



**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

**ICAI**

## MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA  
INSTALACIÓN DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO EN  
CIUDAD REAL

Autor: Alejandro Zaballos Luis

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

### Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA INSTALACIÓN DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO EN CIUDAD REAL** en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL** 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.  
 X 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:

- Verificación de que los resultados obtenidos son coherentes con proyectos similares de la industria
- Ayuda en la mejora de la redacción de algunas ideas complejas
- Traducción de textos para la su mejor lectura y comprensión
- Búsqueda de legislación aplicable al proyecto

Firmado (alumno): Alejandro Zaballos Luis
Fecha: 15/01/2026

### Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
2026.01.15  11:45:57 +11'00'	
Fdo: Ignacio Martín Gutiérrez	Fdo:
Fecha: 15/01/2026	Fecha:

<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...)



## MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE GRADO

### VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA INSTALACIÓN DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO EN CIUDAD REAL

Autor: Alejandro Zaballos Luis

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

# **VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA INSTALACIÓN DE UN PARQUE FOTOVOLTÁICO EN CIUDAD REAL**

**Autor:** Zaballos Luis, Alejandro.

**Director:** Martín Gutiérrez, Ignacio.

**Entidad Colaboradora:** ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## **RESUMEN DEL PROYECTO**

Este proyecto de fin de máster se centra en el diseño y análisis de la viabilidad de una instalación solar fotovoltaica en la provincia de Ciudad Real. La energía generada será transferida a través de una subestación eléctrica antes de conectarse a la red eléctrica. El estudio abordará la determinación de la potencia adecuada y la selección del emplazamiento, considerando factores técnicos, económicos y ambientales.

**Palabras clave:** Fotovoltaico, LCOE, Parque Solar, Viabilidad económica, Viabilidad técnica

### **1. Introducción**

Este estudio analiza la viabilidad económica de un parque solar en la provincia de Ciudad Real, en el contexto de los esfuerzos de España para cumplir con sus objetivos de transición energética.

Dada la creciente capacidad instalada de energía fotovoltaica, el proyecto se alinea con las políticas nacionales que fomentan el uso de energías renovables. El enfoque principal es la construcción y operación de una planta solar fotovoltaica de 4,9 MW en La solana, Puertollano, evaluando su viabilidad técnica y económica. La ubicación fue elegida por su alta radiación solar y su proximidad a infraestructuras eléctricas clave, lo que podría facilitar la integración de la energía generada en la red nacional.

### **2. Análisis técnico**

El propósito de este análisis es evaluar la viabilidad técnica de instalar una planta fotovoltaica en el terreno seleccionado, que es un terreno agrícola con una pendiente moderada, aunque no óptima. La superficie disponible es de más de 4 hectáreas, lo que permite la instalación de una capacidad aproximada de 4,9 MW utilizando los módulos seleccionados.

Se utilizarán paneles de 450 W dispuestos en cadenas de 27 paneles en serie, logrando una potencia total de 4,91 MW. Estas cadenas se conectan a cajas de conexiones con 12 entradas cada una. Desde las cajas, la energía se dirige a dos inversores con una potencia nominal de 2000 kVA, que cubren alrededor del 80% de la potencia máxima de la planta. Posteriormente, la energía se eleva a media tensión mediante dos transformadores de 2500 kVA cada uno y se envía a una subestación transformadora cercana.

En resumen, el diseño de la planta presenta las siguientes características:

Número de módulos en serie	27
Número de cadenas	404
Número de paneles totales	10.912
Número de cajas de conexión	10
Número de inversores	2
Número de transformadores	2

Tabla 1: Resumen de los elementos principales del parque solar

### 3. Análisis económico

Para evaluar la viabilidad económica del proyecto, se utilizan tres indicadores clave: el Valor Actual Neto (VAN), el Retorno sobre la Inversión (ROI) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). El análisis comienza con la determinación de la inversión inicial requerida.

Coste	
Terreno	30,000
Aparamenta	884,564
Mano de obra	676,000
Provisión de costes (5%)	79,528
Total	<b>1,670,092</b>

Tabla 2: Resumen de la inversión inicial requerida

Además, se estiman los costos e ingresos anuales del proyecto. Los costos de mantenimiento se calculan en 10 €/kW, totalizando 49.104 € anuales. Los ingresos se basan en las predicciones de PVGIS y un precio de 30 €/MWh, optando por un valor razonable en lugar de los elevados precios actuales. Cabe señalar que la estimación del precio de la electricidad es compleja y no es el objetivo principal de este proyecto. Con una tasa de interés del 7,0%, se obtienen los resultados siguientes:

VAN	214,225 €
TIR	8.48%
ROI	144.0%
LCOE	23.39 €/MWh

Tabla 3: Resumen de las principales medidas de rentabilidad utilizadas

### 4. Conclusiones

El análisis concluye que el proyecto es viable tanto técnica como económicamente. Se ha diseñado una planta de 4,9 MW utilizando 10,912 paneles monocristalinos bifaciales de 450 W. La planta contará con dos inversores con una potencia nominal equivalente al 80% de la potencia máxima y dos transformadores de 2500 kVA cada uno para evacuar la energía.

Económicamente, para el caso sin seguidores solares, se obtienen un Valor Actual Neto (VAN) de 214.225€, un Retorno sobre la Inversión (ROI) del 144,0% y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 8,48% frente a una tasa de interés del 7,0%. Además, se calcula el LCOE

obteniendo una cifra de 23,39 €/MWh. Comparando las cifras obtenidas de retorno con otros proyectos o posibles inversiones de los mercados financieros en general se puede concluir que sería una inversión razonable desde el punto de vista económico

## 5. Referencias

- Centro de Formación Avanzada para Profesionales en Energías Renovables. (2024). *Curso de Energía Solar Fotovoltaica*. Obtenido de [https://www.cfape.com/cursosID.php?cod\\_publicacion=262&cod\\_asig=25000376](https://www.cfape.com/cursosID.php?cod_publicacion=262&cod_asig=25000376)
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (s.f.). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la RED*. Obtenido de [https://www.idae.es/sites/default/files/documentos\\_5654\\_FV\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_C20 Julio 2011\\_3498eaaf.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20 Julio 2011_3498eaaf.pdf)
- International Energy Agency. (Junio de 2023). *Renewable Energy Market Update Outlook for 2023 and 2024*. Obtenido de [https://iea.blob.core.windows.net/assets/63c14514-6833-4cd8-ac53-f9918c2e4cd9/RenewableEnergyMarketUpdate\\_June2023.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/63c14514-6833-4cd8-ac53-f9918c2e4cd9/RenewableEnergyMarketUpdate_June2023.pdf)
- Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. (Septiembre de 2023). *Encuesta de precios de la tierra*. Obtenido de [https://www.mapa.gob.es/es/estadistica/temas/estadisticas-agrarias/encuestadepreciosdelatierra2022v1\\_tcm30-662587.pdf](https://www.mapa.gob.es/es/estadistica/temas/estadisticas-agrarias/encuestadepreciosdelatierra2022v1_tcm30-662587.pdf)
- Red Eléctrica Española. (Marzo de 2024). *Informe resumen de energías renovables 2023*. Obtenido de [https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe\\_Renovables\\_2023.pdf](https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe_Renovables_2023.pdf)

# **TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY FOR THE INSTALLATION OF A PV SOLAR PARK IN CIUDAD REAL**

**Author:** Zaballos Luis, Alejandro.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## **ABSTRACT**

This master's thesis focuses on the design and feasibility analysis of a photovoltaic solar installation in the province of Ciudad Real. The generated energy will be transferred via an electrical substation before connecting to the grid. The study will address determining the appropriate power and selecting the site, considering technical, economic, and environmental factors.

**Keywords:** Photovoltaic, LCOE, Solar Park, Economic Feasibility, Technical Feasibility

### **1. Introduction**

This study examines the economic viability of a solar park in the province of Ciudad Real within the context of Spain's efforts to meet its energy transition goals.

With the increasing installed capacity of photovoltaic energy, the project aligns with national policies promoting renewable energy use. The primary focus is the construction and operation of a 4.9 MW photovoltaic solar plant in La Solana, Puertollano, assessing its technical and economic feasibility. The location was selected due to its high solar radiation and proximity to key electrical infrastructure, which could facilitate the integration of the generated energy into the national grid.

### **2. Technical Analysis**

The purpose of this analysis is to evaluate the technical feasibility of installing a photovoltaic plant on the selected site, which is an agricultural area with a moderate, though not optimal, slope. The available surface area exceeds 4 hectares, allowing for the installation of approximately 4.9 MW capacity using the selected modules.

The installation will use 450 W panels arranged in strings of 27 panels in series, achieving a total power output of 4.91 MW. These strings connect to junction boxes with 12 inputs each. From the junction boxes, the energy is directed to two inverters with a nominal power of 2000 kVA each, covering about 80% of the plant's maximum power. Subsequently, the energy is stepped up to medium voltage through two 2500 kVA transformers and sent to a nearby transformer substation.

In summary, the plant design includes the following features:

Número de módulos en serie	27
Número de cadenas	404
Número de paneles totales	10.912
Número de cajas de conexión	10
Número de inversores	2
Número de transformadores	2

### 3. Economic Analysis

To assess the economic viability of the project, three key indicators are used: Net Present Value (NPV), Return on Investment (ROI), and Internal Rate of Return (IRR). The analysis starts with determining the required initial investment.

Coste	
Terreno	30,000
Aparamenta	884,564
Mano de obra	676,000
Provisión de costes (5%)	79,528
Total	<b>1,670,092</b>

Additionally, the project's annual costs and revenues are estimated. Maintenance costs are calculated at €10/kW, totalling €49.104 annually. Revenues are based on PVGIS predictions and a price of €30/MWh, choosing a reasonable value instead of the current high prices. It is important to note that estimating electricity prices is complex and not the primary focus of this project. With an interest rate of 7.0%, the results obtained are:

VAN	214,225 €
TIR	8.48%
ROI	144.0%
LCOE	23.39 €/MWh

### 4. Conclusions

The analysis concludes that the project is both technically and economically viable. A 4.9 MW plant has been designed using 10,912 bifacial monocrystalline panels of 450 W each. The plant will feature two inverters with nominal power equivalent to 80% of the maximum capacity and two 2,500 kVA transformers for energy evacuation.

Economically, for the scenario without solar trackers, the Net Present Value (NPV) is 214,225€ the Return on Investment (ROI) is 144.0%, and the Internal Rate of Return (IRR) is 8.48% against an interest rate of 7.0%. Additionally, the Levelized Cost of Energy (LCOE) is calculated to be €23.39/MWh. When comparing these return figures with other projects or potential financial investments, it can be concluded that this investment is reasonable from an economic perspective.

## 5. References

- Centro de Formación Avanzada para Profesionales en Energías Renovables. (2024). *Curso de Energía Solar Fotovoltaica.* Obtenido de [https://www.cfape.com/cursosID.php?cod\\_publicacion=262&cod\\_asig=25000376](https://www.cfape.com/cursosID.php?cod_publicacion=262&cod_asig=25000376)
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (s.f.). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la RED.* Obtenido de [https://www.idae.es/sites/default/files/documentos\\_5654\\_FV\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_C20\\_Julio\\_2011\\_3498eaaf.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf)
- International Energy Agency. (Junio de 2023). *Renewable Energy Market Update Outlook for 2023 and 2024.* Obtenido de [https://iea.blob.core.windows.net/assets/63c14514-6833-4cd8-ac53-f9918c2e4cd9/RenewableEnergyMarketUpdate\\_June2023.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/63c14514-6833-4cd8-ac53-f9918c2e4cd9/RenewableEnergyMarketUpdate_June2023.pdf)
- Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. (Septiembre de 2023). *Encuesta de precios de la tierra.* Obtenido de [https://www.mapa.gob.es/es/estadistica/temas/estadisticas-agrarias/encuestadepreciosdelatierra2022v1\\_tcm30-662587.pdf](https://www.mapa.gob.es/es/estadistica/temas/estadisticas-agrarias/encuestadepreciosdelatierra2022v1_tcm30-662587.pdf)
- Red Eléctrica Española. (Marzo de 2024). *Informe resumen de energías renovables 2023.* Obtenido de [https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe\\_Renovables\\_2023.pdf](https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe_Renovables_2023.pdf)

## *Índice General*

<b>Documento I</b>	<i>Memoria descriptiva</i>	2
<b>Documento II</b>	<i>Planos</i>	88
<b>Documento III</b>	<i>Pliego de condiciones</i>	89

# *Documento I MEMORIA*

## *DESCRIPTIVA*

## *Índice de la memoria*

<b>CAPÍTULO 1. Introducción.....</b>	<b>5</b>
1.1 Motivación del proyecto.....	5
1.2 Objetivos del Proyecto .....	6
1.3 Objetivos de desarrollo sostenible (ODS) .....	6
1.4 Actualidad de la tecnología solar fotovoltaica .....	7
1.5 Metodología de trabajo.....	8
<b>CAPÍTULO 2. Estado de la cuestión .....</b>	<b>10</b>
2.1 Estado actual de la energía fotovoltaica a nivel nacional y global .....	10
2.2 Plan nacional integrado de la energía y clima .....	11
2.3 Legislación actual.....	13
2.3.1 DOCUMENTACIÓN EXIGIDA POR NORMATIVA ENERGÉTICA (DECRETO-LEY 4/2023) (MITECO, 2023) .....	13
2.3.2 DOCUMENTACIÓN EXIGIDA POR NORMATIVA URBANÍSTICA (DECRETO-LEY 1/2023) (MITECO, 2023) .....	13
2.4 Descripción y elementos básicos de una planta fotovoltaica .....	14
2.4.1 Paneles solares.....	14
2.4.2 Inversores de corriente.....	15
<b>CAPÍTULO 3. Análisis de la zona.....</b>	<b>17</b>
3.1 Presentación del terreno elegido.....	17
3.2 Recurso solar .....	19
3.3 Subestación transformadora .....	21
<b>CAPÍTULO 4. Descripción de la planta solar.....</b>	<b>23</b>
4.1 Predimensionado de los módulos .....	23
4.2 Panel fotovoltaico.....	23
4.3 SELECCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE .....	24
4.4 Selección del Inversor .....	25
4.5 Selección del transformador .....	26
4.6 Distribución de placas fotovoltaicas.....	27
4.7 Paneles en serie .....	27
4.8 Cálculo de módulos por cadena.....	28
4.9 Separación entre filas y paneles .....	29

4.10 Cadenas en el terreno .....	30
4.11 Protecciones .....	31
4.11.1 Corriente continua.....	31
4.11.2 Corriente alterna.....	32
4.12 Cableado.....	33
4.12.1 Cableado de corriente alterna.....	36
4.13 Puesta a tierra .....	39
4.13.1 Puesta a tierra en baja tensión.....	40
4.13.2 Puesta a tierra en media tensión .....	40
4.14 Centro de transformación y seccionamiento .....	41
<b>CAPÍTULO 5. Análisis de la producción .....</b>	<b>42</b>
<b>CAPÍTULO 6. Análisis económico .....</b>	<b>45</b>
6.1 Inversión.....	46
6.1.1 Compra de terrenos .....	46
6.1.2 Compra de aparmienta .....	47
6.1.3 Mano de obra .....	48
6.1.4 Resumen de inversión .....	48
6.2 Costes de operación y mantenimiento .....	49
6.3 Ingresos .....	49
6.4 Cálculo de rentabilidad.....	50
6.4.1 Valor actual neto (VAN).....	50
6.4.2 Tasa interna de retorno (TIR) .....	51
6.4.3 Retorno de la inversión (ROI) .....	51
6.5 Cálculo de LCOE .....	52
<b>CAPÍTULO 7. Conclusiones.....</b>	<b>53</b>
<b>CAPÍTULO 8. Bibliografía .....</b>	<b>54</b>
<b>CAPÍTULO 9. Anexos.....</b>	<b>56</b>
9.1 ANEXO I – Ilustraciones auxiliares de la ubicación seleccionada .....	56
9.2 Anexo II – Simulación de la planta .....	59
9.3 ANEXO III – Hojas de características .....	74

## CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Este proyecto tiene como finalidad el diseño, análisis de viabilidad y estudio económico para la implementación de una planta solar fotovoltaica, con el propósito de contribuir al cambio hacia fuentes de energía eléctrica renovable y sostenible. En este documento se presenta un análisis tanto del panorama global de la tecnología solar fotovoltaica como de su situación específica en España, que es el enfoque principal del estudio. Para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles en la producción de electricidad y minimizar su impacto ambiental, resulta crucial promover iniciativas orientadas a la generación de energía limpia. La tecnología fotovoltaica ha probado ser una solución viable para la generación masiva y sostenible de electricidad, reflejándose en el crecimiento de su capacidad instalada en España, lo cual respalda la transición energética en curso.

Con el fin de asegurar que los resultados de este estudio sean precisos y de alta calidad, se utilizarán herramientas especializadas como PVsyst, además de referencias contrastadas de expertos reconocidos en el campo de las energías renovables. La metodología aplicada incluirá desde una evaluación inicial de los recursos solares en varios emplazamientos potenciales, pasando por el diseño detallado de la instalación, hasta el análisis técnico de los componentes y el estudio económico. De este modo, se llevará a cabo un análisis completo de la viabilidad técnica y financiera de una planta solar fotovoltaica en España.

### 1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La sostenibilidad ambiental y la protección del medio ambiente han ganado importancia en los planes estratégicos de los países y en las decisiones tomadas por los comités directivos de las empresas. España y la Unión Europea están tomando medidas para cumplir con sus compromisos ambientales y promover la transición hacia tecnologías energéticas más sostenibles. La nueva Directiva Europea de Energías Renovables (EU/2023/2413) y los planes nacionales como el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 son ejemplos de estas acciones que buscan acelerar el cambio hacia fuentes de energía limpias.

El Parlamento Europeo y el Consejo llegaron a un acuerdo provisional el 30 de marzo de 2023 sobre los nuevos objetivos de energía renovable, demostrando su compromiso firme con la transición energética. Los acuerdos establecen un plan claro para aumentar la proporción de energías renovables en la combinación energética en España y Europa, y destacan la importancia de reducir el impacto ambiental mediante tecnologías limpias y eficientes. Por su capacidad para generar electricidad de manera sostenible y a gran escala, la energía solar fotovoltaica se presenta como una de las soluciones clave para alcanzar estos objetivos a corto y largo plazo. (Council of the EU, 2023)

Tal y como se menciona en el informe anual de Red Eléctrica de 2023, la potencia instalada acumulada de energías renovables en España representa el 61,3% del total del parque energético nacional comparado con el 54,5% del pasado año 2022. En el segmento de las renovables, la fotovoltaica es la segunda con mayor potencia instalada representando un 20,3% por detrás de la eólica que representa el 24,5% del total del parque energético español.

En cuanto a la energía generada las renovables alcanzaron una nueva cifra récord durante el 2023 suponiendo el 50,3% del mix energético del año y donde la energía fotovoltaica también ocupa la segunda posición entre las renovables con una energía producida que asciende al 14,0% del total producido en el territorio nacional. (Red Eléctrica Española, 2024)

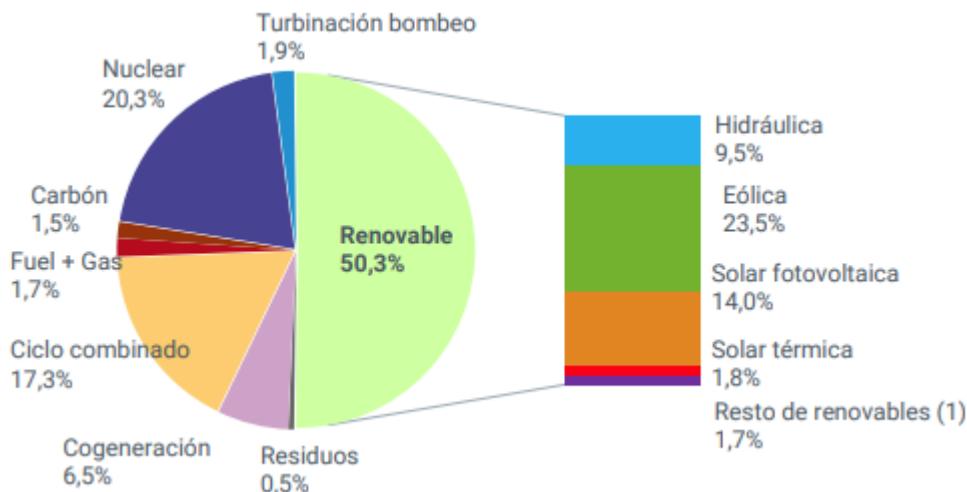


Ilustración 1: Estructura de generación eléctrica en 2023(%) (Red Eléctrica Española, 2024)

## 1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo principal del proyecto recae en analizar la viabilidad técnica y económica de una planta solar fotovoltaica de gran capacidad en España, abarcando tanto la selección del lugar óptimo y el diseño de la instalación, como un estudio detallado de los aspectos financieros y económicos del proyecto.

Otros objetivos secundarios que también se abordarán a lo largo del documento son:

- Selección del emplazamiento de la planta: Tratando de identificar diferentes localizaciones que maximicen la eficiencia energética y económica.
- Diseño de la infraestructura de la planta: Para ello se hará uso de distintas tecnologías y softwares de simulación para maximizar la electricidad producida. También se diseñará la red de baja tensión y media tensión, así como lo necesario para su conexión mediante una subestación eléctrica.
- Análisis del impacto ambiental: Se examinará el impacto ambiental del proyecto fotovoltaico en cuanto a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero mediante el cálculo de las emisiones que se evitarán al utilizar la energía eléctrica producida por esta instalación.

## 1.3 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas están desempeñando un papel crucial en la promoción de una variedad de iniciativas que buscan preservar el

planeta y aumentar la prosperidad. Este proyecto está en consonancia con varios de estos Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), entre los cuales se encuentran: (Naciones Unidas, s.f.)

- ODS nº7: Energía asequible y no contaminante

La producción de energía solar puede contribuir a la reducción del precio promedio del mercado eléctrico. Esto, a su vez, reduciría el impacto económico en la población, especialmente favoreciendo a los grupos más vulnerables al hacer la energía más asequible. Además, este proyecto contribuye a los dos objetivos principales del Objetivo 7 de los ODS que son: (i) “De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos” y (ii) “De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas”

- ODS nº8: Trabajo decente y crecimiento económico

El proyecto requerirá una gran cantidad de recursos financieros y generará una gran cantidad de empleos. Además, al disminuir los costos de la electricidad, las compañías tendrán la oportunidad de contratar más empleados, lo que impulsará el desarrollo empresarial y, por lo tanto, la economía. Además, este esfuerzo ayuda a cumplir dos metas del Objetivo 8 de los ODS: el crecimiento económico inclusivo y la creación de empleo.

- ODS nº13: Acción por el clima

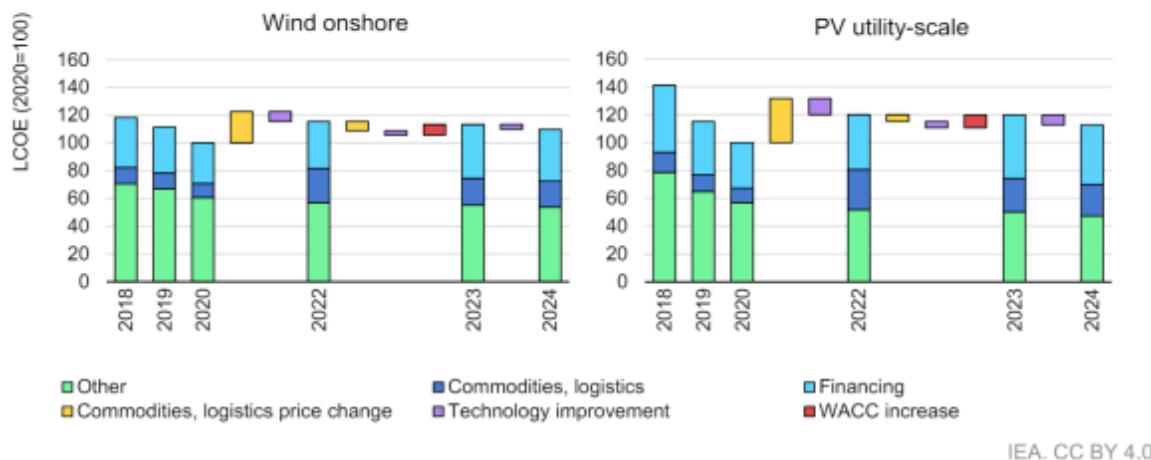
El propósito de este proyecto es aumentar la cantidad de energías renovables en el equilibrio energético de España. Al hacerlo, se disminuye la dependencia de fuentes de energía fósiles para satisfacer la demanda energética del país, lo que resulta en una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Además, este proyecto contribuye a la consecución del objetivo 13 de “Fortalecer la resiliencia y la capacidad de adaptación a los riesgos relacionados con el clima y los desastres naturales en todos los países”

## 1.4 ACTUALIDAD DE LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Según el informe de la Agencia Internacional de Energía (IEA), "Renewable Energy Market Update June 2023", los costos de generación de energía de nuevas instalaciones de energía solar fotovoltaica a gran escala y eólica onshore comenzarán a bajar en 2024. A pesar de que la interrupción en la cadena de suministros provocó un aumento en los costos, la reducción de los precios de los módulos solares se debe a mejoras en la eficiencia operativa y tecnológica que se venían observando desde hace años. Se prevé que los costos promedio de LCOE globales en 2024 sean entre un 10 % y un 15 % superiores a los niveles de 2020 debido a los valores actuales de los tipos de interés y las tendencias de mejora en la eficiencia. La mayor parte del capital necesario para estos proyectos se destina al CAPEX, mientras que los costos de mantenimiento representan una proporción menor de la inversión a lo largo de la vida útil de la instalación. En este contexto, el aumento general de los costos a finales de 2020 se debió al aumento de los costos de los materiales utilizados para la

fabricación de paneles solares, como el acero y el cobre. (International Energy Agency, 2023)

#### Solar PV and wind LCOE index based on average annual input costs, 2018-2024



IEA. CC BY 4.0.

Notes: "Other" includes remaining investment costs, including other commodities, labour, energy, manufacturing processes, construction etc. LCOE = levelised cost of energy. WACC = weighted average cost of capital. LCOE index calculations are based on WACC of 4.5% in 2020-2022 and 5.5% in 2023-2024. Analysed commodities include steel, copper, aluminium and polysilicon. Technology improvement impact is based on historical trends. The data excludes China.

Ilustración 2 Índice de LCOE de energía solar PV y eólica, 2018-2024

A pesar de que los costos de la tecnología solar fotovoltaica están en descenso, su evolución futura dependerá en gran medida de las modificaciones en las políticas energéticas de la UE, las innovaciones tecnológicas y las condiciones macroeconómicas del mercado. Es fundamental observar cuidadosamente estos aspectos para maximizar la rentabilidad de los nuevos proyectos de energía solar fotovoltaica y mantener precios competitivos.

## 1.5 METODOLOGÍA DE TRABAJO

El objetivo de este proyecto es realizar una evaluación técnico-económica de una planta fotovoltaica de un tamaño medio entre 5 y 15 Mw mediante el análisis metódico de varios aspectos del proyecto. Las siguientes etapas se han seguido para evaluar la viabilidad de la planta:

- **Elección del Lugar de Instalación:** Se tendrán en cuenta diversos factores como la irradiación solar, el tamaño y condiciones del terreno, y la cercanía a una línea de 220 kV para seleccionar cuatro posibles ubicaciones utilizando imágenes satelitales de Google Earth Pro. Los datos de radiación solar para cada sitio se extraerán de bases de datos como METEONOR, NASA y PVGIS. Luego, se compararán las ventajas y desventajas de cada opción para elegir la ubicación más adecuada.
- **Análisis Energético y Selección de Equipos:** Una vez definidas las características del terreno, como el espacio disponible para los módulos solares y las distancias mínimas respecto a obstáculos (por ejemplo, cuerpos de agua), comenzará el diseño de la

planta. Se realizarán simulaciones para elegir la combinación más eficiente de paneles e inversores, seleccionando entre tres fabricantes para cada uno. El software PVSYST será empleado para estas simulaciones, optimizando la disposición de los equipos según las restricciones del terreno.

- **Diseño de la Infraestructura Eléctrica y Subestación:** Se procederá a diseñar las redes de Baja Tensión (BT) y Media Tensión (MT), así como la subestación eléctrica que permitirá conectar la planta al sistema de distribución. Se cumplirán con los requisitos de seguridad y normativa necesarios para el diseño de los dispositivos de protección y control.
- **Evaluación Económica del Proyecto:** Se analizará la viabilidad financiera del proyecto en distintos escenarios (optimista, base y pesimista). Este análisis incluirá la estimación de los costos de inversión, operación y mantenimiento (O&M), así como las proyecciones de ingresos y varios indicadores financieros. También se llevará a cabo un análisis de sensibilidad del modelo, utilizando Excel, para identificar los factores críticos y evaluar posibles riesgos asociados

## **CAPÍTULO 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN**

### **2.1 ESTADO ACTUAL DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA A NIVEL NACIONAL Y GLOBAL**

En 2023, la energía solar fotovoltaica alcanzó un crecimiento notable en España, con la adición de 5.594 MW a la capacidad instalada, lo que representó el 89,3% del incremento total de energías renovables en el país. Este avance posiciona a la energía solar fotovoltaica como la tercera fuente de generación en cuanto a potencia instalada, con una participación del 20,3% en el total nacional. Este hito refleja una fuerte inversión y una estrategia clara que consolidan a esta tecnología como un pilar central en la transición energética del país.

Además del aumento en la capacidad instalada, la energía solar fotovoltaica también incrementó su contribución a la producción eléctrica. En 2023, la generación fotovoltaica creció un 33,8% respecto al año anterior, alcanzando los 37.332 GWh. Esto supuso un récord y una participación del 14,0% en el mix energético nacional, lo que representa un incremento de 3,9 puntos porcentuales en comparación con 2022. De este modo, la energía solar se posiciona como la cuarta tecnología en el sistema de generación de la península. (Boletín Oficial del Estado, 2023)

La distribución de esta capacidad y producción fotovoltaica presenta variaciones significativas entre las comunidades autónomas. Algunas regiones se han destacado especialmente: Castilla y León lideró en incremento de capacidad con un 31,2% más que el año anterior, mientras que Castilla-La Mancha experimentó el mayor crecimiento del país, con 2.024 MW nuevos, consolidando a la fotovoltaica como la principal fuente de su parque de generación, representando el 42,4% del total. Andalucía, por su parte, añadió 1.170 MW, acumulando el 21,1% de la capacidad nacional y logrando un aumento del 44,4% en su producción fotovoltaica.

En el panorama europeo, España sigue consolidándose como uno de los principales actores en energía solar. Ocupa el segundo lugar en Europa en capacidad instalada y generación, solo superada por Alemania. Este liderazgo refleja la importancia de la energía solar en la estrategia energética española y su contribución a los objetivos europeos de descarbonización.

El crecimiento de la energía solar en España se debe a una serie de factores clave. El marco regulatorio ha sido determinante para incentivar la inversión en esta tecnología, con metas claras y ambiciosas para 2030 que han proporcionado una hoja de ruta para inversores y desarrolladores. Las condiciones climáticas, particularmente favorables en muchas regiones del país, permiten aprovechar al máximo la energía solar (Centro de Formación Avanzada para Profesionales en Energías Renovables, 2024). Además, los avances tecnológicos y la reducción de costes en la instalación y operación de plantas fotovoltaicas han hecho que esta tecnología sea cada vez más competitiva frente a otras fuentes energéticas, tanto renovables como convencionales.

El desafío de integrar grandes cantidades de energía distribuida en la red eléctrica ha generado también oportunidades para mejorar la infraestructura y la gestión energética. En este sentido, el Centro de Control de Energías Renovables (CECRE) ha sido fundamental para garantizar una supervisión adecuada y facilitar la integración de la fotovoltaica en el sistema eléctrico. Sin embargo, el desarrollo de esta tecnología ha sido desigual entre las regiones, influenciado por las políticas locales y las condiciones específicas de cada comunidad autónoma. Regiones como Castilla-La Mancha y Andalucía han demostrado que, cuando se combinan políticas favorables y un entorno adecuado, es posible impulsar significativamente el crecimiento de la energía fotovoltaica.

El papel crucial de la energía solar fotovoltaica en el mix energético español queda evidenciado por su notable incremento en capacidad y generación. Este crecimiento destaca el éxito de las políticas energéticas nacionales y la rentabilidad de esta tecnología. No obstante, el futuro dependerá de la capacidad de España para seguir avanzando en innovación, mejorar la infraestructura de la red y mantener un marco regulatorio que continúe promoviendo el desarrollo sostenible de la energía solar.

## 2.2 PLAN NACIONAL INTEGRADO DE LA ENERGÍA Y CLIMA

En España, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) constituye el principal instrumento de planificación en materia energética y climática. Este plan ha sido diseñado para cumplir con los compromisos adquiridos con la Unión Europea en relación con la transición energética y la mitigación del cambio climático. El objetivo central del PNIEC es establecer un sistema energético sostenible, competitivo y eficiente, alineado con los objetivos de reducción de emisiones y los acuerdos establecidos en el Acuerdo de París, en el periodo comprendido entre 2021 y 2030. (MITECO, 2020)

Este plan establece una serie de metas ambiciosas que abarcan la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), la mejora de la eficiencia energética y el incremento de la capacidad de generación mediante fuentes de energía renovables, con especial énfasis en la energía solar fotovoltaica.

Uno de los objetivos clave del PNIEC es la descarbonización de la economía española, lo que implica una reducción del 23% en las emisiones de GEI para el año 2030, en comparación con los niveles de 1990. Para alcanzar esta meta, el plan contempla un aumento significativo en la participación de las energías renovables en el consumo final de energía, que se prevé llegue al 42% en dicho año. En cuanto al sector eléctrico, se estima que el 81% de la generación de electricidad provendrá de fuentes renovables para 2030, lo que refuerza el papel crucial de tecnologías como la solar fotovoltaica y la eólica en la estructura energética nacional. (MITECO, 2020)

El PNIEC, además de fomentar la descarbonización, promueve una serie de medidas orientadas a mejorar la eficiencia energética en diversos sectores económicos, como la industria, el transporte y la edificación. Estas medidas no solo buscan optimizar el uso de los recursos energéticos, sino también reducir el consumo de energía primaria, contribuyendo

así a la sostenibilidad del sistema y al cumplimiento de los objetivos climáticos internacionales, como los establecidos en el Acuerdo de París.

Las inversiones requeridas para cumplir los ambiciosos objetivos del (PNIEC) 2021-2030 son considerables. Se proyecta que será necesario movilizar aproximadamente 241 mil millones de euros durante este periodo. Estas inversiones estarán destinadas principalmente a tres áreas clave: un 38% se dirigirá a la expansión de las energías renovables, un 35% se invertirá en medidas de ahorro y eficiencia energética, y un 24% estará orientado a la modernización de las redes eléctricas y la electrificación. (MITECO, 2020)

Se prevé que el sector privado desempeñe un papel fundamental en la financiación de esta transición energética, asumiendo el 80% del total de las inversiones, mientras que el sector público y los fondos europeos cubrirán el porcentaje restante. Este reparto de responsabilidades refleja la importancia de la colaboración público-privada para asegurar el éxito del plan y lograr una transformación energética sostenible y equilibrada.

Dentro del marco del PNIEC, la energía solar fotovoltaica es un pilar esencial. Se proyecta que la capacidad instalada de esta tecnología alcance los 39 GW para el año 2030, representando un incremento significativo respecto a los niveles actuales. Este aumento no solo consolidará el papel de la energía solar como una fuente principal en el mix energético, sino que también será clave para cumplir con los objetivos de descarbonización y reducción de emisiones de efecto invernadero.

El informe socioeconómico del PNIEC subraya los beneficios económicos y sociales derivados de las inversiones en energías renovables y eficiencia energética. Estas inversiones no solo contribuirán a la transición hacia un sistema energético más sostenible, sino que también impulsarán el crecimiento económico y fomentarán la creación de empleo. Se estima que el Producto Interior Bruto (PIB) de España aumentará entre 16.500 y 25.700 millones de euros anuales como resultado directo de las inversiones planificadas. Además, se prevé la generación de entre 253.000 y 348.000 empleos anuales, especialmente en sectores como la construcción, la industria manufacturera y el comercio, lo que refleja el impacto positivo de estas políticas en el mercado laboral. (MITECO, 2020)

En el ámbito social, las medidas del PNIEC también están diseñadas para reducir la pobreza energética. Las inversiones en eficiencia energética, junto con ayudas específicas para los hogares más vulnerables, permitirán a estas familias disminuir sus facturas energéticas y mejorar su calidad de vida. Se proyecta que el gasto de los hogares vulnerables aumentará un 2.1% en 2030, mientras que el del resto de los hogares crecerá un 1.1%, lo que sugiere un efecto redistributivo positivo.

En términos de salud pública, el PNIEC tendrá un impacto considerable en la mejora de la calidad del aire, gracias a la reducción de las emisiones de contaminantes atmosféricos como el dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ) y los óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ). Estas reducciones en la contaminación atmosférica contribuirán a una disminución de las muertes prematuras relacionadas con la mala calidad del aire. Se estima que, para el año 2030, las medidas implementadas por el PNIEC evitarán alrededor de 2.400 muertes prematuras, lo que supone una reducción del 27% en comparación con un escenario en el que no se adoptaran medidas

adicionales.

A nivel europeo, España se posiciona como un líder en la adopción de energías renovables, destacándose especialmente en la energía solar fotovoltaica. El país cuenta con una de las mayores capacidades instaladas de energía solar y eólica en Europa y sigue comprometido con la inversión en tecnologías avanzadas y la mejora de la infraestructura eléctrica para integrar de manera eficiente estas fuentes de energía en su sistema energético.

## 2.3 LEGISLACIÓN ACTUAL

### 2.3.1 DOCUMENTACIÓN EXIGIDA POR NORMATIVA ENERGÉTICA (DECRETO-LEY 4/2023) (MITECO, 2023)

**Definición y Potencia Instalada:** La capacidad instalada de las plantas fotovoltaicas está limitada por la suma de las potencias máximas individuales de los módulos fotovoltaicos, medidas en condiciones estándar conforme a la normativa UNE correspondiente. Asimismo, se considera la potencia máxima del inversor o la suma de las potencias de los inversores que componen la instalación, conforme a lo estipulado en la legislación vigente.

**Autorización Administrativa y Evaluación de Impacto Ambiental:** Los proyectos de parques fotovoltaicos deben obtener una autorización administrativa previa, que incluye una Evaluación de Impacto Ambiental (EsIA). Este proceso implica la consulta con diversas administraciones y organismos con el fin de asegurar que la instalación no cause efectos adversos sobre el medio ambiente ni sobre bienes protegidos.

**Condiciones y Medidas Correctoras:** La Declaración de Impacto Ambiental (DIA) impone el cumplimiento de una serie de condiciones ambientales para los proyectos de parques fotovoltaicos. Entre ellas se pueden incluir la exclusión de áreas donde existan restos arqueológicos, la implementación de medidas preventivas contra la electrocución para proteger la fauna, y la creación de planes de gestión de la vegetación. Además, se exigen informes adicionales y estrategias para asegurar que las regulaciones ambientales se respeten durante todo el desarrollo del proyecto.

### 2.3.2 DOCUMENTACIÓN EXIGIDA POR NORMATIVA URBANÍSTICA (DECRETO-LEY 1/2023) (MITECO, 2023)

**Instalación y ubicación:** Las instalaciones destinadas al aprovechamiento de la energía solar a través de paneles fotovoltaicos pueden ubicarse sobre las cubiertas de edificios y estructuras auxiliares, como pérgolas destinadas al estacionamiento de vehículos. Asimismo, es posible su colocación en terrenos urbanos no ocupados por edificaciones, siempre que no superen el 40% de la superficie no edificable de la parcela.

**Normativa y procedimientos administrativos:** La instalación de paneles fotovoltaicos en terrenos urbanos y edificaciones requiere la presentación de una declaración responsable ante el municipio correspondiente. Esta declaración debe ser presentada con antelación y en conformidad con las normativas urbanísticas vigentes. Es fundamental garantizar que los parámetros de ocupación y altura de las edificaciones no sean alterados y que se respeten los

usos permitidos del suelo.

**Impacto y compatibilidad ambiental:** Las instalaciones fotovoltaicas deben integrarse de manera compatible con su entorno, evitando causar daños significativos al patrimonio cultural o al medio ambiente. Es esencial garantizar que estas instalaciones no provoquen contaminación del suelo ni de las aguas subterráneas. Además, cualquier sistema de depuración requerido debe contar con las garantías técnicas necesarias para asegurar su correcto funcionamiento y minimizar impactos ambientales.

## 2.4 DESCRIPCIÓN Y ELEMENTOS BÁSICOS DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

Los componentes esenciales de una instalación fotovoltaica comprenden los paneles solares, las estructuras de soporte, los inversores, las cajas de conexiones y los elementos de distribución. Aunque en este proyecto no se consideran dispositivos de almacenamiento de energía, estos pueden estar presentes en otras instalaciones. La planta se conectará directamente a la red eléctrica.

El principio de funcionamiento de un panel solar fotovoltaico es el siguiente: al recibir la luz solar, los fotones interactúan con los átomos del material semiconductor, generalmente silicio, lo que provoca la liberación de electrones y genera un flujo de corriente eléctrica a través del efecto fotovoltaico. Esta corriente es continua (CC), mientras que la red eléctrica utiliza corriente alterna (AC). Por lo tanto, se requiere la instalación de inversores para convertir la corriente continua en corriente alterna.

Los paneles están organizados en series denominadas strings. La corriente de cada string se combina con la de otros a través de cajas de conexiones. La corriente resultante se dirige hacia el inversor, que convierte la corriente continua en alterna. A continuación, la energía se envía al centro de transformación, donde se convierte de baja a media tensión. Finalmente, la energía se transmite a través de una línea hacia la subestación transformadora más cercana.

### 2.4.1 PANELES SOLARES

Los paneles solares fotovoltaicos son los dispositivos clave para la conversión de luz solar en energía eléctrica. Estos paneles capturan la energía solar y la transforman en electricidad, mientras que los paneles térmicos aprovechan el calor y los paneles híbridos combinan ambas tecnologías.

En cuanto a los paneles fotovoltaicos, existen diferentes tipos según el material utilizado. Los más comunes son los paneles de silicio. Dentro de estos, se pueden clasificar en dos categorías principales: monocristalinos y policristalinos. Los paneles monocristalinos están fabricados con silicio de alta pureza, lo que les confiere una mayor eficiencia. Sin embargo, su proceso de fabricación es más lento y costoso, y presentan un color negro o azul oscuro. En contraste, los paneles policristalinos están hechos de silicio con menor pureza, lo que los hace más económicos, aunque menos eficientes y con un color más claro.

Además, se distingue entre paneles que utilizan células completas y aquellos que emplean medias células. Los paneles con medias células ofrecen una eficiencia superior debido a que contienen el doble de substrings en comparación con los paneles de células completas. Esto se debe a que, en un panel de células completas, las células conectadas en serie forman substrings y una célula en sombra actúa como resistencia, afectando al funcionamiento de todo el substring. En cambio, un panel con medias células, al tener más substrings, sufre una menor reducción en la capacidad total cuando una célula está sombreada. Por ejemplo, si un panel de células completas tiene tres substrings y uno de ellos se ve afectado por sombra, se pierde alrededor del 33% de la capacidad del panel. En comparación, un panel con medias células, que tiene seis substrings, solo pierde alrededor del 16,6% de su capacidad.

Finalmente, se realiza un análisis preliminar de los productos ofrecidos por los principales fabricantes del sector, como Jinko Solar, Trina Solar, Canadian Solar y SunPower, entre otros.

Fabricante	Modelo	Potencia [W]	Eficiencia	Bifacialidad
Jinko Solar	Tiger Neo	635	23,23%	Sí
Jinko Solar	Tiger Pro	535	21,16%	Sí
Jinko Solar	Cheetah	410	20,38%	No
Trinasolar	Vertex	650	21,40%	Sí
Canadian Solar	TOPBiHiKu7	685	22,40%	Sí

*Tabla 4: Modelos de paneles ofrecidos por los principales fabricantes*

#### 2.4.2 INVERSORES DE CORRIENTE

El inversor de corriente desempeña un papel crucial en un parque fotovoltaico al convertir la corriente continua (CC) generada por los paneles solares en corriente alterna (AC), que es la forma de electricidad utilizada por la mayoría de los equipos y la red eléctrica. Los paneles solares producen electricidad en forma de corriente continua debido al efecto fotovoltaico, pero la red eléctrica y muchos aparatos requieren corriente alterna para funcionar correctamente.

El inversor realiza esta conversión mediante procesos electrónicos sofisticados que ajustan la frecuencia y el voltaje de la corriente para cumplir con los estándares de la red. Además, el inversor optimiza el rendimiento del sistema al gestionar el flujo de energía, realizar seguimientos de la producción y proteger el sistema contra posibles fallos. Su función es esencial para asegurar que la energía producida por los paneles solares pueda ser utilizada de manera efectiva y segura en la red eléctrica.

Al ser una planta fotovoltaica que se va a conectar a la red, se debe trabajar en trifásico. No sirven por tanto los inversores de corriente monofásicos.

Fabricante	Modelo	Tensión nominal	Potencia de salida	Eficiencia	Precio
Huawei	SUN2000-50KTL-M3	1100 V	55 kVA	98.0%	3891,65 €
Gamesa	E-2.25 MVA-SB-I	935-1500 V	2.30 MVA	98.2%	-
Fronius	ECO 25.0-3-S	580-1000 V	25 kVA	97.0%	-
Fronius	PRIMO 4.6-1	80-1000 V	4.60 kVA	97.0%	-
Growatt	MAX 100KTL3-X LV	600 V	110 kVA	98.4%	3787,30 €
Tensite	AR6M-2	360 V	6 kVA	97.5%	767,61 €
Gamesa	Proteus PV 4100	835-1500 V	4.10 MVA		

*Tabla 5: Modelos de inversores de corriente*

## **CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LA ZONA**

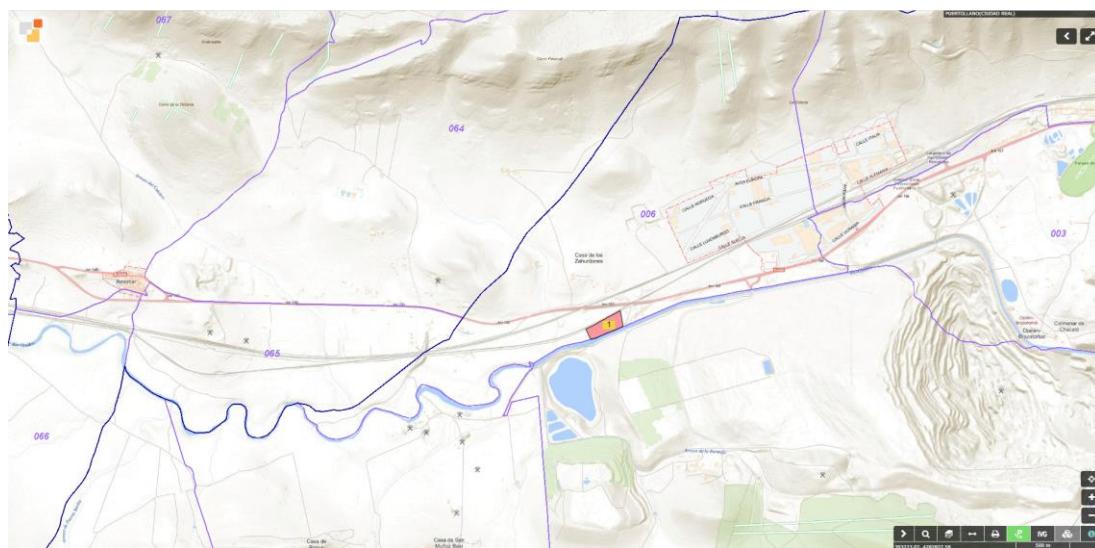
Es fundamental conocer a fondo el terreno destinado para la instalación de un parque fotovoltaico, así como examinar las instalaciones existentes en áreas cercanas. Este análisis proporciona información valiosa para tomar decisiones informadas sobre aspectos clave como el tamaño y la potencia del parque. Además, el estudio de parques fotovoltaicos en funcionamiento en la proximidad puede ofrecer insights útiles sobre la adecuación del terreno y la viabilidad del proyecto. Asimismo, puede ser beneficioso aprovechar infraestructuras preexistentes, como líneas de transmisión u otros elementos instalados en proyectos anteriores, lo que puede optimizar costos y facilitar la integración del nuevo parque a la red eléctrica.

### **3.1 PRESENTACIÓN DEL TERRENO ELEGIDO**

Tras una breve exploración del contexto fotovoltaico nacional y del precio de los terrenos en las distintas zonas geográficas se ha decidido centrar la búsqueda de una ubicación en la provincia de Ciudad Real. Esta provincia cuenta con distintas subestaciones, algo que se deberá tener en cuenta a la hora de ubicar el parque fotovoltaico con el objetivo de reducir costes. Además, hay varias instalaciones fotovoltaicas ya instaladas en el área por lo que se podrá aprovechar zanjas para cableado ya construidas.

Debido a la cartografía de la zona y al emplazamiento de las distintas subestaciones, se ha decidido buscar una finca en la parte sur de la provincia cerca de las localidades de Puertollano y Almodóvar del Campo. Esta ubicación es especialmente interesante por varios factores; en primer lugar, por la cercanía a la subestación eléctrica de La Solana y, en segundo lugar, por la cercanía a la refinería de petróleo de Repsol que se ubica en Puertollano que puede ser un potencial cliente.

Tras una búsqueda exhaustiva de las diferentes fincas a través de la web del catastro, se ha seleccionado la finca con referencia catastral 13071A006008000000XU



*Ilustración 3: Localización de la finca escogida en el catastro*

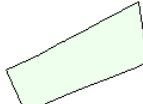
Los datos de la finca que se extraen del catastro son los siguientes:

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE	
Referencia catastral	13071A006008000000XU
Localización	Polígono 6 Parcela 800 SAN SEBASTIÁN. PUERTOLLANO (CIUDAD REAL)
Clase	Rústico
Uso principal	Agrario

COORDINACIÓN GRÁFICA CON EL REGISTRO DE LA PROPIEDAD	
Registro:	ALMODOVAR DEL CAMPO
Código registral único:	13004001246843 <a href="#">Ver en GeoPortal de Registradores</a>
Fecha coordinacion:	26/04/2018

PARCELA CATASTRAL	
	Localización Polígono 6 Parcela 800 SAN SEBASTIÁN. PUERTOLLANO (CIUDAD REAL)
Superficie gráfica	42.742 m <sup>2</sup>

CULTIVO			
Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m <sup>2</sup>
0	E- Pastos	02	42.742

*Ilustración 4: Datos descriptivos de la finca seleccionada*



*Ilustración 5: Representación en 3D de la finca*

Otro de los puntos favorables de la elección de esta finca es la pendiente casi nula del terreno, lo que facilitara los trabajos de instalación

### 3.2 RECURSO SOLAR

Para obtener los datos meteorológicos requeridos para el análisis del recurso solar, se emplearán tanto las bases de datos de Meteonorm como las de PVsyst. Estas fuentes ofrecerán información detallada sobre la irradiancia, la temperatura, las horas de sol y la velocidad del viento en la localización seleccionada.

	Irradiación horizontal global kWh/m <sup>2</sup> /mes	Irradiación difusa horizontal kWh/m <sup>2</sup> /mes	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Turbidez Linke [-]	Humedad relativa %
Enero	65.5	29.6	6.3	1.90	2.572	79.3
Febrero	89.7	35.0	8.0	2.39	2.808	70.0
Marzo	136.2	54.5	11.4	2.60	3.236	62.3
Abril	168.1	63.5	14.2	2.49	3.207	60.8
Mayo	202.2	74.2	19.2	2.29	3.351	50.4
Junio	226.2	70.7	24.7	2.40	3.448	39.7
Julio	238.8	63.3	28.3	2.30	3.237	31.9
Agosto	207.9	61.0	27.7	2.19	3.297	34.6
Septiembre	152.1	46.2	22.3	2.09	3.187	49.5
Octubre	109.9	44.0	16.9	2.00	3.066	62.2
Noviembre	69.8	28.5	9.9	2.10	2.744	76.1
Diciembre	58.1	26.4	6.8	1.99	2.610	81.3
Año	1724.6	596.9	16.3	2.2	3.064	58.2

**Irradiación horizontal global variabilidad año a año 2.7%**

*Ilustración 6: Datos meteorológicos históricos en Ciudad Real (2005-2015) (Fuente: PVsyst)*

Como se puede observar en la imagen anterior, en la ubicación escogida se dan temperaturas bastante suaves durante todo el año a pesar de haber un descenso notable en los meses de invierno y temperaturas más cálidas en verano como es de esperar. Esto habrá que tenerse en cuenta a la hora de la selección de los materiales para elegir aquellos que mejor se adapten a este rango de temperaturas.

Por otra parte, se identifica que es una zona con poco viento por lo que la resistencia que tenga que soportar la estructura al viento no será un problema en ningún momento.

Por último, se puede observar que los niveles de radiación horizontal tanto difusa como global son suficientemente elevados como para poderse considerar esta zona geográfica como un buen emplazamiento para ubicar un parque solar.

A continuación, se presentan distintas gráficas en las que se muestra la información previamente recogida con algo más de detalle.

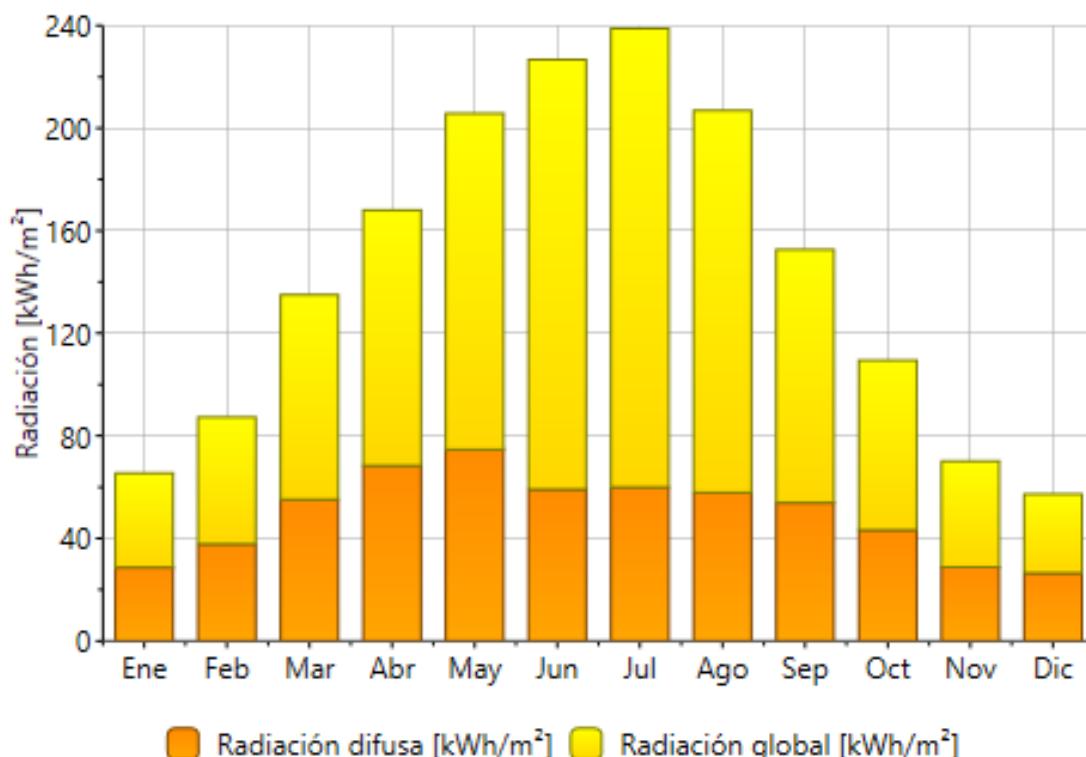


Ilustración 7: Radiación global y difusa (Fuente: Meteonorm)

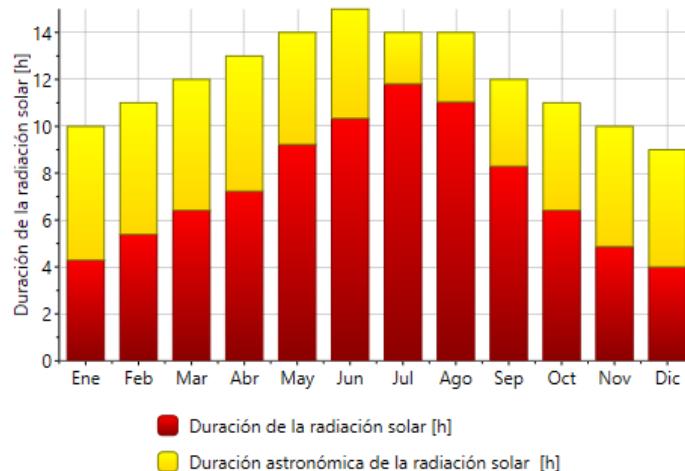


Ilustración 8: Duración de la radiación solar (Fuente: Meteonorm)

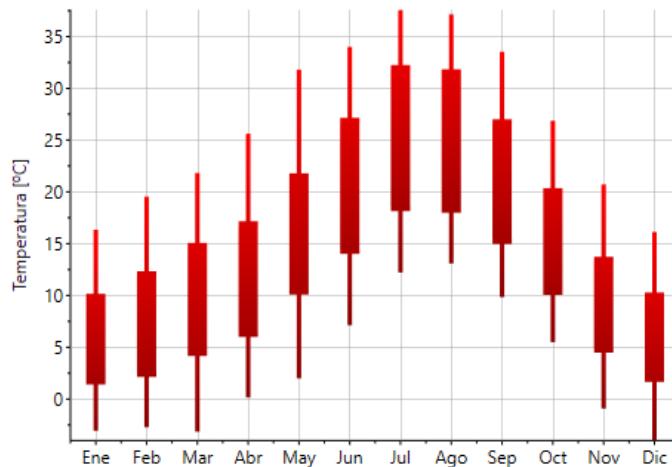


Ilustración 9: Variación de la temperatura según los meses del año (Fuente: Meteonorm)

### 3.3 SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA

Antes de comenzar el diseño técnico del parque solar, es apropiado localizar la subestación transformadora más cercana a la finca escogida. Como se mencionó anteriormente una de las razones por la que se ha escogido dicha finca es su cercanía a una subestación de Red Eléctrica Española que se encuentra ubicada entre las localidades de Puertollano y Almodóvar del Campo.

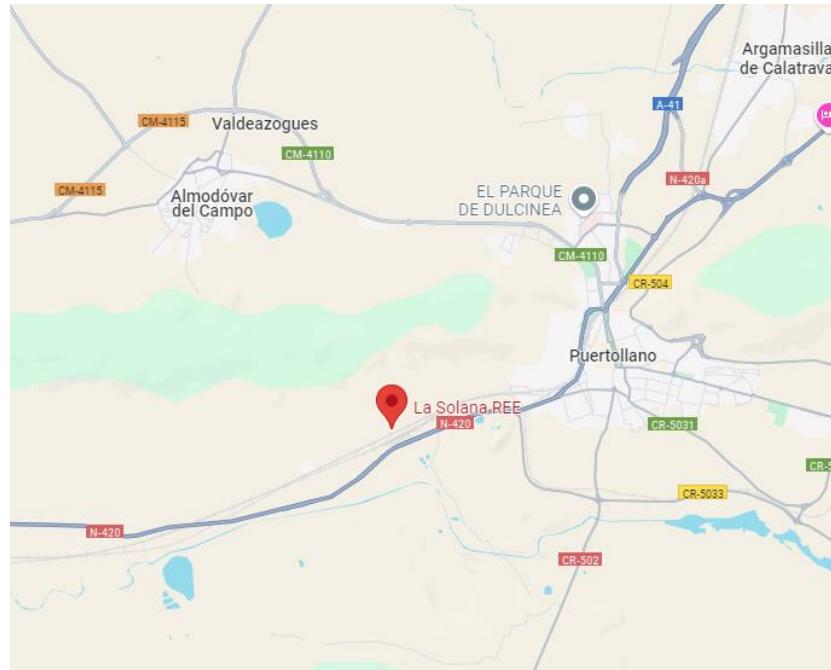


Ilustración 10: Ubicación de la subestación transformadora

Tal y como se aprecia en la siguiente imagen, la distancia en línea recta entre el punto más alejado de la finca y la subestación es de 2,89km lo cual respeta el máximo de 6km de distancia que debe haber entre las plantas con más de 3MW y la subestación transformadora.



Ilustración 11: Distancia entre la finca y la subestación transformadora

## **CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA SOLAR**

El diseño de una planta fotovoltaica puede abordarse empleando diferentes enfoques, dependiendo de los objetivos establecidos. Una estrategia consiste en priorizar una potencia específica previamente definida, organizando los componentes de la instalación de manera que optimicen la consecución de dicha potencia de forma eficiente. Alternativamente, cuando se dispone de un terreno limitado, otra opción viable es maximizar la producción energética que dicho espacio puede generar. En este proyecto, dado que no se ha fijado una potencia objetivo, el enfoque más adecuado consiste en optimizar la capacidad de generación energética del terreno disponible.

En primer lugar, será indispensable realizar un análisis detallado del terreno donde se llevará a cabo la instalación. La superficie total del área seleccionada es de 4,2 hectáreas. Aunque la parcela no presenta una forma completamente cuadrada, es posible organizar las filas de paneles fotovoltaicos dentro de un rectángulo.

Para definir este rectángulo dentro de la finca deberemos dejar algunos espacios para pasillos y el fácil acceso de operarios durante la instalación y el posterior mantenimiento. Es por esto por lo que el rectángulo final de superficie útil será de 350m de largo y 100m de ancho con una superficie útil final de 3,5 hectáreas.

### **4.1 PREDIMENSIONADO DE LOS MÓDULOS**

Como se ha indicado previamente, la elección del equipo influirá directamente en la potencia total de la planta. El propósito principal es optimizar la energía generada en el terreno, manteniendo a su vez la viabilidad económica del proyecto. Para llevar a cabo este cálculo, se procederá a realizar un diseño preliminar de la planta que contemple una configuración destinada a producir 1 MW. Posteriormente, los resultados obtenidos serán extrapolados para ajustarse a la totalidad de la superficie disponible. A medida que el espacio lo permita, se añadirán más módulos fotovoltaicos para maximizar la capacidad de generación. Cálculo de la distribución de paneles.

### **4.2 PANEL FOTOVOLTAICO**

La selección del panel fotovoltaico constituye el primer paso crucial en el diseño de una planta solar. Con el objetivo de optimizar la relación calidad-precio, se buscarán paneles en el rango de 400 a 450 Wp, ya que representan una opción rentable dentro del mercado actual. Este rango también ofrece una amplia disponibilidad de opciones, lo cual facilita la búsqueda de la mejor opción para este proyecto en particular. Para refinar la selección, se centrará la oferta en los principales fabricantes reconocidos en la industria: JA Solar, LONGi Solar y Trina Solar. A partir de esta lista de proveedores, se elegirá un panel representativo de cada empresa para proceder con una comparación detallada y determinar cuál es la opción más adecuada para el parque solar propuesto.

Panel			
<b>Fabricante</b>	JA Solar	LONGi Solar	Trina Solar
<b>Modelo</b>	JAM54D41-450/LB	LR7-54HTH-455M	TSM-NEG9R.28
<b>Tipo</b>	Monocristalino	Monocristalino	Monocristalino
Características Eléctricas			
<b>Potencia nominal [W]</b>	450.0	455.0	445.0
<b>Tensión circuito abierto [V]</b>	39.3	36.8	52.6
<b>Tensión máxima [V]</b>	32.8	30.1	44.3
<b>Corriente máxima Imp [A]</b>	13.7	11.3	10.1
<b>Corriente de CC [A]</b>	14.5	12.0	10.7
<b>Eficiencia [%]</b>	22.5	22.3	22.3
Características Físicas			
<b>Peso [kg]</b>	22.0	21.6	21.8
<b>Dimensiones [mm]</b>	1762x1134x30	1800x1134x30	1762x1134x30
<b>Área módulo [m2]</b>	2.0	2.0	2.0
<b>Precio [€]</b>	30.6	37.3	44.1
<b>Precio [€/kW]</b>	68.0	82.0	99.1

*Tabla 6: Modelos de módulos fotovoltaicos*

Las características técnicas, de tamaño y precio de los distintos paneles fotovoltaicos analizados son bastante similares entre sí. En términos de eficiencia, aunque las diferencias son mínimas, los paneles de LONGi Solar presentan una eficiencia ligeramente inferior en comparación con los demás. Dado que las especificaciones técnicas de los paneles no difieren significativamente, el factor clave para la selección es el precio. En este sentido, los paneles de JA Solar ofrecen una ventaja competitiva al ser ligeramente más económicos que los de sus competidores. Aunque la diferencia de costo por panel es relativamente pequeña, al tratarse de una instalación a gran escala, esta ventaja se magnifica. Por lo tanto, el modelo de JA Solar emerge como la opción más adecuada, al combinar una mayor rentabilidad con características técnicas comparables a las de los demás fabricantes, lo que lo convierte en la elección más lógica para este proyecto.

Para más información consultar hoja de características en ANEXO III

## 4.3 SELECCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE

Para optimizar la captación de radiación solar directa, es fundamental utilizar una estructura

que soporte y oriente adecuadamente los módulos fotovoltaicos. Estas estructuras pueden ser de tres tipos: móviles, lastradas o fijas, como se ha indicado previamente. En el presente proyecto, se optará por una estructura fija debido a su simplicidad y menor costo en comparación con las alternativas móviles. Dado que se espera una producción constante y a largo plazo, no se considera necesario recurrir a sistemas lastrados. En consecuencia, se ha decidido anclar los soportes de manera fija. Además, estas estructuras fijas requieren un mantenimiento mínimo, lo que contribuye a reducir los costes operativos y garantiza que el parque solar sea económicamente viable.

Se ha seleccionado al proveedor Vico Export Solar Energy para suministrar las estructuras de soporte destinadas a la instalación de la planta solar fotovoltaica. En concreto, se ha optado por una estructura de soporte de tres filas con anclaje al suelo, lo que elimina la necesidad de emplear zapatas de hormigón. El modelo elegido, 37V, se destaca por contar con perfiles de aluminio EN AW 6005A T6, tornillería de acero inoxidable A2-70 y anclajes galvanizados en caliente de acero S275. Cada estructura tiene la capacidad de soportar 18 módulos fotovoltaicos, con un costo aproximado de 1.510 €.

Para más información consultar hoja de características en ANEXO III

#### 4.4 SELECCIÓN DEL INVERSOR

Para llevar a cabo la selección del modelo de inversor que se utilizará en la planta deben tenerse en cuenta las siguientes características: (i) que sean auto comutados, (ii) que sea fuente de corriente, (iii) que se pueda realizar un seguimiento automático del punto de máxima potencia, (iv) que no funcione en isla.

Además, también deberán cumplir con la normativa comunitaria de seguridad eléctrica por lo que deben incorporar las protecciones necesarias para un correcto funcionamiento garantizando que:

- La potencia se mantenga en condiciones de irradiación solar hasta un 10% por encima de la Capacidad Estándar de Módulo (CEM) y ser capaces de soportar picos de hasta un 30% superiores a la CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El consumo de energía del inversor durante la noche no exceda el 0,5% de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la energía generada sea superior a 0,95 en un rango de operación que vaya del 25% al 100% de la potencia nominal.

Según la normativa vigente, los inversores deben contar con un grado de protección mínimo de IP20 cuando se instalen en interiores, y de IP65 en instalaciones exteriores. Estos niveles de protección aseguran la adecuada resistencia a factores como el polvo y la humedad, cumpliendo con los estándares de seguridad y funcionalidad exigidos por la normativa aplicable en cada caso.

Tras realizar una comparativa de las distintas opciones de mercado de las principales empresas se ha concluido por escoger el siguiente inversor:

<b>Inversor</b>	
Fabricante	Power Electronics
Modelo	HEMK FS1955K
<b>Características eléctricas</b>	
Potencia nominal [kVA]	1955
Rango de tensiones [V]	870 - 1500
Tensión máxima [V]	1500
Tensión de salida [V]	615
Eficiencia [%]	98.77
<b>Características físicas</b>	
Peso [Kg]	5200
Dimensiones [m]	3x2x2.2
Precio [€]	92.000

Tabla 7: Características técnicas del inversor seleccionado

Para más información consultar hoja de características en ANEXO III

## 4.5 SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

En este proyecto se requiere elevar el voltaje de salida del inversor de 600 V a 30 kV para conectar la planta fotovoltaica a la subestación. Para ello, se realizará un análisis del mercado que se centrará en asegurar que el rango de tensiones de media tensión (MT) sea adecuado y que contemple un margen suficiente para absorber posibles fluctuaciones menores en el voltaje. Se ha decidido optar por un transformador de la marca Power Electronics, ya que su integración con el inversor HEMK previamente seleccionado es particularmente sencilla. El modelo MV Skid Compact, además, facilita dicha integración, proporcionando una conexión rápida y eficiente.

<b>Transformador</b>	
Fabricante	Power Electronics
Modelo	MV Skid Compact
<b>Características eléctricas</b>	
Potencia nominal [kVA]	1175-4075
Rango de tensiones MT [kV]	6.6 – 34.5
Rango de tensiones BT [V]	600 - 690
Configuración	Dy11
Precio [€]	64.000

Tabla 8: Características técnicas del transformador escogido

De este modo, se establece la configuración necesaria para este proyecto, que contempla un lado de baja tensión (BT) de 600 V y un lado de media tensión (MT) de 30 kV, con el fin de

conectar la planta fotovoltaica a la subestación. Aunque la distancia entre la planta y la subestación no es considerablemente grande, será necesario recurrir a un tendido subterráneo, lo que incrementará los costos de la conexión, aspecto que se detallará en secciones posteriores. La potencia final del transformador también se determinará en los siguientes apartados.

La principal ventaja de este transformador radica en su diseño compacto, que incorpora los elementos de protección de media tensión requeridos. Entre estos componentes se encuentran el control de nivel dieléctrico de disminución, el relé de protección ante presión, temperatura y gases, la capacidad de cortocircuito de la celda MT de 16 kA durante 1 segundo, y un interruptor automático para la protección de la celda MT. Además, el transformador está equipado con una celda destinada a servicios auxiliares, con una capacidad de conexión de 5/40 kVA, que incluye los sistemas de comunicación necesarios para su operación eficiente.

## 4.6 DISTRIBUCIÓN DE PLACAS FOTOVOLTAICAS

A continuación, se debe definir la distribución óptima de los paneles solares para maximizar tanto el uso del terreno como la capacidad de generación de energía. En general, los módulos fotovoltaicos se distribuyen uniformemente a lo largo del área disponible. La configuración más común consiste en la conexión de los paneles en serie, formando cadenas o "strings". Para optimizar el aprovechamiento del espacio disponible, estas cadenas se instalarán en paralelo unas con otras, asegurando una cobertura eficiente del terreno y, al mismo tiempo, maximizando la potencia generada por la planta.

## 4.7 PANELES EN SERIE

El primer paso en el proceso de distribución de los paneles es determinar cuántos módulos se pueden conectar en serie para formar una cadena adecuada. Las tensiones de cada panel fotovoltaico se suman cuando se conectan en serie, lo que significa que es fundamental evitar exceder el límite de voltaje que el inversor puede soportar. Para ello, es necesario calcular cuántos paneles se pueden conectar en serie sin sobrepasar la tensión máxima admitida por el inversor, y al mismo tiempo, se busca maximizar la tensión de salida para minimizar las pérdidas por resistencia, que aumentan con la intensidad según una relación cuadrática.

El punto más crítico de este análisis se da cuando el panel opera a su potencia máxima (PMP). En este caso, el panel fotovoltaico JA Solar tiene una tensión de máxima potencia de 41,52 V. No obstante, es importante también tener en cuenta la tensión de circuito abierto del panel, que es de 49,7 V para este modelo. Esta última se utiliza en los cálculos de protección, ya que es ligeramente superior a la tensión de máxima potencia y puede verse afectada por la temperatura ambiente. Según las especificaciones del panel, la tensión de circuito abierto varía aproximadamente en 0.135 V/°C respecto a los 25°C de referencia, lo que es relevante en climas fríos.

Dado que se espera que la temperatura mínima en el sitio de la instalación sea de aproximadamente -5°C, pero se tomará una temperatura de referencia de -10°C por seguridad, se estima que el voltaje del circuito abierto puede alcanzar un máximo de 54,4 V. Con esta cifra y teniendo en cuenta que el inversor seleccionado puede soportar una tensión máxima de 1500 V, el número máximo de paneles que se podrán conectar en serie es:

$$\text{Número de paneles en serie} = \frac{1500V}{54,4V} = 27,56 \rightarrow 27 \text{ paneles en serie}$$

*Ecuación 1: Número máximo de paneles en serie*

Por lo tanto, el número de paneles conectados en serie será 27 para asegurar que no se sobrepase el límite de tensión del inversor, permitiendo una operación segura y eficiente del sistema.

## 4.8 CÁLCULO DE MÓDULOS POR CADENA

Para determinar la cantidad máxima de cadenas que se pueden conectar en paralelo a un inversor, es necesario calcular la potencia total que generan las cadenas de paneles fotovoltaicos y asegurarse de que esta no supere la capacidad del inversor. En este caso, se han seleccionado módulos fotovoltaicos de JA Solar con una potencia nominal de 450 Wp cada uno, y se ha establecido que cada cadena estará compuesta por 27 módulos en serie.

El cálculo de la potencia total generada por una cadena es el siguiente:

$$\text{Potencia de una cadena} = 450Wp * 27 \text{ módulos} = 12150Wp = 12,15kWp$$

Con esta información, el siguiente paso es asegurarse de que la potencia total generada por todas las cadenas conectadas en paralelo no supere la capacidad del inversor. El inversor seleccionado tiene una potencia nominal de 1.955 kW.

Para calcular cuántas cadenas pueden conectarse en paralelo sin exceder la potencia del inversor, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Número máximo de cadenas en paralelo} = \frac{\text{Potencia del inversor}}{\text{Potencia de una cadena}}$$

*Ecuación 2: Cálculo teórico del número máximo de cadenas en paralelo para el inversor seleccionado*

Dado que la potencia del inversor es 1955 kW y la potencia de una cadena es 12.15 kWp, sustituimos estos valores:

$$\text{Número máximo de cadenas en paralelo} = \frac{1955 \text{ kW}}{12,15 \text{ kWp}} = 160,9$$

*Ecuación 3: Cálculo numérico del número máximo de cadenas en paralelo para el inversor seleccionado*

Esto indica que se pueden conectar 160 cadenas en paralelo al inversor, sin superar su capacidad máxima de 1955 kW. Por lo tanto, en este diseño, el inversor tiene capacidad suficiente para manejar el número de cadenas de paneles necesarias en el sistema.

Los cables de salida de las cadenas de paneles fotovoltaicos se conectarán a un cuadro de corriente continua (CC) antes de ingresar al inversor. De las diversas opciones de entradas estándar disponibles en el mercado, que incluyen configuraciones de 8, 12, 16, 24 o 32 entradas, se ha determinado que la mejor opción para este proyecto es utilizar 16 cadenas en paralelo. Esta elección optimiza la configuración al permitir el uso de 10 cuadros de CC, cada uno con 16 entradas, logrando una disposición eficiente.

Tras realizar un análisis de las opciones de cuadros de corriente continua disponibles en el mercado, se ha seleccionado el modelo StringBox 12 de Ingecon Sun como el más adecuado para este proyecto. Este cuadro es compatible con las 16 entradas en CC previamente seleccionadas y cuenta con las protecciones necesarias para manejar una tensión de 1500V. Además, el StringBox 12 puede soportar una intensidad máxima de 288 A, lo que lo hace adecuado para cumplir con los requerimientos eléctricos del sistema, garantizando un rendimiento seguro y eficiente.

A modo de resumen se muestra a continuación una tabla con los datos calculados a lo largo del apartado. Estos datos hacen referencia a lo que llamaremos bloques:

Tabla resumen de cada bloque						
Elemento	Acometido por	Icc [A]	I PMP [A]	V abierto [V]	V PMP [V]	Potencia [kWp]
Cadena	27 módulos	11,36	10,84	1.341,90	1.121,04	12,15
Cuadro	16 cadenas	181,76	173,44	1.341,90	1.121,04	194,40
Inversor	10 cuadros CC	1.817,60	1.734,40	1.341,90	1.121,04	1.944,00

*Tabla 9: Tabla resumen de cada bloque*

## 4.9 SEPARACIÓN ENTRE FILAS Y PANELES

En este apartado será necesario hacer referencia al Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Conectadas a Red propuesto por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, s.f.). Dicho documento establece que la distancia d, medida en el plano horizontal entre el proyecto fotovoltaico y un obstáculo de altura h capaz de proyectar sombra, debe calcularse considerando varios factores.

La recomendación es que, como referencia, se aseguren al menos 4 horas de sol durante el solsticio de invierno, lo que implica una correcta separación entre los paneles y posibles obstáculos para minimizar las sombras.

Para este cálculo, es necesario tener en cuenta el parámetro  $k$ , que es un valor adimensional definido como:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

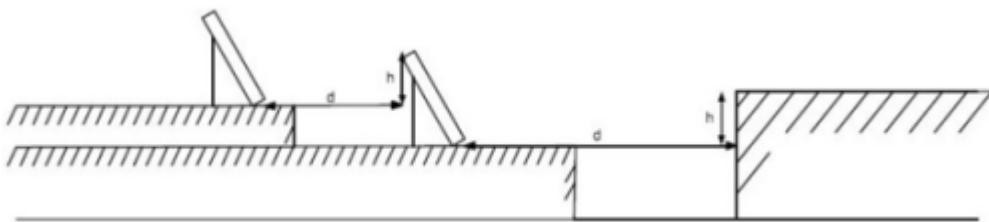
*Ecuación 4: Cálculo teórico del parámetro k*

De esta manera la distancia  $d$  mínima entre los paneles y los obstáculos debe ser el resultado de:

$$d \geq h * k$$

*Ecuación 5: Comprobación de la distancia entre los paneles*

Donde  $h$  es la altura del obstáculo. Este enfoque permite optimizar la irradiación solar y minimizar las pérdidas por las sombras.



*Ilustración 12: Distancia mínima entre paneles (Fuente: Emesol Chile)*

Por tanto, con un cálculo geométrico y trigonometría básica se obtiene:

$$h = 3 * 2112 * \sin(30^\circ) + 500 = 3668 \text{ mm} = 3,668 \text{ m}$$

*Ecuación 6: Cálculo de h*

La latitud de la parcela escogida es  $38,65^\circ$ , por lo que el cálculo de  $d$  se realiza de la siguiente forma:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{3,668}{\tan(61^\circ - 38,65^\circ)} \approx 10,0 \text{ m}$$

*Ecuación 7: Cálculo de la distancia mínima entre paneles*

## 4.10 CADENAS EN EL TERRENO

La parcela seleccionada abarca una extensión total de unas 3,5 hectáreas útiles (previamente definido). Aunque la forma de la parcela no es completamente rectangular, es posible disponer las filas de paneles en una configuración rectangular con un ancho de 100 metros en dirección Oeste y una longitud de 350 metros en dirección Norte. Es importante tener en cuenta que la distancia entre las cadenas de paneles será de 10 metros, y que la proyección horizontal de cada cadena tiene una longitud calculada mediante la siguiente fórmula:

$$l = 3 * 2112 * \cos(30^\circ) = 5487 \approx 5,5 \text{ m}$$

*Ecuación 8: Cálculo de la proyección horizontal de los paneles solares*

Dado esto, se debe sumar la distancia entre cadenas y la longitud de la proyección horizontal de cada una, es decir,  $10 + 5,5 = 15,5$  m. Por lo tanto, el terreno seleccionado podrá acomodar un total de 22 estructuras a lo largo de su longitud dividiendo el largo total entre 15,5m.

Ahora es necesario analizar el ancho total de la parcela. Para realizar este análisis, se procede con el siguiente cálculo:

$$a = 3 * 1052 = 3156 \text{ mm} = 3,156 \text{ m}$$

*Ecuación 9: Cálculo del valor de a*

Dividiendo el ancho total de la parcela entre el valor de a se obtiene que se podrán instalar unos 31 paneles.

Considerando que el diseño abarca un total de 31 por 22 estructuras, se llega a un total de 682 estructuras en toda la parcela utilizada. Esto implica la instalación de 10912 módulos, dado que cada estructura de soporte tiene capacidad para 16 módulos, según se ha mencionado anteriormente.

Para la distribución de los módulos se crearán tres bloques de 3637 módulos cada uno para facilitar la logística y la separación entre ellos para la instalación y su posterior mantenimiento.

Por tanto, cada bloque tendrá una potencia total de unos 1,64MW lo que sumará un total de 4,91MW entre los 3 bloques

## 4.11 PROTECCIONES

### 4.11.1 CORRIENTE CONTINUA

Se ha detallado el procedimiento para la instalación de los cuadros de corriente continua, los cuales se situarán entre los inversores y las cadenas de módulos conectados en serie. Estos cuadros son esenciales para el funcionamiento adecuado de la planta, ya que proporcionan las protecciones necesarias para prevenir fugas y situaciones de riesgo.

Cada caja está equipada con un fusible en la entrada y un interruptor en la salida, permitiendo la desconexión del circuito si fuera necesario. Los fusibles disponibles tienen un rango de 10 A a 32 A.

Para la protección de un módulo fotovoltaico con una corriente de cortocircuito de 11,36 A, es crucial seleccionar un fusible que garantice la protección adecuada sin dispararse en condiciones normales de operación. La normativa general recomienda que la corriente nominal del fusible sea aproximadamente 1,25 a 1,5 veces la corriente de cortocircuito del módulo. Este rango de selección asegura una protección eficaz contra fallos sin comprometer

la operatividad del sistema.

Para determinar el valor óptimo del fusible, se realizan los siguientes cálculos:

1. Corriente de cortocircuito del módulo: 11,36 A
2. Factor de seguridad recomendado: 1,25 a 1,5 veces la corriente de cortocircuito

Por tanto, el mínimo recomendado será de 14,2 A y el máximo de 17,04 A.

Con base en estos cálculos, se sugiere la instalación de un fusible con una corriente nominal en el rango de 15 A a 20 A. De manera práctica, un fusible de 15 A resulta adecuado para la mayoría de las aplicaciones fotovoltaicas, proporcionando una protección efectiva sin disparos innecesarios.

Si asumimos que cada cadena tiene una corriente de funcionamiento de aproximadamente 11,36 A (basado en la corriente de cortocircuito como referencia), la corriente total en el cable será de  $16 * 11,36 \text{ A} = 181,76 \text{ A}$ .

La salida del panel fotovoltaico está diseñada para soportar una corriente de hasta 192 A, conforme a las especificaciones del fabricante. El interruptor asociado está calibrado para manejar hasta 315 A, lo que proporciona un margen de seguridad adecuado para la protección del sistema. En términos de protección eléctrica, el panel está equipado con mecanismos contra sobretensiones de tipo I+II.

Esto significa que ofrece protección tanto contra sobretensiones provocadas por descargas atmosféricas directas (tipo I) como contra sobretensiones transitorias inducidas por otros eventos eléctricos (tipo II). Esta configuración asegura una protección integral del sistema fotovoltaico frente a variaciones y picos de tensión, mejorando así la estabilidad y la durabilidad de la instalación.

Finalmente, las entradas del inversor están protegidas por dispositivos integrados que incluyen fusibles en todas las entradas para prevenir sobrecorrientes. También se proporciona protección contra sobretensiones de tipo II, lo que resguarda al inversor de picos de tensión transitorios inducidos. El inversor está dotado de seccionadores de corriente continua (CC) que facilitan la desconexión segura del sistema cuando sea necesario.

Para garantizar una operación confiable y continua, el inversor incorpora control de humedad, que previene daños derivados de condiciones ambientales adversas, así como protección contra fallas a tierra, asegurando así la seguridad general del sistema fotovoltaico. Esta combinación de características permite al inversor operar de manera segura y eficiente en una amplia gama de condiciones operativas.

#### **4.11.2 CORRIENTE ALTERNA**

El circuito de corriente alterna (CA) se conecta a la subestación de 30 kV a partir de la salida del inversor. El disyuntor de salida de cada inversor actúa como la primera línea de defensa, proporcionando protección inicial para la unidad. Posteriormente, cada inversor alimenta un transformador que está equipado con dispositivos de protección adicionales.

La protección del transformador incluye una serie de medidas de seguridad, tales como interruptores automáticos que resguardan la unidad de media tensión, así como relés de protección que supervisan la presión, la temperatura y la presencia de gases. Además, el sistema cuenta con mecanismos para el control del nivel dieléctrico, asegurando que el aislamiento del transformador mantenga sus propiedades en condiciones óptimas. El transformador está diseñado para soportar una capacidad de cortocircuito de hasta 16 kA durante 1 segundo, lo que proporciona una robusta protección contra eventos de sobrecorriente transitoria.

## 4.12 CABLEADO

El cableado en una instalación fotovoltaica se organiza en dos secciones distintas: la primera es la conexión entre los módulos fotovoltaicos en serie y el cuadro de corriente continua (CC) seleccionado, mientras que la segunda se encarga de conectar estos cuadros de CC a los inversores.

Para este propósito, se ha elegido el cable Exzhellent Class Solar H1Z2Z2-K de la marca General Cable. Tras un análisis detallado del mercado, este modelo se destaca como uno de los más empleados debido a su adaptabilidad a diferentes necesidades y su disponibilidad en varias secciones. Este cable está diseñado para aplicaciones exteriores y cumple con estándares de seguridad, incluyendo la resistencia a la propagación de incendios, lo que mejora la protección general del sistema.

Conforme al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), específicamente en el capítulo 5 de la ITC-BT-40, el cableado debe dimensionarse para soportar al menos el 125% de la corriente máxima prevista en el diseño. Además, la caída de tensión en el punto de conexión a la red o instalación no debe superar el 1,5% de la corriente nominal. Estas directrices garantizan que el cableado sea no solo seguro, sino también eficiente en términos operativos.

En cuanto a la conexión interna de los módulos en serie, esta tarea es manejada por el fabricante del módulo, por lo que no se requiere un dimensionamiento adicional en el diseño de la planta. Por lo tanto, el enfoque se desplaza hacia la siguiente fase del cableado: la conexión de las cadenas de módulos con los cuadros de corriente continua.

Es crucial seleccionar cables que cumplan con los requisitos de capacidad de corriente y caída de tensión, asegurando al mismo tiempo una instalación robusta y segura. La correcta implementación de estos cables garantiza una transferencia eficiente de la energía desde los módulos hacia los cuadros de CC y, finalmente, a los inversores, optimizando así tanto el rendimiento como la fiabilidad de la instalación fotovoltaica.

- Tramo 1. *Cadenas – Cuadro de CC*

Criterio de intensidad máxima:

Para determinar el dimensionamiento adecuado del cableado, es esencial considerar la intensidad máxima que debe soportar el conductor en régimen permanente. Según el análisis previo de los paneles y bloques utilizados en la instalación, la intensidad máxima que circulará por el conductor es de 10,84 A.

De acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), el cableado debe dimensionarse para manejar al menos el 125% de la corriente nominal, como medida de seguridad adicional para evitar sobrecalentamientos y garantizar una operación segura a largo plazo.

$$\text{Intensidad de dimensionamiento} = I_N * 1,25 = 10,84 * 1,25 = 13,55 \text{ A}$$

*Ecuación 10: Cálculo de intensidad de dimensionamiento*

Con base en la hoja de características del fabricante (disponible en el ANEXO III: Hoja de Características), el cable de sección mínima recomendada de 1,5 mm<sup>2</sup> tiene una capacidad máxima de transporte de corriente de hasta 24 A. Esta capacidad excede el requerimiento de 13,55 A calculado anteriormente por lo que esta limitación del reglamento no sería el criterio limitante.

Criterio de caída de tensión:

$$\rho_{cu} = \rho_{cu20} * (1 + \alpha_{cu} * (T - 20))$$

*Ecuación 11: Cálculo de la resistividad del cobre*

Donde:

- $\rho_{cu}$  es la resistividad del cobre a la temperatura T
- $\rho_{cu20}$  es la resistividad del cobre a 20°C
- $\alpha_{cu} = 0,00393 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$
- T es la temperatura para la que se calcula la resistividad

Por lo tanto, dado que el conductor es de cobre y su temperatura máxima soportable es de 90 °C, la resistividad del cobre se establece en 0,02198 Ω·mm<sup>2</sup>/m.

El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión no especifica un límite máximo para la caída de tensión en la conexión entre el cuadro de corriente continua y las cadenas de módulos. En ausencia de una normativa específica, se adoptará una caída de tensión máxima porcentual del 0,5%, que es un valor estándar en aplicaciones similares para asegurar la eficiencia del sistema.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, la sección mínima del conductor será:

$$S = \frac{I \cdot \rho_{cu} \cdot 2 \cdot L}{\Delta U \cdot V}$$

*Ecuación 12: Cálculo teórico de la sección mínima del conductor*

Donde:

- S corresponde a la sección del conductor en mm<sup>2</sup>
- I corresponde con la intensidad que circulará por el conductor en A
- $\rho_{cu}$  es la resistividad del cobre a la temperatura T
- L corresponde con la longitud del segmento de interés en m
- V es la tensión del conductor en V
- $\Delta U$  corresponde con la caída de tensión en porcentaje

Considerando el caso más crítico, que es el de la cadena ubicada más lejos del cuadro de corriente continua:

$$S = \frac{10,84 * 0,02198 * 2 * 275}{0,005 * 41,52 * 27} = 23,38 \text{ mm}^2$$

*Ecuación 13: Cálculo numérico de la sección mínima del conductor del tramo 1*

Por tanto, se utilizará un cable de 25 mm<sup>2</sup> de sección

- Tramo 2. Cuadro de CC – Inversor

Después de analizar la primera parte del cableado, será imprescindible examinar los problemas logísticos y de capacidad para el segundo tramo. Se aplicarán de nuevo translas restricciones de corriente máxima y caída de tensión. En este caso, el escenario más crítico corresponde al inversor ubicado en la posición más distante.

Criterio de intensidad máxima:

Contando con que habrá 16 cadenas como se expuso anteriormente y la intensidad de cada una es de 10,84; la intensidad total será de 173,34 A al que habrá que aplicar el factor de 125% llegando a una intensidad de 216,8 A para el dimensionado. Si usamos esta intensidad para buscar un conductor adecuado en el catálogo del ANEXO III obtenemos que se necesitará un conductor de sección 50 mm<sup>2</sup>.

Criterio de caída de tensión:

$$S = \frac{216,8 * 0,02198 * 2 * 175}{0,01 * 41,52 * 27} = 148,78 \text{ mm}^2$$

*Ecuación 14: Cálculo numérico de la sección mínima del conductor del tramo 2*

Por tanto, se podrá usar un conductor de 150 mm<sup>2</sup> de sección que dejará una caída de tensión de 0,991% lo que se encuentra por debajo del 1% máximo.

#### 4.12.1 CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA

Para el cableado de CA es necesario cumplir con los procedimientos y normas establecidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión para esta sección del cableado, tal como se hizo con el cableado de corriente continua. Sin embargo, para la instalación en corriente alterna, el enfoque analítico debe ser diferente en cuanto a las intensidades, ya que se debe considerar la corriente de cortocircuito al evaluar el cableado. Solo será preciso dimensionar los cables que van desde la salida del transformador hasta el centro de seccionamiento, dado que tanto el inversor como el transformador ya cuentan con equipos de la marca Power Electronics.

Además, será imprescindible diseñar la línea de evacuación que conectará el centro de seccionamiento con la subestación de Olmedilla. Para los tramos de corriente alterna, se utilizará un cable de la marca General Cable, en específico el modelo AL HEPRZ1 de la serie VULPREN CLASS.

- Tramo 3. *Inversor – Transformador*

Como se indicó previamente, el inversor se ubica junto al centro de transformación con el objetivo de minimizar la longitud de la línea de conexión. En este caso, se emplea una línea trifásica para manejar altas potencias e intensidades. La intensidad máxima por fase que puede entregar el inversor se calcula tomando como referencia su hoja de características, teniendo en cuenta que su capacidad debe alimentar a dos transformadores simultáneamente.

Teniendo en cuenta la distribución de los módulos en 16 cadenas y 10 cuadros sabemos que la intensidad total a la salida del inversor será de unos 1734 A. Como disponemos de dos transformadores por la potencia total de la planta, cada conductor tendrá la mitad de la corriente es decir unos 870 A. De la tabla que se muestra a continuación escogemos el conductor de 300 mm<sup>2</sup> de sección que soporta intensidades de hasta 1035 A.

La caída de tensión será, por tanto:

$$\frac{870 * 0,02198 * 2 * 5}{300 * 41,52 * 27 * 16 * 5} = 7,1 * 10^{-6}$$

Sección mm <sup>2</sup>	Diametro conductor* mm	Espesor de aislam.* mm	Ø nom. aislam. mm	Diámetro exterior* mm	Radio mínimo de curvatura (posición final) mm	Peso aprox. kg/km	Intensidad máxima de corriente al aire (1)		Intensidad máxima de corriente directamente enterrado (2)		Intensidad máxima de corriente bajo tubo y enterrado (3)		Resistencia del cond. [Ω/km]	Máxima caída de tensión dc V/A-Km)
							2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A		
1 x 16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,910	3,82
1 x 25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	98	82	90	75	1,200	2,40
1 x 35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,868	1,736
1 x 50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1 x 70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1 x 95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1 x 120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1 x 150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1 x 185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1 x 240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1x 300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1 x 400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	350	0,0778	0,156

Tabla 10: Especificaciones técnicas del conductor proporcionadas por el fabricante

- Tramo 4. Transformador – Centro de seccionamiento

Al revisar la hoja de especificaciones del conductor, que se encuentra en el ANEXO III: Hojas de Características, se determina que la tensión en el lado de media tensión (MT) del transformador será de 30 kV. La potencia nominal seleccionada para el transformador corresponde a la potencia nominal del inversor, que es de 1955 kVA.

Con estos datos, es necesario proceder al cálculo de la salida hacia el centro de seccionamiento. Para ello, se llevará a cabo el cálculo según la fórmula correspondiente.

$$I = 3 * \frac{1995}{\sqrt{3} * 30} = 112,87 A$$

Ecuación 15: Cálculo numérico de la intensidad nominal salida del transformador

Criterio de corriente de cortocircuito:

Si se estudia también a partir del criterio de cortocircuito, se observa que:

$$I_{cc} = k * \frac{S}{\sqrt{t}}$$

Ecuación 16: Fórmula de la intensidad de cortocircuito para dimensionar el conductor

Donde:

- t corresponde con la duración del cortocircuito en segundos
- S corresponde con la sección del conductor en mm<sup>2</sup>

- $k$  hace referencia a una constante que depende del conductor elegido, de acuerdo con la norma UNE20460-4-43 ( $k=94$  para conductores de aluminio con aislamiento XLPE)
- $I_{cc}$  es la intensidad de cortocircuito medida en amperios

La subestación de La Solana, propiedad de Red Eléctrica de España (REE), maneja una intensidad aproximada de 26 kA durante 1 segundo en el nudo de la subestación, según los datos proporcionados por REE.

Usando esta información y sustituyendo los valores en la fórmula anterior se obtiene que la sección del conductor debe ser mayor de 283,68 mm<sup>2</sup>. Por esto, siguiendo la hoja de características de este conductor, se escogerá la sección de 400 mm<sup>2</sup>.

#### Criterio de corriente máxima:

Dado que las medidas de seguridad deben considerar un 125% de la intensidad nominal para los cálculos, esto implica que será necesario tomar en cuenta una corriente de 141,1 A. Inicialmente, se podría seleccionar una sección de 25 mm<sup>2</sup> aplicando la fórmula de cálculo de sección indicada en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Sin embargo, esta opción no es viable, ya que deben cumplirse ciertos límites que establece el mismo reglamento, los cuales se detallan en la tabla que se presenta a continuación:

Sección (mm <sup>2</sup> )	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

Tabla 11: Intensidades máximas admisibles en servicio permanente y CA según REBT

Como resultado del análisis, la tabla para el cableado de aluminio con aislamiento HEPR indica que la sección mínima requerida para el conductor debe ser de al menos 70 mm<sup>2</sup>. Esta sección es adecuada para soportar corrientes de hasta 170 A, cumpliendo con los requisitos establecidos en el reglamento.

#### Criterio de caída de tensión:

Dado que la tensión de operación será considerablemente alta, se anticipa que la porción correspondiente a este criterio en el cálculo será relativamente pequeña en comparación con otros factores. Para este análisis, se selecciona un límite de caída de voltaje del 0,1%, un valor que es comúnmente aceptado en proyectos de esta naturaleza y en reglamentos similares. Con base en este criterio, la sección mínima del conductor será la siguiente:

$$S = \frac{112,87 * 0,02198 * 2 * 10}{0,01 * 30000} = 1,65 \text{ mm}^2$$

*Ecuación 17: Cálculo de la sección del conductor en el tramo 3 según criterio de caída de tensión*

Se observa por tanto que este criterio tampoco es el limitante y que el más restrictivo es el de corriente de cortocircuito por lo que el conductor empleado tendrá una sección de 400mm<sup>2</sup> como se menciona anteriormente.

La caída de tensión correspondiente a este tramo con esta sección será por tanto de:

$$\frac{112,87 * 0,02198 * 2 * 10}{400 * 30000} \approx 0$$

- Tramo 5. *Centro de seccionamiento – Subestación La solana*

Se procede a calcular el segmento final del circuito que conectará el centro de seccionamiento con la subestación. Este tramo debe soportar la intensidad total combinada de ambos transformadores, que asciende a 157,67 A. Dado que este segmento presenta la mayor intensidad y, por ende, el criterio de corriente de cortocircuito resulta ser el más restrictivo, se aplicará este criterio para el dimensionamiento del conductor.

En este caso de nuevo será el criterio de intensidad de cortocircuito el que sea más restrictivo por lo que aplicando la fórmula anteriormente mostrada en el tramo 3 se obtiene que la sección escogida ha de ser de nuevo de 400 mm<sup>2</sup>

$$\frac{157,67 * 0,02198 * 2 * 3000}{400 * 30000} \approx 0$$

Se comprueba que la suma de caídas de tensiones no sea mayor del 1,5% máximo permitido.

## 4.13 PUESTA A TIERRA

Conforme al punto 5.9 de las especificaciones técnicas para instalaciones conectadas a la red, publicadas por el IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, s.f.), todas las masas de la instalación, tanto de corriente continua (CC) como de corriente alterna (CA), deben conectarse a una única toma de tierra, independientemente de la conexión al punto neutro del sistema de la empresa distribuidora. Además, el Real Decreto 1663/2000, específicamente en su artículo 12, detalla los requisitos técnicos que deben cumplirse para

garantizar una correcta puesta a tierra.

#### 4.13.1 PUESTA A TIERRA EN BAJA TENSIÓN

La red de puesta a tierra en esta zona estará compuesta por los módulos fotovoltaicos, las estructuras de soporte de los módulos y los inversores de corriente. Estos elementos estarán conectados a través de conductores enterrados, que se enlazarán a varillas de acero, denominadas “clavos”, también enterradas en la parcela. Según la normativa ITC-BT-18, los clavos de acero tendrán un diámetro de 14,2 mm y estarán enterrados a una profundidad de 1 metro. A continuación, se presenta una tabla con la sección correspondiente al conductor de protección utilizado para esta red de puesta a tierra:

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección S <sub>p</sub> (mm <sup>2</sup> )
S ≤ 16	S <sub>p</sub> = S
16 < S ≤ 35	S <sub>p</sub> = 16
S > 35	S <sub>p</sub> = S/2

*Tabla 12: Reglamento para la sección de los conductores de protección y fase de una puesta a tierra*

Por tanto, las secciones de los conductores de la puesta a tierra para cada uno de los tramos serán las siguientes:

- Tramo 1 – 16 mm<sup>2</sup> (al ser la sección del conductor del tramo 25 mm<sup>2</sup>)
- Tramo 2 – 95 mm<sup>2</sup> (ya que debe ser mayor de 75 mm<sup>2</sup>)
- Tramo 3 – 150 mm<sup>2</sup>

#### 4.13.2 PUESTA A TIERRA EN MEDIA TENSIÓN

Los elementos situados aguas abajo del transformador, incluidos tanto los propios transformadores como los centros de segmentación, constituyen la zona de media tensión de la instalación. La normativa ITC-RAT-13 establece los requisitos específicos para la correcta puesta a tierra de esta área. Para minimizar el riesgo de contactos accidentales con alta tensión, se requiere que los centros de subestaciones dispongan de un sistema de puesta a tierra independiente del sistema de tierra general. Para ello, se implementará un anillo de cobre enterrado, con un diámetro de 20 mm, como conductor de puesta a tierra. Dos parámetros clave que deben considerarse al diseñar este sistema son el voltaje de contacto y el voltaje de paso, los cuales se determinan utilizando la siguiente fórmula:

$$U_c = U_{ca} * \left(1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 * Z_B}\right)$$

*Ecuación 18: Fórmula para el cálculo de la tensión de contacto en la puesta a tierra*

$$U_p = U_{pa} * \left(1 + \frac{2R_{a1} + 2R_{a2}}{Z_B}\right)$$

*Ecuación 19: Fórmula para el cálculo de la tensión de paso de puesta a tierra*

Donde:

- U<sub>ca</sub> corresponde con el valor admisible de la tensión de contacto entre manos y pies
- R<sub>a1</sub> corresponde con la resistencia del calzado
- R<sub>a2</sub> corresponde con la resistencia a tierra del punto de contacto
- Z<sub>B</sub> corresponde con la impedancia del cuerpo humano
- U<sub>pa</sub> corresponde con el valor admisible de la tensión de paso entre manos y pies
- U<sub>p</sub> corresponde al valor máximo admisible de la tensión de paso
- U<sub>c</sub> corresponde al valor máximo admisible de la tensión de contacto de la instalación

El valor de U<sub>ca</sub> se obtiene utilizando la siguiente tabla:

Duración de la corriente de falta, t <sub>F</sub> (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U <sub>ca</sub> (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

*Tabla 13: Valores admisibles de tensión de contacto*

El valor de U<sub>ca</sub> debe multiplicarse por un factor de 10. Si se considera un tiempo estimado de falla de aproximadamente 0,2 segundos, que es un valor bastante común en estos casos, se obtiene un U<sub>ca</sub> = 528V. Este resultado implica que el valor de U<sub>pa</sub> sería de 5280 V.

$$U_c = 528 * \left(1 + \frac{2000 + 3 * 500}{2 * 1000}\right) = 1452 V$$

$$U_p = 5280 * \left(1 + \frac{2 * 2000 + 2 * 3 * 500}{1000}\right) = 42240 V$$

## 4.14 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y SECCIONAMIENTO

Las líneas de salida de los transformadores se conectan en un centro de seccionamiento antes de ser integradas a la red de distribución. La conexión con la red se realizará a través de una línea subterránea, configurada como tipo E/S.

El centro de seccionamiento deberá estar situado en una zona accesible, permitiendo el acceso sin restricciones desde la vía pública para la empresa operadora. Además, se instalará un centro de medida y protección en media tensión (MT), que será propiedad del cliente pero

accesible también para la empresa y ubicado junto al centro de seccionamiento.

Se ha optado por una cubierta prefabricada de hormigón proporcionada por el fabricante Ormazabal, que se ubicará en la esquina sureste del terreno. Esta estructura albergará tanto las celdas de MT como los dos transformadores.

Se ha seleccionado el modelo PFU-55 de Ormazabal por su capacidad para acomodar dos transformadores y contar con dos puertas separadas, así como el espacio suficiente para las celdas de MT. A continuación, se presenta una imagen de la envolvente seleccionada.

Dentro de este centro, se instalarán una celda de seccionamiento, una celda de medida, tres celdas de línea (dos para entrada y una para salida) y dos celdas de protección (una equipada con un fusible y otra con un interruptor automático)

Una línea subterránea de 30 Kv servirá para conectar la subestación de UFD con el centro de transformación de la planta. Esta línea, con una longitud total de 3000 metros, se instalará siguiendo los caminos de servicio que enlazan el centro de transformación con la subestación.

## **CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN**

Una vez completado el diseño de todos los componentes de la planta solar fotovoltaica, se procede a evaluar su rendimiento utilizando software especializado para simular la producción anual estimada. En este caso, se ha utilizado el programa PVsyst, que emplea datos meteorológicos y especificaciones técnicas de los componentes seleccionados para la planta a fin de modelar la producción anual esperada.

Para llevar a cabo esta simulación de manera precisa, es esencial especificar todos los componentes del sistema así como los valores asociados a diversas pérdidas potenciales. Entre estas pérdidas se incluyen factores como variaciones en la temperatura, caídas de tensión en los cables y la influencia de sombras. Aunque el diseño de la planta ha sido optimizado para minimizar las pérdidas por sombreado, se ha aplicado un factor del 0,5% para estas pérdidas potenciales como medida de precaución.

Adicionalmente, se debe considerar la acumulación de suciedad en los módulos fotovoltaicos, especialmente dada la proximidad de la planta al desierto de Tabernas, una región con escasas precipitaciones. Debido a la cercanía con el desierto, se ha estimado un porcentaje de pérdidas del 2% por acumulación de polvo y suciedad.

El programa también incorpora las características de los transformadores para calcular las pérdidas asociadas al hierro y al cobre. Asimismo, se contemplan pérdidas por períodos en los que la planta no esté operativa debido a mantenimiento, fallos de componentes, u otras eventualidades, estimando un tiempo de indisponibilidad del 1,5%.

En cuanto a la degradación de los módulos, el fabricante ha especificado una vida útil de 25 años, con una tasa de degradación anual del 0,55% a partir del segundo año de operación. Tras la inclusión de estos parámetros en la simulación, se obtienen los siguientes resultados:

**Results summary**

Produced Energy	7855156 kWh/year	Specific production	1600 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	81.42 %
-----------------	------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

*Tabla 14: Resumen de resultados obtenidos de la simulación*

La planta genera aproximadamente 7.855 MWh. Considerando que el consumo promedio anual de electricidad por hogar en España es de 3.487 kWh (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, s.f.), la producción de la planta es suficiente para suministrar energía a 2.255 hogares.

La producción específica se define como la cantidad de energía generada en kilovatios-hora por cada kilovatio-pico de capacidad fotovoltaica instalada durante un año. En este caso, cada kilovatio-pico instalado en la planta produce 1.600 kilovatios-hora anualmente. Este valor suele variar entre 1.000 kWh/kWp y 2.000 kWh/kWp, dependiendo de las condiciones específicas de cada instalación.

Además, la simulación indica que la planta tiene una tasa de rendimiento del 81,42%. La ratio de desempeño es una métrica esencial para evaluar la eficiencia operativa de la planta, ya que compara la producción real de energía con la producción teórica ideal. Esta métrica es especialmente útil porque no está influenciada por la ubicación geográfica de la planta, permitiendo así la comparación de la eficiencia entre diferentes instalaciones en diversos lugares.

Debido a las pérdidas inherentes al sistema, no es posible alcanzar un valor de PR (Performance Ratio) del 100%. Sin embargo, las instalaciones que logran los valores más altos de PR suelen alcanzar cifras en torno al 80%. En este contexto, el PR de la planta resulta ser bastante competitivo.

A continuación, se presenta la tabla que muestra la producción mensual de la planta:

	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 proporción
<b>Enero</b>	65.5	29.56	6.34	101.1	97.6	453006	439447	0.885
<b>Febrero</b>	89.7	35.03	8.04	128.1	124.0	566678	550925	0.876
<b>Marzo</b>	136.2	54.51	11.40	168.6	162.2	726351	654495	0.791
<b>Abril</b>	168.1	63.49	14.22	179.8	172.8	761408	740683	0.839
<b>Mayo</b>	202.2	74.19	19.21	198.6	190.3	821334	798968	0.819
<b>Junio</b>	226.2	70.74	24.75	213.0	203.9	866132	842946	0.806
<b>Julio</b>	238.8	63.30	28.33	229.9	220.3	918480	789063	0.699
<b>Agosto</b>	207.9	60.98	27.69	218.0	209.6	874483	851191	0.796
<b>Septiembre</b>	152.1	46.19	22.29	179.8	173.1	733085	712770	0.808
<b>Octubre</b>	109.9	44.00	16.86	148.1	142.8	628736	611511	0.841
<b>Noviembre</b>	69.8	28.53	9.95	106.9	103.3	470883	456475	0.870
<b>Diciembre</b>	58.1	26.35	6.83	93.5	90.4	419644	406680	0.886
<b>Año</b>	1724.6	596.87	16.38	1965.5	1890.3	8240220	7855156	0.814

*Tabla 15: Balances y resultados principales por mes*

La tabla anterior presenta varios parámetros clave, entre los que se incluyen la radiación global horizontal, la radiación difusa horizontal, la temperatura ambiente ( $T_{Amb}$ ) y la radiación global incidente sobre el plano receptor. También se detallan las métricas de radiación global incidente sobre el plano receptor (GlobInc) y la radiación global efectiva (GlobEff). Además, se muestra la energía inyectada a la red eléctrica (E\_Grid) y la energía efectiva disponible en la salida del conjunto productor (Earray).

La máxima producción se observa en el mes de julio, con un total de 918,48 MWh. En contraste, la producción mínima se registra en diciembre, alcanzando 406,68 MWh.

Para información más detallada de la simulación se adjunta el informe completo de la misma en el ANEXO II

## CAPÍTULO 6. ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez completado el diseño técnico de la planta, es crucial evaluar su viabilidad económica. Este análisis implica la definición precisa de los costos y la estimación de los ingresos esperados. La inversión inicial, así como los costos operativos y de mantenimiento, deben ser claramente determinados. Estos cálculos aproximados proporcionarán una visión general de la viabilidad económica del proyecto.

Además de los costos e ingresos mencionados, hay otros factores que pueden influir significativamente en la rentabilidad del proyecto. La consideración de estos factores depende del alcance y la exhaustividad del análisis económico. Entre los costos adicionales que pueden surgir, se incluyen:

- Recalificación de terrenos: El terreno destinado para la planta solar, actualmente clasificado como uso rural, requerirá una recalificación para permitir su uso como instalación fotovoltaica. Este proceso conlleva costos asociados que no se incluirán en el análisis económico.
- Alquiler o compra de terrenos: Se asumirá que el terreno será adquirido en lugar de alquilado. El costo de adquisición se detallará en secciones posteriores del análisis.
- Mano de obra: Además del costo de los equipos y componentes de la planta, es necesario considerar el costo asociado con la instalación de estos elementos y la preparación del terreno. Este gasto se estimará en apartados futuros.
- Inversión en materiales complementarios: Además de los paneles solares, transformadores, cableado y tecnología esencial, se requerirán otros elementos como cercas, sistemas de seguridad e iluminación. Dado que estos costos son relativamente bajos en comparación con la inversión total y difíciles de cuantificar con precisión, se excluirán del análisis.
- Uso de la subestación transformadora: La tarifa por el uso de la subestación transformadora, en este caso proporcionada por Iberdrola, es un costo adicional. Debido a la dificultad para determinar esta tarifa y su impacto menor en la viabilidad general del proyecto, se omitirá del análisis.
- Impuestos: Se deberá abonar un 7% sobre la generación de energía<sup>2</sup>. Este porcentaje se considerará como un gasto adicional en el análisis económico. Otros gastos asociados que puedan surgir se omitirán para simplificar los cálculos.
- Pago de intereses por la deuda: La inversión inicial probablemente requerirá la contratación de un préstamo, lo que implicará el pago de intereses conforme a los

<sup>2</sup> En el momento de la elaboración del proyecto, el impuesto correspondiente a la generación de energía está suspendido hasta finales del año 2023 debido a un decreto gubernamental en respuesta a la crisis energética europea. Esta medida excepcional exime temporalmente a los proyectos de este impuesto durante el período especificado.

términos acordados con la entidad financiera. Estos intereses deberán ser incluidos en el análisis financiero del proyecto.

## 6.1 INVERSIÓN

Se inicia el cálculo de la inversión requerida, que se desglosa en tres categorías principales: la adquisición de terrenos, la inversión en equipo y componentes (aparmenta), y los costos de mano de obra.

### 6.1.1 COMPRA DE TERRENOS

Para calcular el coste de adquisición del terreno, se emplea un estudio llevado a cabo por el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación en 2023. Este estudio utiliza datos recopilados desde 2016 hasta 2022 (Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, 2023). Los resultados obtenidos se presentan a continuación en forma de tabla:

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE LA TIERRA 2016-2022 (Base 2016)								
Años	Precios corrientes			Deflactor PIB		Precios constantes		
	Euros / Ha.	Indice 2016=100	Var. % Interanual	Indice 2016=100	Var. % Interanual	Euros / Ha.	Indice 2016=100	Var. % Interanual
2016	9.882	100,0	--	100,0	--	9.882	100,0	--
2017	10.082	102,0	2,0%	101,3	1,3%	9.951	100,7	0,7%
2018	10.209	103,3	1,3%	102,0	0,7%	10.004	101,2	0,5%
2019	10.178	103,0	-0,3%	103,9	1,9%	9.792	99,1	-2,1%
2020	10.124	102,4	-0,5%	104,6	0,7%	9.676	97,9	-1,2%
2021	10.180	103,0	0,5%	106,6	1,9%	9.547	96,6	-1,3%
2022	10.263	103,9	0,8%	112,5	4,1%	9.122	92,3	-3,2%

Tabla 16: Evolución del precio del terreno agrícola en España por año

Si se decide analizar con mayor granularidad la información del año más reciente (2022) diferenciando las distintas comunidades autónomas, se encuentra que el precio de la tierra agrícola en Castilla la Mancha es uno de los más económicos, como ya anticipábamos como uno de los motivos para seleccionar este emplazamiento. Concretamente el precio medio es de 6.524€ por hectárea.

CC.AA.	Ponderaciones Base 2016 (%)	Precios 2021 (Euros/ha)	Precios 2022 (Euros/ha)	Variación precios (Euros/ ha)	(%)	Repercusión (%)
CASTILLA Y LEON	23,26	6.087	6.321	234	3,8	0,5
ANDALUCIA	19,30	19.775	19.934	159	0,8	0,3
CASTILLA LA MANCHA	17,61	6.480	6.524	45	0,7	0,1
EXTREMADURA	10,45	4.724	4.906	181	3,8	0,2
ARAGON	9,93	5.004	5.000	-4	-0,1	0,0
CATALUÑA	4,71	11.737	11.593	-143	-1,2	-0,1
GALICIA	2,70	14.738	13.387	-1.351	-9,2	-0,4
C. VALENCIANA	2,46	19.149	18.731	-418	-2,2	-0,1
NAVARRA	2,33	12.986	13.164	178	1,4	0,0
R. de MURCIA	1,59	19.722	21.785	2.063	10,5	0,3
P. DE ASTURIAS	1,45	9.527	8.181	-1.345	-14,1	-0,2
MADRID	1,30	7.757	7.993	236	3,0	0,0
LA RIOJA	0,85	15.179	15.214	34	0,2	0,0
PAIS VASCO	0,75	13.699	13.780	81	0,6	0,0
BALEARES	0,59	19.770	20.462	691	3,5	0,0
CANTABRIA	0,57	10.961	9.669	-1.292	-11,8	-0,1
CANARIAS	0,16	79.001	83.299	4.298	5,4	0,1
<b>ESPAÑA</b>	<b>100,0</b>	<b>10.180</b>	<b>10.263</b>	<b>83</b>	<b>0,8</b>	

*Tabla 17: Detalle del precio de tierra agrícola en España por comunidad autónoma*

Se decide por tanto escoger un precio €/hectárea algo más conservador teniendo en cuenta la buena localización de la finca escogida y el posible incremento de los precios por la inflación desde que se realizó esta encuesta hasta el momento actual, es por esto por lo que se decide fijar el precio de la hectárea en 7.000€ a efectos de realizar estos cálculos. Además, viendo algunos terrenos en venta a través del portal inmobiliario idealista encontramos que este precio por hectárea esta muy en sincronía con los precios de los terrenos ofertados.

Si se multiplica el precio estimado de 7.000€ por las 4,2 hectáreas de terreno se obtiene un precio de compra de en torno a los 30.000€

#### 6.1.2 COMPRA DE APARAMENTA

La apamenta será principalmente los paneles solares, los inversores instalados, las cajas de conexión, el cableado y los transformadores. A lo largo del punto anterior se ha ido especificando qué tipo de apamenta se iba a utilizar por lo que a continuación se muestra una recopilación del coste que tendrá cada una de ellas:

	Unidades	Precio unitario	Total	Modelo
Paneles	10,912	30.6 €	333,907.2 €	JAM54D41-450/LB
Estructura de Soporte	608	37.8 €	22,982.4 €	Mg-Al-Zn Ground Solar Mounting Systems
Inversores	2	65,000.0 €	130,000.0 €	HEM - FS1910K
Transformadores	2	64,000.0 €	128,000.0 €	MV Skid Compact
Cajas de conexión	10	800.0 €	8,000.0 €	StringBox 12
Envolvente de hormigon	1	40,000.0 €	40,000.0 €	PFU-55 - OMARZABAL
Cable tramo I	15.620	4,0 €	62.480,0 €	EXZHELLENT solar H1Z2Z2-K
Cable tramo II	1.750	5,0 €	8.750,0 €	EXZHELLENT Solar SOLARH1Z2Z2-K
Cable tramo III	10	12,0 €	120,0 €	HERSATENE® Class RH5Z1-OL AL
Cable tramo IV	20	12,0 €	240,0 €	HERSATENE® Class RH5Z1-OL AL
Cable tramo V	3.000	18,0 €	54.000,0 €	HARMONY® Class XZ1
Conductor de puesta a tierra I	500	2,0 €	1.000,0 €	N/A
Conductor de puesta a tierra II	10	6,0 €	60,0 €	N/A
Conductor de puesta a tierra II	2	12,0 €	24,0 €	N/A
Celdas de MT	1	80.000,0 €	80.000,0 €	OMARZABAL
Contador	1	15.000,0 €	15.000,0 €	UFD
<b>Total aparamenta</b>			<b>884,563.6 €</b>	

Tabla 18: Resumen del coste de la aparamenta

#### 6.1.3 MANO DE OBRA

	Unidades	Precio unitario	Total
Montaje e instalación de cadenas	407	1.000,0 €	407.000,0 €
Instalación de transformador + inversor	2	3.000,0 €	6.000,0 €
Instalación de envolventes de hormigón	1	3.000,0 €	3.000,0 €
Movimiento de tierras	1	30.000,0 €	30.000,0 €
Instalación del cableado	1	200.000,0 €	200.000,0 €
Soterramientos	1	30.000,0 €	30.000,0 €
<b>Total mano de obra</b>			<b>676.000,0 €</b>

Tabla 19: Resumen del coste de la mano de obra

#### 6.1.4 RESUMEN DE INVERSIÓN

Se decide incluir además una provisión de costes adicionales que es igual al 5% del resto de costes previstos para la inversión inicial, esto puede llegar por retrasos en la obra, aumento de precios u otras situaciones no previstas

Resumen	Coste
Terreno	30,000
Aparamenta	884,564
Mano de obra	676,000
Provisión de costes (5%)	79,528
Total	<b>1,670,092</b>

Tabla 20: Resumen del coste de la inversión inicial

## 6.2 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Se prosigue con el análisis de los gastos asociados a la planta. En primer lugar, se deben considerar los gastos de mantenimiento de todos los componentes de la instalación. Este gasto es variable y se estima en aproximadamente 10 €/kWp anuales en promedio. Con una capacidad total instalada de 4.910 kW, el costo anual de mantenimiento se calcula en 49.104€. Por otra parte, es necesario proporcionar energía a la maquinaria de la planta para su correcto funcionamiento, la cual será suministrada por la energía generada por la propia planta. Dado que el consumo energético será relativamente bajo, se considera que este gasto está ya contemplado en las pérdidas que se incluyeron en las simulaciones previas realizadas.

## 6.3 INGRESOS

Para el cálculo de los ingresos económicos que proporcionara la planta durante su vida útil de unos 30 años, lo más importante es establecer un precio a la energía que se produce. Para ello la forma más accesible sin entrar en modelos predictivos de demanda que es escapan del enfoque de este proyecto es analizar el precio histórico de la energía en nuestro país. A continuación se muestra la variación del precio del MWh en España desde 2007:

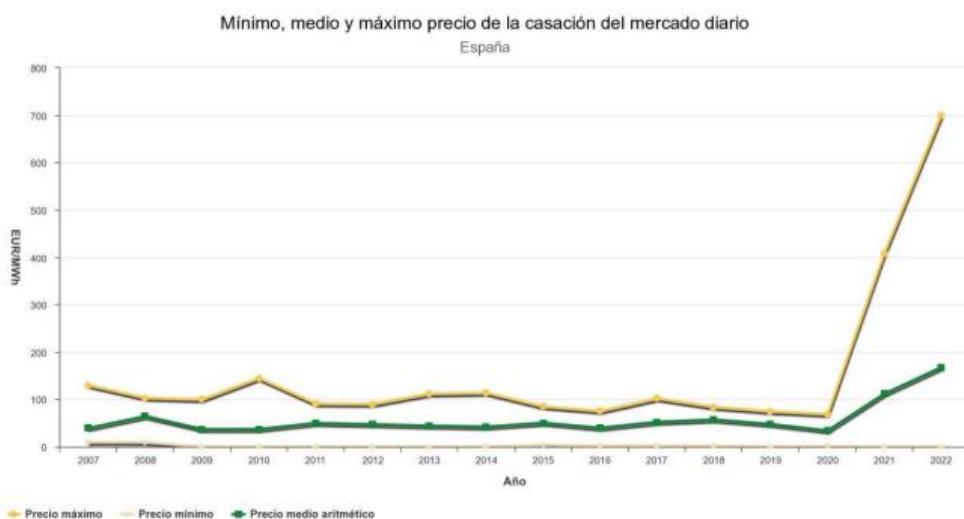


Ilustración 13: Evolución del precio de la energía en España

En el gráfico anterior se muestra el precio máximo mínimo y medio en tres series distintas, para nuestro cálculo usaremos el precio medio como estimación. Se observa que desde 2020 a causa del COVID-19 y la crisis energética agravada por el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania, el precio de la energía ha sufrido un incremento drástico. A pesar de esto y con una vista conservadora el estudio se realizará con precios propios previos a esta crisis energética ya que por la naturaleza de la inversión y su carácter largoplacista lo más probable es que durante la mayor parte de su vida útil, el precio de la energía se encuentre en los niveles normalizados previos a 2020.

Por tanto, se ha decidido escoger como precio de energía de referencia 30€/MWh.

Una vez definido el precio de la energía se utilizarán los datos obtenidos en la simulación previamente descrita para la proyección de ingresos.

La cantidad de energía producida en el año tipo es de 7.855 MW/h sin embargo sabemos que debido a los picos de producción de renovables y la baja demanda en ciertas horas del día no toda se podrá vender o al menos no toda se venderá a este precio, por eso se ha decidido aplicar un factor del 90% para tener en cuenta esta casuística a efectos de ser algo más conservadores. El resultado por tanto de la multiplicación de la energía generada por el precio de esta añadiendo el factor mencionado es el siguiente:

$$7.885 \text{ MWh} * 30 \text{ €/MWh} * 0,9 = 212.085 \text{ €/año}$$

## 6.4 CÁLCULO DE RENTABILIDAD

La rentabilidad de una planta solar puede evaluarse teniendo en cuenta los costos, los ingresos generados y la inversión realizada. Existen diversas metodologías para llevar a cabo este análisis, como se mencionó en la introducción. En el presente proyecto, se aplicarán tres enfoques distintos: el cálculo del Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Retorno sobre la Inversión (ROI).

### 6.4.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto (VAN) nos proporciona la información de cual puede ser el valor de los flujos futuros de caja que generará nuestra inversión si descontamos estos con una tasa de descuento que debe tener en cuenta el riesgo de la inversión que se está llevando a cabo. Este concepto teórico permite evaluar si será o no rentable la inversión de forma que si el VAN es mayor de 0 se considerará que lo es mientras que si es negativo se considerará que las ganancias no compensan la inversión inicial y el coste de oportunidad de emplear ese capital en dicha inversión.

De igual modo el VAN no solo sirve para hacer una decisión radical entre rentable o no rentable, sino que también puede ser útil para comparar distintas inversiones de tal forma que aquella inversión que tenga mayor VAN será considerada más rentable.

La fórmula matemática para el cálculo del VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^{25} \frac{CF_t}{\left(1 + \frac{i}{1-i}\right)^t} - \text{Inversión inicial}$$

Ecuación 20: Fórmula del VAN

Siendo t cada uno de los periodos a estudiar, en este caso cada año, CF los flujos de caja generados en cada uno de estos períodos e i el retorno esperado que se utilizará para analizar el proyecto.

Para determinar el retorno esperado se utilizarán dos conceptos, en primer lugar, la prima de riesgo. En Europa se suele utilizar la rentabilidad del bono alemán a 10 años como aproximación de esta. Además, a este retorno esperado habrá que sumarle otro porcentaje que hará referencia al riesgo intrínseco de esta inversión, es decir, qué porcentaje de retorno adicional se espera por invertir en este proyecto en lugar de en bonos alemanes. Tras un breve trabajo de benchmarking se observa que este porcentaje puede estar en torno al 4% en los proyectos de parques fotovoltaicos.

En cuanto a la rentabilidad ofrecida por el bono alemán a 10 años, tras unos años de subidas de tipos e incertidumbre financiera, se ha estabilizado por debajo del 2,5% llegando a valores cercanos al 2% recientemente. Con intención de ser conservadores se escogerá el valor de 2,5% ya que según diferentes casas de análisis es un valor razonable en torno al que se pueden mover los tipos de interés en los próximos años.

Teniendo ambas cifras en cuenta se determina el valor de i:

$$i = 3,0\% + 4\% = 7,0\%$$

Aplicando el valor de i a la fórmula previamente expuesta con los flujos de caja anuales comentados anteriormente, los gastos operativos anuales y la inversión inicial correspondiente se llega a un VAN de 214.225 €. Por tanto, se concluye que será rentable la inversión

#### 6.4.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Otra forma de medir la rentabilidad del proyecto es la TIR (Tasa Interna de Retorno). Esta ofrece el valor máximo que puede tener la tasa de descuento para que la inversión sea rentable, es decir, dando al VAN un valor igual a 0 despeja la i de la fórmula anterior.

En otras palabras, ofrece el retorno porcentual anual de la inversión que se recibirá. Este valor por tanto no depende de la tasa de descuento que se decida por lo que puede ser una medida más objetiva a la hora de comparar rentabilidades entre distintos proyectos.

Para el caso propio de este estudio la TIR es de 8,48%

#### 6.4.3 RETORNO DE LA INVERSIÓN (ROI)

El ROI es una medida que evalúa en términos porcentuales cuánto dinero se gana a lo largo

de la inversión respecto al desembolso inicial realizado. Este concepto no tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo por lo que es distinto al TIR y su fórmula es la siguiente:

$$ROI = \frac{\text{Ingresos} - \text{Inversión}}{\text{Inversión}}$$

Ecuación 21: Fórmula del ROI

Para el caso específico del proyecto estudiado el ROI es de 144,0%

## 6.5 CÁLCULO DE LCOE

Otra metodología interesante para evaluar la rentabilidad del proyecto es mediante el cálculo del Levelized Cost of Energy (LCOE), o costo nivelado de la energía. Este indicador permite conocer el costo promedio de producción de energía a lo largo de la vida útil de la planta, tomando en cuenta tanto los costos de inversión iniciales como los gastos operativos y de mantenimiento. La ecuación que permite calcular el LCOE es la siguiente:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + O_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Ecuación 22: Fórmula del LCOE

Donde:

- $I_t$  representa los costos de inversión en el año  $t$
- $O_t$  son los costos operativos
- $M_t$  son los costos de mantenimiento
- $E_t$  es la cantidad de energía generada en el año  $t$
- $r$  es la tasa de descuento
- $n$  es la vida útil de la planta

El resultado de aplicar los valores numéricos a cada una de las variables es de un LCOE de 23,39 €/MWh. Este valor representa el costo promedio de producir una unidad de energía a lo largo de la vida útil de 25 años, considerando los gastos de inversión y operación.

## **CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES**

Se ha demostrado que, desde un punto de vista técnico, la instalación de una planta solar fotovoltaica en la zona de La Solana es factible. Se ha proyectado una planta de 4,91 MW utilizando paneles monocristalinos de 450 W cada uno. Esta capacidad tiene margen de expansión si se optimiza el uso del terreno, ya que los cálculos realizados en este proyecto no han sido llevados a cabo con software especializado. Para la operación de la planta se emplean dos inversores de corriente que cubren el 100% de la capacidad máxima de producción, y la energía generada se transporta a una subestación cercana mediante dos transformadores de 2500 kVA cada uno.

En cuanto al análisis económico, se ha evaluado la inversión mediante tres indicadores clave: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Retorno sobre la Inversión (ROI). Los resultados sugieren que, bajo las condiciones actuales del mercado financiero (con una tasa de interés libre de riesgo del 3,0% y un riesgo implícito asociado al proyecto del 4,0%) y considerando un precio de la electricidad de 30 €/MWh, inferior al actual, el VAN del proyecto es de 214.225 €. El ROI obtenido es del 144,0% a lo largo de 30 años, lo que, aunque positivo, no es la métrica más relevante en este caso. Por último, la TIR es del 8,48%, un valor superior a la tasa de descuento aplicada, lo que confirma la rentabilidad de la inversión.

En los cálculos de la viabilidad económica no se ha incluido la posible venta del terreno a final de la inversión, aunque debido al bajo coste de este no impactaría de manera significativa en las métricas calculadas.

Se concluye por tanto que el proyecto presentado de la instalación y puesta en funcionamiento de un parque solar en la provincia de Ciudad Real de alrededor de 5MW de potencia es viable tanto técnica como económicamente.

## CAPÍTULO 8. BIBLIOGRAFÍA

Centro de Formación Avanzada para Profesionales en Energías Renovables. (2024). *Curso de Energía Solar Fotovoltaica.* Obtenido de [https://www.cfade.com/cursosID.php?cod\\_publicacion=262&cod\\_asig=25000376](https://www.cfade.com/cursosID.php?cod_publicacion=262&cod_asig=25000376)

Boletín Oficial del Estado. (28 de febrero de 2023). *Decreto Legislativo 1/2023.* Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/pdf/2023/DOCM-q-2023-90063-consolidado.pdf>

Council of the EU. (30 de Marzo de 2023). *Council and Parliament reach provisional deal on renewable energy directive.* Obtenido de <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/03/30/council-and-parliament-reach-provisional-deal-on-renewable-energy-directive/>

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (s.f.). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la RED.* Obtenido de [https://www.idae.es/sites/default/files/documentos\\_5654\\_FV\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_C20\\_Julio\\_2011\\_3498eaaf.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf)

International Energy Agency. (Junio de 2023). *Renewable Energy Market Update Outlook for 2023 and 2024.* Obtenido de [https://iea.blob.core.windows.net/assets/63c14514-6833-4cd8-ac53-f9918c2e4cd9/RenewableEnergyMarketUpdate\\_June2023.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/63c14514-6833-4cd8-ac53-f9918c2e4cd9/RenewableEnergyMarketUpdate_June2023.pdf)

Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. (Septiembre de 2023). *Encuesta de precios de la tierra.* Obtenido de [https://www.mapa.gob.es/es/estadistica/temas/estadisticas-agrarias/encuestadepreciosdelatierra2022v1\\_tcm30-662587.pdf](https://www.mapa.gob.es/es/estadistica/temas/estadisticas-agrarias/encuestadepreciosdelatierra2022v1_tcm30-662587.pdf)

MITECO. (20 de enero de 2020). *Impacto económico, de empleo, social y sobre la salud pública del plan nacional integrado de energía y clima.* Obtenido de [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/informesocioeconomico/pnieccompleto\\_tcm30-508411.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/informesocioeconomico/pnieccompleto_tcm30-508411.pdf)

MITECO. (20 de enero de 2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.* Obtenido de [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto\\_tcm30-508410.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf)

MITECO. (6 de diciembre de 2023). *Boletín Oficial del Estado.* Obtenido de <https://www.boe.es/boe/dias/2023/12/06/pdfs/BOE-A-2023-24903.pdf>

MITECO. (6 de Marzo de 2023). *Boletín Oficial del Estado.* Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/pdf/2023/DOCM-q-2023-90063-consolidado.pdf>

Naciones Unidas. (s.f.). *Objetivos de Desarrollo Sostenible.* Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

Red Eléctrica Española. (Marzo de 2024). *Informe resumen de energías renovables 2023.*

Obtenido de [https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe\\_Renovables\\_2023.pdf](https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe_Renovables_2023.pdf)

## CAPÍTULO 9. ANEXOS

### 9.1 ANEXO I – ILUSTRACIONES AUXILIARES DE LA UBICACIÓN SELECCIONADA

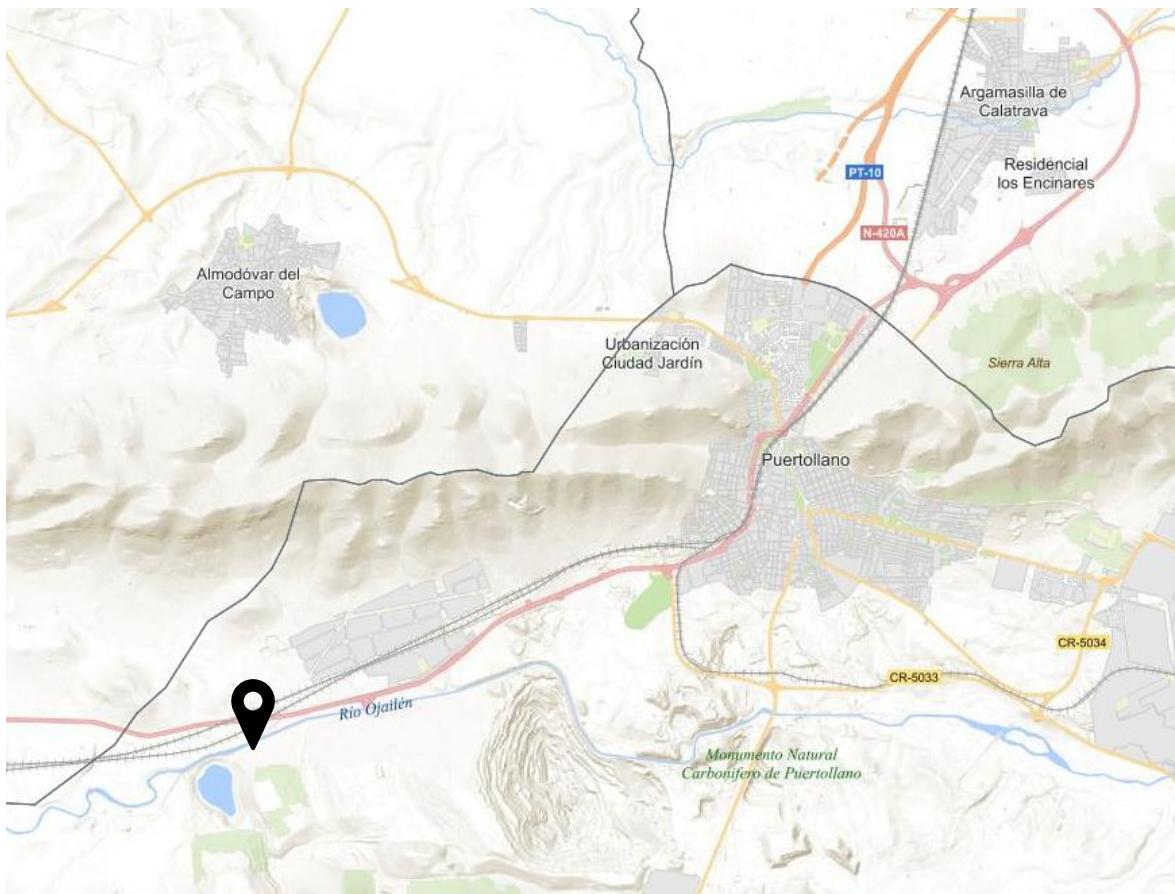
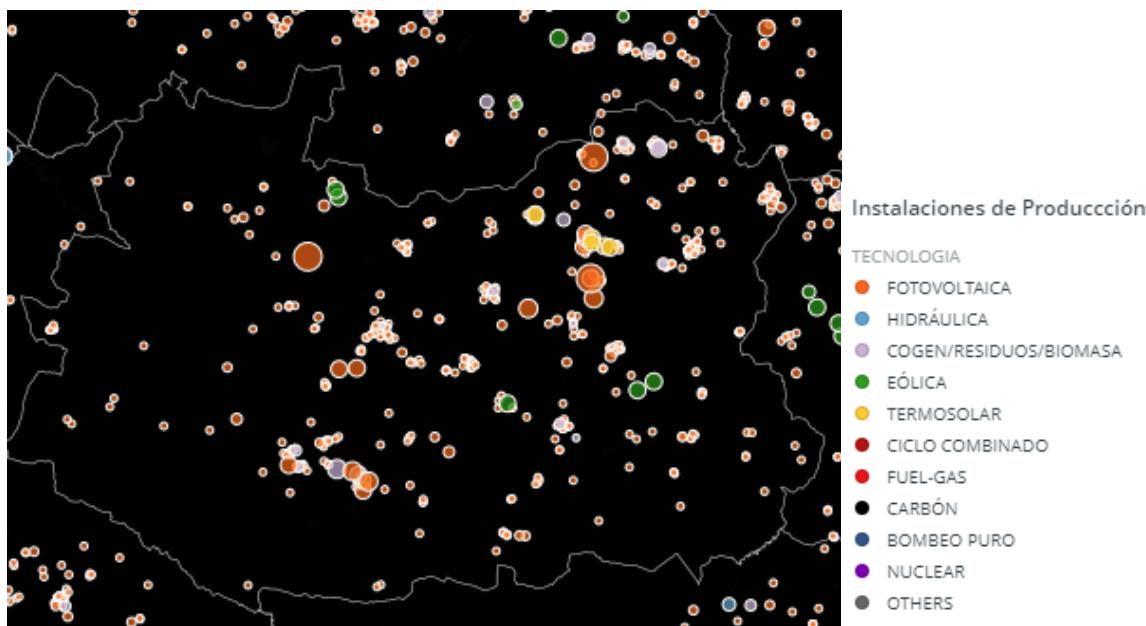
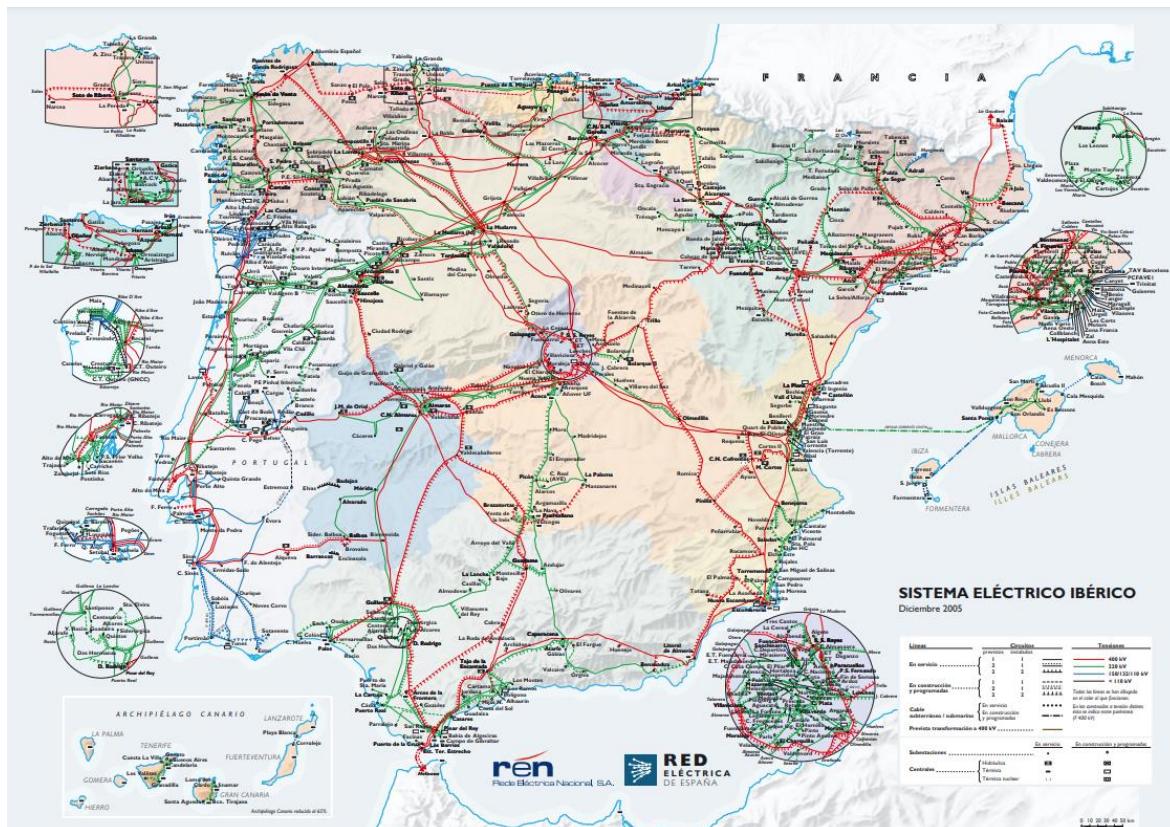


Ilustración 14: Representación de la ubicación de la finca



*Ilustración 15: Mapa de instalaciones de producción nacional en Ciudad Real*



*Ilustración 16: Mapa del sistema eléctrico ibérico (REE, s.f.)*

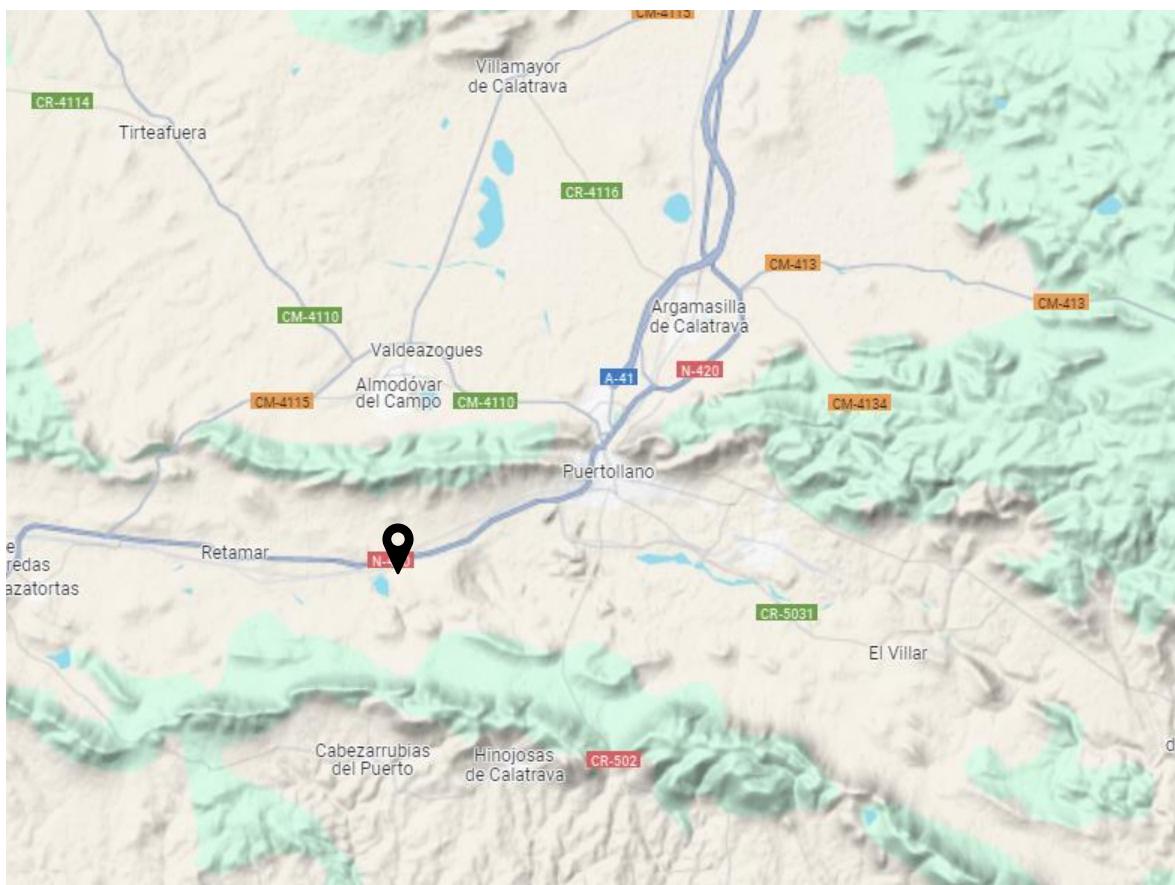


Ilustración 17: Representación del relieve de la ubicación seleccionada (Google Maps, s.f.)

## 9.2 ANEXO II – SIMULACIÓN DE LA PLANTA



Version 7.4.8

### PVsyst - Simulation report

#### Grid-Connected System

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 4909 kWp

Ciudad Real/Miguelturra - Spain



### PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
10/09/24 13:27  
with V7.4.8

### Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

Project summary			
<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>	
Ciudad Real/Miguelturra	Latitude 38.99 °N	Albedo 0.20	
Spain	Longitude -3.92 °W		
	Altitude 629 m		
	Time zone UTC+1		
<b>Weather data</b>			
Ciudad Real/Miguelturra			
Meteonorm 8.1 (1996-2015) - Sintético			

System summary			
<b>Grid-Connected System</b>	No 3D scene defined, no shadings	<b>User's needs</b>	
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Near Shadings</b>	Unlimited load (grid)	
Fixed plane	No Shadings		
Tilt/Azimuth 29.9 / 9 °			
<b>System information</b>			
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>		
Nb. of modules 10908 units	Nb. of units 2 units		
Pnom total 4909 kWp	Pnom total 4000 kWac		
	Pnom ratio 1.227		

Results summary				
Produced Energy 7855156 kWh/year	Specific production 1600 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR		81.42 %

Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	13
Cost of the system	14
CO <sub>2</sub> Emission Balance	15



Project: TFM

## Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:  
10/09/24 13:27  
with V7.4.8

General parameters			
<b>Grid-Connected System</b>	No 3D scene defined, no shadings		
<b>PV Field Orientation</b>			
<b>Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>	<b>Models used</b>
Fixed plane		No 3D scene defined	Transposition Perez
Tilt/Azimuth	29.9 / 9 °		Diffuse Perez, Meteonorm
			Circumsolar separate
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Free Horizon		No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics			
PV module	Inverter		
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JAM72-S20-450-MR	Model	2000 kWac central inverter
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	450 Wp	Unit Nom. Power	2000 kWac
Number of PV modules	10908 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	4909 kWp	Total power	4000 kWac
Modules	404 string x 27 In series	Operating voltage	800-1300 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.23
Pmpp	4499 kWp		
U mpp	1028 V		
I mpp	4376 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	4909 kWp	Total power	4000 kWac
Total	10908 modules	Number of inverters	2 units
Module area	24236 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.23

Array losses								
Array Soiling Losses			Thermal Loss factor			DC wiring losses		
Loss Fraction	2.0 %		Module temperature according to irradiance			Global array res.	3.9 mΩ	
			Uc (const)	20.0 W/m²K		Loss Fraction	1.5 % at STC	
			Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s				
LID - Light Induced Degradation			Module Quality Loss			Module mismatch losses		
Loss Fraction	0.5 %		Loss Fraction	-0.8 %		Loss Fraction	2.0 % at MPP	
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	0.2 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.992	0.943	0.898	0.813	0.677	0.426	0.000

## System losses



### PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
10/09/24 13:27  
with V7.4.8

### Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

#### AC wiring losses

##### Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage	800 Vac tri
Loss Fraction	0.03 % at STC

##### Inverter: 2000 kWac central inverter

Wire section (2 Inv.)	Copper 2 x 3 x 1200 mm <sup>2</sup>
Average wires length	5 m

##### MV line up to Injection

MV Voltage	30 kV
Average each inverter	
Wires	Alu 3 x 400 mm <sup>2</sup>
Length	3000 m
Loss Fraction	0.06 % at STC

#### AC losses in transformers

##### MV transfo

Medium voltage	30 kV
----------------	-------

##### One transfo parameters

Nominal power at STC	2.41 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion)	2.41 kVA
Iron loss fraction	0.10 % at STC
Copper loss	24.12 kVA
Copper loss fraction	1.00 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 2.65 mΩ

##### Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos	2
Nominal power at STC	4.82 MVA
Iron loss (24/24 Connexion)	4.82 kVA
Copper loss	48.24 kVA



### PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
10/09/24 13:27  
with V7.4.8

### Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

### Main results

#### System Production

Produced Energy      7855156 kWh/year

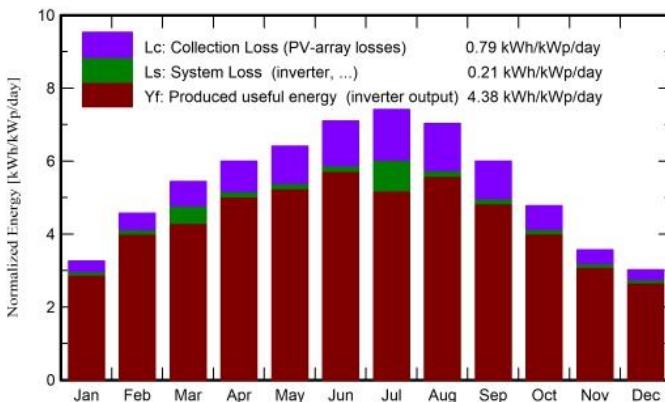
Specific production

1600 kWh/kWp/year

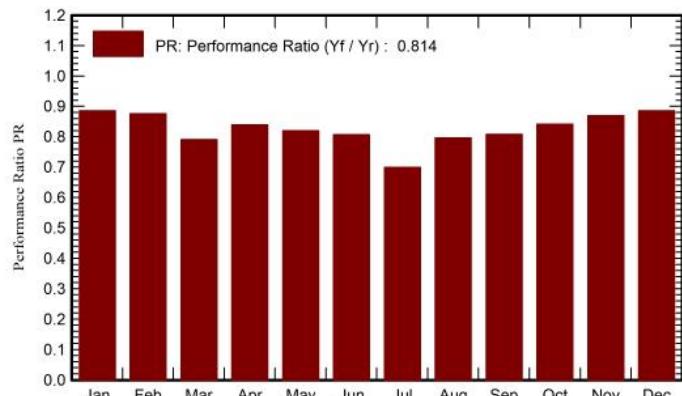
Perf. Ratio PR

81.42 %

#### 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
<b>January</b>	65.5	29.56	6.34	101.1	97.6	453006	439447	0.885
<b>February</b>	89.7	35.03	8.04	128.1	124.0	566678	550925	0.876
<b>March</b>	136.2	54.51	11.40	168.6	162.2	726351	654495	0.791
<b>April</b>	168.1	63.49	14.22	179.8	172.8	761408	740683	0.839
<b>May</b>	202.2	74.19	19.21	198.6	190.3	821334	798968	0.819
<b>June</b>	226.2	70.74	24.75	213.0	203.9	866132	842946	0.806
<b>July</b>	238.8	63.30	28.33	229.9	220.3	918480	789063	0.699
<b>August</b>	207.9	60.98	27.69	218.0	209.6	874483	851191	0.796
<b>September</b>	152.1	46.19	22.29	179.8	173.1	733085	712770	0.808
<b>October</b>	109.9	44.00	16.86	148.1	142.8	628736	611511	0.841
<b>November</b>	69.8	28.53	9.95	106.9	103.3	470883	456475	0.870
<b>December</b>	58.1	26.35	6.83	93.5	90.4	419644	406680	0.886
<b>Year</b>	1724.6	596.87	16.38	1965.5	1890.3	8240220	7855156	0.814

#### 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

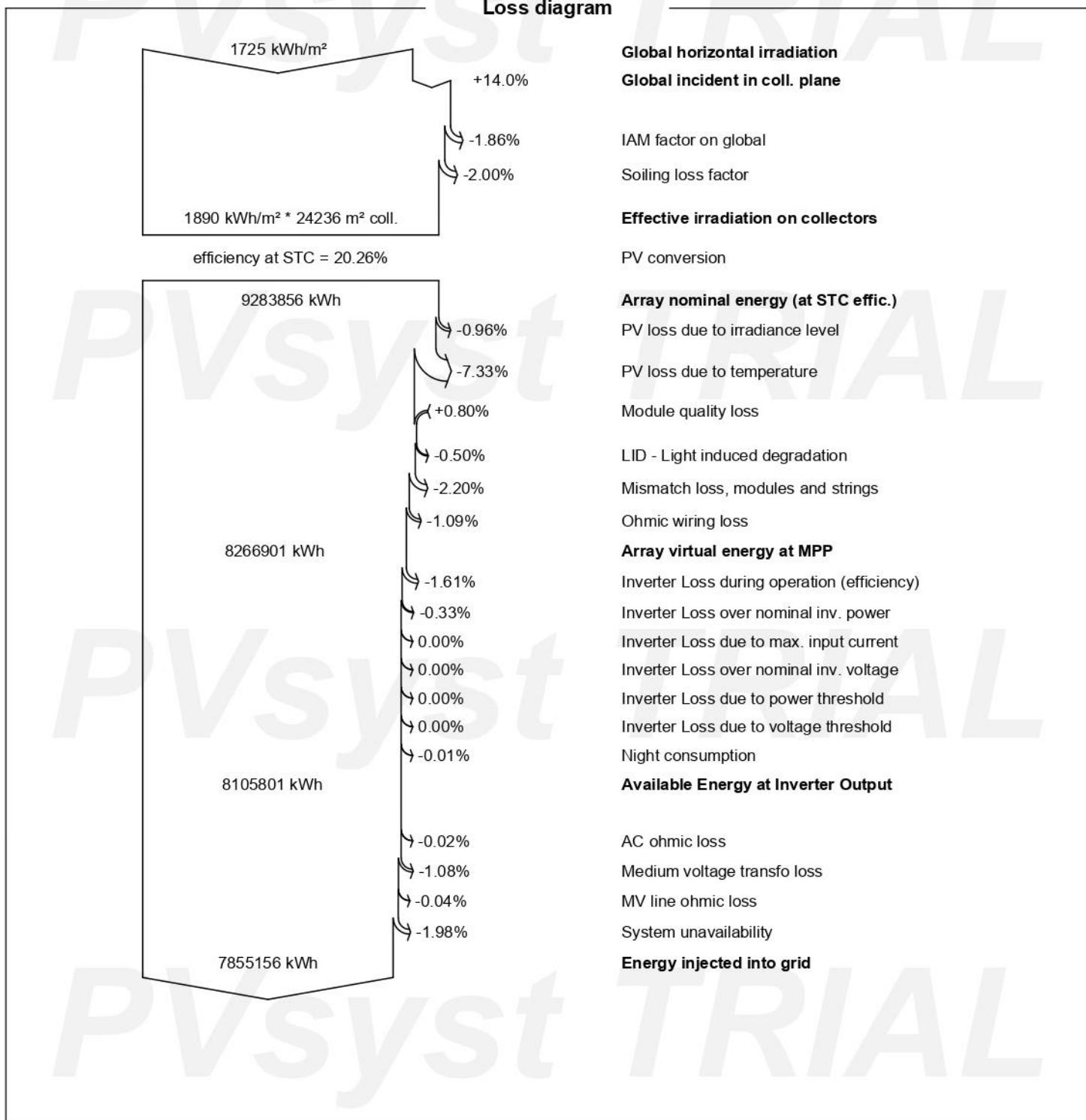


### PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
10/09/24 13:27  
with V7.4.8

### Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación





**PVsyst V7.4.8**

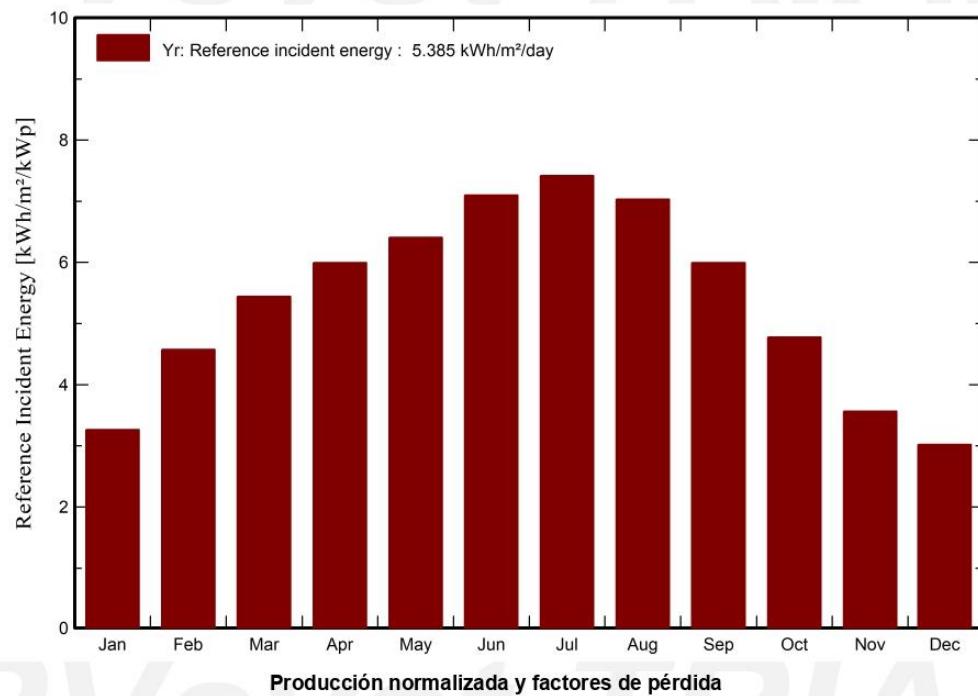
VCO, Simulation date:  
10/09/24 13:27  
with V7.4.8

Project: TFM

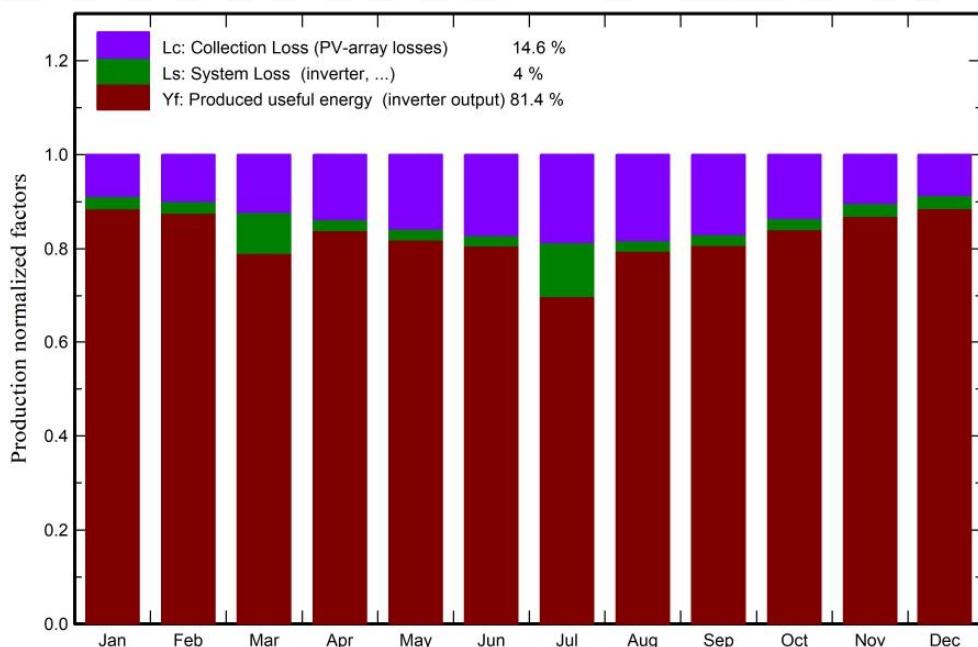
Variant: Nueva variante de simulación

**Predef. graphs**

**Energía incidente de referencia en el plano colector**



**Producción normalizada y factores de pérdida**





**PVsyst V7.4.8**

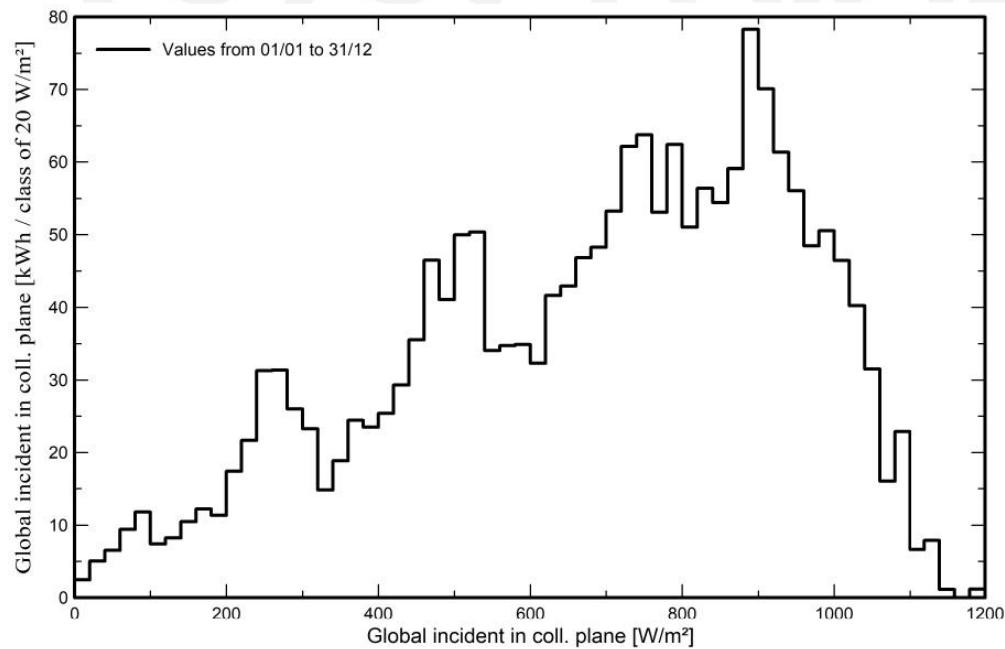
VCO, Simulation date:  
10/09/24 13:27  
with V7.4.8

Project: TFM

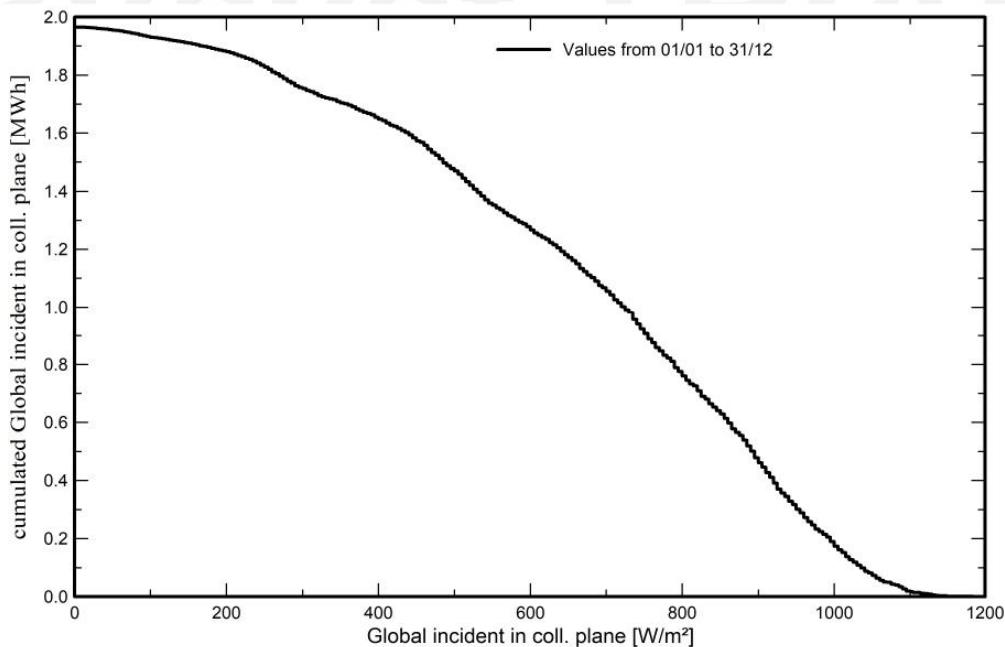
Variant: Nueva variante de simulación

**Predef. graphs**

**Distribución de irradiación incidente**



**Distribución acumulativa de la irradiación incidente**





**PVsyst V7.4.8**

VCO, Simulation date:  
10/09/24 13:27  
with V7.4.8

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

**Predef. graphs**

Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva

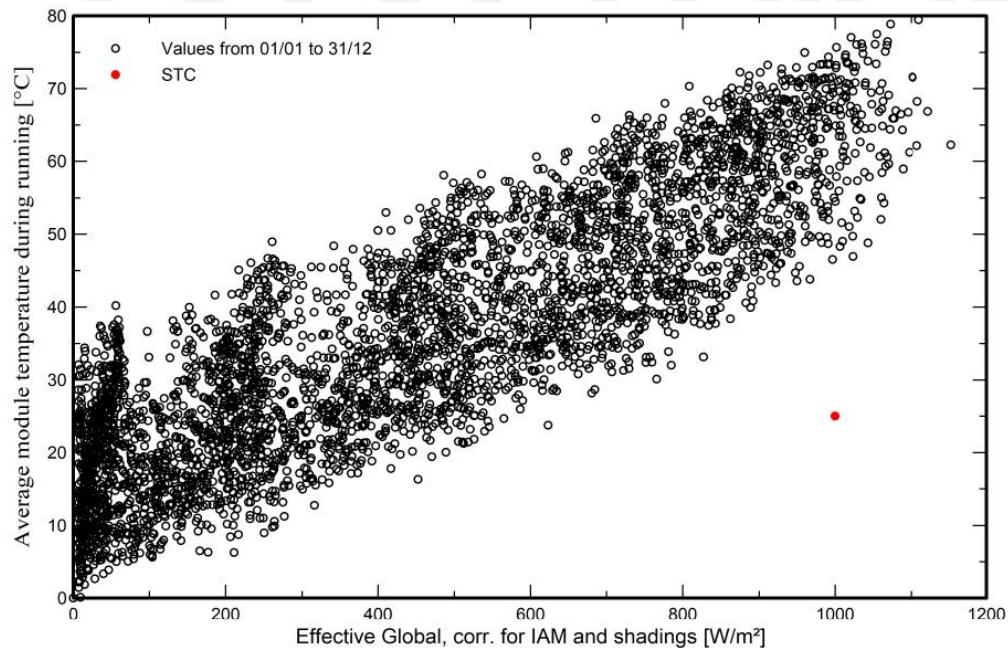
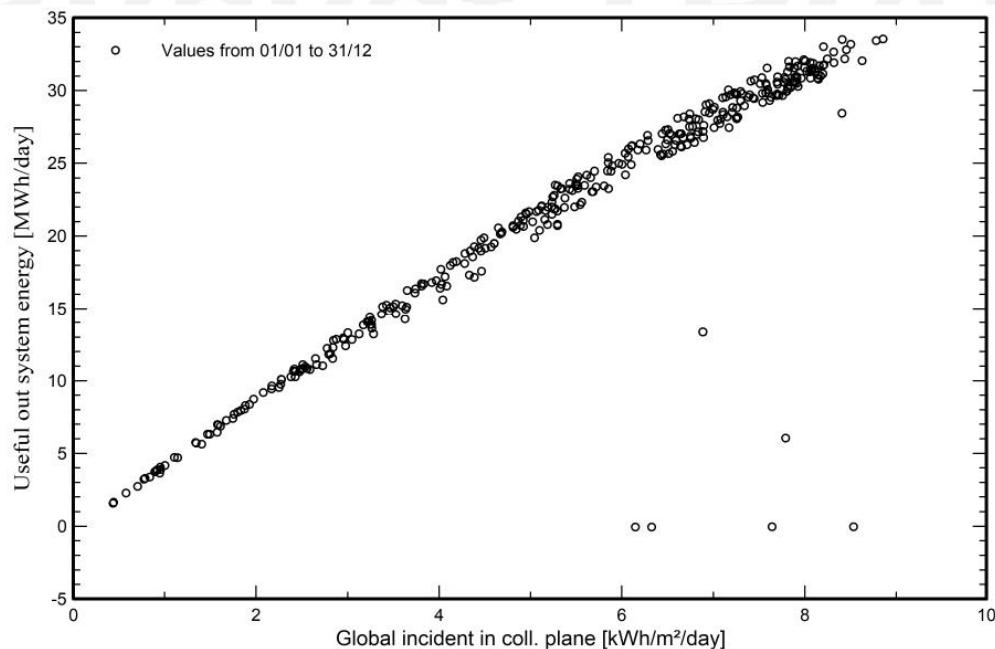


Diagrama entrada/salida diaria





**PVsyst V7.4.8**

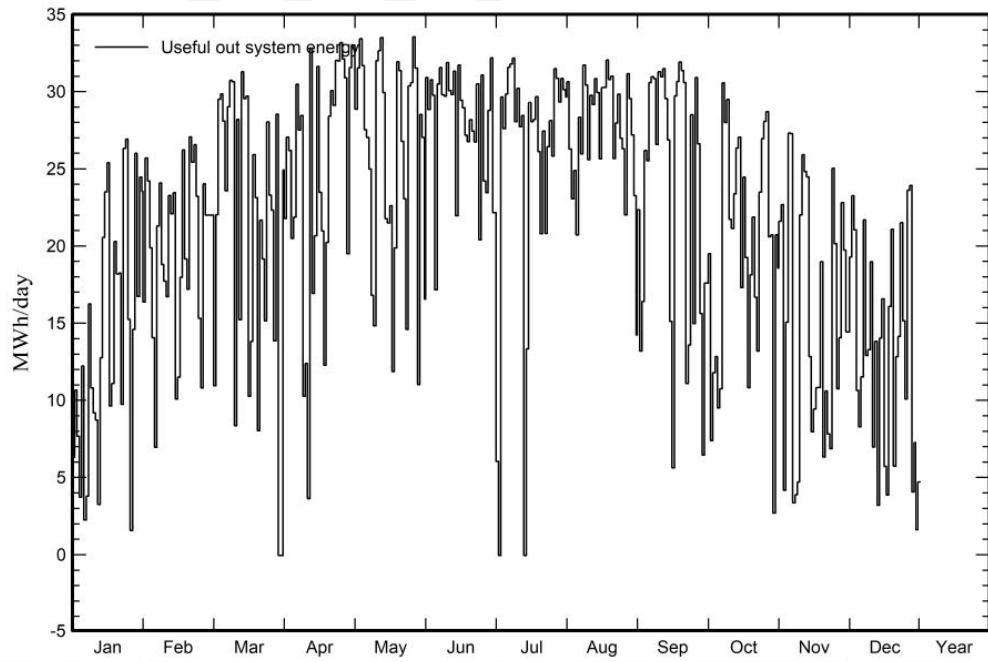
VC0, Simulation date:  
10/09/24 13:27  
with V7.4.8

Project: TFM

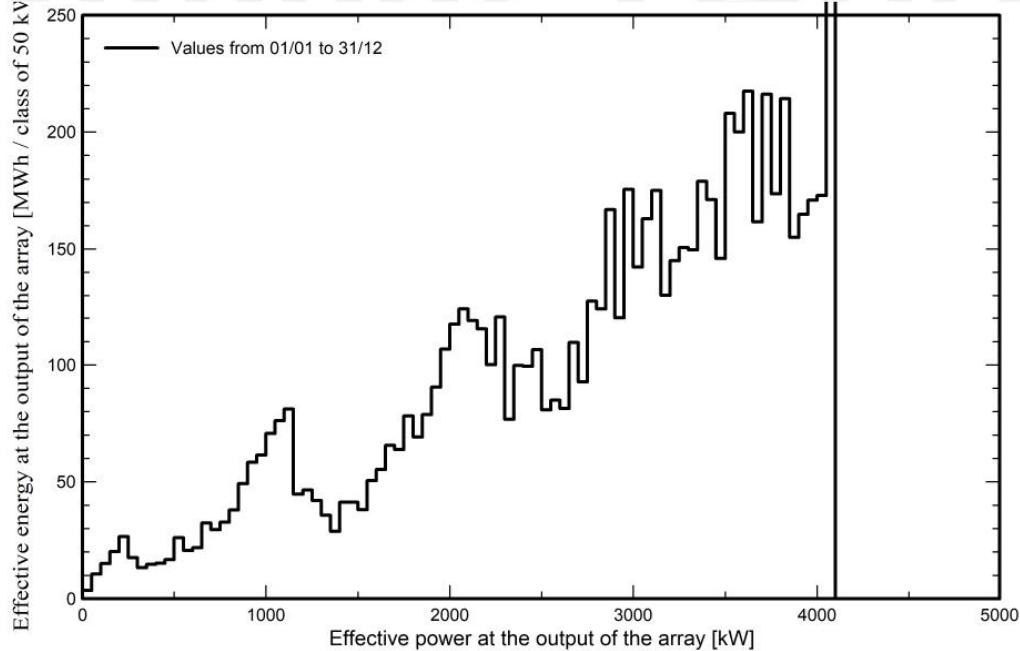
Variant: Nueva variante de simulación

**Predef. graphs**

**Energía diaria a la salida del sistema**



**Distribución de la potencia del conjunto**





**PVsyst V7.4.8**

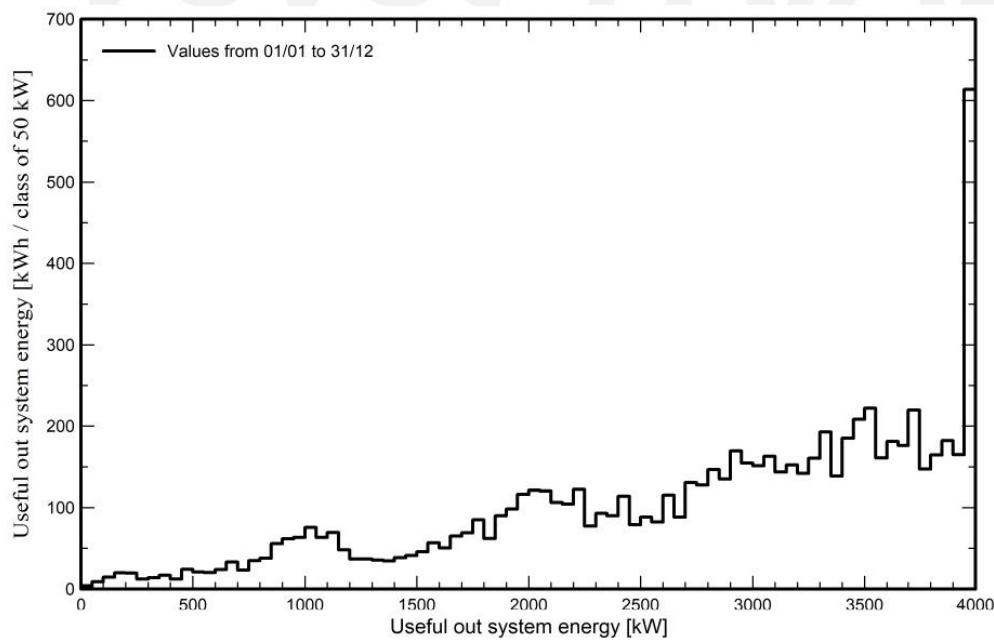
VC0, Simulation date:  
10/09/24 13:27  
with V7.4.8

Project: TFM

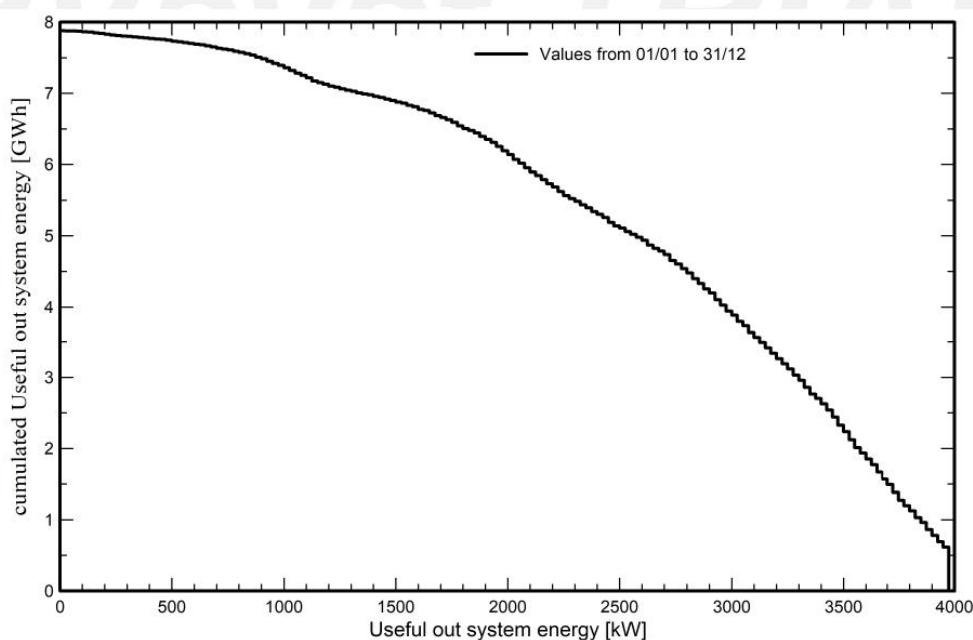
Variant: Nueva variante de simulación

**Predef. graphs**

**Distribución de potencia de salida del sistema**



**Distribución acumulativa de la potencia de salida del sistema**





**PVsyst V7.4.8**

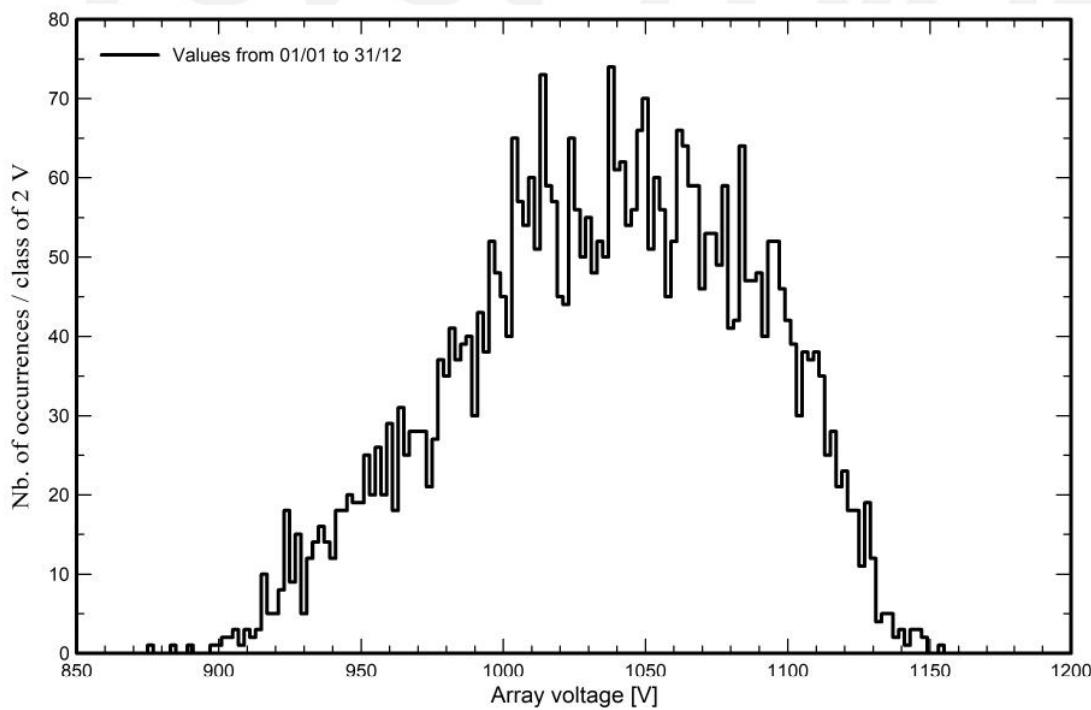
VC0, Simulation date:  
10/09/24 13:27  
with V7.4.8

Project: TFM

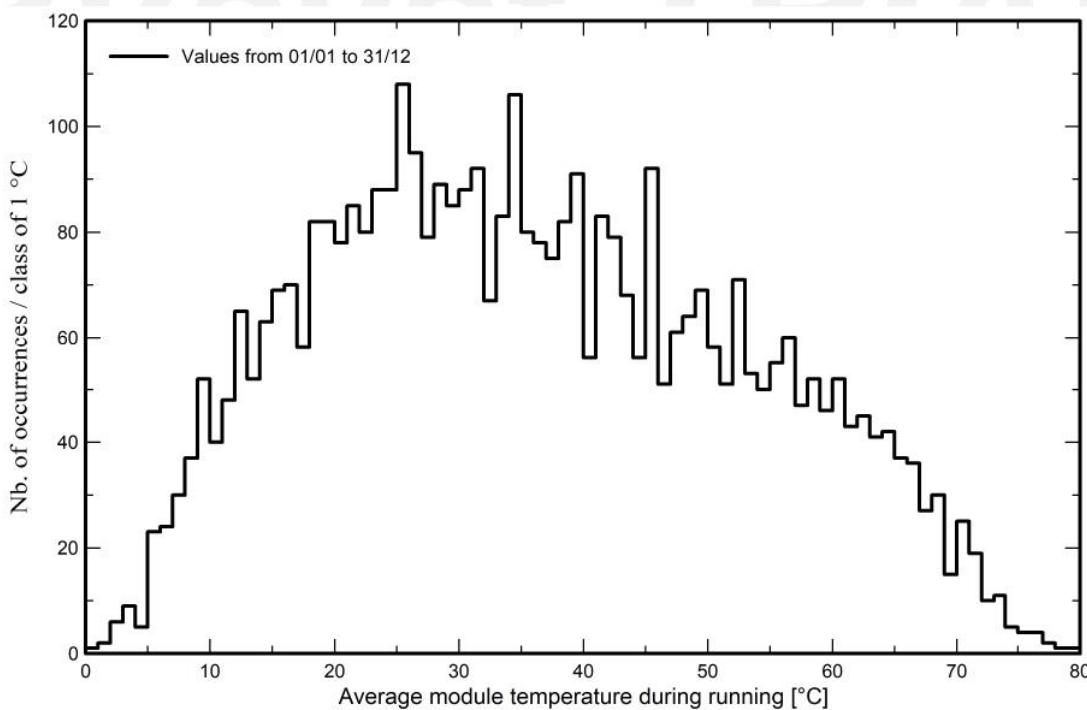
Variant: Nueva variante de simulación

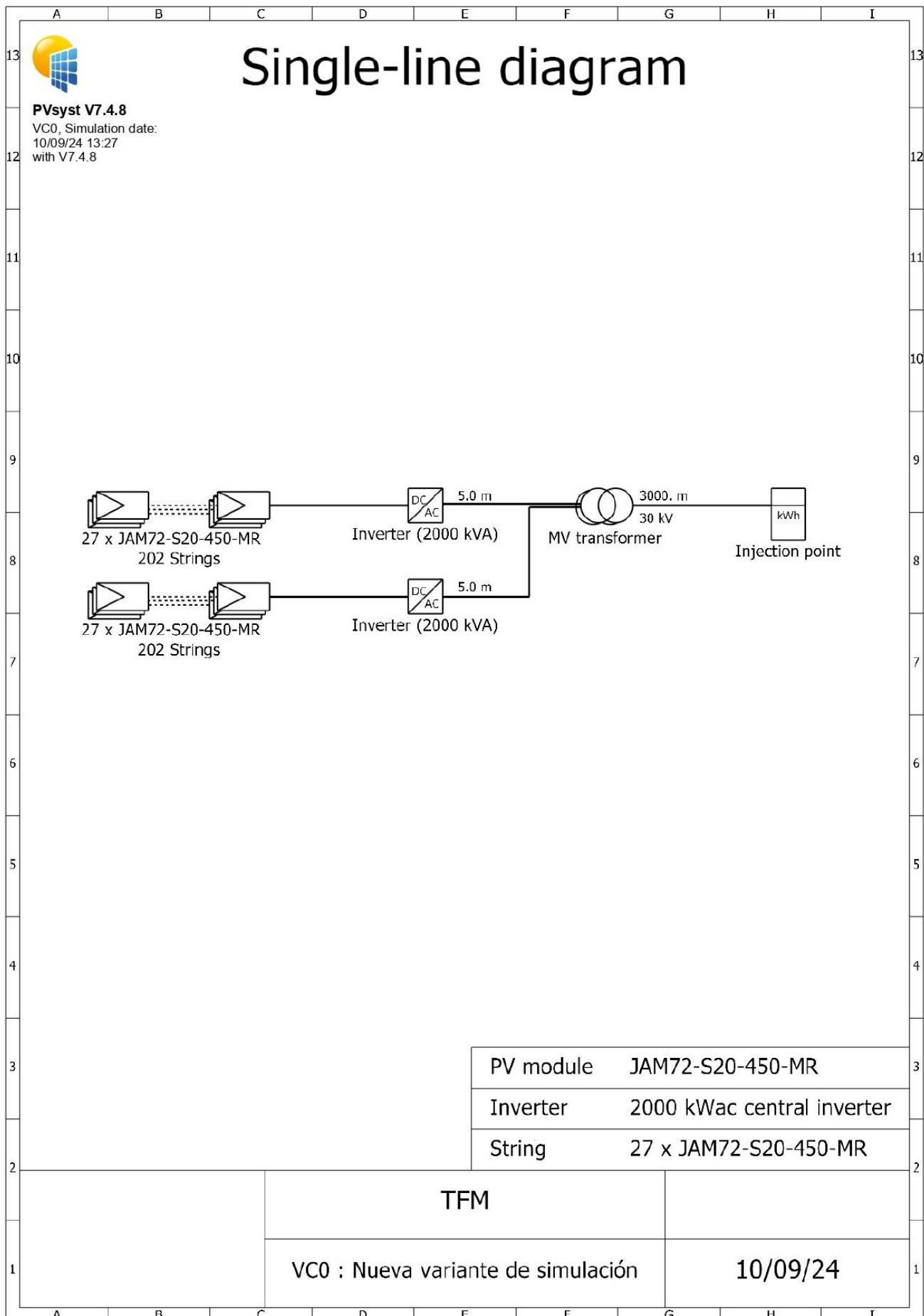
#### Predef. graphs

##### Distribución del voltaje del conjunto



##### Distribución de la temperatura del conjunto durante la ejecución







**PVsyst V7.4.8**

VCO, Simulation date:  
10/09/24 13:27  
with V7.4.8

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

#### Cost of the system

##### Installation costs

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
		Total	0.00
		Depreciable asset	0.00

##### Operating costs

Item	Total EUR/year
Total (OPEX)	0.00

##### System summary

Total installation cost	0.00 EUR
Operating costs	0.00 EUR/year
Produced Energy	7878 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.0000 EUR/kWh



### PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
10/09/24 13:27  
with V7.4.8

### Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

Total: 50066.5 tCO<sub>2</sub>

#### Generated emissions

Total: 8616.25 tCO<sub>2</sub>

Source: Detailed calculation from table below

#### Replaced Emissions

Total: 67632.9 tCO<sub>2</sub>

System production: 7855.16 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO<sub>2</sub>/kWh

Source: IEA List

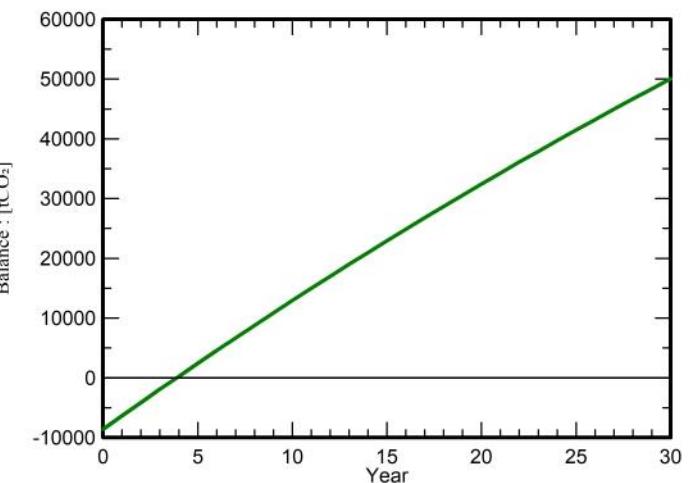
Country: Spain

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

### CO<sub>2</sub> Emission Balance

#### Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time



### System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	4909 kWp	8407057
Supports	1.91 kgCO <sub>2</sub> /kg	109080 kg	208811
Inverters	190 kgCO <sub>2</sub> /	2.00	379

## 9.3 ANEXO III – HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

*Harvest the Sunshine*

**Mono**

**470W MBB Half-Cell Module**  
JAM72S20 445-470/MR Series

**Introduction**

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot-spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.





Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss



Better mechanical loading tolerance

**Superior Warranty**

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation  
Over 25 years



Legend: ■ New linear power warranty ■ Standard module linear power 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 TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval





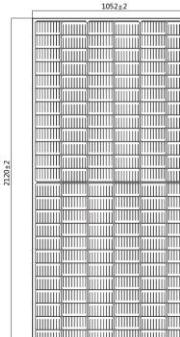
**JA SOLAR**

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



## JA SOLAR

## JAM72S20 440-465/MR/1000V Series

MECHANICAL DIAGRAMS		SPECIFICATIONS	
		Cell	Mono
		Weight	25.0kg±3%
		Dimensions	2120±2mm×1052±2mm×40±1mm
		Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC)
		No. of cells	144 (6×24)
		Junction Box	IP68, 3 diodes
		Connector	Genuine MC4 QC4.10
		Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
		Country of Manufacturer	China/Vietnam

Remark: customized frame color and cable length available upon request

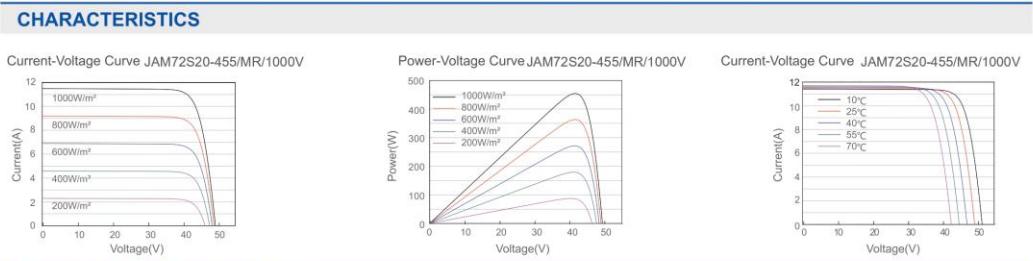
ELECTRICAL PARAMETERS AT STC						
TYPE	JAM72S20 -440/MR/1000V	JAM72S20 -445/MR/1000V	JAM72S20 -450/MR/1000V	JAM72S20 -455/MR/1000V	JAM72S20 -460/MR/1000V	JAM72S20 -465/MR/1000V
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	440	445	450	455	460	465
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.40	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	40.90	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.28	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.76	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96
Module Efficiency [%]	19.7	20.0	20.2	20.4	20.6	20.8
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α_Isc)	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β_Voc)	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ_Pmp)	-0.350%/°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.  
Measurement tolerance at STC: Pmax ±3 %, Voc ±2% and Isc ±4%.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT							OPERATING CONDITIONS	
TYPE	JAM72S20-440	JAM72S20-445	JAM72S20-450	JAM72S20-455	JAM72S20-460	JAM72S20-465	Maximum System Voltage	1000V DC(IEC)
Rated Max Power(Pmax) [W]	333	336	340	344	348	352	Operating Temperature	-40°C ~+85°C
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.40	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	Maximum Series Fuse	20A
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.70	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	Maximum Static Load,Front*	3600Pa, 1.5
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.16	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	Maximum Static Load,Back*	1600Pa, 1.5
Max Power Current(Imp) [A]	8.60	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	NOCT	45±2°C

NOCT      Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G

\*For Nex Tracker installations ,Maximum Static Load, Front is 2400Pa while Maximum Static Load, Back is 2400Pa.



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global\_EN\_20200530A



R3-01/24

## Ficha técnica

**Soporte inclinado para terreno para 3 filas de módulos. Hincado**

**37V**



**SUNFER**



Perfil G2

Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

- Soporte inclinado de 3 filas de módulos para terreno.
- Anclaje hincado.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Inclinación estándar 30°.
- Inclinaciones disponibles bajo pedido: 10°-15°-20°-25°-35°
- Altura libre en punto más desfavorable 500 mm.
- Válido para espesores de módulos de 28 hasta 40 mm.
- Kits disponibles de 6 hasta 18 módulos.
- Hincas incluidas solo en los kits.

Viento: Hasta 150 Km/h [Ver documento de velocidades del viento]

Materiales: Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6  
Tornillería de acero inoxidable A2-70  
Hincas de acero S275 galvanizado en caliente por inmersión.

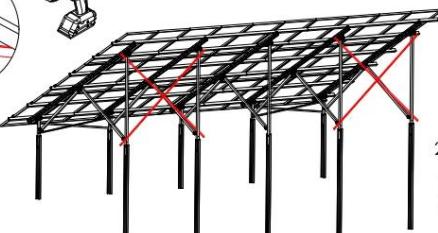
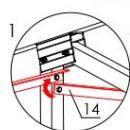
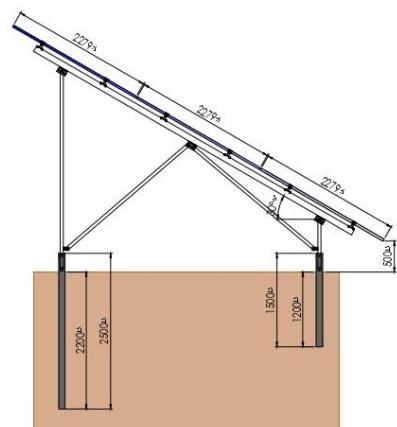
Comprobar el buen estado y la capacidad portante del terreno antes de cualquier instalación.

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit



Carga de nieve: 40 kg/m<sup>2</sup>

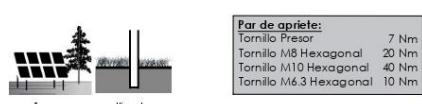
Se recomienda realizar un estudio geotécnico del terreno o ensayo de pull-out



Herramientas necesarias:



Seguridad:



Par de apriete:		
Tornillo Presor	7 Nm	
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm	
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm	
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm	

Marcado ES19/86524 CE

R1-04/21

## Velocidades de viento

Soporte inclinado para terreno para 3 filas de módulos. Hincado

**37V**  
Sistema kit

 SUNFER



- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante  
EUROCÓDIGO 3 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ACERO"  
EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

💨 Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento						
Tamaño del módulo	6	9	12	15	18	nº de módulos
2279x1150	150	150	110	150	130	Velocidad de viento km/h

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados y utilizar el lastre indicado por el fabricante para cada situación.

Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje.  
Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.

Marcado  
ES19/86524 



## TECHNICAL CHARACTERISTICS

**HEMK 615V**

	FRAME 1	FRAME 2
<b>REFERENCE</b>	<b>FS2180K</b>	<b>FS3270K</b>
<b>OUTPUT</b>		
AC Output Power(kVA/kW) @50°C [1]	2180	3270
AC Output Power(kVA/kW) @40°C [1]	2255	3380
Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
Operating Grid Voltage(VAC) [2]	615V ±10%	
Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
Power Factor (cosine phi) [3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
<b>INPUT</b>		
MPPt @full power (VDC)	870V-1310V	
Maximum DC voltage	1500V	
Number of PV inputs [2]	Up to 36	
Number of Freemaq DC/DC inputs [4]	Up to 6	
Max. DC continuous current (A) [4]	2645	3970
Max. DC short circuit current (A) [4]	4000	6000
<b>EFFICIENCY &amp; AUXILIARY SUPPLY</b>		
Efficiency (Max) (η)	98.79%	98.84
Euroeta (η)	98.41%	98.57%
Max. Power Consumption (kVA)	8	10
<b>CABINET</b>		
Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
Weight (lb)	12125	12677
Weight (kg)	5500	5750
Type of ventilation	Forced air cooling	
<b>ENVIRONMENT</b>		
Degree of protection	NEMA 3R - IP55	
Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating	
Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)	
Noise level [5]	< 79 dBA	
<b>CONTROL INTERFACE</b>		
Communication protocol	Modbus TCP	
Plant Controller Communication	Optional	
Keyed ON/OFF switch	Standard	
<b>PROTECTIONS</b>		
Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
General AC Protection	Circuit Breaker	
General DC Protection	Fuses	
Overshoot Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
<b>CERTIFICATIONS</b>		
Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
Compliance	NEC 2017 / IEC	
Utility interconnect	IEEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014	



**POWER ELECTRONICS**

## MV Skid Compact

<b>POTENCIAS</b>	Rango de potencia @ 40 °C	1910 kVA - 4390 kVA
	Rango de potencia @ 50 °C	1775 kVA - 4075 kVA
	Rango de tensión MT	6.6 kV / 11 kV / 13.2 kV / 13.8 kV / 15 kV / 20 kV / 22 kV / 23 kV / 25 kV / 30 kV / 33 kV / 34.5 kV
	Rango de tensión BT	600 V / 615 V / 630 V / 645 V / 660 V / 690 V
	Refrigeración	ONAN
	Grupo de vectores	Dy11
		Relé de protección de presión, temperatura (dos niveles) y gases.
<b>EQUIPAMIENTO DE MEDIA TENSIÓN</b>	Protección Transformador	Control de la disminución del nivel dieléctrico.
		PT100 opcional.
	Grado de protección transformador	IP54
	Pérdidas en transformador	Estándar IEC o IEC Tier-2.
	Tanque de aceite	Acero galvanizado. Integrado con válvula y filtro. Opcional
	Configuración celda MT	Dos celdas de línea (2L)
	Protección Celda MT	Interruptor automático (V)
	Capacidad de cortocircuito de Celda MT <sup>(1)</sup>	16 kA 1 s
	Clasificación IAC de Celda MT <sup>(1)</sup>	A FLR 16 kA 1 s
<b>CONEXIONES</b>	Conexión inversor AC	Tobera de conexión, solución "Plug & Play"
	Protección BT	Interruptor automático incluido en el inversor
	Cableado MT AC	Puente MT entre transformador y protección celda MT pre cableada
<b>ENTORNO</b>	Temperatura ambiente <sup>(2)</sup>	-10 °C... +50 °C (T > 50 °C reducción de potencia)
	Máx. Altitud (sobre nivel del mar) <sup>(3)</sup>	Hasta 1000 m
	Humedad relativa	4% to 95% sin condensación
	Alimentación disponible de usuario	5 kVA / 40 kVA at 400 V (3-phase), 50 / 60 Hz (integrado en el inversor)
<b>SERVICIOS AUXILIARES</b>	Armario de usuario	Integrado en el inversor (por defecto) Opcionalmente, armario de BT en el Skid
	Ventilación	Aire
	Comunicación	Ethernet (fibra óptica o RJ45)
	SAI <sup>(4)</sup>	1 kVA/0.8 kW (10 minutos). Opcional
<b>OTRO EQUIPAMIENTO</b>	Mecanismo de seguridad	Sistema de enclavamiento mecánico
	Sistema de extinción de incendios	Accesorio de retención del tanque de aceite. Opcional
<b>ESTÁNDARES</b>	Cumplimiento:	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1



**NUESTROS PRODUCTOS**

## Twin Skid Compact

<b>POTENCIAS</b>	Rango de potencia @ 40 °C	3820 kVA - 8780 kVA
	Rango de potencia @ 50 °C	3550 kVA - 8150 kVA
	Rango de tensión MT	11 kV / 13.2 kV / 13.8 kV / 15 kV / 20 kV / 22 kV / 23 kV / 25 kV / 30 kV / 33 kV / 34.5 kV
	Rango de tensión BT	600 V / 615 V / 630 V / 645 V / 660 V / 690 V
	Refrigeración	ONAN
<b>EQUIPAMIENTO DE MEDIA TENSIÓN</b>	Grupo de vectores	Dy11y11
	Protección Transformador	Relé de protección de presión, temperatura (dos niveles) y gases. Control de la disminución del nivel dieléctrico.
	Grado de protección transformador	IP54
	Pérdidas en transformador	Estándar IEC o IEC Tier-2
	Tanque de aceite	Acero galvanizado. Integrado con válvula y filtro. Opcional
<b>CONEXIONES</b>	Configuración celda MT	celdas de línea (2L)
	Protección Celda MT	Interruptor automático (V)
	Capacidad de cortocircuito de Celda MT <sup>①</sup>	16 kA 1 s
	Clasificación IAC de Celda MT <sup>②</sup>	A FLR 16 kA 1 s
	Conexión inversor AC	Tobera de conexión, solución "Plug & Play"
<b>ENTORNO</b>	Protección BT	Interruptor automático incluido en el inversor
	Cableado MT AC	Puente MT entre transformador y protección celda MT precableada
	Temperatura ambiente <sup>③</sup>	-10 °C...+50 °C (T > 50 °C reducción de potencia)
	Máx. Altitud (sobre nivel del mar) <sup>④</sup>	Hasta 1000 m
	Humedad relativa	4% to 95% sin condensación
<b>SERVICIOS AUXILIARES</b>	Alimentación disponible de usuario	5 kVA / 40 kVA at 400 V (trifásico), 50 / 60 Hz (integrado en el inversor)
	Armario de usuario	Integrado en el inversor (por defecto). Opcionalmente, armario de BT en el Skid
	Ventilación	Aire
	Comunicación	Ethernet (fibra óptica o RJ45)
	SAI <sup>⑤</sup>	1 kVA/0.8 kW (10 minutos). Opcional
<b>OTRO EQUIPAMIENTO</b>	Mecanismo de seguridad	Sistema de enclavamiento mecánico
	Sistema de extinción de incendios	Accesorio de retención del tanque de aceite. Opcional
<b>ESTÁNDARES</b>	Cumplimiento	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1

**INGECON**

**SUN**

StringBox

**SIMPLE AND SAFE  
CONNECTION OF  
PHOTOVOLTAIC  
STRINGS, 1500 V**

**12 / 16 / 18 / 20 / 24 / 32**

The new INGECON® SUN StringBox is a cost-effective PV string combiner box series designed for central inverter-based PV systems. The INGECON® SUN StringBox features efficient input and output DC wiring with fully rated DC disconnect switches for safe maintenance.

When used in combination with INGECON® SUN series central inverters, the INGECON® SUN StringBox outputs can be monitored by means of the optional DC input groups monitoring kit available for B and C series.

**A complete range of equipment  
for all types of projects**

Available in models ranging from 12 to 32 inputs and 1,500 V max. DC voltage, the INGECON® SUN StringBox provide the maximum flexibility and expandability in system design. The compact and rugged IP65 enclosure is designed for installation in outdoor environments, such as roof-mounted systems and large-scale solar farms.

**Maximum protection**

The INGECON® SUN StringBox is a passive combiner box equipped with touch-safe DC fuse holders, DC fuses, lightning induced DC surge arresters and load disconnector switch.

**PROTECTIONS**

- Up to 32 pairs of DC fuses.
- Available fuses: 10A, 12A, 15A, 16A, 20A, 25A, 30A, 32A (15A standard).
- Lightning induced DC surge arresters, type 2.
- Manual DC isolating switch.

**MAIN FEATURES**

- Built to minimize system costs by providing the maximum flexibility.
- Available in 12, 16, 18, 20, 24, 32 inputs configurations.
- Rated for 1,500 Vdc maximum voltage.
- Simplifies input and output wiring.
- Capability to connect up to 2 DC output cables per polarity (only for 12 and 16 inputs).
- IP65 protection rating.
- Maximum protection to corrosion and pollution thanks to the isolating polyester enclosure reinforced with fiberglass.

**OPTIONAL ACCESSORIES**

- Lightning induced DC surge arresters, type 1+2.
- Pole mounting kit.
- PV connectors.





INGECON

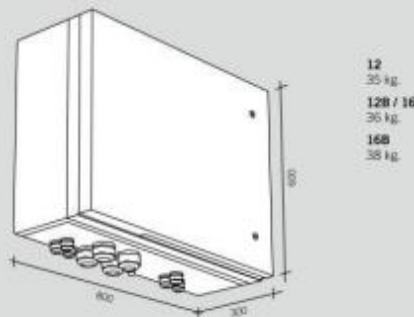
SUN

StringBox

	1,500 V			
	StringBox 12	StringBox 12B	StringBox 16	StringBox 16B
<b>Input</b>				
Maximum number of input strings	12 / 24 <sup>(1)</sup>	12 / 24 <sup>(1)</sup>	16 / 32 <sup>(1)</sup>	16 / 32 <sup>(1)</sup>
Maximum current per input (A)	12 / 24	12 / 24	12 / 24	12 / 24
Number of protection fuses	12	24	16	32
Type of fuses	dPV fuses, 20 x 85 mm, 30 kA			
Available fuses	10 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A (15 A / 30 A standard)			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M20 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar; wiring gauge: 1.5 to 16 mm <sup>2</sup>			
<b>Output</b>				
Rated total current (A) <sup>(2)</sup>	144 / 288	144 / 288	192 / 384	192 / 384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M20 cable glands (cable diameter: 7 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm <sup>2</sup> per pole			
DC switch disconnect rating (A)	315 / 400	315 / 400	315 / 400	315 / 400
<b>SPD</b>				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm <sup>2</sup> )			
<b>General Information</b>				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude <sup>(3)</sup>	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	0 W			
Size (mm)	800 x 600 x 300 (W x H x D)			
Weight (kg)	35	36	36	38
Marking	CE			
Electrical installations	IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

**Notes:** <sup>(1)</sup> With external over-molding in line fuses and branch connectors <sup>(2)</sup> Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 50°C  
<sup>(3)</sup> Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

**Size (mm)**



*Ingeteam*

## EXZHELLENT® CLASS SOLAR



H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV [1,2/1,2 kVAC máx.] -  
1,5/1,5 kVdc [1,8/1,8 kVdc máx.]

### APLICACIONES:

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles [con seguidores]... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

### CONSTRUCCIÓN:

#### 1. Conductor:

Metal: cobre estirado.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C (120 °C, por 20.000 h). 250 °C en cortocircuito.

#### 2. Aislamiento:

Material: Compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

#### 3. Cubierta:

Material: Compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.  
Colores: negro, rojo o azul.

### CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS:

- Norma de diseño: EN 50618 e IEC 62930.
- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C, 20.000 h).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
- Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
- Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
- Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 4D (D = diámetro exterior máximo del cable).

### ENSAYOS DE FUEGO:

#### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/T5 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

#### Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: IEC 62821-1 Anexo B, EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

### PRESTACIONES:



### APROBACIONES:



## EXZHELLENT® CLASS SOLAR



H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV [1,2/1,2 kVac máx.] -  
1,5/1,5 kVdc [1,8/1,8 kVdc máx.]



### ENsayos adicionales:

Vida estimada	25 años
Certificación	Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles	Si
Doble aislamiento (clase II)	Si
T° máxima de conductor	90 °C [120 °C, 20.000 h]
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; EN 50618 Tab.2 según EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos uva	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico [según EC 60811-404; EN 60811-404]
Prueta de contracción	IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 según EN 60811-503 [máxima contracción 2 %]
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab. 21.000h a 90°C y 85% de humedad para IEC 60068-2-78, EN-60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo	IEC 62821-2 ; EN 50395-9 [240h/85 °C agua/1,8 kV DC]
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 según N 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40° C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C según EN 60811-506
Durabilidad del marcado	IEC 62930; EN 50396

## EXZHELLENT® CLASS SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV [1,2/1,2 kVac máx.] -  
1,5/1,5 kVdc [1,8/1,8 kVdc máx.]



### ENsayos adicionales:

Número de conductores x sección mm <sup>2</sup>	Diámetro máximo del conductor mm (1)	Diámetro exterior del cable (valor mínimo) mm	Radio mínimo de curvatura dinámico mm	Radio mínimo de curvatura estático mm	Peso kg/km (2)	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad máxima admisible al aire (2) A	Intensidad máxima admisible al aire. Temperatura 60 °C y el conductor 120 °C (3)	Caida de tensión V/A-km (2)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1 x 4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1 x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1 x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1 x 35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1 x 50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1 x 70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1 x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1 x 120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1 x 150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1 x 240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,85.

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.

Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).



#### NORMAS:

CONSTRUCCIÓN  
IBERDROLA NI 56.43.01

REACCIÓN AL FUEGO  
IEC 60754-1  
IEC 60754-2



#### CLASIFICACIÓN CPR:

DOP 0014 Rev.001  
Clase F<sub>ca</sub>

#### CONSTRUCCIÓN:

1. CONDUCTOR  
Aluminio semirrígido, clase 2 según IEC 60228.
2. PANTALLA SOBRE CONDUCTOR  
Semiconductor extruido.
3. AISLAMIENTO  
Etileno-propileno de alto módulo 105 °C (HEPR).
4. PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO  
Semiconductor extruido.
5. PANTALLA METÁLICA  
Hilos de cobre.
6. CUBIERTA EXTERNA  
Polietileno (PE).



#### APLICACIONES:

Pueden instalarse al aire, en bandejas o enterrados.  
Cubierta resistente a la abrasión y al desgarro. Fácil deslizamiento.  
Cables libre de halógenos

\*Prestaciones al margen del ámbito CPR.

**CERTIFICACIONES:** AENOR



**CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:**

Código de General Cable	Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro sobre aislamiento <sup>(1)</sup> (mm)	Diámetro exterior <sup>(1)</sup> (mm)	Peso <sup>(1)</sup> (kg/km)	Radio mínimo de curvatura <sup>(1)</sup> (mm)	Intensidades admisibles al aire <sup>(2)</sup> (A)	Intensidades admisibles enterrados <sup>(3)</sup> (A)	R.c.c. a 20 °C (Ωm/km)	R.c.a. a 90 °C, 50 Hz (Ωm/km)	Inductancia (mH/km)	Reactancia a 50 Hz (Ωm/km)	Capacidad (μF/km)
-------------------------	----------------------------	--	---------------------------------------	-----------------------------	---	--	---	------------------------	-------------------------------	---------------------	----------------------------	-------------------

**12/20 (24) kV**

1310114	50	17,5	25,8	735	390	180	145	0,641	0,822	0,441	0,138	0,213
1310116	95	20,7	30,0	995	455	275	215	0,320	0,411	0,393	0,123	0,269
1310118	150	23,7	33,0	1.220	500	360	275	0,206	0,265	0,364	0,114	0,320
1310120	240	27,6	36,9	1.590	555	495	365	0,125	0,161	0,336	0,105	0,387
1310122	400	32,6	41,9	2.140	630	660	470	0,0778	0,102	0,311	0,098	0,472

**18/30 (36) kV**

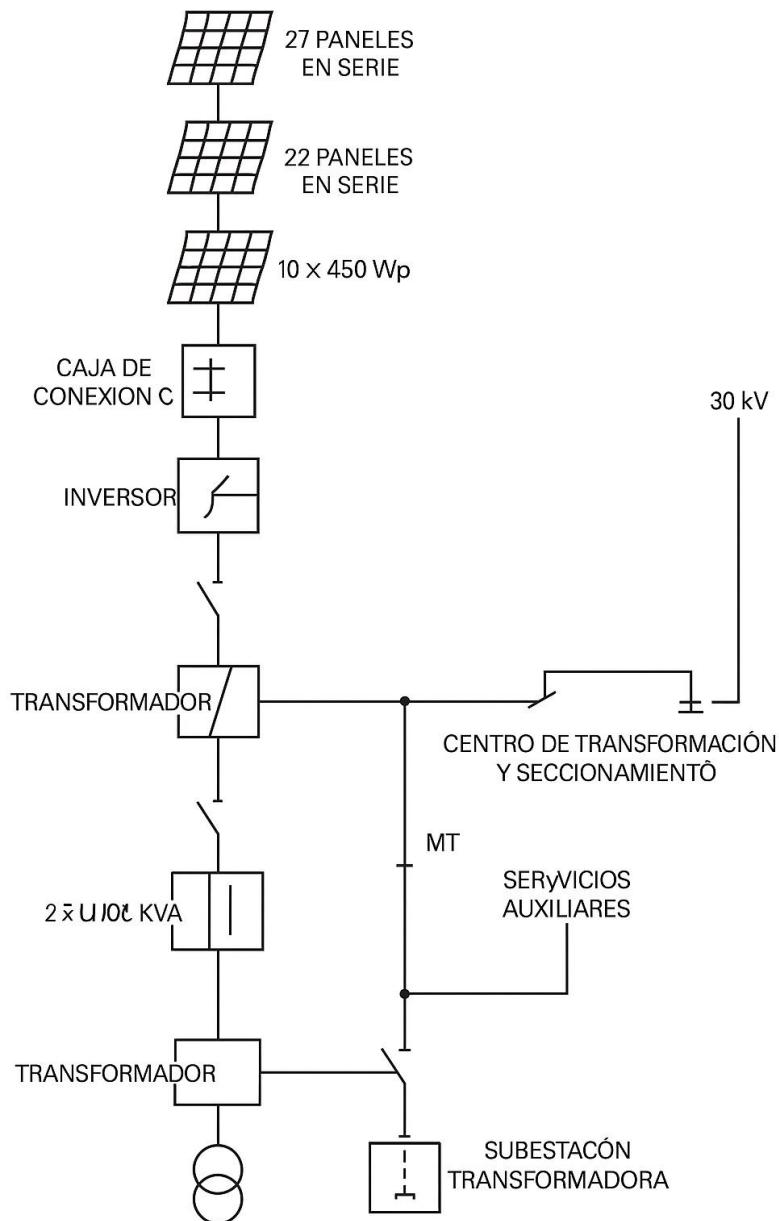
1311114	50	24,9	33,6	1.115	505	180	145	0,641	0,822	0,493	0,155	0,140
1311116	95	24,5	33,8	1.195	510	275	215	0,320	0,411	0,417	0,131	0,205
1311118	150	27,5	37,4	1.535	565	360	275	0,206	0,265	0,389	0,122	0,241
1311120	240	31,4	41,3	1.930	620	495	365	0,125	0,161	0,358	0,113	0,288
1311122	400	36,4	46,3	2.515	695	660	470	0,0778	0,102	0,330	0,104	0,347

<sup>(1)</sup>Valores sujetos a variación en función de las tolerancias dimensionales.

<sup>(2)</sup> Intensidades admisibles de acuerdo con UNE 211435 Tabla A.5.2, tres conductores dispuestos en trébol, al aire a 40 °C, enterrados a 25 °C, 1 m, 1,5 Km/W.

# Documento II PLANOS

## 1. Diagrama unifilar



# **Documento III PLIEGO DE**

## **CONDICIONES**

### **1. PREÁMBULO Y DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS**

#### **1.1. OBRAS A LAS QUE SE REFIERE ESTE PLIEGO**

PROYECTO: Parque solar fotovoltaico de 4,91 MW en La Solana

SITUACIÓN: Puertollano, Ciudad Real

PROPIEDAD: Alejandro Zaballos

#### **1.2. DOCUMENTO DEL PROYECTO**

El proyecto consta de un conjunto de cuatro documentos interrelacionados que constituyen la base para su desarrollo. Estos documentos incluyen la Memoria, los Planos, el Pliego de Condiciones vigente y el Presupuesto.

Adicionalmente, se requiere el cumplimiento del Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red, establecido por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE).

#### **1.3. OMISIONES**

Asimismo, se incluirán de manera explícita todas aquellas obras que no hayan sido abordadas en el conjunto del proyecto, pero que sean imprescindibles para su correcta implementación.

### **2. PLIEGO DE CONDICIONES DE ÍDOLE FACULTATIVA**

#### **2.1. OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA**

### **2.1.1. Definición general**

El contratista tendrá la responsabilidad de ejecutar y materializar el proyecto conforme a los diferentes documentos que lo integran.

### **2.1.2. Documentación de la obra**

La documentación de la obra abarca la Memoria y sus anexos, las directrices emitidas por el Ingeniero Técnico y el Ingeniero Director, así como cualquier otro documento que pueda ser elaborado con el fin de asegurar la correcta ejecución de la obra.

### **2.1.3. Jefe de obra**

Siempre que el contratista o la persona a quien se delegue legalmente cumpla con los requisitos técnicos pertinentes, el contratista asumirá el cargo de Jefe de la Obra. El Jefe de la Obra será responsable de asegurar la adecuada conservación de los materiales, herramientas y maquinaria del proyecto, así como del desempeño óptimo de todos los empleados involucrados.

### **2.1.4. Responsabilidad en la calidad de la obra**

Responsabilidad por la calidad del trabajo: El contratista es responsable de asegurar que la calidad de la obra cumpla con la documentación del proyecto y con las normas de construcción vigentes.

### **2.1.5. Seguridad e higiene laborales**

El contratista tiene la obligación de adherirse a las normas de seguridad e higiene laboral vigentes. Su responsabilidad incluye tanto el conocimiento de dicha normativa como su aplicación y cumplimiento en el lugar de trabajo.

### **2.1.6. Subcontratas**

El contratista tiene la posibilidad de subcontratar parcial o totalmente la obra a un tercero; sin embargo, esto no le eximirá de las responsabilidades derivadas de su trabajo.

### **2.1.7. Libro de órdenes**

Una vez que el Colegio Oficial de Ingenieros apruebe el proyecto, el Ingeniero Director proporcionará al Contratista el Libro de Órdenes. Además, será necesario presentar una copia del recibo del Libro de Órdenes, así como todas las órdenes emitidas por el Ingeniero Director.

## **2.2. FUNCIONES DEL APAREJADOR O INGENIERO TÉCNICO**

### **2.2.1. Definición general**

El Ingeniero Técnico será responsable de supervisar los aspectos organizativos, económicos, de calidad y de seguridad que puedan influir en la ejecución del proyecto. Por lo tanto, antes de iniciar la obra, será necesario elaborar un documento que abarque estos aspectos.

#### **2.2.2. Organización de la obra**

Una vez concluido el estudio del proyecto, el ingeniero técnico debe proceder a la planificación de la obra.

#### **2.2.3. Identificación de la obra**

El Ingeniero Técnico debe garantizar que la obra esté debidamente identificada, incluyendo los nombres de los técnicos, el constructor, el número de licencia, la ubicación, entre otros detalles, de conformidad con las Ordenanzas Municipales aplicables.

#### **2.2.4. Estado del solar y su entorno**

El Ingeniero Técnico será responsable de supervisar los aspectos organizativos, financieros, de calidad y de seguridad que puedan influir en la ejecución del proyecto. En consecuencia, deberá redactar un documento que aborde estos aspectos antes de iniciar la obra.

#### **2.2.5. Acometidas de la obra**

Se evaluarán las opciones de acceso a la obra considerando las características de los caminos que la conectan. Es fundamental tener en cuenta las dimensiones de los vehículos, ya que podrían transitar unidades de gran tamaño y tonelaje, por lo que debe haber suficiente espacio para realizar las operaciones de carga y descarga de materiales. Asimismo, se deberá cumplir con las normativas municipales, que exigen la instalación de cercas, sistemas de seguridad y señalización adecuada para el tránsito.

#### **2.2.6. Replanteo inicial**

El Ingeniero Técnico será responsable de verificar el replanteo de la obra y de informar al Ingeniero Director sobre cualquier inconveniente que pueda surgir durante este proceso.

#### **2.2.7. Distribución de las zonas de trabajo y ocupación del solar**

Asimismo, será responsable de examinar los diferentes elementos auxiliares necesarios para el desarrollo de la obra, conforme a las normas de Seguridad e Higiene laboral vigentes, tales como la oficina, los comedores y los aseos para el personal. Además, el Ingeniero Técnico deberá garantizar la correcta ubicación en la obra de la maquinaria y demás componentes esenciales para la ejecución del proyecto.

## **2.2.8. Instalaciones provisionales**

El Ingeniero Técnico será responsable de identificar los suministros necesarios para la ejecución de la obra, asegurando en todo momento el cumplimiento del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).

## **2.2.9. Captación del personal**

La evaluación de las competencias del personal de obra, con el fin de garantizar que cumplan con los requisitos del proyecto, será responsabilidad del Ingeniero Técnico. Asimismo, el Ingeniero Técnico deberá determinar las condiciones necesarias para asegurar el cumplimiento del Plan de Seguridad e Higiene, elaborado por el Constructor conforme al Real Decreto 1627/1997.

## **2.2.10. Vallados**

Para asegurar las condiciones de seguridad en la obra, el vallado debe estar diseñado y colocado de manera que resista las fuerzas del viento y otros agentes externos.

## **2.2.11. Maquinaria y herramientas**

Se verificará el cumplimiento de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales en relación con el manejo de maquinaria. Cada herramienta deberá contar con su correspondiente manual de uso y cumplir con las medidas de seguridad establecidas.

## **2.2.12. Condiciones de seguridad general de la obra**

Será imprescindible verificar que todos los componentes de la obra cumplan con los requisitos de seguridad establecidos. Esta inspección abarcará tanto las áreas de acceso, como rampas, como las áreas de trabajo. Los equipos de protección individual de los trabajadores deberán cumplir con los requisitos de seguridad mínimos exigidos. Además, para asegurar que el proceso se desarrolle en condiciones seguras, se evaluarán todas las posibles rutas de transporte de materiales.

## **2.2.13. Condiciones de higiene**

El Ingeniero Técnico será responsable de comprobar que se cumplan los requisitos de iluminación, higiene y ventilación en las áreas de trabajo y descanso del personal, garantizando así condiciones adecuadas para el desarrollo de las actividades laborales.

## **2.2.14. Condiciones de seguridad de las instalaciones**

El Ingeniero Técnico será responsable de asegurarse de que las instalaciones provisionales de la obra cumplan con la normativa vigente, con especial atención al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).

### 2.2.15. Calidad

El Ingeniero Técnico será responsable de inspeccionar los diversos materiales y mezclas utilizados en la obra, así como de supervisar la ejecución y puesta en servicio de estos elementos para asegurar la máxima calidad. Se llevarán a cabo los ensayos necesarios para cumplir con este objetivo.

### 2.2.16. Control de recepción de materiales

El trabajo del Ingeniero Técnico implica verificar la procedencia de los materiales recibidos en la obra para garantizar que cumplan con las especificaciones requeridas. Siempre que se satisfagan los requisitos técnicos y los sellos de calidad, será responsabilidad del Ingeniero Técnico decidir si el material debe ser aceptado o rechazado.

### 2.2.17. Control de ejecución y puesta en marcha de la obra

El Ingeniero Técnico debe asegurar que se cumplan las instrucciones proporcionadas por la Dirección de la Obra. Además, durante el proceso general de puesta en marcha, deberá verificar que:

- Las estructuras metálicas se suelden y unan de manera adecuada.
- Las condiciones meteorológicas no tengan un impacto negativo en el proceso.

### 2.2.18. Economía

Para evaluar las posibles desviaciones respecto al presupuesto inicial, el Ingeniero Técnico será responsable de medir los materiales utilizados en la obra. Además, el Ingeniero Técnico deberá encargarse del control de la obra ejecutada, asegurando la correcta aplicación del precio de la oferta conforme a los trabajos realizados, el control de las partes efectuadas, la revisión de los precios acordados y la valoración de los materiales recolectados. También será necesario analizar las ofertas de subcontratas para garantizar que cumplan con los requisitos del proyecto.

## 3. ATRIBUCIONES DEL INGENIERO DIRECTOR

### 3.1. DEFINICIÓN GENERAL

El control de la ejecución técnica, estética y económica del proyecto es la responsabilidad principal del Director de Obra.

### 3.2. INTERPRETACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN DE LA OBRA

El Director de Obra es responsable de analizar e interpretar los diversos documentos del proyecto, así como de redactar documentos adicionales o modificaciones al proyecto original según sea necesario.

### 3.3. ÓRDENES DE LA OBRA

El Director de la Obra proporcionará las directrices al Ingeniero Técnico y al Contratista. Además, se encargará de asegurar que dichas directrices se ejecuten de manera adecuada y eficiente.

### 3.4. INTERPRETACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN DE LA OBRA

El Director de Obra, en su función de asesor de la propiedad, deberá examinar y aprobar las distintas fases del proyecto, así como su entrega final.

### 3.5. CERTIFICADO FINAL DE OBRA

El Director de la Obra es responsable de emitir el Certificado Final de la Obra, el cual debe ser aprobado por los Colegios Profesionales correspondientes.

## 4. PLIEGO DE CONDICIONES DE ÍNDOLE LEGAL Y ECONÓMICA

### 4.1. DOCUMENTACIÓN DE LA OBRA

Las disposiciones legales especificadas en el apartado 3 del documento "Memoria", las órdenes consignadas en el Libro de Órdenes y cualquier otro documento necesario para la redacción regirán la ejecución de la obra.

### 4.2. SEGURO DE LA OBRA

El Contratista es responsable de asegurar la obra antes de su inicio para prevenir incidentes. Asimismo, debe garantizar la protección frente a la responsabilidad civil de terceros que pudiera derivarse de accidentes ocurridos durante el desarrollo del proyecto.

### 4.3. COMIENZO DE LA OBRA

El contratista deberá comunicar de manera clara al Director de la Obra la fecha en que comenzará la ejecución de la obra.

### 4.4. TRABAJOS NO EXPRESADOS

Si alguna de las obras necesarias para la ejecución del proyecto no está mencionada en los documentos que lo conforman, se considerará que dichas obras están incluidas en el proyecto para asegurar su correcta realización.

### 4.5. ÓRDENES DE OBRA

El Director de Obra es responsable de emitir estas órdenes, las cuales serán

comunicadas a través del Libro de Órdenes. Este libro será elaborado por el Colegio de Ingenieros y, posteriormente, entregado al Contratista.

#### 4.6. TRABAJOS DEFECTUOSOS

El Contratista será el último responsable de corregir los trabajos defectuosos y deberá identificar y aplicar los medios necesarios para subsanar dichas deficiencias.

#### 4.7. CERTIFICACIONES

La responsabilidad de redactar las certificaciones corresponde al Ingeniero Técnico, quien luego deberá someterlas a la aprobación del Director de Obra.

#### 4.8. RECEPCIÓN PROVISIONAL

La recepción provisional se efectuará cuando el Director de la Obra considere que la obra cumple con los requisitos para su propósito original. En este proceso, estarán presentes el propietario, el contratista y el Director de la Obra, quienes firmarán un acta para dejar constancia del evento.

#### 4.9. CONSERVACIÓN DE LAS OBRAS RECIBIDAS PROVISIONALMENTE

Entre la recepción provisional y la definitiva, el contratista será responsable de mantener y limpiar la obra.

#### 4.10. PLAZO DE GARANTÍA

El plazo de garantía es el período durante el cual el contratista será responsable de los posibles errores que puedan surgir en la obra entre la recepción provisional y la definitiva. Esta fecha límite estará claramente especificada en el contrato de obra.

#### 4.11. RECEPCIÓN DEFINITIVA

La entrega final se realizará con la presencia de las tres partes mencionadas anteriormente, una vez transcurrido el plazo de garantía. Será necesario registrar el evento para dejar constancia del mismo.

### 5. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

#### 5.1. OBJETO

Este Pliego de Condiciones Técnicas (PCT) tiene como propósito definir las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red para el proyecto en cuestión. El alcance de este PCT abarca todos los sistemas del proyecto. Además, se deberá cumplir con el PCT del IDAE, sin perjuicio de las directrices establecidas en este documento.

## 5.2. GENERALIDADES

Este pliego se aplica exclusivamente a la instalación descrita en el proyecto actual. Además, deberán cumplirse todas las normas enumeradas en el apartado 3 del documento "Memoria", así como las siguientes normativas:

- La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, que regula el sector eléctrico.
- La norma UNE-EN 62466, que especifica los requisitos para los sistemas fotovoltaicos conectados a red, incluyendo la documentación, puesta en marcha e inspección mínima de un sistema.
- La resolución de 31 de mayo de 2001, que establece un modelo de contrato y un modelo de factura para instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red de baja tensión.
- El Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, que regula la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, que establece normas para el transporte, distribución, comercialización, suministro y procesos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- El Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto (B.O.E. de 18-9-2002).
- El Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, que aprobó el Código Técnico de Edificación.
- El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que establece normas para la generación de energía eléctrica en régimen especial.

## 5.3. DEFINICIONES

Se aplicarán las definiciones del PCT del IDAE para instalaciones conectadas a red.

## 5.4. DISEÑO

### 5.4.1. Diseño del generador fotovoltaico

Cada módulo de instalación seguirá el mismo modelo. La orientación e inclinación del generador fotovoltaico, así como las posibles sombras, se ajustarán de manera que las pérdidas no superen los límites especificados en la Tabla I del PCT del IDAE.

### 5.4.2. Diseño del sistema de monitorización

El sistema de monitorización proporcionará las siguientes variables en forma de medias horarias y de manera fácilmente accesible para el usuario:

- Voltaje y corriente continua recibidos por los inversores.
- Voltaje de la fase de la red.
- Rendimiento de los inversores.
- Radiación solar sobre la superficie de los módulos.
- Temperatura del entorno en condiciones de sombra.

## 5.5. COMPONENTES MATERIALES

### 5.5.1. Generalidades

Excepto para el cableado de corriente continua, que debe ser de doble aislamiento clase 2 (mínimo protección IP65), se debe garantizar, como mínimo, un nivel de aislamiento eléctrico básico de clase I para los equipos y materiales. Además, se deberán incluir componentes que aseguren la calidad del suministro de energía.

Todos los elementos necesarios para garantizar la seguridad de las personas y los equipos deben ser incorporados. Los materiales expuestos a las condiciones climáticas deberán estar adecuadamente protegidos. La operación de la instalación no deberá presentar riesgos para el funcionamiento de la red eléctrica.

### 5.5.2. Sistemas generadores fotovoltaicos

La Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo establece que los módulos fotovoltaicos deben llevar la marca CE. Asimismo, deben cumplir con los estándares UNE-EN 61730, UNE-EN 50380 y UNE-EN 61215.

Los módulos deben indicar el nombre del fabricante, el modelo y el número de serie. Además, deben ofrecer una garantía de rendimiento mínima de 25 años y una garantía general de al menos 10 años.

### 5.5.3. Estructuras de soporte

Los módulos fotovoltaicos deberán cumplir con los requisitos de seguridad establecidos en el Código Técnico de Edificación. Deben estar adecuadamente dimensionados para resistir las cargas de viento y nieve. Los tornillos utilizados serán de acero inoxidable.

Los módulos fotovoltaicos no deben verse afectados por la estructura que los soporta. Se instalarán de manera que se optimice el ángulo de inclinación para los módulos. Los puntos de anclaje deberán ser capaces de soportar tanto el peso de la estructura como el de los módulos instalados.

#### **5.5.4. Inversores**

Se emplearán inversores diseñados para la conexión a la red eléctrica, capaces de manejar una potencia de entrada variable y adaptarse continuamente a la producción del generador. Estos inversores serán autocommutados y ajustarán automáticamente el punto de máxima potencia, funcionando como una fuente de corriente.

Los inversores estarán equipados con protecciones contra cortocircuitos en corriente alterna, tensión o frecuencia fuera de rango, sobretensiones y perturbaciones de la red, para cumplir con las directivas comunitarias de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética. Las condiciones eléctricas de los inversores se ajustarán a lo especificado en el punto 5.4.6 del PCT del IDAE.

#### **5.5.5. Cableado**

Los conductores de cobre deberán tener la sección adecuada para prevenir caídas de tensión excesivas y calentamientos. Deberán estar dimensionados de manera que la caída de voltaje no supere el 1,5% en todas las condiciones de operación.

La longitud de los cables se elegirá de manera óptima para evitar esfuerzos innecesarios. Además, la colocación adecuada de los cables garantizará que no representen un riesgo de enganche para las personas mientras se encuentran en la zona de trabajo.

#### **5.5.6. Conexión a red**

El Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) establece las normas para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, aplicables a instalaciones con una potencia de hasta 100 kW.

#### **5.5.7. Medidas**

Las instalaciones deberán cumplir con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, que aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico.

#### **5.5.8. Protecciones**

El Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) establece las protecciones requeridas para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. En una red trifásica, cada fase debe contar con protecciones para máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz, respectivamente) y máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um, respectivamente).

#### **5.5.9. Puestas a tierra de las instalaciones fotovoltaicas**

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión deben cumplir con las condiciones de puesta a tierra especificadas en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12). Tanto las masas de corriente continua como las de corriente alterna deberán conectarse a una única toma de tierra, sin importar el conductor neutro proporcionado por la empresa distribuidora de electricidad.

#### 5.5.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión deben cumplir con las normas establecidas en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) en cuanto a los armónicos y la compatibilidad electromagnética.

## 6. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

Se formalizará un contrato de mantenimiento con una duración mínima de tres años, que incorporará las recomendaciones de los fabricantes para el cuidado de los componentes. Este contrato de mantenimiento incluirá secciones dedicadas al mantenimiento preventivo y al mantenimiento correctivo. El contenido del contrato se ajustará a lo estipulado en el PCT del IDAE, específicamente en el punto 8.2.