones, y se sitúa a menos de 1 km del emplazamiento. Esta proximidad permite reducir costes de evacuación, minimizar pérdidas eléctricas y disminuir la afección territorial. En conjunto, se elige Oriol como la alternativa más adecuada, proyectando una planta con una potencia instalada de aproximadamente 30 MWp, en coherencia con la capacidad disponible en la infraestructura eléctrica.

## Capítulo 4. EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento escogido se encuentra en el municipio de Alcántara, en la provincia de Cáceres, más concretamente en el punto de coordenadas geográficas (Latitud  $39.713900^{\circ}$  N y Longitud  $-6.868642^{\circ}$ W). Consiste en un terreno de 57,5 hectáreas, tiene una altitud de unos 260m sobre el nivel del mar y está situada a aproximadamente un km de distancia de la subestación eléctrica. Se trata de un emplazamiento adecuado para instalar hasta 35 MWp, ya que en plantas fotovoltaicas es habitual considerar ratios de entre 1,5 y 2 hectáreas por MWp, no obstante, esto se desarrollará más tarde en el diseño de planta.

También se ha considerado la accesibilidad al terreno, el emplazamiento está ubicado cerca de vías de transporte (CC-315) por lo que el transporte de materiales y equipos no incrementará costes innecesarios. En la siguiente ilustración se puede observar un mapa del emplazamiento seleccionado y una gráfica de la radiación del emplazamiento.



Figura 17 - Vista aérea emplazamiento

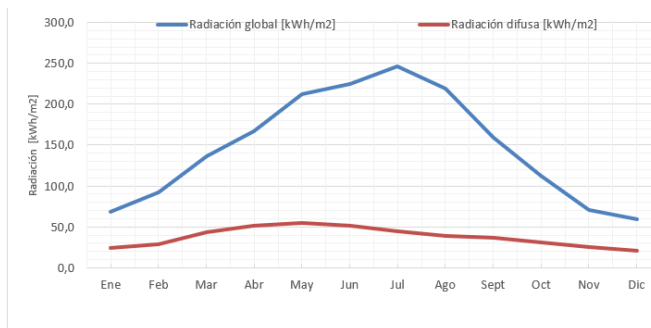


Figura 16 - Radiación del emplazamiento

El análisis de perfiles topográficos muestra pendientes medias entre el 3 % y el 4 %, con valores máximos puntuales cercanos al 12 %. Se trata de un relieve con pendientes moderadas, bastante típico de muchas zonas de dehesa extremeña. Se considera que estas condiciones, sin ser perfectas, son adecuadas para la instalación de una planta fotovoltaica.

## Capítulo 5. DISEÑO DE LA PLANTA

Este capítulo aborda el diseño completo de la planta solar fotovoltaica. En primer lugar, conviene comprender de forma general el funcionamiento de una planta fotovoltaica, y como se asocian los diferentes componentes explicados en el segundo capítulo:

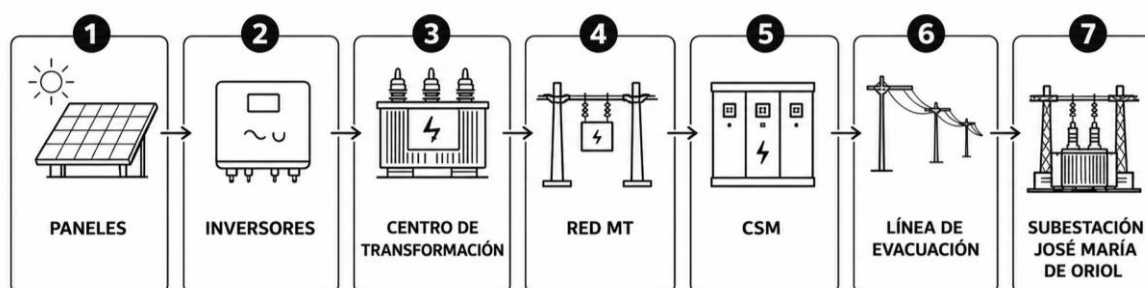


Figura 18 - Componentes planta solar

La arquitectura eléctrica de la planta comienza en los módulos de forma de corriente continua, se agrupa en strings y se conduce hasta los inversores, que la convierten en corriente alterna de baja tensión. Los inversores se agrupan en centros de transformación, donde la tensión se eleva a 45kV. La red de media tensión recoge la producción de los cuatro centros de transformación y la conduce hasta el centro de seccionamiento y medida, desde el cual parte la línea de evacuación hasta la subestación de Oriol.

Para dimensionar la planta, debe tenerse en cuenta que el proyecto se encuentra limitado por una potencia de evacuación de 28 MW. Se ha decidido que el dimensionamiento de la instalación no esté condicionado por la superficie total disponible del terreno, sino por la capacidad máxima de evacuación a la red eléctrica. Para ello, es común instalar una potencia pico en módulos fotovoltaicos (corriente continua) superior a la potencia nominal de los inversores o de evacuación a red (corriente alterna). Este sobredimensionamiento surge porque los módulos no están funcionando siempre en condiciones óptimas, por lo que rara vez alcanzan su potencia pico. De este modo, al aumentar la potencia instalada en corriente

continúa se consigue un mejor aprovechamiento de los inversores y se incrementa la eficiencia de la planta.

En instalaciones de escala media, como el presente trabajo, es habitual emplear ratios DC/AC comprendidos entre 1,2 y 1,4 (PV Maps, 2026), por lo que en este proyecto se adopta un valor de 1,2. A partir de este criterio, la potencia pico objetivo de la planta se calcula como:

$$P_{DC} = P_{AC} \cdot \frac{DC}{AC}$$

$$P_{DC} = 28 \cdot 1,2 = 33,6 \text{ MWp}$$

Posteriormente, la potencia pico exacta se adaptará a los módulos instalados. En primer lugar, se realiza un análisis de diferentes alternativas para la elección de las tecnologías que mejor se adaptan a la planta.

## **5.1 ELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS**

### **5.1.1 ELECCIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO**

En el segundo capítulo se analizaron las diferentes alternativas disponibles en el mercado en cuanto a paneles fotovoltaicos. La conclusión fue que, tras el paso de módulos policristalinos a monocristalinos, el sector está evolucionando de tecnologías p-type a n-type, especialmente TOPCon. Un estudio de Trinasolar indica que estos módulos generan un 3,15% más de energía por vatio que los de contacto posterior, lo que apunta a su consolidación en plantas utility-scale en los próximos años (Trinasolar, 2024).

Dentro de la tecnología TOPCon se compararán las características técnicas de tres paneles de las dos principales marcas mundiales, JA Solar y Jinko Solar:

	<i>PANELES</i>		
Fabricante	<b>JA Solar</b>	<b>JA Solar</b>	<b>Jinko Solar</b>
Modelo	JAM72D40 MB	JAM72D42 LB	Tiger Neo 72HL4-BDV
Potencia nominal (W)	600	630	600
Tensión máxima (Vmp)	44,85	43,90	44,45
Corriente de cortocircuito (A)	14,04	15,21	14,19
Corriente máxima (A)	13,38	14,35	13,50
Eficiencia (%)	23,20	22,50	23,23
Peso (kg)	31,8	34,6	31,0
Dimensiones (mm)	2278 × 1134	2465 × 1134	2278 × 1134
Precio (€)	56,4	59,22	56,4
Precio por potencia (€/Wp)	0,094	0,094	0,094

Tabla 7 - Comparación módulos solares

El precio por potencia en proyectos fotovoltaicos utility-scale presenta dinámicas de mercado muy distintas a las del autoconsumo, debido a economías de escala. Dado que los módulos analizados pertenecen a la misma tecnología (TOPCon bifacial), se asume un coste específico equivalente, situado en torno a 0,094 €/Wp en octubre de 2025 según índices de mercado (PV Europe, 2025). Por tanto, la selección de módulos no se basa únicamente en la ficha técnica, sino principalmente en factores comerciales como garantías, plazos de suministro, soporte postventa y acuerdos con proveedores, priorizando la oferta global más competitiva y fiable a largo plazo.

Tras la comparación, se selecciona el módulo JAM72D42 LB de 630 Wp, debido a su mayor potencia unitaria, que permite reducir el número de módulos necesarios y, por tanto, los costes asociados a estructura, cableado e instalación. Aunque presenta mayores dimensiones, precio y peso, estos factores son asumibles en proyectos utility-scale, resultando en una solución globalmente más eficiente desde el punto de vista técnico-económico.



*Figura 19 - Módulo JA Solar*

No obstante, cabe señalar que existen distintas estrategias de diseño en plantas fotovoltaicas, siendo también habitual el empleo de módulos de menor potencia (por ejemplo, en torno a 300 W) en instalaciones de gran tamaño, en función de criterios como la disponibilidad de equipos, la configuración del terreno o las condiciones específicas del proyecto.

### **5.1.2 ELECCIÓN DEL SOPORTE**

Para el sistema de soporte, se ha optado por una solución de seguidores solares a un eje, al considerarse un compromiso óptimo entre incremento de producción energética y coste de inversión, siendo la tecnología predominante en instalaciones utility-scale en zonas de alta irradiación como Extremadura. Estos sistemas permiten aumentar la producción anual desde un 20% hasta más de un 30% en zonas de alta irradiancia como España (EDP Energía, 2025).

Como referencia de mercado, se han seleccionado estructuras del fabricante Soltec, uno de los principales fabricantes mundiales y con fuerte presencia en España y Latinoamérica. Concretamente, se ha escogido el modelo SF7, un seguidor a un eje en configuración de doble fila (2P), diseñado para módulos de gran formato como el escogido. Se adoptará una disposición de dos módulos en vertical por fila de estructura, lo que permite un mejor

aprovechamiento del terreno y una reducción del número total de soportes. Los seguidores requieren un mayor espacio (entorno al 10–12%) respecto a sistemas fijos para evitar exceso de sombreado, no obstante, se estima que este incremento se verá compensado por el aumento de producción.



*Figura 20 - Seguidor solar SF7*

En términos económicos, el coste de los seguidores ha sufrido una gran disminución en los últimos años, y se sitúa en torno a 90.000 €/MW, representando aproximadamente un 17% del coste total de una planta a gran escala (Cano, 2023).

### 5.1.3 ELECCIÓN DEL INVERSOR

Se ha escogido el inversor SUN2000-330KTL-H1 de la empresa Huawei, por tratarse de uno de los fabricantes líderes a nivel mundial, con una amplia implantación en plantas utility-scale en Europa. Este modelo, de 300 kWac de potencia nominal, destaca por su elevada eficiencia, superior al 98,8% en términos europeos.



*Figura 21 - Inversor Huawei*

Incorpora hasta seis seguidores MPPT independientes, lo que permite que cada conjunto de cadenas conectadas al inversor opere en su punto máximo de potencia de forma individual, reduciendo las pérdidas por desajuste si hay mucha diferencia de irradiancia entre grupos de módulos por sombras, suciedad o envejecimiento.

Las características técnicas completas de las tecnologías escogidas y comparadas se presentan en el Anexo I, el cual incluye su ficha técnica oficial.

## **5.2 DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO FOTOVOLTAICO**

### **5.2.1 ORIENTACIÓN DE LOS SEGUIDORES**

A partir de la localización de la planta, se ha realizado una simulación en PVGIS con el fin de evaluar el recurso solar disponible y la producción energética esperada. Si bien en sistemas fijos la orientación óptima corresponde a una inclinación de aproximadamente 35° y orientación sur, en este proyecto los módulos no presentan una inclinación ni orientación fija. En su lugar, los seguidores se disponen con eje de giro en dirección norte-sur, permitiendo que los módulos adapten su inclinación a lo largo del día para seguir la trayectoria solar en el eje este-oeste, maximizando así la captación de radiación.

### **5.2.2 SEPARACIÓN ENTRE FILAS Y GCR**

En instalaciones fotovoltaicas con seguidores solares a un eje, la determinación de la separación entre filas tampoco puede abordarse mediante las expresiones geométricas clásicas utilizadas en estructuras fijas. Esto se debe a que la inclinación de los módulos no es constante, sino que varía a lo largo del día siguiendo la trayectoria solar, por lo que el sombreado también es variable durante el día. En las primeras y últimas horas, la inclinación de los módulos es tal que provocaría un importante sombreado entre filas. Para reducir este efecto, se emplea el “backtracking”, donde los módulos reducen su inclinación en estas horas adoptando una posición más horizontal que evite el exceso de sombreado entre filas, todo ello asumiendo que no es una posición óptima en términos puros de captación.

Por tanto, en la práctica, la separación entre filas (pitch) no se define únicamente a partir de criterios geométricos, sino mediante el parámetro Ground Coverage Ratio (GCR) o ratio de cobertura de suelo, que relaciona el ancho del seguidor con la distancia entre filas.

$$GCR = \frac{W}{Pitch}$$

Este parámetro determina tanto la densidad de ocupación del terreno como el comportamiento de los sistemas de seguimientos, que utilizan el GCR para ajustar el ángulo. Valores elevados de GCR permiten una mayor concentración de módulos por unidad de superficie, pero incrementan la necesidad de backtracking, y con ello, las pérdidas.

En el presente proyecto, se emplean módulos de dimensiones 2,465m x 1,134m, dispuestos en configuración 2P (dos módulos en vertical), por lo que el ancho del seguidor será:

$$W = 2 \cdot 2,465 = 4,93m \rightarrow W \approx 5m$$

Se selecciona un valor de:

$$GCR = 0,45$$

dentro del rango habitual en instalaciones con seguidores (Lion Solar Solutions, 2026). Por tanto, la distancia entre filas resulta:

$$Pitch = \frac{W}{GCR} = \frac{5,0}{0,45} \approx 11,11m$$



Figura 22 - Separación entre filas

### 5.2.3 PREDIMENSIONAMIENTO DEL CAMPO

Una vez seleccionados los componentes principales de la instalación, se procede a definir la configuración del generador fotovoltaico. Esto implica determinar:

- El número total de módulos
- El número de módulos por cadena
- El número de cadenas que se conectan a cada inversor
- El número total de cadenas y de inversores necesarios

En este tipo de instalaciones, los módulos se agrupan en strings mediante conexiones en serie para formar cadenas, y posteriormente, estas se conectan en paralelo para su conexión a los inversores.

La potencia pico objetivo de la planta es de 33,6 MWp. Considerando el módulo seleccionado JA Solar, con una potencia unitaria de 630 Wp, se calcula el número aproximado de módulos que tendrá la planta. Esto será útil en futuros cálculos.

$$N = \frac{33.600}{0.63} \approx 53.300 \text{ módulos}$$

El número de módulos en serie está limitado por la tensión máxima admisible del inversor, que es de 1500V. Dado que al conectar módulos en serie sus tensiones se suman, es necesario verificar que la tensión en circuito abierto ( $V_{oc}$ ) del string no supere este valor, especialmente en condiciones de baja temperatura, donde la tensión es máxima.

El módulo escogido presenta en su hoja de características:

- $V_{oc} = 52,47 \text{ V}$
- Coeficiente térmico:  $-0,25\%/^{\circ}\text{C}$

Para una temperatura mínima de diseño de  $-5^{\circ}\text{C}$ , con condición estándar de  $25^{\circ}\text{C}$ , se obtiene:

$$V_{oc_{0^{\circ}C}} = 52,47 \cdot (1 - (-0,0025) \cdot 30) \approx 56,4 V$$

De esta forma, el número máximo de módulos en serie que puede tener la planta es:

$$N_{max} = \frac{1500}{56,4} = 26,59 \rightarrow 26 \text{ módulos en serie}$$

Una vez determinada la cantidad máxima de módulos que conforman cada cadena o string, se debe establecer el número máximo de cadenas que pueden conectarse a un mismo inversor.

En la conexión en paralelo, la tensión se mantiene constante y las corrientes se suman. El número de strings por inversor está limitado por la corriente máxima admisible por MPPT. Los datos del inversor y módulos son:

- Corriente máxima por MPPT: 65 A
- Corriente por cadena: 14,35 A

Por tanto, el número máximo de strings por MPPT es:

$$\frac{65}{14,35} = \frac{4,53 \text{ strings}}{MPPT} \approx \frac{4 \text{ strings}}{MPPT}$$

En este punto es importante realizar una aclaración. La simplificación de asignar a cada MPPT de los inversores un número entero de strings (4 en lugar de 4,53) conlleva que la potencia en corriente alterna, inicialmente fijada en 28 MW, se reduzca ligeramente hasta 25,8 MW. Como consecuencia, la relación DC/AC, previamente estimada en 1,2 respecto a la capacidad de evacuación, se recalcula sobre la potencia real de los inversores y aumenta hasta un valor de 1,3. Este incremento no supone ningún inconveniente, ya que se encuentra dentro de los rangos habituales de diseño y permite mejorar el aprovechamiento de los inversores. Además, este criterio facilita la homogeneización de la instalación física y eléctrica, evitando que un mismo string se divida entre distintos MPPT. Por tanto, esta pequeña rectificación, que cambia la potencia objetivo en corriente alterna de la planta con el objetivo de simplificar, será la utilizada en el resto del proyecto.

Con la decisión de que cada MPPT conecte 4 strings, y dado que cada inversor dispone de 6 MPPT, el número total de strings por inversor es:

$$6 \cdot 4 = 24 \text{ strings/inversor}$$

A partir de los valores anteriores, se obtienen las cantidades globales de equipos de la instalación:

$$N_{strings} = \frac{53.300}{26} \approx 2050 \text{ strings}$$

$$N_{inv} = \frac{2050}{24} \approx 86 \text{ inversores}$$

$$N_{módulos} = 2050 \cdot 26 \approx 53.300 \text{ módulos}$$

En resumen, la configuración eléctrica del sistema consistirá en aproximadamente 53.300 módulos distribuidos en aproximadamente 2050 strings, con 26 módulos por string, y organizados en torno a 86 inversores, con una configuración de 24 strings por inversor, salvo el último que incluirá únicamente 10 strings. La potencia total de la planta será de 33,58 MWp en DC y de 25,8 MWp en AC.

Definida la configuración eléctrica, se determina la disposición física de los módulos sobre los seguidores solares. El tracker Soltec SF7 admite una longitud máxima de 45,1m (configuración 2x45). Dado que cada módulo ocupa 1,134m a lo largo del eje del seguidor, y considerando un espaciado entre módulos de 20mm, la longitud ocupada por un string de 26 módulos es de aproximadamente 30m, dentro del límite del fabricante.

El SF7 es un seguidor 2P, es decir, dispone de dos filas independientes de módulos sobre la misma estructura. Cada fila aloja un string completo de 26 módulos, por lo que cada tracker alberga 2 strings, es decir, 52 módulos. La dimensión transversal del tracker es de

aproximadamente 5m, resultante de los dos módulos (2 × 2,465m) más el espaciado entre filas. Con esta disposición, el número total de seguidores necesarios para la planta resulta:

$$N_{seguidores} = \frac{53.300}{52} \approx 1.025 \text{ seguidores}$$

Estas aproximaciones serían adaptadas en el futuro a la geometría real del terreno, obteniéndose más adelante la configuración definitiva. Esta configuración garantiza el cumplimiento de las limitaciones eléctricas del inversor y un funcionamiento seguro del sistema.

### 5.2.4 ESQUEMA GENERAL DE LA PLANTA

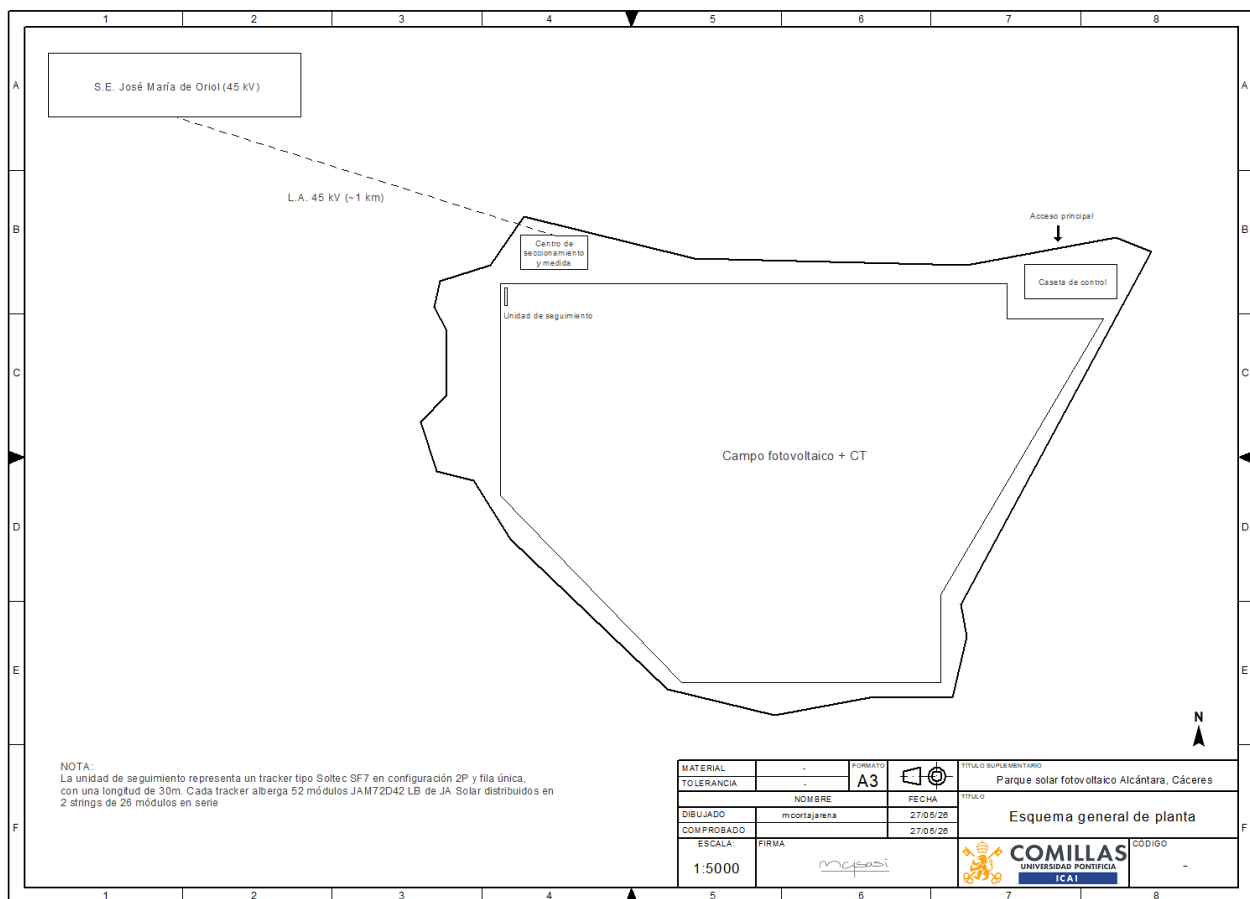


Figura 23 - Layout de la planta solar fotovoltaica

La figura 23 muestra el esquema general de la planta fotovoltaica de Alcántara. En ella se representa la disposición del campo fotovoltaico y los centros de transformación, la ubicación de la caseta de control y del centro de seccionamiento y medida, junto con la línea de evacuación a 45 kV. También se indica la unidad de seguimiento que representa un solo seguidor SF7 con sus 52 módulos.

### **5.3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA**

Definida la configuración del generador fotovoltaico, este apartado aborda el diseño de la instalación eléctrica encargada de recoger la energía producida por los módulos y conducirla, en condiciones adecuadas de tensión y seguridad, hasta el punto de conexión con la red. La instalación se estructura en dos grandes bloques: la red de corriente continua (DC), que comprende desde los módulos hasta la entrada de los inversores, y la red de corriente alterna (AC) que abarca desde la salida de los inversores hasta el punto de evacuación. A ambas se añaden centros de transformación, el sistema de puesta a tierra y el sistema de monitorización y control.

El criterio general de diseño es doble, por un lado, garantizar la seguridad de personas y equipos mediante un dimensionamiento conservador y un sistema de protecciones, por otro lado, minimizar las pérdidas energéticas, que en este tipo de instalaciones se concentran principalmente en el cableado por efecto Joule. Como criterio general, se limita la caída de tensión máxima al 1,5% en el tramo de continua y al 1% en el tramo de alterna, valores habituales en plantas fotovoltaicas a gran escala según reglamento.

#### **5.3.1 CRITERIOS DE DISEÑO**

El diseño de la instalación eléctrica se rige por lo establecido en la Instrucción Técnica Complementaria del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT). Estos criterios traducen los objetivos generales de seguridad y eficiencia en reglas concretas de dimensionamiento.

El primer criterio es el de intensidad máxima admisible. Todo conductor debe ser capaz de transportar la corriente de diseño sin que su temperatura supere el límite que admite su aislamiento. La corriente de diseño se obtiene aplicando factores de seguridad sobre la corriente nominal, en este caso un factor de 1,25 en el lado de continua, y se corrige además por las condiciones reales de instalación, como la temperatura del terreno o el agrupamiento de varios circuitos en la misma zanja.

El segundo es la caída de tensión: la resistencia del conductor provoca que la tensión al final del tramo sea menor que en el origen, y esa diferencia se pierde en forma de calor. Como esa energía perdida ya no llega al punto de evacuación, la caída de tensión es una pérdida directa de producción y, por tanto, de ingresos. Por eso se limita a valores reducidos, 1,5 % en el conjunto del tramo de continua y 1 % en el de alterna: cuanto más bajo es el límite, menores son las pérdidas, pero mayor debe ser la sección de cable y, con ella, el coste. Los valores adoptados representan el equilibrio habitual en plantas a gran escala entre coste de cableado y pérdidas energéticas.

El tercer criterio es la protección frente a cortocircuitos: conductores y equipos deben soportar los esfuerzos térmicos y electrodinámicos de una falta hasta que las protecciones la despejen.

### 5.3.2 RED EN CORRIENTE CONTINUA

La red en corriente continua, formada por el cableado de los strings y por las cajas de conexión, debe diseñarse para soportar la tensión y la corriente máximas que puede entregar el generador, así como las condiciones ambientales.

#### Niveles de tensión, corriente y cableado

Cada string está formado por 26 módulos en serie. La verificación de la red de continua se realiza en las dos condiciones extremas de funcionamiento.

La condición de tensión máxima, calculada en el capítulo anterior, corresponde al campo en circuito abierto a baja temperatura. Se comprueba que con una  $V_{oc}$  corregida a 0°C de 55,75

V por módulo, la tensión máxima del string es de  $26 \times 55,75 = 1.450 \text{ V}$ , por debajo del límite de  $1.500 \text{ V}$  admitido por el inversor.

La condición de corriente máxima corresponde al campo en cortocircuito con elevada irradiancia. La corriente de cortocircuito del módulo es de  $15,21 \text{ A}$ ; aplicando el factor de seguridad de  $1,25$  que exige la normativa, la corriente de diseño del string resulta de  $19 \text{ A}$ .

Para transportar la red de corriente continua se emplea cable TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K de Top Cable, sección  $16\text{mm}^2$ , tensión asignada  $1.500 \text{ V DC}$ , conforme a la norma EN 50618. Instalado junto a la estructura del seguidor, su capacidad de conducción según ficha técnica es de  $107 \text{ A}$ , lo que supone un margen amplio sobre la corriente de diseño.

El factor limitante para escoger este cable es la caída de tensión. A partir del dato de la ficha del fabricante de  $3,47 \text{ V}/(\text{A}\cdot\text{km})$  para  $16 \text{ mm}^2$ , y considerando una distancia media de  $100 \text{ m}$  entre el string y el inversor ( $200 \text{ m}$  de circuito completo, ida y vuelta) se calcula:

$$\Delta V = 3,47 \cdot 19 \cdot 0,2 = 13,19 \text{ V} \rightarrow 1,16\%$$

Por lo que la caída de tensión está por debajo del límite del  $1,5\%$  adoptado como criterio de diseño. La protección de sobretensión de cada string queda garantizada por los fusibles integrados en el propio inversor.

El trazado del cableado de continua sigue la estructura de los seguidores. Los conductores de cada string discurren grapados a la propia estructura del seguidor hasta el extremo de la fila, desde donde se canalizan de forma subterránea hasta el inversor correspondiente, evitando la radiación solar directa y posibles daños mecánicos.

#### Agrupamiento y cajas de conexión

Dado que el inversor Huawei admite la conexión directa de strings a sus entradas MPPT, se prescinde de cajas de agrupamiento intermedias. Esto permite simplificar y abaratar la instalación, reduciendo el número de equipos y eliminando puntos potenciales de fallo, a cambio de un mayor número de conductores individuales que discurren desde los seguidores

hasta cada inversor. Cada inversor gestiona 24 strings, conectados directamente a sus 6 entradas MPPT a razón de 4 strings por MPPT.

#### Protecciones en continua

El propio inversor integra las protecciones principales del lado de continua: fusibles de string, descargadores de sobretensión e interruptor-seccionador DC que permite aislar el campo fotovoltaico para labores de mantenimiento.

### **5.3.3 RED EN CORRIENTE ALTERNA**

La red de corriente alterna comprende el conjunto de conductores y equipos que transportan la energía desde la salida de los inversores hasta el punto de evacuación. Se distinguen dos niveles de tensión: la baja tensión, entre los inversores y los transformadores de los centros de transformación, y la media tensión, que recoge la energía de los centros de transformación y la conduce hasta el centro de seccionamiento y medida.

#### Red de baja tensión

El inversor entrega una potencia nominal de 300 kW con una tensión de salida de 800V en corriente alterna. Pese a la elevada corriente entre inversores y transformadores de cada centro de transformación, estos se encuentran cerca físicamente, por lo que se limitan las pérdidas. En estos tramos se emplea cable de aluminio RV-K 0,6/1 kV, con secciones de entre 150 y 240 mm<sup>2</sup>, en función de la longitud de cada tramo, buscando siempre una caída de tensión inferior al 1%.

Dado que la potencia disipada por efecto Joule es proporcional al cuadrado de la corriente, y la corriente es tanto mayor cuanto menor es la tensión de trabajo, el diseño busca que los tramos de baja tensión sean lo más cortos posibles por lo que la ubicación de cada centro de transformación es clave.

#### Red de media tensión

La red de media tensión se establece a 45 kV. Esto permite prescindir una subestación elevadora intermedia, abaratando la instalación. De este modo, los transformadores de los centros de transformación elevan directamente a la tensión de la subestación de José María Oriol.

La red de media tensión se construye de forma subterránea, mediante cable de aluminio tipo HEPRZI 26/45 kV. La disposición subterránea reduce la exposición a agentes externos y facilita el mantenimiento. Los centros de transformación se conectan al centro de seccionamiento mediante una configuración en anillo, que permite que ante un fallo en un tramo la energía pueda reconducirse por el camino alternativo.

La elección de la media tensión como nivel de trabajo de la red interna responde de nuevo al criterio de pérdidas. Al transportar la energía a 45 kV en lugar de en baja tensión, la corriente que circula por los conductores se reduce de forma muy notable para una misma potencia, con ella las pérdidas por efecto Joule. Esto permite utilizar secciones más bajas a lo largo de las distancias que separan centros de transformación con el centro de seccionamiento. En resumen, red en corriente alterna tendrá dos tramos principales:

<i>Tramo</i>	<i>Tensión</i>	<i>Tipo de cable</i>	<i>Material</i>
Inversor – CT	800 V (BT)	RV-K 0,6/1 kV	Aluminio
CT – CSM	45 kV (MT)	HEPRZI 26/45 kV	Aluminio

Tabla 8 - Resumen red AC

### 5.3.4 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Los centros de transformación son las instalaciones encargadas de elevar la tensión de la energía generada, desde la baja tensión hasta los 45 kV de la red.

#### Número y distribución

La planta cuenta con 86 inversores de 300 kW que resultan en una potencia en corriente alterna de 25,8 MW. Para su agrupación se adopta una solución de 4 centros de transformación, cada cual recoge la energía de unos 21 o 22 inversores. Los centros de transformación se distribuyen de forma equilibrada por el campo fotovoltaico, situándose cada uno próximo al centro geométrico del grupo de inversores que alimenta.

#### Potencia y sección del transformador.

La potencia que debe gestionar cada centro de transformación es:

$$P_{CT} = \frac{25,8}{4} = 6,45 \text{ MW}$$

Considerando un margen razonable sobre la potencia activa, y dada la necesidad de aportar reactiva para el control de tensión, se selecciona un transformador de potencia aparente nominal de 7 MVA, con relación 0,8/45 kV. Se opta por un transformador trifásico sumergido en aceite del fabricante Ormazabal, con refrigeración ONAN y conforme a la norma UNE-EN 60076, solución mayoritaria en plantas fotovoltaicas por su robustez y buena capacidad de disipación de calor, así como su menor precio frente a los transformadores de tipo seco. Con cuatro centros de transformación de 7 MVA se alcanzan 28 MVA instalados en transformación para 25,8 MW de potencia activa, lo que proporciona el margen necesario para la gestión de reactiva en el punto de conexión.

### **5.3.5 SISTEMA DE PROTECCIONES**

Los sistemas de protecciones se organizan a tres niveles: baja tensión, media tensión y cabecera. Ante una falta solo debe actuar la protección más cercana, dejando fuera de servicio la menor parte posible de la planta. De esta forma, un defecto de un string afectaría únicamente a ese string, uno en un transformador aislaría solo ese centro y la cabecera queda reservada para faltas de conjunto o de la línea de evacuación.

Las protecciones en baja tensión serán integradas en el inversor. Incluyen de fábrica protecciones frente a sobreintensidad, sobretensión y defecto de aislamiento, entre otros. También permite aislar individualmente un inversor para labores de mantenimiento.

Las protecciones de media tensión se sitúan en cada centro de transformación. Se hacen mediante un relé que incorpora las funciones de sobreintensidad de fase, sobreintensidad de tierra y sobretensión, encargadas de detectar y despejar las faltas en el transformador y en la red de media tensión. El transformador también cuenta con protecciones mecánicas propias.

Por último, se establece un sistema de protecciones de cabecera en el centro de seccionamiento y medida. Este representa la protección general de la planta, incluyendo la protección de la línea de evacuación y las funciones de interconexión con la red, ajustadas según los requisitos del operador del sistema. Es el operador quien fija en qué casos debe desconectarse la planta ante una perturbación externa.

### **5.3.6 PUESTA A TIERRA**

El sistema de puesta a tierra cumple una doble función. Por un lado, garantiza la seguridad de las personas, limitando las tensiones a valores no peligrosos en caso de una falta. Por otro, permite crear un camino controlado, a baja impedancia, para las corrientes de defecto. Su diseño se realiza según el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión.

Se prevén dos redes de tierra. La red de tierra del campo fotovoltaico conecta entre sí todas las masas metálicas accesibles (estructuras de los seguidores, marcos de los módulos, inversores) mediante un conductor de cobre enterrado que recorre las filas de los seguidores. La segunda es la red de tierra de los centros de transformación, que protege las instalaciones de media tensión y se diseña para limitar las tensiones de paso y contacto con el entorno de cada centro.

Como elementos de puesta a tierra se emplean conductores de cobre desnudo enterrados y picas verticales hincadas en el terreno, que aseguran un buen contacto con el suelo.

### **5.3.7 MONITORIZACIÓN**

Toda planta fotovoltaica a gran escala requiere de un sistema de monitorización y control que permita supervisar su funcionamiento en tiempo real, detectar incidencias con rapidez y optimizar la producción a lo largo de la vida útil de la instalación. Este sistema, conocido como SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), recopila la información de todos los equipos de la planta y la centraliza para su análisis y gestión.

El sistema de monitorización adquiere datos de tres tipos de fuentes. En primer lugar, los equipos de la planta (inversores, transformadores, seguidores solares), de los que se obtienen variables como potencia generada, tensiones, corrientes, temperaturas y estados de funcionamiento. En segundo lugar, de una estación meteorológica en el emplazamiento (obligatoria según la IEC 61724), que mide irradiancia, temperatura ambiente y temperatura de los módulos, datos necesarios para evaluar el rendimiento real de la planta frente al esperado. Por último, de los equipos de medida de energía situados en el centro de seccionamiento.

Con toda esta información, el sistema permitirá calcular en tiempo real indicadores clave de rendimiento, como el Performance Ratio, identificar desviaciones de producción asociadas a fallos o suciedad o generar alarmas automáticas en caso de fallos. Esto permite reducir el tiempo de respuesta ante incidencias y por tanto, los costes de operación y mantenimiento asociados. Además de la supervisión, el sistema de control es necesario para la integración de la planta con la red. A partir de las consignas recibidas del operador del sistema, coordina la planta para regular la potencia activa y reactiva entregadas en el punto de conexión.

## **5.4 EVACUACIÓN DE ENERGÍA**

En esta sección se analizará la infraestructura necesaria para transportar la electricidad generada por la planta desde el centro de seccionamiento y medida hasta la subestación José María de Oriol, punto de conexión con la red de distribución.

La cercanía del punto de conexión es una de las principales ventajas del emplazamiento seleccionado y fue un factor decisivo en la selección de la subestación de Oriol frente a las alternativas analizadas en el Capítulo 3. Este apartado desarrolla en primer lugar la línea de evacuación y, a continuación, las condiciones de conexión con la subestación.

#### 5.4.1 LÍNEA DE EVACUACIÓN

Como se vio en capítulos anteriores, la red de media tensión converge en el centro de seccionamiento y medida (CSM) situado en el extremo del terreno, lo más próximo posible a la subestación. El CSM no realiza ninguna transformación de tensión adicional, ya que la red interna opera a 45 kV.

Desde este punto nace la línea de evacuación hacia la subestación de Oriol. La distancia entre ambos puntos es de aproximadamente 1 km. Se proyecta diseñar una línea aérea de media tensión a 45 kV. Para esta distancia y tensión, la alternativa aérea es significativamente más barata a una línea subterránea, y facilita la localización y reparación de averías.

La línea se dimensiona a partir de la corriente que debe transportar. Para la potencia evacuada de 25,8 MW a 45 kV, la corriente de línea es:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{25800000}{1,732 \cdot 45000} \approx 331 \text{ A}$$

Con este valor se selecciona el conductor LA-180 (147-AL1/34-ST1A), de tipo aluminio-acero según la norma UNE-EN 50182, con una sección total de aproximadamente 181 mm<sup>2</sup> (147 mm<sup>2</sup> de aluminio y 34 mm<sup>2</sup> de alma de acero). Su capacidad de transporte, del orden de 460 A en condiciones estándar, ofrece un margen amplio sobre la corriente de diseño y lo convierte en una de las soluciones más habituales para líneas aéreas de media tensión en España.

La línea se ejecuta sobre apoyos metálicos de chapa o celosía, con aisladores de tipo suspendido y un cable de tierra en la parte superior que proporciona protección frente a

descargas atmosféricas. Además, por norma, lleva asociada una servidumbre de paso sobre los terrenos que atraviesa, que limita el uso del suelo bajo la línea y obliga a mantener unas distancias mínimas de seguridad.

#### **5.4.2 CONEXIÓN A LA SUBESTACIÓN DE ORIOL**

El punto de conexión dispone de un nivel de tensión de 45 kV y cuenta con una capacidad de acceso disponible de 28 MW para generación renovable, valor que ha condicionado el dimensionamiento de la planta a lo largo del proyecto.

La conexión se realiza mediante la incorporación de una nueva posición de línea de 45 kV en la subestación. Esta posición incorporará las protecciones y equipos de maniobra necesarios para integrar la planta en la red en condiciones de seguridad.

La planta debe cumplir, en el punto de conexión, los requisitos técnicos que establece la normativa para las instalaciones de generación. Entre ellos destacan la capacidad para regular potencia reactiva en un rango determinado y los requisitos de respuesta ante caídas de tensión, de modo que la planta permanezca conectada ante perturbaciones de la red. El cumplimiento de estos requisitos se garantiza mediante el sistema de control de la planta, supervisados por el sistema SCADA.

Por último, la energía entregada a la red se contabiliza en el equipo de medida ubicado en el centro de seccionamiento, que es la frontera entre la planta y la red de distribución y sirve para la facturación de la energía vertida.

#### **5.4.3 PERMISO DE ACCESO Y CONEXIÓN**

La conexión de una planta fotovoltaica a la red no es únicamente una cuestión técnica, sino que está sujeta a un procedimiento administrativo cuyo cumplimiento condiciona la viabilidad del proyecto. Los dos hitos fundamentales son la obtención de acceso y del permiso de conexión.

El permiso de acceso certifica que la red dispone de capacidad suficiente para absorber la energía que verterá la nueva instalación sin comprometer la seguridad ni la estabilidad del sistema. Dado que el proyecto se ha basado en la capacidad de acceso disponible en la subestación de Oriol, se cumplen los requerimientos. El permiso de conexión define las condiciones técnicas concretas en las que se materializa la conexión, esto es el punto exacto, el nivel de tensión y las características generales de la posición de la línea en la subestación.

En la actualidad, el creciente número de solicitudes de conexión en instalaciones renovables ha convertido la disponibilidad de capacidad en uno de los principales factores limitantes para el desarrollo de nuevos proyectos fotovoltaicos en España. El diseño desarrollado se ha mantenido coherente con esta limitación por lo que la planta está en condiciones de ser conectada, si bien la aprobación final de los permisos dependería del operador del sistema.

## **5.5 RESUMEN DE LA INSTALACIÓN**

En resumen, el diseño constituye una cadena de decisiones encadenadas. Partiendo de la capacidad de evacuación en Oriol, la ratio DC/AC fija la potencia pico en 33,6 MWp, que a su vez determina el número de módulos, su agrupación en strings y su conexión a los inversores y centros de transformación. La infraestructura eléctrica recoge esa generación y la conduce hasta el punto de conexión, cerrando el recorrido en la misma subestación de la que partía el razonamiento. Cada decisión se apoya en la anterior y, sin un nivel de detalle extremo, el diseño, mostrado en la siguiente tabla, es suficiente para sustentar el análisis técnico-económico que se desarrolla en el siguiente capítulo.

Parámetro	Valor
<b>Generador fotovoltaico</b>	
Potencia pico instalada	33,6 MWp
Potencia de evacuación	25,8 MW
Ratio DC/AC	1,3
Módulo fotovoltaico	JA Solar JAM72D42-LB (630 Wp, TOPCon bifacial)
Número de módulos	53.300 (26 por string, = 2.050 strings)
Seguidor solar	Soltec SF7 - GCR 0,45 - pitch 11m – 2 strings/seguidor
<b>Conversión y evacuación</b>	
Inversor	Huawei SUN2000-330KTL-H1 (300 kW), ≈ 86 uds (24 strings/inversor)
Centros de	4 × transformador 7 MVA, 0,8/45 kV
Red de media tensión	45 kV, subterránea, en anillo
Línea de evacuación	Aérea, 45 kV, ≈ 1 km, a la subestación José María de Oriol
<b>Infraestructura complementaria</b>	
Protecciones	Esquema por niveles (DC, BT, MT y cabecera) con selectividad
Puesta a tierra	Doble red coordinada (campo FV y centros de transformación)
Monitorización	SCADA con estación meteorológica y controlador de planta

Tabla 9 - Resumen instalación

## Capítulo 6. ANÁLISIS DEL SISTEMA

### 6.1 ANÁLISIS TÉCNICO

Una vez definido el diseño de la planta en el capítulo anterior, se procede a evaluar su comportamiento mediante PVsyst, considerada una herramienta estándar en la industria para la simulación de instalaciones fotovoltaicas. La simulación se ha realizado con paso horario sobre un año meteorológico tipo, empleando datos del modelo Meteonorm 9.0 para el emplazamiento escogido. PVsyst recibe únicamente el sistema modelado: 53.300 módulos JASolar, agrupados en 2.050 strings de 26 módulos en serie, lo que arroja una potencia pico instalada de 33,58 MWp. La conversión se realiza mediante inversores Huawei, con una potencia resultante total de 25,85 MWac y, en consecuencia, una ratio DC/AC de 1,3. Los módulos se montan sobre seguidores a un eje horizontal N-S, con seguimiento y backtracking activado para evitar sombreado entre filas en las horas de sol bajo.

Con el fin de aislar el efecto de los distintos efectos de pérdidas y obtener una estimación representativa del rendimiento real de la planta a lo largo de su vida útil, se han planteado tres escenarios de simulación con diferente complejidad. El primero constituye un caso ideal, sin pérdidas por suciedad ni degradación, que permite establecer el techo teórico de producción de la instalación. El segundo introduce las pérdidas reales de operación: suciedad (3%) e indisponibilidad del sistema (2%), representando la planta en su primer año de funcionamiento. La tercera incorpora además la degradación de los módulos y evalúa la planta en el año 10, que es el escenario más representativo del rendimiento medio a lo largo de su vida útil total de 30 años.

#### 6.1.1 RECURSO SOLAR Y GANANCIA POR SEGUIMIENTO

El recurso solar del emplazamiento es excelente. La irradiación global horizontal anual, según Meteonorm, es de 1.710 kWh/m<sup>2</sup>, un valor típico del suroeste peninsular y de los más altos de Europa. Gracias a los seguidores a un eje, la irradiación que llega al plano de los módulos sube hasta 2.231 kWh/ m<sup>2</sup>, lo que supone una ganancia del +30,5% respecto al

plano horizontal. Esta ganancia es la que justifica el uso de seguidores frente a estructura fija, pues se logra aprovechar mejor el recurso sobre todo en las primeras y últimas horas del día, que además son las de mayor valor en el mercado eléctrico.

Es precisamente esta orientación variable a lo largo del día la que provoca el sombreado entre filas en las horas de sol bajo. Para evitarlo, el sistema recurre al backtracking, reduciendo la inclinación de los módulos y renunciando a la orientación óptima en esos momentos. Las pérdidas acumuladas por este fenómeno son del 1,66%, un valor bajo que confirma que la geometría adoptada, GCR de 0,45 y pitch de 11 m, es adecuada. El +30,5% es por tanto una cifra realista, ya neta del efecto del sombreado.

La producción mensual sigue el patrón esperable en el hemisferio norte, con máximo en julio y mínimo en diciembre y enero. El PR se comporta justo al revés, siendo más alto en los meses fríos y más bajo en los cálidos. Esto se debe a las pérdidas por temperatura en los meses más cálidos, que reducen la eficiencia de los módulos y disminuyen el rendimiento global.

## 6.1.2 RESULTADOS ENERGÉTICOS

Los tres escenarios aportan los siguientes resultados:

<i>Mes</i>	<i>Energía inyectada ideal (MWh)</i>	<i>PR ideal</i>	<i>Energía inyectada año 1 (MWh)</i>	<i>PR año 1</i>	<i>Energía inyectada año 10 (MWh)</i>	<i>PR año 10</i>
Enero	2.433,7	0,890	2.360,8	0,864	2.232,3	0,817
Febrero	3.361,7	0,900	3.264,7	0,874	3.088,4	0,826
Marzo	5.033,2	0,893	4.893,0	0,868	4.629,5	0,821
Abril	6.099,5	0,877	5.941,8	0,854	5.634,6	0,810
Mayo	7.554,7	0,861	7.383,4	0,842	7.025,0	0,801
Junio	8.319,3	0,848	8.130,0	0,828	7.723,1	0,787
Julio	8.930,2	0,836	6.853,5	0,641	6.525,0	0,611
Agosto	7.991,3	0,841	7.797,8	0,820	7.390,3	0,778
Septiembre	6.053,6	0,861	5.889,2	0,838	5.572,6	0,793
Octubre	4.106,1	0,877	3.989,1	0,852	3.773,7	0,806
Noviembre	2.588,8	0,884	2.512,2	0,858	2.375,7	0,811
Diciembre	2.165,8	0,884	2.100,5	0,857	1.985,9	0,810
<b>TOTAL anual</b>	<b>64.637,9</b>	<b>0,863</b>	<b>61.115,9</b>	<b>0,816</b>	<b>57.956,2</b>	<b>0,773</b>

Tabla 10 - Resultados energéticos planta

Que en términos anuales podría resumirse en:

<i>Escenario</i>	<i>Energía Inyectada</i> <i>(MWh)</i>	<i>Producción Específica</i> <i>(kWh/kWp)</i>	<i>PR (%)</i>
Ideal	64,64	1.925	86,26
Con pérdidas (año 1)	61,12	1.820	81,56
Con degradación (año 10)	57,96	1.726	77,34

*Tabla 11 - Resumen resultados energéticos*

En primer lugar, el caso ideal marca un techo que en la práctica no se alcanza, porque ignora suciedad e indisponibilidad. Al añadir estos dos efectos, la producción del primer año cae un 5,4% respecto al caso ideal. La degradación a diez años resta otro tanto, situando la pérdida acumulada respecto al escenario ideal en torno al 10,3%.

El escenario que mejor representa el comportamiento de la planta al entrar en operación es el correspondiente al año 1, con una producción específica de 1.820 kWh/kWp y un PR del 81,56 %. La producción específica relaciona la energía con la potencia instalada, lo que permite comparar la planta con otras de distinto tamaño, mientras que la energía anual refleja la generación total en términos absolutos.

Este será el punto de partida sobre el que se construya el modelo económico del siguiente capítulo, en el que se aplicará la degradación de los módulos año a año a lo largo de toda la vida útil de la instalación. El escenario a año 10 se mantiene, por tanto, como referencia para visualizar el efecto acumulado del envejecimiento, pero no debe interpretarse como un año representativo del conjunto del proyecto, ya que tanto los primeros como los últimos años tienen un peso distinto en el balance económico final.

Estos resultados permiten extraer varias conclusiones relevantes. El PR del 81,56% en el año 1 es un valor alto para una planta en clima cálido, pero inferior al de instalaciones equivalentes en climas más templados. Sin embargo, la comparación no puede ser directa, pues una parte importante de esa diferencia procede de las pérdidas por temperatura, un

factor impuesto por la localización y ajeno al diseño. Descontado ese efecto, el resto de las pérdidas se mantiene en valores reducidos y acordes con tecnología de última generación. Por eso el indicador realmente relevante no es únicamente el PR, sino la energía generada en términos absolutos. Una producción específica de 1.820 kWh/kWp en el año 1 sitúa a la planta en un rango muy elevado de producción, siendo la media española de aproximadamente 1.350 kWh/kWp.

### 6.1.3 DIAGRAMA DE PÉRDIDAS

El diagrama de pérdidas de PVsyst descompone el recorrido de la energía desde la irradiación incidente hasta la inyección en red. La mayoría de las pérdidas ya se han comentado: la de temperatura (-6,55%) es la dominante e inevitable en Extremadura, mientras que la suciedad (-3,00%) es la única sobre la que se puede actuar de forma significativa en explotación. El inversor apenas pierde un -1,38%, lo que confirma que el ratio DC/AC de 1,30 es adecuado.

El mismatch pasa de un -2,10% en el año 1 a un -3,72% en el año 10, al degradar los módulos de forma desigual y quedar cada string limitado por sus unidades más envejecidas. Esto explica la anomalía más llamativa de la simulación, el PR de julio en el año 10 cae hasta 0,611 y el mes produce menos energía que junio o agosto pese a tener mayor irradiación, ya que la combinación de máxima potencia y mismatch elevado eleva el clipping en las horas punta. Esto confirma que la degradación no es lineal y justifica un mantenimiento preventivo orientado a los módulos

### 6.1.4 CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS TÉCNICO

El análisis confirma que el diseño aprovecha de forma eficiente las condiciones del emplazamiento. Las pérdidas controlables son reducidas, el inversor opera sin recortes apreciables y la ratio DC/AC resulta adecuado. Lo que realmente limita el rendimiento es la temperatura en algunos momentos del año y, a largo plazo, la dispersión en la degradación de los módulos, ambos factores impuestos y no de diseño. Una vez validada la instalación

desde el punto de vista técnico, se emplea el año 1 como base de partida sobre la que se construye el análisis económico del siguiente apartado.

## **6.2 ANÁLISIS ECONÓMICO**

La viabilidad de un parque fotovoltaico no se decide únicamente por su capacidad de generar energía, sino por su capacidad para generar valor, es decir, convertir estos kilovatios-hora en ingresos suficientes para recuperar la inversión a lo largo de su vida. El propósito de este apartado es trasladar el comportamiento físico de la planta a un modelo económico-financiero que permita juzgar si el proyecto es rentable y, sobre todo, en qué condiciones lo es. Esta segunda parte es la más incierta, y en el contexto actual del mercado eléctrico, la más importante.

### **6.2.1 METODOLOGÍA Y ESTRUCTURA DEL MODELO**

Para evaluar la rentabilidad se ha construido un modelo de flujos de caja a treinta años, que coincide con la vida útil pensada para la instalación, y con la vida esperable de los módulos. El modelo se ha desarrollado en hoja de cálculo de forma que cualquier hipótesis pueda modificarse, dado que las conclusiones dependen completamente de algunos supuestos que pueden ser muy cambiantes.

A lo largo de los años se ha aplicado una inflación del 2% anual a costes y precios, en línea con el objetivo del Banco Central Europeo (Banco Central Europeo, 2025). A lo largo del análisis se ha distinguido entre input, las hipótesis utilizadas, y output, los resultados obtenidos con el modelo. Son hipótesis la inversión, los costes de operación, los precios de la energía, el factor de captura, las condiciones de financiación, la tasa de descuento, la degradación, entre otros. Los resultados obtenidos son el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR), el coste nivelado de la energía (LCOE) y el plazo de recuperación.

La rentabilidad se ha analizado desde dos perspectivas complementarias. La primera es la del proyecto en su conjunto, sin tener en cuenta su financiación; para ello, los flujos se han descontado al coste medio ponderado del capital (WACC) con el fin de evaluar si la

inversión es rentable. La segunda es la del accionista, que mide la rentabilidad del capital propio una vez descontados los pagos de la deuda.

Finalmente, se han modelado tres estructuras de ingresos: una basada completamente en mercado, en la que los ingresos dependen de los precios de la electricidad; otra basada en un contrato PPA a 10 años, que proporciona ingresos más estables y predecibles; y un modelo híbrido, que combina ambas por partes iguales, equilibrando estabilidad y exposición al mercado.

### 6.2.2 INVERSIÓN INICIAL (CAPEX)

El CAPEX (Capital Expenditure) recoge todos los desembolsos necesarios para construir la planta y dejarla en condiciones de verter energía a la red. A diferencia de una estimación global por €/Wp, aquí se ha calculado partida a partida para mejorar la precisión. Para los equipos que se adquieren por unidades (módulos e inversores) se ha partido de su precio unitario real de mercado y se ha aplicado un descuento por compra en volumen. Para los componentes que se contratan como conjunto de obra (estructura, instalación eléctrica, obra civil, conexión e ingeniería), se ha empleado una referencia de coste por potencia instalada. La expresión general es la siguiente:

$$CAPEX = \sum_{i=0}^{i=n} (Q_i * P_i * (1 - d_i)) + Contingencia$$

Donde  $Q_i$  es la cantidad de la partida,  $P_i$  su precio unitario y  $d_i$  el descuento por volumen logrado. La contingencia es un porcentaje adicional incorporado al CAPEX (normalmente del 7 al 10%) para cubrir posibles desviaciones de coste, sobrecostes imprevistos durante la construcción y variaciones en precios de materiales.

Para los módulos JA Solar escogidos en el capítulo 5, el precio de mercado B2B europeo es de 68,00€/ud sin IVA a comienzos de 2026, que es coherente con el índice pvXchange para módulos TOPCon bifaciales (pvXchange, 2026). Sobre este precio, se aplica un descuento del 15% por la compra de las 53.300 unidades del proyecto.

En cuanto a los inversores Huawei, su precio unitario es de 8.339,99 € sin IVA (Suministros del Sol, 2026), con el mismo descuento del 15% y 86 unidades, resultan 0,018 €/Wp, una cifra realista y considerablemente menor que hace pocos años porque el precio de los inversores de string ha caído considerablemente en los últimos años.

Los seguidores a un eje SF7, al no haber encontrado datos unitarios, se valoran mediante la referencia de mercado para esta tecnología, situada entre 80.000 y 150.000 \$/MW (SicSolar, 2025), de la que se adopta 110.000€/MWp, coherente con el capítulo 5. El resto de partidas se referencian a los desgloses de la planta a escala de NREL e IRENA (IRENA, 2025), y la conexión incorpora la línea de evacuación a 45 kV de 1 km hasta la subestación de Oriol.

La Tabla 12 recoge el cálculo completo:

<i>Partida</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Precio unit.</i>	<i>Dto.</i>	<i>Importe (€)</i>	<i>€/Wp</i>
Módulos FV	53.300 ud	68,00 €/ud	15 %	3.080.740	0,092
Inversores	86 ud	8.339,99 €/ud	15 %	609.654	0,018
Seguidores 1 eje	33,58 MWp	110.000 €/MWp	—	3.693.800	0,110
BOS eléctrico	33,58 MWp	110.000 €/MWp	—	3.693.800	0,110
Obra civil y montaje	33,58 MWp	75.000 €/MWp	—	2.518.500	0,075
Conexión y evac. 45 kV	33,58 MWp	45.000 €/MWp	—	1.511.100	0,045
Ingeniería y permisos	33,58 MWp	60.000 €/MWp	—	2.014.800	0,060
Subtotal				<b>17.122.394</b>	<b>0,510</b>
Contingencia (8 %)				1.369.792	0,041
<b>TOTAL</b>				<b>18.492.185</b>	<b>0,551</b>

Tabla 12 - Cálculo CAPEX

El CAPEX total resultante es de 18,49 millones de euros, equivalente a 0,551 €/Wp.

### 6.2.3 COSTES DE OPERACIÓN (OPEX)

El OPEX (Operational Expenditure) agrupa los costes recurrentes de explotación. En lugar de un valor global, se ha desglosado en sus cinco conceptos para analizar de donde sale el resultado, tomando como referencia las horquillas de coste para plantas a gran escala en España (pv-maps, 2026) y tomando el valor medio. El coste se obtendría multiplicando el coste unitario por la potencia instalada, y después por su crecimiento con la inflación:

$$OPEX = \sum C_j * Pdc * (1 + g)^{t-1}$$

La siguiente tabla recoge cómo se ha calculado el OPEX para el primer año de la planta:

<i>Concepto</i>	<i>€/MWp·año</i>	<i>€/año (año 1)</i>	<i>Fuente (pv-maps)</i>
O&M preventivo y correctivo	7.000	235.060	5.000–9.000
Arrendamiento del terreno	2.500	83.950	1.500–4.000
Seguros	2.000	67.160	1.500–2.500
Gestión y monitorización	1.500	50.370	1.000–2.000
Representación en el mercado	1.000	33.580	1.000–3.000
<b>TOTAL</b>	<b>14.000</b>	<b>470.120</b>	

Tabla 13 - Cálculo OPEX

Por tanto, el OPEX del primer año es de 470.120€, que sobre la energía producida supone del orden de 7,7 €/MWh. Es un coste modesto frente a la inversión, pero persistente, y por eso se proyecta creciendo un 2% anual durante los treinta años.

#### 6.2.4 ESTRUCTURA DE INGRESOS

Los ingresos son la variable más determinante e incierta en la actualidad. Una planta que entra hoy en operación no tiene unos ingresos regulados, sino que vende su energía de dos formas principales: en el mercado o mediante un contrato bilateral con una empresa (PPA).

En el escenario de venta a mercado, el ingreso es la energía por el precio del pool, pero corregido por el factor de captura, que recoge que la fotovoltaica vende concentrada en las horas centrales, cuando el propio exceso de sol hace bajar el precio, fenómeno conocido como canibalización. En el análisis actual, el precio del pool se ha fijado en 55€/MWh, en línea con las curvas de largo plazo de AleaSoft (Aleasoft Forecasting, 2026).

En cuanto a la captación, la solar captó 66% del precio medio en 2024 y 54% en 2025. Aunque la tendencia reciente apunta a una reducción del factor de captura debido al incremento de penetración fotovoltaica, se adopta un valor del 60 % como hipótesis central, considerando una posible estabilización futura derivada del despliegue de almacenamiento. No obstante, valores inferiores podrían materializarse en escenarios de alta penetración renovable. En resumen, el precio capturado del primer año es de 33 €/MWh.

En el escenario PPA, el productor firma un contrato a precio fijo durante 10 años, renunciando a recorrido al alza a cambio de estabilidad, venciendo el contrato, vuelve al mercado. El precio del PPA se estima en 38 €/MWh, y se sitúa ligeramente por encima de los mínimos del mercado. Por último, en el escenario híbrido, se contrata bajo PPA la mitad de la energía durante los primeros años y vende el resto a mercado.

La producción de cada año parte de la del primer año y decae con la degradación de los módulos vista en el análisis técnico, según la siguiente fórmula, donde  $\delta$  es la degradación anual, estimada en 0,4%.

$$Et = E1 * (1 - \delta)^{t-1}$$

## 6.2.5 CUENTA DE RESULTADOS Y FLUJOS DE CAJA

Con la producción, los precios y los costes calculados se construye la cuenta de resultados año a año, durante treinta años de operación de la planta. Para obtener el EBITDA se resta el OPEX del ingreso total. Si al EBITDA se le resta la amortización (lineal durante los treinta años), se obtiene el resultado de explotación, EBIT.

$$EBITDA_t = I_t - OPEX \quad EBIT_t = EBITDA_t - A$$

A partir de aquí, el flujo de caja se calcula de las dos formas previamente explicadas. Por un lado, el flujo del proyecto y por otro el flujo de caja del accionista. Se calculan de la siguiente forma, donde T es el tipo impositivo, BN el beneficio neto, A la amortización y “Principal” representa la devolución de la deuda:

$$FCF_{proyecto,t} = EBITDA_t - T * EBIT_t \quad FCF_{accionista,t} = BN_t + A - Principal_t$$

La financiación se ha estructurado como un proyecto financiado con un 70% de deuda y un 30% de recursos propios, proporción habitual en el sector. Según fuentes, las estructuras de 55-80% son frecuentes en proyectos solares españoles (Andrés, 2024). Tras el análisis, en el caso apalancado, la deuda es de 12,94 M€ y los recursos propios de 5,55 M€. Se ha estimado un tipo de interés anual del 5% y un plazo de dieciocho años. La cuota anual constante es de 1,11 M€, según el sistema francés.

La cuenta de resultados y los flujos de caja completos, desarrollados en Excel, se recogen en el Anexo III para el escenario PPA con financiación, como caso representativo del método; los escenarios de mercado e híbrido comparten la misma estructura y solo difieren en la hipótesis de precio.

## 6.2.6 RENTABILIDAD: VAN, TIR, LCOE Y PAYBACK

Sobre los flujos de caja se calculan los cuatro indicadores de rentabilidad. A continuación, se explica cómo se calcula cada uno de ellos, la conclusión que aportan de manera genérica y el resultado obtenido en el proyecto.

El Valor Actual Neto (VAN) suma todos los flujos futuros descontados a su valor hoy le resta la inversión inicial. Si es positivo significa que el proyecto crea valor por encima de lo que cuesta el capital:

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

La tasa de descuento  $r$ , que representa el coste del dinero, se ha fijado en 7% (WACC) para los flujos del proyecto y en 9% (coste del capital propio,  $K_e$ ) para los del accionista, valores habituales en el sector renovable español.

La tasa interna de retorno (TIR) es la rentabilidad que iguala el VAN a cero. El proyecto interesa cuando supera la tasa de descuento.

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

El coste nivelado de la energía (LCOE) resume cuánto cuesta producir cada MWh a lo largo de la vida útil de la planta, incluyendo inversión y operación, y es independiente del precio de venta. Es una herramienta muy útil para comparar proyectos y estimar el precio medio necesario para cubrir costes. No obstante, al tratarse de un indicador simplificado que no considera la estructura financiera ni la evolución temporal de los ingresos, un precio de mercado inferior al LCOE no implica necesariamente que el proyecto no sea rentable. Se calcula con la siguiente fórmula.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Por último, el payback o plazo de recuperación es el número de años que tarda el flujo de caja acumulado en volverse positivo. Al aplicar estas fórmulas a los tres escenarios mencionados, mercado, PPA e híbrido, se obtienen los siguientes resultados:

<i>Indicador</i>	<i>Mercado</i>	<i>PPA</i>	<i>Híbrido</i>
VAN proyecto (€) al 7%	+114.789	+838.657	+476.723
TIR proyecto	7,06 %	7,43 %	7,24 %
Payback proyecto (años)	14	13	13
VAN accionista (€) al 9%	+952.822	+1.645.107	+1.298.964
TIR accionista	10,3 %	11,3 %	10,8 %
Payback accionista	13	12	12
LCOE (€/MWh)	35,2	35,2	35,2

*Tabla 14 - Cálculos rentabilidad*

El primer resultado relevante es el LCOE de 35,2 €/MWh. Se trata de una cifra competitiva que confirma el uso de tecnología muy desarrollada. Si se compara con el precio capturado en mercado (merchant), de 33€/MWh queda ligeramente por encima y frente al PPA (38 €/MWh) deja un margen positivo. Esto explica los resultados de la tabla. Los tres resultados presentan un VAN positivo, pero con holguras muy diferentes.

Desde la perspectiva de proyecto, la TIR se mueve entre el 7,1 y 7,4%, apenas por encima del WACC del 7%. Desde la del accionista, el apalancamiento eleva la rentabilidad al 10,3-

11,3 %. El PPA es claramente el escenario más sólido, su precio fijo de 38 €/MWh está muy por encima del LCOE y permite financiar el proyecto cómodamente, mientras que el escenario merchant se queda al borde de la rentabilidad. El VAN es solo ligeramente positivo y su viabilidad depende de que el precio capturado no caiga.

### 6.2.7 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Como el resultado depende de hipótesis inciertas, se debe analizar su sensibilidad a las tres variables más críticas: el precio de la energía, el CAPEX y la tasa de descuento. La siguiente tabla, incluida igualmente de forma extensa en los anexos, muestra cómo varía el LCOE con el CAPEX unitario y el WACC.

<i>LCOE</i> (€/MWh)	<i>WACC</i> 5%	6%	7%	8%	9%
<i>CAPEX</i> 0,45 €/Wp	26,9	28,7	30,5	32,5	34,5
0,5 €/Wp	28,8	30,8	32,8	35,0	37,2
0,55 €/Wp	30,6	32,8	35,2	37,5	40,0
0,6 €/Wp	32,5	34,9	37,4	40,1	42,8
0,7 €/Wp	34,4	37,0	39,7	42,6	45,5

*Tabla 15 - Análisis de sensibilidad*

Se hace también un segundo análisis del impacto sobre el VAN del proyecto en el escenario merchant de una variación del 20% en cada hipótesis.

<i>Variable (<math>\pm 20\%</math>, salvo WACC)</i>	<i>Caso adverso</i>	<i>Caso favorable</i>
Precio de la energía	-4,30 M€	+4,53 M€
CAPEX	-3,20 M€	+3,43 M€
WACC (6% - 8%)	+2,31 M€	-1,74 M€
OPEX	-0,96 M€	+1,19 M€

Tabla 16 - Análisis de sensibilidad del VAN

En este análisis se ve que la energía es, con diferencia, la variable dominante. Por sí sola lleva el VAN desde -4,3 hasta + 4,5 millones de euros. Le sigue el CAPEX, la tasa de descuento y el OPEX. Por tanto, el principal riesgo del proyecto no es la operación, sino principalmente el precio que el mercado pague a la energía solar.

### 6.2.8 DISCUSIÓN, LIMITACIONES Y RECOMENDACIÓN

El análisis concluye que la planta de Alcántara es un proyecto rentable, si bien con un margen ajustado. Genera valor en los tres escenarios analizados y ofrece a sus accionistas rentabilidades del 10,3 al 11,3%, por encima del coste exigido a los recursos propios. La inversión, calculada partida a partida, asciende a 0,55 €/Wp y el coste de producción a 35,2 €/MWh, valores coherentes con el mercado español actual. Conviene, no obstante, no leer este resultado como una certeza, sino señalar sus puntos débiles.

El primero y más importante es el precio de mercado a treinta años, que el análisis de sensibilidad identifica como la variable que más condiciona el VAN. El segundo es el factor de captura, el precio capturado por el escenario de mercado (33 €/MWh) queda por debajo del LCOE (35,2 €/MWh). Esto significa que el escenario de venta a mercado solo resulta positivo gracias al crecimiento nominal de los ingresos y a la reducción del pago de impuestos gracias a la amortización, con un margen muy estrecho (VAN de solo +0,11 M€). Es decir, su viabilidad es muy débil y depende de que la canibalización no siga agravándose.

Episodios recientes, con el 41% de la producción solar en horas de precio negativo, nos recuerdan que el riesgo es real (PexaPark, 2026). El tercer punto crítico es el CAPEX. Aunque 0,55€/Wp se sitúa dentro del rango español, sigue siendo vulnerable ante desviaciones. Por ejemplo, una desviación a 0,65 €/Wp elevaría el LCOE hasta unos 40 €/MWh, lo que dejaría el escenario merchant en negativo. El cuarto punto es la degradación. En el modelo se ha aplicado una caída de 0,4% anual, si bien la simulación de PVSyst, progresiva con los años, llega a sugerir para el año 10 un 0,55% anual.

En consecuencia, la recomendación para un proyecto de estas características es asegurar al menos una parte sustancial de los ingresos mediante un PPA, o bien una fórmula híbrida. No tanto por maximizar la rentabilidad esperada, el merchant podría ofrecer más recorrido a largo plazo, sino porque el PPA proporciona la estabilidad que hace que el proyecto sea más financiable y disminuye el riesgo de canibalización, que es el verdadero riesgo de la fotovoltaica en España. El merchant queda como una apuesta con recorrido al alza, para horizonte largo, y atractiva en la medida en que el almacenamiento permita recuperar el factor de captura que tanto ha bajado en los últimos años.

Posteriormente, en las conclusiones, se analizará más detalladamente cómo es la situación de la energía solar en España y qué se puede prever para su futuro, a corto y largo plazo.

## **6.3 ANÁLISIS DE SOSTENIBILIDAD**

Una vez evaluada la planta desde el punto de vista técnico y económico, este apartado aborda su dimensión sostenible, entendida en sus tres partes: ambiental, social y económica. El objetivo es valorar la contribución del proyecto al desarrollo sostenible a largo plazo, más allá de su rentabilidad financiera. Para ello se cuantifican en primer lugar las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas por la planta y se analiza el grado de alineación del proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenibles (ODS) establecidos por la Organización de las Naciones Unidas.

### **6.3.1 IMPACTO AMBIENTAL**

El principal beneficio ambiental de una planta fotovoltaica es la electricidad que permite no generar por vías convencionales. Cada kilovatio-hora solar inyectado en la red desplaza generación que, de otro modo, habría producido el sistema eléctrico con su mezcla de tecnologías. Hay que tener en cuenta que la red española ya es una red muy limpia, con alta presencia de hidráulica, nuclear, eólica, solar y baja generación en centrales de carbón. Esto implica que las tecnologías desplazadas no van a ser especialmente contaminantes, por lo que el impacto ambiental de la planta no será tan significativo como en un país con una generación más contaminante.

Este efecto puede cuantificarse mediante la intensidad media de carbono del sistema eléctrico, que expresa las emisiones asociadas a cada unidad de energía generada. Este indicador ha descendido de forma sostenida en la última década como consecuencia de la creciente penetración de energías renovables. En 2025, la generación eléctrica nacional emitió 29,5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente, lo que supone una intensidad del orden de 110 gCO<sub>2</sub>/kWh, frente a valores superiores a 200 gCO<sub>2</sub>/kWh hace una década. De hecho, la solar alcanzó en 2025 un máximo histórico, con un 18,4 % de la producción nacional, mientras que el carbón registró la menor contribución de su historia. Tomando como referencia una intensidad de 110 gCO<sub>2</sub>/kWh, las emisiones evitadas por la planta se estiman con la siguiente fórmula:

$$E_{evitada} = 61.116 \times 0,110 \approx 6.700 \text{ tCO}_2 \text{ (primer año)}$$

$$E_{evitada,total} = 61.116 \times 0,110 \times \Sigma (1 - 0,004)^{t-1} \approx \mathbf{190.000 \text{ tCO}_2 \text{ (30 años)}}$$

El sumatorio recoge la degradación anual de los módulos (0,4 %), de modo que la producción decrece ligeramente cada año a lo largo de la vida útil. El resultado es del orden de 190.000 toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas a lo largo de los treinta años de operación. Para dimensionar esta cifra, el ahorro anual de unas 6.700 toneladas equivale aproximadamente a las emisiones de 1.500 turismos retirados de la circulación durante un año, o a la capacidad de absorción de unas 1.700 hectáreas de bosque. No obstante, conviene hacer una puntualización. La intensidad media usada, no tiene en cuenta que la planta produce en las horas centrales del día, cuando la red ya está saturada de renovable y la intensidad marginal sería menor que la media calculada. Por tanto, aunque resulta difícil de calcular, el ahorro real de CO<sub>2</sub> sería seguramente menor que las 190.000 toneladas calculadas, que sí representan un buen punto de partida.

Este balance, además, debe leerse dentro de una visión de ciclo de vida. La energía solar es limpia en operación, pero no está exenta de impactos indirectos: la fabricación de los módulos parte de la extracción de cuarzo y su transformación en silicio de grado solar mediante procesos de purificación, cristalización y corte de obleas, intensivos en energía, a lo que se suman el transporte y el montaje. El indicador que sintetiza este coste es el tiempo de retorno energético (Energy Payback Time, EPBT), que mide cuánto tarda la planta en generar la energía que costó fabricarla. Para instalaciones a gran escala con seguidores a un eje, las referencias del NREL sitúan el EPBT entre 0,6 y algo más de un año; en emplazamientos de alta irradiación como Extremadura, la planta recupera la energía invertida en su fabricación en aproximadamente un año, frente a los treinta de vida útil.

El impacto que sí queda por resolver es el del final de la vida útil. Los módulos deben gestionarse como residuos tecnológicos y, aunque el vidrio y el aluminio son fácilmente recuperables, el reciclaje de las células y la recuperación del silicio a gran escala están todavía en desarrollo. Se debe garantizar una gestión adecuada de estos residuos para que el

balance ambiental favorable de la planta se mantenga también al cierre de su operación, evitando que la transición energética desplace los impactos de una fase a otra.

### 6.3.2 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLES

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible fueron adoptados por las Naciones Unidas en 2015 como un llamamiento universal para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y lograr, de aquí a 2030, un futuro sostenible para las personas y el medioambiente. Los 17 objetivos, divididos en 169 metas, están interrelacionados entre sí y plantean retos que requieren la implicación de todos los sectores de la sociedad. En este proyecto se pone el foco en el ODS 7 (energía asequible y no contaminante) y 13 (acción por el clima), por su relación directa con el sector energético renovable, si bien la energía limpia se vincula indirectamente con muchos otros objetivos, como el acceso al agua potable o la protección de los ecosistemas.

Objetivo 7 – Energía asequible y no contaminante: Este objetivo tiene como finalidad garantizar el acceso a una energía segura, sostenible y moderna para todos. Según el informe Tracking SDG 7, el ritmo de mejora de la eficiencia energética presenta una tendencia del 1,8 %, por debajo del objetivo anual del 2,6 %, y alrededor de 675 millones de personas siguen sin tener acceso a la electricidad (Iberdrola, s.f.). A pesar de los avances logrados en los últimos años, estas tasas de progreso inferiores a las previstas ponen de manifiesto la necesidad de intensificar la inversión en fuentes de energía limpia.

Objetivo 13 – Acción por el clima: Este objetivo persigue la adopción de medidas urgentes para combatir el cambio climático a escala mundial. El incremento de la temperatura media global, la mayor frecuencia e intensidad de los fenómenos meteorológicos extremos y la elevada mortalidad asociada a la contaminación ambiental, responsable de alrededor de nueve millones de muertes anuales, evidencian la necesidad de reducir la huella de carbono. En este contexto, las energías renovables, y en particular la energía solar, constituyen un pilar fundamental para mitigar estos efectos y avanzar hacia un modelo energético más sostenible. A modo de referencia, la energía solar genera entre 20 y 50 g de CO<sub>2</sub> por kWh,

asociados principalmente a la fabricación de los paneles, frente a los aproximadamente 900 g/kWh del carbón o los 400 g/kWh del gas natural (Novaluz, 2025)

Por tanto, a lo largo de este proyecto se ha logrado diseñar una planta sostenible en el tiempo, capaz de satisfacer las necesidades del presente sin comprometer el futuro, y que se alinea con los ODS de las Naciones Unidas.

## Capítulo 7. CONCLUSIONES

Este trabajo surgió para contestar la cuestión de si una planta solar fotovoltaica diseñada con criterios actuales, sobre un emplazamiento real en Extremadura, resulta técnica y económicamente viable. El análisis completo realizado durante los anteriores capítulos responde afirmativamente, pero la conclusión más relevante no es la viabilidad en sí, sino el matiz que la acompaña. La planta es sólida desde el punto de vista técnico, y rentable en los escenarios analizados, pero su rentabilidad ya no está en la abundancia del recurso o en la calidad del diseño, sino en la forma en que la energía se vende. Este desplazamiento del centro de gravedad, desde el kilovatio generado al kilovatio remunerado, resume bien el momento que atraviesa la energía solar en España y es la principal lección que deja el proyecto.

### **7.1 CONCLUSIONES DEL PROYECTO**

Desde el punto de vista técnico, el estudio confirma que la tecnología fotovoltaica ha alcanzado una gran madurez. El diseño aprovecha con eficiencia un recurso solar de los mejores de Europa, las pérdidas controlables son reducidas y los principales límites al rendimiento (la temperatura y dispersión en la degradación de los módulos) vienen impuestos por el emplazamiento y no por el diseño. En otras palabras, el componente técnico de un proyecto fotovoltaico en España está prácticamente resuelto, la ingeniería entrega plantas fiables y predecibles, y la diferenciación rara vez se encuentra en este terreno.

Donde sí hay más tensión es en el plano económico, donde el proyecto sirve de reflejo para la situación del sector. El análisis muestra que la planta es rentable, pero con un margen estrecho en el escenario de venta a mercado. El VAN del proyecto es de apenas +0,11 M€ sobre una inversión de 18,49 M€, con una TIR del 7,06%, prácticamente igual al WACC del 7%. Dicho de otro modo, en el escenario merchant apenas se supera el umbral de rentabilidad, cualquier desviación podría hacer el VAN negativo.

La causa de fondo es la canibalización, al producir la fotovoltaica en las horas centrales del día, hace que el precio sea muy bajo precisamente cuando más genera. No es un problema aislado de la planta sino estructural de nuestro sistema, y se ha agravado en los últimos años. Durante 2025 el mercado mayorista acumuló más horas de precio cero o negativo que en todo el año anterior, y el precio medio capturado por la fotovoltaica cayó un 25% respecto a 2024 (Guinaldo, 2025).

## ***7.2 EL FUTURO DE LA ENERGÍA SOLAR EN ESPAÑA***

En esta situación, la pregunta central es: ¿tiene sentido seguir construyendo solar en España? ¿hemos llegado a un techo de fotovoltaica? La respuesta que aporta este trabajo es que el problema no es de exceso de generación, sino de un sistema que todavía no puede gestionarla. La prueba de ello es dónde se está invirtiendo en el propio sector. En el caso de Iberdrola, la mayor eléctrica del país, el plan estratégico 2025-2028 revela que se ha reducido a la mitad su inversión anual en renovables en curso y ha reorientado el grueso de su capital hacia redes: cerca de 37.000 millones de euros a redes de distribución y transporte y apenas 2.000 millones a nueva solar fotovoltaica y otros 2.000 a almacenamiento. El motivo, declarado por la compañía, es elevar hasta el 75% el peso de sus negocios regulados en el beneficio reduciendo al 25% su exposición a los precios de mercado. Dicho de otro modo, el mayor inversor renovable de España está protegiéndose precisamente del fenómeno que este trabajo ha identificado como el principal riesgo del proyecto, la dependencia de un precio de mercado que la propia fotovoltaica deprime. Su presidente, Ignacio Sánchez Galán, reclama un aumento de inversión en redes y marcos regulatorios que las retribuyan de forma estable.

Esto no significa que la solar haya dejado de tener futuro. Significa que el cuello de botella se ha desplazado de la generación a la infraestructura que la integra. Construir más paneles sin reforzar las redes que evacúan su energía, y sin almacenamiento que la desplace a las horas de demanda, solo agrava la canibalización.

Esto sitúa a un promotor de una planta como la analizada en una posición más exigente que hace cinco años. El recurso sigue siendo el más barato del país y la demanda eléctrica está llamada a crecer con la electrificación del transporte, la climatización y la industria, de modo que el sentido económico de fondo permanece intacto. Pero una planta concebida como un activo que simplemente vierte toda su energía al mercado en el momento en que la genera es, hoy en día, una apuesta poco atractiva. La conclusión no es que sobre la solar, sino que la fotovoltaica de la próxima década no se parecerá a la de la pasada: dejará de ser un negocio de generación pura para convertirse en uno de generación gestionada, integrada en redes reforzadas y respaldada por almacenamiento. En ese marco, seguir construyendo solar no solo tiene sentido, sino que es imprescindible. No obstante, lo que ya no tiene sentido es construirla como se hacía cuando el mercado podía pagar bien las horas de sol.

### **7.3 PRÓXIMOS PASOS**

El siguiente paso de este análisis es hablar del almacenamiento, donde se encuentra gran parte del futuro valor del sector fotovoltaico. La hibridación de la planta con un sistema de baterías (BESS) permitiría desplazar parte de la producción desde las horas de precio deprimido hacia las de mayor demanda, recuperando buena parte del factor de captura perdido y mitigando la canibalización. Esto es algo que ya se está haciendo: España apenas contaba con capacidad significativa de baterías hace dos años y actualmente la potencia instalada se ha duplicado en 2025, y la regulación está facilitando la hibridación de plantas existentes. Un análisis técnico-económico de la planta diseñada con almacenamiento sería una futura línea de trabajo muy relevante. Además, el almacenamiento no solo aporta valor económico, sino también estabilidad, contribuyendo a dotar al sistema de la inercia y la capacidad de respuesta que las plantas renovables, conectadas mediante inversores, no proporcionan por sí solas, y cuya carencia quedó patente en el cero del 28 de abril de 2025.

En conjunto, el proyecto demuestra que una planta fotovoltaica bien diseñada sobre un buen emplazamiento sigue siendo una inversión viable y alineada con la descarbonización del sistema. No obstante, la principal aportación de este proyecto es haber mostrado, sobre un caso real, que la fotovoltaica española ha entrado en una nueva etapa. La madurez técnica y

la abundancia de recurso se dan hoy por supuestas; el verdadero desafío se ha trasladado a integrar esa energía en un sistema saturado de electricidad barata en las horas de sol. Seguir construyendo solar tiene sentido, es incluso necesario, pero hacerlo bien exige hoy pensar tanto en generar energía como en gestionarla en el tiempo y evacuarla por una red preparada para recibirla.

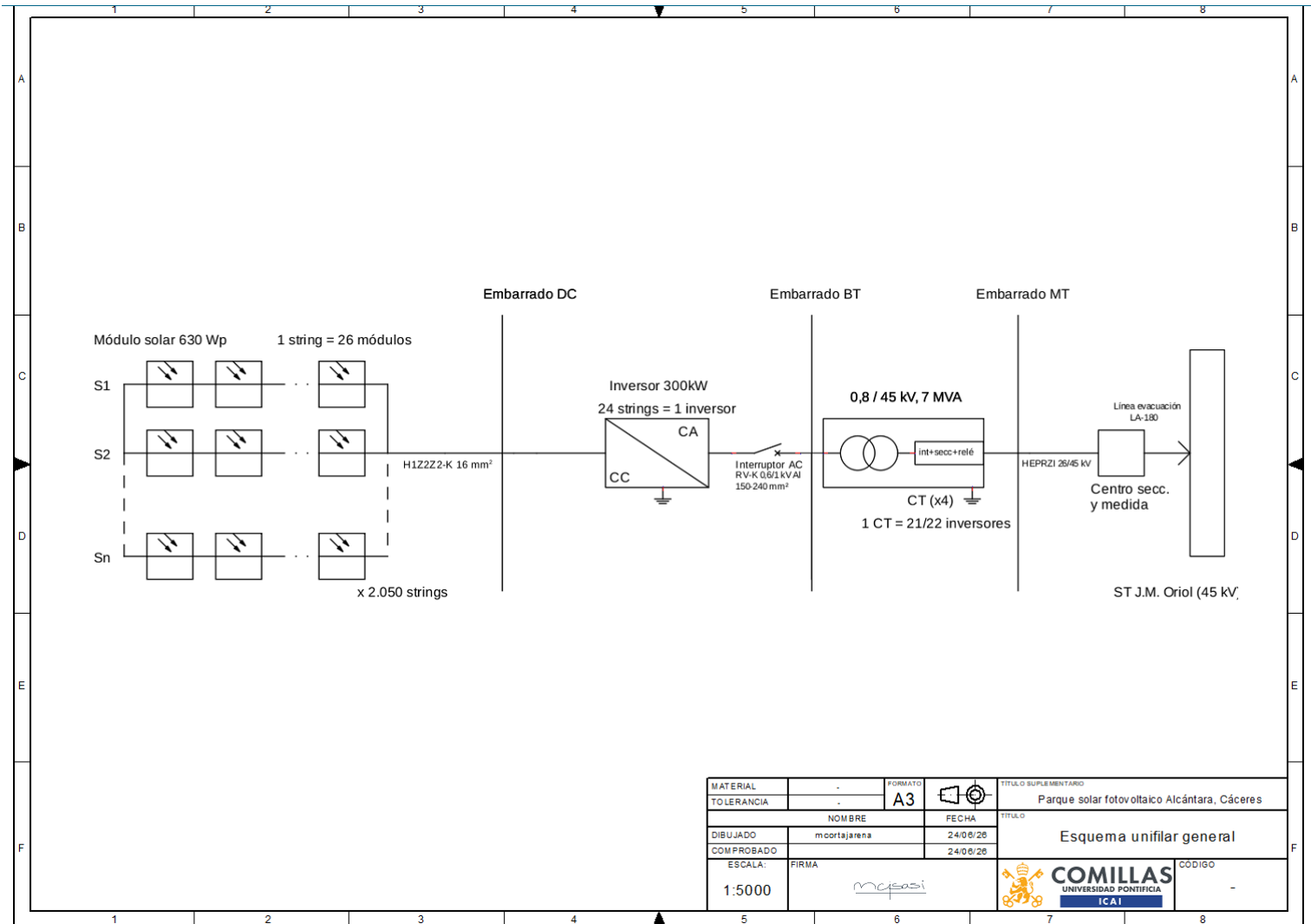
## Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- Adrase. (2024). *Mapa radiación zona península*. Obtenido de <https://www.adrase.com/>
- Aleasoft Engineering. (2020). *Historia de la fotovoltaica en España: desde sus inicios en 1984 a sus objetivos para 2030*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/historia-de-la-fotovoltaica-en-espana-desde-sus-inicios-en-1984-a-sus-objetivos-para-2030/>
- Aleasoft Forecasting. (2026). *Previsiones de curvas de precios de largo plazo*. Obtenido de <https://aleasoft.com/es/servicios/previsiones-precios-energia/largo-plazo/>
- Andrés, F. (2024). *Evaluación económica - financiera de un proyecto solar fotovoltaico en España mediante financiación Project Finance*. Obtenido de UPM Archivo Digital: <https://oa.upm.es/82132/>
- Aparicio, M. P. (2010). *Radiación solar y su aprovechamiento energético*.
- Banco Central Europeo. (2025). *Informe Anual 2025*. Obtenido de <https://www.ecb.europa.eu/press/annual-reports-financial-statements/annual/html/ecb.ar2025~b7f898b33d.es.html>
- Cano, E. I. (2023). *Renta 4 Banco*. Obtenido de Inicio de cobertura: convirtiendo los parques fotovoltaicos en girasoles: <https://www.r4.com/articulos-y-analisis/valores/soltec-inicio-de-cobertura-convirtiendo-los-parques-fotovoltaicos-en-girasoles>
- Criollo Enríquez, R., & Guailas Domínguez, D. (2024). *Evolución tecnológica de la generación solar fotovoltaica: una revisión de la literatura en la última década*. Revista Tecnológica ESPOL.
- EDP Energía. (2025). *Seguidores solares: ¿merecen la pena?* Obtenido de <https://www.edpenergia.es/blog/seguidores-solares/>
- Foro Industria y Energía. (2025). *Mapa de capacidad de demanda por subestaciones eléctricas*. Obtenido de <https://foroindustriayenergia.com/mapa-de-subestaciones/>
- Guinaldo, S. (2025). *El sector fotovoltaico se estancó en 2024 y teme una posible regresión para 2026*. Obtenido de El Economista: <https://www.eleconomista.es/energia/noticias/13581922/10/25/el-sector-fotovoltaico-se-estanco-en-2024-y-teme-una-posible-regresion-para-2026.html>

- Iberdrola. (2025). *Plan Estratégico 2025-2028*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/conocenos/iberdrola-plan-estrategico>
- Iberdrola. (s.f.). *Objetivos de Desarrollo Sostenible Iberdrola*. Obtenido de iberdrola.com: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/comprometidos-objetivos-desarrollo-sostenible>
- IDEEX. (s.f.). *Visualizador de mapas*. Obtenido de <https://visor.ideex.es/#/visor/map%3D424%2Cvisor%3D1>
- IRENA. (2025). *Renewable Power Generation Costs in 2024*. Obtenido de <https://www.irena.org/publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>
- Lion Solar Solutions. (2026). *3 Strategic Steps for Successful Utility-Scale Solar Investment*. Obtenido de <https://lion-solar.com/utility-scale-solar-investment-guide/>
- Molina, P. S. (2026). *La canibalización se convierte en la norma en la fotovoltaica europea*. Obtenido de PV Magazine: <https://www.pv-magazine.es/2026/05/13/la-canibalizacion-se-convierte-en-la-norma-en-la-fotovoltaica-europea/>
- Novaluz. (2025). *Cómo influyen las diferentes fuentes de energía en la emisión de CO2 durante la generación de electricidad*. Obtenido de <https://novaluz.es/las-fuentes-de-energia-en-la-emision-de-co2/>
- PexaPark. (2026). *European Solar Capture Factors Collapse as April Oversupply Triggers Wave of Negative Prices*. Obtenido de <https://pexapark.com/blog/european-solar-capture-factors-collapse-as-april-oversupply-triggers-wave-of-negative-prices/>
- PV Europe. (2025). *PV index October – module prices steady at historic lows*. Obtenido de [https://www.pveurope.eu/solar-modules/pv-index-october-module-prices-steady-historic-lows?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.pveurope.eu/solar-modules/pv-index-october-module-prices-steady-historic-lows?utm_source=chatgpt.com)
- PV Maps. (2026). Obtenido de Ratio DC/AC en Fotovoltaica: Cómo Optimizar el Diseño de tu Inversor: <https://pv-maps.com/blog/ratio-dc-ac-fotovoltaica-optimizacion>
- pv-maps. (2026). *ROI Real de Plantas Solares en España en 2026: Datos Reales vs Estimaciones*. Obtenido de <https://pv-maps.com/blog/roi-real-planta-solar-espana-2026>
- PVSyst. (2025). *Software de simulación y base de datos meteorológica*.

- pvXchange. (2026). *Photovoltaic Price Index*. Obtenido de <https://www.pvxchange.com/Price-Index>
- Red Eléctrica Española . (2024). *Generación Solar Fotovoltaica*. Obtenido de [sistemaelectrico-ree: https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-de-energias-renovables/sol/generacion/solar-fotovoltaica-solgeneracion](https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-de-energias-renovables/sol/generacion/solar-fotovoltaica-solgeneracion)
- Redeia. (2025). *Redeia*. Obtenido de Informe de Resultados Redeia: [https://www.redeia.com/sites/default/files/2025-10/HR\\_Resultados\\_9M25\\_ES.pdf](https://www.redeia.com/sites/default/files/2025-10/HR_Resultados_9M25_ES.pdf)
- Ruiz-Tagle, M. (2025). *El futuro energético de España por Mario Ruiz-Tagle*. Obtenido de Iberdrola España: <https://www.iberdrolaespana.com/sostenibilidad/transicion-energetica/futuro-energetico-espana>
- SicSolar. (2025). *How much does a solar tracker cost per MW*. Obtenido de [https://www.sic-solar.com/blog/how-much-does-a-solar-tracker-cost-per-mw\\_b303](https://www.sic-solar.com/blog/how-much-does-a-solar-tracker-cost-per-mw_b303)
- Suministros del Sol. (2026). *Huawei SUN2000-330KTL-H1*. Obtenido de <https://suministrosdelsol.com/es/inversor-conexion-a-red/2366-inversor-huawei-sun2000-330ktl-h1.html>
- Trinasolar. (2024). *TOPCon será la tecnología fotovoltaica líder en los próximos cinco años, según un análisis de Trinasolar*. Obtenido de <https://www.trinasolar.com/es/resources/newsroom/thu-20241017-0324>

# ANEXO I – PLANOS



MATERIAL	-	FORMATO	A3	TÍTULO SUPLEMENTARIO	Parque solar fotovoltaico Alcántara, Cáceres	
TOLERANCIA	-	NOMBRE		FECHA	24/06/26	
DIBUJADO	mcortajarena	COMPROBADO		TÍTULO	Esquema unifilar general	
ESCALA:	1:5000	FIRMA	<i>mcortajarena</i>			
					CODIGO	-

## ANEXO II – FICHAS TÉCNICAS



Harvest the Sunshine

# 650W



## JAM72D42 LB

n-type Double Glass Bifacial Modules

### Premium Cells

n-  
Bycium+  
16BB

**26%**

Up To

MBB Half-Cell Technology      Cell Conversion Efficiency

### Premium Modules



Higher power generation better LCOE



n-type with very Lower LID



Better Temperature Coefficient



Better low Irradiance response



1% 1st-year Degradation      0.4% Annual Degradation Over 30 years



12-year product warranty



30-year linear power output warranty

### Comprehensive Certificates

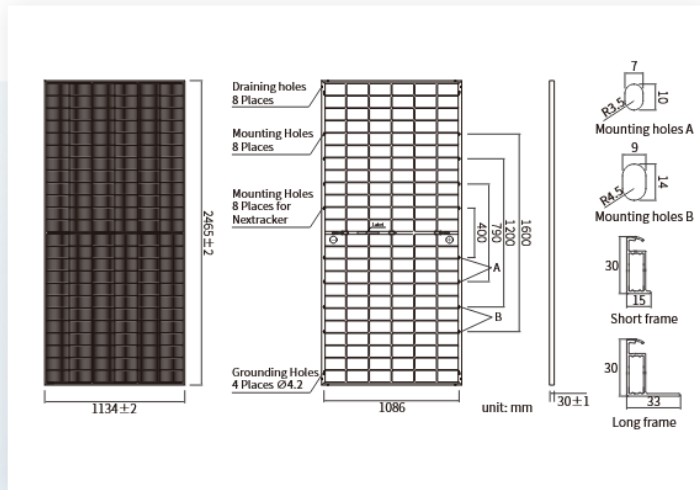
- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing







# JAM72D42 LB n-type Double Glass Bifacial Modules



## MECHANICAL PARAMETERS

Cell	Mono
Weight	34.6kg
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-35I/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-) Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 576pcs/40HQ Container

Remark: customized frame color and cable length available upon request

## ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72D42 -625/LB	JAM72D42 -630/LB	JAM72D42 -635/LB	JAM72D42 -640/LB	JAM72D42 -645/LB	JAM72D42 -650/LB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	625	630	635	640	645	650
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	52.27	52.47	52.67	52.87	53.07	53.27
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	43.71	43.90	44.10	44.29	44.49	44.67
Short Circuit Current(Isc) [A]	15.16	15.21	15.26	15.31	15.36	15.41
Maximum Power Current(Imp) [A]	14.30	14.35	14.40	14.45	14.50	14.55
Module Efficiency [%]	22.4	22.5	22.7	22.9	23.1	23.3
Power Tolerance	0~+3%					
Temperature Coefficient of Isc( $\alpha_{Isc}$ )	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc ( $\beta_{Voc}$ )	-0.250%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax( $\gamma_{Pmp}$ )	-0.290%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G					

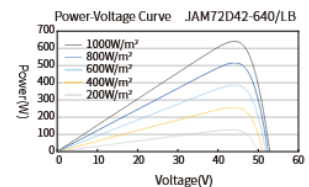
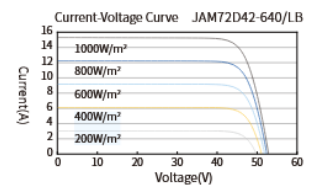
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

## ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

TYPE	JAM72D42 -625/LB	JAM72D42 -630/LB	JAM72D42 -635/LB	JAM72D42 -640/LB	JAM72D42 -645/LB	JAM72D42 -650/LB
Rated Max Power(Pmax) [W]	675	680	686	691	697	702
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	52.27	52.47	52.67	52.87	53.07	53.27
Max Power Voltage(Vmp) [V]	43.71	43.90	44.10	44.29	44.49	44.67
Short Circuit Current(Isc) [A]	16.37	16.43	16.48	16.53	16.59	16.64
Max Power Current(Imp) [A]	15.44	15.50	15.55	15.61	15.66	15.71
Irradiation Ratio (rear/front)	10%					

\* For Nextacker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and Nextacker for reference.

## CHARACTERISTICS



## OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	30A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft <sup>2</sup> )
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft <sup>2</sup> )
NOCT	45±2°C
Bifaciality	80%±5%
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 29/Class C



**Headquarters** No. 8 Building, Nuode Center, No.1 Courtyard, East Auto Museum Road, Fengtai District, Beijing  
 Tel: +86 10 6361 1888 Fax: +86 10 6361 1999  
 E-mail: sales@jasolar.com marketing@jasolar.com www.jasolar.com

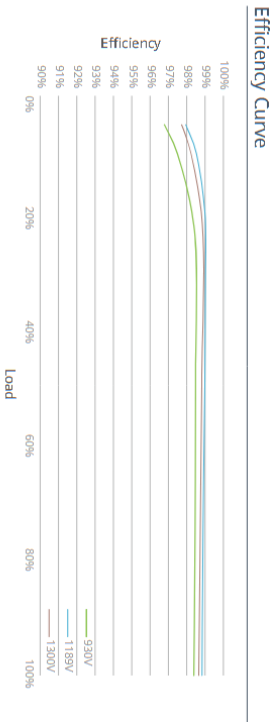
Specifications subject to technical changes and tests.  
 JA Solar reserves the right of final interpretation.

Version No.: Global-EN-20241122A

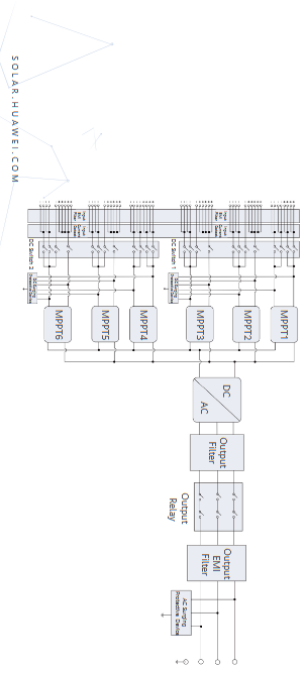
► SUN2000-330KTL-H1  
**Smart String Inverter**  
 For APAC, LATAM & EUROPE



- Max. Efficiency  $\geq 99.03\%$
- Smart Connector-level Detection (SCLD)
- Smart Self-cleaning Fan (SSCF)
- IP66 Protection
- MBUS Supported
- Smart String-level Disconnection (SSLD)
- Smart IV Curve Diagnosis Supported
- Surge Arresters for DC & AC



Circuit Diagram



Technical Specifications

Category	Parameter	Value
Efficiency	Max. Efficiency	$\geq 99.03\%$
	European Efficiency	$\geq 98.98\%$
Input	Max. Input Voltage	1,500 V
	Number of MPPPT	6
	Max. Current per MPPPT	65 A
	Max. Short Circuit Current per MPPPT	115 A
	Max. PV Inputs per MPPPT	4/5/4/5/5
MPPPT Operating Voltage Range	Start Voltage	550 V
	Max. Voltage	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	Max. Voltage	1,080 V
	Min. Voltage	1,080 V
Output	Nominal AC Active Power	300,000 W
	Max. AC Apparent Power	330,000 VA
	Max. AC Active Power (cos $\phi$ =1)	330,000 W
	Nominal Output Voltage	800 V, 2W ~ RE
	Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
	Nominal Output Current	216.6 A
	Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	Leading	0.8 LG ~ 0.8 LD
	Lagging	0.8 LG ~ 0.8 LD
Protection	Total Harmonic Distortion	THD < 1% (Rated)
	Smart String-level Disconnection (SSLD)	Yes
	Smart Connector-level Detection (SCLD)	Yes
	AC Overcurrent Protection	Yes
	DC Reverse-polarity Protection	Yes
	PV-array String Fault Detection	Yes
	DC Surge Arrester	Type II
	AC Surge Arrester	Type II
	DC Insulation Resistance Detection	Yes
	Residual Current Detection Unit	Yes
Communication	LED Indicators, WLAN + APP	Yes
	USB	Yes
	MBUS	Yes
	RS485	Yes
General	Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
	Weight (with mounting plate)	$\leq 11.2$ kg
	Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
	Cooling Method	Smart Air Cooling
	Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
	Relative Humidity	0 ~ 100% (Non-condensing)
	DC Connector	HH45M41M5PA / HH45FM41M5PA
	AC Connector	Support OT / DT Terminal (Max. 400 mm <sup>2</sup> )
	Protection Degree	IP 66
	Anti-corrosion Protection	C5-Medium
Topology	Transformerless	Yes
	Standards Compliance	IEC 62109-1/-2, IEC 62920, IEC 60947-2, EN 50549-2, IEC 61683, etc.

## HOJA TÉCNICA



### CARACTERÍSTICAS

<b>Sistema de seguimiento</b>	Horizontal a un eje con filas individuales
<b>Rango de rotación</b>	120°+
<b>Alimentación</b>	Autoalimentado PV Series Opcional: AC/DC
<b>Algoritmo de seguimiento</b>	Astronómico con TeamTrack Backtracking
<b>Comunicación</b>	Inalámbrica Radio + cable RS-485 Opcional: cable RS-485
<b>Resistencia al viento</b>	Según normativa local
<b>Adaptación al terreno</b>	Filas independientes Sí Pendiente norte-sur 17% Pendiente este-oeste Ilimitada Ratio de ocupación Configurable. Rango típico: 28-50%
<b>Cimentación</b>	Hinca   Tornillo   Zapata
<b>Rango de temperatura</b>	Estándar de -20°C a +55°C   de -4°F a +131°F Extendida de -40°C a +55°C   de -40°F a +131°F
<b>Disponibilidad</b>	>99%
<b>Módulos</b>	Estándar: 72 células   Opcional: 60 células; cristalino Capa fina (Solar Frontier, First Solar y otros); bifacial

### CONFIGURACIONES

1000V	Longitud	Altura	Anchura	1500V	Longitud	Altura	Anchura
2x38	38.1 m (124' 12")	3.95 m (12' 12")	3.92 m (12' 12")	2x42	42.1 m (138' 12")	3.95 m (12' 12")	3.92 m (12' 10")
				2x43.5	44.1 m (144' 8")		
2x40	40.1 m (131' 7")			2x45	45.1 m (147' 12")		

### SERVICIOS

Orientación en instalación	Llave en mano
Soporte técnico	Puesta en marcha
Pull Out Test	Mantenimiento

### VENTAJAS DE MANTENIMIENTO

Casquillo de rotación autolubricado  
 Modo de limpieza Face to Face  
 Pasillos más anchos

### GARANTÍA

Estructura 10 años (prorrogable)  
 Motor 5 años (prorrogable)  
 Electrónica 5 años (prorrogable)

**ESPAÑA / Sede central**  
 Pol. Ind. La Serreta  
 Gabriel Campillo s/n 30500  
 Molina de Segura, Murcia, Spain  
 info@soltec.com  
 T +34 968 603 153

**MADRID**  
 Téllez 56, Oficina B1  
 28007 Madrid, Spain  
 emea@soltec.com

**BRASIL**  
 brasil@soltec.com  
 +55 71 3026 1444

**CHILE**  
 chile@soltec.com  
 +56 (02) 25738559

**CHINA**  
 china@soltec.com  
 +86 15021713965

**MÉXICO**  
 mexico@soltec.com  
 +52 1 55 5557 3144

**PERÚ**  
 peru@soltec.com  
 +51 53 50 7315

**INDIA**  
 india@soltec.com  
 +91 124 4568202

**ESCAN DINAVIA**  
 scandinavia@soltec.com  
 +45 70 43 01 50

**ESTADOS UNIDOS**  
 usa@soltec.com  
 +1 510 440 9200



Tecnología revisada  
 por DNV GL  
 Informe de bancabilidad  
 TESTADO EN  
 TÚNEL DE VIENTO



www.soltec.com

Contenido sujeto a cambios sin previo aviso • ©Soltec Energías Renovables • SF7.170421



# TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

Cable solar certificado TÜV.

NORMAS DE REFERENCIA: EN 50618 / IEC 62930 / UTE C 32-502



Cca

## APLICACIÓN

El cable TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K está certificado por TÜV según la norma EN 50618 y por AENOR según la norma IEC 62930. Es adecuado para instalaciones solares fijas y móviles (huertos solares, instalaciones solares en tejados, autoconsumo y plantas flotantes).

Se trata de un cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor. Es compatible con la mayoría de los conectores. Gracias a las prestaciones de sus materiales puede ser instalado a la intemperie o directamente enterrado en plenas garantías.

## CONSTRUCCIÓN

### Conductor

Cobre electrolítico recocido y estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

### Aislamiento

Goma reticulada de baja emisión de humos y libre de halógenos según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930.

### Cubierta

Goma flexible de baja emisión de humos y libre de halógeno según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930. Color rojo o negro.

## CARACTERÍSTICAS



### Características eléctricas

Baja tensión: 1,5 (1,8) kV DC.  
1,0/1,0 kV AC.



### Características térmicas

Temperatura máxima del conductor: 90 °C (120 °C durante 20.000 h).  
Temperatura máxima en cortocircuito: 250 °C (máximo 5 s).  
Temperatura mínima de servicio: -40 °C (estático con protección).



### Características frente al fuego

No propagador de la llama según UNE-EN 60332-1-2 / IEC 60332-1-2.

No propagador del incendio según EN 50399.

Reacción al fuego CPR: Cca-s1b,d2,a1, según EN 50575.

Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1.

Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 60754-2 / IEC 60754-2.

Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 / IEC 61034:

Transmitancia luminosa > 60%.



### Características mecánicas

Radio de curvatura:

4x diámetro de cable (diámetro de cable ≤ 8 mm)

5x diámetro del cable (8 < diámetro del cable ≤ 12 mm).

6x diámetro de cable (diámetro de cable > 12 mm).

Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



### Características medioambientales

Resistencia a grasas y aceites: Excelente.

Resistencia a los ataques químicos: Excelente.

Resistente al ozono según EN 50618.

Resistencia a los rayos ultravioleta según EN 50618 e IEC 62930.

Presencia de agua: AD7+ Inmersión.

AD8 Sumersión.



### Condiciones de instalación

Al aire.

Enterrado.

Entubado.

## NORMAS / CERTIFICACIONES



### Norma de referencia

EN 50618 / IEC 62930 / UTE C 32-502



### Certificaciones

TÜV Rheinland (desde 2,5 hasta 25 mm<sup>2</sup> en rojo y negro) / RETIE / AENOR / RoHS / CE



### CPR (Reglamento de Productos de la Construcción)

Cca-s1b,d2,a1





# TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

## DIMENSIONES E INTENSIDADES ADMISIBLES



Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	Int. Aire (A)	Int. sobre Superficie (A)	Int. adyacente a superficies (A)	Caída tensión (V/A·km)
1 x 1,5	4,5	35	30	29	24	38,1
1 x 2,5	5,0	45	41	39	33	22,8
1 x 4	5,4	60	55	52	44	14,3
1 x 6	6,0	80	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	180	132	125	107	3,47
1 x 25	10,2	280	176	167	142	2,23
1 x 35	11,5	375	218	207	176	1,58
1 x 50	13,3	525	276	262	221	1,10
1 x 70	15,0	720	347	330	278	0,772
1 x 95	17,0	930	416	395	333	0,585
1 x 120	18,7	1.175	488	464	390	0,457
1 x 150	21,0	1.475	566	538	453	0,368
1 x 185	23,5	1.805	644	612	515	0,301
1 x 240	26,3	2.345	775	736	620	0,228
1 x 300 *	29,3	2.935	879	834	715	0,182
1 x 500 **	38,0	4.935	-	-	-	0,108

\* Cable fuera de norma EN 50618.  
 \*\* Cable fuera de norma EN 50618 e IEC 62930.

Las tolerancias de los diámetros exteriores nominales son:  
 Cables con diámetro exterior  $d \leq 7$  mm. → -0,1 +0,2 mm  
 Cables con diámetro exterior  $7 < d < 10$  mm. → -0,1 +0,3 mm  
 Cables con diámetro exterior  $d \geq 10$  mm. → -0,2 +0,4 mm

Las capacidades de conducción de corriente, en amperios, son según EN 50618 (temperatura ambiente de 60 °C).  
 En todos los casos se supone un circuito de corriente continua.  
 La caída de tensión se calcula con una temperatura de conductor de 120 °C.

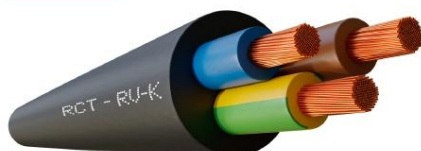
## FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS DEL AIRE

Temp. Aire (°C)	Up to 60	70	80	90
Factor	1	0,92	0,84	0,75

Para los factores de reducción de grupos según IEC 60364-5-52, se aplicará la tabla B.52-17.

Cables 0.6/1 kV

## RV-K 0,6/1 kV



### Descripción

Los cables RV-K 0,6/1 kV son los indicados para el transporte y distribución de energía eléctrica en baja tensión. Recomendado para conexiones industriales, acometidas, distribución interna y otras instalaciones fijas. Adecuados para instalaciones en interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.

Dada su gran flexibilidad son muy apropiados para instalaciones complejas y de gran dificultad.

Normas de referencia: UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502

### Aplicaciones

Según el REBT 2002, para las siguientes instalaciones:

- ITC-BT 07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión
- ITC-BT 09 Redes de alimentación subterránea para instalaciones de alumbrado exterior
- ITC-BT 11 Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas subterráneas
- ITC-BT 20 Instalaciones interiores o receptoras
- ITC-BT 30 Instalaciones en locales de características especiales

Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.

### Características Técnicas

1. Conductor	Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228
2. Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502-1
3. Cubierta	PVC tipo DMV-18 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502
Tensión nominal	0,6/1 kV
Tensión de ensayo	3.500 V C.A.
Temperatura máxima	90 °C
Temperatura mínima	-15 °C Según ensayos normativos de frío
Temperatura mínima de instalación	0° C Según UNE 21123
Colores	Según UNE 21089 y HD 308 S2 (marcados con colores para menos de cinco conductores), UNE-EN 50334 y EN 50334 (marcados por inscripción para más de cinco conductores)
No propagación de la llama	Según UNE-EN 60332-1-2, EN 60332-1-2 e IEC 60332-1-2
Resistencia UV	Ensayo climático según UNE 211605

Los datos contenidos en esta página, son meramente informativos, no constituyendo compromiso contractual de ningún tipo por parte de Cables RCT. 14 de noviembre de 2024. Así mismo Cables RCT, dentro de su proceso de mejora continua, se reserva el derecho de modificar sus especificaciones técnicas sin previo aviso.



Sede ZARAGOZA  
 T. 976 500 120  
 info@rct.es

Delegación BARCELONA  
 T. 933 079 562  
 barna@rct.es

Delegación MADRID  
 T. 916 918 548  
 madrid@rct.es

Delegación SEVILLA  
 T. 954 354 946  
 sevilla@rct.es

Delegación VALENCIA  
 T. 963 759 070  
 valencia@rct.es

cablesrct.com

Cables 0.6/1 kV

## RV-K 0,6/1 kV

### Dimensiones

Sección (mm <sup>2</sup> )	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase	Sección (mm <sup>2</sup> )	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase
1x1,5	13,3	5,64	43	Eca	3x1,5	13,3	8,84	109	Eca
1x2,5	7,98	6,04	55	Eca	3x2,5	7,98	9,68	145	Eca
1x4	4,95	5,9	61	Eca	3x4	4,95	10,88	199	Eca
1x6	3,3	6,54	82	Eca	3x6	3,3	11,95	262	Eca
1x10	1,91	7,3	122	Eca	3x10	1,91	14	394	Eca
1x16	1,21	8,5	181	Eca	3x16	1,21	17,53	670	Eca
1x25	0,78	10,24	270	Eca	3x25	0,78	22,03	1037	Eca
1x35	0,554	11,55	366	Eca	3x35	0,554	24,3	1362	Eca
1x50	0,386	13,1	500	Eca	3x50	0,386	27,6	1838	Eca
1x70	0,272	15,05	689	Eca	4x1,5	13,3	9,6	131	Eca
1x95	0,206	17,6	907	Eca	4x2,5	7,98	10,6	176	Eca
1x120	0,161	19,4	1131	Eca	4x4	4,95	11,8	243	Eca
1x150	0,129	21,8	1415	Eca	4x6	3,3	13,16	328	Eca
1x185	0,106	23,6	1703	Eca	4x10	1,91	15,2	503	Eca
1x240	0,0801	26,8	2295	Eca	4x16	1,21	19,08	830	Eca
1x300	0,0641	29,9	2817	Eca	4x25	0,78	23,99	1278	Eca
1x400	0,0486	33,2	3630	Eca	4x35	0,554	27,13	1740	Eca
2x1,5	13,3	8,22	92	Eca	4x50	0,386	30,8	2364	Eca
2x2,5	7,98	9,1	120	Eca	5x1,5	13,3	10,36	156	Eca
2x4	4,95	10,04	158	Eca	5x2,5	7,98	11,4	211	Eca
2x6	3,3	11,2	210	Eca	5x4	4,95	12,89	293	Eca
2x10	1,91	13,2	309	Eca	5x6	3,3	14,47	401	Eca
2x16	1,21	16,5	537	Eca	5x10	1,91	17	616	Eca
2x25	0,78	20,79	837	Eca	5x16	1,21	20,82	1003	Eca
2x35	0,554	22,6	1062	Eca	5x25	0,78	26,6	1577	Eca
2x50	0,386	25,7	1436	Eca	5x35	0,554	29,6	2104	Eca
					5x50	0,386	34,5	2931	Eca



Sede ZARAGOZA  
 T. 976 500 120  
 info@rct.es

Delegación BARCELONA  
 T. 933 079 562  
 barna@rct.es

Delegación MADRID  
 T. 916 918 548  
 madrid@rct.es

Delegación SEVILLA  
 T. 954 354 946  
 sevilla@rct.es

Delegación VALENCIA  
 T. 963 759 070  
 valencia@rct.es

cablesrct.com

## HEPRZ1 - Aluminio

HEPRZ1 - Aluminio, 26/45 KV, 1x500 mm<sup>2</sup>

### Contacto

Contacto en España  
 Teléfono: 93 713 11 33  
 nexans.iberia@nexans.com

Ref. Nexans: 10082585

La familia de cables de Media Tensión HEPRZ1 son utilizados para el transporte y distribución de energía. Libre de halógenos con poca emisión de humo y propiedades de pirorretardante. Cable de seguridad (AS).

### DESCRIPCIÓN

#### Aplicación

La familia de cables de Media Tensión HEPRZ1 son utilizados para el transporte y distribución de energía. Libre de halógenos con poca emisión de humo y propiedades de pirorretardante. Cable de seguridad (AS).

#### Instalación

Los cables de la familia HEPRZ1 de Nexans son aptos para su instalación al aire libre, directamente enterrados, bajo tubo, en galerías, etc. gracias a las propiedades mecánicas reforzadas de las cubiertas termoplásticas desarrolladas por Nexans.

#### Construcción

1. conductor (aluminio, Clase 2)
2. semi-conductora interna (extruída)
3. aislamiento (etileno-propileno - EPR)
4. semi-conductora externa (extruída)
5. pantalla (hilos de cobre + cinta de continuidad de cobre - H16)
6. cubierta exterior (poliolefina)

#### Marcaje

Nexans - "nº de fábrica" - HEPRZ1 - "año de fabricación" - "nº de conductores" x "sección" - "tensión" - "metraje"



### ESTÁNDARES

Internacional IEC 60502

Nacional UNE 21123;  
 UNE 21123

## CARACTERÍSTICAS

### Características de construcción

Libre de halógenos	UNE-EN 50267-2-1
Material del conductor	Aluminio
Aislamiento	Etileno-propileno (EPR)
Cubierta exterior	Poliolefina
Color de cubierta	Rojo
Flexibilidad del conductor	Rígido, Clase 2



Libre de halógenos  
 UNE-EN 50267-2-1



Flexibilidad del conductor  
 Rígido, Clase 2



Tensión nominal de servicio U<sub>0</sub>/U  
 26 / 45 (54) kV



Resistencia mecánica a impactos  
 Buena



Flexibilidad del cable  
 Rígido



Resistencia química  
 Buena



Densidad de los humos  
 EN 50268-2



Toxicidad de los gases  
 UNE-EN 50267-2-1

Los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles de pesos, medidas y dimensiones contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son meramente indicativos y no vincularán, ni se considerarán que constituyen una representación por parte de Nexans.

Generado 17/06/19 [www.nexans.es](http://www.nexans.es) Página 1 / 2

## HEPRZ1 - Aluminio

HEPRZ1 - Aluminio, 26/45 KV, 1x500 mm<sup>2</sup>

### Contacto

Contacto en España  
 Teléfono: 93 713 11 33  
 nexans.iberia@nexans.com

Características de construcción	
Pantalla	Hilos de cobre + cinta de continuidad de cobre
Características dimensionales	
Número de conductores	1
Sección del conductor	500 mm <sup>2</sup>
Características eléctricas	
Tensión nominal de servicio U <sub>0</sub> /U	26 / 45 (54) kV
Características mecánicas	
Resistencia mecánica a impactos	Buena
Flexibilidad del cable	Rígido
Características de uso	
Resistencia química	Buena
Densidad de los humos	EN 50268-2
Toxicidad de los gases	UNE-EN 50267-2-1
Resistencia a la intemperie	Buena
Corrosividad de los gases	UNE-EN 50267-2-2/3
Temperatura máxima del conductor	90 °C
Estanqueidad	Buena
Resistencia a radiaciones ultravioletas	Sí

### INFORMACIÓN SOBRE ENTREGAS

Además de los cables mostrados, Nexans fabrica bajo demanda cualquier variación sobre el producto base, incluyendo otras secciones, tensiones, nº de conductores o variaciones constructivas o de materiales.



Libre de halógenos  
 UNE-EN 50267-2-1



Flexibilidad del conductor  
 Rígido, Clase 2



Tensión nominal de servicio U<sub>0</sub>/U  
 26 / 45 (54) kV



Resistencia mecánica a impactos  
 Buena



Flexibilidad del cable  
 Rígido



Resistencia química  
 Buena



Densidad de los humos  
 EN 50268-2



Toxicidad de los gases  
 UNE-EN 50267-2-1

Los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles de pesos, medidas y dimensiones contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son meramente indicativos y no vincularán, ni se considerarán que constituyen una representación por parte de Nexans.

Generado 17/06/19 [www.nexans.es](http://www.nexans.es) Página 2 / 2

## **Cable Aluminio Acero ACSR LA180 147-AL1/34-ST1A(LA180)**



### **Cable de Aluminio Acero ACSR LA180 147-AL1/34-ST1A para Alta Tensión**

**Cable conductor tipo ACSR LA180 diseñado para protección y transporte en líneas aéreas de media, alta y muy alta tensión con núcleo de acero galvanizado.**

El cable LA180 de Silex es un conductor de alta fiabilidad utilizado fundamentalmente como cable de guarda para la protección de líneas aéreas y para el transporte de energía. Su diseño técnico avanzado lo hace idóneo para instalaciones con vanos muy largos y condiciones ambientales críticas. Es un componente esencial en infraestructuras ferroviarias de gran envergadura y redes de transporte eléctrico donde la seguridad estructural es prioritaria.

Construido mediante capas concéntricas de hilos de aluminio desnudo trenzados sobre un alma central de acero galvanizado de alta resistencia, este cable ofrece un equilibrio perfecto entre ligereza y robustez. El núcleo de acero proporciona la resistencia mecánica necesaria para soportar tensiones elevadas, mientras que las capas de aluminio garantizan una conductividad eléctrica óptima para aplicaciones industriales y de transporte ferroviario.

### Aplicaciones

- Protección de líneas aéreas de media y alta tensión.
- Infraestructuras ferroviarias de alta velocidad.
- Redes de transporte eléctrico de gran envergadura.
- Uso como cable de guarda en condiciones severas.
- Instalaciones con vanos de gran longitud.

### Ventajas técnicas

- Elevada resistencia mecánica gracias al núcleo de acero.
- Excelente comportamiento frente a la corrosión ambiental.
- Alta capacidad de carga de rotura para vanos largos.
- Baja resistencia eléctrica para transporte eficiente.
- Construcción robusta según normativa internacional BS/DIN.

### Construcción del cable

La estructura del conductor se compone de capas concéntricas trenzadas:

- **Centro (núcleo):** 1 hilo de acero galvanizado de 2.50 mm.
- **Capa 1 (acero):** 6 hilos de acero galvanizado de 2.50 mm.
- **Capa 2 (aluminio):** 12 hilos de aluminio de 2.50 mm.
- **Capa 3 (aluminio):** 18 hilos de aluminio de 2.50 mm.
- **Dirección del trenzado externo:** Derecha (Right-hand).
- **Protección opcional:** Posibilidad de impregnación con grasa anticorrosiva en el núcleo.

### Dimensiones

Parámetro	Valor Nominal
<b>Diámetro total del conductor</b>	17.5 mm $\pm$ 1%
<b>Sección total</b>	181.6 mm <sup>2</sup> $\pm$ 1%
<b>Sección de aluminio</b>	147.3 mm <sup>2</sup> $\pm$ 1%
<b>Sección de acero (alma)</b>	34.4 mm <sup>2</sup> $\pm$ 1%
<b>Diámetro del alma</b>	7.5 mm

### Especificaciones mecánicas

Propiedad Mecánica	Valor
<b>Peso total aproximado</b>	675.8 kg/km $\pm$ 1%
<b>Peso del aluminio</b>	406.5 kg/km
<b>Peso del acero</b>	269.2 kg/km
<b>Carga de rotura (kgf)</b>	6520 kgf
<b>Carga de rotura (kN)</b>	64.94 kN
<b>Tolerancias generales</b>	$\pm$ 2% (según tabla de referencia)

### Especificaciones eléctricas

- **Resistencia eléctrica máxima en CC a 20 °C:** 0.1963  $\Omega$ /km
- **Equivalencia en Cobre:** 92.7 mm<sup>2</sup>
- **Impedancia:** No especificado en la ficha
- **Capacitancia:** No especificado en la ficha

### Pérdidas de retorno / VSWR

No especificado en la ficha

### Especificaciones medioambientales

- **Resistencia a la corrosión:** Alta, apto para condiciones ambientales severas.
- **Comportamiento frente al fuego:** Cumple normativas de seguridad para instalaciones exteriores.
- **Cumplimiento:** 2011/65/EU RoHS Compliant.

### Atenuaciones

No aplicable a este tipo de conductor de potencia y guarda.

### Tabla Comparativa de Conductores ACSR (Tipo LA)

Denominación	Equiv. Cu (mm <sup>2</sup> )	Comp. Al (n x mm)	Comp. Ac (n x mm)	Secc. Al (mm <sup>2</sup> )	Secc. Total (mm <sup>2</sup> )	Ø Ext. (mm)	Carga Rot. (kgf)	Resist. ( $\Omega$ /km)	Peso (kg/km)
LA 30	16,9	6 x 2,38	1 x 2,38	26,69	31,14	7,14	1010	1,0751	107,9
LA 56	29,7	6 x 3,15	1 x 3,15	46,76	54,55	9,45	1670	0,6137	189,0
LA 78	42,7	6 x 3,78	1 x 3,78	67,33	78,55	11,34	2360	0,4261	272,1
LA 110	59,4	30 x 2,0	7 x 2,0	94,25	116,24	14,0	4400	0,3066	432,5
LA 145	75,1	30 x 2,25	7 x 2,25	119,28	147,11	15,75	5520	0,2423	547,3
LA 180	92,7	30 x 2,5	7 x 2,5	147,26	181,62	17,5	6520	0,1962	675,7
LA 280	151,9	26 x 3,44	7 x 2,68	241,65	281,13	21,8	8620	0,1198	975,9
LA 380	212,5	54 x 2,82	7 x 2,82	337,27	380,99	25,38	10870	0,0857	1274,0
LA 455	253,5	54 x 3,08	7 x 3,08	402,33	454,49	27,72	12650	0,0718	1519,7
LA 500	302,3	54 x 3,38	7 x 3,38	484,53	547,33	30,42	15150	0,0597	1830,2
LA 635	354,7	54 x 3,65	10 x 2,19	565,03	636,6	32,85	17850	0,0512	2128,6

### Modelos, presentaciones y embalajes

- **Código de modelo:** 147-AL1/34-ST1A (LA180)
- **Longitud máxima:** 5000 m por bobina.
- **Embalaje estándar:** Bobina de 3500 m.
- **Dimensiones del tambor:** 1120 x 1120 x 1080 mm.



## ANEXO III – MODELO FINANCIERO

### HIPÓTESIS DEL MODELO — Parque FV Alcántara (33,58 MWp)

#### TÉCNICAS

Potencia DC	33,58
Producción neta año 1	61.116 MWh
Vida útil	30 años
Degradación anual	0,40% /año
Wp totales	33.580.000 Wp

#### CAPEX — cálculo por partidas

Concepto	Cantidad	Precio unit.	Ud.	Descuento	Importe (€)
Módulos FV	53.300	68,00	€/ud	15,00%	3.080.740 €
Inversores	86	8.340	€/ud	15,00%	609.653 €
Seguidores 1 eje	33,58	110.000	€/MWp	0,00%	3.693.800 €
BOS eléctrico (cableado, CT, prot.)	33,58	110.000	€/MWp	0,00%	3.693.800 €
Obra civil y montaje	33,58	75.000	€/MWp	0,00%	2.518.500 €
Conexión y evacuación 45 kV	33,58	45.000	€/MWp	0,00%	1.511.100 €
Ingeniería, desarrollo y permisos	33,58	60.000	€/MWp	0,00%	2.014.800 €
<b>Subtotal</b>					<b>17.122.393 €</b>
Contingencia (% s/ subtotal)		8,00%			1.369.791 €
<b>CAPEX TOTAL</b>					<b>18.492.185 €</b>
CAPEX unitario		€/Wp			0,551

#### OPEX — cálculo por conceptos

Concepto	€/MWp·año
O&M preventivo y correctivo	7.000
Arrendamiento del terreno	2.500
Seguros	2.000
Gestión y monitorización	1.500
Representación en el mercado	1.000
<b>OPEX unitario total</b>	<b>14.000</b>
Inflación (OPEX y precios)	2,00%
OPEX año 1 (€)	470.120 €

#### PRECIOS

Precio pool merchant (año 1)	55 €/MWh
Factor de captura	60,00%
Precio PPA	38 €/MWh
Duración PPA	10 años

#### FINANCIERAS

WACC (descuento proyecto)	7,00%
Ke (descuento accionista)	9,00%
Impuesto de sociedades	25,00%
Gearing (deuda/CAPEX)	70,00%
Coste de la deuda kd	5,00%
Plazo de la deuda	18 años
Deuda	12.944.529 €
Recursos propios (equity)	5.547.655 €
Cuota anual de la deuda	1.107.356 €
Amortización contable anual	616.406 €
Factor anualidad @WACC	12,41

#### CONMUTADORES

Escenario (1=Merch,2=PPA,3=Híbr)	2
Apalancado (1=Sí,0=No)	1



**FLUJOS DE CAJA**  
 Escenario: PPA + colia merchant - Con financiación (accionista)

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO (sin financiación)											
Datos / Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Producción (MWh)	61.116	60.872	60.628	60.386	60.144	59.903	59.664	59.425	59.187	58.951	58.715
Precio (€/MWh)	38,00	38,00	38,00	38,00	38,00	38,00	38,00	38,00	38,00	38,00	40,23
Venta de energía (€)	2.322.408	2.313.118	2.303.866	2.294.660	2.285.472	2.276.330	2.267.225	2.258.166	2.249.123	2.240.127	2.361.913
(-) Gastos de explotación (OPEx) (€)	(470.120)	(479.522)	(489.113)	(498.985)	(508.873)	(519.050)	(529.431)	(540.020)	(550.821)	(561.837)	(573.074)
<b>Resultado bruto de explotación (EBITDA) (€)</b>	<b>1.852.288</b>	<b>1.833.596</b>	<b>1.814.753</b>	<b>1.795.755</b>	<b>1.776.599</b>	<b>1.757.279</b>	<b>1.737.793</b>	<b>1.718.136</b>	<b>1.698.303</b>	<b>1.678.290</b>	<b>1.718.136</b>
(-) Impuestos sobre explotación (€)	(308.970)	(304.297)	(299.587)	(294.837)	(290.048)	(285.218)	(280.347)	(275.432)	(270.474)	(265.471)	(260.474)
(-) Inversión inicial (CAPEX) (€)	(18.482.185)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO (€)</b>	<b>(18.482.185)</b>	<b>1.543.318</b>	<b>1.529.299</b>	<b>1.515.166</b>	<b>1.500.918</b>	<b>1.486.591</b>	<b>1.472.061</b>	<b>1.457.446</b>	<b>1.442.703</b>	<b>1.427.828</b>	<b>1.412.819</b>
Flujo de caja acumulado (€)	(18.482.185)	(16.948.867)	(15.419.569)	(13.904.402)	(12.403.484)	(10.916.934)	(9.444.873)	(7.987.426)	(6.544.723)	(5.116.894)	(3.704.076)
FLUJO DE CAJA DEL ACCIONISTA (con financiación)											
Datos / Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Resultado del ejercicio (9º neto) (€)	441.492	444.727	448.713	453.488	459.095	465.579	472.986	481.386	490.771	501.254	512.819
(+) Amortización (€)	616.406	616.406	616.406	616.406	616.406	616.406	616.406	616.406	616.406	616.406	616.406
(-) Devolución de principal (€)	(460.129)	(483.136)	(507.292)	(532.657)	(559.290)	(587.254)	(616.617)	(647.448)	(679.820)	(713.811)	(749.502)
(-) Aportación de fondos propios (€)	(5.547.655)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>FLUJO DE CAJA DEL ACCIONISTA (€)</b>	<b>(5.547.655)</b>	<b>597.768</b>	<b>577.998</b>	<b>557.827</b>	<b>537.237</b>	<b>516.212</b>	<b>494.731</b>	<b>472.775</b>	<b>450.325</b>	<b>427.357</b>	<b>403.849</b>
Flujo de caja acumulado (€)	(5.547.655)	(4.949.887)	(4.371.889)	(3.814.062)	(3.276.825)	(2.760.614)	(2.265.883)	(1.798.107)	(1.342.788)	(915.426)	(511.577)



2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
57.550	57.320	57.090	56.862	56.635	56.408	56.182	55.958	55.734	55.511	55.289	55.068	54.848	54.628	54.410
44,41	45,30	46,21	47,13	48,07	49,04	50,02	51,02	52,04	53,08	54,14	55,22	56,33	57,45	58,60
2.556.004	2.596.695	2.638.035	2.680.032	2.722.689	2.766.044	2.810.079	2.854.816	2.900.264	2.946.437	2.993.344	3.040.998	3.089.411	3.138.594	3.188.560
(632.720)	(645.374)	(658.281)	(671.447)	(684.876)	(698.574)	(712.545)	(726.796)	(741.332)	(756.159)	(771.282)	(786.707)	(802.441)	(818.490)	(834.860)
<b>1.923.284</b>	<b>1.951.321</b>	<b>1.979.753</b>	<b>2.008.585</b>	<b>2.037.822</b>	<b>2.067.470</b>	<b>2.097.534</b>	<b>2.128.020</b>	<b>2.158.933</b>	<b>2.190.278</b>	<b>2.222.062</b>	<b>2.254.291</b>	<b>2.286.969</b>	<b>2.320.104</b>	<b>2.353.700</b>
(326.720)	(333.729)	(340.837)	(348.045)	(355.354)	(362.766)	(370.282)	(377.903)	(385.632)	(393.468)	(401.414)	(409.471)	(417.641)	(425.924)	(434.324)
<b>1.596.565</b>	<b>1.617.593</b>	<b>1.638.917</b>	<b>1.660.540</b>	<b>1.682.468</b>	<b>1.704.704</b>	<b>1.727.252</b>	<b>1.750.116</b>	<b>1.773.301</b>	<b>1.796.810</b>	<b>1.820.648</b>	<b>1.844.820</b>	<b>1.869.328</b>	<b>1.894.179</b>	<b>1.919.377</b>
5.569.986	7.187.579	8.826.485	10.487.036	12.169.504	13.874.209	15.601.461	17.351.577	19.124.878	20.921.688	22.742.336	24.587.156	26.456.484	28.350.664	30.270.041
2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
867.073	923.973	982.962	1.044.134	1.066.062	1.088.298	1.110.846	1.133.710	1.156.895	1.180.404	1.204.242	1.228.413	1.252.922	1.277.773	1.302.971
616.406	616.406	616.406	616.406	616.406	616.406	616.406	616.406	616.406	616.406	616.406	616.406	616.406	616.406	616.406
(956.575)	(1.004.404)	(1.054.624)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>526.904</b>	<b>535.975</b>	<b>544.744</b>	<b>1.660.540</b>	<b>1.682.468</b>	<b>1.704.704</b>	<b>1.727.252</b>	<b>1.750.116</b>	<b>1.773.301</b>	<b>1.796.810</b>	<b>1.820.648</b>	<b>1.844.820</b>	<b>1.869.328</b>	<b>1.894.179</b>	<b>1.919.377</b>
2.504.873	3.040.848	3.585.592	5.246.133	6.928.601	8.633.305	10.360.557	12.110.674	13.883.975	15.680.785	17.501.433	19.346.253	21.215.581	23.109.760	25.029.137

<b>RENTABILIDAD - Comparación escenarios</b>			
Indicador	Merchant	PPA	Híbrido
VAN proyecto (€) descont. WACC	114.789 €	838.657 €	476.723 €
TIR proyecto	7,06%	7,43%	7,24%
Payback proyecto (años)	14	13	13
VAN accionista (€) descont. Ke	952.822 €	1.645.107 €	1.298.964 €
TIR accionista	10,25%	11,32%	10,77%
Payback accionista (años)	13	12	12
<b>LCOE (€/MWh) — común a los tres</b>	<b>35,16</b>		
Precio capturado merchant (año 1)	33,00		
Precio PPA	38,00		

<b>ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD</b>						
LCOE (€/MWh)						
CAPEX €/Wp \ WACC		5,0%	6,0%	7,0%	8,0%	9,0%
0,450		26,92	28,68	30,53	32,46	34,46
0,500		28,78	30,76	32,83	34,99	37,23
0,550		30,65	32,84	35,13	37,52	40,00
0,600		32,52	34,92	37,43	40,05	42,77
0,650		34,38	36,99	39,73	42,58	45,53
VAN proyecto (€)						
WACC		Merchant	PPA	Híbrido		
5,00%		4.939.518 €	5.696.995 €	5.318.257 €		
6,00%		2.313.401 €	3.053.815 €	2.683.608 €		
7,00%		114.789 €	838.657 €	476.723 €		
8,00%		(1.738.562) €	(1.030.734) €	(1.384.648) €		
9,00%		(3.311.411) €	(2.619.125) €	(2.965.268) €		
VAN proyecto (€)						
Multiplicador precio		Merchant	PPA	Híbrido		
0,700		(6.505.768) €	(5.999.060) €	(6.252.414) €		
0,850		(3.195.489) €	(2.580.202) €	(2.887.845) €		
1,000		114.789 €	838.657 €	476.723 €		
1,150		3.425.067 €	4.257.515 €	3.841.291 €		
1,300		6.735.346 €	7.676.374 €	7.205.860 €		

## **ANEXO IV – SIMULACIONES**

## 8.1 SIM1 - SIN PÉRDIDAS



PVsyst V8.1.2

### PVsyst - Simulation report

#### Grid-Connected System

Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

Trackers single array, with backtracking

System power: 33.58 MWp

Alcántara - Spain

| Author



Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

**PVsyst V8.1.2**

VC0, Simulation date:  
 30/05/26 18:41  
 with V8.1.2

Project summary			
<b>Geographical Site</b> Alcántara Spain	<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>
	Latitude	39.7136 °(N)	Albedo 0.20
	Longitude	-6.8694 °(W)	
	Altitude	259 m	
	Time zone	UTC+1	
<b>Weather data</b> Alcántara Meteonorm 9.0 dll, Sat=100 % - Sintético			

System summary			
<b>Grid-Connected System</b>		<b>Trackers single array, with backtracking</b>	
<b>Orientation #1</b>		<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Tracking plane, horizontal N-S axis		Linear shadings : Fast (table)	Unlimited load (grid)
Axis azimuth	0 °		
Phi min / max.	-/+ 60 °		
Diffuse shading	all trackers		
<b>Tracking algorithm</b> Astronomic calculation Backtracking activated			
<b>System information</b>			
<b>PV Array</b>		<b>Inverters</b>	
Nb. of modules	53300 units	Nb. of units	86.2 units
Pnom total	33.58 MWp	Total power	25850 kWac
		Pnom ratio	1.30

Results summary					
Simulation step	Hourly				
Produced Energy	64637900 kWh/year	Specific production	1925 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.26 %

Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8



Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

**PVsyst V8.1.2**

VC0, Simulation date:  
 30/05/26 18:41  
 with V8.1.2

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Trackers single array, with backtracking</b>	
<b>Simulation step</b>			
Hourly			
<b>Orientation #1</b>		<b>Field properties</b>	
<b>Tracking plane, horizontal N-S axis</b>		Nb. of trackers 1000 units	
Axis azimuth	0 °	Tracking plane, horizontal N-S axis	
Phi min / max.	-/+ 60 °	<b>Models used</b>	
Diffuse shading	all trackers	Transposition	Perez
<b>Tracking algorithm</b>		Diffuse	Perez, Meteorom
Astronomic calculation		Circumsolar	separate
Backtracking activated		<b>Sizes</b>	
		Tracker Spacing	11.0 m
		Sensitive width	4.95 m
		GCR Shading	45.0 %
		<b>Backtracking limit angle</b>	
		Phi limits	+/- 63.2 °
		<b>Backtracking parameters</b>	
		Backtracking pitch	11.0 m
		Backtracking width	4.95 m
		Left inactive band	0.00 m
		Right inactive band	0.00 m
		GCR Backtracking	45.0 %
		Parameters choice	Automatic
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	
Free Horizon		Linear shadings : Fast (table)	
		<b>User's needs</b>	
		Unlimited load (grid)	

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JAM72-D42-630-LB	Model	SUN2000-330KTL-H1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	630 Wp	Unit Nom. Power	300 kWac
Number of PV modules	53300 units	Number of inverters	517 * MPPT 17% 86.2 units
Nominal (STC)	33.58 MWp	Total power	25850 kWac
Modules	2050 string x 26 In series	Operating voltage	550-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	330 kWac
Pmpp	31.06 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.30
U mpp	1043 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	29781 A	<b>Total inverter power</b>	
<b>Total PV power</b>		Total power	25850 kWac
Nominal (STC)	33579 kWp	Nb. of inverters	87 units
Total	53300 modules	0.8 unused	
Module area	148990 m²	Pnom ratio	1.30
Cell area	127117 m²		

**Array losses**

<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>		<b>Module Quality Loss</b>	
Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.57 mΩ	Loss Fraction	-1.25 %
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.50 % at STC		
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s				
<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>			
Loss Fraction	2.00 % at MPP	Loss Fraction	0.10 %		



Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.2

VC0, Simulation date:  
30/05/26 18:41  
with V8.1.2

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000

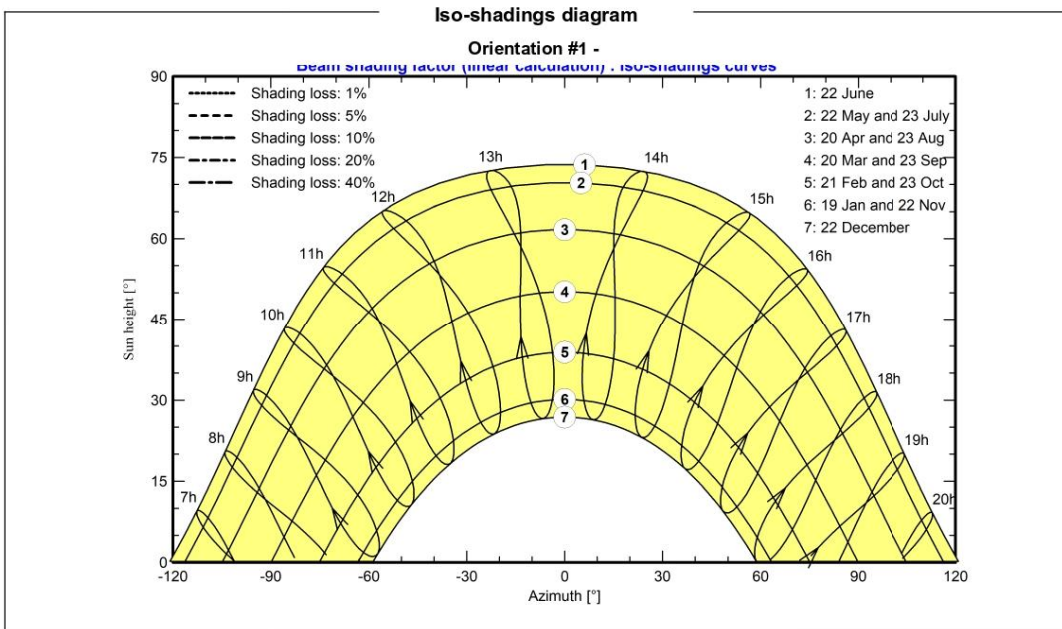
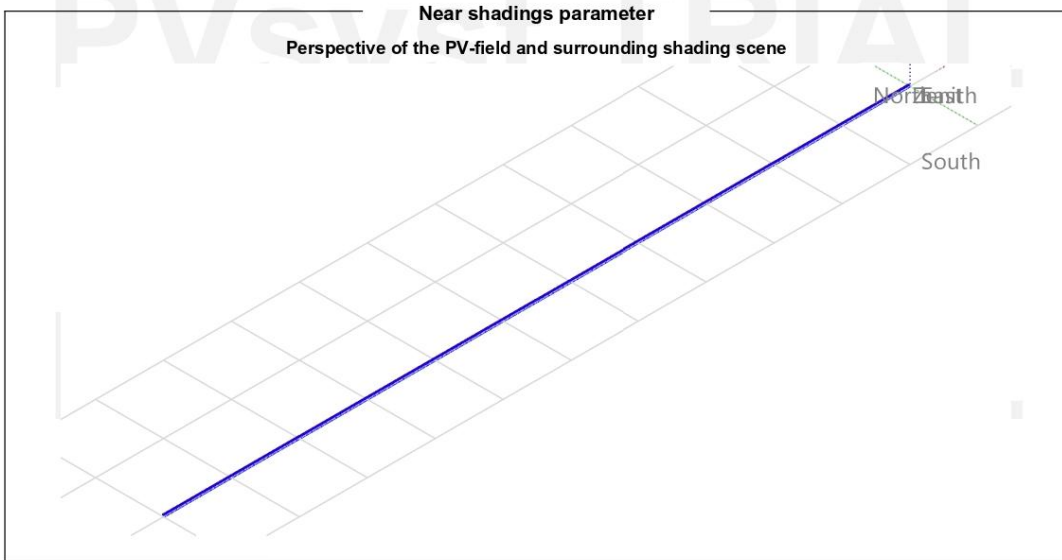


Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.2

VC0, Simulation date:  
 30/05/26 18:41  
 with V8.1.2





Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.2

VC0, Simulation date:  
 30/05/26 18:41  
 with V8.1.2

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

Produced Energy 64637900 kWh/year

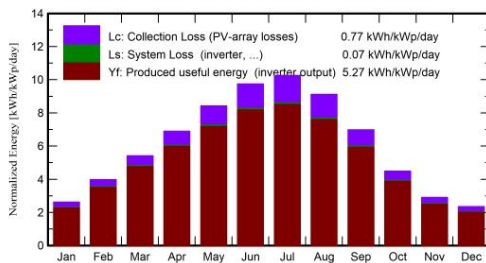
Specific production

1925 kWh/kWp/year

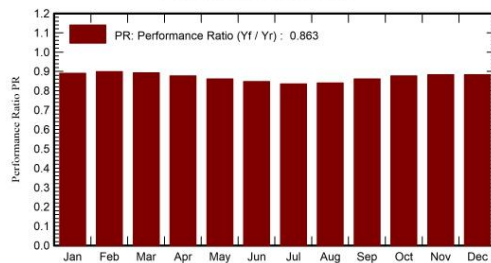
Perf. Ratio PR

86.26 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	62.9	30.41	8.31	81.4	76.0	2481016	2433660	0.890
February	85.4	32.82	9.48	111.3	106.1	3415130	3361740	0.900
March	129.4	52.22	12.07	167.9	161.8	5105274	5033173	0.893
April	160.9	59.51	14.53	207.1	200.5	6181765	6099461	0.877
May	203.5	77.54	18.43	261.2	253.9	7652064	7554691	0.861
June	226.0	73.37	23.07	292.3	284.8	8421515	8319268	0.848
July	240.5	62.89	25.75	318.2	311.0	9038454	8930206	0.836
August	213.2	56.24	25.86	283.0	275.7	8086573	7991331	0.841
September	157.9	50.82	22.41	209.4	203.0	6132325	6053625	0.861
October	107.2	40.60	17.33	139.5	133.5	4169549	4106087	0.877
November	67.2	30.62	11.70	87.2	82.0	2638648	2588838	0.884
December	56.1	24.77	8.74	73.0	67.7	2211763	2165820	0.884
Year	1710.2	591.79	16.51	2231.5	2156.1	65534075	64637900	0.863

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio

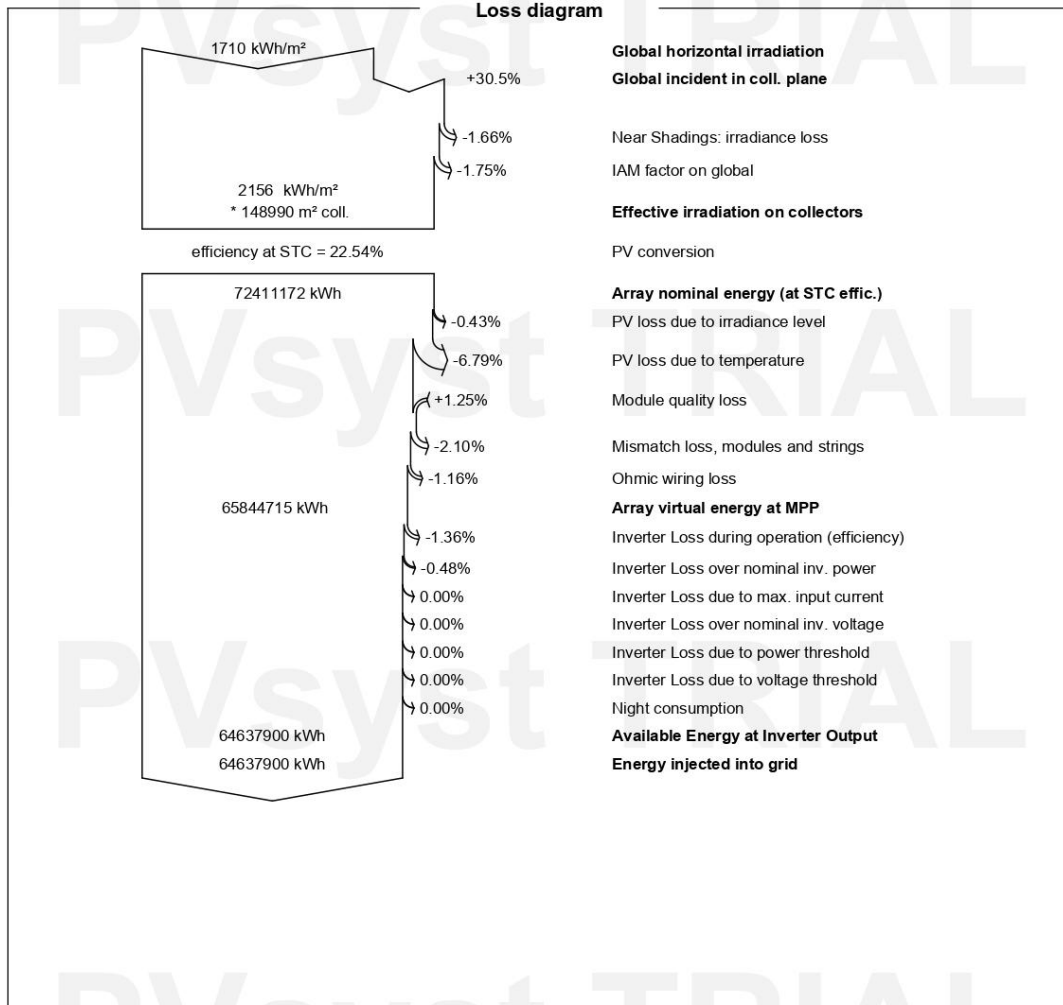


Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.2

VC0, Simulation date:  
 30/05/26 18:41  
 with V8.1.2



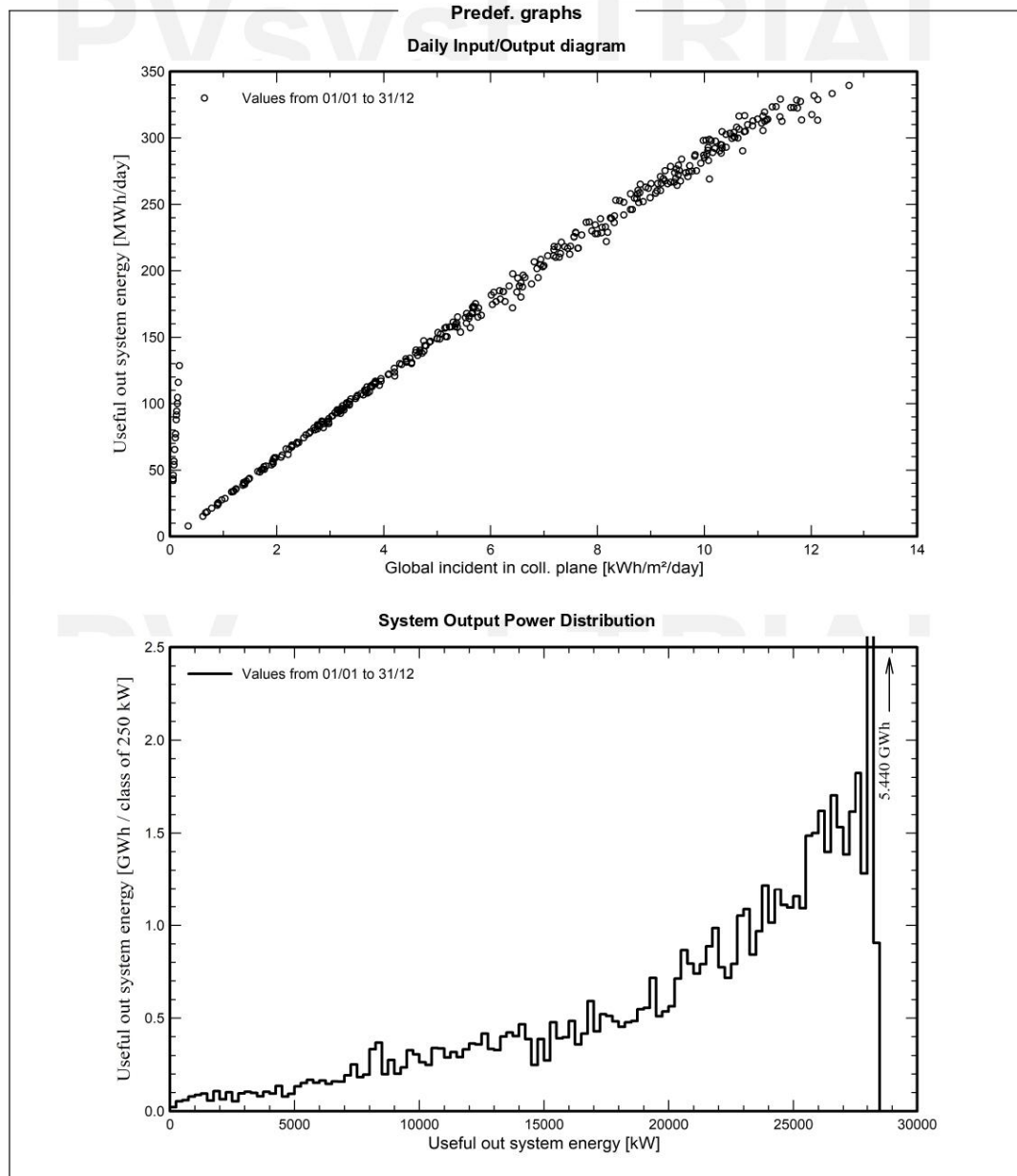


Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.2

VC0, Simulation date:  
30/05/26 18:41  
with V8.1.2



## 8.2 SIM2 – Año 1



PVsyst V8.1.2

### PVsyst - Simulation report

#### Grid-Connected System

Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

Trackers single array, with backtracking

System power: 33.58 MWp

Alcántara - Spain

| Author



Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

**PVsyst V8.1.2**

VC0, Simulation date:  
 30/05/26 19:01  
 with V8.1.2

**Project summary**

<b>Geographical Site</b> Alcántara Spain	<b>Situation</b> Latitude 39.7136 °(N) Longitude -6.8694 °(W) Altitude 259 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Weather data</b> Alcántara Meteonorm 9.0 dll, Sat=100 % - Sintético		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Trackers single array, with backtracking</b>		
<b>Orientation #1</b> Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 ° Phi min / max. +/- 60 ° Diffuse shading all trackers	<b>Near Shadings</b> Linear shadings : Fast (table)	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)	
<b>Tracking algorithm</b> Astronomic calculation Backtracking activated			
<b>System information</b>			
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>		
Nb. of modules 53300 units	Nb. of units 86.2 units		
Pnom total 33.58 MWp	Total power 25850 kWac		
	Pnom ratio 1.30		

**Results summary**

Simulation step	Hourly				
Produced Energy	61115935 kWh/year	Specific production	1820 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	81.56 %

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8



Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

**PVsyst V8.1.2**

VC0, Simulation date:  
 30/05/26 19:01  
 with V8.1.2

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Trackers single array, with backtracking</b>			
<b>Simulation step</b> Hourly					
<b>Orientation #1</b>		<b>Field properties</b>		<b>Models used</b>	
<b>Tracking plane, horizontal N-S axis</b>		Nb. of trackers		Transposition Perez	
Axis azimuth		1000 units		Diffuse Perez, Meteorom	
Phi min / max.		Tracking plane, horizontal N-S axis		Circumsolar separate	
Diffuse shading					
all trackers					
<b>Tracking algorithm</b>		<b>Sizes</b>			
Astronomic calculation		Tracker Spacing		11.0 m	
Backtracking activated		Sensitive width		4.95 m	
		GCR Shading		45.0 %	
		<b>Backtracking limit angle</b>			
		Phi limits		+/- 63.2 °	
		<b>Backtracking parameters</b>			
		Backtracking pitch		11.0 m	
		Backtracking width		4.95 m	
		Left inactive band		0.00 m	
		Right inactive band		0.00 m	
		GCR Backtracking		45.0 %	
		Parameters choice		Automatic	
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Linear shadings : Fast (table)		Unlimited load (grid)	

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JAM72-D42-630-LB	Model	SUN2000-330KTL-H1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	630 Wp	Unit Nom. Power	300 kWac
Number of PV modules	53300 units	Number of inverters	517 * MPPT 17% 86.2 units
Nominal (STC)	33.58 MWp	Total power	25850 kWac
Modules	2050 string x 26 In series	Operating voltage	550-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	330 kWac
Pmpp	31.06 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.30
U mpp	1043 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	29781 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	33579 kWp	Total power	25850 kWac
Total	53300 modules	Nb. of inverters	87 units
Module area	148990 m <sup>2</sup>	0.8 unused	
Cell area	127117 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.30

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>											
Average loss Fraction	3.0 %										
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%



Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

**PVsyst V8.1.2**

VC0, Simulation date:  
 30/05/26 19:01  
 with V8.1.2

**Array losses**

<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>		<b>Module Quality Loss</b>				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.57 mΩ	Loss Fraction	-1.25 %			
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.50 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>						
Loss Fraction	2.00 % at MPP	Loss Fraction	0.10 %					
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000

**System losses**

<b>Unavailability of the system</b>	
Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	1 periods

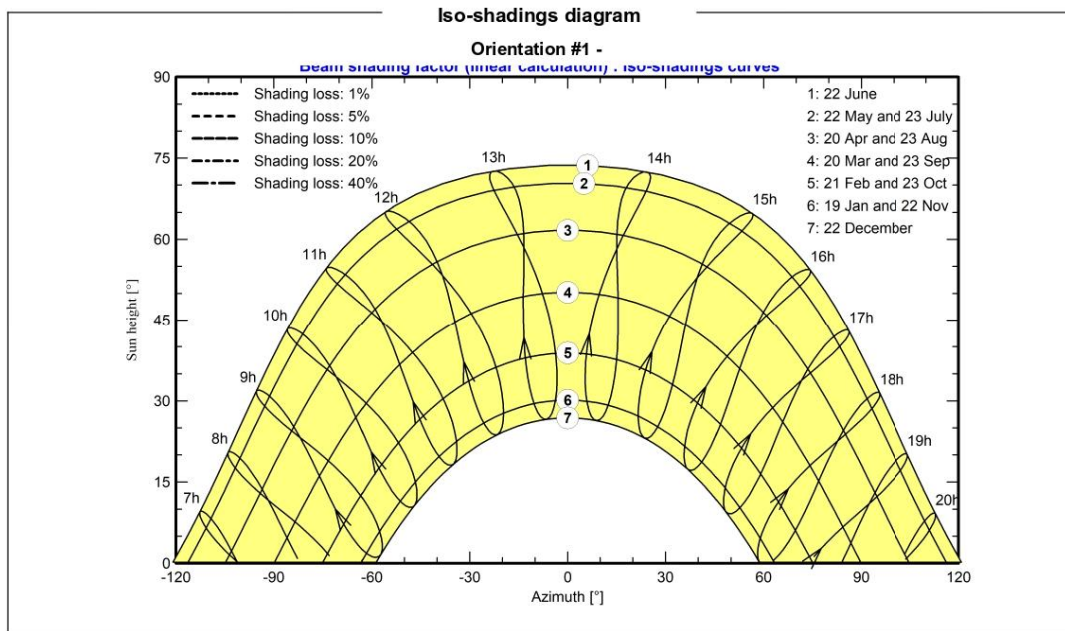
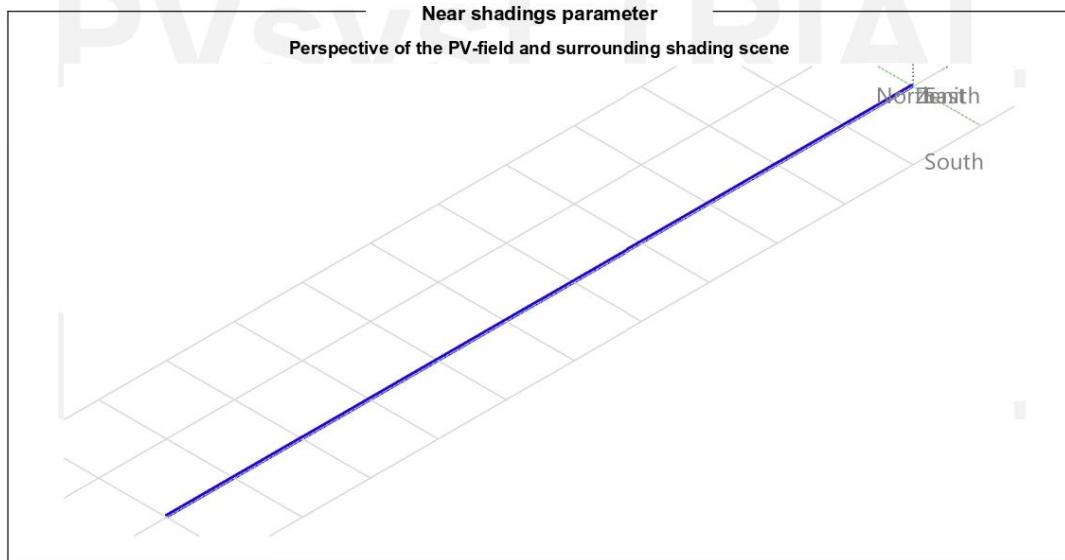


Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.2

VC0, Simulation date:  
 30/05/26 19:01  
 with V8.1.2





Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.2

VC0, Simulation date:  
 30/05/26 19:01  
 with V8.1.2

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

Produced Energy 61115935 kWh/year

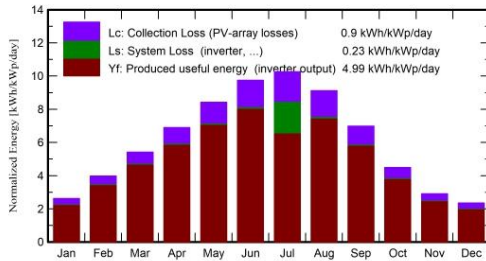
Specific production

1820 kWh/kWp/year

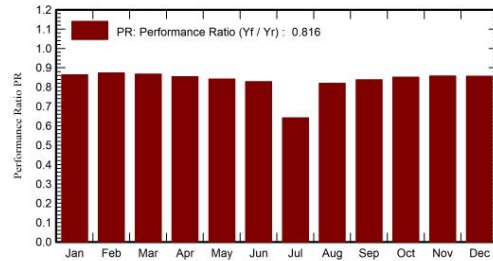
Perf. Ratio PR

81.56 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	62.9	30.41	8.31	81.4	73.7	2407975	2360839	0.864
February	85.4	32.82	9.48	111.3	102.9	3317419	3264705	0.874
March	129.4	52.22	12.07	167.9	156.9	4963966	4893021	0.868
April	160.9	59.51	14.53	207.1	194.5	6022825	5941838	0.854
May	203.5	77.54	18.43	261.2	246.3	7479137	7383355	0.842
June	226.0	73.37	23.07	292.3	276.3	8230450	8129971	0.828
July	240.5	62.89	25.75	318.2	301.7	8840377	6853530	0.641
August	213.2	56.24	25.86	283.0	267.5	7891208	7797756	0.820
September	157.9	50.82	22.41	209.4	196.9	5966383	5889164	0.838
October	107.2	40.60	17.33	139.5	129.5	4051689	3989072	0.852
November	67.2	30.62	11.70	87.2	79.5	2561638	2512170	0.858
December	56.1	24.77	8.74	73.0	65.7	2146390	2100514	0.857
Year	1710.2	591.79	16.51	2231.5	2091.4	63879456	61115935	0.816

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio

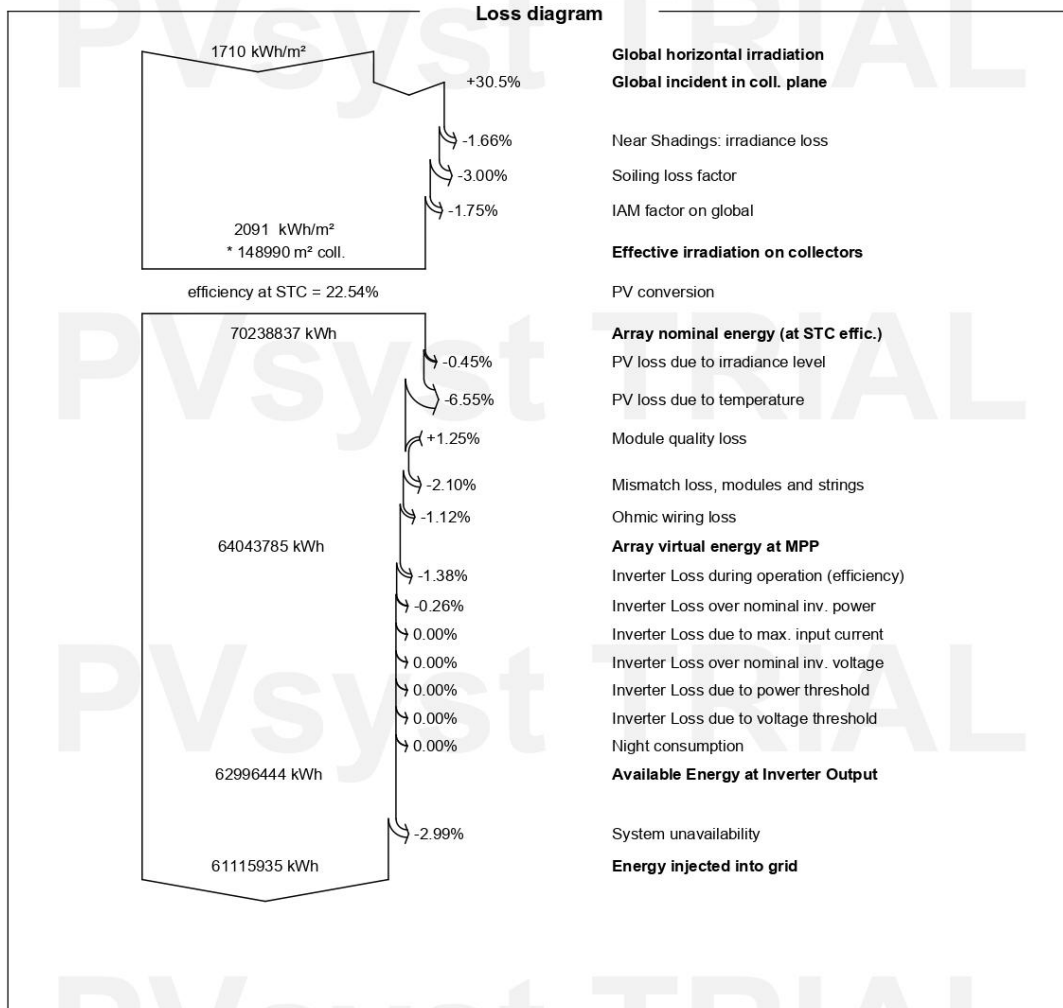


Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.2

VC0, Simulation date:  
 30/05/26 19:01  
 with V8.1.2



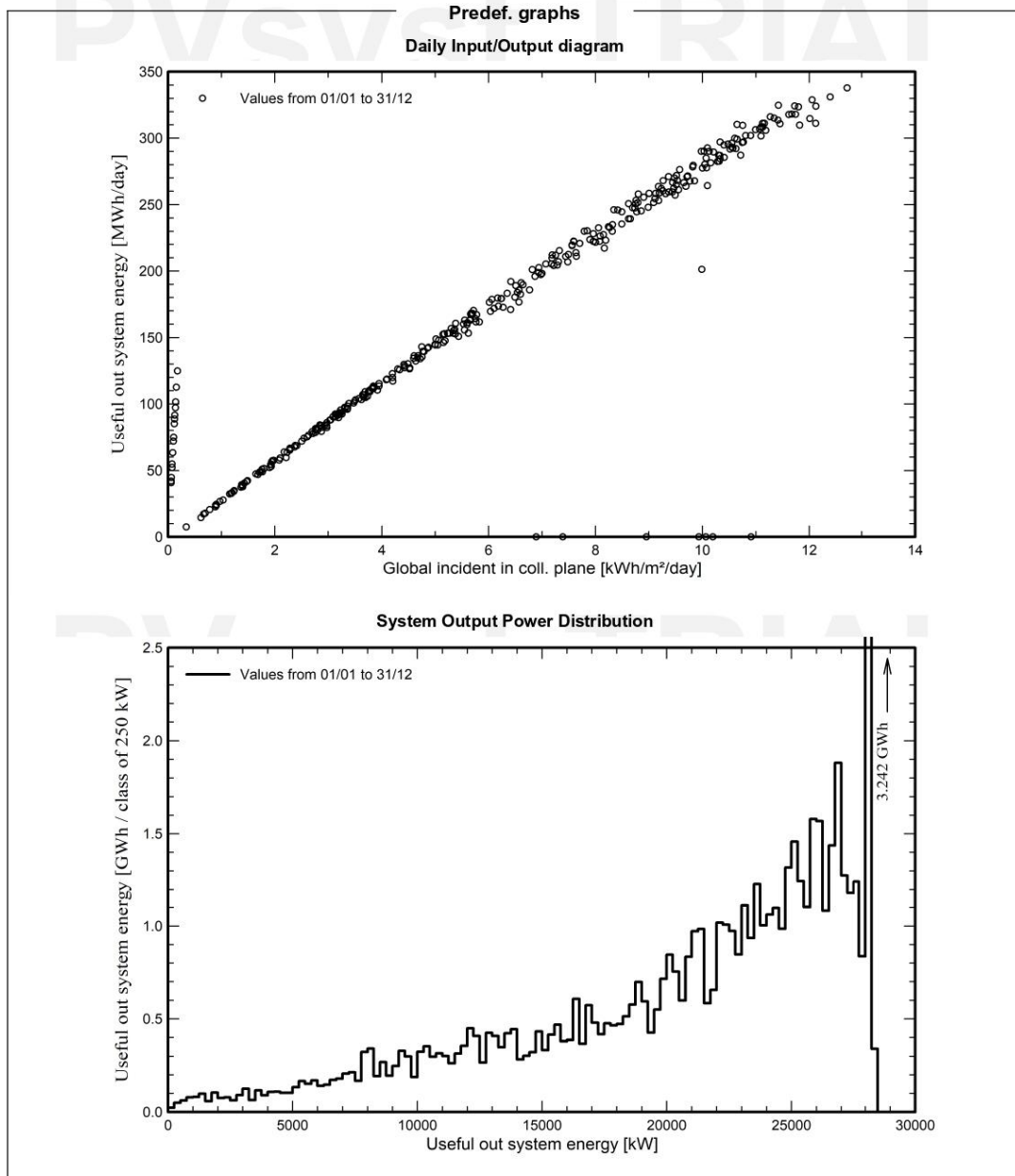


Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.2

VC0, Simulation date:  
30/05/26 19:01  
with V8.1.2



### 8.3 SIM3 -AÑO 10



PVsyst V8.1.2

## PVsyst - Simulation report

### Grid-Connected System

Project: Alcántara  
Variant: Nueva variante de simulación  
Trackers single array, with backtracking  
System power: 33.58 MWp  
Alcántara - Spain

| Author



Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

**PVsyst V8.1.2**

VC0, Simulation date:  
 30/05/26 19:06  
 with V8.1.2

Project summary		
<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
Alcántara	Latitude 39.7136 °(N)	Albedo 0.20
Spain	Longitude -6.8694 °(W)	
	Altitude 259 m	
	Time zone UTC+1	
<b>Weather data</b>		
Alcántara		
Meteonorm 9.0 dll, Sat=100 % - Sintético		

System summary		
<b>Grid-Connected System</b>	<b>Trackers single array, with backtracking</b>	
Simulation for year no 10		
<b>Orientation #1</b>	<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
<b>Tracking plane, horizontal N-S axis</b>	Linear shadings : Fast (table)	Unlimited load (grid)
Axis azimuth 0 °		
Phi min / max. -/+ 60 °		
Diffuse shading all trackers		
<b>Tracking algorithm</b>		
Astronomic calculation		
Backtracking activated		
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 53300 units	Nb. of units 86.2 units	
Pnom total 33.58 MWp	Total power 25850 kWac	
	Pnom ratio 1.30	

Results summary		
Simulation step	Hourly	
Produced Energy	57956208 kWh/year	Specific production 1726 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 77.34 %

Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8



Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

**PVsyst V8.1.2**

VC0, Simulation date:  
 30/05/26 19:06  
 with V8.1.2

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Trackers single array, with backtracking</b>			
<b>Simulation step</b> Hourly					
<b>Orientation #1</b>		<b>Field properties</b>		<b>Models used</b>	
<b>Tracking plane, horizontal N-S axis</b>		Nb. of trackers		Transposition Perez	
Axis azimuth		1000 units		Diffuse Perez, Meteonom	
Phi min / max.		Tracking plane, horizontal N-S axis		Circumsolar separate	
Diffuse shading		all trackers			
<b>Tracking algorithm</b>		<b>Sizes</b>			
Astronomic calculation		Tracker Spacing		11.0 m	
Backtracking activated		Sensitive width		4.95 m	
		GCR Shading		45.0 %	
		<b>Backtracking limit angle</b>			
		Phi limits		+/- 63.2 °	
		<b>Backtracking parameters</b>			
		Backtracking pitch		11.0 m	
		Backtracking width		4.95 m	
		Left inactive band		0.00 m	
		Right inactive band		0.00 m	
		GCR Backtracking		45.0 %	
		Parameters choice		Automatic	
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Linear shadings : Fast (table)		Unlimited load (grid)	

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JAM72-D42-630-LB	Model	SUN2000-330KTL-H1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	630 Wp	Unit Nom. Power	300 kWac
Number of PV modules	53300 units	Number of inverters	517 * MPPT 17% 86.2 units
Nominal (STC)	33.58 MWp	Total power	25850 kWac
Modules	2050 string x 26 In series	Operating voltage	550-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	330 kWac
Pmpp	31.06 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.30
U mpp	1043 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	29781 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	33579 kWp	Total power	25850 kWac
Total	53300 modules	Nb. of inverters	87 units
Module area	148990 m <sup>2</sup>	0.8 unused	
Cell area	127117 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.30

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>											
Average loss Fraction	3.0 %										
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%



Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

**PVsyst V8.1.2**

VC0, Simulation date:  
 30/05/26 19:06  
 with V8.1.2

**Array losses**

<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>		<b>Module Quality Loss</b>				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.57 mΩ	Loss Fraction	-1.25 %			
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.50 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>		<b>Module average degradation</b>				
Loss Fraction	2.00 % at MPP	Loss Fraction	0.10 %	Year no	10			
				Loss factor	0.4 %/year			
				Imp / Vmp contributions	80% / 20%			
				<b>Mismatch due to degradation</b>				
				Imp RMS dispersion	0.4 %/year			
				Vmp RMS dispersion	0.4 %/year			
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000

**System losses**

<b>Unavailability of the system</b>	
Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	1 periods

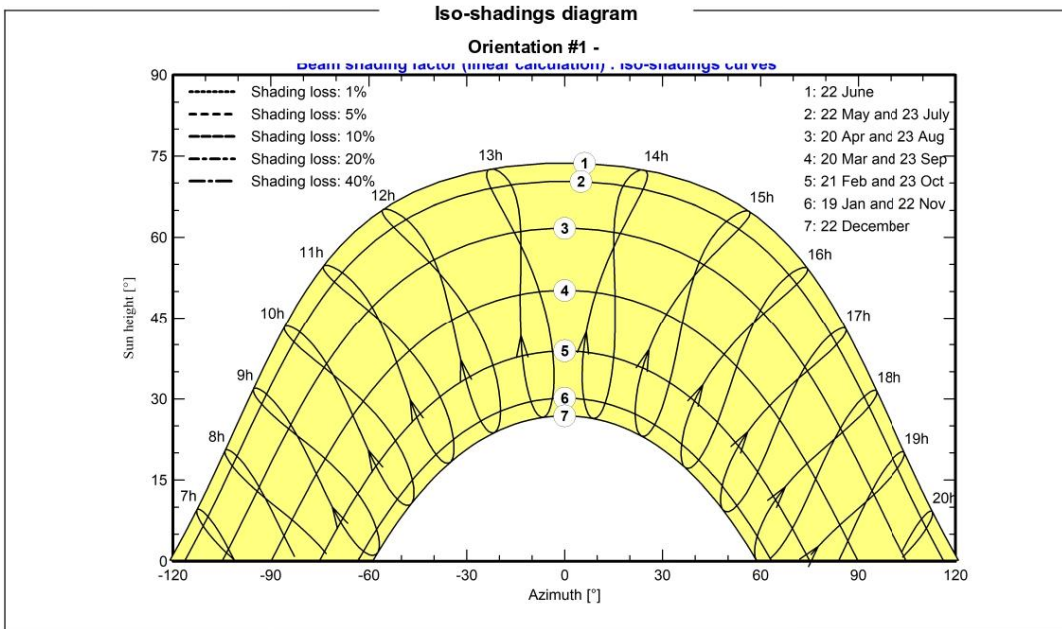
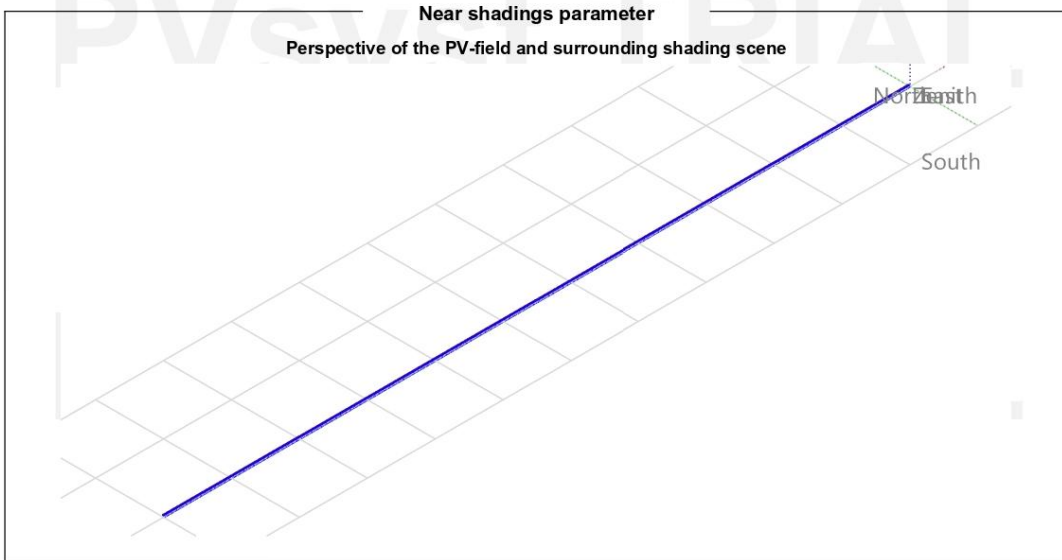


Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.2

VC0, Simulation date:  
 30/05/26 19:06  
 with V8.1.2





Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.2

VC0, Simulation date:  
 30/05/26 19:06  
 with V8.1.2

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

Produced Energy 57956208 kWh/year

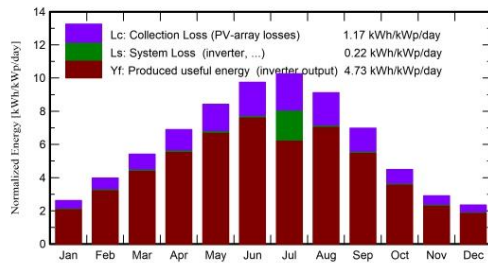
Specific production

1726 kWh/kWp/year

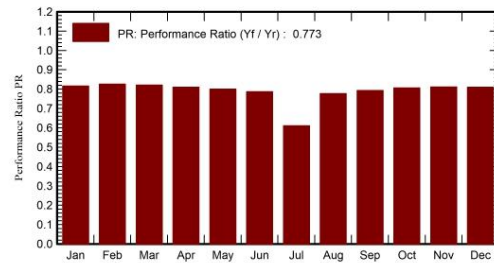
Perf. Ratio PR

77.34 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	62.9	30.41	8.31	81.4	73.7	2279138	2232329	0.817
February	85.4	32.82	9.48	111.3	102.9	3139821	3088382	0.826
March	129.4	52.22	12.07	167.9	156.9	4698346	4629548	0.821
April	160.9	59.51	14.53	207.1	194.5	5712977	5634584	0.810
May	203.5	77.54	18.43	261.2	246.3	7117471	7025008	0.801
June	226.0	73.37	23.07	292.3	276.3	7819727	7723133	0.787
July	240.5	62.89	25.75	318.2	301.7	8407134	6525039	0.611
August	213.2	56.24	25.86	283.0	267.5	7479832	7390281	0.778
September	157.9	50.82	22.41	209.4	196.9	5646955	5572598	0.793
October	107.2	40.60	17.33	139.5	129.5	3834797	3773741	0.806
November	67.2	30.62	11.70	87.2	79.5	2424563	2375704	0.811
December	56.1	24.77	8.74	73.0	65.7	2031563	1985861	0.810
Year	1710.2	591.79	16.51	2231.5	2091.4	60592323	57956208	0.773

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		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

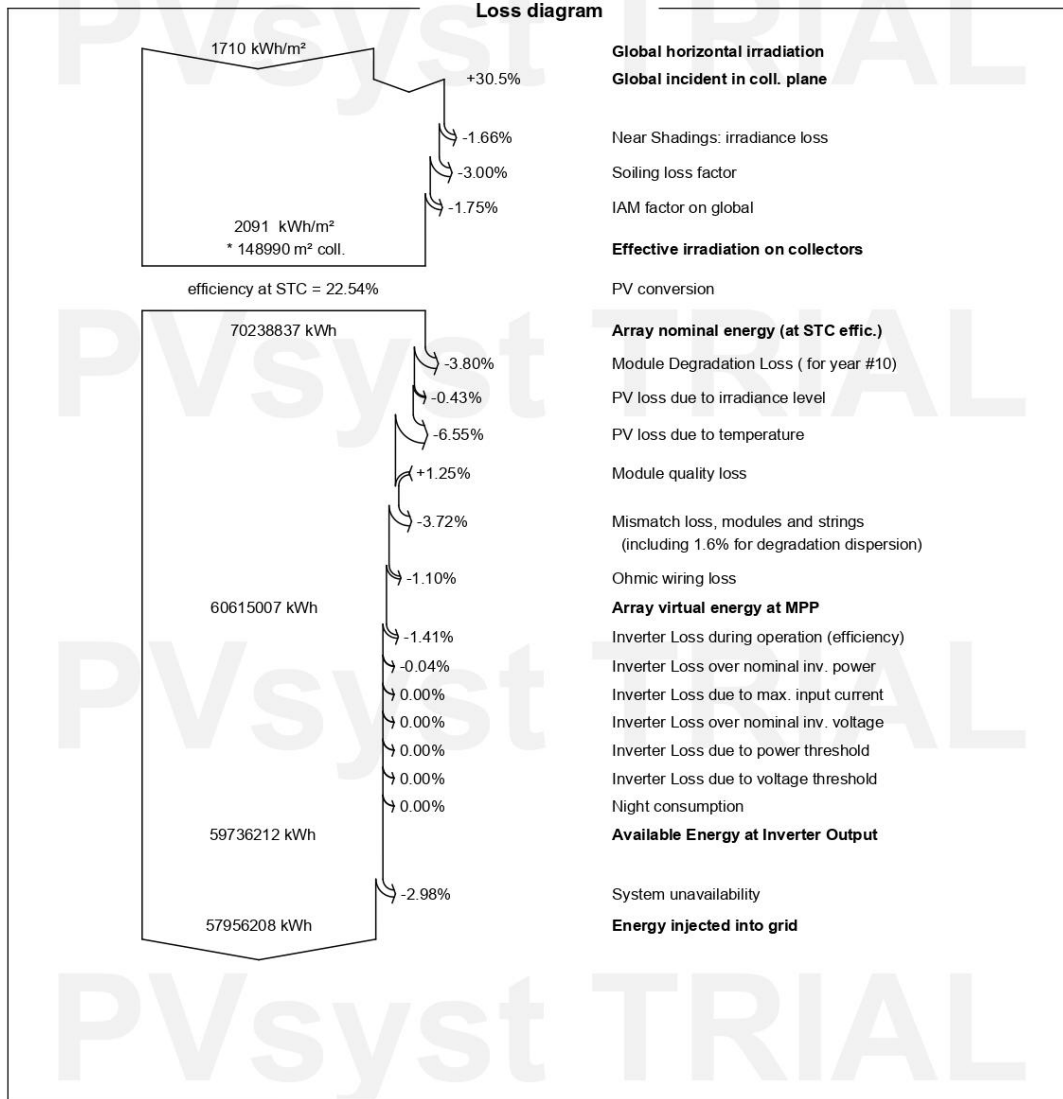


Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.2

VC0, Simulation date:  
 30/05/26 19:06  
 with V8.1.2





Project: Alcántara

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.2

VC0, Simulation date:  
30/05/26 19:06  
with V8.1.2

