



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

## TRABAJO FIN DE MÁSTER ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA

Autor: Gonzalo Martín Cachero

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Julio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN  
POTENCIA

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

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

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Gonzalo Martín Cachero

Fecha: ...../ ...../ .....

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha: ...../ ...../ .....





# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

## TRABAJO FIN DE MÁSTER ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA

Autor: Gonzalo Martín Cachero  
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

# Agradecimientos

A mi familia, en especial a mis padres y mi hermano, los cuales han estado apoyándome desde el día que empecé mis estudios en Ingeniería Industrial hasta hoy, el día que los finalizo. Sin ellos habría habido situaciones difíciles que no habría sabido afrontar de la manera adecuada, y me han enseñado que rendirse no es opción y que los resultados, con esfuerzo y constancia, al final terminan llegando.

A toda la gente cercana a mí que quiero de Ciudad Real, Madrid y del intercambio. Ellos me han enseñado a cómo disfrutar de la vida, a la vez de animarme siempre que era necesario en los momentos difíciles de mis estudios.

A mi tutora Consuelo, le quiero agradecer darme la oportunidad de realizar este proyecto, dándome los consejos necesarios cuando los necesitaba, a la vez que tiempo y comprensión cuando me ha hecho falta.

A la Universidad Pontificia de Comillas – ICAI, por permitirme desarrollarme como persona y como estudiante en un entorno académico de excelencia donde me he podido rodear de gente que me ha aportado mucho. En especial el aprendizaje de valores fundamentales como el esfuerzo y la capacidad de resolver problemas tanto técnicos como de la vida en general. Gracias a todos los profesores que he tenido durante mis estudios en esta universidad, de todos me llevo algo bueno.



# **ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA**

**Autor: Martín Cachero, Gonzalo**

Director: Alonso Alonso, Consolación

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## **RESUMEN DEL PROYECTO**

El objetivo del proyecto es el diseño de una instalación solar fotovoltaica de gran potencia en la localidad de Almagro, Ciudad Real. La planta solar tiene una potencia de 100 MWp, una potencia nominal de 84,38 MW y una producción promedio de 187.792,10 MWh anuales. Durante el proyecto se han analizado tanto la viabilidad técnica como la viabilidad económica, resultando satisfactorios ambos análisis.

**Palabras clave:** Energía, fotovoltaica, solar, paneles, inversor, PVsyst, potencia, irradiación, seguidor, transformador.

### **1. Introducción**

La transición energética que atraviesa actualmente el sistema eléctrico español, en consonancia con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), exige un despliegue acelerado de energías renovables con vistas a 2030, por ejemplo, el 81% de energía renovable en la generación eléctrica.

En este contexto, las plantas solares fotovoltaicas se consolidan como una de las tecnologías más competitivas gracias a la reducción de costes, la madurez tecnológica alcanzada y su escaso impacto ambiental en comparación con fuentes de generación convencionales. Por ello en España, la fotovoltaica ocupa un 25,1% del mix energético de capacidad, siendo la energía con mayor capacidad instalada (35.063 MW). En la generación, a finales de 2024 se han producido 44.502 GWh de energía solar fotovoltaica, un 18,9% más que en 2023. A nivel global, la energía solar fotovoltaica fue responsable del 75% del aumento de capacidad renovable en 2024, ya que se añadieron 451,9 GW, alcanzando un total de 1.865 GW instalados en todo el mundo.

Este trabajo responde a ese desafío mediante el diseño y análisis de una instalación fotovoltaica de gran escala, alineándose con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Contribuye al ODS 9 al fomentar la innovación tecnológica y el desarrollo industrial con equipos avanzados y eficientes, al ODS 12 al promover una producción responsable basada en energía renovable y con bajo impacto ambiental, y al ODS 13 al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, apoyando la transición hacia un sistema energético sostenible y bajo en carbono.

### **2. Definición del Proyecto**

El proyecto de la planta solar fotovoltaica se ubica en el municipio de Almagro, Ciudad Real. Esta ubicación se ha escogido después de haber realizado una comparativa entre tres emplazamientos distintos que proporcionasen una superficie mayor a 150 hectáreas, los otros dos ubicados en las provincias de Albacete y Córdoba. El procedimiento para la selección del emplazamiento ha sido un análisis de varios factores, como la orografía, la irradiación solar y la distancia a la subestación de alta tensión más cercana.

La superficie disponible para la realización del proyecto es de 163 hectáreas, con una irradiancia global horizontal de 1700 kWh/m<sup>2</sup> año y se encuentra a 17,30 km de la subestación de Alarcos 220 kV.

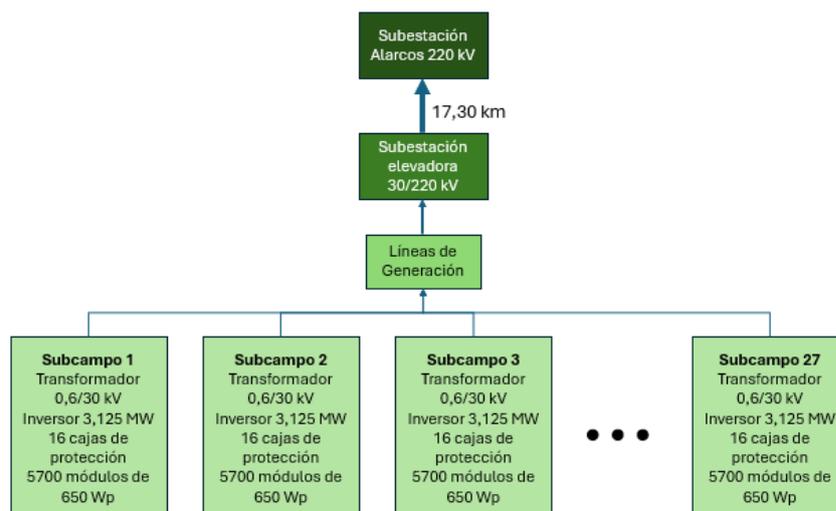
### 3. Descripción del sistema

La planta fotovoltaica diseñada se compone de 153.900 módulos bifaciales Trina Solar de 650 Wp, en total 100,035 MWp, dispuestos sobre seguidores solares 1V a un eje horizontal Norte-Sur siguiendo al sol en sentido E-O, que permiten maximizar la captación de energía solar a lo largo del día. Estos módulos se interconectan entre sí en serie para formar un string, habiendo un total de 5130 strings, y se conectan a 27 inversores Sungrow de 3,125 MVA de potencia unitaria, haciendo un total de 84,38 MW, instalados dentro de centros de transformación prefabricados en media tensión.

La evacuación de energía se realiza mediante una red de media tensión la subestación elevadora 30/220 kV ubicada en el propio emplazamiento. Desde esta subestación se conecta la planta a la red de transporte mediante una línea aérea hasta la subestación Alarcos, operada por Red Eléctrica Española.

En cuanto a la obra civil, se contemplan caminos de acceso, vallado perimetral, para cableado y plataformas de instalación de los centros de transformación. Se han considerado aspectos como el uso eficiente del terreno, la accesibilidad para operaciones de mantenimiento y la integración ambiental del proyecto.

También se han definido los criterios de diseño del sistema eléctrico, desde el cableado de baja tensión entre módulos y cajas de protección, hasta la selección de conductores de media y alta tensión, atendiendo a criterios como la intensidad máxima admisible, la caída de tensión y la capacidad de cortocircuito, todo conforme al Reglamento de líneas de alta tensión (RLAT) y Reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT) correspondientes.



En cuanto a la simulación energética, se ha empleado el software PVsyst donde se ha introducido el diseño de la planta, con los datos climáticos obtenidos a partir de las bases meteorológicas Meteonorm, PVGIS y NASA-SSE. Además, se han considerado las pérdidas del sistema durante la generación y transporte de la energía, como las pérdidas por suciedad o por cableado.

#### 4. Resultados

<b>Resultados energéticos</b>	
Producción anual promedio	187.792,10 MWh/año
Horas equivalentes	2.225,70
Performance Ratio (Año 1)	0,853
Emisiones evitadas en 30 años	5,352 MtCO <sub>2</sub>

<b>Resultados económicos</b>	
Inversión inicial	71.635.428,89 €
WACC	5,53%
VAN	12.089.809,98 €
TIR	7,07%

Los resultados económicos del VAN y TIR se han obtenido aplicando un precio de venta de la energía en el primer año de 43 €, con un aumento interanual de 1,5%.

#### 5. Conclusiones

Del estudio realizado se concluye que la planta solar fotovoltaica diseñada es viable tanto técnica como económicamente. En el ámbito económico, además de tener un VAN>0, la TIR es mayor que el WACC obtenido.

El proyecto presenta un diseño optimizado que maximiza la relación entre inversión y producción energética, y ha sido evaluado en detalle en todos sus componentes. Las fortalezas del diseño son el uso de módulos bifaciales con seguidores solares con seguimiento E-O y la integración de centros de transformación prefabricados en media tensión con inversor integrado.

Los impactos positivos a nivel ambiental y social del proyecto, junto con el potencial de aumentar su rentabilidad mediante la firma de contratos de compraventa de energía, refuerzan tanto la relevancia como la viabilidad de la planta fotovoltaica proyectada en Almagro.

#### 6. Referencias

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030.  
<https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>
- [2] Red Eléctrica de España. Generación. <https://www.ree.es/es/datos/generacion>
- [3] International Renewable Energy Agency. (2025, marzo 28). Renewable capacity statistics 2025. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.  
<https://www.irena.org/Publications/2025/Mar/Renewable-capacity-statistics-2025/>

# FEASIBILITY STUDY OF A LARGE-SCALE PHOTOVOLTAIC SOLAR POWER PLANT

**Author: Martín Cachero, Gonzalo**

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## ABSTRACT

The objective of the project is the design of a large-scale photovoltaic solar installation in the town of Almagro, Ciudad Real. The solar plant has a capacity of 100 MWp, a nominal power of 84,38 MW and an average annual production of 187,792.10 MWh. Both the technical and economic feasibility of the project have been analyzed, with both assessments yielding satisfactory results.

**Keywords:** Energy, photovoltaic, solar, panels, inverter, PVsyst, power, irradiation, tracker, transformer.

## 1. Introduction

The energy transition currently underway in the Spanish electricity system, in line with the objectives of the Integrated National Energy and Climate Plan (PNIEC), requires an accelerated deployment of renewable energies by 2030, for example, reaching 81% renewable energy in electricity generation.

In this context, photovoltaic solar plants have become one of the most competitive technologies due to cost reductions, technological maturity, and their low environmental impact compared to conventional generation sources. As a result, in Spain, photovoltaics account for 25.1% of the installed capacity energy mix, making it the leading energy source with 35,063 MW installed. In terms of generation, by the end of 2024, photovoltaic solar energy produced 44,502 GWh, an 18.9% increase compared to 2023. Globally, photovoltaic solar energy accounted for 75% of the growth in renewable capacity in 2024, with 451.9 GW added, reaching a total of 1,865 GW installed worldwide.

This project addresses that challenge through the design and analysis of a large-scale photovoltaic installation, aligning with several Sustainable Development Goals (SDGs). It contributes to SDG 9 by fostering technological innovation and industrial development through the use of advanced, efficient equipment; to SDG 12 by promoting responsible production based on renewable energy with low environmental impact; and to SDG 13 by reducing greenhouse gas emissions, supporting the transition to a sustainable, low-carbon energy system.

## 2. Project definition

The photovoltaic solar plant project is located in the town of Almagro, Ciudad Real. This location was chosen after a comparison between three different sites, each offering an area greater than 150 hectares, with the other two located in the provinces of Albacete and Córdoba. The site selection process involved the analysis of several factors, such as topography, solar irradiance, and the distance to the nearest high-voltage substation.

The available area for the project is 163 hectares, with a global horizontal irradiance of 1,700 kWh/m<sup>2</sup> per year, and it is located 17.30 km from the 220 kV Alarcos substation.

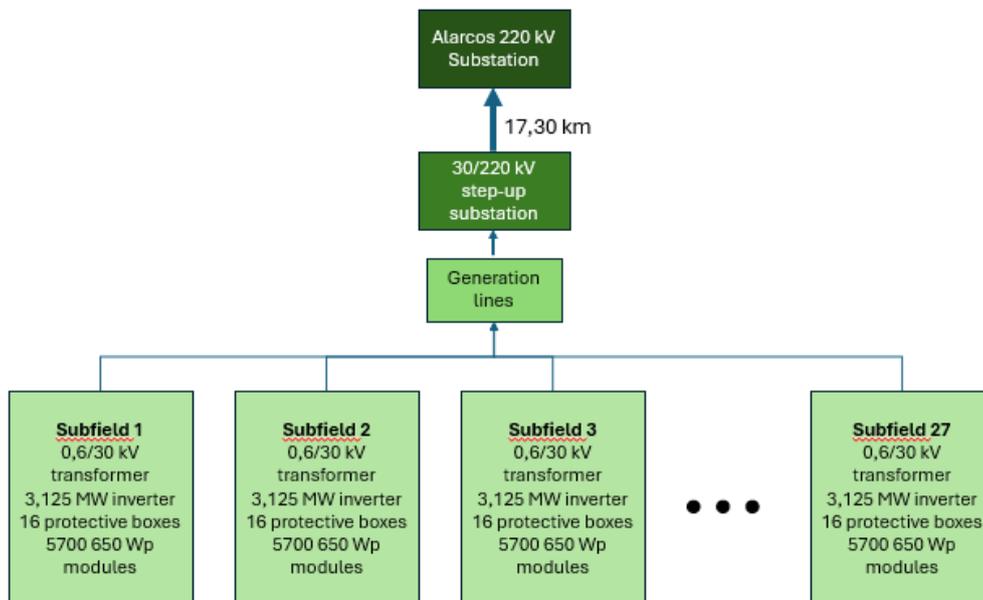
### 3. Description of the system

The designed photovoltaic plant consists of 153,900 bifacial Trina Solar modules of 650 Wp each, totaling 100.035 MWp. These modules are Mounted on 1-in-portrait solar trackers with a horizontal North-South axis, following the sun in the East-West direction, which allow for the maximization of solar energy capture throughout the day. The modules are grouped into strings and connected to a total of 27 Sungrow inverters, each with a rated power of 3.125 MVA, resulting in a total AC capacity of 84.38 MW. These are installed within prefabricated MV skids.

Energy evacuation is carried out through a medium-voltage network that connects to the 30/220 kV step-up substation located on-site. From this substation, the plant connects to the transmission grid via an overhead line to the Alarcos substation, operated by Red Eléctrica Española.

The civil work includes access roads, perimeter fencing, cable trenches, and platforms for the installation of transformer stations. Factors such as efficient land use, accessibility for maintenance operations, and environmental integration of the project have been considered.

The design criteria of the electrical system have also been defined—from low-voltage cabling between modules and protection boxes, to the selection of medium- and high-voltage conductors, based on parameters such as maximum admissible current, voltage drop, and short-circuit capacity, all in accordance with the applicable Reglamento de líneas de alta tensión (RLAT) y Reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT).



Regarding the energy simulation, the PVsyst software was used to model the plant design, incorporating climatic data obtained from meteorological databases such as Meteonorm, PVGIS, and NASA-SSE. Additionally, system losses during energy generation and transmission were considered, including losses due to soiling and cabling.

#### 4. Results

Energy results	
Average anual production	187.792,10 MWh/año
Equivalent Full-Load Hours	2.225,70
Performance Ratio (Year 1)	0,853
Avoided Emissions	5.352.076,13 tCO <sub>2</sub>

Economic results	
Initial investment	€71.635.428,89
WACC	5,53%
NPV	€12.089.809,98
IRR	7,07%

The economic results for NPV and IRR were obtained by applying a first-year energy selling price of €43, with an annual increase of 1.5%.

#### 5. Conclusions

From the study conducted, it is concluded that the designed photovoltaic solar plant is both technically and economically viable. Economically, besides having a positive NPV, the IRR exceeds the obtained WACC.

The project presents an optimized design that maximizes the balance between investment and energy production and has been thoroughly evaluated in all its components. The strengths of the design are the use of bifacial modules with East-West tracking solar trackers and the integration of prefabricated medium-voltage transformer stations with built-in inverters.

The project's positive environmental and social impacts, along with the potential to increase profitability through the signing of Power Purchase Agreements (PPAs), reinforce both the relevance and viability of the photovoltaic plant planned in Almagro.

#### 6. References

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030.  
<https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>
- [2] Red Eléctrica de España. Generación. <https://www.ree.es/es/datos/generacion>
- [3] International Renewable Energy Agency. (2025, marzo 28). Renewable capacity statistics 2025. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.  
<https://www.irena.org/Publications/2025/Mar/Renewable-capacity-statistics-2025/>

## *Índice de la memoria*

<b>1. Introducción .....</b>	<b>9</b>
1.1 Objeto del proyecto .....	9
1.2 Motivación y Justificación del proyecto.....	10
1.3 Estado de la Cuestión .....	10
1.4 Recursos a Emplear .....	12
<b>2. La Energía Solar Fotovoltaica.....</b>	<b>14</b>
2.1 Introducción.....	14
2.1.1 El Efecto fotovoltaico .....	15
2.1.2 La célula solar.....	16
2.1.3 La radiación solar .....	18
2.2 Elementos de una Instalación conectada a Red .....	21
2.2.1 Módulo fotovoltaico.....	21
2.2.2 Estructuras de soporte.....	22
2.2.3 Cajas de centralización .....	24
2.2.4 Inversor .....	25
2.2.5 Transformador.....	27
2.3 Situación a Nivel Mundial.....	28
2.4 Situación en España.....	29
2.5 Normativa aplicable .....	33
<b>3. Estudio del emplazamiento.....</b>	<b>35</b>
3.1 Localización .....	35
3.2 Características del emplazamiento .....	36
3.3 Estudio de Radiación solar y Climatología .....	39
3.3.1 Horas solares pico.....	41
3.3.2 Irradiancia solar .....	42
3.3.3 Estación meteorológica.....	45
<b>4. Dimensionamiento de la Planta Solar Fotovoltaica .....</b>	<b>48</b>
4.1 El Sistema Fotovoltaico.....	48
4.1.1 Metodología para el diseño.....	49

4.1.2 Ratio .....	50
4.1.3 Disposición .....	53
4.1.4 Selección de los módulos .....	54
4.1.5 Selección de los inversores y transformadores .....	57
4.1.6 Redimensionamiento .....	60
4.1.7 Cajas de centralización .....	61
4.1.8 Cableado de baja tensión .....	62
4.1.9 Cableado de media tensión .....	69
4.1.10 Celdas MT .....	77
4.1.11 Subestación elevadora .....	78
4.1.12 Protecciones eléctricas .....	83
4.1.13 Puesta a tierra .....	85
4.2 Pérdidas del Sistema .....	89
4.2.1 Pérdidas térmicas .....	89
4.2.2 Pérdidas óhmicas .....	90
4.2.3 Calidad del módulo, LID y Mismatch .....	91
4.2.4 Pérdidas por suciedad .....	92
4.2.5 Pérdidas angulares (IAM) .....	92
4.2.6 Pérdidas por servicios auxiliares .....	93
4.2.7 Pérdidas por envejecimiento .....	93
4.2.8 Pérdidas por indisponibilidad .....	94
4.3 Diseño de la Planta .....	94
4.4 Obra Civil .....	95
4.4.1 Preparación del terreno y explanación .....	95
4.4.2 Caminos de servicio .....	96
4.4.3 Cimentaciones .....	96
4.4.4 Zanjas y canalizaciones .....	96
4.4.5 Drenaje superficial .....	97
4.4.6 Cerramiento perimetral .....	97
4.4.7 EDIFICIO DE CONTROL Y OPERACIÓN .....	98
<b>5. Análisis Energético .....</b>	<b>99</b>
5.1 Análisis Año 1 de la Instalación .....	99
5.2 Análisis durante la Vida Útil de la Instalación .....	103

<b>6. <i>Análisis Económico</i></b> .....	<b>106</b>
6.1 Presupuesto.....	106
6.2 Costes de Operación y Mantenimiento.....	107
6.3 Rentabilidad del proyecto.....	107
6.3.1 Datos de partida.....	107
6.3.2 VAN y TIR del accionista .....	114
<b>7. <i>Planificación del Proyecto</i></b> .....	<b>116</b>
<b>8. <i>Conclusiones</i></b> .....	<b>117</b>
8.1 Contaminación Evitada .....	118
8.2 Beneficio Social .....	119
8.3 Trabajos Futuros.....	120
<b>9. <i>Bibliografía</i></b> .....	<b>122</b>
 <b><i>ANEXO I. Estudio de Alternativas de Emplazamientos para la Instalación</i></b> .....	 <b>124</b>
 <b><i>ANEXO II. Planos</i></b> .....	 <b>136</b>
 <b><i>ANEXO III. Simulación completa con PVSYST</i></b> .....	 <b>138</b>
 <b><i>ANEXO IV. Presupuesto</i></b> .....	 <b>139</b>
 <b><i>ANEXO V. Pliego de Condiciones</i></b> .....	 <b>143</b>
 <b><i>ANEXO VI. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible</i></b> .....	 <b>165</b>
 <b><i>ANEXO VI. Fichas Técnicas de los Equipos</i></b> .....	 <b>167</b>

## *Índice de figuras*

Figura 1. El efecto fotovoltaico. [5] .....	16
Figura 2. Curva característica I-V. Fuente: Autosolar.....	17
Figura 3. Componentes de la radiación solar. Fuente: OVACEN.....	19
Figura 4. Ángulos característicos del panel solar. Fuente: sfe-solar .....	20
Figura 5. Tecnología monofacial y bifacial. Fuente: Energy Theory.....	22
Figura 6. Seguidor solar a un eje. Fuente: Soltec .....	23
Figura 7. Caja de centralización. Fuente: LSP.global .....	24
Figura 8. Inversor central. Fuente: ASE Renovables .....	26
Figura 9. Generación de energía a partir de renovable en 2023 y 2030. Fuente: IEA .....	28
Figura 10. Potencia instalada solar fotovoltaica en España. Fuente: REE .....	30
Figura 11. Mix energético de generación en España. Fuente: REE .....	31
Figura 12. Generación de solar fotovoltaica en 2024 repartida por comunidades. Fuente: REE.....	32
Figura 13. Ubicación del emplazamiento en España. Fuente: Google Maps .....	35
Figura 14. Ubicación del proyecto en la provincia de Ciudad Real. Fuente: Google Earth Pro .....	36
Figura 15. Parcelas comprendidas por el emplazamiento. Fuente: SIGPAC .....	37
Figura 16. Distancia entre la planta y la subestación "ST Alarcos". Fuente: Google Earth Pro .....	38
Figura 17. Distancia de la instalación a la zona LIC. Fuente: Google Earth Pro .....	39
Figura 18. Temperatura y precipitaciones promedio mensuales en el emplazamiento. Elaboración propia.....	40
Figura 19. Horas solares pico. Fuente: Wikimedia Commons .....	41
Figura 20. Valores mensuales GHI. Fuente: Elaboración propia .....	43
Figura 21. Valores mensuales DHI. Fuente: Elaboración propia .....	44
Figura 22. Diseño de la planta. Fuente: Elaboración propia/PVsyst.....	95
Figura 23. Energía producida y pérdidas mensuales del año 1. Fuente: PVsyst.....	100
Figura 24. PR mensual en el año 1. Fuente: PVsyst.....	101

Figura 25. Radiación y energía en el año 1 de la instalación. Fuente: PVsyst.....	101
Figura 26. Diagrama de Sankey de la instalación. Fuente: PVsyst.....	102
Figura 27. Producción energética durante la vida útil de la planta. Fuente: Elaboración propia .....	104
Figura 28. Ubicación Emplazamiento A. Fuente Google Maps.....	128
Figura 29. Parcelas ocupadas por el Emplazamiento A. Fuente: Google Earth Pro .....	128
Figura 30. Ubicación Emplazamiento B. Fuente: Google Maps.....	130
Figura 31. Parcelas ocupadas por el Emplazamiento B. Fuente: Google Earth Pro .....	130
Figura 32. Ubicación Emplazamiento C. Fuente: Google Maps.....	132
Figura 33. Parcelas ocupadas por el Emplazamiento C. Fuente: Google Earth Pro .....	132

## *Índice de tablas*

Tabla 1. Valores de GHI, DHI y velocidad del viento para el emplazamiento. Fuente: Elaboración propia.....	45
Tabla 2. Simulaciones con distintos ratios. Fuente: Elaboración propia.....	52
Tabla 3. Opciones con disposición 2V. Fuente: Elaboración propia .....	53
Tabla 4. Comparación entre 1V y 2V. Fuente: Elaboración propia .....	53
Tabla 5. Opciones paneles solares. Fuente: Elaboración propia .....	55
Tabla 6. Características módulo fotovoltaico elegido. Fuente: Trina Solar .....	57
Tabla 7. Opciones de inversores. Fuente: Elaboración propia .....	58
Tabla 8. Características inversor seleccionado. Fuente: Sungrow .....	59
Tabla 9. Características transformador del CT. Fuente: Sungrow .....	59
Tabla 10. Redimensionamiento de la planta. Fuente: Elaboración propia .....	61
Tabla 11. Temperatura de servicio asignada al conductor. Fuente: ITC-BT-07 .....	63
Tabla 12. Factor de corrección por temperatura del terreno para cables enterrados. Fuente: ITC-BT-07 .....	63
Tabla 13. Factor de corrección por resistividad térmica del terreno para cables enterrados. Fuente: ITC-BT-07 .....	64
Tabla 14. Factor de corrección por agrupación de cables enterrados. Fuente: ITC-BT-07 .....	64
Tabla 15. Factor de corrección por profundidad de la instalación en cables enterrados. Fuente: ITC-BT-07 .....	64
Tabla 16. Factor de corrección por temperatura ambiente para cables al aire libre. Fuente: ITC-BT-07 .....	64
Tabla 17. Datos técnicos PRYSOLAR de Prysmian. Fuente: Prysmian.....	66
Tabla 18. Datos técnicos RZ1-K de Afumex. Fuente: Afumex .....	68
Tabla 19. Factor de corrección de temperatura del terreno. Fuente: ITC-LAT-06 .....	70
Tabla 20. Factor de corrección de resistividad térmica del terreno. Fuente: ITC-LAT-06 .....	70
Tabla 21. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad. Fuente: ITC-LAT-06 .....	71
Tabla 22. Factor de corrección por distancia entre cables. Fuente: ITC-LAT-06.....	71

Tabla 23. Factor de corrección de profundidad. Fuente: ITC-LAT-06 .....	71
Tabla 24. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm <sup>2</sup> , para conductores de aluminio. Fuente: ITC-LAT-06 .....	72
Tabla 25. Datos técnicos conductor Vulpren Class HEPRZ1 AL de Prysmian. Fuente: Prysmian .....	74
Tabla 26. Características transformador MT/AT .....	79
Tabla 27. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de resistividad del terreno y características del electrodo. Fuente: ITC-BT-18.....	87
Tabla 28. Valores orientativos de la resistividad en función del terreno. Fuente: ITC-BT-18 .....	88
Tabla 29. Producción energética cada año de la vida útil de la planta. Fuente: Elaboración propia .....	105
Tabla 30. Presupuesto total del proyecto. Fuente: Elaboración propia .....	106
Tabla 31. Costes del OPEX. Fuente: Elaboración propia.....	107
Tabla 32. Beneficio antes de impuestos. Fuente: Elaboración propia.....	110
Tabla 33. Flujos de caja libre y acumulado. Fuente: Elaboración propia .....	111
Tabla 34. Deuda con el accionista. Fuente: Elaboración propia .....	115
Tabla 35. Factores de emisión de CO <sub>2</sub> . Fuente: REE [14] .....	118
Tabla 36. Características Emplazamiento A. Fuente: Elaboración propia .....	129
Tabla 37. Características Emplazamiento B. Fuente: Elaboración propia .....	131
Tabla 38. Características Emplazamiento C. Fuente: Elaboración propia .....	133
Tabla 39. Puntuación final emplazamientos. Fuente: Elaboración propia .....	134
Tabla 40. Presupuesto Equipos. Fuente: Elaboración propia .....	139
Tabla 41. Presupuesto Obra Civil. Fuente: Elaboración propia .....	140
Tabla 42. Presupuesto Instalación Eléctrica. Fuente: Elaboración propia .....	141
Tabla 43. Presupuesto total. Fuente: Elaboración propia .....	141

## *Lista de acrónimos*

REBT: Reglamento electrotécnico de Baja Tensión

RLAT: Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión

REE: Red Eléctrica Española

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

GHI: Radiación Global sobre plano Horizontal

DHI: Radiación Difusa sobre plano Horizontal

DC: Corriente Continua

AC: Corriente Alterna

VAN: Valor Actual Neto

TIR: Tasa Interna de Retorno

BT: Baja Tensión

MT: Media Tensión

AT: Alta Tensión

PR: Performance Ratio

CT: Centro de Transformación

# **1. INTRODUCCIÓN**

En el contexto actual, las fuentes de energía renovable se han consolidado como la principal vía para hacer frente al cambio climático, en respuesta a los efectos adversos derivados del uso intensivo y no sostenible de combustibles fósiles. Esta tendencia ha propiciado un incremento notable en la participación de tecnologías renovables en el mix energético global, favoreciendo una transición progresiva hacia un modelo energético más limpio y sostenible.

Con la vista puesta en el año 2050, fecha fijada por la Unión Europea para alcanzar la neutralidad climática, los últimos ejercicios han registrado niveles récord en la instalación de nueva capacidad renovable, y las proyecciones apuntan a un crecimiento aún más acelerado en los próximos años. En el caso concreto de España, este proceso se articula a través del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030. Dicho plan contempla, entre otros objetivos, que para el año 2030 el 81 % de la generación eléctrica provenga de fuentes renovables, así como alcanzar una cuota del 48 % de renovables sobre el consumo final de energía. Estas metas no solo impulsan el desarrollo de infraestructuras renovables a nivel nacional, sino que también buscan reducir significativamente la dependencia energética exterior del país. [1]

## ***1.1 OBJETO DEL PROYECTO***

El objeto del presente proyecto es el de diseñar y desarrollar de manera técnica-económica una planta solar fotovoltaica de potencia pico 100 MWp y potencia nominal 84,38 MW, ubicada en el municipio de Almagro, de la provincia de Ciudad Real, Castilla-La Mancha. Para ello se ha analizado la operación de la planta una vez se han seleccionado y dimensionado los principales equipos de la misma.

Además del apartado técnico, también es objeto de este proyecto el estudio ambiental de la planta. Por un lado, la climatología y la geografía de la zona donde se ubica el proyecto,

y por otro lado, el análisis de las emisiones que se reducirán con la operación de la planta solar, partiendo del objetivo de generar energía limpia y libre de emisiones.

Por último, el objeto económico del proyecto se basa en el estudio de la rentabilidad que es capaz de generar la planta mediante su producción y el posterior vertido a la red, lo que genera unos ingresos anuales que dictarán si es económicamente viable el proyecto.

## ***1.2 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO***

La motivación principal de este proyecto radica en la necesidad urgente de avanzar hacia un modelo energético más sostenible y bajo en emisiones, en línea con los compromisos climáticos establecidos a nivel nacional y europeo. En este contexto, la energía solar fotovoltaica se presenta como una solución clave para garantizar un suministro eléctrico limpio, fiable y competitivo.

Este trabajo tiene como objetivo demostrar la viabilidad integral (técnica, económica y ambiental) de una planta fotovoltaica de gran potencia conectada a red. A través del análisis realizado, se pretende identificar las condiciones óptimas para su implementación, justificando la elección de los componentes, el emplazamiento y la configuración del sistema, así como evaluar su rentabilidad y sostenibilidad.

De este modo, el proyecto no solo busca aportar conocimiento técnico, sino también contribuir al proceso de descarbonización del sector eléctrico, promoviendo una menor dependencia de fuentes convencionales como los combustibles fósiles o la energía nuclear.

## ***1.3 ESTADO DE LA CUESTIÓN***

La energía solar fotovoltaica se encuentra en constante evolución en los últimos años, tanto que se puede considerar una de las tecnologías renovables más competitivas a nivel global con más extensión por el mundo. Esta evolución abarca mejoras en la eficiencia de los módulos solares, con la integración de nuevas tecnologías mediante los paneles bifaciales y las tecnologías TOPCon o PERC. Además, se promueve el desarrollo de equipos que

permitan abaratar los costes de producción. Esta tecnología abarca todos los países del mundo, lo que permite que se avance de manera constante. El avance es impulsado por la cantidad de proyectos de energía solar fotovoltaica que hay en el mundo, dando un total de 1.865 GW instalados a final del año 2024 a nivel global.

Los países líderes en el mundo en generación de energía solar fotovoltaica en 2024 son los siguientes [16]:

1. China - 584 TWh
2. Estados Unidos - 238 TWh
3. India - 113 TWh
4. Japón - 110 TWh
5. Alemania - 62 TWh
6. Brasil - 52 TWh
7. Australia - 47 TWh
8. España - 45 TWh
9. Italia - 31 TWh
10. Corea del Sur - 29 TWh

España, gracias a su elevada radiación solar y la liberalización del marco regulatorio en los últimos años, se ha consolidado como uno de los países líderes en generación fotovoltaica dentro de la Unión Europea. Desde la publicación del Real Decreto-ley 15/2018 ([1]) y del PNIEC 2021–2030, se ha facilitado la tramitación de proyectos a gran escala y se ha incentivado la inversión privada. La evolución de la energía solar fotovoltaica en el país se aprecia con la capacidad que hay instalada, 35.063 MW, con un aumento en el año 2024 de 22,8% con respecto a la capacidad del año anterior. [9]

Además, el desarrollo de herramientas de simulación como PVsyst, Homer Pro o pvPlanner (SolarGis) ha permitido a los profesionales del sector optimizar el diseño de instalaciones, estimar con mayor precisión la producción energética y cuantificar las pérdidas del sistema. Estos tipos de software se han convertido en un estándar en la

planificación de plantas fotovoltaicas, facilitando tanto los estudios previos como la justificación técnica ante organismos reguladores y entidades financiadoras.

En cuanto a proyecto de energía solar fotovoltaica de gran escala a nivel nacional que ya son una realidad son los siguientes [3]:

- Planta Francisco Pizarro, Cáceres, 590 MWp
- Planta Núñez de Balboa, Badajoz, 500 MWp
- Planta Mula, Murcia, 494 MWp
- Planta Talayuela Solar, Cáceres, 300 MWp
- Planta Cabrera Solar, Sevilla, 200 MWp

En este contexto, los proyectos de generación fotovoltaica de gran escala, como el planteado en este trabajo, desempeñan un papel clave para alcanzar los objetivos de descarbonización y diversificación energética en España y Europa.

## ***1.4 RECURSOS A EMPLEAR***

Durante el desarrollo del presente proyecto se ha hecho uso de una variedad de recursos técnicos, documentales y digitales que han permitido llevar a cabo las distintas fases del trabajo: desde el análisis de emplazamientos hasta la simulación energética y la elaboración de planos y documentación. A continuación, se detallan los principales recursos empleados:

- Material formativo y documentación técnica: Se han utilizado sesiones informativas y documentación proporcionada por la directora del proyecto, con contenidos específicos sobre energía solar fotovoltaica, diseño de instalaciones y normativa aplicable.
- Software de simulación: El programa PVsyst ha sido la herramienta principal para la simulación energética, permitiendo modelar el comportamiento de la planta, estimar su producción anual y analizar las pérdidas del sistema.

- Datos geográficos y ambientales: Para el análisis de posibles emplazamientos se han consultado capas ambientales proporcionadas por las distintas comunidades autónomas, así como del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO).
- Bases de datos meteorológicas: Se han empleado bases de datos reconocidas como Meteonorm, NREL, NASA y PVGIS, esenciales para obtener los perfiles de irradiación y temperatura en las localizaciones estudiadas.
- Bibliografía técnica: Se ha recurrido a artículos científicos y otras publicaciones relevantes relacionadas con la energía solar fotovoltaica, con el objetivo de contrastar información técnica y conocer buenas prácticas de diseño.
- Documentación de fabricantes: Las fichas técnicas de los componentes principales (paneles solares, inversores, cables, fusibles, etc.) han sido fundamentales para realizar un dimensionado preciso del sistema.
- Repositorio académico: Se ha hecho uso del Repositorio de la Universidad Pontificia de Comillas para acceder a trabajos previos, normativa y referencias técnicas útiles en el contexto del proyecto.
- Herramientas de Microsoft: Programas como Microsoft Excel, Word y PowerPoint han sido empleados para el procesamiento de datos, la redacción de la memoria y la presentación de resultados.
- Planos: Para la elaboración de planos de implantación y esquemas unifilares se ha utilizado el software AutoCAD, herramienta estándar en el ámbito del diseño técnico.

## **2. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

### **2.1 INTRODUCCIÓN**

La energía solar fotovoltaica es una energía renovable, por lo que la producción de energía no incluye emisión de gases de efecto invernadero, y se trata de una fuente ilimitada de energía debido al Sol. Este tipo de energía renovable busca contribuir en gran medida a facilitar el camino hacia un nuevo modelo energético sostenible en el que las energías convencionales, como la que proviene de combustibles fósiles, vayan reduciendo su presencia en el sistema eléctrico.

La conversión de energía solar en electricidad en los sistemas fotovoltaicos se realiza a través de módulos compuestos por células fotovoltaicas fabricadas con materiales semiconductores. Estos módulos captan la radiación solar incidente sobre su superficie y permiten su transformación en energía eléctrica.

Ciertas características que presenta esta energía la convierten en una de las tecnologías renovables más asentada a nivel mundial. Su simplicidad operativa permite transformar directamente la radiación solar en electricidad, sin necesidad de transformaciones intermedias ni procesos complejos, al igual que ocurre con otras renovables como la eólica. Además, su arquitectura modular facilita la ampliación y adaptación de las instalaciones, permitiendo escalar el sistema de forma sencilla e incorporar mejoras tecnológicas con el tiempo. Desde el punto de vista ambiental, presenta un bajo impacto, ya que no genera ruidos ni emisiones contaminantes durante su funcionamiento, y puede implantarse en terrenos no aptos para otros usos, como suelos agrícolas marginales. Por último, los módulos fotovoltaicos cuentan con una elevada fiabilidad y una vida útil estimada en torno a los 25-30 años, durante los cuales mantienen un rendimiento estable y eficiente, lo que contribuye a su competitividad a largo plazo.

A pesar de sus numerosas ventajas, la energía solar fotovoltaica también presenta ciertas limitaciones. Su principal condicionante es la dependencia directa de la radiación solar, lo que implica una variabilidad inherente en la generación eléctrica en función de la climatología y la ubicación geográfica. Aunque los módulos fotovoltaicos pueden seguir produciendo energía en condiciones de nubosidad, con rendimientos que pueden alcanzar aproximadamente un 25% de su capacidad nominal, la eficiencia del sistema se ve notablemente reducida en ausencia de irradiancia suficiente. Además, estas instalaciones requieren una inversión inicial significativa, que, si bien puede recuperarse en un plazo de 6-10 años mediante el ingreso por la venta de energía generada, puede suponer una barrera de entrada para gran parte de la sociedad. Por otro lado, las plantas de gran escala demandan extensas superficies de terreno, lo que puede limitar su implantación en zonas con alta densidad urbana o restricciones de uso del suelo.

### **2.1.1 EL EFECTO FOTOVOLTAICO**

El efecto fotovoltaico es el principio físico que permite la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica. Este fenómeno se produce cuando la luz incide sobre ciertos materiales semiconductores, provocando en ellos la generación de una fuerza electromotriz capaz de movilizar cargas eléctricas a través de un circuito externo.

Para que se manifieste este efecto, es necesario que los fotones incidentes posean una energía igual o superior a la energía de banda prohibida (gap) del semiconductor. En ese caso, los fotones liberan electrones de sus posiciones de equilibrio en la banda de valencia, promoviéndolos a la banda de conducción y generando así pares electrón-hueco. Este proceso ocurre en el seno de una célula solar, que incorpora una unión p-n entre dos regiones de silicio dopadas de forma distinta: una con exceso de electrones (tipo n) y otra con exceso de huecos (tipo p). [4]

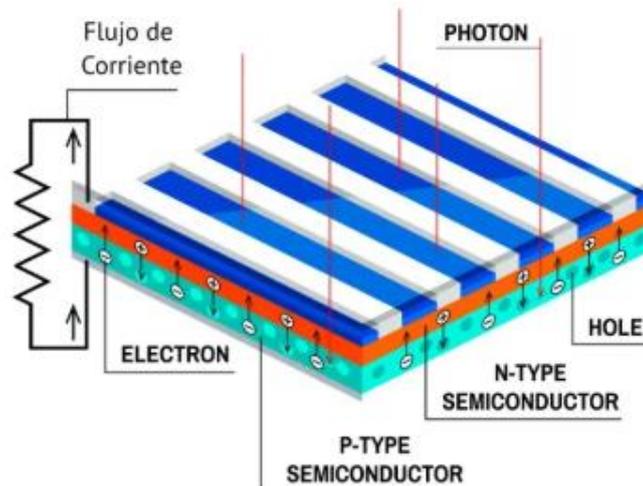


Figura 1. El efecto fotovoltaico. [5]

La diferencia de concentración de portadores genera un campo eléctrico interno en la zona de unión, que separa los electrones de los huecos e impide su recombinación inmediata. Este campo fuerza a los electrones a desplazarse hacia un contacto metálico, generando un flujo de corriente continua como se aprecia en la Figura 1 si se conecta una carga externa.

### 2.1.2 LA CÉLULA SOLAR

La célula solar es la unidad funcional básica de cualquier sistema fotovoltaico. Se trata de un dispositivo electrónico fabricado a partir de materiales semiconductores, principalmente silicio en sus formas monocristalina o policristalina, que presenta una estructura especialmente diseñada para maximizar la captación y aprovechamiento de la radiación solar.

Su construcción se basa en una unión p-n formada mediante el dopado de una oblea de silicio puro. Esta unión crea un campo eléctrico interno que, junto con la estructura superficial antirreflectante y los contactos metálicos, permite canalizar la energía generada hacia el exterior. La eficiencia de la célula depende de factores como la calidad del silicio, el diseño de los contactos, la capacidad de absorción del espectro solar y las pérdidas por recombinación, reflexión o contactos eléctricos y resistencia en serie.

Las pérdidas por recombinación en el interior de la célula solar son consecuencia de defectos en la estructura cristalina del semiconductor, y disminuyen cuanto mayor es la pureza del material. En el caso del silicio monocristalino se estiman un 15%. Las pérdidas por reflexión dependen de la presencia de capas antirreflectantes y de la rugosidad superficial de la célula, que se optimizan para minimizar la cantidad de luz reflejada. Y las pérdidas por contactos eléctricos y resistencias en serie, la presencia de conductores sobre la superficie de la célula, que reducen el área activa en aproximadamente un 8 %. Adicionalmente, el paso de corriente por estos conductores genera calentamiento por efecto Joule, lo que provoca una pérdida adicional del 2–3 %. [4]

Las células solares tienen tamaños estándar que han ido creciendo con la evolución industrial, y actualmente se fabrican comúnmente en formatos cuadrados de hasta 210 mm de lado. Para obtener niveles de tensión y corriente adecuados para su uso práctico, las células se ensamblan en serie y/o paralelo formando módulos o paneles solares, que posteriormente se encapsulan y protegen frente a agentes externos.

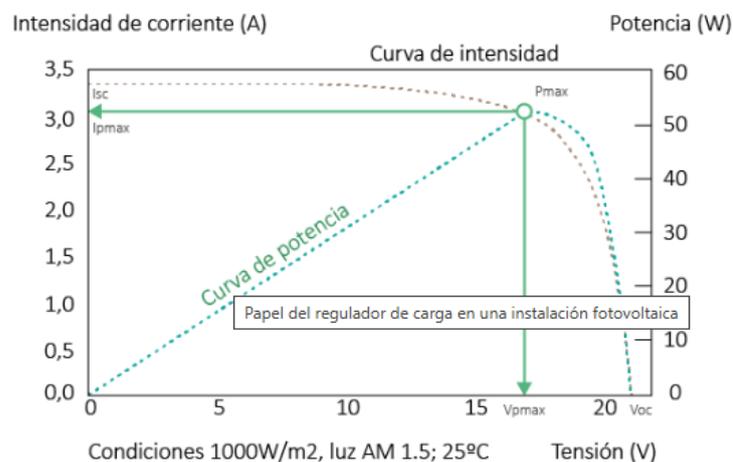


Figura 2. Curva característica I-V. Fuente: Autosolar

A nivel eléctrico, el comportamiento de la célula se describe mediante una curva característica I-V (intensidad-tensión) influida por la irradiancia y la temperatura. Parámetros fundamentales como la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ), la tensión de circuito

abierto ( $V_{oc}$ ), el punto de máxima potencia ( $P_m$ ), el factor de forma (FF) y la eficiencia global ( $\eta$ ) permiten cuantificar su rendimiento bajo condiciones estándar de medida (STC).

El FF y la eficiencia global se calculan mediante las siguientes fórmulas, siendo  $A_c$  el área de captación de la célula ( $m^2$ ) y  $G$  la irradiancia en condiciones STC.

$$FF = \frac{V_{mp} * I_{mp}}{V_{oc} * I_{sc}}$$

$$\eta = \frac{P_{max}}{A_c * G}$$

Las STC utilizadas para caracterizar células y módulos fotovoltaicos se muestran en la Figura 2, son irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de célula de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  y espectro solar AM 1.5G. Estas condiciones permiten comparar el rendimiento de distintos dispositivos bajo un marco de referencia común.

### **2.1.3 LA RADIACIÓN SOLAR**

La radiación solar es el recurso energético fundamental de una instalación fotovoltaica. Se trata de la energía electromagnética emitida por el sol que, al llegar a la Tierra, puede ser aprovechada para generar electricidad mediante células solares. Esta radiación se transmite en forma de ondas electromagnéticas (fotones) que viajan a una velocidad de  $300.000 \text{ km/s}$ , alcanzando la superficie terrestre tras aproximadamente 8 minutos desde su emisión.

Al atravesar la atmósfera, la radiación solar sufre fenómenos de atenuación, absorción, reflexión y difusión debido a la presencia de nubes, aerosoles, moléculas y otros elementos atmosféricos.

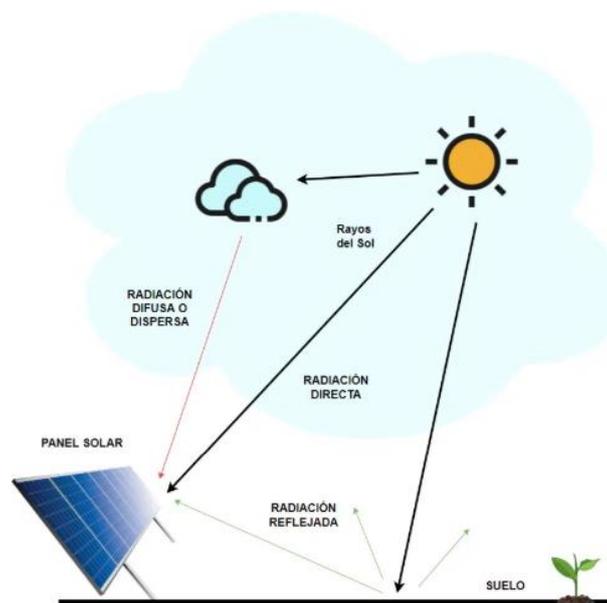


Figura 3. Componentes de la radiación solar. Fuente: OVACEN

Como resultado, la radiación que llega al suelo se descompone en las tres componentes de la Figura 3:

- Radiación directa: parte del flujo solar que incide sin desviaciones desde el Sol.
- Radiación difusa: fracción dispersada por la atmósfera y que llega al suelo desde múltiples ángulos.
- Radiación reflejada: componente de los dos tipos de radiaciones anteriores que se refleja sobre el terreno o superficies próximas, también denominada Albedo. Esta radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie.

La suma de estas tres componentes constituye la radiación global, expresada como irradiancia ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) o, al integrarla temporalmente, como irradiación ( $\text{kWh}/\text{m}^2$ ). Estos valores dependen de factores como la latitud, la estación del año, la hora del día, la orientación de los módulos y las condiciones atmosféricas.

La optimización del recurso solar se basa en que la irradiación incidente sobre la superficie de los paneles sea lo más perpendicular posible, lo cual favorecen las estructuras

soporte que hacen la función de seguidores del sol. La optimización depende principalmente de dos ángulos.



Figura 4. Ángulos característicos del panel solar. Fuente: sfe-solar

Tal y como muestra la Figura 4, los dos ángulos de los que depende la optimización del recurso solar son el de inclinación y el de orientación (azimut).

- Ángulo de inclinación ( $\beta$ ). Es el ángulo formado con la superficie horizontal. En este caso no hay un ángulo determinado con el que se reciba la máxima irradiación solar, ya que en el hemisferio Norte en invierno se recibe menos radiación solar porque los rayos del sol forman un ángulo menor que en verano, con la horizontal.
- Ángulo de orientación ( $\alpha$ ). Se trata del ángulo que forman el Sur geográfico y la normal a la superficie de los paneles. En el hemisferio Norte, el azimut que maximiza la irradiación incidente es el más próximo al Sur geográfico.

## **2.2 ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN CONECTADA A RED**

En este apartado se expondrán las funciones de los elementos fundamentales para el funcionamiento de una instalación solar fotovoltaica. Estos elementos son los siguientes: generador fotovoltaico, estructuras soporte, cajas de centralización, inversor y transformador.

En este proyecto no se implanta un sistema de almacenamiento, al contrario que podría ocurrir en una instalación fotovoltaica de autoconsumo en un hogar.

### **2.2.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO**

El módulo fotovoltaico es el elemento que diferencia a esta tecnología con otras también renovables. Anteriormente se ha explicado el proceso mediante el cual los paneles solares generan la energía a través de la radiación solar.

El módulo fotovoltaico está hecho principalmente de un material, el silicio, que puede ser monocristalino o policristalino, mayormente ocupa el mercado mundial el primero de ellos. El silicio monocristalino se obtiene mediante un proceso de alta pureza, en el que se forma un único cristal continuo. Esta estructura cristalina ordenada permite una mayor movilidad de los portadores de carga, lo que se traduce en eficiencias superiores, en torno al 20 %, además de un mejor rendimiento en condiciones de baja irradiancia o temperaturas elevadas. Por otro lado, el silicio policristalino se fabrica a partir de bloques de silicio solidificados sin control estricto de la orientación cristalina, lo que da lugar a una estructura compuesta por múltiples cristales. Aunque este proceso es más económico y tiene menor impacto energético en la fabricación, las eficiencias típicas son ligeramente inferiores (16 %) debido a la mayor presencia de defectos cristalinos que favorecen la recombinación.

Desde el punto de vista de la captación de radiación, los módulos pueden clasificarse en monofaciales y bifaciales.

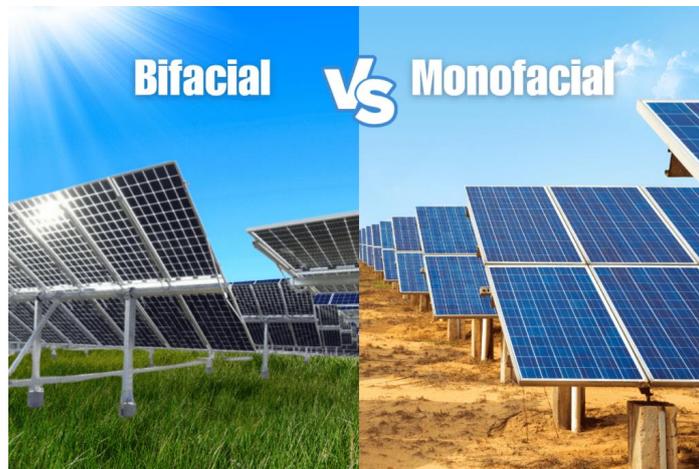


Figura 5. Tecnología monofacial y bifacial. Fuente: Energy Theory

Los módulos monofaciales son los tradicionalmente más utilizados y están diseñados para recibir radiación únicamente por su cara frontal. En cambio, los módulos bifaciales presentan una estructura activa en ambas caras que se aprecia en la Figura 5, lo que permite aprovechar también la radiación reflejada por el suelo y la difusa que incide sobre la parte posterior. Este tipo de módulos requiere condiciones adecuadas para maximizar su rendimiento: superficies con alto albedo, separación entre estructuras que minimice el sombreado trasero, y una mayor altura respecto al suelo. El aumento de generación asociado a la bifacialidad depende del diseño del sistema y puede suponer un incremento de producción del orden del 5 % al 20 % respecto a una configuración equivalente con módulos monofaciales. El grado de sensibilidad del reverso se expresa mediante el factor de bifacialidad, que en módulos comerciales suele situarse entre el 65 % y el 80 %.

### **2.2.2 ESTRUCTURAS DE SOPORTE**

En las instalaciones fotovoltaicas, los módulos deben montarse sobre estructuras mecánicas que garanticen su estabilidad frente a cargas de viento, nieve y otros factores ambientales. Estas estructuras pueden ser fijas o móviles, en función de si mantienen una inclinación constante o incorporan mecanismos de seguimiento solar.

Las estructuras fijas se emplean principalmente en instalaciones residenciales o de pequeña escala, así como en plantas industriales con limitaciones de espacio, mantenimiento

o coste. Su diseño se adapta a la latitud del emplazamiento, optimizando el ángulo de inclinación e intentando minimizar el sombreado entre filas de módulos. Tienen la ventaja de requerir menos inversión inicial, menor mantenimiento y mayor simplicidad constructiva. Sin embargo, al no ajustar su orientación a lo largo del día, la captación de energía no es óptima, especialmente en horas alejadas del mediodía solar.

Por otro lado, las estructuras móviles, conocidas como seguidores solares, permiten modificar dinámicamente la orientación de los módulos para maximizar la irradiancia recibida. Los más comunes en instalaciones de gran potencia son los seguidores a un eje horizontal presentado en la Figura 6, que realizan un giro diario este-oeste adaptado a la trayectoria solar. Este tipo de seguimiento puede incrementar la producción anual entre un 16 % y un 18 % respecto a una instalación fija, dependiendo de la latitud y las condiciones de nubosidad.



Figura 6. Seguidor solar a un eje. Fuente: Soltec

También existen seguidores a dos ejes, capaces de seguir tanto el azimut como la elevación solar, logrando así la orientación óptima en todo momento. Aunque proporcionan ganancias superiores (hasta un 40 %), su complejidad mecánica y coste hacen que su uso quede reservado a aplicaciones específicas o sistemas de concentración. Finalmente, hay diseños alternativos como los seguidores de eje vertical (N-S) o polar, menos frecuentes por sus limitaciones técnicas o de integración.

El uso de seguidores implica ciertas consideraciones adicionales, como el aumento del mantenimiento, la necesidad de motorización (con consumo energético asociado), y un mayor cuidado estructural frente a cargas dinámicas. No obstante, en emplazamientos con elevada radiación directa y terreno disponible, los beneficios energéticos compensan estas exigencias, posicionando a los seguidores solares como la opción óptima para maximizar la producción anual.

### **2.2.3 CAJAS DE CENTRALIZACIÓN**

Las cajas de centralización, también denominadas cajas de combinaciones o cajas de string, son elementos fundamentales en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Su función principal es agrupar eléctricamente las salidas de varios strings de módulos fotovoltaicos para facilitar su conducción hacia los inversores. En ellas se realiza la interconexión en paralelo de los strings y se incorporan dispositivos de protección eléctrica.

Cada string de módulos produce una corriente continua que debe protegerse frente a sobreintensidades, inversiones de polaridad o fallos de aislamiento. Por ello, las cajas de centralización suelen estar equipadas con fusibles de continua, diodos de bloqueo, interruptores-seccionadores, varistores de protección contra sobretensiones y, en algunos casos, monitorización de corriente individual por string.



Figura 7. Caja de centralización. Fuente: LSP.global

Estas cajas permiten una mayor modularidad, simplifican el mantenimiento y facilitan la localización de averías. Están diseñadas para resistir condiciones ambientales adversas (protección IP65/IP66), y se instalan normalmente en campo, próximas a las estructuras de soporte, minimizando así las pérdidas por cableado de continua hasta los inversores. En instalaciones de gran tamaño, se agrupan varios strings por caja, habitualmente de 8 a 24 entradas, optimizando así el diseño eléctrico y reduciendo los costes por metro lineal de cable.

#### **2.2.4 INVERSOR**

El inversor es el componente encargado de transformar la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna, compatible con la red eléctrica de distribución. Además de esta función básica, actúa como interfaz entre el generador fotovoltaico y la red, garantizando que la energía inyectada cumpla los requisitos de tensión, frecuencia y calidad exigidos por el operador del sistema.

Los inversores para plantas de gran potencia se clasifican en dos grandes grupos: inversores string de elevada potencia e inversores centrales. Ambos pueden operar con tensiones de entrada elevadas (normalmente hasta 1500 V) y ofrecen eficiencias superiores al 98 %. La elección depende del diseño del sistema, del número de seguidores, la topología eléctrica y criterios de mantenimiento.

- Inversor central: se utilizan habitualmente en plantas fotovoltaicas de gran escala, como la mostrada en la Figura 8. Consisten en equipos de alta potencia (del orden de varios MW) que concentran la energía de múltiples strings o subcampos mediante cajas de centralización. Su principal ventaja es la reducción de costes por kW instalado, así como una gestión centralizada de la conversión y el mantenimiento. Se instalan habitualmente en estaciones compactas junto con el transformador de media tensión.



- Figura 8. Inversor central. Fuente: ASE Renovables

- Inversor de string: gestionan de forma individual grupos más pequeños de módulos (normalmente un string por entrada) y se caracterizan por su flexibilidad, redundancia y facilidad de mantenimiento. Su uso ha crecido también en plantas de gran escala gracias a su diseño modular, lo que permite mayor tolerancia a fallos y optimización de la producción a nivel de grupo.

Una de las funciones clave de los inversores es la búsqueda y seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) del generador fotovoltaico, mediante un algoritmo interno conocido como MPPT (Maximum Power Point Tracker). Este sistema varía dinámicamente la tensión de entrada para maximizar el producto corriente por tensión, adaptándose a las condiciones de irradiancia y temperatura en tiempo real.

Los inversores modernos también incluyen protecciones contra sobretensiones, monitoreo remoto, funciones de seguridad frente a fallos a tierra y compatibilidad con sistemas de control de potencia reactiva. Además, cuentan con rendimiento europeo como parámetro comparativo, el cual pondera su eficiencia frente a distintos niveles de carga durante el día.

En condiciones de diseño, se suele sobredimensionar ligeramente el campo fotovoltaico respecto a la potencia nominal del inversor ( $\text{ratio CC/CA} > 1$ ) para maximizar la producción energética anual. Este sobredimensionamiento debe respetar los límites de corriente, tensión y disipación térmica del inversor, según sus especificaciones técnicas.

### **2.2.5 TRANSFORMADOR**

El transformador es el elemento encargado de adaptar la tensión de salida de los inversores normalmente en baja tensión, del orden de 600 V, a niveles de media tensión adecuados para su transporte y posterior inyección en la red eléctrica. En plantas fotovoltaicas conectadas a red, este proceso es esencial para reducir pérdidas en el transporte de energía y cumplir con los requisitos del punto de conexión.

En grandes instalaciones, es habitual emplear centros compactos de transformación que agrupan varios inversores junto con el transformador y los equipos de protección y medida en una única unidad prefabricada. Estos centros permiten una integración eficiente de la electrónica de potencia, optimizando espacio, reduciendo el cableado y facilitando el montaje en campo.

El transformador puede ser de tipo seco o con aceite dieléctrico, y su diseño debe garantizar una alta eficiencia de conversión, tanto en carga como en vacío. Las pérdidas típicas se dividen en:

- Pérdidas en el hierro (o pérdidas en vacío): constantes, independientemente del nivel de carga.
- Pérdidas en el cobre (o pérdidas en carga): proporcionales al cuadrado de la corriente y asociadas a la resistencia de los devanados.

En función de la topología de la planta, puede existir una primera etapa de transformación BT/MT (0,6-30 kV) a pie de inversores, seguida de una segunda etapa MT/AT (30-220 kV) en la subestación, desde donde se realiza la evacuación a la red eléctrica. Ambos transformadores deben dimensionarse conforme a las curvas de carga esperadas, la regulación local y los límites térmicos admisibles.

El diseño del sistema transformador influye directamente en el rendimiento global de la planta, ya que sus pérdidas representan una fracción significativa dentro del balance energético. Por tanto, su selección debe considerar criterios tanto eléctricos como económicos y operativos.

## 2.3 SITUACIÓN A NIVEL MUNDIAL

La energía solar fotovoltaica, como se ha comentado anteriormente, es una de las energías con mayor aumento tanto en capacidad como en generación. La energía del Sol tiene un papel crítico en el camino hacia el objetivo de reducir las emisiones de efecto invernadero a niveles cercanos a cero para el año 2050, establecido por la ONU. [6]

En primer lugar, según la Agencia Internacional de la Energía (IEA) en su informe “Renewables 2024”, la generación a partir de energía renovable en 2023 fue el 30% del total de la generación, ocupando la fotovoltaica un 5% del total en el mundo. De 2024 a 2030 las expectativas de crecimiento son tales que se espera que en 2030 las renovables ocupen un 46% del total de energía generada a nivel mundial, y la energía solar fotovoltaica llegue a 16%, siendo la tecnología que más crezca a lo largo de estos años. [7]

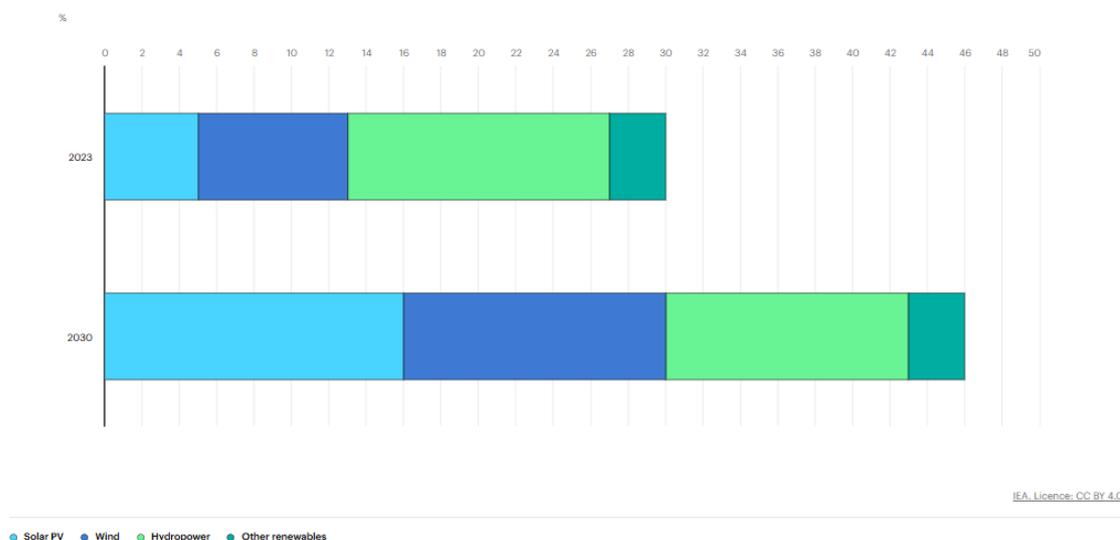


Figura 9. Generación de energía a partir de renovable en 2023 y 2030. Fuente: IEA

Este aumento continuo de la energía solar fotovoltaica, igual que en otras tecnologías como la eólica, apreciable en la Figura 9, se debe en parte a las mejoras en eficiencia que se consiguen de los distintos equipos necesarios para la generación de energía solar, y a la reducción sostenida de costes de módulos fotovoltaicos.

A partir del “Informe sobre capacidad Renovable 2025” de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA en inglés), se destaca que un 75% del aumento de capacidad de energía renovable en el mundo en 2024 se ha debido a la energía solar fotovoltaica. En 2024 esta energía aumentó su capacidad un 32,2%, lo que significa un aumento de 451,9 GW instalados a nivel mundial el año mencionado, sumando un total de 1.865 GW instalados a final del año 2024.

Por poner contexto de qué países lideran el crecimiento en energía solar fotovoltaica instalada. El líder en potencia instalada en 2024 ha sido China (278 GW), seguido de Estados Unidos (38,3 GW, un 54% de aumento con respecto a 2023) y la India (24,5 GW). El primer país de la UE en capacidad instalada en 2024 fue Alemania, con un aumento de 15,1 GW instalados. [8]

## **2.4 SITUACIÓN EN ESPAÑA**

En España, con el fin de cumplir los objetivos establecidos por la ONU y la UE, como ya se ha mencionado anteriormente, se está siguiendo un plan, el PNIEC, que marca las pautas a seguir hasta 2030, con objetivos como llegar al 81 % de energía renovable en la generación eléctrica. Este objetivo ambicioso se debe a que España puede considerarse uno de los países con mayor potencial solar, debido a la elevada irradiación que presenta principalmente en zonas del sur y centro peninsular.

Esta evidencia se defiende con los datos obtenidos de Red Eléctrica Española (REE). En cuanto a la potencia instalada en España, las renovables ocupan un 66% del mix energético, siendo la energía solar fotovoltaica la energía líder, tanto renovable como no renovables, ocupando un 25,1% (35.063 MW). Además, el crecimiento en los últimos años de la potencia instalada de energía solar fotovoltaica en España se puede apreciar en la Figura 10, donde se aprecia un aumento de 6.003 MW con respecto al año anterior, lo que

corresponde a 22,8% más de potencia instalada de fotovoltaica a finales de 2024, comparado con 2023.

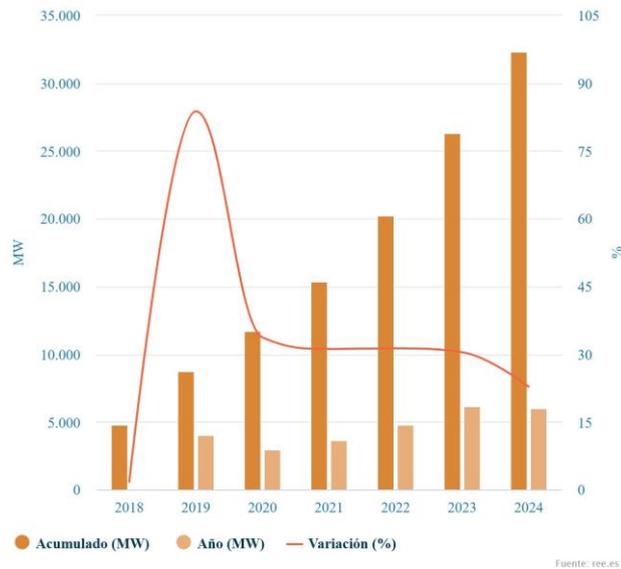
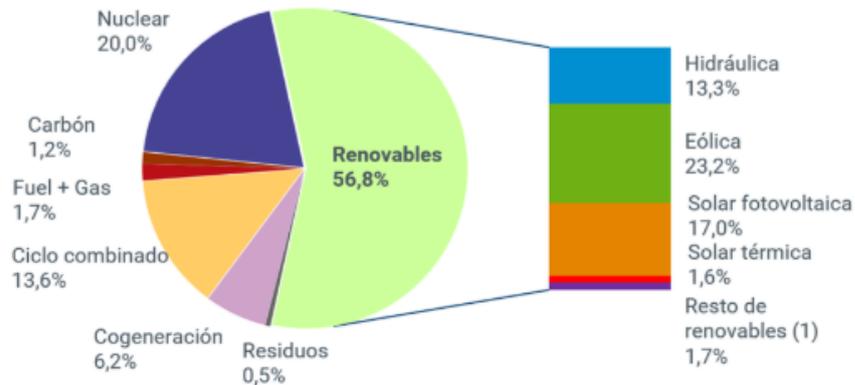


Figura 10. Potencia instalada solar fotovoltaica en España. Fuente: REE

En cuanto a la generación de energía en España en el año 2024, las renovables ocupan menos que en el mix de capacidad, siendo un 56,8% la generación de energía a partir de renovables. La energía renovable líder es la energía eólica (23,2%), siendo la fotovoltaica la segunda en cuanto a renovables se refiere, con un 17% de generación en el mix energético, por detrás de la nuclear como se aprecia en la Figura 11.

**Estructura de generación de energía eléctrica (%) en 2024 en España**



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeólica y residuos renovables.

Figura 11. Mix energético de generación en España. Fuente: REE

El aumento de generación de energía solar fotovoltaica con respecto a 2023 es del 18,9% (7.066 GWh), terminando el año con 44.502 GWh de energía generada a partir de placas solares fotovoltaicas. Esto se traduce en un aumento en el mix energético de 3,8% con respecto al año anterior.

Por otro lado, como ya se ha mencionado, las zonas con más potencia instalada y más generación de energía solar fotovoltaica en España son el sur y centro peninsular. Según datos de REE, de toda la energía generada a partir de fotovoltaica, Castilla-La Mancha es la líder con 24,3% de esa energía total, seguida de Extremadura (23,3%) y Andalucía (23,2%).

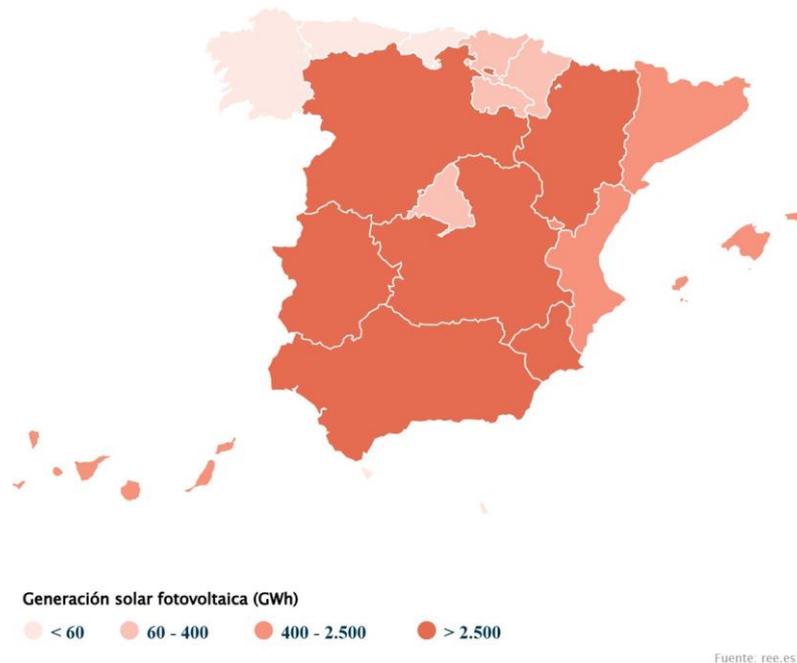


Figura 12. Generación de solar fotovoltaica en 2024 repartida por comunidades. Fuente: REE

Aparte de las comunidades ya mencionadas, en la Figura 12 se aprecia otras comunidades con importante generación, como Aragón (9,3%), Castilla y León (7,7%) y la Región de Murcia (5,9%). [9]

## **2.5** *NORMATIVA APLICABLE*

- **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- **Real Decreto 1955/2000**, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones eléctricas.
- **Real Decreto 413/2014**, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- **Real Decreto 1183/2020**, de 29 de diciembre, por el que se regulan el acceso y la conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- **Real Decreto 337/1999**, sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.
- **Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT)**, aprobado por el Real Decreto 842/2002, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-BT).
- **Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RAT)**, aprobado por el Real Decreto 337/2014.
  
- **Norma UNE-HD 60364** (equivalente a IEC 60364) para instalaciones eléctricas de baja tensión.
- **Norma UNE 211435**: Instalaciones generadoras fotovoltaicas conectadas a red.
- **Norma UNE 20435**: Puestas a tierra.
- **Norma UNE 21303** y **UNE 21305**: Cálculo y construcción de líneas eléctricas subterráneas.
  
- **IEC 61724-1**, supervisión del rendimiento de sistemas fotovoltaicos.
- **IEC 60364-7-712**, requisitos específicos para sistemas fotovoltaicos de baja tensión.
- **IEC 62548**, diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos.
- **IEC 61215**, calificación de diseño y aprobación tipo de módulos fotovoltaicos.

- **IEC 61730**, requisitos de seguridad de módulos fotovoltaicos.
- **IEC 62109-1** y **62109-2**, seguridad de inversores de conexión a red.
  
- **Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red**, IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).
- Guías técnicas del **IDAE** para el diseño y evaluación de plantas solares.
- Recomendaciones técnicas del **CEDEX** en relación con estudios geotécnicos, obras civiles, drenajes, caminos, y condiciones ambientales.
- Normativa de Almagro y Castilla-La Mancha aplicable a licencias de obra, actividad y urbanismo.
- **Ley 1/2021**, de 12 de febrero, de Simplificación Urbanística y Medidas Administrativas de Castilla-La Mancha, que establece trámites simplificados para proyectos estratégicos y grandes instalaciones renovables.
  
- **Ley 31/1995**, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- **Real Decreto 1627/1997**, de disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción.

## 3. ESTUDIO DEL EMPLAZAMIENTO

### 3.1 LOCALIZACIÓN

La localización del emplazamiento es un factor de gran importancia con vistas a que el proyecto sea viable tanto técnica como económicamente. Para que esto ocurra, la zona donde se ubique la planta solar fotovoltaica debe tener las características más favorables posibles que permitan que la producción energética de la instalación sea la máxima posible.

Como se explica en el Anexo I, se han estudiado tres alternativas distintas donde ubicar la planta solar fotovoltaica, y una vez analizadas las tres se ha llegado a la conclusión de que la opción más favorable es que el emplazamiento del proyecto se ubique en Almagro, provincia de Ciudad Real, Castilla-La Mancha. Este municipio se ubica en mediante las coordenadas UTM (Zona 30S - 433815,03 m E / 4313974,46 m N) que se señala en el mapa adjunto de la Figura 13.

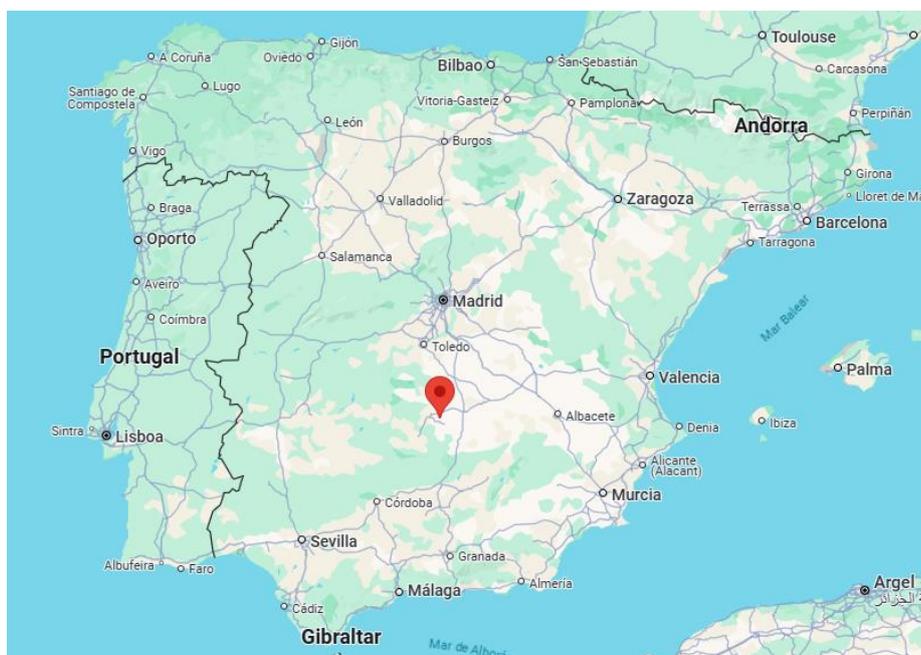


Figura 13. Ubicación del emplazamiento en España. Fuente: Google Maps

Esta provincia se encuentra en una de las zonas de España con mayor radiación solar, lo que permite que las horas del sol se puedan aprovechar en mayor medida y obtener una mayor producción de energía.

La localización del proyecto dentro del término municipal de Almagro se muestra en la Figura 14.



Figura 14. Ubicación del proyecto en la provincia de Ciudad Real. Fuente: Google Earth Pro

### **3.2 CARACTERÍSTICAS DEL EMPLAZAMIENTO**

El emplazamiento seleccionado consta de aproximadamente 163 hectáreas, las cuales comprenden un conjunto de parcelas, como se aprecia en la Figura 15, del SIGPAC de Castilla-La Mancha.

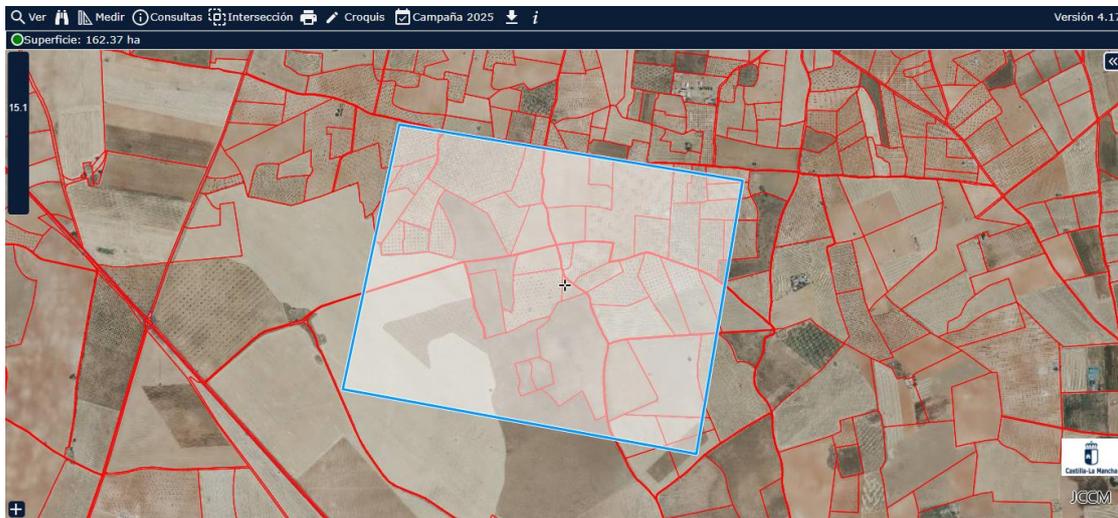


Figura 15. Parcelas comprendidas por el emplazamiento. Fuente: SIGPAC

Las tierras de estas parcelas se dividen en tierras con cultivos o tierras marginales, sin cultivo ni vegetación. Por lo que la construcción de la planta no se debería ver afectada por dichas tierras cuyo tipo de suelo es de consistencia normal. Por otro lado, el terreno en el que se encuentran estas parcelas presenta una orografía que se puede considerar llana ya que la pendiente máxima que presentan es menor a 5%, siendo 2,3% la más pronunciada.

La orientación del emplazamiento con respecto al sur geográfico, el azimut, es de 10°. Se considera que, aunque lo más favorable, como se ha mencionado anteriormente, sea un azimut de 0° y que la instalación esté orientada al sur geográfico, un azimut de 10° es aceptable y no provocará una gran pérdida de energía producida en comparación con un azimut de 0°.

En cuanto a la interconexión eléctrica que presenta la red eléctrica en la zona del emplazamiento, la planta solar fotovoltaica se conectará a la red a través de la subestación eléctrica “ST Alarcos”, de 220/132kV, la instalación del proyecto se conectará a la alimentación de 220 kV de la subestación. Esta subestación pertenece a Unión Fenosa Distribución (UFD) y el uso principal que tiene en la actualidad es el de inyectar la energía que se genera a partir de grandes generadores de energía renovable (solar y eólica) a la Red de Transporte de Red Eléctrica de España.



Figura 16. Distancia entre la planta y la subestación "ST Alarcos". Fuente: Google Earth Pro

La planta solar fotovoltaica, como se indica en la Figura 16, se encontrará a 17,30 km de la subestación en cuestión. Esta distancia se considera aceptable debido a que las pérdidas en la transmisión en líneas de alta tensión son reducidas si se compara con líneas de menor voltaje. En caso de que fuese necesario la construcción de una línea de alta tensión hasta la subestación, el trazado es favorable, ya que solo sería necesario desviar la línea a la altura de Miguelturra, pero el resto del trazado no tiene ningún núcleo de población que evitar.

Por otro lado, es necesario asegurarse que el emplazamiento donde se instalará la planta solar fotovoltaica se encuentra alejado de los espacios que forman parte de la Red Natura 2000, una red ecológica de áreas protegidas para conservar la biodiversidad de Europa. En el caso del emplazamiento del proyecto, se encuentra ubicado a 8 km de la zona LIC (Lugar de Interés Comunitario) de las Lagunas Volcánicas del Campo de Calatrava. Se trata de una categoría de protección ambiental que establece la Unión Europea que está destinada a asegurar la supervivencia el mayor tiempo posible de las especies y los tipos de hábitat en Europa, buscando la conservación de la naturaleza. [10]



Figura 17. Distancia de la instalación a la zona LIC. Fuente: Google Earth Pro

La distancia a la que se encuentra el emplazamiento de la zona LIC mencionada, apreciable en la Figura 17, se considera una distancia aceptable para que no se vean alterados los valores naturales y ecológicos de las Lagunas Volcánicas del Campo de Calatrava. La ubicación elegida para la instalación asegura que no exista impacto directo ni indirecto sobre los hábitats y especies de interés presentes en dicha área, respetando así las normativas de conservación medioambiental.

### ***3.3 ESTUDIO DE RADIACIÓN SOLAR Y CLIMATOLOGÍA***

La provincia de Ciudad Real se caracteriza por tener un clima mediterráneo continentalizado, con inviernos fríos donde la temperatura ciertos días baja de 0°, sin ser un frío excesivo que se prologue durante los meses. En noches despejadas de nubes, es frecuente que se produzcan heladas durante el invierno, comienzo de la primavera y final de otoño. En cambio, en verano se presencian temperaturas medias altas, cerca de los 30°C, pero alcanzarlos, con días donde la temperatura máxima supera los 35°C.

En la Figura 18 se muestran las temperaturas mensuales promedias en la ubicación donde se instalará el proyecto, las cuales se han obtenido mediante un promedio de los datos obtenidos a través de las bases de datos Meteonorm, PVGIS y NASA-SSE. Con el objetivo de tener unos resultados más precisos y exactos al dimensionar la instalación de la planta solar fotovoltaica, se ha decidido que se iba a realizar un promedio de los datos obtenidos con cada base, debido a la validez y el reconocimiento de las tres.

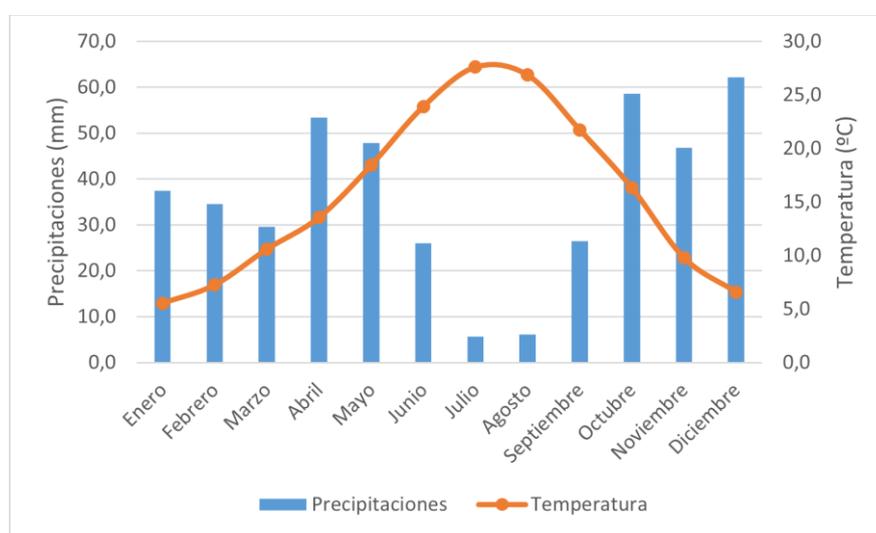


Figura 18. Temperatura y precipitaciones promedio mensuales en el emplazamiento. Elaboración propia

En cuanto al régimen de lluvias, en general en toda la provincia es irregular, con mayor presencia en los meses de primavera y otoño, como se puede apreciar en la ilustración anterior, con promedios anuales de aproximadamente 430 L/m<sup>2</sup>. La ilustración muestra las precipitaciones medias mensuales durante un año en el municipio más cercano de el que se tenían estos datos, Torralba de Calatrava, aunque el emplazamiento pertenezca al término municipal de Almagro. La fuente de estos datos en este caso ha sido la Agencia Estatal de Meteorología, la cual ofrece los datos de precipitaciones desde el año 1981 hasta el año 2010. [11]

Según se puede apreciar con los datos mostrados en la ilustración anterior, la temperatura media en los meses de verano no llega a 30°C, al igual que en los meses de más frío el promedio es mayor a 5°C. Por otra parte, los meses donde las precipitaciones suelen

ser más altas son en otoño, teniendo en octubre 58,6 mm y en diciembre 62,2 mm, y los meses con menores precipitaciones son julio y agosto con precipitaciones de 5,7 mm y 6,1 mm, respectivamente.

### 3.3.1 HORAS SOLARES PICO

Para el estudio del recurso solar disponible en la ubicación donde se instalará la planta solar fotovoltaica, se van a introducir dos tipos de datos distintos, las Horas Solares Pico (HSP) y la irradiancia.

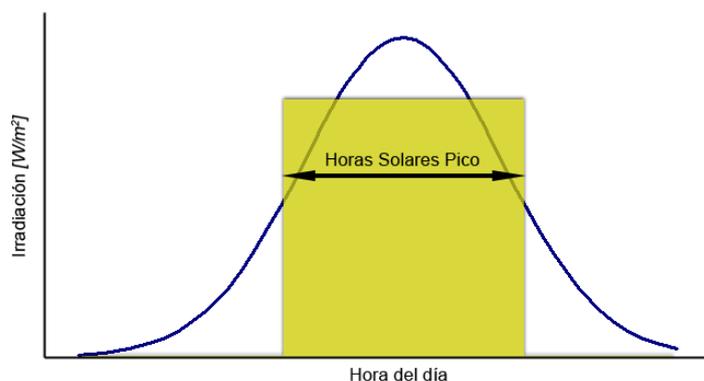


Figura 19. Horas solares pico. Fuente: Wikimedia Commons

En primer lugar, las HSP son un concepto fundamental en el mundo de las energías renovables, y tiene más relevancia para la energía solar fotovoltaica. Este concepto permite definir la energía total incidente a lo largo del día en una ubicación. En la Figura 19, el área comprendida bajo la curva es la irradiación diaria, y el rectángulo tiene una altura de 1.000  $\text{W}/\text{m}^2$ . Una hora solar pico es la energía recibida por 1.000  $\text{W}/\text{m}^2$  de radiación durante 1 hora, y la cantidad de HSP de una ubicación se obtiene si se divide la energía solar disponible durante un día entre 1.000  $\text{W}/\text{m}^2$ .

La provincia de Ciudad Real, con las provincias de la Comunidad Autónoma de Andalucía, La Islas Canarias y la provincia de Toledo, se encuentra entre las ubicaciones con más HSP en España, teniendo 5,76 HSP en un día. Por lo que, en un año, con 365 días, se tienen aproximadamente 2102 HSP. Además, la provincia de Ciudad Real recibe 3.295

horas de sol en el año. Estos datos demuestran que la provincia de Ciudad Real es una de las provincias con mayor recurso solar y de las más favorables para realizar un proyecto de energía solar fotovoltaica. [12]

### **3.3.2 IRRADIANCIA SOLAR**

Para el estudio de la irradiancia solar en el emplazamiento los dos parámetros esenciales que miden la cantidad de radiación solar que incide sobre una superficie situada en el plano horizontal son la Irradiancia Horizontal Global (GHI) y la Irradiancia Horizontal Difusa (DHI), siendo la segunda una parte de la primera. Estos parámetros son de utilidad ya que permiten determinar si los rayos solares directos pueden alcanzar el panel solar. [4]

Para la obtención de los parámetros mencionados se acude a las bases de datos de radiación. Para el proyecto se ha acudido a tres bases de datos, PVGIS, Meteonorm y NASA-SSE, no siendo las únicas disponibles, también existen NREL, SolarGis, WRDC o 3TIER, todas ellas permiten obtener los datos de radiación en cualquier parte del mundo.

La base de datos Meteonorm, cuya versión utilizada ha sido la 8, presenta datos mensuales de radiación que cubren el periodo 2000-2019/1996-2015. Esta base de datos se basa en la interpolación de datos de estaciones meteorológicas terrestres (cuenta con cerca de 8.000 fuentes en todo el mundo) que se encuentren cercanas a la ubicación que se especifique para la instalación, en combinación con datos de satélites con el fin de obtener unos datos más exactos.

La siguiente plataforma que ofrece datos de radiación mensuales es PV GIS. Se trata de una base de datos libre de acceso, la cual proporciona datos para Europa, África y el Sudoeste asiático, y está diseñada específicamente para el análisis y la planificación de proyectos de plantas solares fotovoltaicas. Los datos que se pueden obtener con PV GIS datan de 2005 a 2016, ofreciendo datos de las siguientes bases alimentadas por satélites: CMSAF, SARA, NSRDB-NREL y COSMO&ERA5. Adicionalmente, a través de la base ESRA, utiliza 182 puntos de estaciones terrestres.

La tercera base de datos que se ha utilizado, como se ha mencionado anteriormente, es la base NASA-SSE, también de libre acceso y desarrollada y mantenida por la NASA. Esta base ofrece datos meteorológicos y de radiación solar que cubren 22 años, desde 1983 hasta 2005. Los datos que presenta NASA-SSE proceden de un renovado algoritmo cuya estimación de radiación solar en la superficie se ha visto mejorada. Esta base presenta un inconveniente a la hora de comparar la radiación solar estimada entre dos ubicaciones cercanas cuyas diferencias en la topografía son considerables, ya que la estimación puede tener una variación notable. Pese a ello se ha considerado una base de datos precisa.

Una vez presentadas las bases de datos que se han utilizado, se procede a definir con qué bases finalmente se ha estimado la GHI y DHI. Los datos han sido obtenidos mediante el programa PVsyst para las bases de Meteonorm y NASA, debido a que el programa proporciona una herramienta que permite obtener esta información a partir de distintas bases, entre ellas las dos mencionadas. Para la base de datos PV GIS se ha utilizado la página web de la propia base de datos, la cual es proporcionada por la Comisión Europea. [13]

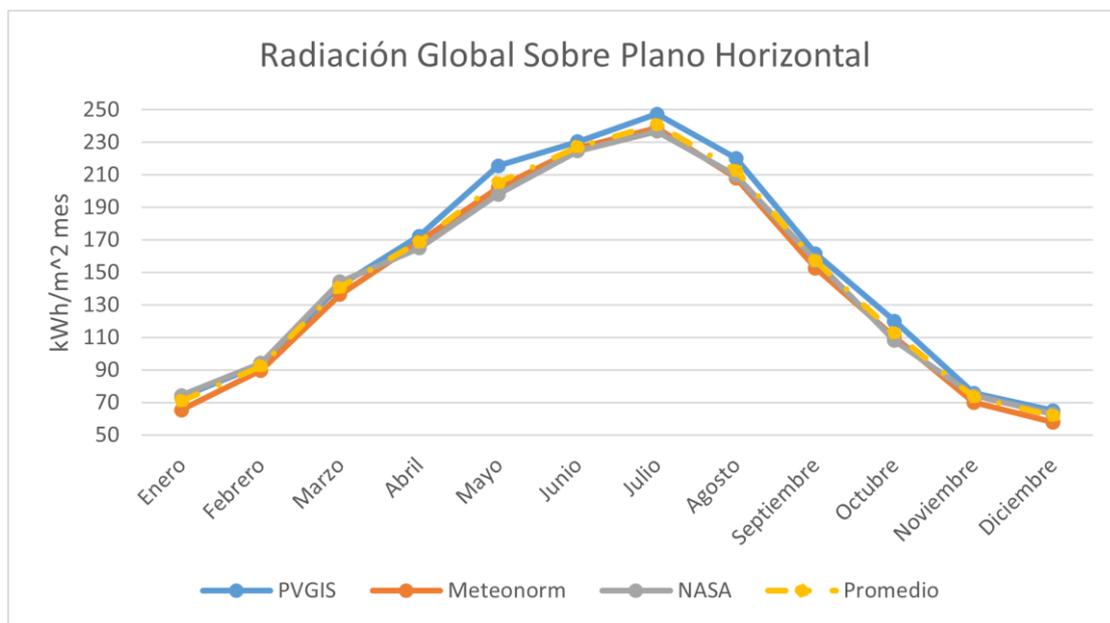


Figura 20. Valores mensuales GHI. Fuente: Elaboración propia

En la Figura 20 se presenta una gráfica de los datos de radiación global sobre plano horizontal, la GHI, que se han obtenido con las tres bases de datos mencionadas.

Adicionalmente a estos datos, se ha añadido el promedio de los datos de las tres bases, con el objetivo de identificar la base que mejor se adecuaba a la media de datos obtenidos para poder utilizar esa base. En este caso se ha decidido que los datos de GHI que se van a utilizar para el proyecto es el promedio mencionado, debido a que ninguna base se diferencia de las otras dos.

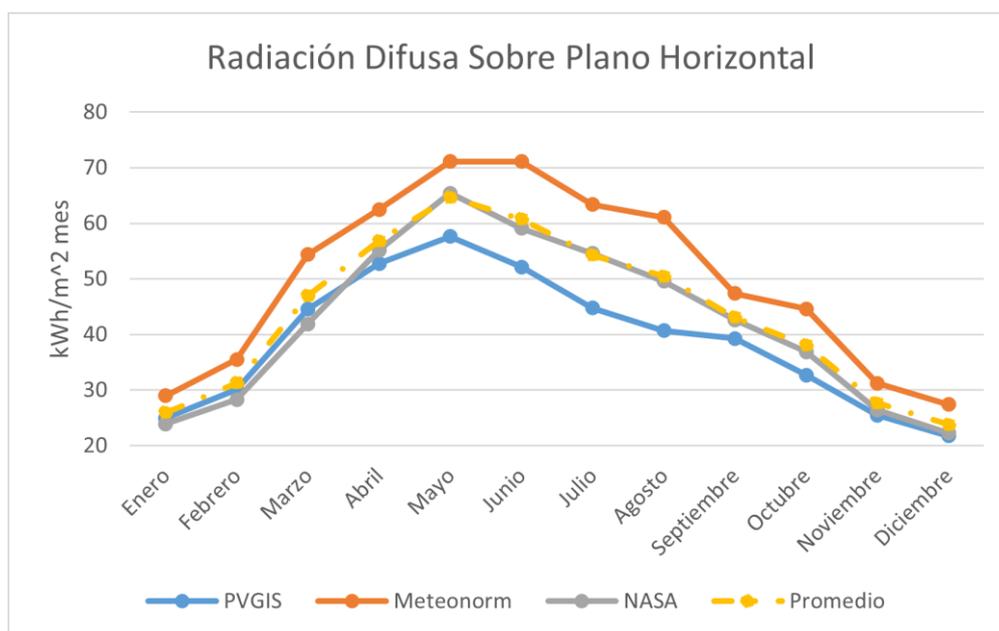


Figura 21. Valores mensuales DHI. Fuente: Elaboración propia

Para el caso de la radiación difusa sobre plano horizontal (DHI), como se aprecia en la Figura 21, también se ha realizado un promedio de las tres bases de datos disponibles. Contrario al caso anterior, para la DHI sí se ha seleccionado una sola base de datos, NASA, debido a que es la que más se aproxima la línea promedio apreciable en la ilustración.

Por otro lado, la base de datos Meteonorm también provee de datos sobre la velocidad del viento en la ubicación donde se va a desarrollar el proyecto.

A continuación, en la Tabla 1 se presentan los datos obtenidos para cada parámetro que se van a utilizar en PVsyst para el proyecto, incluyendo la velocidad del viento.

Mes	<i>GHI (kWh/m<sup>2</sup>)</i>	<i>DHI (kWh/m<sup>2</sup>)</i>	<i>Velocidad del viento (m/s)</i>
<b>Enero</b>	71	23,9	1,9
<b>Febrero</b>	92,4	28,3	2,4
<b>Marzo</b>	140,8	41,9	2,6
<b>Abril</b>	168,7	55,2	2,5
<b>Mayo</b>	205,3	65,4	2,3
<b>Junio</b>	227,1	59,1	2,4
<b>Julio</b>	241	54,6	2,3
<b>Agosto</b>	212,6	49,6	2,2
<b>Septiembre</b>	157,1	42,6	2,1
<b>Octubre</b>	112,8	36,9	2
<b>Noviembre</b>	73,4	26,4	2,1
<b>Diciembre</b>	62	22,3	2
<b>Total</b>	1764,2	506,2	2,2 (promedio)

Tabla 1. Valores de GHI, DHI y velocidad del viento para el emplazamiento. Fuente: Elaboración propia

### 3.3.3 ESTACIÓN METEOROLÓGICA

El siguiente apartado tiene como objeto establecer la estación meteorológica que serán de utilidad para medir varios parámetros meteorológicos en el emplazamiento. Esta estación permite la medición de la irradiación en el plano horizontal, el registro de la temperatura ambiente y el control del viento, humedad, presión atmosférica, precipitaciones. Esto permitirá la mejora en las operaciones y el mantenimiento a largo plazo.

Según la norma IEC 61724-1:2021, las plantas fotovoltaicas a gran escala deben contar con una estación meteorológica equipada con sensores de irradiancia, temperatura, viento y humedad, con una frecuencia de registro mínima de 1 minuto. Esto permite calcular

con precisión el rendimiento real de la planta, verificar garantías y realizar mantenimientos predictivos.

Cada estación meteorológica contará con los siguientes componentes:

- Datalogger
  - Alimentación mediante red eléctrica (230 V) o de forma autónoma mediante módulo fotovoltaico
  - Software específico para adquisición y gestión de datos
  - Tablas de cálculo temporales
  - Contador de energía consumida
- Instrumentación
  - Piranómetro
  - Pirheliómetro
  - Anemómetro y veleta
  - Termohigrómetro y pluviómetro
  - Barómetro
  - Termopares
- Operación
  - Sistema de telemetría
  - Descarga remota de datos
  - Sistema automático de alarmas
  - Análisis de datos
  - Plan de mantenimiento preventivo y correctivo

Cada estación se instalará sobre una torreta con mástil que garantizará su correcta disposición y sujeción en el terreno.

Además de los parámetros atmosféricos registrados por las estaciones meteorológicas, se realizará una monitorización específica en el campo solar para calcular el Performance Ratio de la planta fotovoltaica. Para ello, se medirán:

- **Irradiación global incidente** en el plano de los módulos, mediante piranómetros instalados directamente sobre el mismo plano de inclinación. Se instalarán tres unidades repartidas por la planta para obtener un valor medio representativo.
- **Temperatura de los módulos**, mediante termorresistencias PT-100 ubicadas en la parte posterior de los módulos. Al igual que en el caso anterior, se instalarán tres unidades para asegurar la fiabilidad de los datos.

## **4. DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA**

En el presente capítulo se describen todas las características de la planta solar fotovoltaica, definiendo todos los elementos que constituyen la instalación solar.

### ***4.1 EL SISTEMA FOTOVOLTAICO***

En el apartado actual se trata de mostrar cómo se ha diseñado el sistema fotovoltaico, haciendo énfasis en la parte eléctrica del sistema, no en la obra civil., la cual se presenta más adelante.

La planta solar fotovoltaica objeto de estudio cuenta con una potencia pico instalada de 100 MWp y potencia nominal de 84,38 MW. La relación de sobredimensionamiento potencia pico/potencia nominal (1,19) ha sido optimizada para maximizar la energía inyectada a la red sin penalizar la vida útil de los equipos ni provocar pérdidas significativas.

El diseño contempla el uso de 153.900 módulos fotovoltaicos bifaciales Trina Solar de 650 Wp, distribuidos sobre 255 seguidores a un eje horizontal Norte-Sur con tecnología de backtracking en sentido E-O. La configuración en seguimiento permite optimizar la captación de radiación durante todo el año y reducir las pérdidas por sombras entre filas.

La planta se organiza en 27 bloques de generación o subcampo, cada uno asociado a un inversor Sungrow con potencia nominal de 3.125 kVA.

Cada seguidor integra 190 strings de 30 módulos conectados en serie cada uno, agrupados en cajas de centralización que centralizan la corriente continua y la dirigen hacia los inversores. Tras la conversión a corriente alterna, la tensión de 600 V se eleva mediante

transformadores elevadores BT/MT a 30 kV y posteriormente a 220 kV en la subestación elevadora.

El sistema de control y protecciones eléctricas está diseñado para garantizar la máxima seguridad operativa, la detección temprana de fallos y la adecuada coordinación con la red eléctrica. Además, la planta dispone de un sistema de puesta a tierra general y de pararrayos para la protección frente a descargas atmosféricas.

En condiciones nominales, se estima una producción anual de energía cercana a 205 GWh/año, con un Performance Ratio (PR) aproximado del 85,3%, lo que representa un elevado nivel de eficiencia considerando las pérdidas térmicas, eléctricas y ambientales.

#### **4.1.1 METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO**

La metodología a seguir para el correcto diseño de la instalación es la siguiente:

1. **Emplazamiento:** se selecciona el emplazamiento más adecuado teniendo en cuenta el recurso solar disponible, la topografía, la proximidad a infraestructuras de evacuación y las posibles restricciones medioambientales y urbanísticas.
2. **Datos meteorológicos:** se recopilan y procesan los datos meteorológicos necesarios, como la radiación global horizontal (GHI), temperatura ambiente, velocidad del viento y albedo del terreno. Estos datos se introducen en el software de simulación PVsyst mediante archivos .MET y .SIT para caracterizar de forma precisa el recurso solar.
3. **Horizonte:** después, se define el horizonte en el programa de simulación, incorporando la orografía lejana que pueda generar sombras sobre la planta, con el objetivo de considerar correctamente las pérdidas por sombreado en las primeras y últimas horas del día.
4. **Ratio:** en esta fase, se establece un valor inicial aproximado para la relación entre la potencia pico instalada y la potencia nominal de los inversores, conocido como CC/CA ratio. Este parámetro se fija para realizar las primeras estimaciones de producción y optimizar el aprovechamiento energético. Para ello, se utilizan módulos

- e inversores provisionales, seleccionados de forma orientativa para poder realizar los primeros cálculos.
5. **Área ocupada y modelado de la planta en PVsyst:** con los datos anteriores, se realiza el diseño preliminar del campo fotovoltaico, definiendo la superficie total ocupada, la distancia entre filas y la orientación de los seguidores o estructuras. Paralelamente, se introducen y dimensionan las pérdidas detalladas en PVsyst, como las pérdidas por temperatura o las pérdidas eléctricas. Estos pasos son necesarios para poder llevar a cabo la primera simulación completa y evaluar el rendimiento energético inicial de la planta.
  6. **Disposición de los módulos:** se analiza la configuración de la planta, comparando diferentes disposiciones, seguidores a un eje horizontal (1V) o a dos ejes (2V) y definiendo el esquema preliminar de implantación.
  7. **Selección definitiva de los módulos fotovoltaicos:** una vez validadas las simulaciones preliminares, se estudian en detalle diferentes tecnologías y potencias unitarias, considerando aspectos técnicos, como la eficiencia o la bifacialidad, y económicos. Se elige el modelo de módulo que mejor se adapta a los objetivos del proyecto.
  8. **Selección definitiva de los inversores:** finalmente, se analizan distintas opciones de inversores, estudiando la marca, la potencia nominal y el número óptimo de unidades. Se realizan simulaciones iterativas, ajustando la ratio y la configuración eléctrica, con el fin de maximizar la eficiencia global y la energía final inyectada a la red.

Esta es la metodología que se sigue en el diseño del parque solar fotovoltaico situado en el municipio de Almagro, Ciudad Real.

#### **4.1.2 RATIO**

La ratio, como se ha mencionado anteriormente, es la relación entre la potencia pico y la potencia nominal de la instalación. La potencia pico viene definida por la máxima potencia que los paneles solares pueden ofrecer en las condiciones de máxima radiación solar, y la potencia total es la potencia de un panel multiplicado por el número de paneles a

instalar. Por otro lado, la potencia nominal de la instalación se relaciona con la potencia de los inversores, la cual es la suma de la potencia de todos los inversores a instalar.

La importancia de ambas es tal que la potencia pico establece el máximo de potencia que se va a producir, y la potencia nominal fija el límite de producción de la instalación.

El primer paso para el diseño de la instalación, después de la elección del emplazamiento y la obtención de los datos meteorológicos mediante las bases de datos, es establecer la ratio más adecuado para la instalación. Esta ratio tiene la parte de la potencia pico ya establecida, alrededor de 100 MWp.

Se comenzó estableciendo un Caso Base, en el que la ratio era 1, y con paneles solares Longi Solar de 550 Wp, y el inversor Sungrow 3,125 MVA. En el caso de los paneles solares, el programa PVsyst no incluye paneles de esta potencia de marcas de calidad TIER 1 como Huawei Technologies, Power Electronics (española), Growatt New Energy, GoodWe o Ginlong Technologies. En el caso base, sería necesario instalar 32 inversores para tener 100 MW de potencia nominal. Además, para los 100 MWp de potencia pico, se simuló con 181818 paneles fotovoltaicos.

Una vez establecido el caso base, se fue reduciendo el número de inversores cada simulación uno o dos inversores. De esta forma, manteniendo la potencia pico se iba reduciendo la potencia nominal, por lo que fue aumentando la ratio y el sobredimensionamiento de la planta. Se simuló hasta el punto en el que las pérdidas por sobrecarga en el inversor son mayores al 1%, que no es recomendable superar si no se cuenta con una instalación de baterías en el proyecto.

El resultado de las simulaciones fue el siguiente:

<b>Ratio</b>	<b>Potencia nom (MW)</b>	<b>Producción año 1 (MWh/año)</b>	<b>Pérdida eficiencia inversor (%)</b>	<b>Pérdida saturación inversor (%)</b>
<b>1</b>	100	205.518	1,12	0
<b>1,03</b>	96,98	205.548	1,11	0
<b>1,07</b>	93,75	205.575	1,10	0
<b>1,14</b>	87,5	205.605	1,09	0,01
<b>1,19</b>	84,38	205.576	1,08	0,03
<b>1,23</b>	81,25	205.479	1,08	0,08
<b>1,28</b>	78,13	205.227	1,07	0,21
<b>1,3</b>	75	204.544	1,06	0,56
<b>1,38</b>	71,88	203.170	1,05	1,24

Tabla 2. Simulaciones con distintos ratios. Fuente: Elaboración propia

Con los resultados presentados en la Tabla 2, las dos opciones que comenzaban a sobredimensionar y mantenían la máxima producción energética eran con ratio 1,14 y 1,19. Finalmente se seleccionó la opción con **ratio 1,19**, ya que permite mantener una producción anual muy similar, pero reduce el número de inversores necesarios (27 frente a 28), optimizando así la inversión y simplificando la operación. Además, las pérdidas por saturación del inversor son igualmente bajas, por lo que el ligero aumento de pérdidas es compensado por la mejora en la eficiencia económica y el aprovechamiento del espacio disponible.

### 4.1.3 DISPOSICIÓN

En el diseño de la planta se analizaron distintas configuraciones de disposición de los seguidores y la separación entre filas, con el objetivo de optimizar la captación de radiación y minimizar las pérdidas por sombreadamiento.

Primero, se estudió la disposición con seguidores a un eje 2V, evaluando, como muestra la Tabla 3, varias distancias entre filas: 10 m, 12 m y 14 m. La alternativa con 12 metros de separación presentó el mejor compromiso entre reducción de sombras cercanas (1,71 %), aprovechamiento del terreno o GCR (Ground Coverage Ratio) y producción anual, frente a distancias menores o mayores que resultaron menos eficientes o exigían una mayor superficie total.

<b>Distancia (m)</b>	<b>Prod energía (MWh/año)</b>	<b>Sombras cercanas (%)</b>	<b>GCR (%)</b>	<b>Superficie planta (ha)</b>
<b>10</b>	199.030	1,77	45,8	102,55
<b>12</b>	205.575	1,71	38,1	123,27
<b>14</b>	209.762	1,64	32,7	143,63

Tabla 3. Opciones con disposición 2V. Fuente: Elaboración propia

Posteriormente, se comparó esta opción de seguidores 2V con la configuración a un eje horizontal 1V, utilizando una distancia de 6 metros entre filas. Los resultados, disponibles en la Tabla 4, mostraron que la producción anual en 1V era ligeramente superior a la obtenida con la mejor alternativa 2V, con una diferencia prácticamente despreciable en términos relativos (0,11 %).

<b>Disposición</b>	<b>Distancia (m)</b>	<b>Prod energía (MWh/año)</b>	<b>Sombras cercanas (%)</b>	<b>GCR (%)</b>	<b>Superficie planta (ha)</b>
<b>1V</b>	6	205.804	1,72	38	123,6
<b>2V</b>	12	205.575	1,71	38,1	123,27

Tabla 4. Comparación entre 1V y 2V. Fuente: Elaboración propia

Sin embargo, la disposición 1V presentaba ventajas adicionales:

- Requiere menor complejidad mecánica y de control, reduciendo costes de inversión y mantenimiento.
- Mantiene un GCR similar y una superficie ocupada equivalente, lo que permite un uso óptimo del terreno.
- Presenta menor sensibilidad a posibles fallos mecánicos y mayor robustez operativa.

Por todo ello, se ha optado por un sistema de seguimiento solar E-O a un eje horizontal (1V) Norte-Sur con orientación retrato con distancia de 6 metros, compatible con módulos bifaciales de gran formato. Entre las diferentes opciones disponibles en el mercado, se han considerado modelos comerciales ampliamente implantados y validados en plantas de gran escala, como el Soltec SFOne, el NEXTracker NX Horizon, o el PVH Axone Duo.

Dentro de las opciones disponibles en el mercado, se ha seleccionado el modelo **SFOne** del fabricante Soltec. Este modelo permite alojar largas filas de módulos, soportando aproximadamente 600 módulos por seguidor.

Adicionalmente, el SFOne incorpora tecnología de backtracking, que permite mitigar el sombreado entre filas en las primeras y últimas horas del día, mejorando la producción energética global.

#### **4.1.4 SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS**

Para la selección definitiva de los módulos fotovoltaicos se realizó un análisis comparativo entre varias alternativas comerciales, considerando parámetros técnicos (eficiencia, tecnología, potencia unitaria), operativos (número de módulos y strings, número de seguidores) y de producción energética anual.

Se evaluaron diferentes modelos de fabricantes de primer nivel (TIER 1), entre ellos Longi, Canadian Solar, Jinko y Trina Solar, con potencias unitarias comprendidas entre 540 Wp y 660 Wp. Los resultados clave se resumen en la Tabla 5.

<b>PANEL</b>	<b><i>Ppico</i></b> <b><i>(MWp)</i></b>	<b><i>Prod</i></b> <b><i>energía</i></b> <b><i>(MWh/año)</i></b>	<b><i>Nº</i></b> <b><i>Strings</i></b>	<b><i>Nº</i></b> <b><i>Paneles</i></b>	<b><i>PR</i></b>	<b><i>Nº</i></b> <b><i>seguidores</i></b>
--------------	--	--	---	---	------------------	--

<b>Longi Solar 550 Wp</b>	100	205.804	6.734	181.818	0,852	300
<b>Longi Solar 540 Wp</b>	100,02	206.124	6.860	185.220	0,853	305
<b>Trina Solar 550 Wp</b>	99,99	199.310	5.050	181.800	0,83	300
<b>Trina Solar 650 Wp</b>	99,99	204.936	5.128	153.840	0,853	255
<b>Trina Solar 660 Wp</b>	99,98	205.031	5.224	151.496	0,854	255
<b>Canadian Solar 650 Wp</b>	99,99	206.058	5.128	153.840	0,858	255
<b>JinkoSolar 610 Wp</b>	99,99	205.320	6.830	163.920	0,859	270
<b>JASolar 550 Wp</b>	100	205.551	6.734	181.818	0,851	300

Tabla 5. Opciones paneles solares. Fuente: Elaboración propia

La alternativa seleccionada fue la correspondiente al módulo **Trina Solar Vertex TSM-DEG21C-20 de 650 Wp**, por las siguientes razones principales:

- **Número de módulos y trackers**

Con una potencia unitaria de 650 Wp, se requieren 153.840 módulos por MWp y 255 seguidores, lo que supone menos elementos constructivos y menor coste en estructuras, cimentaciones y obra civil.

- **Buen equilibrio entre eficiencia y producción**

Aunque la producción energética anual es ligeramente inferior a algunas opciones como la opción de Canadian Solar, la diferencia es mínima (<0,5 %) y se compensa con la simplificación constructiva y económica.

- **Optimización del Performance Ratio**

La alternativa seleccionada presenta un PR de 0,853, similar o incluso superior a otras alternativas con mayor potencia unitaria, garantizando un buen aprovechamiento de la energía disponible.

- **Fabricante TIER 1**

El fabricante Trina Solar cuenta con una trayectoria consolidada en el sector fotovoltaico, está clasificado como TIER 1 por BloombergNEF, y ofrece garantías bancables, soporte técnico y disponibilidad en el mercado español, lo que asegura la viabilidad logística y financiera del suministro.

En conjunto, la opción seleccionada con módulos Trina Solar Vertex 650 Wp representa la mejor combinación técnica y económica, reduciendo el número total de módulos, facilitando la logística y la instalación, y asegurando un elevado rendimiento energético y operacional a largo plazo. Las características de los módulos seleccionados son las siguientes:

***Módulo fotovoltaico Trina Solar Vertex TSM-DEG21C-20-650Wp***

<b>Potencia (Wp)</b>	650
<b>Material</b>	Silicio-monocristalino
<b>Vmp (V)</b>	37,7
<b>Imp (A)</b>	17,27
<b>Voc (V)</b>	45,5
<b>Isc (A)</b>	18,35
<b>Eficiencia (%)</b>	20,9
<b>Coef temperatura Pmpp</b>	-0,34%/°C
<b>Coef temperatura Voc</b>	-0,25%/°C
<b>Coef temperatura Isc</b>	0,04%/°C
<b>Voltaje máximo (Vdc)</b>	1500
<b>Dimensiones (mm)</b>	2384 x 1303 x 33

<b>Temperatura de operación (°C)</b>	-40°C - +85°C
--------------------------------------	---------------

Tabla 6. Características módulo fotovoltaico elegido. Fuente: Trina Solar

Se estudió la posibilidad de utilizar la opción de Trina Solar con módulos de 660 Wp, que presentaba mejores prestaciones. Sin embargo, debido a consideraciones de disponibilidad en el mercado y a la mayor madurez comercial del modelo de 650 Wp, se optó finalmente por esta última opción.

#### 4.1.5 SELECCIÓN DE LOS INVERSORES Y TRANSFORMADORES

Se analizaron diferentes alternativas comerciales, considerando inversores de potencias comprendidas entre 3.000 kVA y 4.000 kVA, y fabricantes de referencia como Sungrow, SMA e Ingeteam. Las alternativas fueron evaluadas en función de parámetros técnicos y resultados energéticos obtenidos mediante las diferentes simulaciones, tal y como se resume en la Tabla 7. Las simulaciones se realizaron con los paneles solares de Trina Solar de 650 Wp.

<i>Inversor</i>	<i>Sungrow 3125</i>	<i>Sungrow 3400</i>	<i>SMA 3067</i>	<i>SMA 4000</i>	<i>Ingeteam 3227</i>
<i>Potencia inversor (MVA)</i>	<i>3,125</i>	<i>3,4</i>	<i>3,067</i>	<i>4</i>	<i>3,227</i>
<i>Nº Inversores</i>	<i>27</i>	<i>25</i>	<i>28</i>	<i>26</i>	<i>21</i>
<i>Potencia nominal (MW)</i>	<i>84,38</i>	<i>85,925</i>	<i>85,876</i>	<i>83,902</i>	<i>84</i>
<i>Prod energía (MWh/año)</i>	<i>204.936</i>	<i>204.672</i>	<i>203.418</i>	<i>203.730</i>	<i>202.687</i>
<i>Pérdida eficiencia inversor (%)</i>	<i>1,08</i>	<i>1,09</i>	<i>1,4</i>	<i>1,56</i>	<i>1,65</i>
<i>Pérdidas saturación</i>	<i>0,03</i>	<i>0,15</i>	<i>0,36</i>	<i>0,08</i>	<i>0,54</i>

<b>PR</b>	<b>0,853</b>	<b>0,852</b>	<b>0,847</b>	<b>0,848</b>	<b>0,844</b>
-----------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Tabla 7. Opciones de inversores. Fuente: Elaboración propia

La alternativa seleccionada fue la correspondiente al inversor Sungrow SG3125HV-20, por los siguientes motivos principales:

- Mayor eficiencia global  
Presenta la menor pérdida de eficiencia del inversor (1,08 %) y unas pérdidas por saturación extremadamente bajas (0,03 %), lo que se traduce en un PR superior (0,853), el más alto entre las opciones analizadas.
- Producción energética óptima  
La energía anual obtenida (204.936 MWh) se encuentra entre las más altas, superando ligeramente a otras alternativas con potencias nominales mayores, y con menor número de pérdidas asociadas.
- Número de inversores equilibrado  
La opción seleccionada requiere 27 inversores, un número adecuado que permite mantener un equilibrio entre inversión en equipos, simplicidad de la instalación y flexibilidad operativa.

Las características del inversor Sungrow SG3125-HV-20 son las siguientes:

<b><i>Inversor fotovoltaico Sungrow SG3125-HV-20</i></b>	
<b>Potencia aparente (MVA) @50°C</b>	3,125
<b>Potencia nom de salida (MVA) @50°C</b>	3,125
<b>Rango MPPT (Vcc)</b>	875 – 1.300
<b>Máximo Voltaje de entrada (Vcc)</b>	1.500
<b>Corriente máxima de entrada (A)</b>	4.178
<b>Corriente máxima de salida (A)</b>	3.458

<b>Voltaje nominal de salida (V)</b>	600
<b>Dimensiones (mm)</b>	2991 x 2591 x 2438
<b>Eficiencia (%)</b>	99
<b>Protección</b>	IP55

Tabla 8. Características inversor seleccionado. Fuente: Sungrow

Una ventaja adicional clave de la elección del inversor Sungrow SG3125HV-20 es la posibilidad de suministrar el sistema como centro de transformación (CT) prefabricado en MT compacto con inversor integrado, llamado **SG3400/3125/2500HV-MV-20**, que incluye no solo el inversor, sino también el transformador elevador BT/MT, con relación de transformación 0,6/30 kV. Este perconjunto integrado ofrece múltiples beneficios: el diseño compacto y modular simplifica la obra civil y reduce el tiempo de instalación en campo, y la mayor compatibilidad y coordinación entre inversor y transformador, al ser suministrados como un único conjunto de fábrica, asegura un funcionamiento más eficiente y fiable.

***Transformador del CT SG3400/3125/2500HV-MV-20***

<b>Relación de transformación (kV)</b>	0,6/30
<b>Potencia nominal (MVA)</b>	3,125
<b>Potencia máxima (MVA)</b>	3,593
<b>Grupo de conexión</b>	Dy11
<b>Tipo de refrigeración</b>	ONAN (Aceite natural, aire natural)
<b>Tipo de aceite</b>	Aceite mineral o aceite biodegradable bajo demanda

Tabla 9. Características transformador del CT. Fuente: Sungrow

El centro de transformación integrado facilita además el transporte y el montaje, ya que llega preensamblado y probado, minimizando errores y tareas adicionales en obra. A

nivel de implantación, optimiza el espacio, reduce la superficie ocupada por estaciones dispersas y mejora la organización general del sistema. La integración del transformador BT/MT en el conjunto compacto prefabricado asegura una transición eficiente de la tensión de salida del inversor (0,6 kV) a la red interna de media tensión de la planta (30 kV), garantizando la calidad y seguridad de la energía inyectada.

El CT presenta una cabina de celdas de MT, diseñada para facilitar el control y la protección de las líneas eléctricas.

Por todo ello, la combinación del inversor Sungrow SG3125HV-20 con el CT completo y transformador integrado representa la mejor solución técnica y económica para la planta, optimizando la eficiencia, simplificando la instalación y garantizando un alto nivel de rendimiento y fiabilidad a largo plazo.

#### 4.1.6 REDIMENSIONAMIENTO

En este punto, y para simplificar cálculos más adelante en el proyecto, se tuvo que redimensionar se la estructura de la instalación, en cuanto a cantidades de módulos y strings. La reestructuración dio lugar al siguiente diseño:

<b>Panel</b>	Trina Solar Vertex TSM-DEG21C-20-650Wp
<b>Inversor</b>	Sungrow SG3125-HV-20
<b>Seguidor</b>	1V SFOne Soltec seguimiento E-O
<b>Potencia nominal (MW)</b>	84,375
<b>Potencia pico (MWp)</b>	100,035
<b>Ratio</b>	1,19
<b>Nº Paneles</b>	153.900
<b>Nº Paneles/string</b>	30

<b>Nº String</b>	5.130
<b>Nº Strings/inversor</b>	190
<b>Nº Inversores</b>	27
<b>Disposición seguidores</b>	1V seguimiento E-O
<b>Distancia entre seguidores (m)</b>	6
<b>Nº seguidores</b>	255
<b>Energía Año 1 (MWh/año)</b>	204.964

Tabla 10. Redimensionamiento de la planta. Fuente: Elaboración propia

#### 4.1.7 CAJAS DE CENTRALIZACIÓN

Para la planta fotovoltaica se ha optado por la instalación de cajas de centralización **INGECON SUN StringBox 12**, del fabricante Ingeteam. Cada caja dispone de 12 entradas para strings, y está equipada con fusibles gPV de 25 A, seccionador de corte en carga de 400 A y protección contra sobretensiones tipo 1+2, asegurando la máxima protección frente a fallos y descargas transitorias.

El dimensionamiento de las cajas se realizó considerando el número total de strings conectados a cada inversor y el número máximo de entradas disponibles por inversor (21 entradas). Para conectar de forma adecuada todos los strings al inversor y no superar este límite, se determinó que cada caja debía tener un mínimo de 10 entradas, y en este caso, la opción de 12 entradas ofrecía la mejor relación técnica y operativa.

$$\text{Mínimo de entradas} = \frac{N^{\circ} \text{ strings/inversor}}{\text{Máximo } N^{\circ} \text{ de entradas en el inversor}} = \frac{190}{21} = 9,05$$

$$N^{\circ} \text{ cajas/inversor} = \frac{N^{\circ} \text{ strings/inversor}}{\text{Entradas para strings}} = \frac{190}{12} = 15,83$$

Con esta configuración, se requieren aproximadamente 16 cajas por inversor, lo que permite conectar la totalidad de los 190 strings necesarios por inversor y dejar un pequeño margen de entradas libres (2 entradas) para posibles ajustes o futuras ampliaciones. Además, al seleccionar un número de entradas por caja superior al mínimo calculado, se consigue reducir el número total de cajas necesarias, optimizando el espacio, la obra civil y el coste global del sistema.

Las cajas INGECON SUN StringBox están especialmente diseñadas para instalaciones en exteriores (grado de protección IP65), presentan alta resistencia mecánica (IK10) y están fabricadas en envolvente aislante de poliéster reforzado con fibra de vidrio, lo que asegura gran durabilidad y resistencia a la corrosión.

#### **4.1.8 CABLEADO DE BAJA TENSIÓN**

En este apartado se detallará el dimensionamiento de los cables de baja tensión. Para un mejor entendimiento de los tramos de los que se va a hablar a continuación, se presentan los que comprenden la parte de BT:

- Tramo 1: Desde los paneles solares a las cajas de protecciones
- Tramo 2: Desde las cajas de protecciones al inversor
- Tramo 3: Desde el inversor al transformador de BT/MT

El cálculo de la sección de los conductores pertenecientes al tramo de baja tensión se realizará conforme a lo dispuesto en el REBT, así como siguiendo las especificaciones de las normas IEC aplicables. En cuanto al cableado de BT se han seguido el criterio de intensidad máxima admisible y el criterio de caída de tensión.

- **Criterio de intensidad máxima admisible**

Este criterio establece, mediante la ITC-40, que los conductores deben ser dimensionados para una corriente igual o mayor al 125% de la corriente que el generador puede admitir. La corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico es la corriente máxima

que la instalación deberá soportar. Se debe dimensionar respetando las siguientes condiciones:

$$I_b \leq I_o$$

$$I_b = \frac{1,25 * I_{sc}}{K_1 * K_2 * K_3 * K_4}$$

- $I_{sc}$ : Intensidad de cortocircuito del panel fotovoltaico (A)
- $I_b$ : Intensidad máxima del generador (A)
- $I_o$ : Intensidad máxima admisible del cable (A)
- $K_1$ : Factor de temperatura
- $K_2$ : Factor de agrupación
- $K_3$ : Factor de resistividad térmica del terreno
- $K_4$ : Factor de profundidad de la instalación
- $I_o$ : Intensidad máxima admisible del cable (A)

Debido a la presencia de diferentes factores de corrección, se debe acudir al REBT para obtenerlos, dependiendo de si se encuentran al aire libre o enterrados se utilizarán unas tablas u otras. Las tablas de donde se obtiene el valor de los distintos factores de corrección son las siguientes:

Tipo de Aislamiento seco	Temperatura máxima °C	
	Servicio permanente	Cortocircuito $t \leq 5s$
Policloruro de vinilo (PVC)		
$S \leq 300 \text{ mm}^2$	70	160
$S > 300 \text{ mm}^2$	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250

Tabla 11. Temperatura de servicio asignada al conductor. Fuente: ITC-BT-07

Temperatura de servicio $\Theta_s$ (°C)	Temperatura del terreno, $\Theta_t$ , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Tabla 12. Factor de corrección por temperatura del terreno para cables enterrados. Fuente: ITC-BT-07

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K. m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

Tabla 13. Factor de corrección por resistividad térmica del terreno para cables enterrados. Fuente: ITC-BT-07

Factor de corrección									
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja								
	2	3	4	5	6	8	10	12	
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47	
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50	
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53	
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57	
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60	
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62	

Tabla 14. Factor de corrección por agrupación de cables enterrados. Fuente: ITC-BT-07

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Tabla 15. Factor de corrección por profundidad de la instalación en cables enterrados. Fuente: ITC-BT-07

Temperatura de servicio $\Theta_s$ en °C	Temperatura ambiente, $\Theta_a$ , en °C										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90	1.27	1.22	1.18	1.14	1.10	1.05	1	0.95	0.90	0.84	0.77
70	1.41	1.35	1.29	1.22	1.15	1.08	1	0.91	0.81	0.71	0.58

Tabla 16. Factor de corrección por temperatura ambiente para cables al aire libre. Fuente: ITC-BT-07

### - Criterio de caída de tensión

Este criterio se fundamenta en las pérdidas originadas por el paso de la corriente a través de la resistencia de los conductores. Dichas pérdidas se manifiestan en forma de caídas de tensión, las cuales deben mantenerse dentro de unos límites establecidos para garantizar el correcto funcionamiento del sistema y evitar sobrepasarlos.

Según el REBT, trabajando a intensidad nominal, entre el generador y el punto de interconexión con la red o con la instalación interior, la caída de tensión no será superior al 1,5%. La fórmula necesaria para comprobar este criterio es la siguiente:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 * I * L * \rho}{S * V_n} * 100 < 1,5\%$$

- I: Corriente de operación (A)
- L: Longitud del tramo
- $\rho$ : Resistividad del cobre ( $0,0175 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ )
- $V_n$ : Tensión nominal del string

#### ***4.1.8.1 Tramo desde los paneles solares a las cajas de protecciones***

Este tramo, que comprende entre los módulos fotovoltaicos y las cajas de centralización, se encuentra al aire libre, no como la mayor parte del resto de la instalación. Los módulos fotovoltaicos se agrupan en strings, habiendo 30 paneles por string. Estos strings se reparten en las cajas de centralización, cada una con 12 entradas de strings.

Las características necesarias del módulo fotovoltaico son:

- $I_{sc} = 18,35 \text{ A}$
- $I_{mpp} = 17,27 \text{ A}$
- $V_{mpp} = 37,7 \text{ V}$
- $V_o = 45,5 \text{ V}$

Para este tramo se hará uso de un conductor de cobre con aislamiento XLPE (temperatura de servicio:  $90^\circ\text{C}$  según la Tabla 11) y por ello, se tomará como factor de corrección por temperatura  $K_1=0,9$  ya que la temperatura ambiente es distinta a  $40^\circ\text{C}$  (se estima  $30^\circ\text{C}$  caso que simula condiciones de verano, con cables al sol sobre estructura metálica). No se aplicarán ni el factor de resistividad del terreno, ni el de profundidad al estar al aire libre ni el de agrupamiento, todos ellos toman el valor de 1.

- Criterio de intensidad máxima admisible

$$I_b = \frac{1,25 * 18,35}{0,9 * 1 * 1} = 25,48 \text{ A}$$

$$I_o = 59 \text{ A} > I_b$$

Se ha seleccionado el cable Prysmian PRYSOLAR H1Z2Z2-K de  $6 \text{ mm}^2$  ( $I_o = 59 \text{ A}$ ), adecuado para instalaciones de corriente continua de hasta  $1500 \text{ Vdc}$ , con aislamiento

libre de halógenos y resistencia UV. Se ha verificado su capacidad de conducción bajo condiciones de temperatura ambiente de hasta 30 °C, aplicando un factor de corrección térmico de 0.9, resultando compatible con una corriente de diseño de 22.94 A por string.

- Criterio de caída de tensión

Para el tramo entre los paneles y las cajas se considera que el módulo más lejano a la caja de centralización se encontrará a 50 metros, poniéndose en el caso más extremo. Se comprueba que el cable seleccionado de 6 mm<sup>2</sup> cumple también este criterio:

$$V_n = N^{\circ} \frac{\text{módulos}}{\text{string}} * V_{mpp} = 30 * 37,7 = 1.131V$$

$$\Delta V(\%) = \frac{2 * 17,27 * 50 * 0,0175}{6 * 1131} * 100 = 0,445\% < 1,5\%$$

Aplicados los criterios de intensidad máxima admisible y caída de tensión, se concluye que la sección de **6 mm<sup>2</sup>** cumple ambos requisitos para este tramo. Por tanto, se adopta cable Prysmian PRYSOLAR H1Z2Z2-K 6 mm<sup>2</sup> como solución definitiva.

#### Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro máximo del conductor (mm)	Diámetro exterior del cable (mm) (1)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad admisible al aire (A) (2)	Intensidad admisible al aire T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (A) (3)	Intensidad admisible bajo tubo enterrado (A) (4)	Caída de tensión continua (V/A km) (1)	Emisiones de CO <sub>2</sub> (t/km) (5)
1 x 4	3,0	5,6	22	11	61	5,090	46	55	42	10,18	0,189
1 x 6	3,9	6,3	25	13	80	3,390	59	70	53	6,78	0,262
1 x 10	5,1	7,2	36	22	124	1,950	82	98	70	3,90	0,441
1 x 16	6,3	8,3	42	25	186	1,240	110	132	91	2,48	0,735
1 x 25	7,8	10,5	53	32	286	0,795	140	176	116	1,59	1,051

Tabla 17. Datos técnicos PRYSOLAR de Prysmian. Fuente: Prysmian

#### 4.1.8.2 Tramo desde las cajas de protecciones al inversor

Las cajas de centralización recogen 12 strings de 30 módulos conectados en serie cada uno, y cada inversor integra 190 strings, por lo que cada inversor recogerá 15 o 16 cajas

de centralización. Este tramo presentará conductores de aluminio enterrados bajo tierra directamente en una zanja.

- Criterio de intensidad máxima admisible

Para este criterio se debe calcular la corriente que circula desde cada caja ( $I_b$ ), con la corriente de punto de máxima potencia de los módulos, No se aplica el factor de seguridad 1,25 porque cada string está protegido individualmente con fusibles, y en este tramo ya van agrupados.

$$I_b = I_{mpp} * N^{\circ} \frac{\text{strings}}{\text{caja}} = 17,27 * 12 = 207,24 A$$

El factor de corrección por temperatura será de 1, ya que se encontrará a una temperatura de 25°C, el factor de corrección por resistividad del terreno tomará el valor de 1 ya que se considera un suelo Seco, el factor de profundidad cogerá el valor 1 al ser enterrado a 0,7 metros y el factor de agrupamiento será 0,74 al agrupar la salida de las cajas de 4 en 4 con una separación de 200 mm.

$$I_b = \frac{207,24}{1 * 0,74 * 1 * 1} = 280,05 A$$

$$I_o = 291 A > I_b$$

La corriente admisible que se muestra de 291 A corresponde a un conductor de sección 185 mm<sup>2</sup>, anterior a esto se probó con un conductor de 150 mm<sup>2</sup> de sección, pero no cumplía con este criterio.

- Criterio de caída de tensión

De igual manera que para el tramo anterior, se adoptará el criterio más desfavorable, tomando esta vez como longitud máxima una distancia de 70 m entra la caja de centralización más alejada y el inversor. En este caso, la resistividad del aluminio es 0,028 Ω\*mm<sup>2</sup>/m.

Se comprueba que el cable seleccionado de 185 mm<sup>2</sup> cumple también este criterio:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 * 207,24 * 70 * 0,028}{185 * 1131} * 100 = 0,388\% < 1,5\%$$

Se selecciona cable unipolar de aluminio de **185 mm<sup>2</sup>**, tipo AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS), enterrado directamente, con aislamiento XLPE y que cumple con la norma de diseño UNE 21123-4. Cumple los criterios de intensidad y caída de tensión para el tramo entre las cajas y los inversores.

Número de conductores x sección (mm <sup>2</sup> )	Espesor de aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible enterrado (3) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1x1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1x2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1x4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1x6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1x10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1x16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1x25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1x35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1x50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1x70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1x95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1x120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1x150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1x185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1x240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1x300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1x400	2	36	3921	0,05		446	0,11	0,17

Tabla 18. Datos técnicos RZ1-K de Afumex. Fuente: Afumex

#### 4.1.8.3 Tramo desde el inversor al transformador de BT/MT

En este tramo se tiene la peculiaridad de que se trata del interior del Sungrow SG3125HV-MV-20, un centro de transformación compacto en media tensión que integra este tramo. Esta instalación, suministrada completamente montada y testada de fábrica, constituye un bloque funcional cerrado que no requiere intervención del proyectista sobre los elementos internos ni sobre el cableado que conecta el inversor con el transformador. Dicho tramo se encuentra ya definido, protegido y dimensionado por el fabricante, cumpliendo con las normas IEC aplicables.

En consecuencia, el tramo en cuestión no se ha dimensionado explícitamente en este proyecto, al tratarse de una interconexión interna preconfigurada dentro del propio CT. La

responsabilidad sobre su diseño eléctrico, protección contra cortocircuitos, caída de tensión, disipación térmica y cumplimiento normativo recae sobre el fabricante, lo que ofrece una mayor fiabilidad y simplificación del diseño constructivo.

#### **4.1.9 CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN**

En este apartado se trata de dimensionar los conductores de los tramos de MT, por los que circula corriente alterna, al igual que las celdas de media tensión de la instalación eléctrica. Los tramos que comprenden este apartado son los siguientes:

- Tramo 4: Desde el transformador de BT/MT a la unión de las líneas de generación
- Tramo 5: Desde la unión de las líneas de generación a la subestación elevadora.

El dimensionamiento de estos tramos se realizará a partir de los dos criterios anteriormente presentados y se añade el criterio de corriente de cortocircuito. Es necesario aclarar que todos los conductores de los tramos de MT serán conductores de aluminio y soterrados.

Para este apartado se han tenido en cuenta el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09, y la norma IEC 60502-2 que especifica los requisitos para cables de potencia con aislamiento extruido y tensiones nominales de 6 kV a 30 kV para instalaciones fijas, como redes de distribución o instalaciones industriales.

##### **- Criterio de intensidad máxima admisible**

Este criterio se requiere para que haya una seguridad de que los conductores son capaces de soportar la corriente nominal de operación sin que se supere la temperatura máxima de servicio del aislamiento. Para el cálculo de la intensidad de línea:

$$I_b = \frac{S}{\sqrt{3} * U} * \frac{1}{K_1 * K_2 * K_3 * K_4}$$

- $S_{cc}$ : Potencia aparente del transformador (kVA)
- $U$ : Tensión de la red (kV)

La intensidad máxima admisible final del cable que no se debe superar es  $I_0$ .

En este caso, para el correcto dimensionamiento de los conductores, los factores de corrección se obtienen de las siguientes tablas del ITC-LAT 06.

Temperatura °C Servicio Permanente $\theta_s$	Temperatura del terreno, $\theta_t$ , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Tabla 19. Factor de corrección de temperatura del terreno. Fuente: ITC-LAT-06

Tipo de instalación	Sección del conductor $mm^2$	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

Tabla 20. Factor de corrección de resistividad térmica del terreno. Fuente: ITC-LAT-06

*DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA*

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

Tabla 21. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad. Fuente: ITC-LAT-06

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Tabla 22. Factor de corrección por distancia entre cables. Fuente: ITC-LAT-06

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Tabla 23. Factor de corrección de profundidad. Fuente: ITC-LAT-06

- **Criterio de caída de tensión**

Al igual que en BT, la caída de tensión será menor a 1,5% a intensidad nominal, para garantizar el correcto funcionamiento y la calidad del suministro. La fórmula para MT será:

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} * L * I * (R * \cos \varphi + X * \sin \varphi)}{1000 * V_n} * 100$$

- L: Longitud del cable (m)
- I: Intensidad de la línea (A)
- R: Resistencia del cable ( $\Omega/\text{km}$ )
- X: Reactancia del cable ( $\Omega/\text{km}$ )
- Cos  $\varphi$  tomará el valor de 0,95 y Sen  $\varphi$  el de 0,312 para el diseño de esta instalación.

- **Criterio de corriente de cortocircuito**

Este criterio trata de certificar la seguridad en caso de cortocircuito en uno de los tramos de media tensión, cumpliendo con la normativa vigente. Para los conductores de aluminio es necesario determinar, mediante la Tabla 24, la densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito según el tipo de conductor, en el caso de la instalación del proyecto se impone una duración del cortocircuito de 1 segundo, para la comprobación del criterio.

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, $t_{cc}$ , en segundos										
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	
PVC:												
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43	
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39	
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54	
HEPR $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51	

\*  $\Delta\theta$  es la diferencia entre la temperatura de servicio permanente y la temperatura de cortocircuito.

Tabla 24. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en  $\text{A}/\text{mm}^2$ , para conductores de aluminio. Fuente: ITC-LAT-06

La corriente de cortocircuito admisible en el conductor se calcula de acuerdo con la norma UNE 21192, siguiendo el criterio de densidad admisible. La intensidad de cortocircuito de línea debe ser menor que la siguiente:

$$I_{cc adm} = J * S$$

- J: Densidad admisible (A/mm<sup>2</sup>)
- S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)

#### ***4.1.9.1 Tramo desde el transformador de BT/MT a la unión de las líneas de generación***

Para este tramo, los cables parten del conjunto compacto prefabricado en el que la tensión sale a 30 kV, y el tramo acaba en los puntos de unión de varios de estos cables en líneas de generación, que transportarán la energía hacia la subestación elevadora.

- Criterio de intensidad máxima admisible

En primer lugar, se calcula la intensidad de línea:

$$I_b = \frac{3125000}{\sqrt{3} * 30000} = 60,14 A$$

$$I_b = \frac{60,14 A}{1 * 1 * 1,18 * 0,86} = 59,09 A$$

El cable se entierra bajo zanja individualmente, por lo que el factor de agrupamiento es 1. Dado que el terreno presenta una resistividad térmica de 1,0 K·m/W, el factor de corrección por resistividad es de 1,18. El cable se encuentra enterrado a una profundidad de 1,10 m, por lo que interpolando los valores de la Tabla 23, se tiene un factor de corrección de 0,86. El factor de temperatura se mantiene en 1 debido a que se considera una temperatura del terreno de 25°C.

$$I_o(50 mm^2) = 145 A > I_b$$

La intensidad máxima admisible por el cable de 50 mm<sup>2</sup> es superior a la intensidad real por cable, garantizando la seguridad térmica del sistema.

- Criterio de caída de tensión

Para el cálculo de la caída de tensión en los tramos de media tensión se ha utilizado el criterio definido en la ITC-LAT 06, considerando un funcionamiento con factor de potencia de  $\cos \varphi = 0,95$ , valor habitual en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Esto implica un  $\sin \varphi = 0,312$ , que se ha aplicado en la fórmula estándar de caída de tensión trifásica. La resistencia y reactancia se obtienen de los datos técnicos del conductor. Se ha considerado una distancia máxima de 100 metros entre el transformador más lejano y el punto donde se unen en las líneas de generación,

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} * 100 * 60,14 * (0,847 * 0,95 + 0,155 * 0,312)}{1000 * 30000} * 100 = 0,0296\%$$

Para la conexión entre los transformadores BT/MT y las líneas de generación se ha seleccionado el conductor **Vulpren Class HEPRZ1 AL de 50 mm<sup>2</sup>** de sección y tensión asignada de 18/30 (36) kV, fabricado por Prysmian. Se trata de un cable con aislamiento HEPR, diseñado para instalación enterrada directa y resistente a la humedad.

**18/30 (36) kV**

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm <sup>2</sup> )	Diámetro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diámetro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω/km)	Resistencia en corriente alterna a 105 °C (Ω/km)	Reactancia a 50 Hz (Ω/km)	Capacidad (μF/km)
1X50/16*	25,0	33,0	1205	495	180	145	135	0,641	0,847	0,155	0,147
1X95/16	25,6	33,9	1323	509	275	215	200	0,320	0,430	0,128	0,202
1X150/25*	27,2	36,6	1520	549	360	275	255	0,206	0,277	0,120	0,247
1X240/25*	31,4	40,6	1905	609	495	365	345	0,125	0,168	0,110	0,299
1X400/25*	36,4	45,7	2480	686	660	470	450	0,0778	0,105	0,103	0,360
1X500/25	40,0	49,4	3000	741	775	540	515	0,0605	0,089	0,099	0,400
1X630/25*	44,7	54,1	3525	812	905	615	590	0,0469	0,066	0,096	0,446

\*Secciones normalizadas por Iberdrola.

Tabla 25. Datos técnicos conductor Vulpren Class HEPRZ1 AL de Prysmian. Fuente: Prysmian

- Criterio de corriente de cortocircuito

Se ha verificado la soportabilidad térmica del cable seleccionado (Vulpren HEPRZ1 AL 1x50 mm<sup>2</sup>, 18/30 kV) ante cortocircuito, aplicando el criterio de densidad admisible:

$$I_{cc adm} = 94 * 50 = 4.700 A$$

El cable soporta una corriente de cortocircuito de hasta 4.700 A durante 1 segundo, valor que se encuentra por encima de la corriente de cortocircuito esperada (60,14 A) en el punto de instalación, limitada por el inversor y el transformador.

#### **4.1.9.2 Tramo desde la unión de las líneas de generación a la subestación elevadora**

Para este tramo, donde se transporta la energía del punto de unión de los cables en líneas de generación hacia la subestación elevadora, se han distribuido de la siguiente manera:

- Línea de generación 1: CT1 - CT4
- Línea de generación 2: CT5 - CT8
- Línea de generación 3: CT9 – CT12
- Línea de generación 4: CT12 – CT15
- Línea de generación 5: CT16 – CT19
- Línea de generación 6: CT20 – CT23
- Línea de generación 7: CT24 – CT27

De este modo, cada línea de generación transportará tres o cuatro ternos de cables tripolares con una separación entre ellos de 20 cm, por lo que se calcularán las intensidades máximas admisibles en función de estas agrupaciones.

##### **4.1.9.2.1 Líneas de generación de cuatro cables**

- Criterio de intensidad máxima admisible

El factor de agrupamiento que hay que aplicar es de 0,68 y en el resto de los factores no hay cambio con respecto al tramo anterior.

$$I_b = \frac{4 * 3125000}{\sqrt{3} * 30000} = 240,56 A$$

$$I_b = \frac{240,56 A}{1 * 0,68 * 1,18 * 0,86} = 347,63 A$$

Para esta intensidad máxima admisible, la sección de cable más adecuada del fabricante Prysmian es de 240 mm<sup>2</sup>. Esta presenta una intensidad máxima admisible de 365 A.

- Criterio de caída de tensión

Se ha considerado que la línea de generación más larga hasta la subestación elevadora tiene, en el caso más desfavorable, 1 kilómetro de longitud.

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} * 1000 * 240,56 * (0,168 * 0,95 + 0,11 * 0,312)}{1000 * 30000} * 100 = 0,2693\%$$

- Criterio de corriente de cortocircuito

Se ha verificado que la sección seleccionada cumple con el criterio térmico frente a cortocircuito, garantizando su integridad ante sollicitaciones máximas durante 1 segundo.

$$I_{cc adm} = 94 * 240 = 22.560 A$$

Esta selección asegura el cumplimiento de todos los criterios eléctricos exigibles, aportando además un margen de seguridad operativo.

#### **4.1.9.2.2 Líneas de generación de tres cables**

- Criterio de intensidad máxima admisible

En este caso el factor a aplicar por agrupamiento de tres cables en una zanja es de 0,73. Se mantienen el resto de los factores de corrección.

$$I_b = \frac{3 * 3125000}{\sqrt{3} * 30000} = 180,42 A$$

$$I_b = \frac{180,42 A}{1 * 0,73 * 1,18 * 0,86} = 242,87 A$$

La menor sección de cable que admite una intensidad por el cable de este valor es 150 mm<sup>2</sup>, con una intensidad máxima admisible de 275 A

- Criterio de caída de tensión

La longitud a aplicar en este caso es de 800 metros.

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} * 800 * 180,42 * (0,277 * 0,95 + 0,12 * 0,312)}{1000 * 30000} * 100 = 0,2505\%$$

- Criterio de corriente de cortocircuito

La sección elegida cumple con el criterio térmico ante cortocircuito, soportando sin daño la solicitación máxima durante 1 segundo.

$$I_{cc adm} = 94 * 150 = 14.100 A$$

Esta selección de sección de cable asegura, del mismo modo que la anterior, el cumplimiento de todos los criterios eléctricos exigibles, aportando además un margen de seguridad operativo.

#### **4.1.10 CELDAS MT**

Las celdas de media tensión se encuentran en el centro de transformación prefabricado que incorpora también inversor y transformador. Se integran tres celdas de media tensión conectadas a la salida del transformador elevador 0,6/30 kV. Estas celdas permiten la maniobra, protección y seccionamiento de la energía generada antes de su evacuación hacia la red de media tensión.

La primera de ellas es una celda de embarrado, que actúa como punto común de conexión entre el transformador y las demás celdas. Esta celda permite la distribución interna de energía dentro del CT e incluye un seccionador de embarrado para facilitar tareas de mantenimiento o aislamiento parcial del sistema.

La segunda celda es una celda de protección, que contiene los transformadores de medida, de corriente y tensión, y los relés de protección, encargados de detectar fallos eléctricos como cortocircuitos o sobrecargas y actuar en consecuencia para proteger el transformador y la instalación.

Por último, la tercera es una celda de línea, desde la cual se evacua la energía hacia el exterior del conjunto compacto prefabricado, hacia la red de 30 kV. Esta celda incorpora un interruptor-seccionador bajo carga, así como un seccionador de puesta a tierra, garantizando la desconexión segura y visible de la línea, y la posibilidad de trabajos en condiciones seguras.

#### **4.1.11 SUBESTACIÓN ELEVADORA**

La subestación elevadora constituye un elemento clave en el diseño de la planta solar fotovoltaica, ya que permite adaptar la tensión de salida de los centros de transformación de media tensión, 30 kV, a la tensión de transporte de alta tensión, 220 kV, adecuada para su inyección a la red eléctrica a través de la subestación Alarcos. Se trata de una infraestructura esencial para minimizar las pérdidas eléctricas en el transporte y asegurar la compatibilidad con la red de transporte de Red Eléctrica de España.

Dada la elevada tensión, la potencia nominal del transformador 84,38 MW y los requerimientos de fiabilidad del sistema, se ha optado por una subestación del tipo GIS (Gas Insulated Substation). Este tipo de subestaciones utiliza aislamiento en gas SF<sub>6</sub>, permitiendo una configuración más compacta, segura y resistente a condiciones ambientales adversas (como mucho polvo o arena) en comparación con subestaciones aisladas en aire (AIS). Además, el diseño GIS ofrece menos fallos, un menor mantenimiento y una operación más fiable a largo plazo. Con este diseño, todos los elementos conductores se encuentran encapsulados dentro de módulos sellados, esto reduce significativamente el riesgo de contactos directos o cortocircuitos, minimizando así la posibilidad de accidentes eléctricos. Esto se traduce en un entorno de operación más seguro para el personal técnico y de mantenimiento.

La configuración de la subestación elevadora está diseñada para cumplir con los estándares de fiabilidad, seguridad y eficiencia, y puede dividirse funcionalmente en los siguientes componentes.

#### **4.1.11.1 Transformador MT/AT**

El transformador de potencia instalado en la subestación elevadora será trifásico, en baño de aceite, equipado con regulación de tensión bajo carga, radiadores adosados a la cuba y ventilación forzada mediante ventiladores, con las siguientes características técnicas:

<b>Potencia nominal (MVA)</b>	95
<b>Factor de potencia</b>	0,88
<b>Nº de fases</b>	3
<b>Frecuencia (Hz)</b>	50
<b>Tipo de refrigeración</b>	ONAN/ONAF
<b>Tipo de aislamiento</b>	Aceite
<b>Tensión nominal en lado de AT (kV)</b>	220 ± 10%
<b>Tensión nominal en lado de MT (kV)</b>	30
<b>Arrollamiento AT</b>	Estrella con neutro accesible
<b>Arrollamiento BT</b>	Triángulo
<b>Grupo de conexión</b>	YNd11
<b>Conexión a tierra del neutro AT</b>	Rígido a tierra

Tabla 26. Características transformador MT/AT

Este transformador eleva la tensión de media a alta, asegurando una transmisión eficiente de los 100 MWp generados por la planta. El transformador está diseñado para funcionamiento continuo, con pérdidas controladas y refrigeración adecuada.

#### **4.1.11.2 Celdas de Alta y Media Tensión**

La subestación cuenta con un conjunto de celdas de media tensión para la llegada de las líneas de generación, así como celdas de alta tensión para la conexión a la línea de

evacuación. Estas celdas están equipadas con interruptores automáticos, seccionadores y transformadores de medida.

Las celdas de alta tensión se sitúan en una posición segregada, con aislamiento en gas SF<sub>6</sub>, garantizando seguridad operativa y capacidad de maniobra. Las de media tensión están igualmente aisladas, y permiten el seccionamiento individual de las líneas que llegan desde la planta solar.

#### **4.1.11.2.1 Posición de 220 kV**

La subestación elevadora cuenta con una única posición en el lado de 220 kV, destinada a la conexión del transformador elevador 30/220 kV con la red de transporte. Esta posición permite tanto la evacuación de la energía generada como la realización de maniobras de operación, protección y medida. Dado que la planta dispone de un único transformador y una única línea de evacuación, se ha optado por una configuración de barra simple, suficiente para este tipo de instalación.

El equipamiento instalado en esta posición de 220 kV incluye los siguientes elementos principales:

- 3 pararrayos unipolares, uno por fase, instalados en los bornes de alta tensión del transformador, para protección frente a sobretensiones.
- 1 seccionador tripolar con puesta a tierra, que garantiza la seguridad durante los trabajos de mantenimiento.
- 1 seccionador tripolar de maniobra o de corte en vacío, para permitir el aislamiento de la posición.
- 3 transformadores de intensidad, uno por fase, destinados a la protección y medida.
- 1 transformador de tensión trifásico, en caso de requerirse medida en esta posición.
- 1 interruptor automático tripolar en SF<sub>6</sub>, encargado de las maniobras principales de apertura y cierre del transformador hacia la red.

- Autoválvula de sobrepresión integrada en el módulo GIS, encargada de liberar el gas en caso de sobrepresión interna para proteger la integridad del equipo.
- Terminales de conexión para la salida del conductor desnudo hacia la línea aérea de evacuación.

#### **4.1.11.2 Posición de 30 kV**

La posición de 30 kV corresponde al lado de media tensión del transformador elevador 30/220 kV, al que llega directamente la línea de evacuación interna desde los CTs. Esta posición se ubica en el interior de la subestación elevadora y se ha proyectado con equipamiento encapsulado en gas SF<sub>6</sub> (GIS), con el objetivo de reducir el espacio ocupado y aumentar la fiabilidad operativa.

A la subestación elevadora llegan actualmente tres líneas de generación en media tensión, procedentes de distintos agrupamientos de inversores. Con el fin de simplificar el diseño y minimizar costes, se ha optado por una única posición de transformador en el lado de media tensión, a la que se conectan directamente las tres líneas de generación mediante una caja de reunificación previa o un sistema de barras común. De este modo, no se habilita una posición de línea independiente por cada entrada, sino que la posición de transformador asume todas las funciones de protección, seccionamiento y medida asociadas al conjunto de líneas entrantes.

El equipamiento previsto para esta posición de media tensión es el siguiente:

- 3 transformadores de intensidad, uno por fase, para la protección y medida de corriente.
- 3 transformadores de tensión capacitivos, uno por fase, para la medida de tensión.
- 1 interruptor automático tripolar en SF<sub>6</sub>, encargado de las maniobras principales de apertura y cierre hacia el transformador elevador.
- 1 seccionador de puesta a tierra de línea, para garantizar la seguridad durante los trabajos de mantenimiento.

- 3 pararrayos unipolares, uno por fase, para la protección frente a sobretensiones transitorias.
- 1 celda de protección con relé digital, que gestiona la detección de fallos y el disparo del interruptor.
- 1 celda de medida, integrada en el conjunto GIS, que permite el registro de magnitudes eléctricas necesarias para la operación y supervisión.
- 1 celda de medida integrada en el conjunto GIS.

#### **4.1.11.3 Sistemas Auxiliares**

La subestación incluye servicios auxiliares como:

- Sistema de control y protección con relés digitales, automatización mediante protocolo IEC 61850 y control remoto.
- Sistema de tierras diseñado para cumplir con la normativa REBT e ITC-RAT, con red mallada enterrada y resistencias de puesta a tierra independientes.
- Sistema de climatización y ventilación para asegurar el correcto funcionamiento de los equipos en condiciones ambientales extremas.
- Sistema contra incendios y seguridad física, como vigilancia y control de accesos.

#### **4.1.11.4 Conexión a la Red de Transporte**

Para la evacuación de la energía generada, la subestación elevadora 30/220 kV dispondrá de una salida en alta tensión que conecta directamente con la subestación Alarcos, situada a 17 km. La conexión se realizará mediante una línea aérea de 220 kV, diseñada para garantizar una transmisión segura y eficiente de la energía hasta el punto de conexión con la red de transporte.

La corriente nominal para este tramo es la siguiente:

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} * U} = \frac{84,38 * 1000000}{\sqrt{3} * 220 * 1000} = 221,42 \text{ A}$$

El conductor seleccionado para esta línea es un ACSR tipo Pelican, con una sección aproximada de 477 mm<sup>2</sup> y una capacidad de transporte de corriente superior a 646 A, lo que

proporciona un amplio margen respecto a la corriente nominal calculada para la planta. Esta elección asegura un comportamiento térmico y eléctrico adecuado, minimizando las pérdidas y la caída de tensión a lo largo del trazado.

La línea contará con apoyos metálicos y estará equipada con cables de guarda para protección frente a descargas atmosféricas. Asimismo, se han tenido en cuenta criterios mecánicos y de carga de viento para garantizar la fiabilidad estructural de la línea. Con esta configuración, se asegura la correcta integración de la energía producida en la planta fotovoltaica al sistema eléctrico, cumpliendo con los requisitos técnicos y normativos exigidos para la conexión a la red de transporte a 220 kV.

## **4.1.12 PROTECCIONES ELÉCTRICAS**

### ***4.1.12.1 Fusibles BT***

En el tramo entre los paneles solares y las cajas de protección, el cableado solar se realiza por string, considerando criterios de sección adecuada y control de la caída de tensión, así como la instalación de fusibles por polaridad para garantizar la protección individual de cada circuito. Además, se incorpora protección contra sobretensiones, y se deja prevista la posibilidad de agrupación de strings por seguidores para optimizar el tendido y la topología eléctrica.

Cada caja combinadora está equipada con fusibles tipo gPV de 25 A por string, protección contra sobretensiones tipo I+II y un fusible general de salida dimensionado con un coeficiente de seguridad del 1,25 conforme a la norma IEC 62548. Además, cuentan con bornes de conexión rápida, grado de protección IP65 y compatibilidad para sistemas de hasta 1.500 Vdc. Estas protecciones garantizan la seguridad frente a sobrecorrientes, corrientes de cortocircuito y sobretensiones transitorias, manteniendo la selectividad y asegurando la protección de los módulos y del resto de la instalación en corriente continua.

En el tramo que conecta la salida de las cajas combinadoras con las entradas del inversor resulta necesario instalar protecciones adicionales que garanticen la seguridad del sistema y el cumplimiento de la normativa aplicable.

Cada caja combinadora agrupa 12 strings, sumando una corriente de salida aproximada de 220 A. Esta corriente se conduce mediante un único cable de continua hasta el inversor. Para proteger este conductor frente a sobrecargas, cortocircuitos y posibles fallos de aislamiento, se instala un fusible tipo gPV en la salida de cada caja.

El fusible protege la línea de continua de manera que, en caso de un defecto en el tramo de cable o en la entrada del inversor, se limite la corriente y se eviten daños mayores. Además, la instalación de esta protección asegura el cumplimiento de la norma IEC 62548, que establece la obligación de proteger cada conductor de salida de corriente continua contra sobrecorrientes.

En este diseño, se ha seleccionado el fusible **Mersen HP15NH3LPV315BI**, de la serie HelioProtection HP15NH, con una corriente nominal de 315 A y una tensión nominal de 1500 Vdc, conforme a la norma IEC 60269-6 y específico para aplicaciones fotovoltaicas. Este fusible se monta en ambos polos (positivo y negativo) mediante portafusibles NH compatibles, asegurando la desconexión completa en caso de fallo.

Adicionalmente, se incorpora en cada salida un dispositivo de protección contra sobretensiones tipo I+II, destinado a proteger el inversor y el cableado ante fenómenos transitorios, como descargas atmosféricas o maniobras de conmutación.

#### ***4.1.12.2 Tramo MT***

La protección de la red de media tensión queda completamente cubierta gracias al uso de celdas específicas instaladas tanto en los centros de transformación como en la subestación elevadora.

En los centros de transformación, además de un vallado perimetral que garantiza la seguridad física de la instalación, se dispone de celdas de línea equipadas con interruptores automáticos y seccionadores, que permiten una protección eficaz y un seccionamiento rápido en caso de incidencias. Estos interruptores automáticos están diseñados para actuar frente a sobrecorrientes, defectos de aislamiento o fallos en la línea, facilitando la desconexión selectiva de los tramos afectados y evitando la propagación de averías al resto de la planta.

Los seccionadores se encargan de interrumpir el paso de corriente cuando se encuentra en vacío la línea de generación, para la realización, con total seguridad, de mantenimiento o reparación.

Gracias a esta configuración, la instalación asegura una protección completa y coordinada en el nivel de media tensión, cumpliendo con los requisitos normativos y ofreciendo un alto grado de seguridad y fiabilidad operativa.

#### **4.1.13 PUESTA A TIERRA**

La instalación fotovoltaica contará con un sistema de puesta a tierra integral que garantice la seguridad de las personas y equipos, así como la correcta operación de los dispositivos de protección. Este sistema incluirá tanto la puesta a tierra funcional como la de protección, conforme a los requisitos del REBT y el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión (R.D. 223/2008).

Cada estructura metálica de soporte de los módulos fotovoltaicos se conectará a tierra mediante conductores de cobre desnudo, formando un mallado o anillo perimetral conectado a picas de puesta a tierra distribuidas homogéneamente por el terreno.

Asimismo, todos los cuadros de protección, envolventes metálicas de los inversores, transformadores y centros de seccionamiento dispondrán de su correspondiente conductor de protección, conectado al sistema general de tierra. Se establecerá una conexión equipotencial entre todos los elementos metálicos accesibles y el sistema de tierra común.

Dado que la instalación cuenta con inversores centralizados Sungrow SG3125HV y transformadores con neutro accesible, se adoptará un esquema de conexión a tierra TT en el lado de baja tensión, mientras que en media tensión se empleará una configuración tipo puesta a tierra impedante del neutro, mediante bobina de puesta a tierra si fuera necesario, para facilitar la detección de fallos monofásicos y limitar las sobretensiones.

#### **Justificación del esquema de puesta a tierra**

Se ha optado por un esquema de conexión a tierra TT en baja tensión y una puesta a tierra impedante del neutro en media tensión por las siguientes razones:

- En BT, el esquema TT permite una separación clara entre la tierra del neutro del transformador y la de los elementos accesibles, ofreciendo una protección eficaz contra contactos indirectos mediante dispositivos de corte automático sin necesidad de supervisión compleja de aislamiento. Es además la configuración más habitual en plantas de generación sin distribución propia de neutro.
- En MT, la puesta a tierra impedante (con bobina Petersen o resistencia limitadora) permite limitar la corriente de defecto a tierra, minimizar los daños térmicos y sobretensiones, y mantener la continuidad de servicio temporalmente durante un fallo monofásico. Esta solución es idónea para redes internas de media tensión en plantas de generación, equilibrando fiabilidad operativa, costes y protección.

#### ***4.1.13.1 Puesta a tierra en DC***

En el lado de corriente continua, aunque los conductores activos del generador fotovoltaico (polos positivo y negativo) no estarán conectados directamente a tierra, todas las masas metálicas accesibles (estructuras de soporte, envolventes de cajas de conexiones, canalizaciones y equipos) se conectarán a un sistema de puesta a tierra común, formando así un esquema TT en cuanto a las masas.

Este sistema estará compuesto por 4 picas verticales de acero cobreado de 2 metros de longitud, distribuidas homogéneamente a lo largo de toda la planta, especialmente junto a seguidores, cajas de protecciones, centros de transformación y zonas de conexión. Las picas estarán interconectadas mediante conductores de cobre desnudo, formando un mallado equipotencial que servirá como punto común de tierra para todo el sistema, tanto en corriente continua como en alterna. Este diseño garantiza la seguridad de las personas y la correcta detección de defectos mediante los dispositivos de vigilancia de aislamiento instalados en los inversores.

Además, se instalarán dispositivos de vigilancia de aislamiento en el lado de corriente continua, que permitan detectar de forma inmediata cualquier fallo de aislamiento entre los conductores activos y las masas o el suelo, permitiendo la desconexión segura del sistema si fuese necesario.

Siguiendo lo establecido por la norma ITC-BT-18, en la que se definen los objetivos de la puesta a tierra, como limitar la tensión las masas metálicas pueden presentar en un momento dado con respecto a tierra. Las tensiones de contacto, resultante de un fallo a tierra, no tienen que pasar ciertos valores, en este caso 24V para terreno húmedo y 50V para terreno seco. Si no coincide la tensión de contacto con el valor establecido, es necesario la verificación de que la tensión de defecto no supere la tensión de contacto máxima permitida.

Esta tensión de defecto se calcularía utilizando la siguiente fórmula:

$$V_d \geq I_d * R_t$$

- Vd: Tensión de defecto
- Id: Corriente de defecto
- Rt: Resistencia de toma a tierra

En este caso, la tensión de defecto se toma el valor de 50 V, la corriente de defecto es la del interruptor diferencial, 300 mA. Por lo que de la fórmula anterior se obtiene una resistencia de puesta a tierra necesaria inferior a 166 Ω.

Para el cálculo de la resistencia de tierra en función de los electrodos se utiliza la fórmula obtenida de la siguiente tabla:

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 \rho/P$
Pica vertical	$R = \rho/L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 \rho/L$
<p><math>\rho</math>, resistividad del terreno (Ohm.m)  <math>P</math>, perímetro de la placa (m)  <math>L</math>, longitud de la pica o del conductor (m)</p>	

Tabla 27. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de resistividad del terreno y características del electrodo. Fuente: ITC-BT-18

Para obtener la resistividad hay que acudir también a la ITC-BT-18 donde se tiene la siguiente tabla:

*Tabla 3. Valores orientativos de la resistividad en función del terreno*

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000

Tabla 28. Valores orientativos de la resistividad en función del terreno. Fuente: ITC-BT-18

Con una resistividad de  $100 \Omega \cdot m$ , y una longitud de picas verticales de 2 metros, tenemos una resistencia de puesta a tierra de  $50 \Omega$  por lo que cumple con que sea menor de  $166 \Omega$ .

#### **4.1.13.2 Puesta a tierra en AC**

Aunque la red de electrodos es compartida, se distingue funcionalmente entre:

1. Puesta a tierra de servicio (AC):

Consiste en la conexión del neutro del transformador BT/MT directamente a tierra, necesaria para estabilizar el potencial del sistema y permitir el correcto funcionamiento de los dispositivos de protección frente a fallos a tierra. Esta conexión se realiza en cada transformador, cumpliendo con los requisitos del esquema TT adoptado.

2. Puesta a tierra de protección (DC y AC):

Incluye la conexión a tierra de todas las masas metálicas accesibles: estructuras de soporte, envolventes de inversores, cuadros eléctricos, celdas de media tensión y

canalizaciones. Su función es garantizar la seguridad de las personas frente a contactos indirectos, limitando la tensión de contacto según los valores fijados por el REBT ( $\leq 50$  V en zonas secas,  $\leq 24$  V en húmedas).

Todas las instalaciones de puesta a tierra serán supervisadas periódicamente en todas sus partes accesibles. En estas ocasiones se medirá la resistencia de la puesta a tierra y se repararán los fallos encontrados.

## **4.2 PÉRDIDAS DEL SISTEMA**

En el presente apartado se presentan las diferentes pérdidas que un sistema solar fotovoltaico tiene durante su operación y que disminuyen la generación de energía, por diversos factores que se presentarán a continuación. Estas pérdidas se introducen en el programa PVsyst en un apartado específico para ello.

### **4.2.1 PÉRDIDAS TÉRMICAS**

Las pérdidas térmicas constituyen uno de los factores más relevantes en la reducción del rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas. Estas pérdidas están directamente relacionadas con el aumento de temperatura de los módulos respecto a la temperatura ambiente, fenómeno que afecta especialmente a la tensión de operación de las células y, en consecuencia, a la potencia generada.

En el presente proyecto, se han utilizado los parámetros definidos en PVsyst para calcular estas pérdidas, considerando el tipo de montaje y las condiciones del emplazamiento. Según la configuración seleccionada, se han aplicado los siguientes valores:

- **Factor de pérdida constante  $U_c$ :** 29 W/m<sup>2</sup>K.
- **Factor de pérdida del viento  $U_v$ :** 0 W/m<sup>2</sup>K m/s.

Estos valores corresponden a la opción "Módulos montados 'libres' con circulación de aire", pero considerando que en este caso concreto la contribución del viento es despreciable, de ahí que se adopte  $U_v=0$ .

Con estos dos valores y la velocidad del viento se calcula el factor de pérdida térmica mediante la siguiente fórmula:

$$U = U_c + U_v * Velocidad_{viento}$$

La temperatura del módulo suele situarse entre 20 y 30 °C por encima de la temperatura ambiente, dependiendo de la irradiancia y de la capacidad de disipación térmica. Una regla práctica ampliamente utilizada considera un incremento aproximado de 20 °C sobre la temperatura ambiente en condiciones de alta irradiación.

## **4.2.2 PÉRDIDAS ÓHMICAS**

Tras la generación de energía en los módulos, esta se conduce en corriente continua hasta los inversores y posteriormente en corriente alterna a través de la red interna de la planta y hasta el punto de conexión a la red. En cada etapa se producen pérdidas eléctricas que afectan al rendimiento global de la instalación, y se dividen entre pérdidas en corriente continua y pérdidas en corriente alterna.

### **4.2.2.1 Pérdidas en DC**

Las pérdidas en DC se originan principalmente en los cables que conectan los strings a las cajas de concentración y de estas a los inversores. Para esta instalación se ha estipulado una fracción de pérdida del 1 %, un valor habitual y aceptado en plantas de gran tamaño bien diseñadas.

### **4.2.2.2 Pérdidas en AC**

Una vez convertida la energía a AC en los inversores, se produce una primera etapa de conducción en media tensión, seguida de una segunda etapa en alta tensión hasta el punto de entrega.

En la primera etapa, antes de salir la corriente de los transformadores mediante la red enterrada, se tienen los cables entre el inversor y el transformador, que al estar instalados ambos en el centro de transformación prefabricado, se considera una fracción de pérdida de 0,1% solamente.

Las pérdidas en la red de media tensión enterrada en la planta se han fijado en un valor de 0,5 %, mientras que las pérdidas en la línea de alta tensión que conecta con la subestación se han estimado en 0,5 %, con el uso de cables de gran sección y tensiones elevadas.

#### **4.2.2.3 Pérdidas en transformadores**

Los transformadores de media y alta tensión, tanto los situados junto a los inversores como los de la subestación, introducen pérdidas adicionales debido a efectos en el hierro (pérdidas en vacío) y en el cobre (pérdidas resistivas). Para el conjunto de transformadores, se ha adoptado una pérdida en el hierro del 0,2 % y una pérdida en el cobre del 0,8 % en media tensión, y valores del orden de 0,1 % en el hierro y 0,4 % en el cobre para el transformador de alta tensión.

#### **4.2.3 CALIDAD DEL MÓDULO, LID Y MISMATCH**

- Pérdidas por calidad/eficiencia del módulo.

Los fabricantes de paneles solares garantizan una vida útil de estos paneles, y durante esa vida útil también garantizan que los paneles van a tener una cierta degradación, y consecuente pérdida de potencia, durante los 25-30 años de vida útil.

Para ello, los fabricantes suelen proporcionar unos módulos fotovoltaicos con capacidad de dar mayor potencia que la que se adquiere por el cliente, en caso de que la degradación sea mayor a las condiciones prometidas por la marca proveedora de módulos fotovoltaicos. Por ello, se tratan de unas pérdidas negativas, una ganancia, de valor -0,3%.

- Pérdidas por LID (Degradación Inducida por la Luz).

Debido a la incidencia de los rayos solares en el panel, las burbujas de oxígeno encapsuladas en el material semiconductor del panel reaccionan y este se degrada. Esta degradación en los paneles de silicio monocristalino de tecnología Top-con, utilizada mayoritariamente hoy en día, es muy baja, y considerando la ficha técnica del fabricante, se considera unas pérdidas de 1,5% por la degradación inducida por luz.

- Pérdidas por mismatch eléctrico.

Estas pérdidas están relacionadas con el desajuste que pueda haber entre los módulos de un mismo string. En el caso de que todos los paneles de un string tuvieran características idénticas, no habría este tipo de pérdidas. En caso de que haya algún panel de características similares, pero no idénticas, la intensidad que va a circular por el string es la intensidad del panel que menos corriente permita que circule por él. Por lo que se establece unas pérdidas por desajuste de 2%, asumiendo que habrá paneles muy similares, pero con alguna característica diferente.

#### **4.2.4 PÉRDIDAS POR SUCIEDAD**

Durante la operación de la planta fotovoltaica, uno de los aspectos clave del mantenimiento es la limpieza de los módulos. La acumulación de polvo, partículas en suspensión y otros contaminantes sobre la superficie de los paneles reduce la cantidad de radiación solar absorbida, disminuyendo así la generación de energía. En este proyecto, se ha adoptado un valor del 2 % de pérdidas por suciedad.

Aunque se lleven a cabo planes de limpieza anuales y se programen intervenciones periódicas, es importante tener en cuenta que los módulos nunca llegarán a estar completamente libres de suciedad. Además, la limpieza manual en plantas de gran tamaño supone un coste económico elevado y requiere una logística compleja, por lo que se complementa con el efecto natural de la lluvia, que ayuda a reducir la acumulación de suciedad de forma parcial.

#### **4.2.5 PÉRDIDAS ANGULARES (IAM)**

Aunque los seguidores solares permiten orientar los módulos para maximizar la captación de radiación, en este caso se dispone de seguimiento Este-Oeste (1 eje horizontal), lo que garantiza que los paneles permanezcan perpendiculares al sol en el eje azimutal. Sin embargo, al no disponer de seguimiento en el eje Norte-Sur (altura solar), la incidencia de los rayos solares nunca será completamente perpendicular a la superficie del módulo a lo largo del día y durante todo el año.

Para tener en cuenta esta desviación angular, se introduce en el programa un modelo de pérdidas por incidencia denominado IAM (Incidence Angle Modifier). Estas pérdidas reflejan la reducción de la energía absorbida cuando los rayos solares inciden con ángulos elevados, afectando la eficiencia óptica del módulo debido a fenómenos de reflexión en la superficie del vidrio.

En este proyecto, se ha seleccionado el modelo de ángulo de incidencia “Fresnel con revestimiento AR (antirreflectante)”, ampliamente utilizado en simulaciones de plantas fotovoltaicas debido a su precisión y adecuación al comportamiento real de los módulos comerciales. Este modelo permite evaluar de forma realista las pérdidas por ángulo de incidencia y asegurar una estimación ajustada de la producción energética.

#### **4.2.6 PÉRDIDAS POR SERVICIOS AUXILIARES**

Estas pérdidas se corresponden al consumo energético de los distintos elementos necesarios para el funcionamiento y la gestión de la planta fotovoltaica. Entre estos consumos se incluyen, por ejemplo, sistemas de control y monitorización, iluminación de seguridad, ventilación, dispositivos electrónicos, sistemas de comunicaciones y otros equipos auxiliares que operan a partir de la energía generada por los módulos.

En este proyecto se ha establecido un valor de pérdidas en torno a 5 W/kW instalado. Este valor se considera únicamente durante las horas de operación diurna, despreciando las posibles pérdidas auxiliares continuas y los consumos nocturnos, dado que su impacto en el balance energético anual es muy reducido.

#### **4.2.7 PÉRDIDAS POR ENVEJECIMIENTO**

Las pérdidas por envejecimiento o degradación hacen referencia a la reducción gradual de la capacidad de generación de los módulos fotovoltaicos a lo largo de su vida útil. Este fenómeno se debe, principalmente, a procesos físicos y químicos en los materiales, como la degradación de las células, la pérdida de transparencia del encapsulante o el deterioro de las conexiones eléctricas internas.

Según la ficha técnica proporcionada por el fabricante de los módulos empleados en este proyecto, se ha establecido una tasa de degradación promedio del 0,45 % anual. Este valor se considera bajo y refleja la alta calidad y fiabilidad de los módulos seleccionados.

Durante el primer año, esta pérdida se contempla directamente como una reducción de la producción anual estimada. Para los años siguientes, la degradación acumulada se aplicará de manera lineal, afectando progresivamente la generación de energía prevista a lo largo de la vida útil de la planta.

#### **4.2.8 PÉRDIDAS POR INDISPONIBILIDAD**

A pesar de contar con planes de operación y mantenimiento exhaustivos, toda planta fotovoltaica está sujeta a posibles paradas o reducciones de producción debidas a incidencias técnicas, averías o intervenciones programadas. Estas situaciones se engloban en el concepto de indisponibilidad, que representa el porcentaje de tiempo en el que la planta no puede producir energía.

En este proyecto, se ha considerado un valor aproximado de 2 % anual para la indisponibilidad. Este porcentaje no se introduce directamente en la simulación inicial, sino que se aplica posteriormente al resultado final de producción anual mediante un post-proceso. De esta forma, la energía neta inyectada a red se ajusta considerando la disponibilidad real de la instalación, aplicando un factor de rendimiento aproximado de 0,98 (98% de disponibilidad).

### **4.3 DISEÑO DE LA PLANTA**

El diseño de la planta se ha realizado mediante la herramienta de “Sombreados cercados” de PVsyst, donde en caso de que haya edificios o árboles que pudiesen dar sombra sobre los paneles se deberían detallar en el diseño. Lo planteado no es el caso del proyecto, el cual no tendrá pérdidas por sombreado de otros elementos de su entorno más cercano.

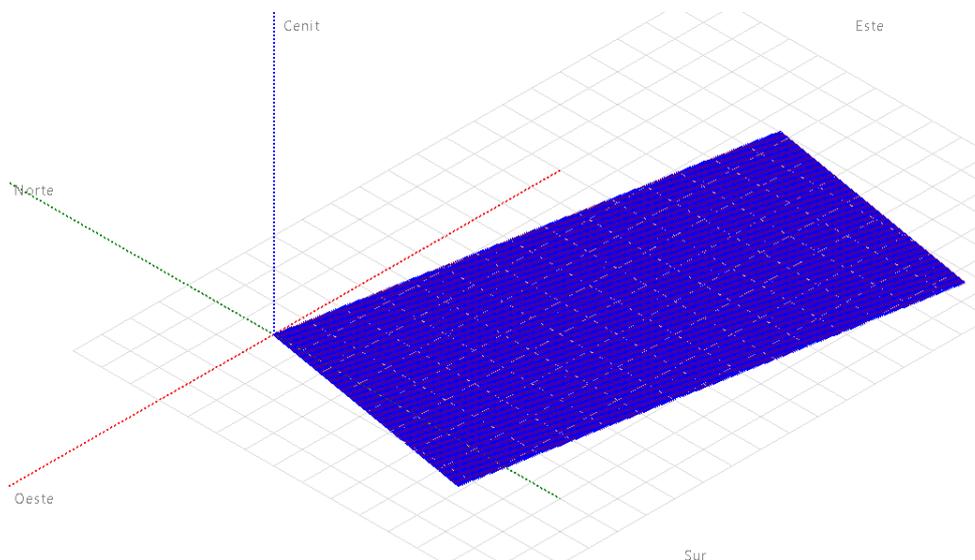


Figura 22. Diseño de la planta. Fuente: Elaboración propia/PVsyst

Como se aprecia en la Figura 22 y se ha comentado anteriormente, la orientación de los paneles solares será de  $10^\circ$  con respecto al Sur geográfico, el azimut.

## **4.4 OBRA CIVIL**

El presente apartado desarrolla las actuaciones de obra civil necesarias para la ejecución de la planta solar. Estas actuaciones han sido diseñadas para garantizar la estabilidad estructural, la funcionalidad operativa y la durabilidad de los elementos constructivos y electromecánicos de la instalación, minimizando su impacto ambiental y optimizando los costes asociados a la ejecución.

### **4.4.1 PREPARACIÓN DEL TERRENO Y EXPLANACIÓN**

Los trabajos de obra civil se iniciarán con la limpieza y desbroce superficial del terreno afectado por la instalación. Esto incluye la eliminación de vegetación, piedras, residuos y otros elementos que interfieran con la implantación de las estructuras, especialmente los seguidores solares. A continuación, se procederá a la regularización del terreno, manteniendo pendientes suaves y uniformes que aseguren la correcta operación del sistema de seguimiento horizontal Este-Oeste con función de backtracking.

La explanación no conllevará un movimiento intensivo de tierras, optando por una adaptación natural del terreno siempre que sea viable desde el punto de vista técnico. Esta estrategia permite reducir costes, minimizar el impacto ambiental y evitar la generación excesiva de residuos.

El replanteo de caminos, zanjas, estructuras y centros eléctricos se ejecutará con equipos topográficos adecuados (GPS y estación total) y será verificado por la dirección facultativa antes de iniciar cualquier actividad constructiva.

#### **4.4.2 CAMINOS DE SERVICIO**

Se habilitará una red de caminos interiores de 4,5 m de anchura útil, que permitirán el acceso a los distintos equipos durante la construcción y la operación. Estos caminos estarán trazados entre hileras de seguidores y transversalmente, incorporando pendientes del 2% para favorecer el drenaje. Se compactarán y cubrirán con zahorra artificial.

#### **4.4.3 CIMENTACIONES**

El sistema de captación se basa en seguidores monofila de estructura metálica, cuya fijación al terreno se realizará mediante pilotes hincados. Este sistema de cimentación, que no requiere excavación ni uso de hormigón, presenta claras ventajas en cuanto a rapidez de ejecución, reducción del impacto ambiental y durabilidad. Los perfiles hincados estarán galvanizados para resistir la corrosión.

En cuanto a las edificaciones eléctricas, sus cimentaciones se proyectarán mediante zapatas aisladas o losas de hormigón armado. El tipo exacto se determinará en función de las cargas transmitidas por los equipos y las características geotécnicas del terreno. Estas cimentaciones se diseñarán conforme a la normativa estructural vigente, considerando empujes, peso propio y cargas dinámicas.

#### **4.4.4 ZANJAS Y CANALIZACIONES**

La infraestructura eléctrica subterránea requerirá la ejecución de zanjas para el tendido de cables en corriente continua y corriente alterna. Las zanjas tendrán una

profundidad comprendida entre 0,6 m y 0,8 m, y una anchura variable en función del número y tipo de conductores.

En las zanjas de corriente continua, destinadas a conectar strings y cajas de protección con los inversores, se dispondrán tubos corrugados de polietileno de alta densidad (PEAD) tipo CPR, con cama de arena tamizada inferior y cobertura superior de 10 cm. Sobre ellos se colocará una malla señalizadora de color rojo. El relleno restante se ejecutará con el mismo material excavado, adecuadamente compactado.

En el caso de las zanjas de media tensión, se seguirán criterios similares, pero con mayores secciones y malla de señalización amarilla. Estas zanjas podrán incluir tubos o alojamiento directo del cable, dependiendo de la sección y tipo de conductor.

El diseño seguirá las recomendaciones del CEDEX, garantizando una correcta disipación térmica y la posibilidad de intervenciones futuras.

#### **4.4.5 DRENAJE SUPERFICIAL**

Para evitar encharcamientos, erosión o deterioro de los caminos y cimentaciones, se implementará una red de drenaje superficial basada en cunetas en “V”, situadas perimetral y transversalmente al campo solar. En zonas críticas, estas cunetas estarán revestidas con escollera para resistir la acción de la escorrentía. La pendiente mínima prevista en los caminos y cunetas será del 0,5%, permitiendo evacuar las aguas pluviales de forma segura hacia zonas de infiltración o puntos de recogida definidos.

Estas medidas contribuyen a preservar la integridad de los elementos constructivos y a evitar daños por acumulaciones de agua no controladas.

#### **4.4.6 CERRAMIENTO PERIMETRAL**

La planta estará completamente cerrada mediante un vallado metálico tipo hércules, compuesto por malla electrosoldada galvanizada con tratamiento anticorrosión. Esta medida de seguridad es obligatoria tanto desde el punto de vista normativo como operativo.

El vallado incluirá portones dobles para el acceso de vehículos pesados y puertas peatonales en puntos estratégicos. Todo el cerramiento estará señalizado conforme al Real Decreto 337/2014 y demás normativa aplicable a instalaciones eléctricas de alta tensión.

#### **4.4.7 EDIFICIO DE CONTROL Y OPERACIÓN**

Como parte de las actuaciones de obra civil previstas, se contempla la construcción de un edificio de control y operación destinado a centralizar las tareas de supervisión, gestión y mantenimiento de la planta fotovoltaica. Esta edificación, de carácter permanente, se proyectará con una estructura de fábrica o prefabricada en hormigón, en función de los criterios técnicos y económicos, y estará debidamente acondicionada para garantizar la comodidad y seguridad del personal.

El edificio albergará una sala de control, dotada de los sistemas de monitorización y comunicación necesarios para la gestión de la planta; una sala de cabinas o contadores, donde se ubicará el equipamiento de medida, protección y conexión con el sistema eléctrico; un almacén para herramientas, equipos de reposición y consumibles; así como aseos, vestuarios y una zona de descanso para el personal de operación y mantenimiento.

## **5. ANÁLISIS ENERGÉTICO**

En este capítulo se procederá a realizar un análisis de la energía producida por la planta solar fotovoltaica. En primer lugar, desde el punto de vista del primer año en el que la instalación se encuentra operando, y en segundo lugar, se realizará el análisis de la operación de la instalación a lo largo de su vida útil, en este caso 30 años, que es la garantía de los módulos fotovoltaicos que el fabricante asegura.

### ***5.1 ANÁLISIS AÑO 1 DE LA INSTALACIÓN***

La simulación detallada del primer año de operación de la planta fotovoltaica de gran potencia se ha realizado utilizando el software PVsyst. Este programa permite analizar el comportamiento energético de la instalación de forma precisa, proporcionando un informe completo con tablas y gráficos que detallan la producción energética, las pérdidas del sistema y los principales indicadores de rendimiento.

Para llevar a cabo esta simulación, se han introducido en el modelo todos los parámetros definidos a lo largo de la memoria del proyecto: datos de radiación solar en el emplazamiento, configuración de seguimiento, características eléctricas de los módulos e inversores, así como todas las pérdidas consideradas. Gracias a este nivel de detalle, los resultados obtenidos ofrecen una estimación muy precisa y realista del comportamiento esperado de la planta durante su primer año de vida útil.

El informe generado por PVsyst para el año 1 refleja la energía total producida, la energía neta disponible a la salida de los inversores y la energía efectivamente inyectada a la red. Asimismo, se presentan de forma desglosada las pérdidas en cada etapa del sistema, incluyendo las pérdidas en los módulos, en el cableado y en los transformadores, lo que permite identificar con claridad la contribución de cada factor al rendimiento global.

A continuación, se exponen los resultados mensuales de producción de energía, donde se muestra la energía bruta generada por el campo fotovoltaico, las pérdidas acumuladas en el sistema y la energía neta que se prevé inyectar a la red eléctrica.

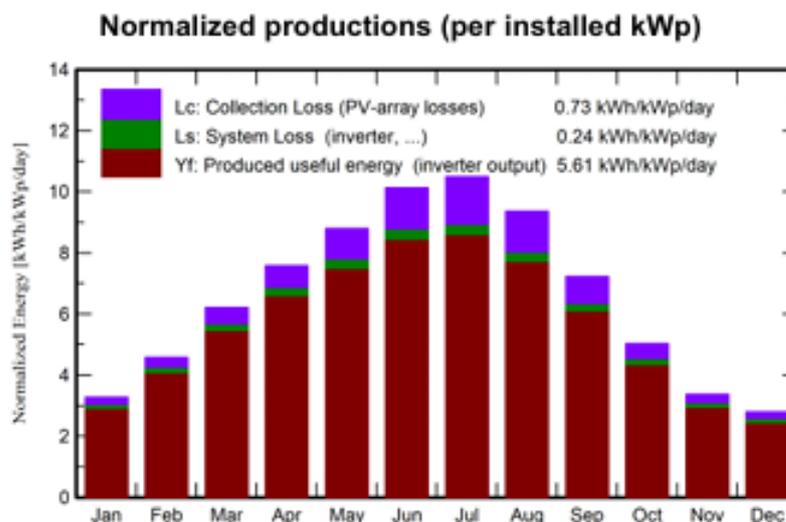


Figura 23. Energía producida y pérdidas mensuales del año 1. Fuente: PVsyst

En la Figura 23 se aprecia la diferencia entre la producción de energía en los meses de verano y los meses de invierno, ya que este tipo de tecnología se aprovecha de una manera más notoria en los meses donde más horas solares hay, y consecuentemente, más irradiancia solar. Por otro lado, al generar más también aumentan las pérdidas y su proporción en comparación con la energía generada ese mes.

La proporción que se aprovecha de la energía generada en los módulos fotovoltaicos para la energía final se aprecia en la Figura 24, donde el PR indica el aprovechamiento final de la energía que se obtiene desde los paneles mensualmente.



Figura 24. PR mensual en el año 1. Fuente: PVsyst

El rendimiento promedio de la instalación en el año 1 es 0,853 (85%), siendo más alto en los meses de invierno, con rendimientos cercanos al 90%. En cambio, en verano los rendimientos mensuales se encuentran ligeramente por encima del 80%.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	71.0	23.90	5.50	101.6	95.0	9478677	9042637	0.890
February	92.4	28.30	7.20	128.2	121.7	11962746	11448815	0.893
March	140.8	41.90	10.60	192.6	183.7	17661862	16945229	0.879
April	168.7	55.20	13.50	227.4	217.8	20660756	19840799	0.872
May	205.3	65.40	18.40	272.7	261.4	24228001	23273640	0.853
June	227.1	59.15	23.90	304.0	291.9	26412103	25397775	0.835
July	241.0	54.60	27.60	325.3	313.0	27759087	26679704	0.820
August	212.6	49.60	26.90	290.3	279.0	24943612	23977517	0.826
September	157.1	42.60	21.70	216.8	207.4	19091298	18337659	0.846
October	112.8	36.90	16.30	156.0	148.2	14101098	13513887	0.866
November	73.4	26.40	9.80	101.0	94.8	9325970	8883947	0.879
December	62.0	22.30	6.60	86.4	80.5	8028728	7622861	0.882
Year	1764.2	506.26	15.72	2402.4	2294.4	213653938	204964470	0.853

**Legends**

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

Figura 25. Radiación y energía en el año 1 de la instalación. Fuente: PVsyst

La Figura 25 presenta los valores de radiación y temperatura introducidos mediante las bases de datos meteorológicas, y la energía producida por los paneles y la energía final

que se inyecta a la red. Como se ha comentado, la energía final, 204.964 MWh/año, es alrededor de un 85% de la producida desde los módulos fotovoltaicos, 213.653 MWh/año.

Por otro lado, el programa PVsyst proporciona un Diagrama de Sankey con las pérdidas que se producen en la instalación a lo largo de todo el proceso de generación de la energía. Las flechas salientes muestran la cantidad de pérdidas que se producen, previamente comentadas, y según su grosor se muestra si el porcentaje de pérdida es grande o no.

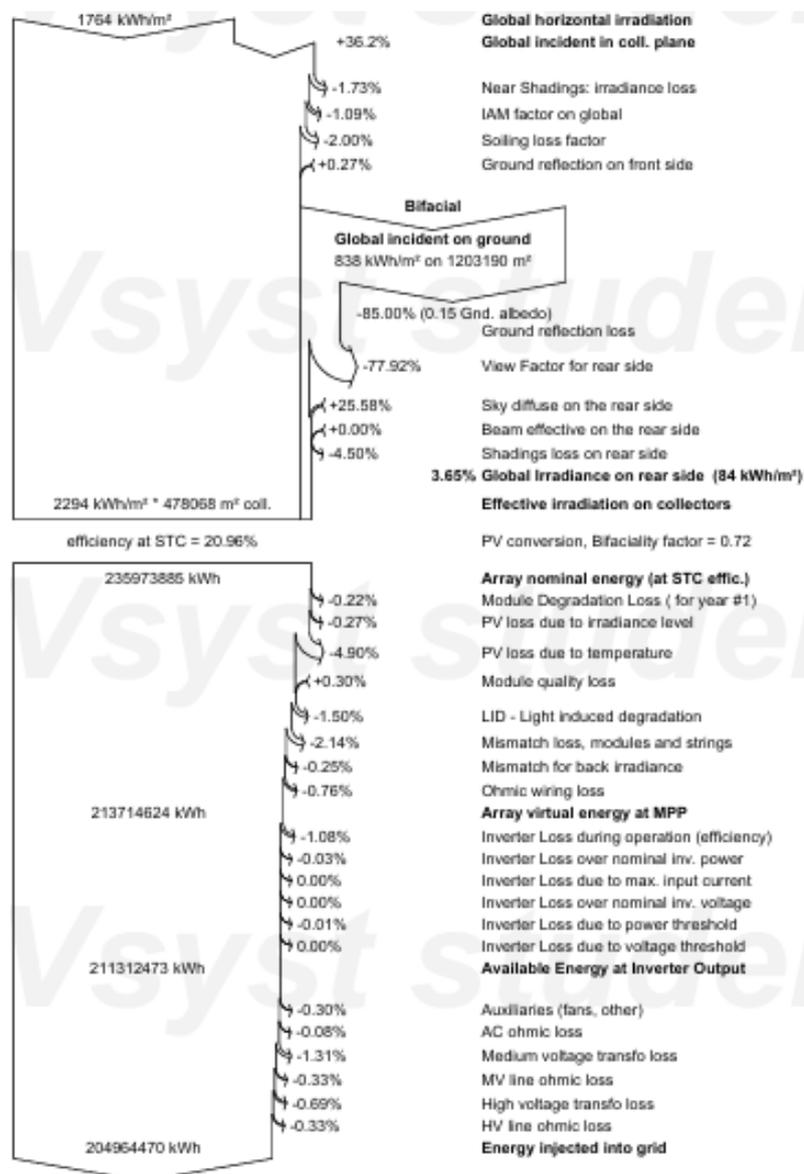


Figura 26. Diagrama de Sankey de la instalación. Fuente: PVsyst

De la Figura 26 destaca el añadido de la parte de la bifacialidad, donde se aprecia la pequeña proporción que se aprovecha de la radiación global sobre el terreno, que es de 0,838 MWh/m<sup>2</sup>. No obstante, debido a las pérdidas por reflexión en el suelo (85 %) y a un factor de vista reducido para la cara trasera (77,9 % de lo restante), la radiación efectiva disponible en la parte posterior es significativamente menor. Finalmente, se obtiene una irradiancia global sobre la cara trasera equivalente al 3,65 % respecto a la irradiancia total, lo que implica una contribución adicional relevante, pero limitada por la geometría y el entorno.

## **5.2 ANÁLISIS DURANTE LA VIDA ÚTIL DE LA INSTALACIÓN**

El análisis de la energía generada durante la vida útil de la instalación, 30 años, se realiza con vistas a apreciar la degradación de los paneles solares a lo largo de estos años, resultando en una disminución de la energía generada conforme pasan los años.

Es necesario comentar que la energía que se ha analizado desde este punto es la energía producida final proporcionada por PVsyst aplicando el porcentaje de pérdida de generación debido a la operación y mantenimiento que se ha comentado previamente, un 2%.

Este análisis se ha realizado a partir de la simulación de varios años, en concreto los años múltiplo de 5. A partir de los resultados de la energía generada estos años se ha realizado una interpolación lineal, obteniéndose una aproximación precisa de la generación de energía durante el resto de los años no simulados. Esta interpolación se ha realizado a partir de la línea de tendencia obtenida mediante Excel, apreciable en la Figura 27.

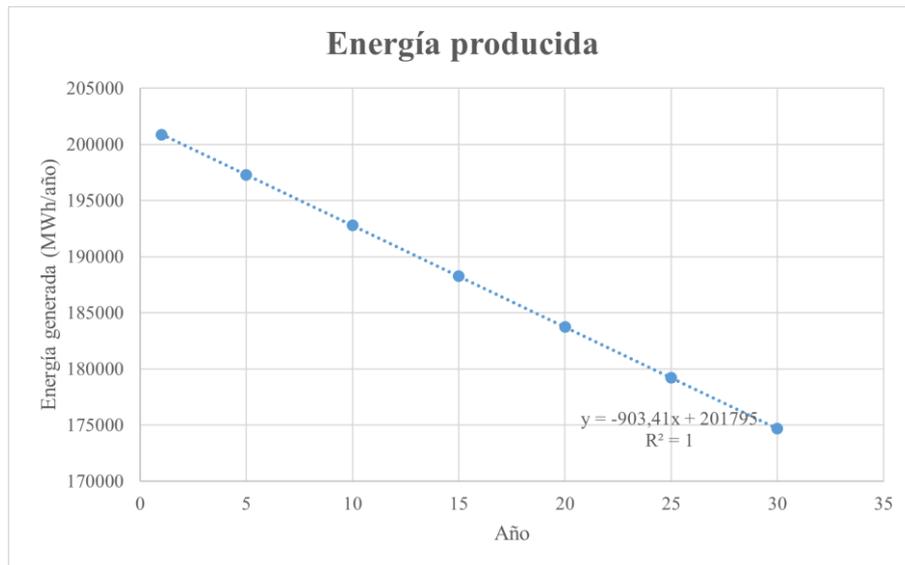


Figura 27. Producción energética durante la vida útil de la planta. Fuente: Elaboración propia

De la Figura 27 se obtiene la línea de tendencia mostrada, y con la que se ha obtenido la producción de los años no simulados.

La producción que se ha obtenido se muestra en la Tabla 29, donde se indica la energía producida después de todas las pérdidas.

<i>Año</i>	<i>Producción energética (MWh/año)</i>
<b>1</b>	200.891,6
<b>2</b>	199.988,2
<b>3</b>	199.084,8
<b>4</b>	198.181,4
<b>5</b>	197.278,0
<b>6</b>	196.374,5
<b>7</b>	195.471,1
<b>8</b>	194.567,7
<b>9</b>	193.664,3
<b>10</b>	192.760,9
<b>11</b>	191.857,5
<b>12</b>	190.954,1

13	190.050,7
14	189.147,3
15	188.243,9
16	187.340,4
17	186.437,0
18	185.533,6
19	184.630,2
20	183.726,8
21	182.823,4
22	181.920,0
23	181.016,6
24	180.113,2
25	179.209,8
26	178.306,3
27	177.402,9
28	176.499,5
29	175.596,1
30	174.692,7
<b>Promedio</b>	187.792,1

Tabla 29. Producción energética cada año de la vida útil de la planta. Fuente: Elaboración propia

Con los datos proporcionados en la Tabla 29. Producción energética cada año de la vida útil de la planta. Fuente: Elaboración propia Tabla 29 se aprecia el envejecimiento de los paneles solares, bajando la producción alrededor de 25.000 MWh desde el primer año al año 30. Esta bajada se muestra visualmente en la Figura 27.

## 6. ANÁLISIS ECONÓMICO

### 6.1 PRESUPUESTO

En el presente apartado se muestra el presupuesto de ejecución de la planta solar fotovoltaica de Almagro. En el ANEXO IV. Presupuesto, se puede encontrar el presupuesto desglosado en las partidas que lo componen. El presupuesto de ejecución material y el presupuesto de ejecución por contrata se presentan en la siguiente tabla:

<b><i>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN</i></b>	
<b><i>Resumen</i></b>	<b><i>Coste</i></b>
Equipos principales	28.498.075,00€
Obra civil	18.946.000,00 €
Instalación eléctrica	9.753.764,40 €
Ingeniería y gestión	3.000.000,00 €
<b>TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>60.197.839,40 €</b>
Gastos generales (13%)	7.825.719,12 €
Beneficio industrial (6%)	3.611.870,36 €
<b>TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</b>	<b>71.635.428,89 €</b>

Tabla 30. Presupuesto total del proyecto. Fuente: Elaboración propia

De modo que el presupuesto total de ejecución por contrata del proyecto de la planta solar fotovoltaica de Almagro asciende a la cantidad de:

**SETENTA Y UN MILLONES SEISCIENTOS TREINTA Y CINCO MIL CUATROCIENTOS VEINTIOCHO EUROS CON OCHENTA Y NUEVE CÉNTIMOS (71.635.428,89 €)**

## **6.2 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

Una vez construida y puesta en marcha la planta fotovoltaica, es necesario contemplar una serie de costes recurrentes asociados a su operación durante toda la vida útil del proyecto. Estos costes (OPEX) comprenden tanto las labores de mantenimiento preventivo y correctivo, como la monitorización, seguros, gestión administrativa, entre otros. Aunque su impacto económico es menor que el de la inversión inicial, resultan fundamentales para garantizar el rendimiento, la seguridad y la rentabilidad de la instalación a largo plazo.

En la tabla siguiente se detallan las principales partidas que componen el OPEX de la planta y se presenta una estimación económica de año 1 basada en valores de referencia del sector.

<b>OPEX</b>	
Operación y mantenimiento	385.000,00 €
SCADA y comunicaciones	77.000,00 €
Seguros	165.000,00 €
Alquiler terreno	220.000,00 €
Vigilancia y seguridad	110.000,00 €
Gestiones administrativas y legales	143.000,00 €
<b>TOTAL</b>	<b>1.100.000,00 €</b>

Tabla 31. Costes del OPEX. Fuente: Elaboración propia

## **6.3 RENTABILIDAD DEL PROYECTO**

### **6.3.1 DATOS DE PARTIDA**

#### **Comienzo y Vida útil**

El proyecto se ha realizado con vistas a comenzar su operación en enero de 2026, con una vida útil de 30 años.

### **Coste de inversión**

El presupuesto de ejecución por contrata calculado es de:

**SETENTA Y UN MILLONES SEISCIENTOS TREINTA Y CINCO MIL CUATROCIENTOS VEINTIOCHO EUROS CON OCHENTA Y NUEVE CÉNTIMOS (71.635.428,89 €)**

### **Generación de energía**

La simulación de energía producida mediante el programa PVsyst ha determinado que el promedio de producción energética de la planta será de **187.792,1 MWh/año**, con un funcionamiento en horas equivalentes de 2.225 horas, teniendo una potencia nominal de 84,38 MW.

### **Precio venta de energía**

Para el precio al que se venderá la energía se ha tomado la hipótesis de que se venderá al precio promedio de venta de energía en los últimos 20 años. Este rango tan amplio se debe a que ha sido necesario no tener en cuenta varios de los últimos años debido a la influencia de conflictos bélicos y la pandemia del COVID-19.

La hipótesis de precio de mercado asumida es que el precio capturado se mantendrá, en términos reales de 2025, en 43 €/MWh planos a futuro. Para llegar a este valor, se ha calculado la media de los precios de casación del mercado eléctrico de los últimos 20 años, eliminando los outliers, al considerar que estos fueron causados por eventos puntuales, como la guerra de Ucrania o la pandemia del COVID-19, que distorsionarían el resultado. El precio medio así obtenido es de 45,58 €/MWh. Los datos han sido obtenidos del mercado mayorista de electricidad que integra los sistemas eléctricos de España y Portugal, el MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidad).

A este precio se le ha aplicado un descuento del 5% (es decir, un factor de apuntamiento del 95%) para reflejar el diferencial entre el precio medio del mercado y el

precio efectivamente capturado por la tecnología. Si bien actualmente, debido a la elevada penetración de solar fotovoltaica, estamos observando factores de apuntamiento cercanos al 50%, se espera que este valor mejore significativamente en el futuro. Esto se debe a la entrada de baterías, la electrificación de procesos industriales caloríficos, y la irrupción de centros de datos en el territorio nacional, factores que contribuirán a reducir la canibalización y a sostener un mayor precio capturado.

### **Hipótesis económicas**

En cuanto a las hipótesis económicas, la tasa de inflación general es 1,5%, el impuesto de generación es 7%, el impuesto de sociedades es del 25% y el impuesto en NOF (Necesidades Operativas de Fondos) es del 7%. Estas se ven reflejadas en las siguientes tablas:

<i>Año</i>	<i>Precio venta (€/MWh)</i>	<i>Prod energía (MWh)</i>	<i>Ingresos por venta</i>	<i>OPEX</i>	<i>Impuesto generación</i>	<i>Amortización</i>	<i>Beneficio antes de intereses e impuestos</i>
<b>0</b>			- €	- €	- €		- €
<b>1</b>	43,00	200.891,59	8.638.338,37 €	- 1.100.000,00 €	-604.683,69 €	- 3.581.771,44 €	3.351.883,24 €
<b>2</b>	43,65 €	199.988,18	8.728.484,12 €	- 1.116.500,00 €	-610.993,89 €	- 3.581.771,44 €	3.419.218,78 €
<b>3</b>	44,30 €	199.084,18	8.819.390,61 €	- 1.133.247,50 €	-617.357,34 €	- 3.581.771,44 €	3.487.014,32 €
<b>4</b>	44,96 €	198.181,36	8.911.060,39 €	- 1.150.246,21 €	-623.774,23 €	- 3.581.771,44 €	3.555.268,50 €
<b>5</b>	45,64 €	197.277,95	9.003.495,90 €	- 1.167.499,91 €	-630.244,71 €	- 3.581.771,44 €	3.623.979,83 €
<b>6</b>	46,32 €	196.374,54	9.096.699,48 €	- 1.185.012,40 €	-636.768,96 €	- 3.581.771,44 €	3.693.146,67 €
<b>7</b>	47,02 €	195.471,13	9.190.673,39 €	- 1.202.787,59 €	-643.347,14 €	- 3.581.771,44 €	3.762.767,22 €
<b>8</b>	47,72 €	194.567,72	9.285.419,75 €	- 1.220.829,40 €	-649.979,38 €	- 3.581.771,44 €	3.832.839,52 €
<b>9</b>	48,44 €	193.664,31	9.380.940,61 €	- 1.239.141,85 €	-656.665,84 €	- 3.581.771,44 €	3.903.361,48 €
<b>10</b>	49,17 €	192.760,90	9.477.237,87 €	- 1.257.728,97 €	-663.406,65 €	- 3.581.771,44 €	3.974.330,80 €
<b>11</b>	49,90 €	191.857,49	9.574.313,34 €	- 1.276.594,91 €	-670.201,93 €	- 3.581.771,44 €	4.045.745,05 €
<b>12</b>	50,65 €	190.954,08	9.672.168,69 €	- 1.295.743,83 €	-677.051,81 €	- 3.581.771,44 €	4.117.601,61 €
<b>13</b>	51,41 €	190.050,67	9.770.805,49 €	- 1.315.179,99 €	-683.956,38 €	- 3.581.771,44 €	4.189.897,67 €
<b>14</b>	52,18 €	189.147,26	9.870.225,15 €	- 1.334.907,69 €	-690.915,76 €	- 3.581.771,44 €	4.262.630,25 €
<b>15</b>	52,97 €	188.243,85	9.970.428,96 €	- 1.354.931,10 €	-697.930,03 €	- 3.581.771,44 €	4.335.796,19 €
<b>16</b>	53,76 €	187.340,44	10.071.418,10 €	- 1.375.255,27 €	-704.999,27 €	- 3.581.771,44 €	4.409.392,11 €
<b>17</b>	54,57 €	186.437,03	10.173.193,55 €	- 1.395.884,10 €	-712.123,55 €	- 3.581.771,44 €	4.483.414,46 €
<b>18</b>	55,38 €	185.533,62	10.275.756,21 €	- 1.416.822,36 €	-719.302,93 €	- 3.581.771,44 €	4.557.859,47 €
<b>19</b>	56,22 €	184.630,21	10.379.106,77 €	- 1.438.074,70 €	-726.537,47 €	- 3.581.771,44 €	4.632.723,16 €
<b>20</b>	57,06 €	183.726,80	10.483.245,81 €	- 1.459.645,82 €	-733.827,21 €	- 3.581.771,44 €	4.708.001,34 €
<b>21</b>	57,91 €	182.823,39	10.588.173,72 €	- 1.481.540,51 €	-741.172,16 €		8.365.461,05 €
<b>22</b>	58,78 €	181.919,98	10.693.890,74 €	- 1.503.763,61 €	-748.572,35 €		8.441.554,77 €
<b>23</b>	59,67 €	181.016,57	10.800.396,92 €	- 1.526.320,07 €	-756.027,78 €		8.518.049,07 €
<b>24</b>	60,56 €	180.113,16	10.907.692,17 €	- 1.549.214,87 €	-763.538,45 €		8.594.938,85 €
<b>25</b>	61,47 €	179.209,75	11.015.776,19 €	- 1.572.453,09 €	-771.104,33 €		8.672.218,76 €
<b>26</b>	62,39 €	178.306,34	11.124.648,49 €	- 1.596.039,89 €	-778.725,39 €		8.749.883,21 €
<b>27</b>	63,33 €	177.402,93	11.234.308,42 €	- 1.619.980,49 €	-786.401,59 €		8.827.926,34 €
<b>28</b>	64,28 €	176.499,52	11.344.755,09 €	- 1.644.280,20 €	-794.132,86 €		8.906.342,04 €
<b>29</b>	65,24 €	175.596,11	11.455.987,45 €	- 1.668.944,40 €	-801.919,12 €		8.985.123,93 €
<b>30</b>	66,22 €	174.692,70	11.568.004,21 €	- 1.693.978,56 €	-809.760,29 €		9.064.265,35 €

Tabla 32. Beneficio antes de impuestos. Fuente: Elaboración propia

Año	Beneficio antes de impuestos	Impuesto sociedades	Amortización	Inversión de inmovilizado	Inversión en NOF	Flujo de caja libre	Flujo de caja acumulado
0	- €			- 71.635.428,89 €		- 72.924.436,89 €	-71.635.428,89 €
1	3.351.883,24 €	-837.970,81 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 640.906,11 €	5.491.000,19 €	-66.144.428,70 €
2	3.419.218,78 €	-854.804,70 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 647.594,32 €	5.535.191,64 €	-60.609.237,05 €
3	3.487.014,32 €	-871.753,58 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 654.338,96 €	5.579.674,84 €	-55.029.562,21 €
4	3.555.268,50 €	-888.817,13 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 661.140,24 €	5.624.448,59 €	-49.405.113,62 €
5	3.623.979,83 €	-905.994,96 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 667.998,33 €	5.669.511,61 €	-43.735.602,01 €
6	3.693.146,67 €	-923.286,67 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 674.913,40 €	5.714.862,48 €	-38.020.739,53 €
7	3.762.767,22 €	-940.691,80 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 681.885,63 €	5.760.499,72 €	-32.260.239,81 €
8	3.832.839,52 €	-958.209,88 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 688.915,16 €	5.806.421,70 €	-26.453.818,11 €
9	3.903.361,48 €	-975.840,37 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 696.002,16 €	5.852.626,71 €	-20.601.191,40 €
10	3.974.330,80 €	-993.582,70 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 703.146,77 €	5.899.112,90 €	-14.702.078,50 €
11	4.045.745,05 €	-1.011.436,26 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 710.349,11 €	5.945.878,30 €	-8.756.200,20 €
12	4.117.601,61 €	-1.029.400,40 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 717.609,31 €	5.992.920,84 €	-2.763.279,36 €
13	4.189.897,67 €	-1.047.474,42 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 724.927,49 €	6.040.238,31 €	3.276.958,95 €
14	4.262.630,25 €	-1.065.657,56 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 732.303,76 €	6.087.828,37 €	9.364.787,32 €
15	4.335.796,19 €	-1.083.949,05 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 739.738,20 €	6.135.688,56 €	15.500.475,88 €
16	4.409.392,11 €	-1.102.348,03 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 747.230,91 €	6.183.816,26 €	21.684.292,14 €
17	4.483.414,46 €	-1.120.853,61 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 754.781,96 €	6.232.208,74 €	27.916.500,88 €
18	4.557.859,47 €	-1.139.464,87 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 762.391,41 €	6.280.863,11 €	34.197.363,99 €
19	4.632.723,16 €	-1.158.180,79 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 770.059,32 €	6.329.776,34 €	40.527.140,33 €
20	4.708.001,34 €	-1.177.000,33 €	- 3.581.771,44 €	- €	- 777.785,73 €	6.378.945,24 €	46.906.085,57 €
21	8.365.461,05 €	-2.091.365,26 €		- €	- 785.578,67 €	5.532.923,63 €	52.439.009,20 €
22	8.441.554,77 €	-2.110.388,69 €		- €	- 793.414,16 €	5.582.593,73 €	58.021.602,93 €
23	8.518.049,07 €	-2.129.512,27 €		- €	- 801.316,19 €	5.632.509,02 €	63.654.111,94 €
24	8.594.938,85 €	-2.148.734,71 €		- €	- 809.276,77 €	5.682.665,68 €	69.336.777,63 €
25	8.672.218,76 €	-2.168.054,69 €		- €	- 817.295,87 €	5.733.059,74 €	75.069.837,37 €
26	8.749.883,21 €	-2.187.470,80 €		- €	- 825.373,46 €	5.783.687,01 €	80.853.524,38 €
27	8.827.926,34 €	-2.206.981,59 €		- €	- 833.509,48 €	5.834.543,17 €	86.688.067,54 €
28	8.906.342,04 €	-2.226.585,51 €		- €	- 841.703,88 €	5.885.623,68 €	92.573.691,22 €
29	8.985.123,93 €	-2.246.280,98 €		- €	- 849.956,56 €	5.936.923,83 €	98.510.615,05 €
30	9.064.265,35 €	-2.266.066,34 €		- €	- 858.267,45 €	5.988.438,72 €	104.499.053,76 €

Tabla 33. Flujos de caja libre y acumulado. Fuente: Elaboración propia

A la vista de las tablas donde se aprecia la inflación interanual impuesta, la amortización en 20 años y los impuestos, se deduce de la Tabla 33 que el periodo de retorno (Payback) de la inversión realizada es de aproximadamente 12 años, como se aprecia resaltado en la tabla. Mediante la siguiente fórmula se calcula el periodo exacto de años:

$$\text{Payback} = \text{Último año con Flujo de caja negativo} + \frac{|\text{Último Flujo de caja acumulado negativo}|}{\text{Flujo de caja libre del siguiente periodo}}$$

$$\text{Payback} = 12 + \frac{|-2.763.958,95|}{6.040.238,31} = 12,46 \text{ años}$$

A partir de los valores de flujo de caja obtenidos se pueden obtener tres parámetros de máxima importancia en cuanto a certificar la rentabilidad del proyecto: WACC (Weighted Average Cost of Capital), TIR (Tasa Interna de Retorno) y VAN (Valor Actual Neto).

En primer lugar, el WACC o tasa de descuento, que indica el rendimiento mínimo que debe generar una empresa para cubrir lo invertido. Este parámetro tiene en cuenta dos costes: el de capital propio (retorno esperado por accionistas) como el de la deuda (intereses que se pagan por préstamos).

$$WACC = \frac{(E * k_e) + [D * k_d * (1 - t)]}{(E + D)}$$

- D: Valor de mercado de la deuda (60%)
- E: Valor de mercado de las acciones (40%)
- $k_e$ : Rentabilidad exigida a las acciones, que refleja el riesgo de las mismas
- $k_d$ : Coste de la deuda antes de impuestos (rentabilidad exigida a la deuda)
- t: Tasa de impuestos sobre beneficios (25%)

Para calcular  $k_e$ , que es el coste de los recursos/fondos propios:

$$k_e = R_F + \beta(R_m - R_F) = 3,2\% + 1 * 5\% = 8,2\%$$

- $R_F$ : Tasa de rentabilidad para inversiones sin riesgo (bonos del estado), 3,2%, rentabilidad del bono español a 10 años según el Banco de España.

- $\beta$ : Correlación entre la rentabilidad de la acción y la rentabilidad media del mercado, se toma el valor de 1.
- $R_m - R_f$ : Prima de riesgo del mercado (Estimada 5%)

En cuanto al  $k_d$ , tomando como referencia la web de datos financieros GuruFocus, el coste de la deuda del grupo Naturgy es de aproximadamente 5%.

Con los valores presentados se obtiene un WACC de **5,53%**.

El siguiente parámetro financiero es el VAN, el cual considera el valor del dinero en el tiempo e indica si el proyecto es o no rentable, mostrando si generará ganancias netas en el futuro sabiendo que el dinero de hoy es más valioso que el de mañana.

Este indicador se calcula de la siguiente manera:

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

Siendo:

- $I_0$ : Inversión inicial
- $F_t$ : Flujo de efectivo en cada periodo (t)
- n: Número de periodos (30 años)

Por último, la TIR, indica cuál es el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, que demuestra que se ha recuperado la inversión inicial del proyecto. Para comprobar que el proyecto sea rentable, el valor de la TIR debe ser mayor al valor del WACC. Este se calcula igualando a cero la fórmula del VAN.

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

El VAN del proyecto es de **12.089.809,98 €** y la TIR es de **7,07%**, indicando que el proyecto es rentable al tener un  $VAN > 0$  y una  $TIR > WACC$ , y el proyecto dará beneficios que podrán ser utilizados para mejoras durante la vida útil de la planta.

### **6.3.2 VAN Y TIR DEL ACCIONISTA**

En este apartado se analiza la rentabilidad del proyecto desde el punto de vista del accionista, es decir, considerando únicamente los flujos de caja que corresponden al capital propio invertido, una vez descontados los pagos relacionados con la deuda financiera. Como ya se ha comentado anteriormente, se ha establecido un porcentaje de deuda sobre la inversión inicial de 60%, lo que corresponde con 42.981.257,33 €.

Con los resultados presentados en la Tabla 34 se ha obtenido un VAN del accionista de 21.002.059,02 € y una TIR de 9,44%.

<i>Año</i>	<i>Deuda</i>	<i>Amortización</i>	<i>Deuda pendiente</i>	<i>Intereses</i>	<i>Ahorro fiscal</i>	<i>Flujo de caja deuda</i>	<i>Flujo de caja libre</i>	<i>Flujo de caja accionista</i>
<b>0</b>	42.981.257,33 €					42.981.257,33 €	-71.635.428,89 €	-28.654.171,55 €
<b>1</b>	- €	2.149.062,87 €	42.981.257,33 €	2.149.062,87 €	537.265,72 €	-3.760.860,02 €	5.491.000,19 €	1.730.140,17 €
<b>2</b>	- €	2.149.062,87 €	40.832.194,47 €	2.041.609,72 €	510.402,43 €	-3.680.270,16 €	5.535.191,64 €	1.854.921,48 €
<b>3</b>	- €	2.149.062,87 €	38.683.131,60 €	1.934.156,58 €	483.539,14 €	-3.599.680,30 €	5.579.674,84 €	1.979.994,54 €
<b>4</b>	- €	2.149.062,87 €	36.534.068,73 €	1.826.703,44 €	456.675,86 €	-3.519.090,44 €	5.624.448,59 €	2.105.358,15 €
<b>5</b>	- €	2.149.062,87 €	34.385.005,87 €	1.719.250,29 €	429.812,57 €	-3.438.500,59 €	5.669.511,61 €	2.231.011,02 €
<b>6</b>	- €	2.149.062,87 €	32.235.943,00 €	1.611.797,15 €	402.949,29 €	-3.357.910,73 €	5.714.862,48 €	2.356.951,75 €
<b>7</b>	- €	2.149.062,87 €	30.086.880,13 €	1.504.344,01 €	376.086,00 €	-3.277.320,87 €	5.760.499,72 €	2.483.178,85 €
<b>8</b>	- €	2.149.062,87 €	27.937.817,27 €	1.396.890,86 €	349.222,72 €	-3.196.731,01 €	5.806.421,70 €	2.609.690,69 €
<b>9</b>	- €	2.149.062,87 €	25.788.754,40 €	1.289.437,72 €	322.359,43 €	-3.116.141,16 €	5.852.626,71 €	2.736.485,55 €
<b>10</b>	- €	2.149.062,87 €	23.639.691,53 €	1.181.984,58 €	295.496,14 €	-3.035.551,30 €	5.899.112,90 €	2.863.561,60 €
<b>11</b>	- €	2.149.062,87 €	21.490.628,67 €	1.074.531,43 €	268.632,86 €	-2.954.961,44 €	5.945.878,30 €	2.990.916,86 €
<b>12</b>	- €	2.149.062,87 €	19.341.565,80 €	967.078,29 €	241.769,57 €	-2.874.371,58 €	5.992.920,84 €	3.118.549,26 €
<b>13</b>	- €	2.149.062,87 €	17.192.502,93 €	859.625,15 €	214.906,29 €	-2.793.781,73 €	6.040.238,31 €	3.246.456,59 €
<b>14</b>	- €	2.149.062,87 €	15.043.440,07 €	752.172,00 €	188.043,00 €	-2.713.191,87 €	6.087.828,37 €	3.374.636,50 €
<b>15</b>	- €	2.149.062,87 €	12.894.377,20 €	644.718,86 €	161.179,71 €	-2.632.602,01 €	6.135.688,56 €	3.503.086,55 €
<b>16</b>	- €	2.149.062,87 €	10.745.314,33 €	537.265,72 €	134.316,43 €	-2.552.012,15 €	6.183.816,26 €	3.631.804,11 €
<b>17</b>	- €	2.149.062,87 €	8.596.251,47 €	429.812,57 €	107.453,14 €	-2.471.422,30 €	6.232.208,74 €	3.760.786,44 €
<b>18</b>	- €	2.149.062,87 €	6.447.188,60 €	322.359,43 €	80.589,86 €	-2.390.832,44 €	6.280.863,11 €	3.890.030,67 €
<b>19</b>	- €	2.149.062,87 €	4.298.125,73 €	214.906,29 €	53.726,57 €	-2.310.242,58 €	6.329.776,34 €	4.019.533,76 €
<b>20</b>	- €	2.149.062,87 €	2.149.062,87 €	107.453,14 €	26.863,29 €	-2.229.652,72 €	6.378.945,24 €	4.149.292,52 €
<b>21</b>	- €		- €	- €	- €	- €	5.532.923,63 €	5.532.923,63 €
<b>22</b>	- €		- €	- €	- €	- €	5.582.593,73 €	5.582.593,73 €
<b>23</b>	- €		- €	- €	- €	- €	5.632.509,02 €	5.632.509,02 €
<b>24</b>	- €		- €	- €	- €	- €	5.682.665,68 €	5.682.665,68 €
<b>25</b>	- €		- €	- €	- €	- €	5.733.059,74 €	5.733.059,74 €
<b>26</b>	- €		- €	- €	- €	- €	5.783.687,01 €	5.783.687,01 €
<b>27</b>	- €		- €	- €	- €	- €	5.834.543,17 €	5.834.543,17 €
<b>28</b>	- €		- €	- €	- €	- €	5.885.623,68 €	5.885.623,68 €
<b>29</b>	- €		- €	- €	- €	- €	5.936.923,83 €	5.936.923,83 €
<b>30</b>	- €		- €	- €	- €	- €	5.988.438,72 €	5.988.438,72 €

Tabla 34. Deuda con el accionista. Fuente: Elaboración propia

## 7. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

Mes	1				2				3				4				5				6				7				8				9				10																			
Semana	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40																
<b>Tareas y partidas</b>																																																								
<b>INGENIERÍA Y PERMISOS</b>																																																								
Proyecto básico																																																								
Estudio de impacto ambiental																																																								
Ingeniería de desarrollo																																																								
Ingeniería de detalle																																																								
<b>OBRA CIVIL</b>																																																								
Desbroce y preparación del terreno																																																								
Excavación y zanjas																																																								
Cimentación de estructuras																																																								
Caminos internos y accesos																																																								
Vallado perimetral																																																								
<b>INSTALACIONES ELÉCTRICAS</b>																																																								
Cableado BT																																																								
Instalación cajas de protección																																																								
Instalación Skid																																																								
Cableado MT																																																								
<b>MÓDULOS FV</b>																																																								
<b>SUBESTACIÓN Y CONEXIÓN A RED</b>																																																								
Construcción subestación MT/AT																																																								
Línea AT																																																								
<b>PUESTA EN MARCHA Y LEGALIZACIÓN</b>																																																								

## **8. CONCLUSIONES**

La planta solar fotovoltaica diseñada cuenta con una potencia instalada de 100,035 MWp, distribuida mediante 153.900 módulos fotovoltaicos de 650 Wp de la marca Trina Solar. Estos se organizan en 5.130 strings, con 30 módulos por string. La conversión de energía se realiza a través de 27 centros compactos prefabricados de inversor y transformador de la marca Sungrow, cada uno con un inversor central de 3,125 MVA. Desde cada centro de transformación, las líneas de generación se agrupan y se conducen hacia la subestación elevadora de 30/220 kV, que permite el posterior transporte de la energía a la subestación de Alarcos (220 kV).

A lo largo del desarrollo del proyecto se ha llevado a cabo el diseño completo de la instalación eléctrica, así como la simulación energética mediante el software PVsyst. Esta ha permitido estimar una producción anual promedio de 187.792,10 MWh, lo que equivale a 2.225,7 horas equivalentes de funcionamiento. Para el primer año, se estima una producción de 200.891,60 MWh y un rendimiento del 85,3%.

En el análisis económico, se ha demostrado que el proyecto es altamente rentable, con un VAN de 12.089.809,98 € y una TIR del 7,07%, superior al WACC del 5,53%. La inversión inicial asciende a 71.635.428,89 €, y se estima una vida útil de 30 años para la instalación.

El diseño técnico se ha desarrollado cumpliendo con las normativas vigentes aplicables en materia de instalaciones eléctricas de media tensión, garantizando la seguridad, eficiencia y fiabilidad del sistema. La instalación ha sido concebida con una estructura modular y escalable, lo que permite futuras ampliaciones o la incorporación de nuevas tecnologías sin comprometer el rendimiento del conjunto. Asimismo, se ha priorizado la accesibilidad y disposición de los equipos con el objetivo de facilitar las labores de operación y mantenimiento durante todo el ciclo de vida del proyecto.

Por último, esta planta contribuirá de manera significativa a la integración de energías renovables en el sistema eléctrico nacional, apoyando los objetivos de descarbonización y transición energética establecidos en los marcos estratégicos a nivel estatal y europeo.

En conjunto, los resultados obtenidos, tanto desde el punto de vista técnico, energético como económico, permiten concluir que el proyecto de la planta solar fotovoltaica es plenamente viable, robusto y alineado con los retos energéticos del presente y del futuro.

## **8.1 CONTAMINACIÓN EVITADA**

La planta solar fotovoltaica proyectada tiene una producción media anual estimada de 187.792,10 MWh. Esta generación eléctrica, al provenir de una fuente renovable, permite evitar el uso de tecnologías convencionales basadas en combustibles fósiles, reduciendo así las emisiones contaminantes asociadas.

El cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas se calculan mediante los factores de emisión de gases de efecto invernadero (GEI), de CO<sub>2</sub>, asociados a la generación de electricidad en el Sistema Peninsular. Estos factores, proporcionados por REE, son los siguientes:

<i>Sistema Peninsular</i>	
<b>Tecnología</b>	<b>Emisiones CO<sub>2</sub>-eq (tCO<sub>2</sub>-eq/MWh)</b>
<b>Central térmica de carbón</b>	0,95
<b>Central térmica de ciclo combinado</b>	0,37
<b>Central térmica Fuel-Gas</b>	0,77
<b>Cogeneración</b>	0,38
<b>Residuos</b>	0,24

Tabla 35. Factores de emisión de CO<sub>2</sub>. Fuente: REE [14]

A la vista de la Tabla 35, se ha tomado el escenario más desfavorable en cuanto a contaminación, sustituyendo la energía a partir de carbón por la energía a partir del Sol.

Teniendo en cuenta la producción anual promedio de 187.792,10 MWh/año y los 30 años de funcionamiento de la planta, se estima la contaminación evitada:

$$\text{Contaminación evitada} = 0,95 \frac{tCO_2}{MWh} * 187.792 \frac{MWh}{año} * 30 \text{ años} = 5.352.076,13 tCO_2$$

## 8.2 BENEFICIO SOCIAL

Además de los beneficios técnicos, económicos y ambientales, el proyecto de la planta solar fotovoltaica objeto de estudio genera un impacto social positivo que merece ser destacado. En primer lugar, la capacidad de generación renovable contribuye al abastecimiento energético de una parte significativa de la población, reforzando la seguridad del suministro y favoreciendo la descentralización del sistema eléctrico. Esto resulta especialmente relevante en un contexto de creciente demanda energética y de compromiso con la transición energética hacia fuentes limpias y sostenibles.

El acceso a energía renovable no solo reduce la dependencia de combustibles fósiles y de mercados internacionales, sino que también impulsa la democratización energética, permitiendo que zonas rurales como Almagro y su entorno se integren activamente en el nuevo modelo energético. Al producir electricidad sin emisiones directas y a partir de un recurso autóctono e inagotable como la radiación solar, este tipo de instalaciones acercan la generación al consumo y promueven un desarrollo más equilibrado del territorio.

Según el IDAE, el consumo medio anual por hogar es de 3,487 MWh.[15]

$$\text{Alcance de hogares abastecidos} = \frac{187.792 \frac{MWh}{año}}{3,487 \frac{MWh}{año * hogar}} \approx 53.855 \text{ hogares}$$

Por lo que sería posible abastecer alrededor de 53.855 hogares al año gracias a la energía producida por la planta solar fotovoltaica de Almagro. Adicionalmente, la provincia de Ciudad Real tiene alrededor de 300.000 viviendas, y la planta sería capaz de abastecer al 18% de los hogares de la provincia.

Asimismo, los beneficios sociales se extienden a la generación de empleo directo e indirecto en fases como el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la planta. También se espera un efecto dinamizador en la economía local mediante la contratación de proveedores, servicios auxiliares y la creación de sinergias con otros sectores.

### **8.3 TRABAJOS FUTUROS**

El presente proyecto ha permitido abordar íntegramente el diseño y análisis técnico-económico de una planta solar fotovoltaica a gran escala. No obstante, dada la complejidad y amplitud de este tipo de proyectos, existen múltiples líneas de desarrollo que podrían explorarse en trabajos futuros, de manera que se obtenga mayor calidad y profundidad en los resultados obtenidos.

Desde el punto de vista económico, sería de interés realizar una comparación detallada entre distintos modelos de comercialización de la energía generada. Por ejemplo, se podrían analizar escenarios con participación en el mercado eléctrico diario frente a otros con contratos de compraventa de energía (PPA), teniendo en cuenta la evolución de precios y los riesgos asociados. Esta evaluación permitiría entender mejor la sensibilidad del proyecto a las condiciones de mercado y ofrecer recomendaciones más sólidas a futuros inversores, ya que un PPA ofrece unas condiciones más seguras en cuanto al riesgo del proyecto.

A nivel técnico, una posible continuación del estudio consistiría en optimizar el diseño eléctrico y topológico de la planta teniendo en cuenta diferentes criterios, como la reducción de pérdidas energéticas, la minimización de costes en materiales y obra civil, o la mejora del rendimiento mediante nuevas configuraciones de cableado y distribución de inversores.

También podría analizarse el impacto de factores como la inclinación y orientación de los módulos, la distancia entre seguidores o la integración de sistemas avanzados de seguimiento solar adaptativo, para maximizar la producción anual. En este ámbito sería

posible integrar algoritmos avanzados, como la inteligencia artificial, que permitan optimizar el diseño.

En cuanto al componente ambiental, sería recomendable realizar un análisis de ciclo de vida completo, que contemple la huella de carbono asociada a la fabricación, transporte, instalación, operación y desmantelamiento de los componentes de la planta. Este enfoque permitiría valorar con mayor precisión las emisiones evitadas del proyecto.

En conjunto, estas propuestas de trabajos futuros no solo permiten continuar profundizando en la viabilidad y el impacto del proyecto, sino que también abren la puerta a la innovación y mejora continua dentro del sector de las energías renovables.

## 9. BIBLIOGRAFIA

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030.  
<https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>
- [2] BOE (Boletín Oficial del Estado). (2018, 6 de octubre). Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593>
- [3] Alusín Solar. (2023, abril 14). Las 5 mayores plantas fotovoltaicas en España.  
<https://alusinsolar.com/las-5-mayores-plantas-fotovoltaicas-espana/>
- [4] Apuntes profesora Consuelo Alonso Alonso
- [5] Sebastian, E. (2025, junio 19). Efecto fotovoltaico en un panel solar.  
<https://eliseosebastian.com/efecto-fotovoltaico-en-un-panel-solar/>
- [6] Organización de las Naciones Unidas. Coalición por el cero neto.  
<https://www.un.org/es/climatechange/net-zero-coalition/>
- [7] International Energy Agency. (2024). Renewables 2024 (IEA, Paris).  
<https://www.iea.org/reports/renewables-2024>
- [8] International Renewable Energy Agency. (2025, marzo 28). Renewable capacity statistics 2025. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.  
<https://www.irena.org/Publications/2025/Mar/Renewable-capacity-statistics-2025/>
- [9] Red Eléctrica de España. (2025, enero). Solar fotovoltaica (Sol) — Generación. En Informe de energías renovables. <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-de-energias-renovables/sol/generacion/solar-fotovoltaica-solgeneracion>
- [10] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Red Natura 2000. En Espacios protegidos. <https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000.html>
- [11] Agencia Estatal de Meteorología. Valores normales de precipitación mensual 1981-2010. En Recursos en línea > Publicaciones y estudios.  
[https://www.aemet.es/es/conocerlas/recursos\\_en\\_linea/publicaciones\\_y\\_estudios/publicaciones/detalles/Valores\\_mensuales\\_1981\\_2010](https://www.aemet.es/es/conocerlas/recursos_en_linea/publicaciones_y_estudios/publicaciones/detalles/Valores_mensuales_1981_2010)

- [12] Naturgy. (2023, julio 13). ¿Qué es la hora solar pico? [https://www.naturgy.es/hogar/blog/que\\_es\\_la\\_hora\\_solar\\_pico](https://www.naturgy.es/hogar/blog/que_es_la_hora_solar_pico)
- [13] European Commission, Joint Research Centre. (2024, septiembre). Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). EU Science Hub. [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en)
- [14] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021, marzo). Emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la generación de electricidad en España. Red Eléctrica de España.
- [15] Iberdrola. (2024, 10 de octubre). Cuántos kWh consume una casa al mes. Iberdrola Blog. <https://www.iberdrola.es/blog/luz/cuantos-kwh-consume-una-casa-al-mes>
- [16] DPV Energy. Líderes en generación solar fotovoltaica este 2024. <https://dpvenergy.com/lideres-en-generacion-solar-fotovoltaica-este-2024/>

# **ANEXO I. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE EMPLAZAMIENTOS PARA LA INSTALACIÓN**

## **1. OBJETO**

La redacción de este documento tiene como objeto el análisis de las distintas alternativas que se han estudiado para la implantación del proyecto de la planta solar fotovoltaica. Se han analizado tres posibles emplazamientos distintos ubicados en España.

Los emplazamientos que han sido analizados se ubican en el municipio de Almagro, provincia de Ciudad Real, en el municipio de Golosalvo, provincia de Albacete, y por último, en el municipio de Villanueva de Córdoba, provincia de Córdoba.

## **2. CRITERIOS DE SELECCIÓN**

La elección del emplazamiento óptimo para la instalación de la planta solar fotovoltaica es de gran importancia para el desarrollo del proyecto. La viabilidad de una planta solar fotovoltaica depende en gran medida de dónde esté ubicada, por factores de peso como el recurso solar disponible o la proximidad a la subestación eléctrica más cercana. Una correcta elección contribuye a maximizar la producción de energía obtenida con la planta y además, a la viabilidad económica, minimizando costes asociados a la construcción y operación y mantenimiento de la misma.

Por ello, los criterios que se han seguido en el estudio del emplazamiento para la instalación son los siguientes:

- **Recurso solar.** Determina la cantidad de energía que puede generarse con la instalación. En este caso el dato a analizar es la GHI, ya que permite medir la cantidad total de radiación solar recibida por una superficie horizontal.
- **Orografía.** Terrenos con poca pendiente o llanos facilitan la instalación.
- **Tipo de terreno.** La consistencia del suelo tiene influencia en la cimentación.

- **Vegetación.** La preparación del terreno se puede ver afectada por el tipo de vegetación.
- **Interconexión eléctrica.** La distancia a la subestación eléctrica más cercana y su nivel de tensión marcan la viabilidad del emplazamiento.
- **Accesibilidad.** Las carreteras de acceso deben estar en buen estado para la instalación y posterior operación y mantenimiento.
- **Medio ambiente.** La ubicación del emplazamiento debe estar excluida de la lista de espacios naturales protegidos.
- **Estimación de potencia bruta.** En función de la superficie disponible se busca que la potencia estimada sea mayor a 150 MWp.
- **Otros.** Cualquier obstáculo no incluido en los anteriores criterios que puedan impedir la instalación de la planta solar fotovoltaica.

### 3. METODOLOGÍA

La metodología que se ha seguido para la elección del emplazamiento se basa en un sistema de puntuación, en el que cada criterio se ha ponderado del 0 al 3, siendo el emplazamiento elegido el que más puntos ha acumulado sumando, teniendo en cuenta todos los criterios. La ponderación ha sido la siguiente:

- **Recurso solar.** La irradiancia global ha sido clasificada en cuatro grupos, menos de 1400 kWh/m<sup>2</sup>-año con 0 puntos, entre 1400 y 1700 kWh/m<sup>2</sup>-año con 1 punto, entre 1700 y 1850 kWh/m<sup>2</sup>-año con 2 puntos y más de 1800 kWh/m<sup>2</sup>-año con 3 puntos. Esta ponderación se debe a que se ha considerado que para que una planta solar fotovoltaica sea rentable en cuanto a producción solar, esta debe estar ubicada en una zona con más de 1600 kWh/m<sup>2</sup>-año.  
Los datos han sido obtenidos de la web Global Solar Atlas.
- **Orografía.** La pendiente media del terreno ha sido ponderada con 0 puntos si el terreno tenía una pendiente media mayor a 17%, con 1 punto para pendiente entre 10% y 17%, con 2 puntos entre 5% y 10% y con 3 puntos una pendiente menos a 5%.

*ANEXO I. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE EMPLAZAMIENTOS PARA LA INSTALACIÓN*

---

La pendiente media del terreno ha sido obtenida mediante el programa Google Earth Pro, que permite obtener un perfil de elevación de una línea trazada sobre el terreno.

- **Tipo de terreno.** En este caso se ha ponderado de 0 a 3, siendo la clasificación de la consistencia del suelo, de peor a mejor, consistencia dura con mayoría roca, normal con presencia puntual de roca, normal y blanda.

El tipo de terreno se obtiene a través de mapas geológicos que ofrecen datos sobre la geología del terreno.

- **Vegetación.** El tipo de cubierta vegetal se ha ponderado del 1 al 3, de manera que 1 punto es un monte bajo con árboles abundantes, 2 puntos un monte bajo con árboles puntuales y 3 puntos una zona sin vegetación, zona árida o de cultivo.

A través del programa Google Earth Pro se ha podido visualizar el tipo de cubierta vegetal en cada emplazamiento.

- **Interconexión eléctrica.** En este caso se ha ponderado de manera que la cercanía de una subestación eléctrica cuyo nivel de tensión sea 220 kV está mejor valorada que una subestación de nivel de tensión 132 kV. En el caso de haber una subestación de 220 kV a menos de 25 km se pondera con 3 puntos, si la distancia es menor a 25 km pero la subestación es de 132 kV se pondera con 2 puntos, y en caso de encontrarse a más de 25 km, tanto la subestación de 220 kV como la de 132 kV se pondera con 1 punto.

La interconexión eléctrica de cada emplazamiento se ha valorado a través de los listados de subestaciones eléctricas de cada compañía eléctrica que se encarga de la zona donde se ubica cada emplazamiento, ya sea UFD, i-DE o e-distribución.

- **Accesibilidad.** Para la accesibilidad se pondera el estado de las carreteras y puertos de llegada, siendo 3 puntos buenas carreteras y puertos de llegada, 2 puntos una carretera que necesite una reforma puntual y un puerto de llegada en buen estado, y con 1 punto unas carreteras que necesiten reformas y sin puerto factible de llegada.

En este caso, se ha podido visualizar y clasificar las carreteras de acceso a cada emplazamiento mediante Google Earth Pro.

- **Medio ambiente.** La ponderación en este caso se basa en la distancia a la que se encuentre la ubicación del espacio protegido más próximo, ponderando con 3 puntos

*ANEXO I. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE EMPLAZAMIENTOS PARA LA INSTALACIÓN*

---

si el espacio se encuentra a más de 15 km, con 2 puntos si se encuentra entre 5 km y 15 km y con 1 puntos si la distancia al espacio protegido más cercano es menos de 5 km.

Los espacios naturales protegidos están disponibles por medio del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de cuya página web se ha obtenido la información sobre los espacios que pertenecen a la Red Natura 2000.

- **Estimación de potencia bruta.** En este caso la potencia que se requiere es de 150 MWp, por lo que suponiendo una estimación de 1 MWp por hectárea, si el emplazamiento es mayor a 150 hectáreas, se pondera con 3 puntos y, en caso contrario, con 0 puntos.

En este caso la medición de las hectáreas de cada emplazamiento seleccionado se ha realizado mediante la herramienta de medición disponible en el programa Google Earth Pro.

- **Otros.** Si no existe ningún impedimento para la instalación, se pondera con 3 puntos, si existiese una instalación de telefonía móvil, con 1 punto y en caso de existir una propiedad privada crítica o una instalación de TV en el emplazamiento, se pondera con 0 puntos.

Como en otros criterios, la visualización se ha realizado a través de Google Earth Pro.

## 4. LOCALIZACIÓN DE LOS EMPLAZAMIENTOS

### 4.1. EMPLAZAMIENTO A – ALMAGRO

La primera ubicación que se ha evaluado como posible emplazamiento final para la instalación de la planta solar fotovoltaica está ubicada en el término municipal de Almagro, provincia de Ciudad Real, Castilla-La Mancha.

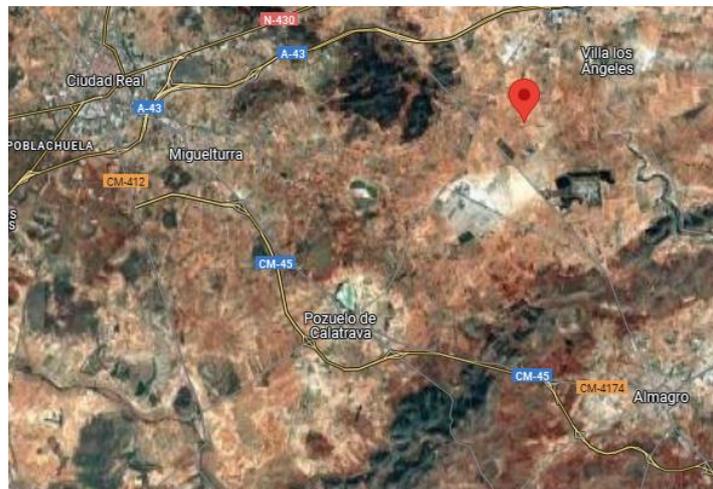


Figura 28. Ubicación Emplazamiento A. Fuente Google Maps

El emplazamiento en cuestión comprende el espacio siguiente:



Figura 29. Parcelas ocupadas por el Emplazamiento A. Fuente: Google Earth Pro

*ANEXO I. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE EMPLAZAMIENTOS PARA LA INSTALACIÓN*

Las características de las parcelas que comprenden el Emplazamiento A son las siguientes:

<b>Coordenadas (Latitud/Longitud)</b>	38.972435°, -3.764794°
<b>Elevación</b>	621 m
<b>Superficie</b>	163 hectáreas
<b>Clase de suelo/Usos principales</b>	Rústico/Agrario
<b>Recurso Solar (GHI)</b>	1700 kWh/m <sup>2</sup> -año
<b>Orografía</b>	Llana o semillana con pendiente máxima de menos de 5%
<b>Tipo de terreno</b>	Consistencia normal
<b>Vegetación</b>	Sin vegetación y terreno de cultivo
<b>Interconexión Eléctrica</b>	A 17,30 km de S.T. Alarcos (220 kV)
<b>Accesibilidad</b>	Carretera de acceso en buen estado
<b>Medio Ambiente</b>	No afecta a espacios naturales y el espacio más próximo está a 8 km (Lagunas Volcánicas Campo de Cva, Zona LIC)
<b>Potencia Estimada</b>	163 MWp
<b>Otros</b>	No existe ningún impedimento

Tabla 36. Características Emplazamiento A. Fuente: Elaboración propia

#### 4.2. EMPLAZAMIENTO B – GOLOSALVO

La segunda ubicación que se ha evaluado como posible emplazamiento final para la instalación de la planta solar fotovoltaica está ubicada en el término municipal de Golosalvo, provincia de Albacete, Castilla-La Mancha.

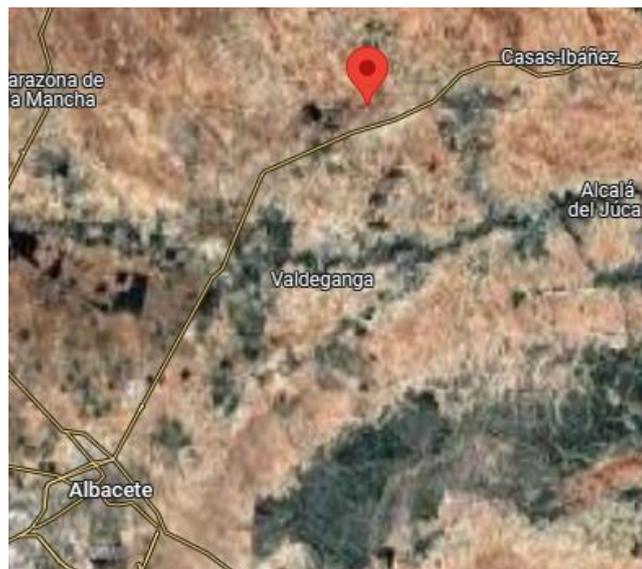


Figura 30. Ubicación Emplazamiento B. Fuente: Google Maps

El emplazamiento comprende el espacio siguiente, al norte de Golosalvo:



Figura 31. Parcelas ocupadas por el Emplazamiento B. Fuente: Google Earth Pro

*ANEXO I. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE EMPLAZAMIENTOS PARA LA INSTALACIÓN*

Las características de las parcelas que comprenden el Emplazamiento B son las siguientes:

<b>Coordenadas (Latitud/Longitud)</b>	39.255034°, -1.638120°
<b>Elevación</b>	697 m
<b>Superficie</b>	159 hectáreas
<b>Clase de suelo/Usos principales</b>	Rústico/Agrario
<b>Recurso Solar (GHI)</b>	1712,7 kWh/m <sup>2</sup> -año
<b>Orografía</b>	Llana o semillana con pendiente máxima de menos de 5%
<b>Tipo de terreno</b>	Consistencia normal
<b>Vegetación</b>	Sin vegetación y terreno de cultivo
<b>Interconexión Eléctrica</b>	A 10,6 km de S.T. Mahora (132 kV)
<b>Accesibilidad</b>	Carretera de acceso en buen estado
<b>Medio Ambiente</b>	No afecta a espacios naturales y el espacio más próximo está a 10 km (Hoces del Júcar, LIC y ZEPA)
<b>Potencia Estimada</b>	159 MWp
<b>Otros</b>	No existe ningún impedimento

Tabla 37. Características Emplazamiento B. Fuente: Elaboración propia

### 4.3. EMPLAZAMIENTO C – VILLAFRANCA DE CÓRDOBA

La tercera ubicación que se ha evaluado como posible emplazamiento final para la instalación de la planta solar fotovoltaica está ubicada en el término municipal de Villafranca de Córdoba, provincia de Córdoba, Andalucía.

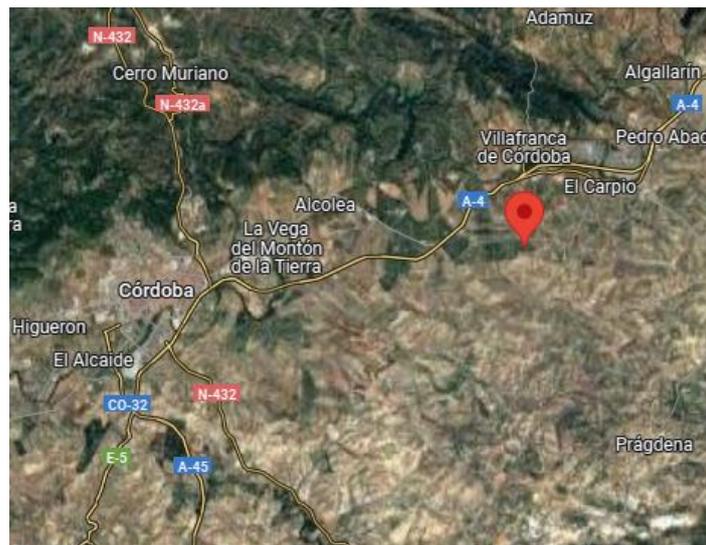


Figura 32. Ubicación Emplazamiento C. Fuente: Google Maps

El emplazamiento, al sur de Villafranca de Córdoba, comprende el espacio siguiente:



Figura 33. Parcelas ocupadas por el Emplazamiento C. Fuente: Google Earth Pro

*ANEXO I. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE EMPLAZAMIENTOS PARA LA INSTALACIÓN*

Las características de las parcelas que comprenden el Emplazamiento C son las siguientes:

<b>Coordenadas (Latitud/Longitud)</b>	37.911809°, -4.544680°
<b>Elevación</b>	190 m
<b>Superficie</b>	156 hectáreas
<b>Clase de suelo/Usos principales</b>	Rústico/Agrario
<b>Recurso Solar (GHI)</b>	1681,5 kWh/m <sup>2</sup> -año
<b>Orografía</b>	Llana o semillana con pendiente máxima de 16%
<b>Tipo de terreno</b>	Consistencia normal con presencia puntual de rocas
<b>Vegetación</b>	Sin vegetación y terreno de cultivo
<b>Interconexión Eléctrica</b>	A 13 km de S.T. La Lancha (132 kV)
<b>Accesibilidad</b>	Carretera de acceso en buen estado
<b>Medio Ambiente</b>	No afecta a espacios naturales y el espacio más próximo está a 4 km (Tramo medio Río Guadalquivir, ZEC)
<b>Potencia Estimada</b>	156 MWp
<b>Otros</b>	Existe una propiedad privada crítica

Tabla 38. Características Emplazamiento C. Fuente: Elaboración propia

## 5. SELECCIÓN EMPLAZAMIENTO PARA EL PROYECTO

Una vez que se ha obtenido toda la información sobre las distintas ubicaciones que se han considerado como alternativas para ser el emplazamiento final para la instalación de la planta solar fotovoltaica, se ha procedido a puntuar cada característica según los criterios explicados anteriormente. La siguiente tabla muestra la puntuación por característica de cada emplazamiento y la puntuación final.

Característica	A	B	C
Recurso Solar	2	2	1
Orografía	3	3	1
Tipo Terreno	2	2	1
Vegetación	3	3	3
Interconexión Eléctrica	3	2	2
Accesibilidad	3	3	3
Medio Ambiente	2	2	1
Potencia estimada	3	3	2
Otros	3	3	0
<b>TOTAL</b>	<b>24</b>	<b>23</b>	<b>15</b>

Tabla 39. Puntuación final emplazamientos. Fuente: Elaboración propia

Finalmente, tras el análisis detallado de las distintas opciones de emplazamiento, considerando factores clave como el recurso solar, la orografía del terreno, la proximidad a infraestructuras eléctricas, la accesibilidad y las posibles restricciones ambientales, se concluye que el Emplazamiento A es la alternativa más favorable para la implantación de la planta solar fotovoltaica. Como se refleja en la Tabla 39, esta ubicación presenta la mejor combinación de irradiancia, terreno apto para la instalación y una distancia adecuada a la infraestructura eléctrica necesaria, lo que optimiza tanto la viabilidad técnica como la rentabilidad del proyecto. La correcta elección del emplazamiento es un factor crítico en la viabilidad de la planta ya que no solo maximiza la producción de energía, sino que también minimiza los costes asociados a la construcción, operación y mantenimiento de la instalación.

---

*ANEXO I. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE EMPLAZAMIENTOS PARA LA INSTALACIÓN*

---

Por tanto, el Emplazamiento A, cuyas parcelas pertenecen al término municipal de Almagro, Ciudad Real, ha sido seleccionado como la opción óptima para el desarrollo de la planta solar fotovoltaica, con el objetivo de asegurar un equilibrio entre eficiencia energética, costes de implementación y cumplimiento normativo.

## **ANEXO II. PLANOS**

## **LISTADO DE PLANOS**

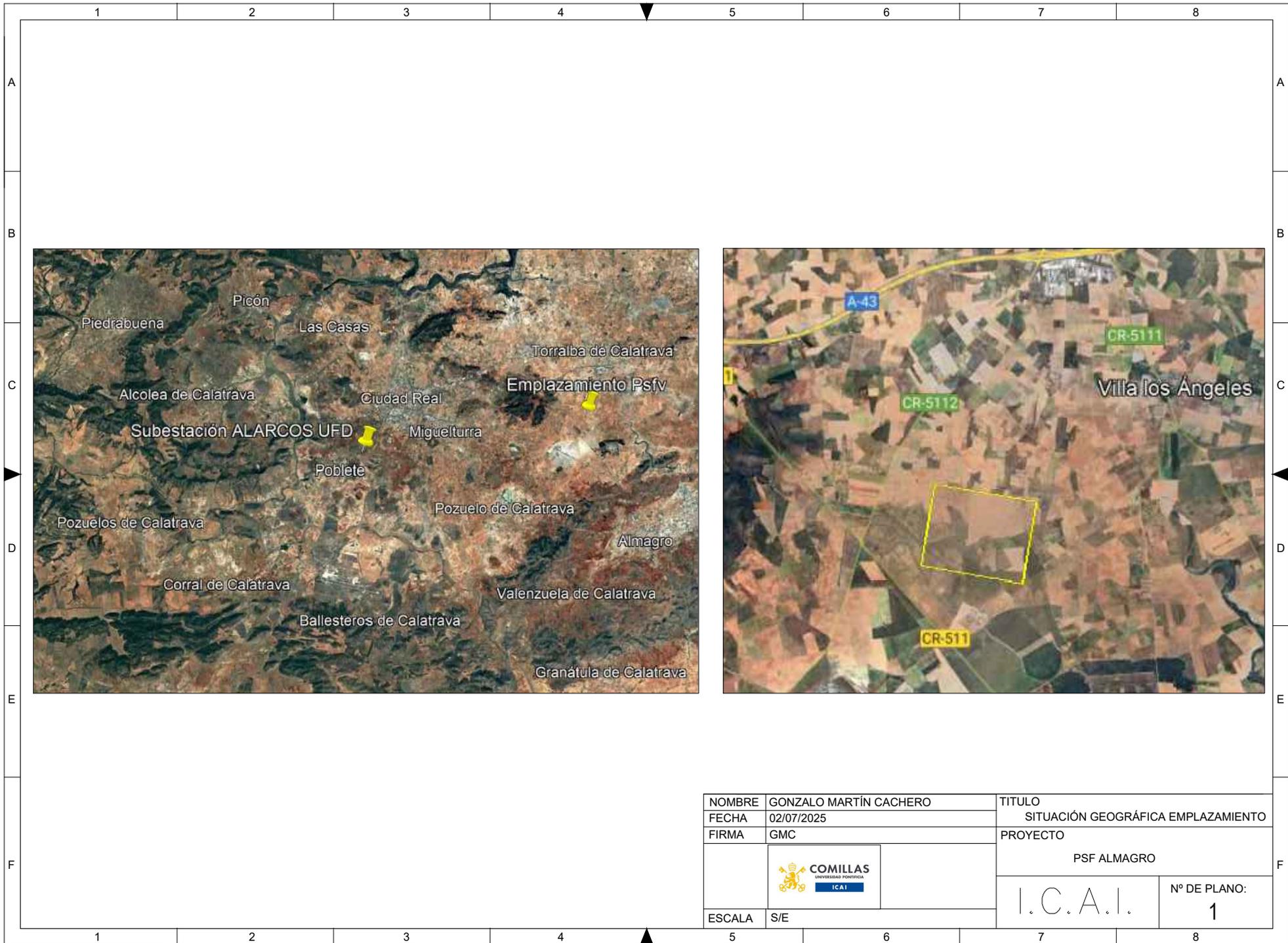
**Nº1. PLANO DE SITUACIÓN**

**Nº2. PLANO DE IMPLANTACIÓN**

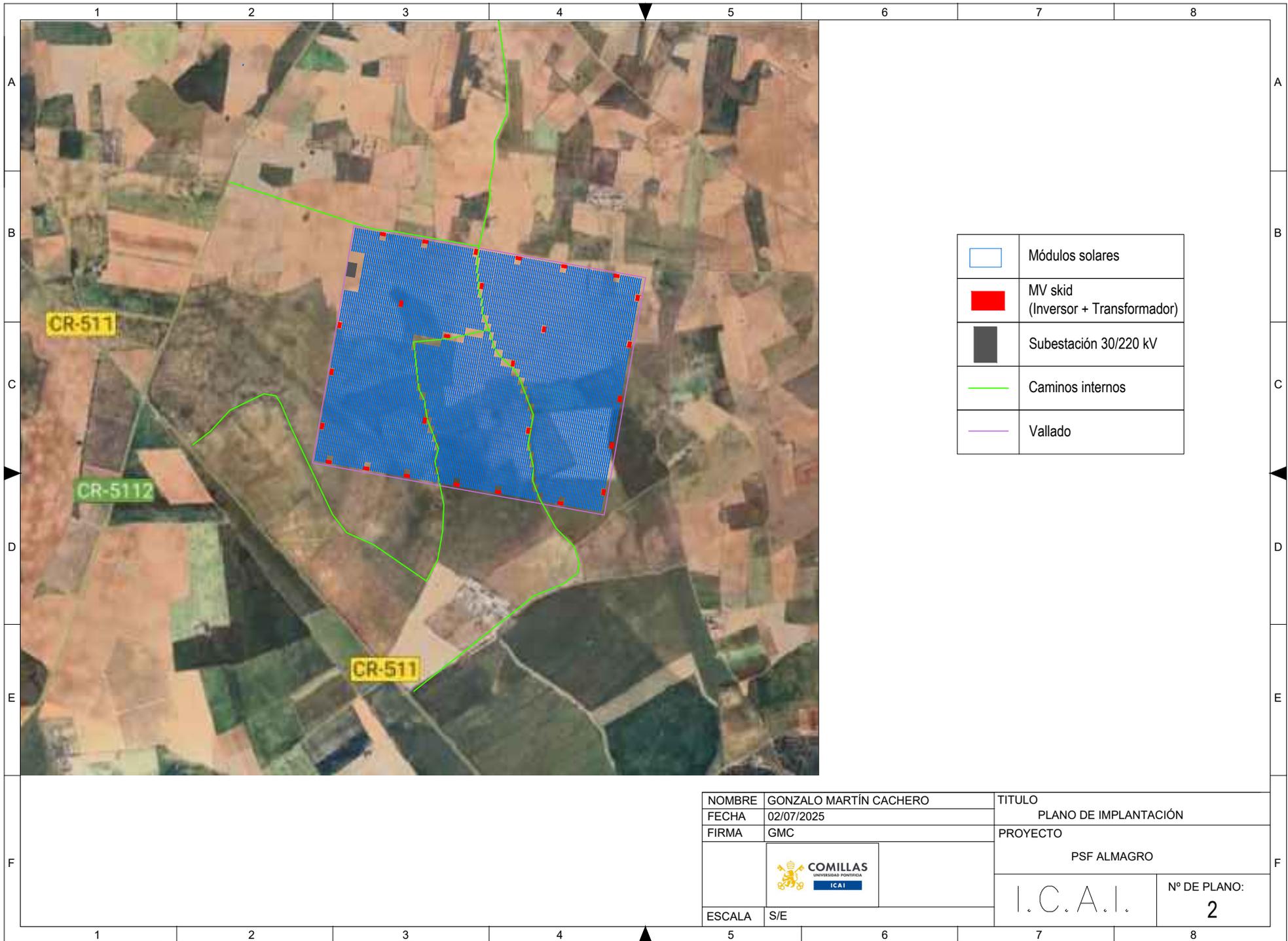
**Nº3. PLANO DEL UNIFILAR EN BT**

**Nº4. PLANO DEL UNIFILAR EN MT**

**Nº5. PLANO DE ZANJAS**

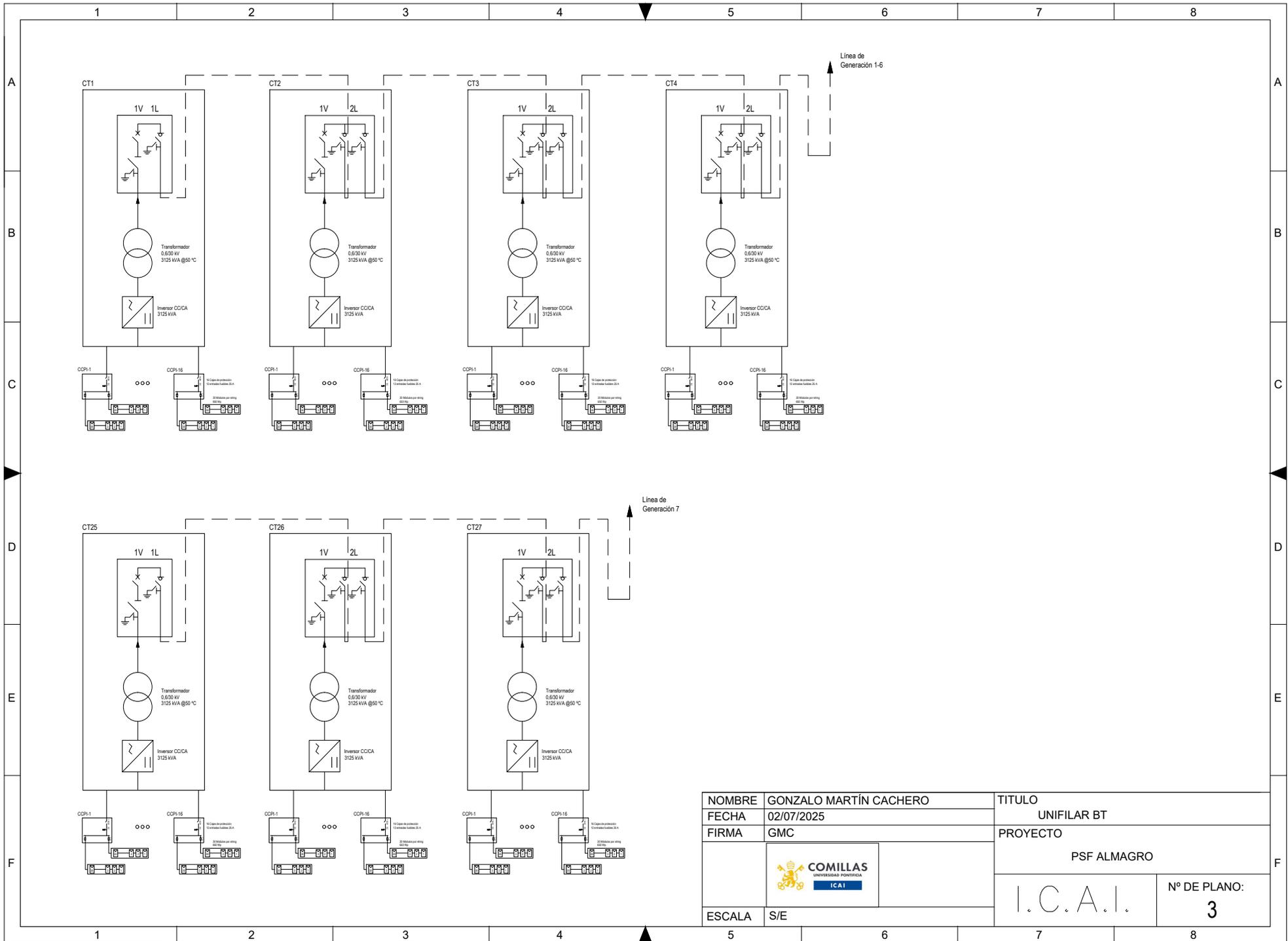


NOMBRE	GONZALO MARTÍN CACHERO	TITULO	SITUACIÓN GEOGRÁFICA EMPLAZAMIENTO	
FECHA	02/07/2025	PROYECTO	PSF ALMAGRO	
FIRMA	GMC			
				
ESCALA	S/E	I.C.A.I.	Nº DE PLANO:	1



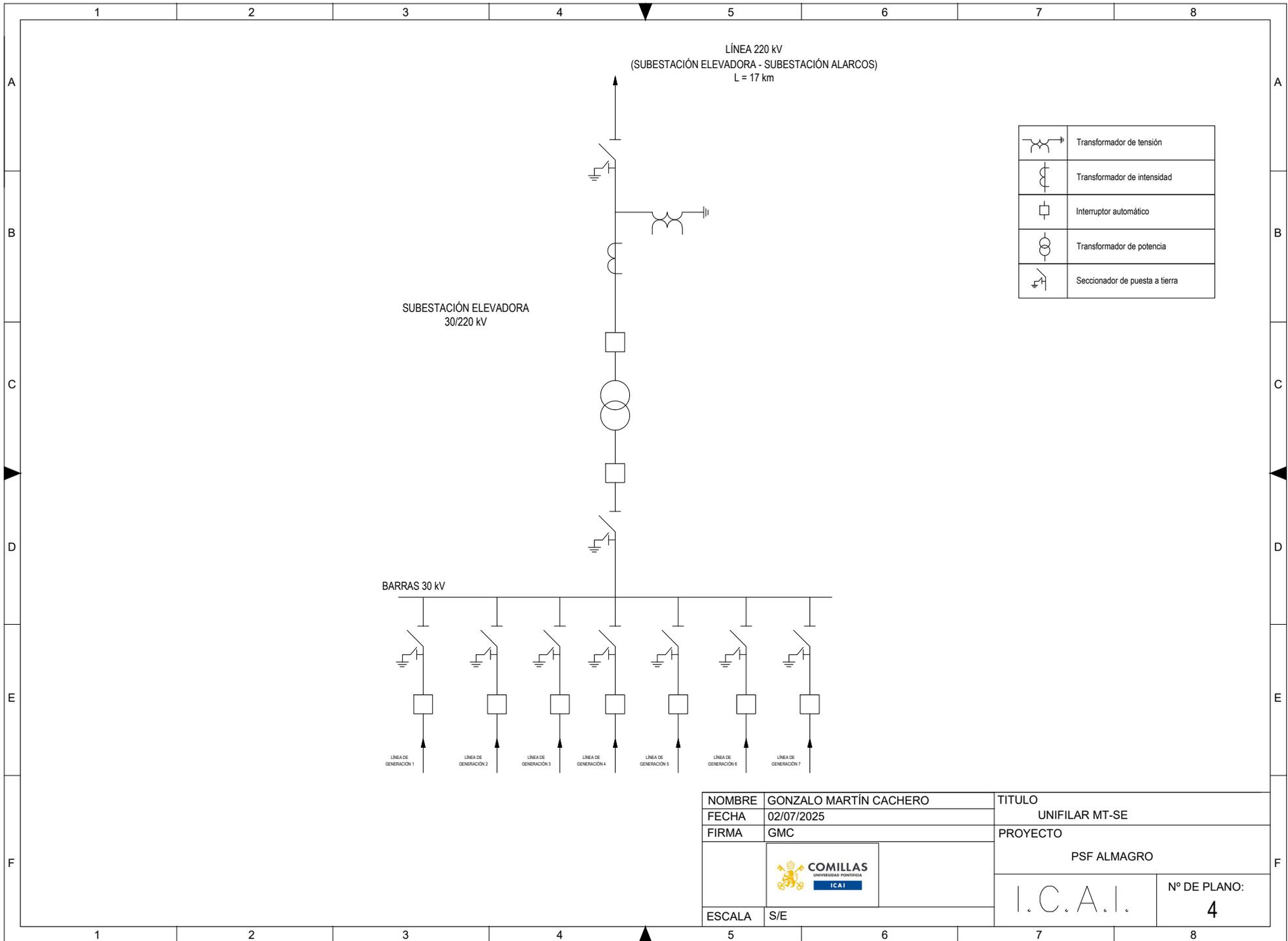
	Módulos solares
	MV skid (Inversor + Transformador)
	Subestación 30/220 kV
	Caminos internos
	Vallado

NOMBRE	GONZALO MARTÍN CACHERO	TITULO	PLANO DE IMPLANTACIÓN	
FECHA	02/07/2025	PROYECTO	PSF ALMAGRO	
FIRMA	GMC			
ESCALA	S/E			

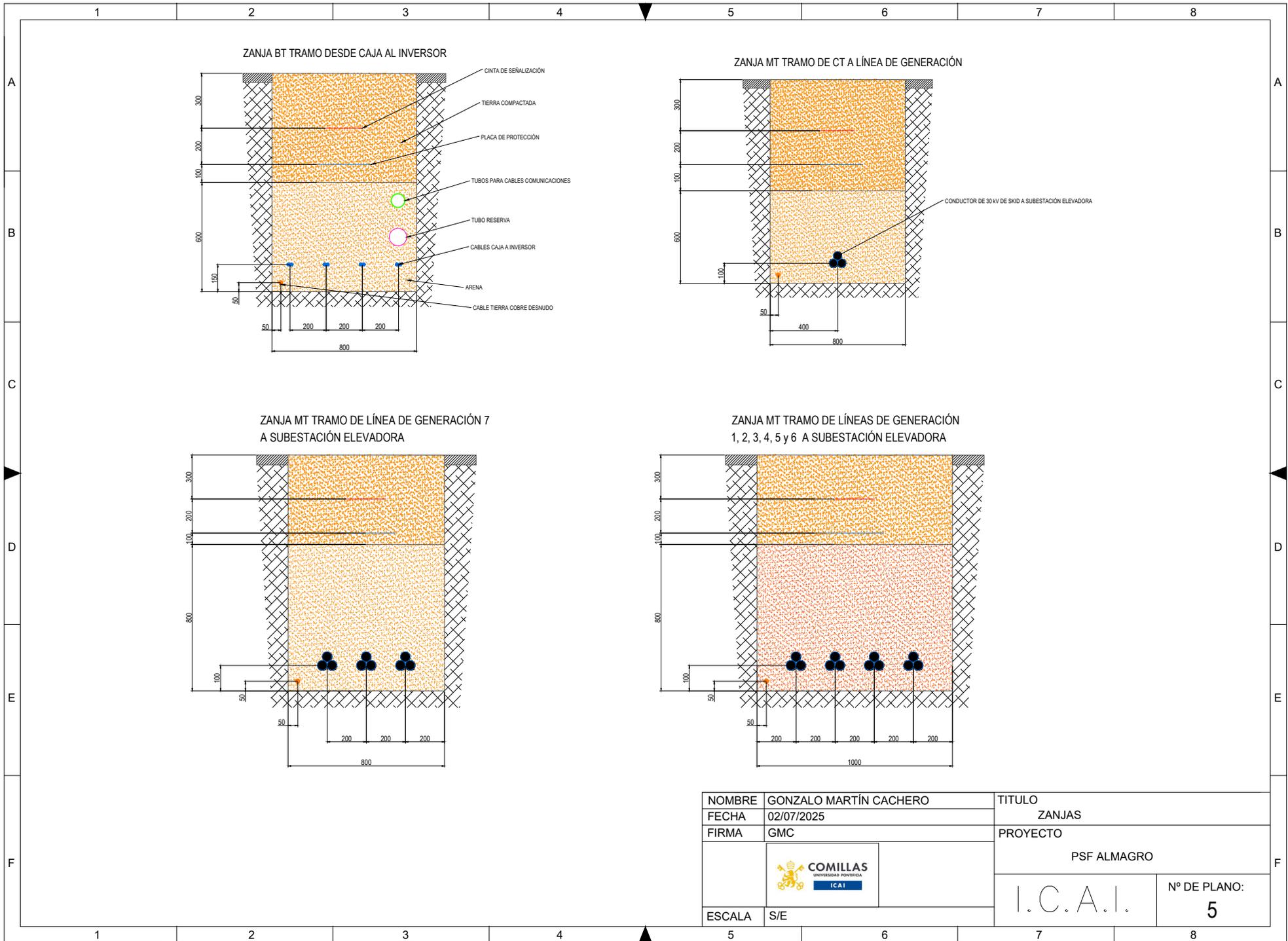


NOMBRE	GONZALO MARTÍN CACHERO	TITULO	UNIFILAR BT	
FECHA	02/07/2025	PROYECTO	PSF ALMAGRO	
FIRMA	GMC		I.C.A.I.	
ESCALA	S/E		Nº DE PLANO:	3





NOMBRE	GONZALO MARTÍN CACHERO	TÍTULO	UNIFILAR MT-SE
FECHA	02/07/2025	PROYECTO	PSF ALMAGRO
FIRMA	GMC		
ESCALA	S/E		
		I.C.A.I.	Nº DE PLANO: <b>4</b>



NOMBRE	GONZALO MARTÍN CACHERO	TÍTULO	ZANJAS
FECHA	02/07/2025	PROYECTO	PSF ALMAGRO
FIRMA	GMC		
		I.C.A.I.	Nº DE PLANO: <b>5</b>
ESCALA	S/E		

## **ANEXO III. SIMULACIÓN COMPLETA CON PVSYST**

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: Almagro\_psv

Variant: AÑO 1 CASO FINAL

Trackers single array, with backtracking

System power: 100.0 MWp

Almagro\_Psv - Spain

**Author**

Gonzalo Martin (Spain)



**PVsyst V7.3.4**

VCO, Simulation date:  
 12/07/25 12:04  
 with v7.3.4

**Project summary**

<b>Geographical Site</b> Almagro_Psfv Spain	<b>Situation</b> Latitude 38.97 °N Longitude -3.76 °W Altitude 621 m Time zone UTC	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Almagro_Psfv Propia - Sintético		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b> Simulation for year no 1	<b>Trackers single array, with backtracking</b>		
<b>PV Field Orientation</b> <b>Orientation</b> Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth -170 °	<b>Tracking algorithm</b> Astronomic calculation Backtracking activated	<b>Near Shadings</b> Linear shadings Diffuse shading Automatic	
<b>System information</b>			
<b>PV Array</b> Nb. of modules 153900 units Pnom total 100.0 MWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 27 units Pnom total 84.38 MWac Pnom ratio 1.186		
<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)			

**Results summary**

Produced Energy 204964701 kWh/year	Specific production 2049 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 85.29 %
------------------------------------	---------------------------------------	------------------------

**Table of contents**

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



**PVsyst V7.3.4**

VCO, Simulation date:  
 12/07/25 12:04  
 with v7.3.4

**General parameters**

**Grid-Connected System**

**Trackers single array, with backtracking**

**PV Field Orientation**

**Orientation**  
 Tracking plane, horizontal N-S axis  
 Axis azimuth -170 °

**Tracking algorithm**  
 Astronomic calculation  
 Backtracking activated

**Backtracking array**  
 Nb. of trackers 255 units  
 Single array

**Sizes**  
 Tracker Spacing 6.00 m  
 Collector width 2.38 m  
 Ground Cov. Ratio (GCR) 39.7 %  
 Phi min / max. +/- 60.0 °

**Backtracking strategy**  
 Phi limits for BT +/- 66.4 °  
 Backtracking pitch 6.00 m  
 Backtracking width 2.38 m

**Models used**

Transposition Perez  
 Diffuse Perez, Meteonorm  
 Circumsolar separate

**Horizon**

Free Horizon

**Near Shadings**

Linear shadings  
 Diffuse shading Automatic

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**Bifacial system**

Model 2D Calculation  
 unlimited trackers

**Bifacial model geometry**

Tracker Spacing 6.00 m  
 Tracker width 2.38 m  
 GCR 39.7 %  
 Axis height above ground 1.30 m

**Bifacial model definitions**

Ground albedo 0.15  
 Bifaciality factor 72 %  
 Rear shading factor 4.5 %  
 Rear mismatch loss 7.0 %  
 Shed transparent fraction 0.0 %

**PV Array Characteristics**

**PV module**

Manufacturer Generic  
 Model TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex  
 (Original PVsyst database)  
 Unit Nom. Power 650 Wp  
 Number of PV modules 153900 units  
 Nominal (STC) 100.0 MWp  
 Modules 5130 Strings x 30 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 91.66 MWp  
 U mpp 1028 V  
 I mpp 89162 A

**Total PV power**

Nominal (STC) 100035 kWp  
 Total 153900 modules  
 Module area 478068 m²

**Inverter**

Manufacturer Generic  
 Model SG3125-HV-20  
 (Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 3125 kWac  
 Number of inverters 27 units  
 Total power 84375 kWac  
 Operating voltage 875-1300 V  
 Max. power (=>25°C) 3593 kWac  
 Pnom ratio (DC:AC) 1.19

**Total inverter power**

Total power 84375 kWac  
 Max. power 97011 kWac  
 Number of inverters 27 units  
 Pnom ratio 1.19



**PVsyst V7.3.4**

VCO, Simulation date:  
12/07/25 12:04  
with v7.3.4

**Array losses**

**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 2.0 %

**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance  
Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K  
Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

**DC wiring losses**

Global array res. 0.13 mΩ  
Loss Fraction 1.0 % at STC

**LID - Light Induced Degradation**

Loss Fraction 1.5 %

**Module Quality Loss**

Loss Fraction -0.3 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**Strings Mismatch loss**

Loss Fraction 0.2 %

**Module average degradation**

Year no 1  
Loss factor 0.46 %/year

**Mismatch due to degradation**

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

**IAM loss factor**

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

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

**System losses**

**Auxiliaries loss**

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

**AC wiring losses**

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

Inverter voltage 600 Vac tri  
Loss Fraction 0.12 % at STC

**Inverter: SG3125-HV-20**

Wire section (27 Inv.) Alu 27 x 3 x 2000 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 7 m

**MV line up to HV Transfo**

MV Voltage 30 kV  
Wires Alu 3 x 2000 mm<sup>2</sup>  
Length 2886 m  
Loss Fraction 0.50 % at STC

**HV line up to Injection**

HV line voltage 220 kV  
Wires Alu 3 x 120 mm<sup>2</sup>  
Length 9302 m  
Loss Fraction 0.50 % at STC

**AC losses in transformers**

**MV transfo**

Medium voltage 30 kV

**Transformer parameters**

Nominal power at STC 99.03 MVA  
Iron Loss (24/24 Connexion) 167.37 kVA  
Iron loss fraction 0.17 % at STC  
Copper loss 938.85 kVA  
Copper loss fraction 0.95 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 0.03 mΩ



**PVsyst V7.3.4**

VCO, Simulation date:  
12/07/25 12:04  
with v7.3.4

**AC losses in transformers**

**HV transfo**

Grid voltage 220 kV

**Transformer from Datasheets**

Nominal power 125000 kVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 100.00 kVA

Iron loss fraction 0.08 % of PNom

Copper loss 630.00 kVA

Copper loss fraction 0.50 % at PNom

Coils equivalent resistance 3 x 36.29 mΩ

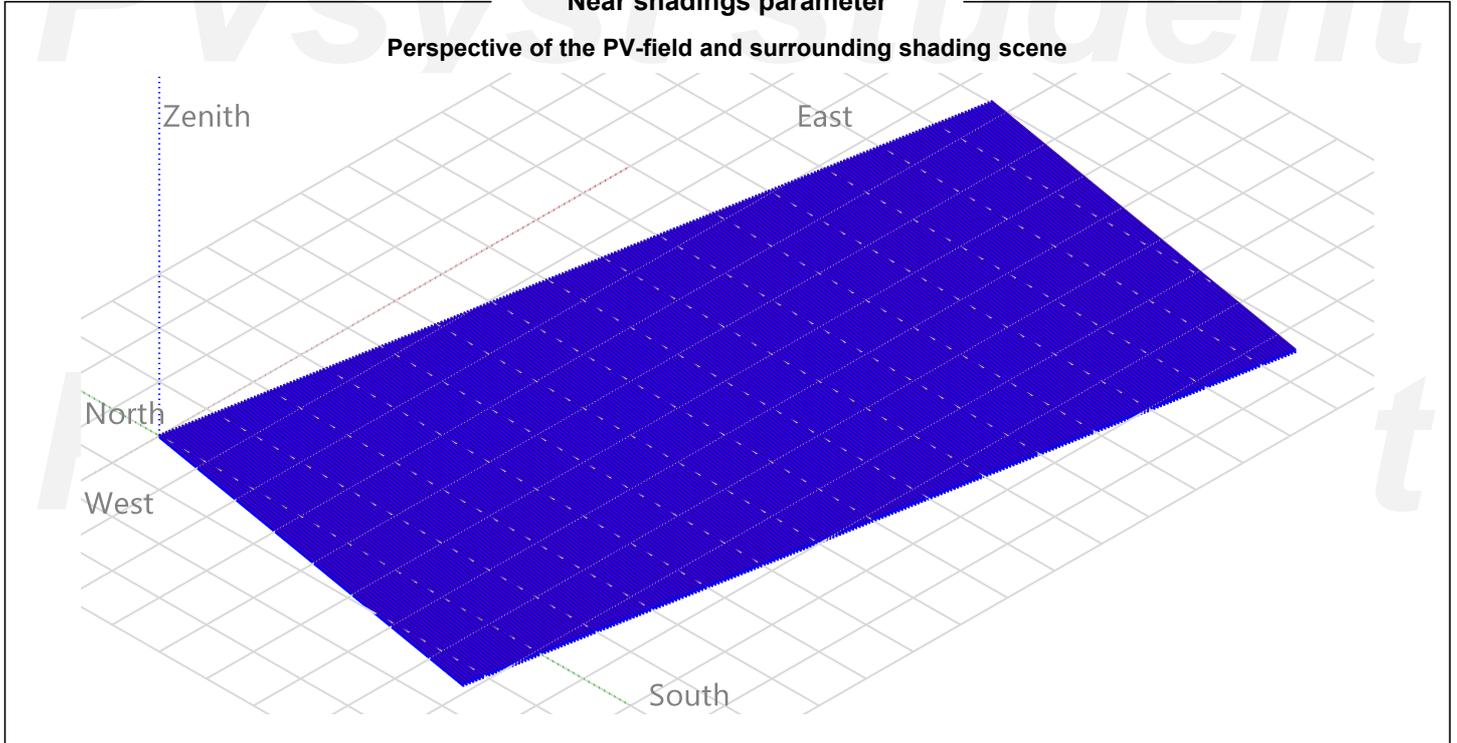


**PVsyst V7.3.4**

VCO, Simulation date:  
12/07/25 12:04  
with v7.3.4

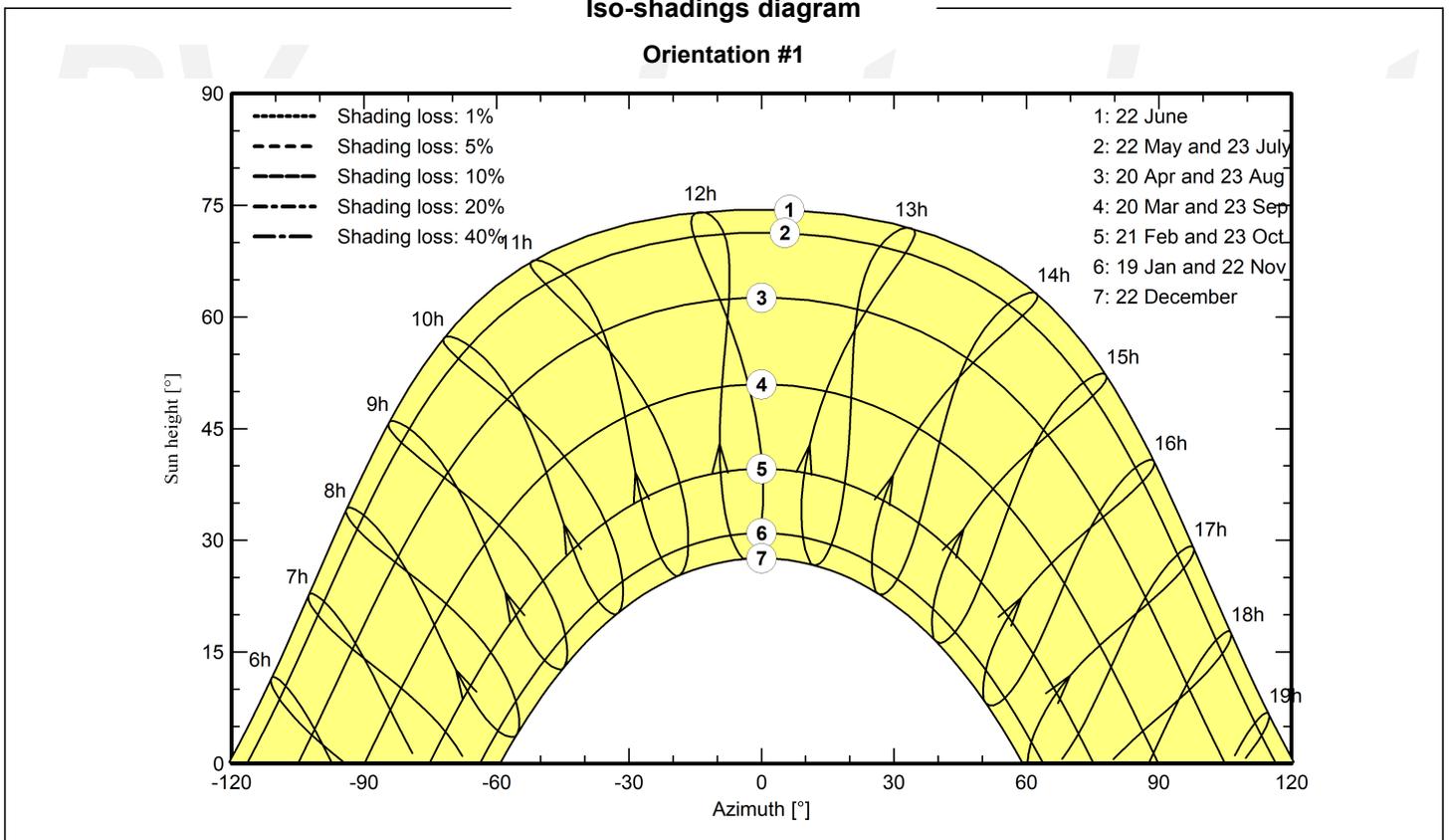
**Near shadings parameter**

**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**

**Orientation #1**





**PVsyst V7.3.4**

VCO, Simulation date:  
 12/07/25 12:04  
 with v7.3.4

Gonzalo Martin (Spain)

**Main results**

**System Production**

Produced Energy 204964701 kWh/year

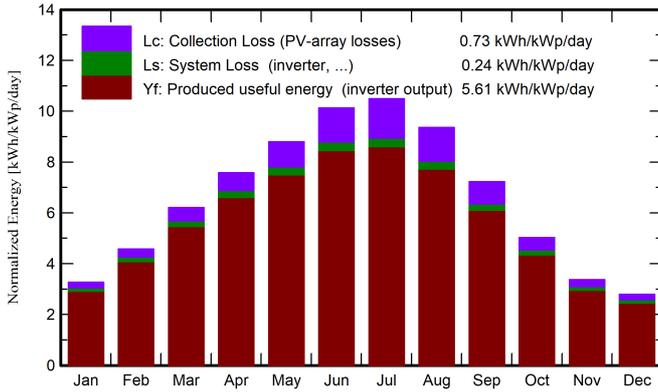
Specific production

2049 kWh/kWp/year

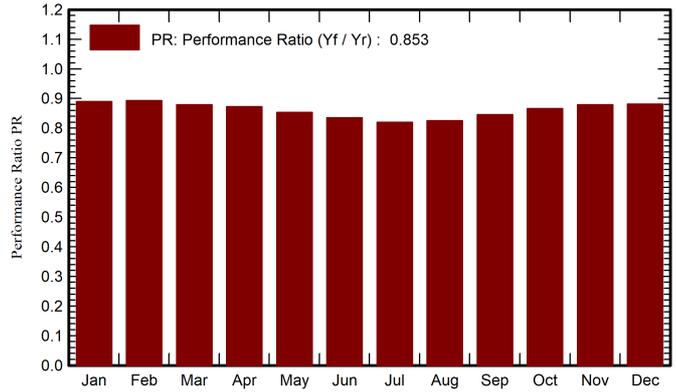
Perf. Ratio PR

85.29 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	71.0	23.90	5.50	101.6	95.0	9478673	9042672	0.890
February	92.4	28.30	7.20	128.2	121.7	11962740	11448845	0.893
March	140.8	41.90	10.60	192.6	183.7	17661865	16945258	0.879
April	168.7	55.20	13.50	227.4	217.8	20660678	19840745	0.872
May	205.3	65.40	18.40	272.7	261.4	24228177	23273841	0.853
June	227.1	59.15	23.90	304.0	291.9	26412386	25398074	0.835
July	241.0	54.60	27.60	325.3	313.0	27758824	26679482	0.820
August	212.6	49.60	26.90	290.3	279.0	24943670	23977594	0.826
September	157.1	42.60	21.70	216.8	207.4	19091108	18337526	0.846
October	112.8	36.90	16.30	156.0	148.2	14100943	13513785	0.866
November	73.4	26.40	9.80	101.0	94.8	9325954	8883962	0.879
December	62.0	22.30	6.60	86.4	80.5	8028736	7622918	0.882
Year	1764.2	506.26	15.72	2402.4	2294.4	213653753	204964701	0.853

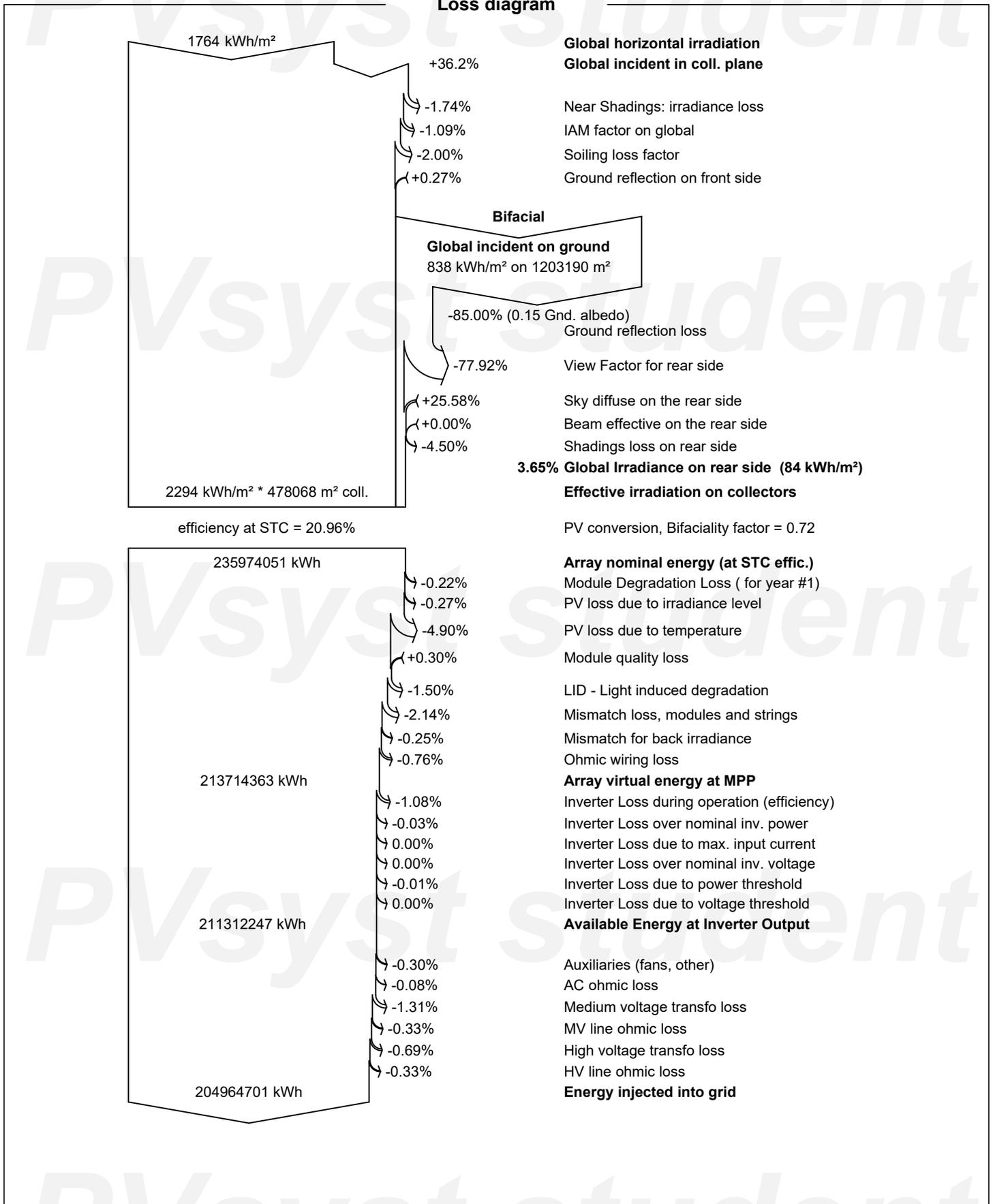
**Legends**

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



**PVsyst V7.3.4**

VCO, Simulation date:  
 12/07/25 12:04  
 with v7.3.4



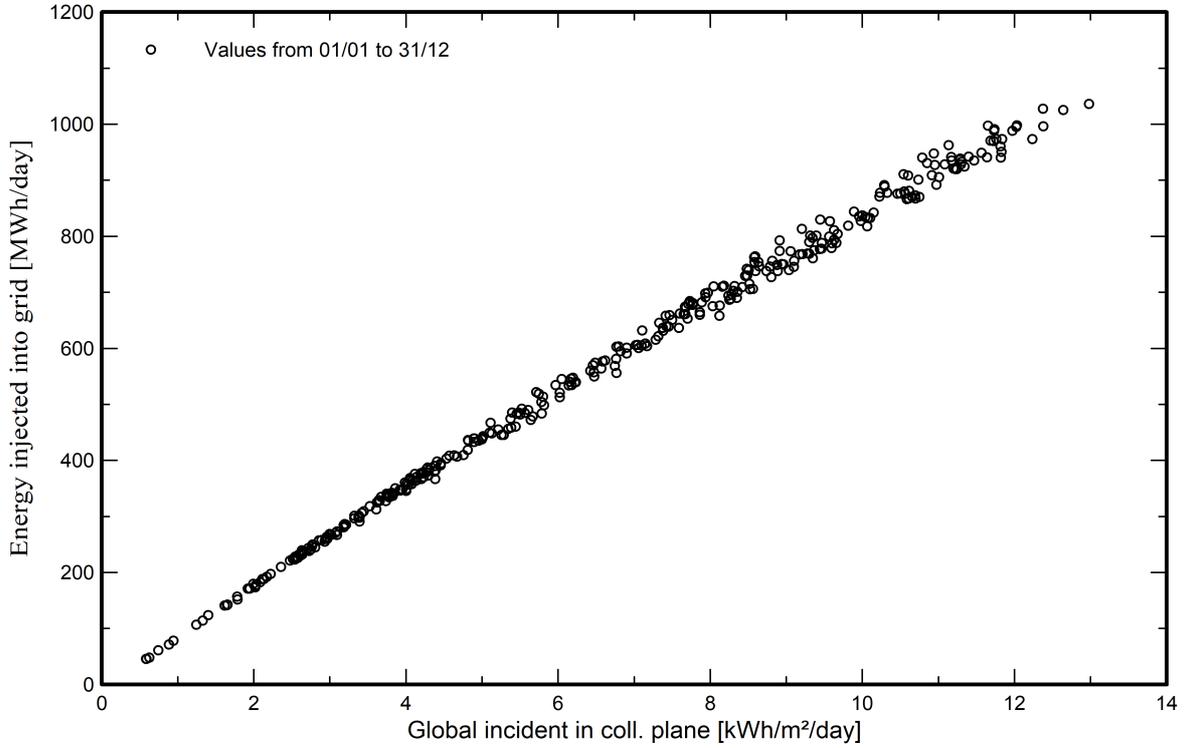


PVsyst V7.3.4

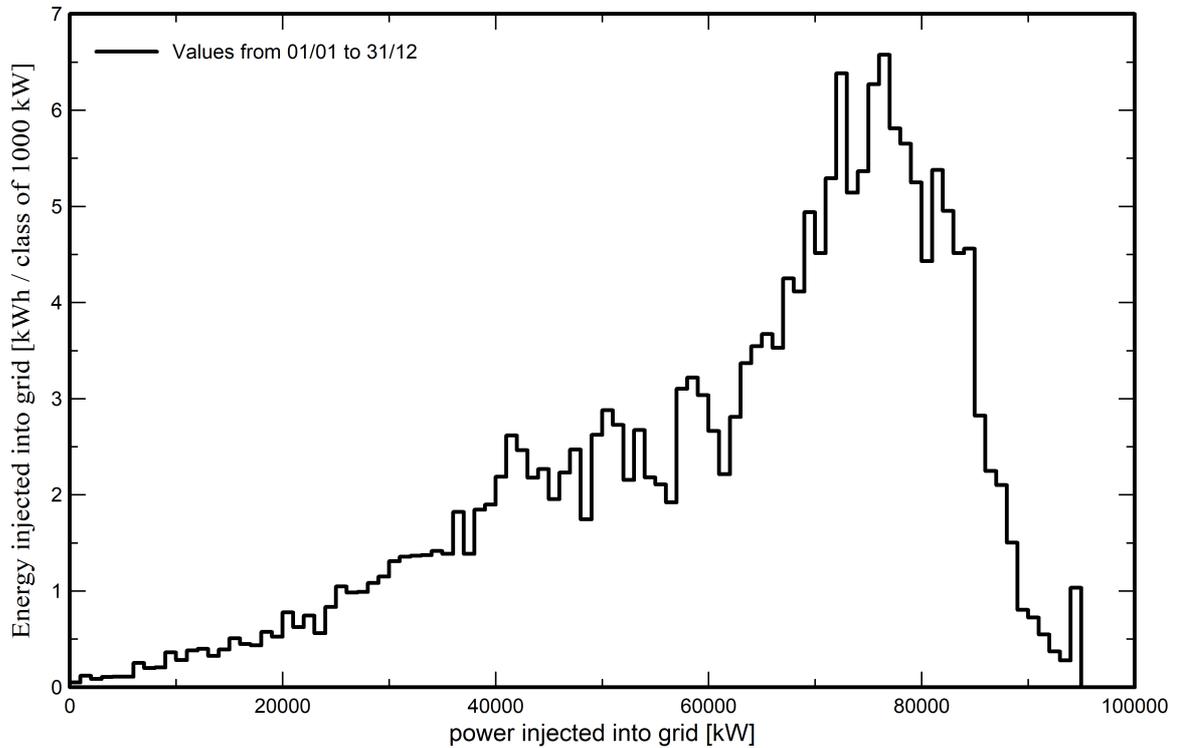
VCO, Simulation date:  
12/07/25 12:04  
with v7.3.4

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

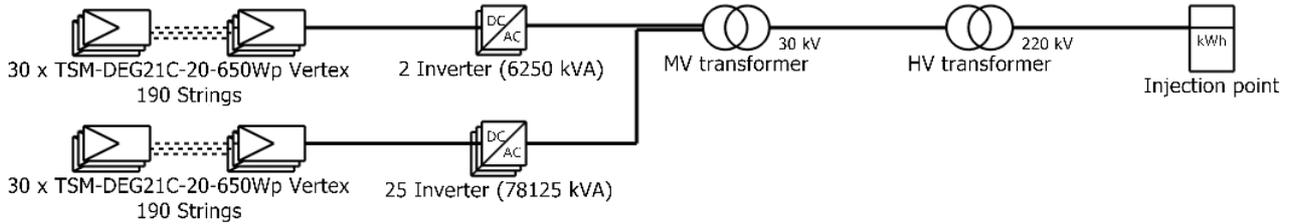




**PVsyst V7.3.4**

VCO, Simulation date:  
12/07/25 12:04  
with v7.3.4

# Single-line diagram



PV module	TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex
Inverter	SG3125-HV-20
String	30 x TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex

Almagro\_psfv

Gonzalo Martin (Spain)

VCO : AÑO 1 CASO FINAL

16/07/25

## ANEXO IV. PRESUPUESTO

En este anexo se presentarán los distintos costes que comprenden el presupuesto de la instalación. Estos costes se dividen en costes de obra civil, costes de los equipos principales y costes de la instalación eléctrica. Las siguientes tres tablas muestran el desglose de cada uno de estos costes.

<b>EQUIPOS PRINCIPALES</b>				
<i>Unidad</i>	<i>Descripción</i>	<i>Precio unitario</i>	<i>Nº unidades</i>	<i>Importe total</i>
ud	Panel solar	65,50 €	153.900	10.080.450,00 €
ud	Estructura soporte	35.175,00 €	255	8.969.625,00 €
ud	Caja de centralización	1.500,00 €	432	648.000,00 €
ud	Inversor	168.518,52 €	27	4.550.000,00 €
ud	Transformador 0,6/30 kV	75.185,19 €	27	2.030.000,00 €
ud	Edificio prefabricado	15.555,56 €	27	420.000,00 €
ud	Transformador 30/220 kV	1.000.000,00 €	1	1.000.000,00 €
ud	Gastos de desarrollo	800.000,00 €	1	800.000,00 €
<b>TOTAL</b>				<b>28.498.075,00 €</b>

Tabla 40. Presupuesto Equipos. Fuente: Elaboración propia

<b>OBRA CIVIL</b>				
<i>Unidad</i>	<i>Descripción</i>	<i>Precio</i>	<i>Nº</i>	<i>Importe total</i>
ml	Accesos	1.240,00 €	400	496.000,00 €
ha	Acondicionamiento de terrenos	25.00,00 €	80	2.000.000,00 €
ud	Cimentaciones campo solar	19.607,84 €	255	5.000.000,00 €
ml	Zanjas para canalizaciones	43,86 €	22.800	1.000.000,00 €
ml	Vallado perimetral	125,00 €	4.000	500.000,00 €
ud	Estudio geotécnico	50.000,00 €	1	50.000,00 €
ud	Montaje seguidores	1.960,78 €	255	500.000,00 €

ha	Urbanización	5.000,00 €	100	500.000,00 €
ml	Soterramiento	100.000,00 €	1	100.000,00 €
ud	Subestación elevadora	600.000,00 €	1	600.000,00 €
ud	Mano de obra y montaje mecánico general	8.200.000,00 €	1	8.200.000,00 €
<b>TOTAL</b>				<b>18.946.000,00 €</b>

Tabla 41. Presupuesto Obra Civil. Fuente: Elaboración propia

**INSTALACIÓN ELÉCTRICA**

<i>Unidad</i>	<i>Descripción</i>	<i>Precio unitario</i>	<i>Nº unidades</i>	<i>Importe total</i>
ud	Fusibles BT tramo entre paneles y cajas	4,30 €	5.130	22.059,00 €
ud	Fusibles BT tramo entre cajas e inversores	30,00 €	432	12.960,00 €
ml	Cable BT tramo entre paneles y cajas	2,80 €	359.100	1.005.480,00 €
ml	Cable BT tramo entre cajas e inversores	13,00 €	42.336	550.368,00 €
ml	Cable MT tramo entre CT y líneas de generación	18,00 €	5.670	102.060,00 €
ml	Cable MT tramo líneas de generación y SE	55,00 €	10.080	554.400,00 €
ud	Pica de acero cobreado (2m, 14mm)	8,90 €	190	1.691,00 €
ml	Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre (35mm <sup>2</sup> )	6,30 €	1.748	11.012,00 €
ml	Anillo de tierra subestación (conductor cobre 35mm <sup>2</sup> )	6,30 €	180	1.134,00 €

ud	SCADA	180.000,00 €	1	180.000,00 €
ud	Estación meteorológica	9.200,00 €	33	27.600,00 €
ud	Celdas AT Subestación elevadora (SE)	400.000,00 €	1	400.000,00 €
ud	Celdas MT SE	200.000,00 €	1	200.000,00 €
ud	Sistemas de protección y control SE	150.000,00 €	1	150.000,00 €
ud	Pararrayos, transformadores de medida e instrumentación	140.000,00 €	1	140.000,00 €
ud	Equipos de Seguridad	2.500,00 €	29	72.500,00 €
ud	Cables de datos	27.500,00 €	1	27.500,00 €
ud	Interconexión a ST Alarcos	3.000.000,00 €	1	2.595.000,00 €
ud	Montaje y terminaciones eléctricas	3.700.000,00 €	1	3.700.000,00 €
<b>TOTAL</b>				<b>9.753.764,40 €</b>

Tabla 42. Presupuesto Instalación Eléctrica. Fuente: Elaboración propia

El presupuesto total, después de calcular los tres presupuestos por separado es el siguiente:

<b><i>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN</i></b>	
<b><i>Resumen</i></b>	<b><i>Coste</i></b>
Equipos principales	28.498.075,00€
Obra civil	18.946.000,00 €
Instalación eléctrica	9.753.764,40 €
Ingeniería y gestión	3.000.000,00 €
<b>TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>60.197.839,40 €</b>
Gastos generales (13%)	7.825.719,12 €
Beneficio industrial (6%)	3.611.870,36 €
<b>TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</b>	<b>71.635.428,89 €</b>

Tabla 43. Presupuesto total. Fuente: Elaboración propia

De modo que el presupuesto total de ejecución por contrata del proyecto de la planta solar fotovoltaica de Almagro asciende a la cantidad de:

**SETENTA Y UN MILLONES SEISCIENTOS TREINTA Y CINCO MIL  
CUATROCIENTOS VEINTIOCHO EUROS CON OCHENTA Y NUEVE  
CÉNTIMOS (71.635.428,89 €)**

## **ANEXO V. PLIEGO DE CONDICIONES**

## **ÍNDICE GENERAL**

- 1. PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES**
- 2. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE OBRA CIVIL**
- 3. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA**

## **I. PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES**

### **1.1. Objeto**

El presente Pliego de Condiciones Generales tiene por finalidad establecer las disposiciones técnicas, administrativas, legales y de seguridad que rigen la ejecución del proyecto, incluyendo el campo fotovoltaico, la red de media tensión, la subestación elevadora 30/220 kV y la infraestructura de conexión al sistema eléctrico.

Este documento comprende la totalidad de los trabajos necesarios para la correcta ejecución de la instalación, abarcando todos los oficios implicados, el suministro de equipos y materiales, la utilización de medios auxiliares, así como la regulación de las condiciones contractuales, legales y técnicas que afectan tanto a los procesos constructivos como a los agentes intervinientes. Asimismo, se definen los procedimientos de medición, verificación y control con los que valorar las unidades de obra ejecutadas conforme a proyecto.

### **1.2. Disposiciones generales**

La ejecución del proyecto deberá ajustarse estrictamente a la documentación técnica aprobada, a la legislación vigente, a las normas UNE de aplicación y a las directrices de la dirección de obra. Cualquier circunstancia no prevista se resolverá mediante aplicación del criterio técnico más restrictivo, priorizando siempre la seguridad y la fiabilidad operativa del sistema.

### **1.3. Códigos aplicables en el proyecto**

Las obras estarán sujetas a lo establecido en el presente Pliego de Condiciones, así como al cumplimiento de la normativa técnica, administrativa y legal que a continuación se detalla:

Las obras estarán sujetas a lo establecido en el presente Pliego de Condiciones, así como al cumplimiento de la normativa técnica, administrativa y legal que a continuación se detalla:

**1. Normativa Civil y de Contratación Pública:**

- Artículos 1588 y siguientes del Código Civil, en aquellos aspectos aplicables a la relación contractual.
- Real Decreto Legislativo 2/2000, de 16 de junio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas.
- Real Decreto 1098/2001, de 12 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento General de la citada Ley.

**2. Normativa Técnica del Sector Eléctrico:**

- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, junto con sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT.
- Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, por el que se establecen las condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas y centros de transformación.
- Decreto 2414/1961, de 30 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas.

**3. Normativa en materia de Seguridad y Salud Laboral:**

- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, aprobada por Orden del Ministerio de Trabajo de 9 de marzo de 1971.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas con riesgo dorsolumbar para los trabajadores.
- Preceptos vigentes en materia de seguridad y salud recogidos en ordenanzas laborales, reglamentos de trabajo, convenios colectivos aplicables y reglamentos de régimen interior de la empresa contratista.

Las obras se ejecutarán conforme a lo indicado en el presente Pliego de Condiciones Técnicas. En caso de modificación o sustitución de alguna norma durante la obra, se aplicará la versión vigente.

Si existiera contradicción entre este Pliego y otras normativas o especificaciones, prevalecerá lo aquí establecido. Cualquier duda o situación no prevista será resuelta por la dirección de obra, cuya decisión será de obligado cumplimiento.

#### **1.4. Seguridad en la ejecución**

El contratista será responsable de adoptar todas las medidas necesarias para garantizar la seguridad y salud de los trabajadores, usuarios y terceros, conforme a la Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales y su normativa de desarrollo. La ejecución de los trabajos estará sujeta al cumplimiento del Plan de Seguridad y Salud validado por la Coordinación de Seguridad.

La dirección de obra tendrá la potestad de suspender total o parcialmente los trabajos en caso de incumplimiento de las condiciones de seguridad, o si se detecta la existencia de riesgos graves e inminentes para los trabajadores o para el entorno de la obra.

En caso de observarse conductas negligentes o imprudentes por parte del personal de obra, el director de obra podrá requerir por escrito a la empresa contratista la sustitución inmediata del trabajador implicado, dejando constancia de los motivos que justifican dicha solicitud.

#### **1.5. Organización técnica de los trabajos**

El contratista deberá planificar la ejecución conforme al cronograma contractual, garantizando la correcta coordinación entre oficios, subcontratistas y medios auxiliares. Se presentará un Programa de Trabajo con la secuenciación detallada de las unidades de obra, recursos materiales y humanos, y procedimientos de control de calidad.

### **1.6. Datos de la obra**

El contratista recibirá una copia de los planos, el pliego de condiciones y la documentación necesaria para la ejecución del proyecto, siendo responsable de su conservación y correcta utilización. Las copias o anotaciones generadas deberán devolverse a la dirección de obra al finalizar los trabajos.

Una vez terminada la obra, el contratista dispondrá de un plazo de dos meses para entregar la documentación actualizada, incorporando las modificaciones realizadas en campo y previamente aprobadas. Ninguna modificación podrá ejecutarse sin autorización expresa de la dirección de obra.

### **1.7. Replanteo general de obra**

Antes del inicio de los trabajos, se realizará el replanteo del proyecto en presencia del director de obra, el contratista y la propiedad, levantándose el acta correspondiente firmada por las tres partes.

El contratista verificará la adecuación del terreno a las condiciones del proyecto y comunicará cualquier discrepancia. No podrá iniciarse la ejecución hasta que el replanteo esté validado oficialmente.

### **1.8. Modificaciones en el proyecto**

Cualquier modificación sobre el proyecto deberá ser solicitada y justificada técnicamente ante la dirección de obra, quien resolverá su viabilidad y conveniencia. No se permitirá la ejecución de modificaciones sin autorización expresa y por escrito.

## **1.9. Recepción y gestión del material**

El contratista será responsable de la recepción, acopio, conservación y trazabilidad de los materiales y equipos suministrados en obra. Todos los productos deberán contar con marcado CE, documentación técnica y certificados de conformidad.

La dirección de obra, junto al contratista, validará los materiales recibidos, comprobando su conformidad con las especificaciones del proyecto antes de su instalación. No se permitirá la incorporación de materiales deteriorados, no certificados o no autorizados.

## **1.10. Organización general**

El contratista deberá establecer una organización adecuada para ejecutar la obra conforme al proyecto, designando un responsable técnico con capacidad de interlocución con la dirección de obra.

Asumirá las responsabilidades legales derivadas de su condición de testigo legal de la obra, incluyendo el cumplimiento de la normativa laboral, el pago de salarios y cargas sociales, y la aplicación de la legislación vigente.

## **1.11. Ejecución técnica de los trabajos**

Los trabajos se ejecutarán conforme al proyecto, a este Pliego y, en su caso, al Pliego de Condiciones Técnicas. El contratista deberá garantizar la calidad, seguridad y correcta secuencia de ejecución.

No se permitirá ninguna modificación sin aprobación previa y por escrito de la dirección de obra.

## **1.12. Plazos de ejecución**

Los trabajos se desarrollarán dentro del plazo total establecido en el contrato. La programación será supervisada mediante hitos parciales definidos por la dirección de obra.

El contratista deberá justificar cualquier desviación o dilación mediante informe técnico razonado.

### **1.13. Recepción provisional de las obras**

Una vez finalizados los trabajos, se llevará a cabo la Recepción Provisional de la instalación en presencia de la propiedad, el contratista y la dirección de obra. Se levantará Acta de Recepción Provisional, una vez verificado que la obra cumple con la totalidad de las especificaciones técnicas. Desde esta fecha se computará el periodo de garantía. En caso de no conformidad, se fijará un nuevo plazo para la corrección de defectos, sin perjuicio de las reclamaciones que correspondan contractualmente.

### **1.14. Plazo de garantía**

El plazo de garantía será el establecido en el contrato, y en su defecto, se entenderá como mínimo de doce (12) meses desde la fecha del Acta de Recepción Provisional. Durante este periodo, el contratista se compromete a realizar, por su cuenta, todas las operaciones de mantenimiento y subsanación necesarias para garantizar la funcionalidad, seguridad y conservación de la instalación.

### **1.15. Recepción definitiva**

Transcurrido el plazo de garantía y previa inspección técnica favorable, se levantará Acta de Recepción Definitiva de la obra, suscrita por la propiedad, la dirección de obra y el contratista, quedando formalmente aprobada la instalación como ejecutada conforme a proyecto y libre de defectos.

## **II. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE OBRA CIVIL**

### **2.1. Objeto**

Este documento recoge los criterios técnicos necesarios para la correcta realización de las actuaciones relacionadas con movimientos de tierras, caminos, canalizaciones, cimentaciones, vallado perimetral y demás elementos auxiliares necesarios para la correcta ejecución del proyecto.

### **2.2. Instrucciones y normas**

La obra civil se ejecutará conforme a lo dispuesto en las siguientes normativas y documentos técnicos:

- Código Técnico de la Edificación (CTE)
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT)
- Real Decreto 337/2014 (Instalaciones de Alta Tensión)
- Normas UNE aplicables a canalizaciones y cimentaciones
- Guías técnicas y recomendaciones del CEDEX (Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas)
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carreteras y Puentes
- Normativa municipal vigente y recomendaciones del IDEA

### **2.3. Descripción de la obra**

#### **2.3.1. Documentación**

La documentación técnica del proyecto incluirá memoria, anexos de cálculo, mediciones y presupuesto, planos y especificaciones. Esta documentación servirá de base para la ejecución, supervisión y control de calidad de la obra.

### **2.3.2. Planos**

Los planos de obra civil comprenderán la implantación general del campo solar, trazado de caminos, zanjas, cimentaciones, drenajes y vallado. Se utilizarán durante todo el proceso constructivo como referencia directa para el replanteo y control de obra.

Estos planos deben ser verificados por el contratista, con el objetivo de comunicar a la dirección de obra los defectos que se encuentren. Por el contrario, si se encontrasen posteriormente defectos, la responsabilidad de lo que estos provoquen cae sobre el contratista.

### **2.3.3. Interpretación de la documentación**

Toda la documentación técnica será interpretada por la dirección facultativa y por el contratista. En caso de discrepancia, prevalecerán las instrucciones de la dirección de obra. Las modificaciones necesarias por condiciones imprevistas deberán ser justificadas y aprobadas por la propiedad.

### **2.3.4. Replanteo**

Antes del inicio de las obras, se realizará el replanteo topográfico de todos los elementos: caminos, zanjas, estructuras, centros eléctricos y cerramiento. El replanteo se ejecutará utilizando equipos topográficos adecuados (estación total y GPS) y será validado por la dirección de obra.

El contratista estará facultado para ejecutar cuantos replanteos considere necesarios a fin de garantizar la correcta localización en planta y cota de las distintas unidades de obra proyectadas, siendo plenamente responsable de las posibles desviaciones, defectos de ejecución o incompatibilidades que pudieran derivarse de dicha actividad.

La dirección de obra, en el ejercicio de sus competencias, podrá efectuar las comprobaciones que estime oportunas sobre los replanteos realizados, correspondiendo al contratista la obligación de proporcionar los medios materiales y humanos necesarios para la adecuada realización de dichas verificaciones.

### **2.3.5. Seguridad y Salud**

El contratista asumirá la responsabilidad plena sobre la custodia, mantenimiento y adecuada conservación de la obra hasta que se produzca su recepción formal por parte de la Propiedad.

Asimismo, le corresponde garantizar la correcta señalización y protección de la obra, así como de sus accesos, conforme a lo establecido en la normativa vigente en materia de seguridad y salud laboral, y en particular, de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo.

Se implementarán medidas preventivas frente a riesgos de excavación, manipulación de maquinaria pesada, trabajos en altura y exposición solar.

### **2.3.6. Control de calidad**

El control de calidad de la obra se desarrollará conforme a lo establecido en la normativa técnica aplicable y a los criterios definidos en el presente proyecto, incluyendo tanto verificaciones documentales como pruebas sobre el terreno. Dicho control comprenderá, entre otras actuaciones, los ensayos “in situ” para verificar el grado de compactación de los rellenos; la comprobación de las características geométricas de las zanjas, en cuanto a profundidad y sección; el control dimensional del replanteo respecto a los planos de ejecución; la recepción de materiales (zahorra, hormigón, acero, tuberías, etc.), evaluando su conformidad con las especificaciones del proyecto, y la revisión documental que acredite el cumplimiento normativo de todos los elementos y procesos constructivos.

Con el fin de garantizar dicho control, la dirección de obra podrá requerir la realización de cuantos ensayos o pruebas estime necesarios, en concordancia con lo dispuesto en los artículos del presente documento y las normas técnicas de referencia. Estos ensayos podrán ser asumidos económicamente por el contratista, siempre que su número y tipología estén contemplados en el presente proyecto o en otros acuerdos contractuales. En el caso de pruebas de carga previstas expresamente o necesarias por resultados insatisfactorios, según criterio de la Dirección de Obra, el contratista cubrirá los costes

correspondientes. En el resto de los supuestos, dichos costes correrán a cargo de la Propiedad, debiendo el contratista aportar los medios materiales y humanos necesarios para su correcta ejecución.

## **2.4. Ejecución de excavaciones**

### **2.4.1. Excavación en zanjas**

La ejecución de las zanjas se llevará a cabo de forma mecanizada, con una profundidad comprendida entre 0,60 m y 0,80 m, salvo que los planos del proyecto indiquen otra cota específica, en cuyo caso se respetará dicha profundidad con una tolerancia admisible de  $\pm 5$  cm. En caso de excavación por debajo del límite inferior de tolerancia, el contratista deberá proceder a su restitución mediante relleno compactado, cuya calidad será verificada y aprobada por la dirección de obra.

La anchura de la excavación se dimensionará en función del número de conductores a alojar y de las condiciones del terreno, evitando sobreechamientos innecesarios. Las zanjas albergarán, según proceda, las líneas de media tensión, cables de fibra óptica y conductores de puesta a tierra, respetando las profundidades y separaciones exigidas en los planos de ejecución y la normativa vigente.

Se garantizará la estabilidad de las paredes mediante el mantenimiento de taludes adecuados a la naturaleza del terreno, y en caso necesario, se recurrirá a sistemas de entibación o apuntalamiento, en cumplimiento de lo establecido en la ITC-BT-07. La excavación se realizará de forma continua y bajo supervisión, con el objetivo de evitar desmoronamientos o inestabilidades.

Los materiales extraídos durante la excavación serán acopiados paralelamente al borde de la zanja, a una distancia mínima de un metro, y dispuestos de manera que no comprometan la seguridad ni la integridad estructural del propio tajo.

## **2.5. Estanqueidad de excavaciones**

Durante la ejecución de los trabajos, las excavaciones deberán mantenerse secas y libres de acumulaciones de agua, especialmente en el fondo de las zanjas. El contratista será responsable de implementar las medidas necesarias para evitar la presencia de agua procedente de precipitaciones, escorrentías superficiales o infiltraciones del subsuelo, incluyendo el empleo de bombas de achique, cunetas provisionales y sistemas de drenaje temporal.

No se permitirá la colocación de canalizaciones sobre superficies encharcadas ni la ejecución de trabajos sobre terreno saturado, a fin de garantizar la estabilidad y durabilidad de las unidades de obra. Asimismo, se adoptarán precauciones para evitar que el agua en contacto con las zanjas deteriore morteros, mezclas de u otros materiales que aún no hayan alcanzado su fraguado.

Las aguas recogidas deberán ser evacuadas de forma controlada y sin causar afecciones a las obras, al entorno ni a terceros, quedando expresamente prohibido su vertido directo en el interior de las excavaciones.

## **2.6. Rellenos**

### **2.6.1. Relleno de zanjas para cables eléctricos**

Las zanjas destinadas a alojar los cables eléctricos se diferenciarán según su función en el sistema:

#### **a) Zanjas para cables de corriente continua**

Estas zanjas conectan los strings fotovoltaicos con las cajas de protección e inversores. Se caracterizan por albergar un mayor número de conductores en paralelo. La profundidad mínima será de 0,6 m y el ancho se ajustará al número de tubos, con separación mínima entre ellos de 5 cm.

El fondo se rellenará con una capa de arena tamizada de 10 cm sobre la que se colocarán los tubos corrugados de polietileno (PEAD tipo CPR, conforme a ITC-BT-07). Sobre los tubos se aplicará otra capa de arena de 10 cm, seguida de malla de señalización de

color rojo. El resto del relleno se hará con el mismo material excavado compactado por tongadas de 20 cm.

b) Zanjas para cables de media tensión

Estas zanjas conectan los inversores con los transformadores y, posteriormente, con la subestación elevadora. Dada la mayor tensión y sección de los conductores, estas zanjas tendrán una profundidad mínima de 0,8 m y una anchura superior, adaptada al número de fases (habitualmente tres conductores por fase).

Los cables se alojarán también en tubos corrugados o directamente enterrados, según prescripción técnica, con cama y cobertura de arena, malla señalizadora de color amarillo y relleno con zahorra natural compactada cuando crucen caminos.

El diseño y ejecución seguirán las recomendaciones del CEDEX para canalizaciones eléctricas enterradas, garantizando la disipación térmica y la accesibilidad para futuras actuaciones.

### **2.6.2. Control de calidad**

El contratista será responsable de realizar los ensayos de control conforme a los artículos del proyecto y a la normativa técnica vigente. El control de los rellenos se efectuará según las normas NLT-108 y NLT-109 del CEDEX, así como UNE 103501 (Proctor) y UNE 103502 (densidad “in situ”), exigiéndose un grado de compactación mínimo del 95% del Proctor modificado en caminos y canalizaciones.

Se seguirán las recomendaciones de la Guía de Firmes del CEDEX y su Laboratorio de Geotecnia para asegurar la estabilidad del terreno. En obras de pequeño volumen, podrá prescindirse del laboratorio permanente, pero deberán realizarse los ensayos prescritos. La dirección de obra podrá efectuar controles adicionales sin coste para la Propiedad, utilizando el laboratorio de control.

## **III. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS**

### **INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA**

#### **3.1. Objeto**

El presente Pliego tiene por objeto definir los criterios técnicos que deben regir el diseño, suministro, instalación y puesta en servicio de la infraestructura eléctrica de una planta solar fotovoltaica. Se incluyen las especificaciones de los componentes principales, las condiciones de conexión a red, las medidas de protección, puesta a tierra, mantenimiento y garantías necesarias para asegurar un funcionamiento seguro, eficiente y conforme a la normativa vigente.

#### **3.2. Disposiciones Generales**

Será de aplicación la totalidad de la normativa técnica vigente en materia de instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red:

- Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, sobre prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, sobre seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre equipos de protección individual.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, sobre utilización de equipos de trabajo.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, que aprueba el Código Técnico de la Edificación, especialmente el Documento Básico HE Ahorro de Energía.
- Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, que adopta medidas urgentes en el sector energético.
- Resolución de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, que aprueba el procedimiento de operación 12.3 sobre respuesta frente a huecos de tensión en instalaciones eólicas.
- Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, sobre la garantía del origen de electricidad de fuentes renovables y cogeneración de alta eficiencia.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que regula la producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Resolución de 26 de junio de 2007, de la Secretaría General de Energía, que modifica las reglas del mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, sobre producción y gestión de residuos de construcción y demolición.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, que aprueba el Reglamento de líneas eléctricas de alta tensión y sus ITC.
- Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, que adopta medidas en el sector energético y aprueba el bono social.
- Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, que adapta disposiciones del sector eléctrico a la Ley 25/2009.
- Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, sobre liquidación de la prima equivalente para instalaciones fotovoltaicas.
- Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, que establece medidas para corregir el déficit tarifario del sector eléctrico.
- Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo, sobre peajes de acceso y tarifas de instalaciones en régimen especial.
- Plan de Energías Renovables 2011-2020.
- Orden ITC/2585/2011, de 29 de septiembre, por la que se revisan los peajes de acceso, se establecen los precios de los peajes de acceso supervalles y se actualizan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, a partir de 1 de octubre de 2011.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, por el que se desarrolla la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología.
- Demás condiciones impuestas por los Organismos públicos afectados y ordenanzas Municipales.

### **3.3. Diseño**

#### **3.3.1. Generador Fotovoltaico**

Todos los módulos fotovoltaicos instalados deberán ser del mismo modelo. En caso de emplearse modelos diferentes, deberá garantizarse plenamente su compatibilidad eléctrica y mecánica, asegurando que no se generen efectos adversos en la instalación. La utilización de módulos cualificados distintos requerirá justificación técnica documentada, incluyendo los ensayos realizados, y su aprobación expresa por parte del I.D.A.E.

La orientación, inclinación y disposición del generador fotovoltaico deberán minimizar las pérdidas energéticas. Se admitirán tres configuraciones: instalación general, superposición de módulos e integración arquitectónica, cumpliéndose en todos los casos los límites establecidos para pérdidas por orientación, inclinación y sombreados.

En situaciones excepcionales en las que no sea posible cumplir con las disposiciones anteriores, se evaluará la reducción del rendimiento energético de la instalación, incluyendo dicha evaluación en la documentación del proyecto para su validación por parte del I.D.A.E.

Asimismo, cuando existan múltiples filas de módulos, las distancias mínimas entre ellas deberán calcularse conforme al procedimiento recomendado por el I.D.A.E., con objeto de evitar pérdidas significativas por sombras proyectadas.

#### **3.3.2. Sistema de Monitorización**

El sistema de monitorización, cuando así lo exija la normativa o convocatoria correspondiente, deberá registrar al menos las siguientes variables:

- Tensión y corriente en corriente continua a la entrada del inversor.
- Tensión de red en alterna por fases y potencia activa total a la salida del inversor.
- Potencia reactiva suministrada por el inversor.
- Radiación solar en el plano del generador mediante célula o módulo de tecnología equivalente (opcional).
- Temperatura ambiente en condiciones de sombra (opcional).

El sistema deberá ser accesible para el usuario y permitir la visualización y consulta de los datos mediante interfaz clara y funcional. Las variables deberán registrarse con una resolución horaria, garantizando la trazabilidad y supervisión del rendimiento de la instalación.

### **3.4. Componentes y Materiales**

Se garantizará, como mínimo, un aislamiento de clase I en equipos (módulos, inversores) y materiales (conductores, cajas y armarios), exceptuando el cableado de corriente continua, que será de doble aislamiento. La instalación incorporará todos los elementos necesarios para asegurar la calidad del suministro y la seguridad del personal y de la red, cumpliendo con la normativa aplicable.

Se dispondrán protecciones frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos y sobrecargas, así como cualquier otra medida exigida por la legislación vigente. Toda la documentación técnica incluirá especificaciones del fabricante y justificación de posibles modificaciones respecto al diseño inicial. Por razones operativas y de seguridad, la señalización y etiquetado de los equipos estará redactada en alguna lengua oficial del lugar de instalación.

#### **3.4.1. Estructuras de Soporte**

Las estructuras de soporte cumplirán lo establecido en el Código Técnico de la Edificación (CTE, RD 314/2006) y demás normativa aplicable. Deberán garantizar la resistencia mecánica frente a cargas de viento y nieve, considerando además dilataciones térmicas sin comprometer la integridad de los módulos, conforme a las indicaciones del fabricante.

Los puntos de fijación serán suficientes y correctamente distribuidos para evitar deformaciones en los módulos. La estructura y su tornillería estarán protegidas frente a agentes ambientales: se empleará acero inoxidable conforme al CTE o elementos galvanizados en caliente, con un espesor mínimo de 80 µm según normas UNE-EN 10346 y UNE-EN ISO 1461.

No se permitirá la generación de sombras sobre los módulos por parte de la propia estructura o elementos de fijación. Cualquier excepción deberá ser justificada en la memoria del proyecto y aprobada expresamente por el I.D.A.E.

### **3.4.2. Inversores**

Los inversores serán del tipo conexión a red, autoconmutados y con seguimiento automático del punto de máxima potencia (MPPT), sin posibilidad de funcionamiento en modo isla. Operarán como fuentes de corriente y cumplirán con las normativas vigentes de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética (certificadas por el fabricante).

Contarán con las siguientes protecciones incorporadas:

- Cortocircuito en el lado de alterna.
- Tensión de red fuera de los márgenes admitidos.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones mediante varistores u otros dispositivos equivalentes.
- Perturbaciones y anomalías eléctricas en la red.

Dispondrán de los siguientes elementos de control:

- Señalizaciones para la supervisión operativa.
- Controles automáticos integrados para asegurar un funcionamiento seguro.
- Controles manuales, al menos:
  - o Encendido y apagado general.
  - o Conexión/desconexión a la red CA (interfaz), integrados o externos.

Las características eléctricas mínimas exigidas serán:

- Capacidad de operación continua ante irradiancia un 10 % superior a la estándar (CEM).
- Soportar picos de hasta un 30 % por encima de la potencia nominal durante un máximo de 10 segundos.
- Autoconsumo en modo nocturno < 0,5 % de la potencia nominal.

- Factor de potencia  $\geq 0,95$  entre el 25 % y el 100 % de carga.
- Inyección a red obligatoria a partir del 10 % de la potencia nominal.

Grado de protección y condiciones de operación ambiental:

- IP20 en interiores no accesibles.
- IP30 en interiores accesibles.
- IP65 en exteriores.
- Rango de operación: temperatura entre 0 °C y 40 °C; humedad relativa entre 0 % y 85 %.

### **3.4.3. Cableado**

Los conductores utilizados serán de cobre o aluminio, dimensionados conforme a las condiciones de operación para evitar sobrecalentamientos y asegurar una caída de tensión dentro de los límites normativos. En particular, la caída de tensión en los conductores de corriente continua no superará el 1,5 %, y en los de corriente alterna no excederá el 3 %, tomando como referencia las cajas de conexión correspondientes.

El tendido de los cables DC y AC se realizará considerando su longitud total, garantizando en todo momento que no se transmitan esfuerzos mecánicos a los equipos eléctricos ni se comprometa la seguridad por posibles enganches o interferencias con el tránsito habitual de personas.

### **3.5. Conexión a Red**

La Conexión a Red cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

### **3.6. Medidas**

Las instalaciones deberán cumplir con lo dispuesto en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

### **3.7. Protecciones**

Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para baja tensión.

En configuraciones de conexión a red trifásica, se instalarán protecciones específicas para la desconexión ante condiciones anómalas, incluyendo:

- Protección por sobrefrecuencia y subfrecuencia (51 Hz y 49 Hz, respectivamente).
- Protección por sobretensión y subtensión (1,1 TJm y 0,85 Um, respectivamente) en cada una de las fases.

### **3.8. Puesta a Tierra**

Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para baja tensión.

En caso de que no se disponga de aislamiento galvánico entre el generador fotovoltaico y la red de distribución de baja tensión mediante transformador de aislamiento, se deberán justificar en la memoria de proyecto los dispositivos o configuraciones adoptadas para garantizar la seguridad eléctrica.

Todas las masas metálicas de la instalación, tanto en corriente continua como en corriente alterna, deberán conectarse a un único sistema de puesta a tierra, el cual será independiente del neutro de la red de la empresa distribuidora, conforme a lo indicado en el REBT.

### **3.9. Mantenimiento**

La instalación deberá contar con un contrato de mantenimiento, tanto preventivo como correctivo, con una duración mínima de tres años. Dicho contrato deberá contemplar las recomendaciones específicas de los fabricantes de los equipos principales.

El mantenimiento preventivo incluirá inspecciones visuales, verificaciones funcionales y aquellas tareas necesarias para asegurar que la instalación opera dentro de los parámetros técnicos establecidos.

El mantenimiento correctivo comprenderá todas las intervenciones de reparación o sustitución de componentes necesarias para garantizar la continuidad y fiabilidad del sistema a lo largo de su vida útil.

Todas las actuaciones deberán ser realizadas por personal técnico cualificado, cumpliendo estrictamente las condiciones de seguridad laboral y eléctrica aplicables.

### **3.10. Garantías**

La instalación será reparada sin coste adicional cuando se produzcan averías derivadas de defectos de montaje o de los componentes suministrados, siempre que la manipulación se haya realizado conforme a las indicaciones del manual de instrucciones. Esta obligación será independiente de cualquier posible reclamación a terceros.

El certificado de garantía se emitirá a favor del comprador de la instalación, debidamente documentado con la fecha de certificación oficial de la misma, y deberá incluir las condiciones y alcances de la garantía.

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de tres años, tanto para los materiales empleados como para los procedimientos de montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de ocho años.

En caso de que la explotación del sistema deba interrumpirse por causas atribuibles al suministrador, incluyendo las intervenciones necesarias para cumplir con las condiciones de garantía, el plazo de cobertura se ampliará por el tiempo total que dure dicha interrupción.

## **ANEXO VI. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE**

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODSs) a los que el proyecto está ligado son:

- **Número 9. Industria, innovación e infraestructuras.**

El proyecto propuesto impulsa el progreso tecnológico y el fortalecimiento industrial mediante la incorporación de componentes avanzados de última generación, diseñados para maximizar la eficiencia en la conversión fotovoltaica y optimizar el transporte y la inyección de la energía generada a la red. Se contempla un análisis exhaustivo de cada tecnología y equipamiento, seleccionándolos en función de su rendimiento energético y fiabilidad operativa, asegurando así la sostenibilidad y competitividad de la instalación.

Adicionalmente, este tipo de iniciativas fomenta el desarrollo y consolidación de la industria nacional e internacional dedicada a la fabricación de paneles solares, inversores, seguidores y demás equipamientos asociados. La ejecución de proyectos a gran escala estimula la demanda de soluciones innovadoras, genera economías de escala y contribuye a la generación de empleo cualificado y al crecimiento económico vinculado a la transición energética.

- **Número 12. Producción y consumo responsables.**

El proyecto apuesta por la generación renovable mediante energía solar fotovoltaica, reemplazando así fuentes fósiles y evitando emisiones directas de CO<sub>2</sub>, lo que contribuye a la mitigación climática y al uso responsable de recursos limitados. Además, se priorizan emplazamientos sin valor ambiental ni zonas protegidas, minimizando el impacto sobre el entorno y promoviendo un desarrollo energético sostenible y responsable.

- **Número 13. Acción por el clima.**

El proyecto contribuye a la acción climática al reducir progresivamente las emisiones de gases de efecto invernadero mediante la generación de energía solar fotovoltaica, sin emisiones directas de CO<sub>2</sub>. De este modo, se apoya la transición hacia un modelo energético bajo en carbono y se refuerzan los esfuerzos globales de mitigación del cambio climático.

## **ANEXO VI. FICHAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS**



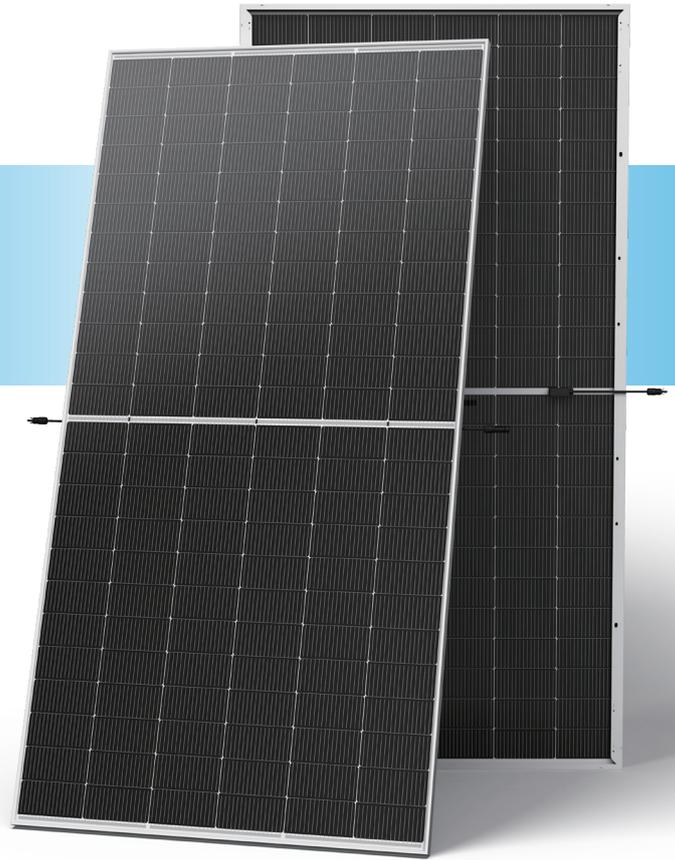
# P-type PERC

Bifacial Dual Glass Monocrystalline Module

TSM-DEG21C.20    **645-665W**

**665W** / MAXIMUM POWER OUTPUT

**21.4%** / MAXIMUM EFFICIENCY



## High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance Of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



## High power up to 665W

- Up to 21.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



## High reliability

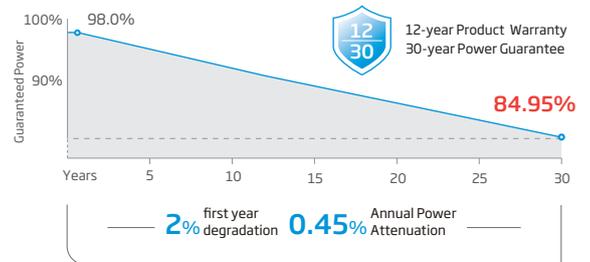
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



## High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

## Performance Warranty



\* Please refer to product warranty for details

## Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730

ISO 9001: Quality Management System

ISO 14001: Environmental Management System

ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification

ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



**ELECTRICAL DATA** (STC & NOCT)

Testing Condition	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI
Peak Power Watts- $P_{MAX}(W_p)^*$	645	488	706	650	492	711	655	495	717	660	499	722	665	504	728
Power Selection (W)**	0 ~ +5														
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	37.5	34.9	37.5	37.7	35.1	37.7	37.9	35.2	37.9	38.1	35.4	38.1	38.3	35.6	38.3
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	17.23	13.98	18.83	17.27	14.01	18.87	17.31	14.05	18.92	17.35	14.10	18.96	17.39	14.16	19.00
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	45.3	42.7	45.3	45.5	42.9	45.5	45.7	43.0	45.7	45.9	43.2	45.9	46.1	43.4	46.1
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	18.31	14.75	20.04	18.35	14.79	20.08	18.40	14.83	20.14	18.45	14.87	20.19	18.50	14.91	20.25
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	20.8			20.9			21.1			21.2			21.4		

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. \*Measuring tolerance: ±3%. \*\*Power selection up to: +3%.

**Electrical characteristics with different power bin** (reference to 5% & 10% backside power gain)

Backside Power Gain	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Peak Power Watts- $P_{MAX}(W_p)$	677	710	683	715	688	721	693	726	698	732
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	37.5	37.5	37.7	37.7	37.9	37.9	38.1	38.1	38.3	38.3
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	18.09	18.95	18.13	19.00	18.18	19.04	18.22	19.09	18.26	19.13
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	45.3	45.3	45.5	45.5	45.7	45.7	45.9	45.9	46.1	46.1
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	19.23	20.14	19.27	20.19	19.32	20.24	19.37	20.30	19.43	20.35

Power Bifaciality: 70±5%.

**TEMPERATURE RATINGS**

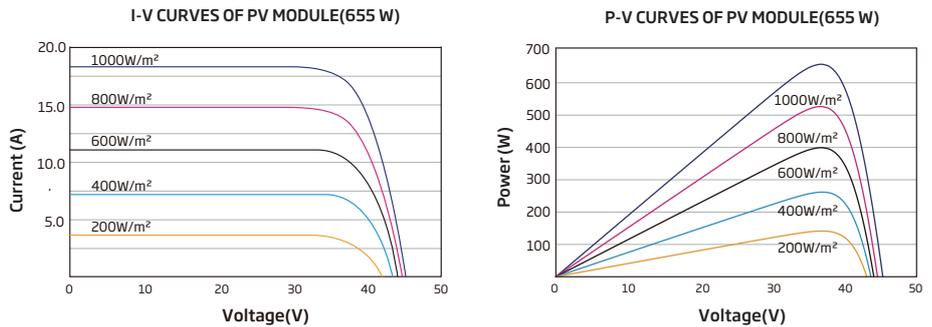
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	-0.34% /°C
Temperature Coefficient of $V_{oc}$	-0.25% /°C
Temperature Coefficient of $I_{sc}$	0.04% /°C

Due to different testing methods, the actual performances might differ from the declared specifications.

**MAXIMUM RATINGS**

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

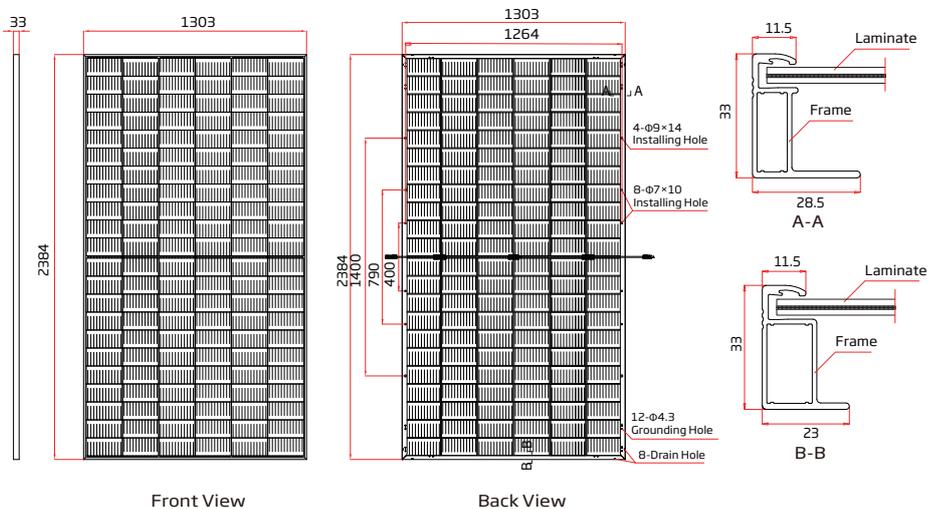
**CURVES OF PV MODULE**



**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (85.51×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), AR Coating Heat Strengthened Glass
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Coating)
Frame	33mm (1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ) Portrait: 350/280 mm (13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*
PACKAGING CONFIGURATION	Modules per box: 33 pieces Modules per 40' container: 594 pieces

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.



www.trinasolar.com

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.  
© 2024 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.  
The right of final interpretation belongs to Trina Solar Co., Ltd.  
Version number: TSM\_EN\_2024\_A

# SF ONE SINGLE-AXIS TRACKER

The 1P tracker by Soltec



The Soltec logo features a stylized white 'S' icon to the left of the word 'soltec' in a bold, lowercase, sans-serif font.



Contenidos sujetos a cambios sin previo aviso © Soltec Energías Renovables • SF ONE TANDEM.2022-09-29.V8

Las referencias de monitoreo y control en este documento están sujetas a disponibilidad. Finalmente se podría proporcionar electrónica alternativa para su proyecto si es necesario.

# SFONE

## SINGLE-AXIS TRACKER

### FICHA TÉCNICA

#### CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Sistema de seguimiento	Seguidor horizontal de un solo eje de dos filas
Rango de seguimiento	hasta $\pm 60^\circ$
Sistema de accionamiento	2 unidades reductoras cerradas, motor de CC
Fuente de alimentación	Autoalimentado con panel dedicado Opcional: 120/240 Vac o 24 Vdc por cable
Algoritmo de seguimiento	Algoritmo astronómico
Comunicación	Inalámbrica Opcional: Cableado con RS-485 Cable RS-485 no incluido en el alcance Soltec
Resistencia al viento	Por códigos locales
Características de uso de la tierras	
Pendiente Norte-Sur	15%
Pendiente Este-Oeste	Configurable
Radio de cobertura terrestre	Configurable. Typical range: 32-60%
Cimentación	Hincado directo   Perforación   Concreto
Rango de temperatura	
Estándar	- 4°F to +131°F   -20°C to +55°C
Extendido	-40°F to +131°F   -40°C to +55°C
Disponibilidad	>99%
Módulos	Estándar: 72/78 celdas   Opcional: 60 celdas; Cristalino, película delgada (Solar Frontier, First Solar y otros)

#### PLANES DE SERVICIO

Pull test
Soporte de fábrica
Asesoramiento in situ
Construcción
Commissioning
Operación y Mantenimiento
Sistema de monitoreo de seguidores
Atención al cliente Solmate

#### MANTENIMIENTO

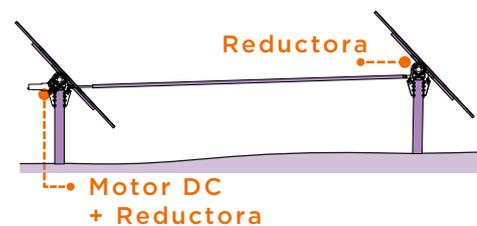
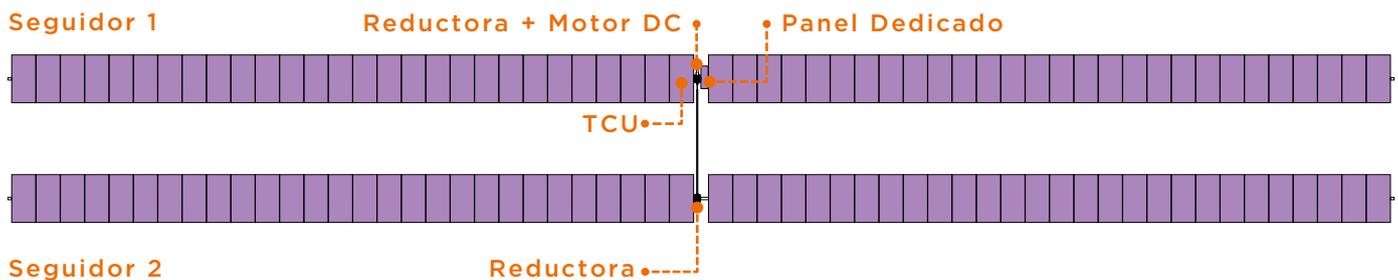
Rodamientos auto lubricados
Modo de limpieza facetoface
Menos piezas y fijaciones

#### GARANTÍA\*

Estructura 10 años
Motor 5 años
Electrónica 5 años
*ampliable bajo cotización

Diseño implementado de Dy-Wind  
Backtracking asimétrico  
incluido de serie

#### CONFIGURACIÓN



2x1x60	Longitud hasta 75 m (246' 8")
	Altura 2 m (6' 8")
	Ancho 2.1 m (6' 11")
Dimensiones aproximadas	

SPAIN / HQ  
info@soltec.com  
+34 968 603 153

UNITED STATES  
usa@soltec.com  
+1 510 440 9200

MEXICO  
mexico@soltec.com  
+52 1 55 5557 3144

PERU  
peru@soltec.com  
+51 1422 7279

AUSTRALIA  
australia@soltec.com  
+61 2 9275 8806

ARGENTINA  
argentina@soltec.com  
+54 9 114 889 1476

SPAIN / Madrid  
emea@soltec.com  
+34 91 449 72 03

BRAZIL  
brasil@soltec.com  
+55 071 3026 4900

CHILE  
chile@soltec.com  
+56 2 25738559

INDIA  
india@soltec.com  
+91 124 4568202

CHINA  
china@soltec.com  
+86 21 66285799

DUBAI  
dubai@soltec.com



## 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 disconnect 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.

#### OPTIONAL ACCESSORIES

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

#### MAIN FEATURES

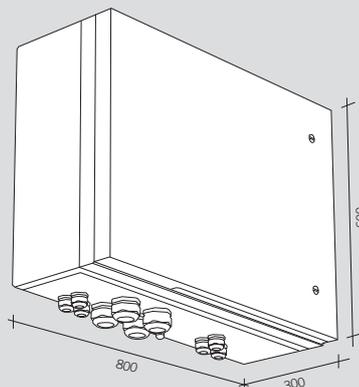
- Built to minimize system costs by providing the maximum flexibility.
- Available in 12, 16, 18, 20, 24, 32 inputs configurations.
- Rated for 1,500 Vdc maximum voltage
- Simplifies input and output wiring.
- Capability to connect up to 2 DC output cables per polarity (only for 12 and 16 inputs).
-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



	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	gPV fuses, 10 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	M40 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 M50 cable glands (cable diameter: 27 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 55°C  
<sup>(3)</sup> Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

**Size (mm)**

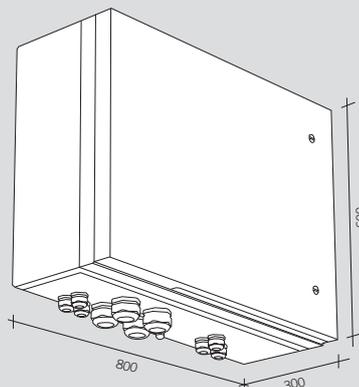


- 12**  
35 kg.
- 12B / 16**  
36 kg.
- 16B**  
38 kg.

	1,500 V			
	StringBox 18	StringBox 18B	StringBox 20	StringBox 20B
<b>Input</b>				
Maximum number of input strings	18 <sup>(1)</sup>	18 <sup>(1)</sup>	20 <sup>(1)</sup>	20 <sup>(1)</sup>
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	18	36	20	40
Type of fuses	gPV fuses, 10 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	M40 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>(1)</sup>	216	216	240	240
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 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)	400	400	400	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>(2)</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)		1000 x 750 x 320 (W x H x D)	
Weight (kg)	37	39	38	42
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> Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C <sup>(2)</sup> Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

**Size (mm)**

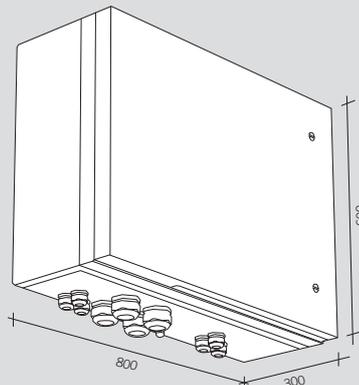


- 18**  
37 kg.
- 18B**  
39 kg.
- 20**  
38 kg.
- 20B**  
42 kg.

	1,500 V			
	StringBox 24	StringBox 24B	StringBox 32	StringBox 32B
<b>Input</b>				
Maximum number of input strings	24	24	32	32
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	24	48	32	64
Type of fuses	gPV fuses, 10 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	M40 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>(1)</sup>	288	288	384	384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 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)	400	400	400	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>(1)</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)	1000 x 750 x 320 (W x H x D)		1250 x 750 x 320 (W x H x D)
Weight (kg)	37	46	44	55
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> Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C <sup>(2)</sup> Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

**Size** (mm)



- 24**  
37 kg.
- 24B**  
46 kg.
- 32**  
44 kg.
- 32B**  
55 kg.

# SG3400/3125/2500HV-MV-20

**SUNGROW**  
Clean power for all

SG3400/3125/2500HV-MV-20

MV Turnkey Station for 1500 Vdc System - MV Separate Transformer + RMU



## HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99 %

## EASY O&M

- Integrated current, voltage and MV parameters monitoring function for online analysis and fast trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen

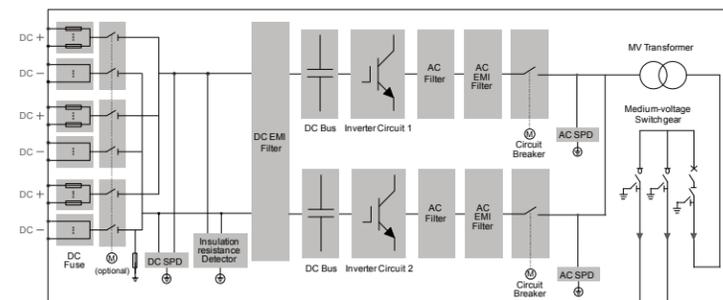
## SAVED INVESTMENT

- Low transportation and installation cost due to 20-foot container design
- DC 1500 V system, low system cost
- Integrated MV transformer and switchgear
- Q at night function optional

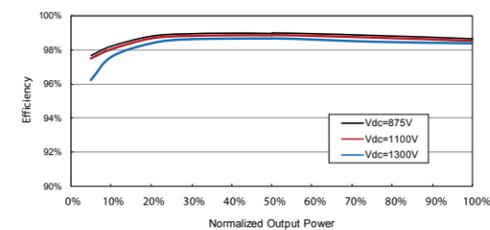
## GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62116
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

## CIRCUIT DIAGRAM



## EFFICIENCY CURVE (SG3400HV-20)



Type designation	SG3400HV-MV-20	SG3125HV-MV-20	SG2500HV-MV-20
<b>Input (DC)</b>			
Max. PV input voltage		1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	875 V / 915 V	800 V / 840 V
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V	875 – 1300 V	800 – 1300 V
No. of independent MPP inputs		1	
No. of DC inputs	21 (optional: 24 negative grounding or floating; 28 negative grounding)		18 – 24
Max. PV input current	4178 A	4178 A	3508 A
<b>Output (AC)</b>			
AC output power	3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C	3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C / 3125 kVA@ 50 °C	2750 kVA@ 45 °C / 2500 kVA@ 50 °C
Max. AC output current	3458 A	3458 A	2886 A
AC voltage range		10 – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range		50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
THD		< 3 % (at nominal power)	
DC current injection		< 0.5 % I <sub>n</sub>	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor		> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / Connection phases		3 / 3	
<b>Efficiency</b>			
Inverter Max. efficiency		99.0 %	
Inverter Euro. efficiency		98.7 %	
<b>Transformer</b>			
Transformer rated power	3437 kVA	3125 kVA	2500 kVA
Transformer max. power	3593 kVA	3593 kVA	2750 kVA
LV / MV voltage	0.6 kV / 10 – 35 kV	0.6 kV / 10 – 35 kV	0.55 kV / 10 – 35 kV
Transformer vector		Dy11	
Transformer cooling type		ONAN (Oil Natural Air Natural)	
Oil type		Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
<b>Protection and Function</b>			
DC input protection		Load break switch + fuse	
Inverter output protection		Circuit breaker	
AC MV output protection		Circuit breaker	
Overvoltage protection		DC Type I + II / A C Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring		Yes / Yes	
Insulation monitoring		Yes	
Overheat protection		Yes	
Q at night function		Optional	
<b>General Data</b>			
Dimensions (W*H*D)		6058 * 2896 * 2438 mm	
Weight	17 T	17 T	18 T
Degree of protection	IP54 (Inverter: IP55)	IP54 (Inverter: IP55)	IP54
Auxiliary power supply	415 V, 15 kVA (Optional: max. 40 kVA)	415 V, 15 kVA (Optional: max. 40 kVA)	415 V, 5 kVA (Optional: max. 40 kVA)
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)		0 – 95 %	
Cooling method		Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude		1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display		Touch screen	
Communication		Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance		CE, IEC 62109, IEC 62116, IEC 61727	
Grid support		Q at night function (optional), L / HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	



# VULPREN® Class

## HEPRZ1 AL

### 12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV



class  
**VULPREN**

#### NORMAS

##### CONSTRUCCIÓN

IBERDROLA NI 56.43.01  
UNE-HD 620-9E

##### REACCIÓN AL FUEGO

UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1  
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2  
NF C 20-453

#### CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000014  
Clase F<sub>ca</sub>

#### CONSTRUCCIÓN

##### 1. CONDUCTOR

Aluminio de clase 2 según UNE-EN 60228.

##### 2. PANTALLA SOBRE CONDUCTOR

Semiconductor extruido.

##### 3. AISLAMIENTO

Etileno-propileno de alto módulo  
105 °C (HEPR).

##### 4. PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO

Semiconductor extruido separable en frío.

##### 5. PANTALLA METÁLICA

Hilos de cobre con cinta.

##### 6. CUBIERTA EXTERNA

Poliolefina tipo DMZ1.  
Se puede fabricar con clase E<sub>ca</sub>  
bajo demanda (cubierta DMZ2).  
Color rojo.

#### APLICACIONES

Puede instalarse al aire, en bandejas  
o enterrado directamente o bajo tubo.

Cubierta resistente  
a la abrasión y al desgarró.

Fácil deslizamiento.

Libre de halógenos.

Resistencia a los rayos UVA  
(HD 605 S3 y UNE 211605).

Temperatura máxima del conductor: 105°C.  
Temperatura ambiente mínima de servicio:  
-25 °C.

#### CERTIFICACIONES



#### NORMALIZADO POR

IBERDROLA



#### DESCÁRGATE LA DOP

(declaración de prestaciones)  
<https://es.prysmiangroup.com/dop>

N° DoP 000014

General Cable

A brand of

**Prysmian**  
Group

#### CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

##### 12/20 (24) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm <sup>2</sup> )	Diámetro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diámetro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω /km)	Resistencia en corriente alterna a 105 °C (Ω /km)	Reactancia a 50 Hz (Ω /km)	Capacidad (μ F/km)
1X50/16 *	18,0	26,2	790	393	180	145	135	0,641	0,847	0,134	0,216
1X95/16	20,8	29,0	980	435	275	215	200	0,320	0,430	0,119	0,281
1X150/16 *	23,5	32,0	1205	480	360	275	255	0,206	0,277	0,112	0,329
1X240/16 *	27,6	36,1	1570	542	495	365	345	0,125	0,168	0,103	0,402
1X400/16 *	32,8	41,4	2115	621	660	470	450	0,0778	0,105	0,097	0,480
1X500/16	36,2	44,5	2625	668	775	540	515	0,0605	0,089	0,093	0,558
1X630/16 *	40,8	49,4	3075	741	905	615	590	0,0469	0,066	0,091	0,602

##### 18/30 (36) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm <sup>2</sup> )	Diámetro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diámetro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω /km)	Resistencia en corriente alterna a 105 °C (Ω /km)	Reactancia a 50 Hz (Ω /km)	Capacidad (μ F/km)
1X50/16 *	25,0	33,0	1205	495	180	145	135	0,641	0,847	0,155	0,147
1X95/16	25,6	33,9	1323	509	275	215	200	0,320	0,430	0,128	0,202
1X150/25 *	27,2	36,6	1520	549	360	275	255	0,206	0,277	0,120	0,247
1X240/25 *	31,4	40,6	1905	609	495	365	345	0,125	0,168	0,110	0,299
1X400/25 *	36,4	45,7	2480	686	660	470	450	0,0778	0,105	0,103	0,360
1X500/25	40,0	49,4	3000	741	775	540	515	0,0605	0,089	0,099	0,400
1X630/25 *	44,7	54,1	3525	812	905	615	590	0,0469	0,066	0,096	0,446

\*Secciones normalizadas por Iberdrola.

(1) Valores sujetos a variación en función de las tolerancias dimensionales.

(2) Intensidades máximas admisibles de acuerdo con UNE 211435 Tabla A.3.2. e ITC-LAT 06 del RLAT. Tres conductores dispuestos en trébol, al aire a 40 °C (a la sombra). Enterrados a 25 °C, 1 m de profundidad y 1,5 K·m/W.

### CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

A continuación figuran los valores homopolares de resistencia reactancia y capacidad, útiles para cálculo de sistemas trifásicos desequilibrados.

En las tablas anteriores figuran los valores de secuencia directa e inversa, que son coincidentes entre sí.

#### 12/20 (24) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm <sup>2</sup> )	Resistencia homopolar R <sub>o</sub> (Ω/km)	Reactancia homopolar X <sub>o</sub> (Ω/km)	Capacidad homopolar C <sub>o</sub> (μF/km)
1X50/16 *	1,484	0,517	0,216
1X95/16	1,159	0,506	0,281
1X150/16 *	1,041	0,501	0,329
1X240/16 *	0,955	0,496	0,402
1X400/16 *	0,902	0,494	0,480
1X500/16	0,882	0,493	0,538
1X630/16 *	0,864	0,492	0,602

#### 18/30 (36) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm <sup>2</sup> )	Resistencia homopolar R <sub>o</sub> (Ω/km)	Reactancia homopolar X <sub>o</sub> (Ω/km)	Capacidad homopolar C <sub>o</sub> (μF/km)
1X50/16 *	1,475	0,54	0,147
1X95/16	1,153	0,521	0,202
1X150/25 *	0,822	0,278	0,247
1X240/25 *	0,740	0,271	0,299
1X400/25 *	0,691	0,267	0,360
1X500/25	0,672	0,265	0,400
1X630/25 *	0,658	0,264	0,446

\*Secciones normalizadas por Iberdrola.

Todos los valores, salvo las capacidades que son independientes de la colocación, se han obtenido considerando cables al tresbolillo en contacto y pantallas conectadas entre sí y a tierra en ambos extremos.

Valores homopolares ■

## AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV  
 Norma diseño: UNE 21123-4  
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



C<sub>ca</sub>-s1b,d1,a1



Nº DoP 1003875



DESCÁRGATE la DoP  
 (declaración de prestaciones)  
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



No propagación de la llama  
 UNE-EN 60332-1-2  
 IEC 60332-1-2



No propagación de incendio  
 UNE-EN 50399  
 UNE-EN 60332-3-24  
 IEC 60332-3-24



Libre de halógenos  
 UNE-EN 60754-2  
 UNE-EN 60754-1  
 IEC 60754-2  
 IEC 60754-1



Baja emisión de gases tóxicos  
 UNE-EN 60754-2  
 NFC 20454, It=1  
 DEF-STAN 02-713



Baja emisión de humos  
 UNE-EN 50399



Baja opacidad de humos  
 UNE-EN 61034-2  
 IEC 61034-2



Baja emisión de gases corrosivos  
 UNE-EN 60754-2  
 IEC 60754-2  
 NFC 20453



Baja emisión de calor  
 UNE-EN 50399



Reducido Desprendimiento De gotas / partículas Inflamadas  
 UNE-EN 50399



Resistencia a la absorción del agua



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Alta seguridad

- Temperatura de servicio: -25 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

## Reacción al fuego

## Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): C<sub>ca</sub>-s1b,d1,a1.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo:  
 UNE-EN 60332-1-2; UNE-EN 50399;  
 UNE-EN 60754-2; UNE-EN 61034-2.

## Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2

- No propagación del incendio:  
 UNE-EN 50399; UNE-EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos:  
 UNE-EN 60754-2; UNE-EN 60754-1;  
 IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos:  
 UNE-EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos:  
 UNE-EN 50399.
- Baja opacidad de humos:  
 UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Baja emisión de gases corrosivos:  
 UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor:  
 UNE-EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas:  
 EN 50399.

## AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV  
 Norma diseño: UNE 21123-4  
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



### ✓ Máxima pelabilidad

Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente. Un importante ahorro de tiempo de instalación.

### ✓ Limpio y ecológico

La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes.

## Aplicaciones

Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.

En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings y túneles de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.

En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). -Derivaciones individuales ITC-BT 15) -Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). -Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). -Locales con riesgo de incendio o explosión (adecuadamente canalizado) (ITC-BT 29). -Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004. -Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

**NOTA:** para tuneles ferroviarios consultar a Prysmian. La normativa europea exige clase B2<sub>ca</sub>-s1a, d1, a1.

## Construcción

### 1. Conductor

**Metal:** cobre recocido.

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

**Temperatura máxima en el conductor:** 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

### 2. Aislamiento

**Material:** mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.

**Colores:** marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1. Unipolares color natural.

### 3. Elemento separador

Capa especial antiadherente.

### 4. Relleno (si aplica)

**Material:** mezcla LSOH libre de halógenos.

### 5. Cubierta

**Material:** mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.

**Color:** verde.

## AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV  
 Norma diseño: UNE 21123-4  
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



## Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm <sup>2</sup> )	Espesor de aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible enterrado (3) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
1x1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1x2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1x4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1x6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1x10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1x16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1x25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1x35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1x50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1x70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1x95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1x120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1x150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1x185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1x240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1x300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1x400	2	36	3921	0,05		446	0,11	0,17
2x1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2x2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2x4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2x6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2x10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2x16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2x25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2x35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2x50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3G1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3G2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3G4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3G6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3G10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3G16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3x25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3x35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3x50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3x70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3x95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3x120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3x150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3x185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3x240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3x300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18.../...

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

→ XLP3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).

→ XLP2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).

→ XLP3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m /W.

→ XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→ XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

# AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV  
 Norma diseño: UNE 21123-4  
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



## Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm <sup>2</sup> )	Espesor de aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible enterrado (3) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2) y (3)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
.../... 3 x 25/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,780/1,21	115	96	1,62	1,38
3 x 35/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,554/1,21	143	117	1,17	1,01
3 x 50/25	1,0/0,9	Consultar	Consultar	0,386/0,780	174	138	0,86	0,77
3 x 70/35	1,1/0,9	Consultar	Consultar	0,272/0,554	223	170	0,6	0,56
3 x 95/50	1,1/1,0	Consultar	Consultar	0,206/0,386	271	202	0,43	0,42
3 x 120/70	1,2/1,1	Consultar	Consultar	0,161/0,272	314	230	0,34	0,35
3 x 150/70	1,4/1,1	Consultar	Consultar	0,129/0,272	359	260	0,28	0,3
3 x 185/95	1,6/1,1	Consultar	Consultar	0,106/0,206	409	291	0,22	0,26
3 x 240/120	1,7/1,2	Consultar	Consultar	0,0801/0,161	489	336	0,17	0,21
3 x 300/150	1,8/1,4	Consultar	Consultar	0,0641/0,129	549	380	0,14	0,18
4 G 1,5	0,7	11,2	173	13,3	20	21	26,94	21,67
4 G 2,5	0,7	12,3	227	7,98	28	27	16,23	13,1
4 G 4	0,7	13,4	298	4,95	38	35	10,16	8,23
4 G 6	0,7	14,7	391	3,3	49	44	6,87	5,59
4 G 10	0,7	17,5	593	1,91	68	58	4,06	3,34
4 G 16	0,7	20,4	855	1,21	91	75	2,56	2,13
4 x 25	0,9	24,3	1267	0,78	115	96	1,62	1,38
4 x 35	0,9	28,4	1792	0,55	143	117	1,17	1,01
4 x 50	1,0	32,5	2439	0,38	174	138	0,86	0,77
4 x 70	1,1	37,1	3359	0,27	223	170	0,6	0,56
4 x 95	1,1	41,2	4276	0,20	271	202	0,43	0,42
4 x 120	1,2	46,7	5500	0,16	314	230	0,34	0,35
4 x 150	1,4	51,8	6750	0,12	359	260	0,28	0,3
4 x 185	1,6	57,6	8172	0,10	409	291	0,22	0,26
4 x 240	1,7	64,4	10642	0,08	489	336	0,17	0,21
5 G 1,5	0,7	12	202	13,3	20	21	26,94	21,67
5 G 2,5	0,7	13,3	266	7,98	28	27	16,23	13,1
5 G 4	0,7	14,5	351	4,95	38	35	10,16	8,23
5 G 6	0,7	16	467	3,3	49	44	6,87	5,59
5 G 10	0,7	19	711	1,91	68	58	4,06	3,34
5 G 16	0,7	22,2	1028	1,21	91	75	2,56	2,13
5 G 25	0,9	26,6	1529	0,78	115	96	1,62	1,38
5 G 35	0,9	31,4	2169	0,55	143	117	1,17	1,01
5 G 50	1,0	35,2	2969	0,38	174	138	-	-

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

→ XLP3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).

→ XLP2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).

→ XLP3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m /W.

→ XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→ XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

# PRYSMIAN PRYSOLAR® e-SenS - H1Z2Z2-K

Tensión asignada **1,0/1,0 kVac; 1,5/1,5 kVdc (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)**  
 Norma diseño **UNE-EN 50618; IEC 62930**  
 Designación genérica **H1Z2Z2-K**



Descárgate la DoP 1019137  
(declaración de prestaciones)  
<https://es.prysmian.com/dop>



No propagación de la llama  
UNE-EN 60332-1-2  
IEC 60332-1-2



Libre de halógenos  
IEC 62821-1  
UNE-EN 50525-1



Máxima Resistencia al agua en dc (AD8)



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta  
UNE 211605



Baja opacidad de humos  
UNE-EN 61034-2  
IEC 61034-2



Resistencia a los impactos



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia al ozono



Resistencia al calor húmedo



Conductor con contenido en cobre reciclado



Aislamiento con compuesto de origen 100% Bio-Atribuído



**-29 % emisiones de CO<sub>2</sub>**  
(Sección 1 x 4 mm<sup>2</sup>)



Rollo retráctil 80% reciclado y 100% reciclable



Sistema circular de retorno, reparación y reutilización de bobinas



- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (cable termoestable), +120 °C (20 000h).
- Ensayo de tensión durante 5 min: 6500 Vac / 15000 Vdc.

## Reacción al fuego

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

- Clase de reacción al fuego (CPR): E<sub>ca</sub>.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2015 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: UNE-EN 50576.
- Métodos de ensayo: [UNE-EN 60332-1-2](#).

Normativa de fuego completa. Incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la **Unión Europea**:

- No propagación de la llama: [UNE-EN 60332-1-2](#); IEC 60332-1-2.
- Libre de halógenos: IEC 62821-1 Anexo B; UNE-EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos: UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.

# PRYSMIAN PRYSOLAR® e-SenS - H1Z2Z2-K

Tensión asignada **1,0/1,0 kVac; 1,5/1,5 kVdc (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)**  
 Norma diseño **UNE-EN 50618; IEC 62930**  
 Designación genérica **H1Z2Z2-K**



## Ensayos adicionales cable PRYSMIAN PRYSOLAR® e-SenS

Vida estimada	30 años*	
Protección frente al agua	AD8 (test ac)**	EN 50525-2-21 Anexos D y E
	WET-I 1500	Ensayo mejorado específico de Prysmian FV: >1500 ciclos sumergido en agua a 70 °C con la máxima tensión continua (1800 Vdc)
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo E: 720 h (360 ciclos)	
Servicios móviles	Sí	
Doble aislamiento (clase II)	Sí	
Temperatura máxima del conductor	90 °C (120 °C, 20 000 h) 250 °C (cortocircuito)	
Adecuado para sistemas anti-PID	Tensión máxima eficaz: 1200 V (>906 V) Tensión máxima de pico: 1697 V (>1468 V)	
Máxima tensión de tracción	50 N/mm <sup>2</sup> durante el tendido 15 N/mm <sup>2</sup> en operación (instalado)	
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab. 3 según IEC 60811-403; UNE-EN 50618 Tab. 2 según UNE-EN 50396 tipo de prueba B	
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; UNE-EN 60811-404)	
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab. 2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab. 2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)	
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab. 2 y UNE-EN 50618 Tab. 2 1000 h a 90 °C y 85 % de humedad para IEC 60068-2-78, UNE-EN- 60068-2-78	
Resistencia de aislamiento a largo plazo (dc)	IEC 62821-2; UNE-EN 50395-9 (240 h, 85 °C agua, 1,8 kVdc)	
Respetuoso con el medio ambiente	Directiva RoHS 2011/65/UE de la Unión Europea	
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; UNE-EN 50618 Anexo D	
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y UNE-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 UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506	
Durabilidad del marcado	IEC 62930; UNE-EN 50396	

\* Para la estimación de la vida del cable se ha empleado el ensayo de durabilidad térmica según la norma IEC 60216.

\*\* La condición AD8 habitual es una autodeclaración de fabricante sin norma de referencia. Declara la posibilidad de funcionamiento del cable permanentemente sumergido pero el ensayo habitual está pensado para corriente alterna y hasta 450/750 V de tensión asignada del cable. Situación muy alejada de la realidad de las instalaciones fotovoltaicas. Los cables de Prysmian superan el ensayo especial WET-I 1500 a 1800 V de tensión continua.



## Aplicaciones

**Cable especialmente indicado en aquellos proyectos en que se requiera un compromiso de reducción de impacto en huella de carbono.**

A emplear en el lado de corriente continua entre módulos fotovoltaicos y cajas combinadoras (string combiner boxes) o inversores de string en grandes plantas de generación fotovoltaica.

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas fijas o móviles (con seguidores...). Pueden ser instalados en bandejas, conductos y módulos fotovoltaicos.

Especialmente resistente a la acción del agua (AD8 + test especial para corriente continua WET-I 1500), en instalaciones subterráneas bajo tubo o conducto.

Sistemas de corriente continua (ITC-BT 53\*, UNE-HD 60364-7-712).

## Construcción

### 1. Conductor

**Metal:** cobre recocido estañado.

**Con contenido reciclado.**

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

**Temperatura máxima en el conductor:**

90 °C (120 °C, 20 000 h). 250 °C en cortocircuito.

### 2. Aislamiento

**Material:** compuesto reticulado libre de halógenos 100 % **Bio-Atribuido.** Según tabla B.1 de Anexo B de UNE-EN 50618.

### 3. Cubierta

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

**Colores:** negro o rojo.

\*Pendiente aprobación final.

# PRYSMIAN PRYSOLAR® e-SenS - H1Z2Z2-K

Tensión asignada **1,0/1,0 kVac; 1,5/1,5 kVdc (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)**  
 Norma diseño **UNE-EN 50618; IEC 62930**  
 Designación genérica **H1Z2Z2-K**



## Datos técnicos

Número de conductores x sección	Díámetro máximo del conductor	Díámetro exterior del cable	Radio mínimo de curvatura dinámico	Radio mínimo de curvatura estático	Peso	Resistencia del conductor a 20 °C	Intensidad admisible al aire	Intensidad admisible al aire T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C	Intensidad admisible bajo tubo enterrado	Caída de tensión continua	Emisiones de CO <sub>2</sub>
(mm <sup>2</sup> )	(mm)	(mm) (1)	(mm)	(mm)	(kg/km) (1)	(Ω/km)	(A) (2)	(A) (3)	(A) (4)	(V/(A km))	(t/km) (5)
1 x 4	3,0	5,6	22	11	61	5,090	46	55	42	10,18	0,189
1 x 6	3,9	6,3	25	13	80	3,390	59	70	53	6,78	0,262
1 x 10	5,1	7,2	36	22	124	1,950	82	98	70	3,90	0,441
1 x 16	6,3	8,3	42	25	186	1,240	110	132	91	2,48	0,735
1 x 25	7,8	10,5	53	32	286	0,795	140	176	116	1,59	1,051

<sup>(1)</sup> Valores sujetos a tolerancias de fabricación.

<sup>(2)</sup> Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar la corriente por 0,85.  
 → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13.  
 (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

<sup>(3)</sup> 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 (30 años) EN 50618 (tabla A.3).

<sup>(4)</sup> Instalación bajo tubo enterrada con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W y temperatura del terreno 25 °C. XLPE2 con instalación tipo D1 (Cu) (monofásica o continua).

<sup>(5)</sup> Incluye el proceso de extracción, producción y transporte de las materias primas así como el proceso de fabricación en nuestras factorías (cradle to gate).

# HelioProtection® HP15NH

Photovoltaic fuse-links gPV 1500VDC

## SPECIAL PURPOSE FUSES

## PHOTOVOLTAIC FUSES



Mersen HP15NH photovoltaic (PV) fuse serie was engineered and designed specifically for the protection of photovoltaic systems. Helio-Protection® HP15NH fuse links are designed for the protection of cables in a PV group of chains when a short circuit occurs in a panel (main fuse category). This HelioProtection® main fuse range enlarges our PV fuse links offering on 1XL/2XL/3L sizes having a worldwide acceptance. They are of the gPV type and comply with both IEC 60269-6 and UL 2579 PV standards.

They are available with plain blades, bolted blades for direct mounting with and without striker.

## TECHNICAL DATA OVERVIEW

Voltage DC	1500 VDC
Ampere Range (A)	50 ... 500 A
Speed/Characteristic	gPV
Product Size	NH1XL, NH2XL, NH3L
Operating temperature	-40°C - +70°C
I.R (DC)	1XL/2XL 50kA@L/R=1ms 3L up to 400A 150kA@L/R=3ms 3L from 450A to 500A 200kA@L/R=3ms

## FEATURES & BENEFITS

- Global acceptance
- Low fault current interrupting capability
- Temperature cycle withstand capability
- Durable construction for enhanced system longevity
- High efficiency with low power losses
- Available in 3 versions: plain blade, direct mounted, direct mounted with striker

## APPLICATIONS

- All photovoltaic applications
- Inverter DC input protection
- Re-combiner applications (sub combiner, array combiner, master combiner)

## STANDARDS

- IEC 60269-6
- RoHS compliance
- UL 248-19 for fuses (E358319, Volume 1, Section 1)
- UL 4248-19 for fuseholders, Photovoltaic (E362644 Volume 1)



## PRODUCT RANGE



HP15NH2XLGPV125



HP15NH3LGPV250



HP15NH2LGPV250B



HP15NH3LGPV400B



HP15NH3LPV400BI

### NH-fuse-links gPV 1500VDC plain blade

Catalog number	Item number	Size	Rated current $I_n$	Power dissipation at $I_n$	Power dissipation at $0.7 \times I_n$	Package	Weight
HP15NH1XLGPV50	A1061266	1XL	50 A	21 W	8.6 W	1	0.7 kg
HP15NH1XLGPV63	Z1064508	1XL	63 A	25 W	10.2 W	1	0.7 kg
HP15NH1XLGPV80	A1064509	1XL	80 A	25.5 W	10.3 W	1	0.7 kg
HP15NH1XLGPV100	B1064510	1XL	100 A	26 W	10.5 W	1	0.7 kg
HP15NH1XLGPV125	C1064511	1XL	125 A	30 W	12.2 W	1	0.7 kg
HP15NH2XLGPV125	H1064309	2XL	125 A	33.7 W	13.6 W	1	1.05 kg
HP15NH2XLGPV160	J1064310	2XL	160 A	38 W	15.4 W	1	1.05 kg
HP15NH2XLGPV200	K1064311	2XL	200 A	48 W	19.4 W	1	1.05 kg
HP15NH2XLGPV250	L1064312	2XL	250 A	51.7 W	20.9 W	1	1.05 kg
HP15NH3LGPV160	H1037859	3L	160 A	36 W	15 W	1	1.69 kg
HP15NH3LGPV200	J1037860	3L	200 A	44 W	18 W	1	1.69 kg
HP15NH3LGPV250	K1037861	3L	250 A	50 W	20 W	1	1.69 kg
HP15NH3LGPV315	L1037862	3L	315 A	57 W	23 W	1	1.69 kg
HP15NH3LGPV350	M1037863	3L	350 A	63 W	25 W	1	1.69 kg
HP15NH3LGPV400	N1037864	3L	400 A	71 W	28 W	1	1.69 kg
HP15NH3LGPV450	R1200040	3L	450 A	68.7 W	27.8 W	1	1.98 kg
HP15NH3LGPV500	S1200041	3L	500 A	74.5 W	30.2 W	1	1.98 kg

### NH-fuse-links gPV 1500VDC direct mounting

Catalog number	Item number	Size	Rated current $I_n$	Power dissipation at $I_n$	Power dissipation at $0.7 \times I_n$	Package	Weight
HP15NH1LGPV50B	C1065431	1XL	50 A	21 W	8.6 W	1	0.69 kg
HP15NH1LGPV63B	D1065432	1XL	63 A	25 W	10.2 W	1	0.69 kg
HP15NH1LGPV80B	E1065433	1XL	80 A	25.5 W	10.3 W	1	0.69 kg
HP15NH1LGPV100B	F1065434	1XL	100 A	26 W	10.5 W	1	0.69 kg
HP15NH1LGPV125B	G1065435	1XL	125 A	30 W	12.2 W	1	0.69 kg
HP15NH2LGPV125B	M1064313	2XL	125 A	33.7 W	13.6 W	1	1.02 kg
HP15NH2LGPV160B	N1064314	2XL	160 A	38 W	15.4 W	1	1.02 kg
HP15NH2LGPV200B	P1064315	2XL	200 A	48 W	19.4 W	1	1.02 kg
HP15NH2LGPV250B	Q1064316	2XL	250 A	51.7 W	20.9 W	1	1.02 kg
HP15NH3LGPV160B	T1048679	3L	160 A	36 W	15 W	1	1.66 kg
HP15NH3LGPV200B	V1048680	3L	200 A	44 W	18 W	1	1.66 kg
HP15NH3LGPV250B	W1048681	3L	250 A	50 W	20 W	1	1.66 kg
HP15NH3LGPV315B	X1048682	3L	315 A	57 W	23 W	1	1.66 kg
HP15NH3LGPV350B	Y1048683	3L	350 A	63 W	25 W	1	1.66 kg
HP15NH3LGPV400B	Z1048684	3L	400 A	71 W	28 W	1	1.66 kg
HP15NH3LGPV450B	T1200042	3L	450 A	68.7 W	27.8 W	1	1.96 kg
HP15NH3LGPV500B	V1200043	3L	500 A	74.5 W	30.2 W	1	1.96 kg

### NH-fuse-links gPV 1500VDC direct mounting size 3L with striker

Catalog number	Item number	Rated current $I_n$	Power dissipation at $I_n$	Power dissipation at $0.7 \times I_n$	Power dissipation at $0.8 \times I_n$	Package	Weight
HP15NH3LPV160BI	A1057218	160 A	36 W	15 W	20 W	1	1.66 kg
HP15NH3LPV200BI	B1057219	200 A	44 W	18 W	25 W	1	1.66 kg
HP15NH3LPV250BI	C1057220	250 A	50 W	20 W	28 W	1	1.66 kg
HP15NH3LPV315BI	D1057221	315 A	57 W	23 W	32 W	1	1.66 kg
HP15NH3LPV350BI	E1057222	350 A	63 W	25 W	35 W	1	1.66 kg
HP15NH3LPV400BI	F1057223	400 A	71 W	28 W	40 W	1	1.66 kg
HP15NH3LPV450BI	W1200044	450 A	68.7 W	27.8 W	38.5 W	1	1.97 kg
HP15NH3LPV500BI	X1200045	500 A	74.5 W	30.2 W	41.7 W	1	1.97 kg

## PRODUCT RANGE



MC3E1-5N

### Microswitch for NH-fuse-link gPV 1500VDC size 3L (with striker)

Catalog number	Item number	Rated current $I_n$	Rated impulse withstand voltage $U_{imp}$	Indication System	Package	Weight
MC3E1-5N	D310020	5 A	20 kV	standard	3	32 g



HP15FHNH1XLA



HP15FHNH1XLB



HP15FHNH3LA



HP15FHNH3LB

### Fuse-bases for NH gPV fuse-links, single pole, 1500VDC, SCCR 30kA

Catalog number	Item number	Size	Rated current $I_n$	Power acceptance	Rated impulse withstand voltage $U_{imp}$	Design	Cable termination	Package	Weight
HP15FHNH1XLA	J1064586	1XL	250 A	50 W	6 kV	open design, screw mounting, for NH1XL fuse-links with blade contacts	M10 terminal screws M = 32Nm for cable lugs 25-240 mm <sup>2</sup>	4	0.48 kg
HP15FHNH1XLB	K1064587	1XL	250 A	50 W	6 kV	with touch-safe protection, screw mounting, for NH1XL fuse-links with blade contacts	M10 terminal screws M = 32Nm for cable lugs 25-240 mm <sup>2</sup>	4	0.6 kg
HP15FHNH3LA	L1064588	2XL-3L	600 A	100 W	6 kV	open design, screw mounting, for NH2XL and NH3L fuse-links with blade contacts	M12 terminal screws M = 32Nm for cable lugs 25-300 mm <sup>2</sup>	4	0.78 kg
HP15FHNH3LB	M1064589	2XL-3L	600 A	100 W	6 kV	with touch-safe protection, screw mounting, for NH2XL and NH3L fuse-links with blade contacts	M12 terminal screws M = 32Nm for cable lugs 25-300 mm <sup>2</sup>	2	0.98 kg

## PRODUCT RANGE



COVERFHH1XL



COVERFHH3L

### Cover for fuse-base with touch protection

Catalog number	Item number	Design	Package	Weight
COVERFHH1XL	N1064590	pack of 4 gripping lug covers for NH1XL fuse-base with touch protection	1	0.1 kg
COVERFHH3L	P1064591	pack of 2 gripping lug covers for NH3L fuse-base with touch protection	1	0.1 kg

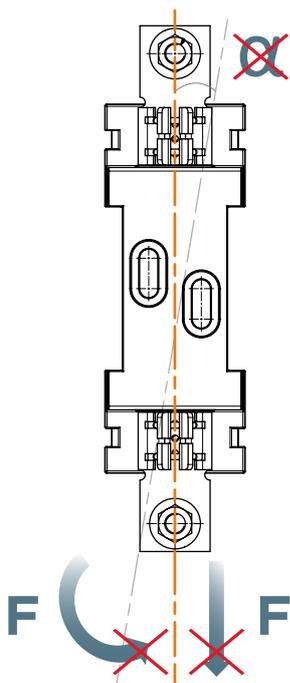
### NH Fuse handle for NH fuse links HP15NHXL



NHHANDLE-1500

Catalog number	Item number	Size	Design	Package
NHHANDLE-1500	S1069815	1XL, 2XL, 3L	without arm protection to DIN VDE 0636-2, DIN VDE 608-4	1

## MOUNTING RECOMMENDATION

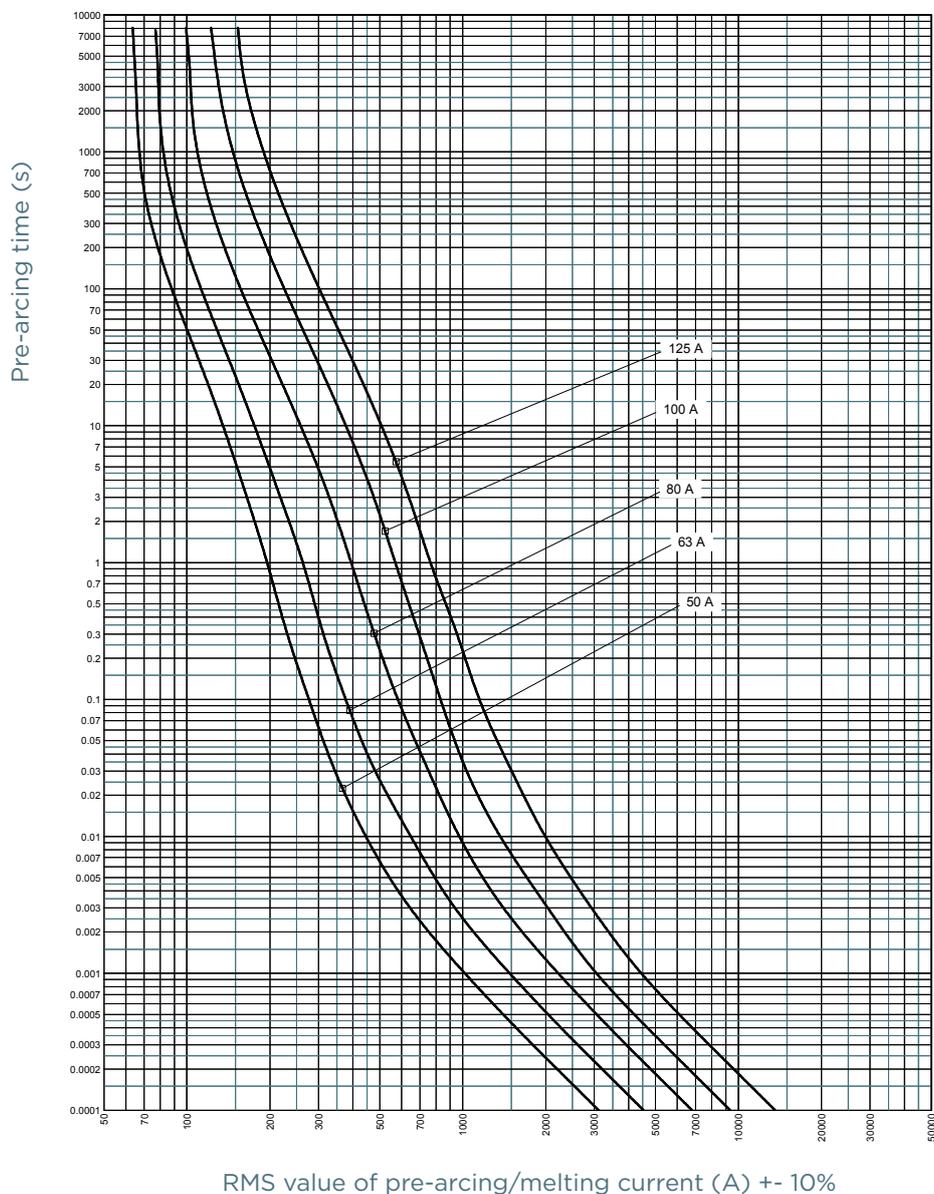


### Isostatic set-up :

- the fuse-holder should be mounted vertically aligned,
- the cabling of the fuse and fuse-older system should not engender too heavy traction or flexion force

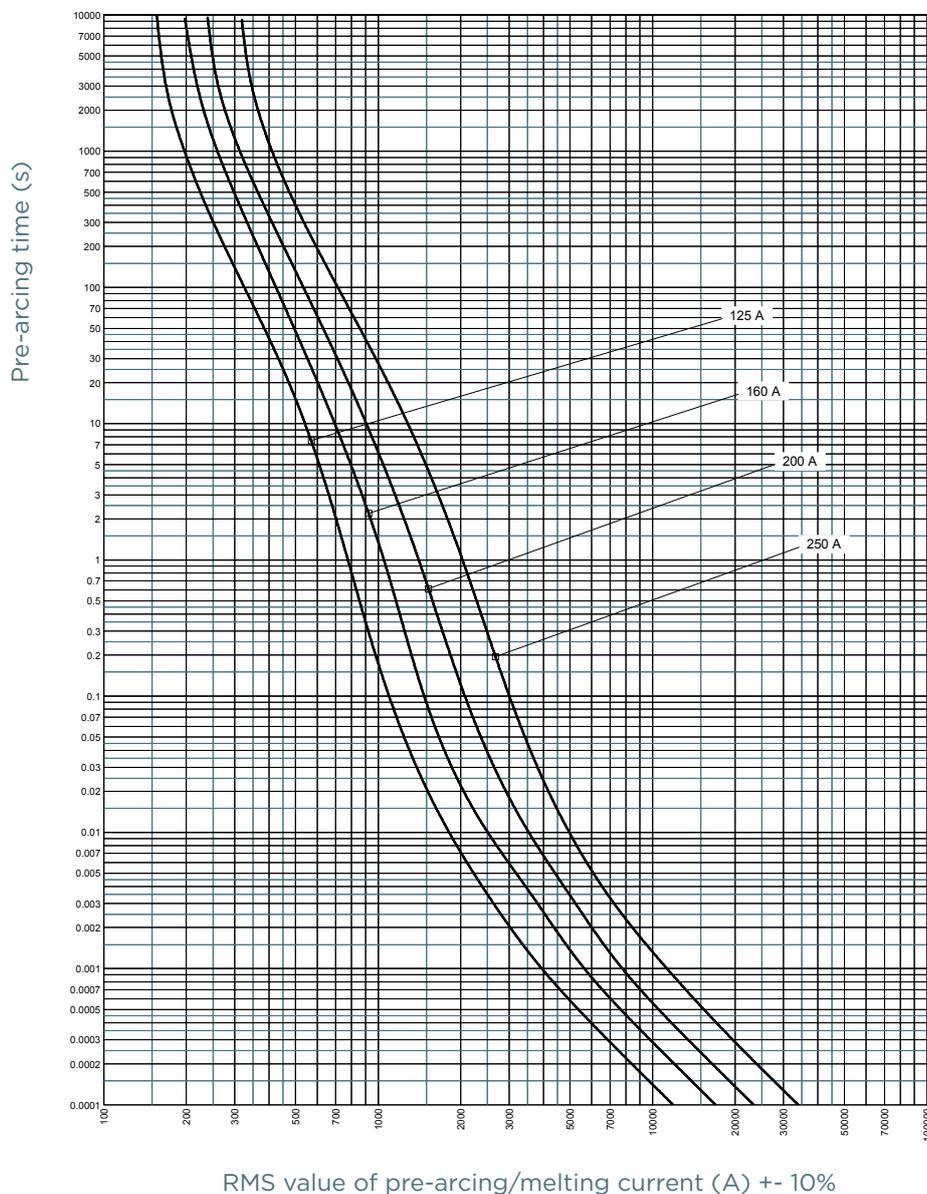
## TIME CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

Special purpose gPV fuse link size 1XL 1500V 50-125A



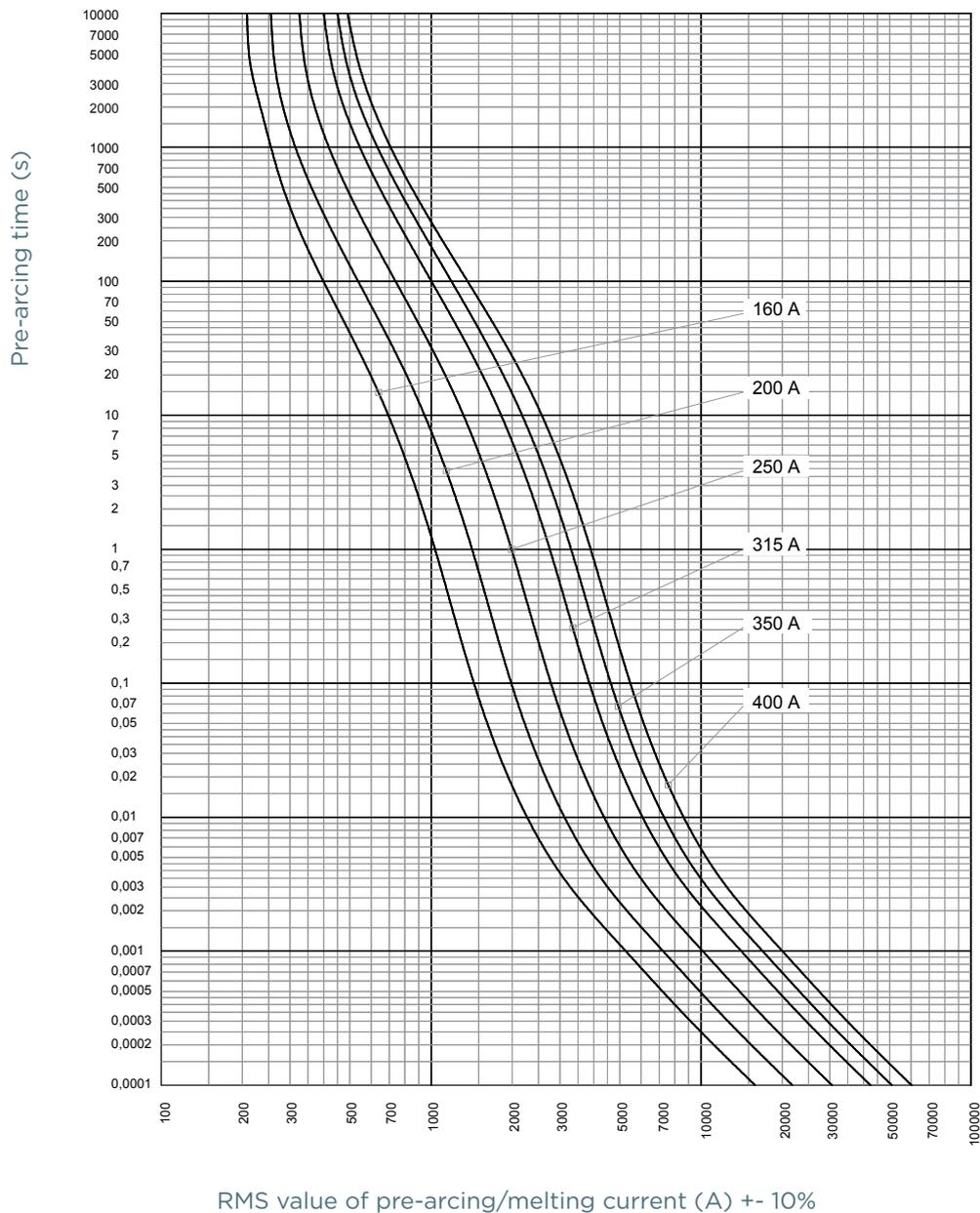
## TIME CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

Special purpose gPV fuse link size 2XL 1500V 125-250A



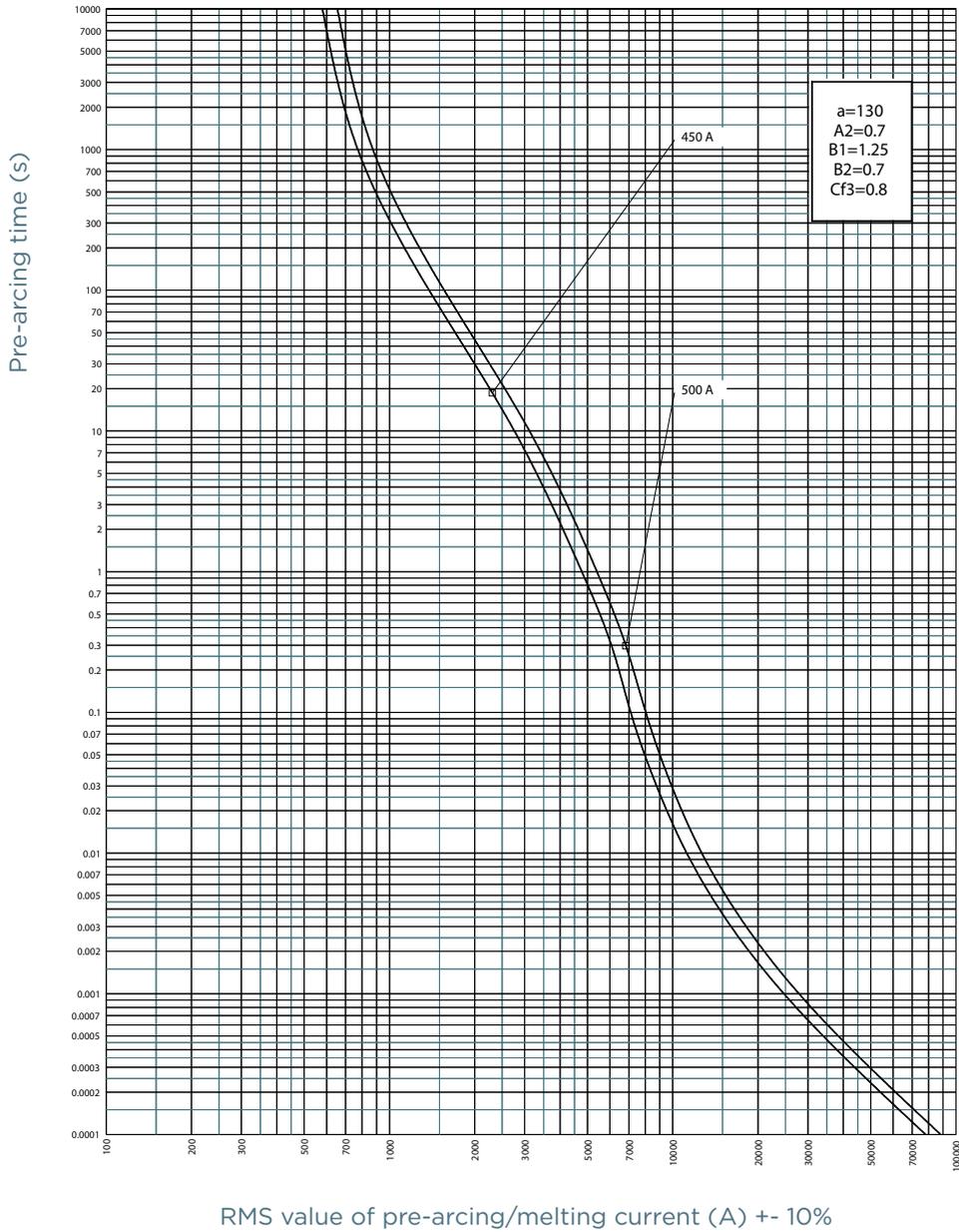
## TIME CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

Special purpose gPV fuse link size 3L 1500V 160-400A



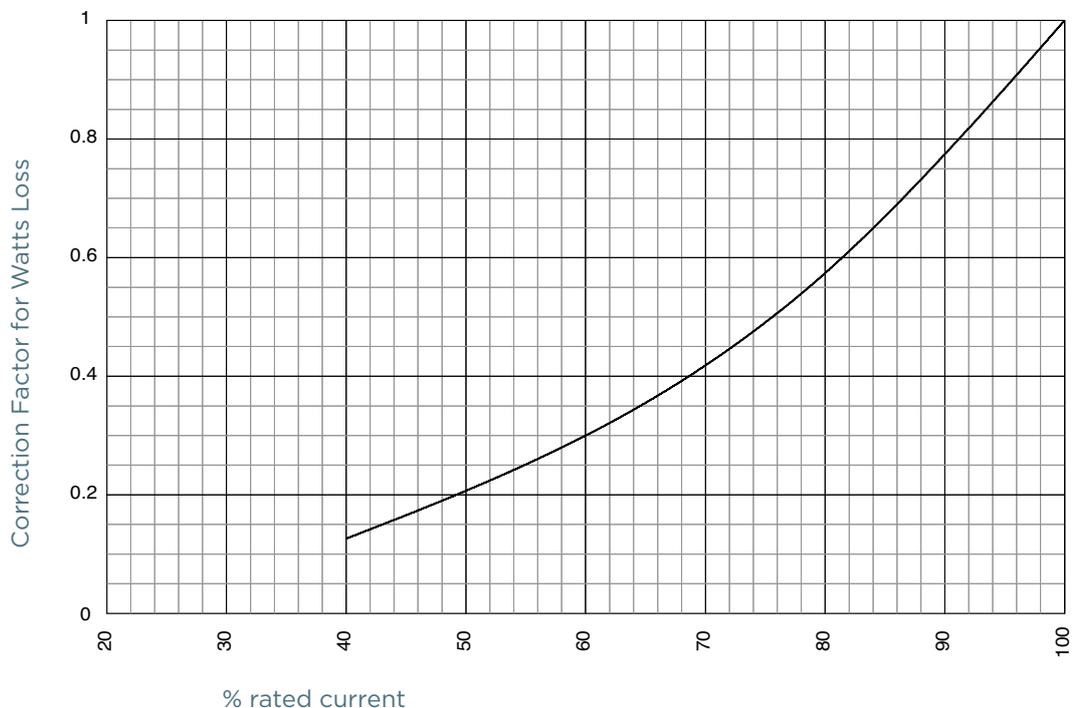
## TIME CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

### Special purpose gPV fuse link size 3L 1500V 450-500A

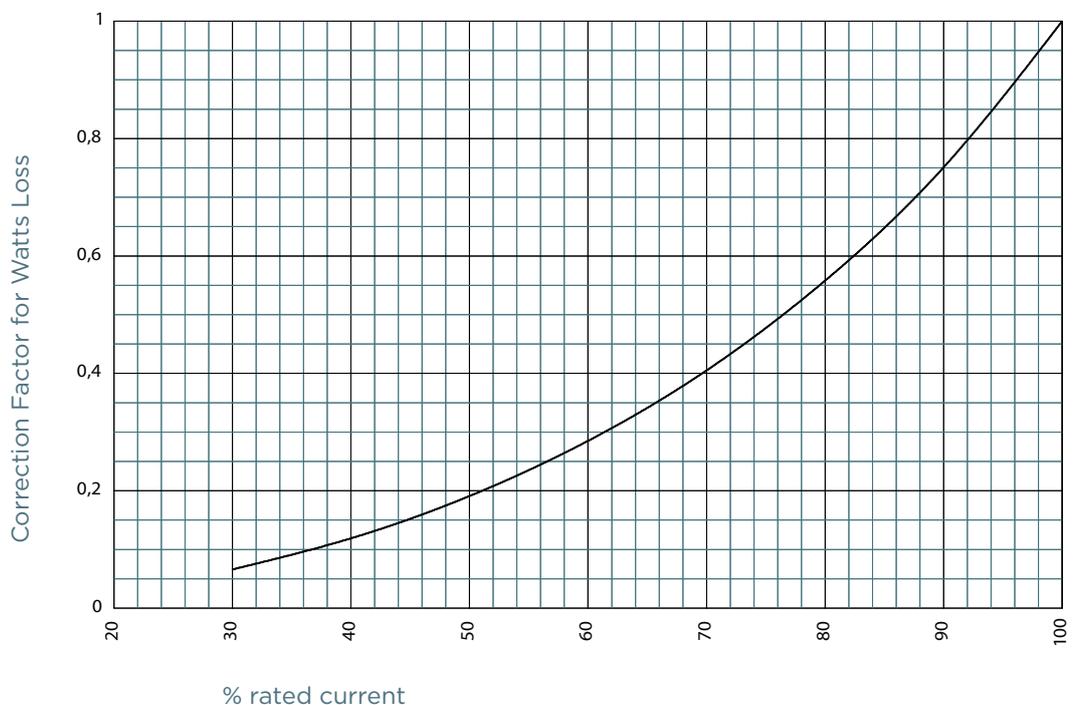


## CORRECTION FACTOR

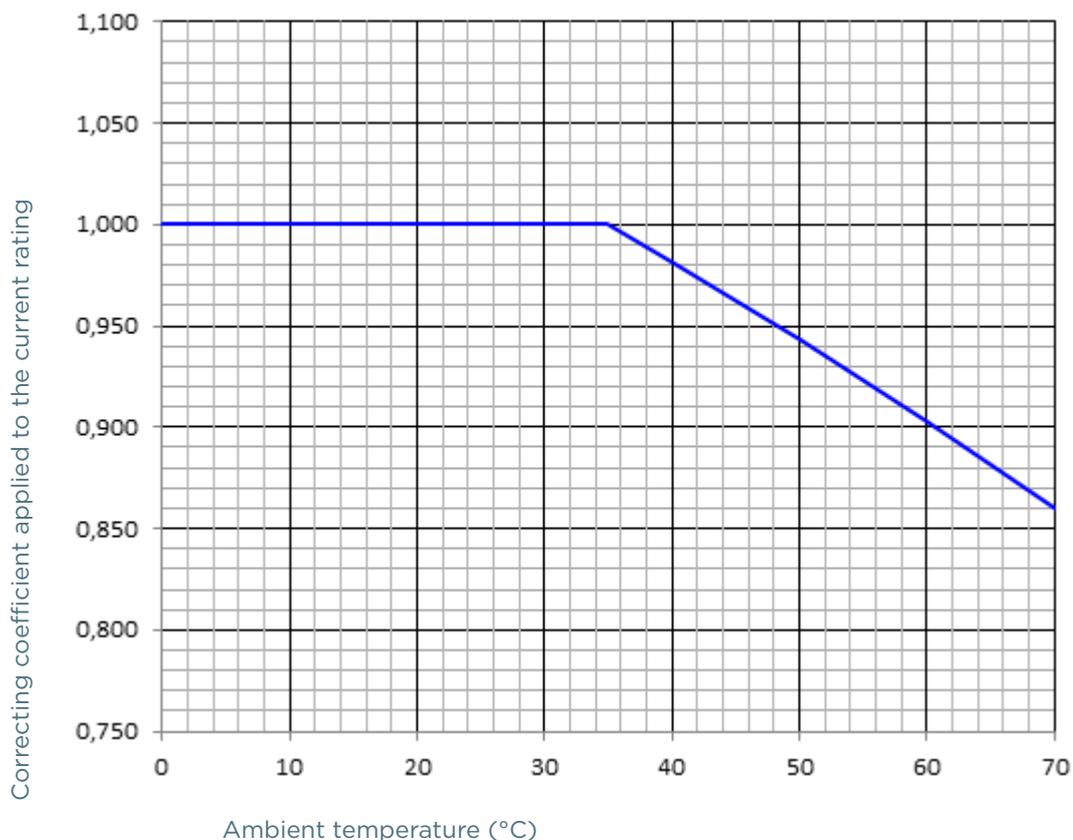
### Watts loss vs % rated current 50-400A



### Watts loss vs % rated current 450-500A

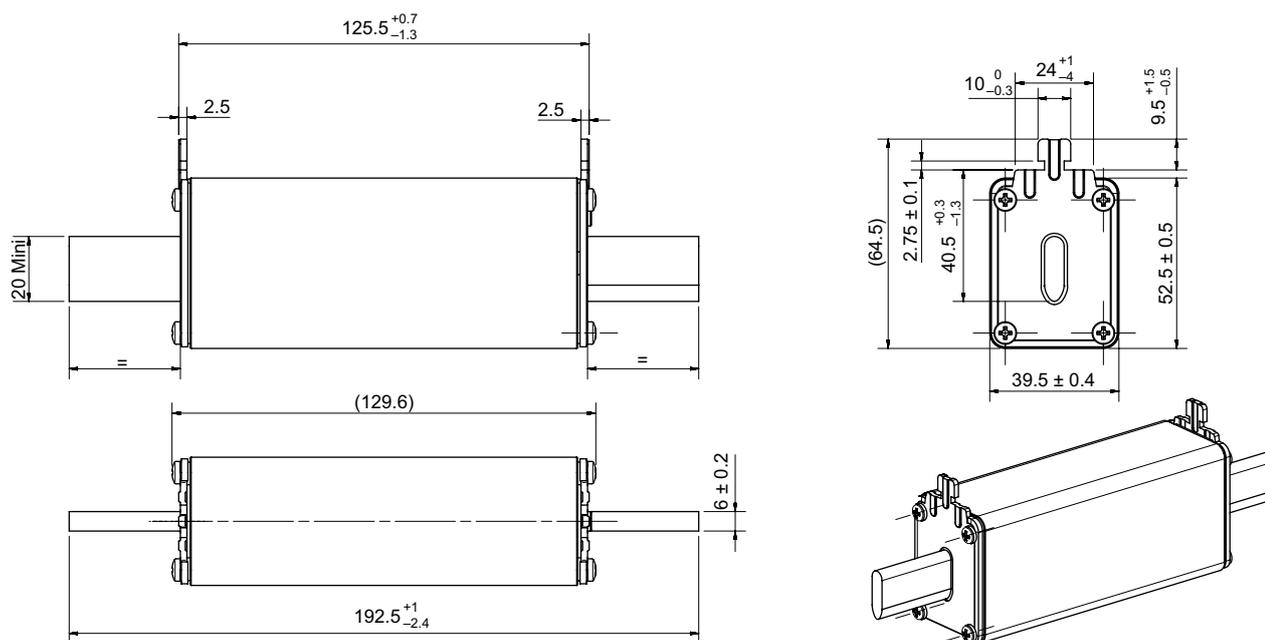


## TEMPERATURE DERATING



## DIMENSIONS

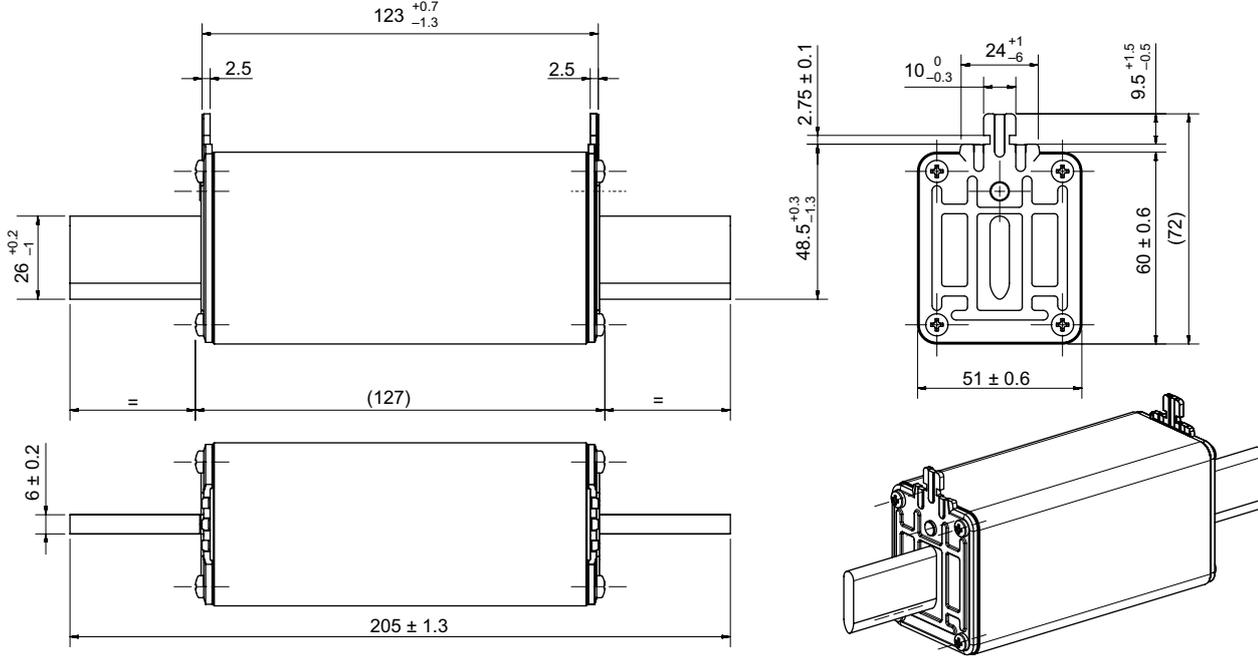
### Special purpose gPV fuse link Plain Blade size 1XL



Dimensions in mm

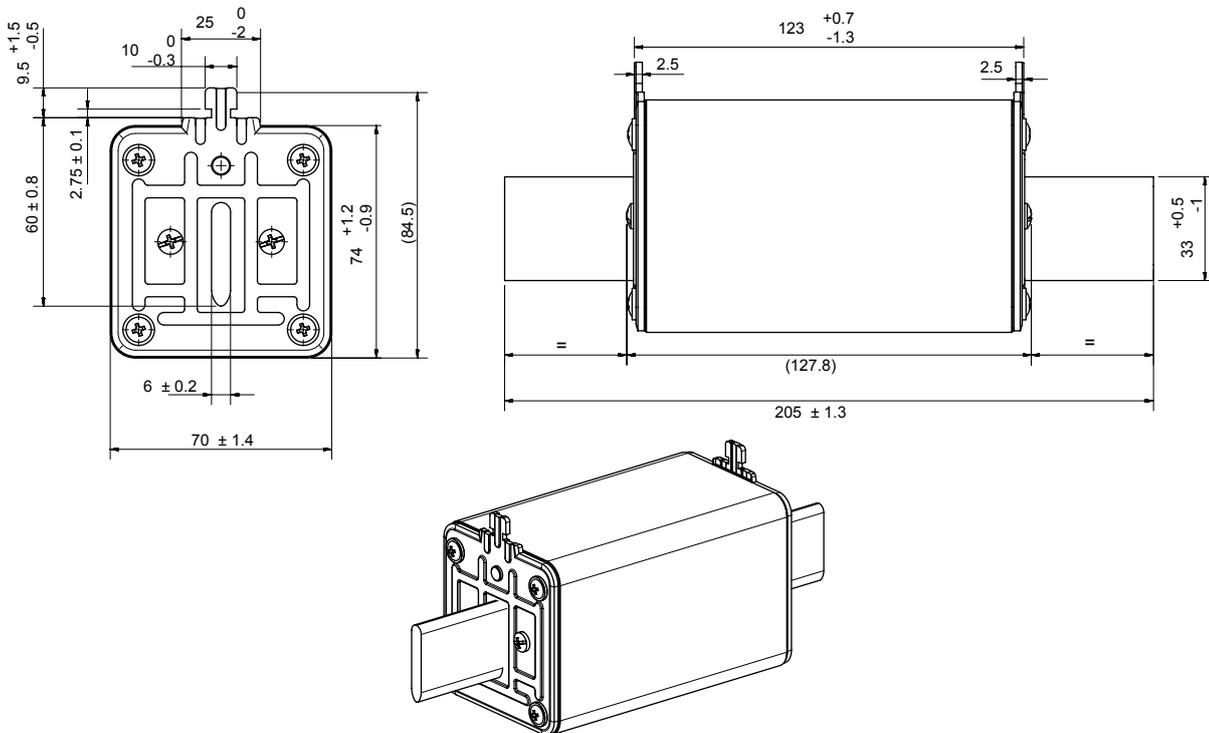
## DIMENSIONS

### Special purpose gPV fuse link Plain Blade size 2XL



Dimensions in mm

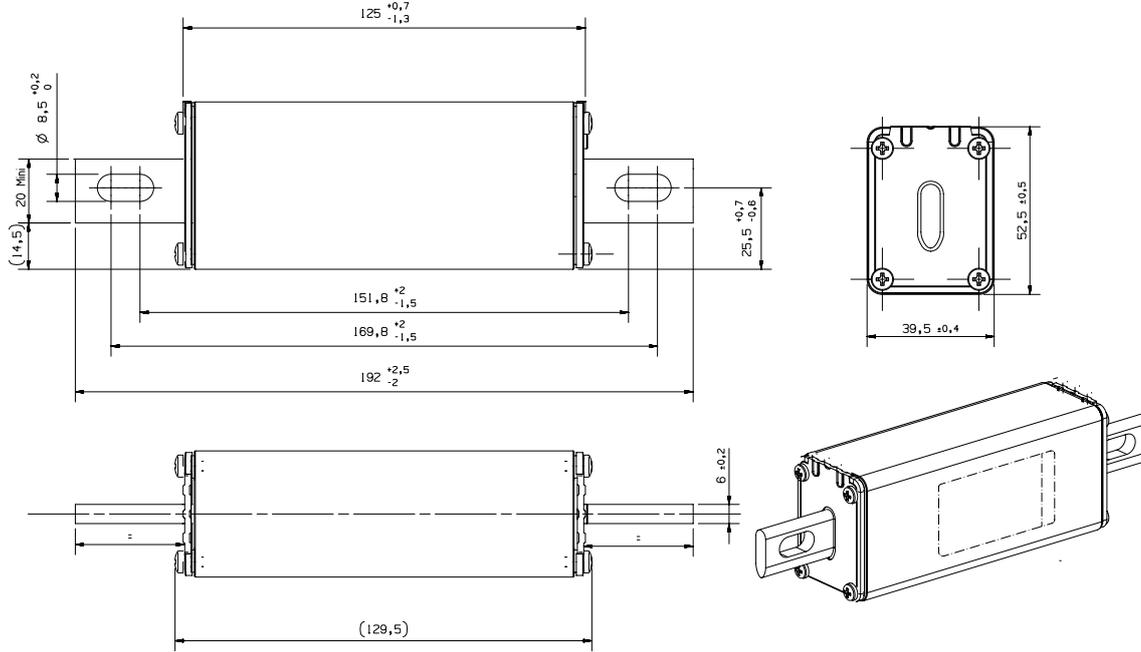
### Special purpose gPV fuse-link size 3L Plain Blade without striker



Dimensions in mm

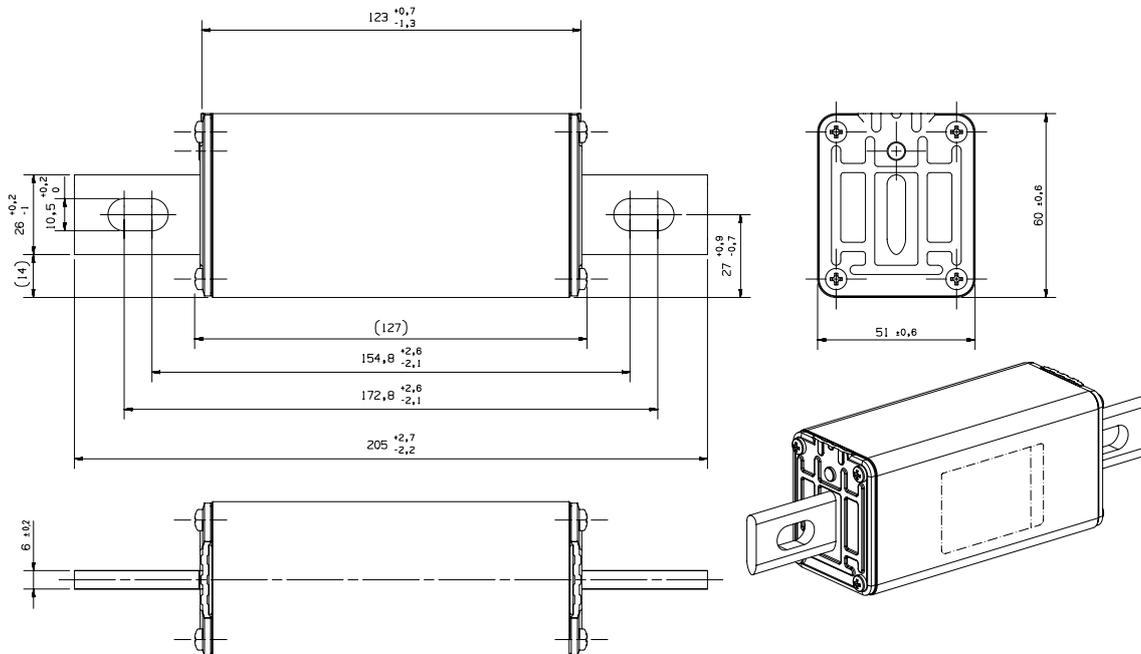
## DIMENSIONS

### Special purpose gPV fuse-link size 1XL Direct Mounting without striker and without lugs



Dimensions in mm

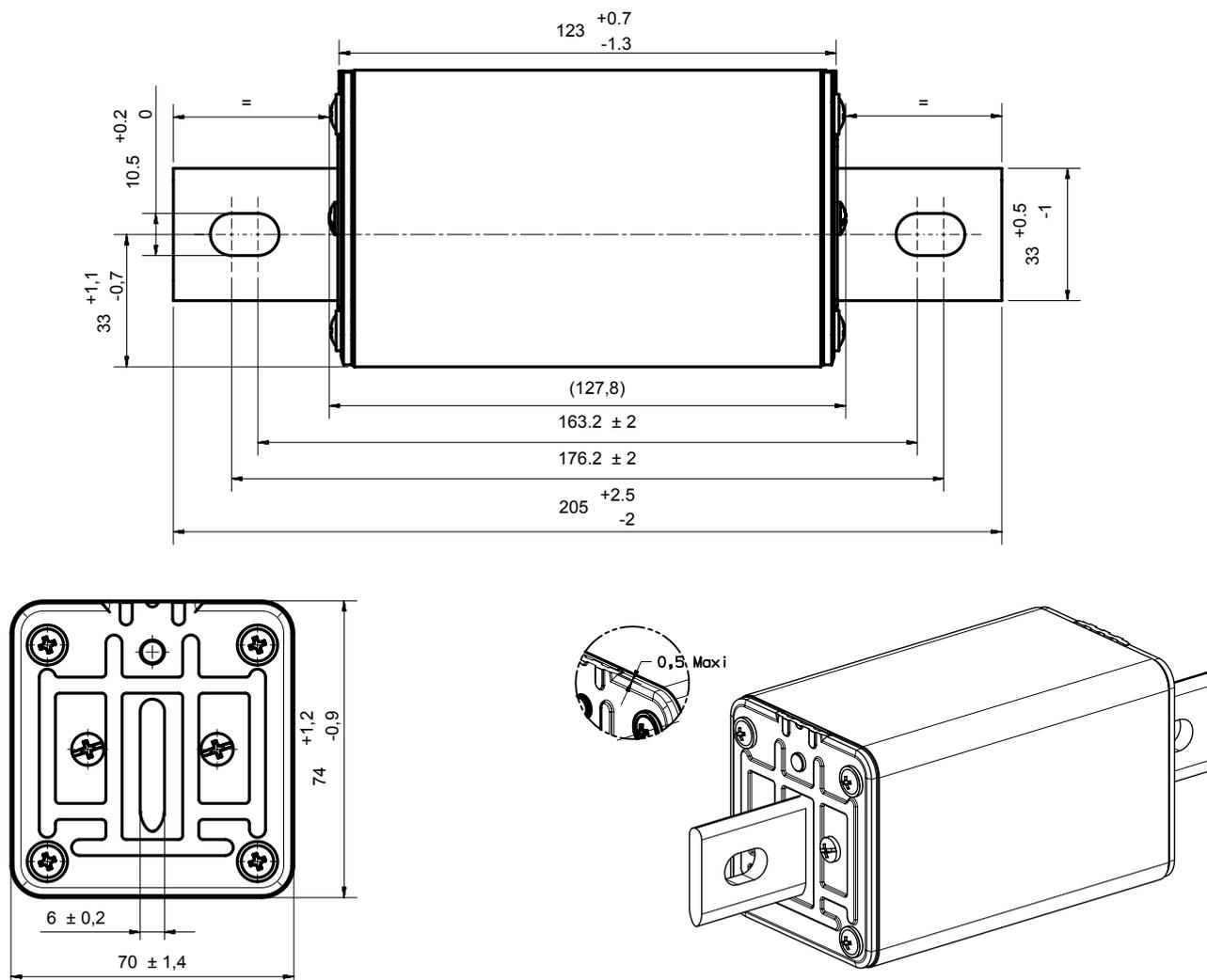
### Special purpose gPV fuse-link size 2XL Direct Mounting without striker and without lugs



Dimensions in mm

## DIMENSIONS

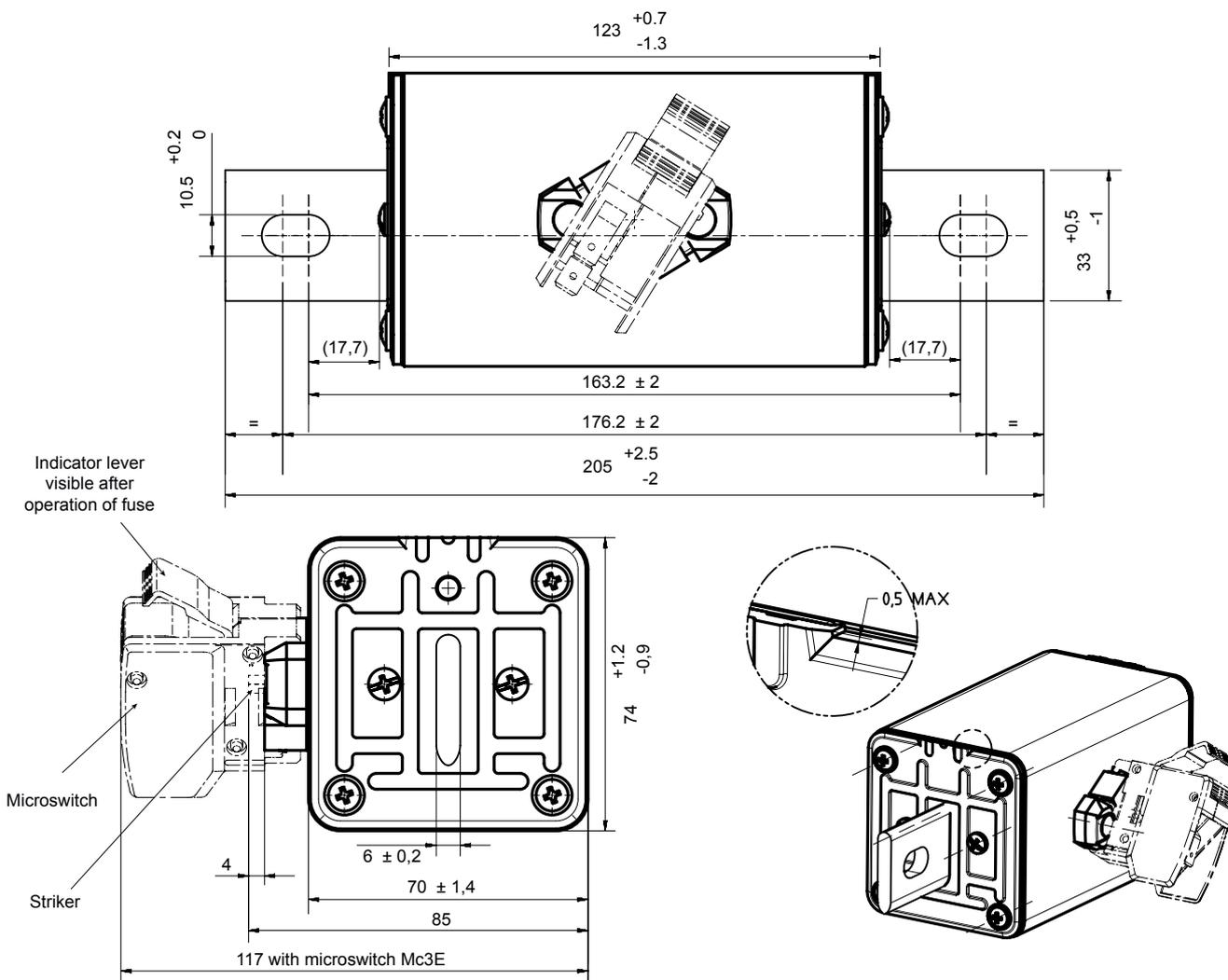
Special purpose gPV fuse-link size 3L Direct Mounting without striker and without lugs



Dimensions in mm

## DIMENSIONS

Special purpose gPV fuse-link size 3L Direct Mounting with striker and without lugs



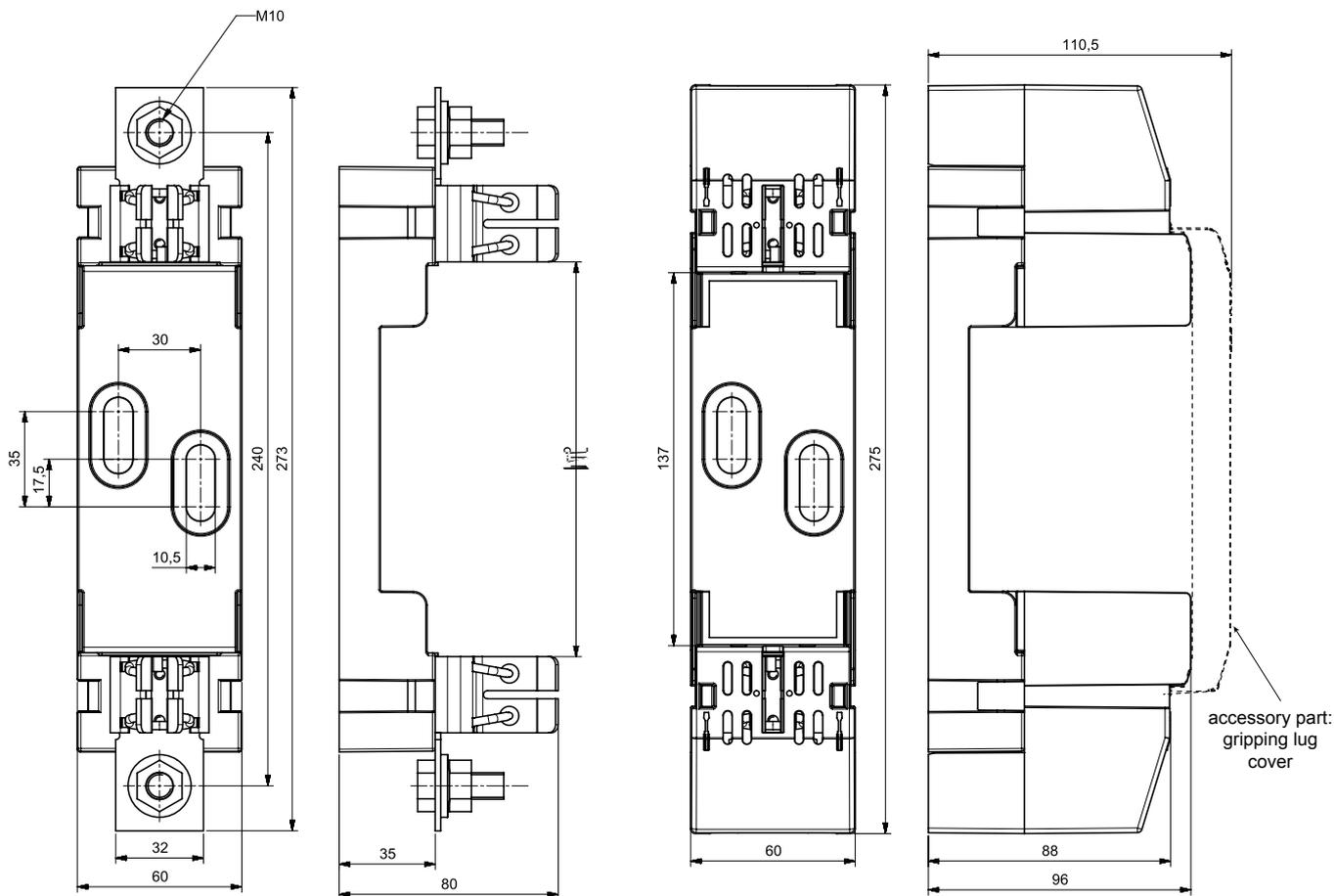
Dimensions in mm

# HelioProtection® HP15NH

Photovoltaic fuse-links gPV 1500VDC

## DIMENSIONS

NH fuse base for gPV fuse-link 1XL open design and with touch-safe protection



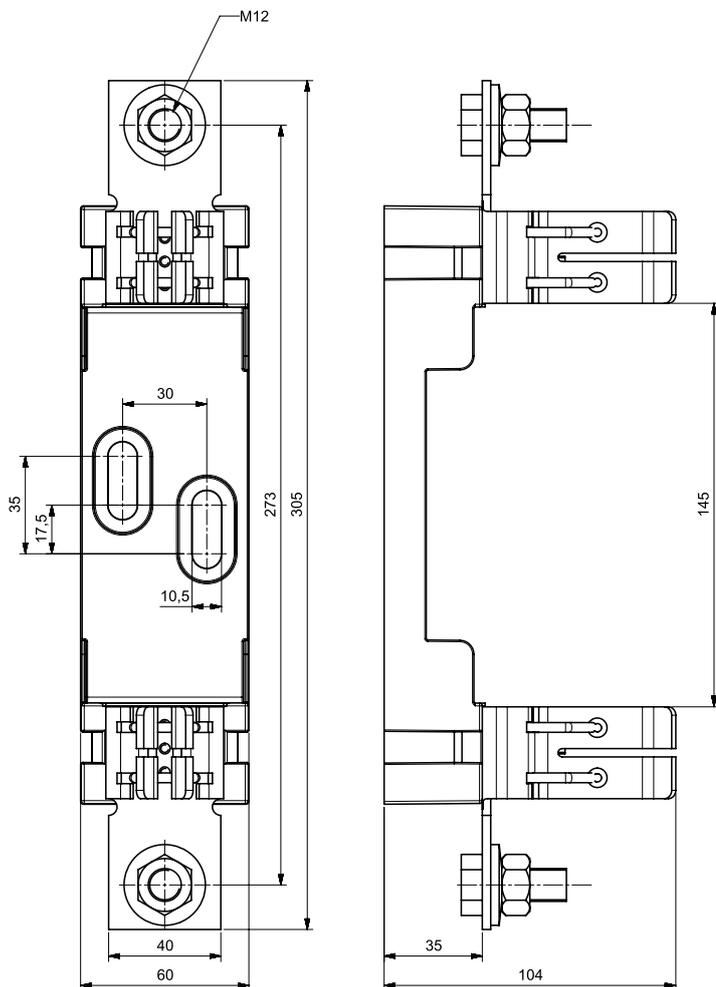
Dimensions in mm

# HelioProtection® HP15NH

Photovoltaic fuse-links gPV 1500VDC

## DIMENSIONS

NH fuse base for gPV fuse-link 2XL and 3L, open design



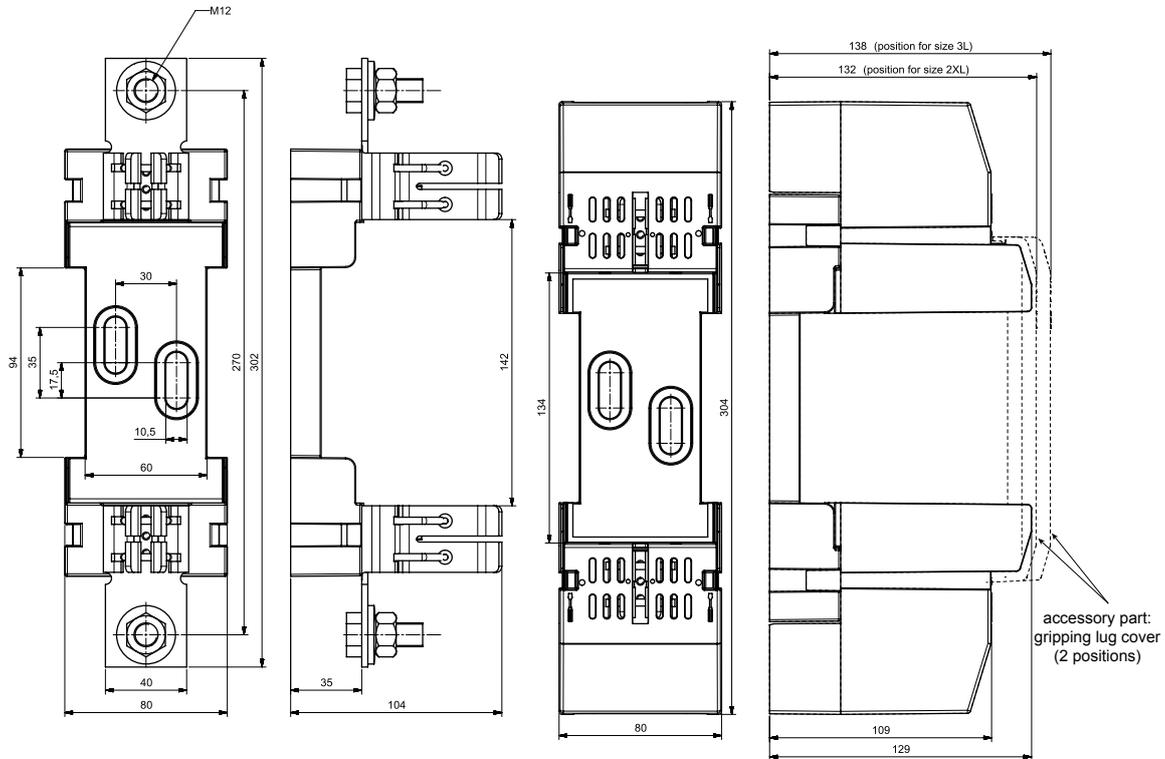
Dimensions in mm

# HelioProtection® HP15NH

Photovoltaic fuse-links gPV 1500VDC

## DIMENSIONS

NH fuse base for gPV fuse-link 2XL and 3L, with touch-safe protection



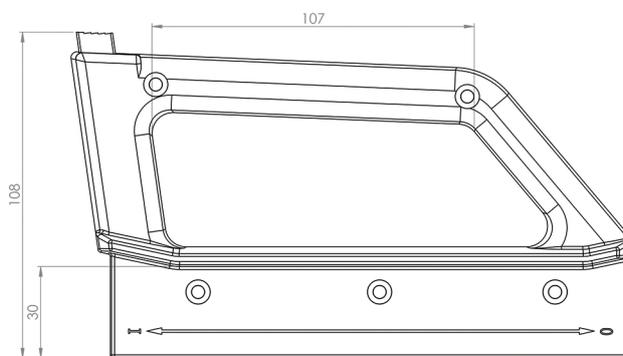
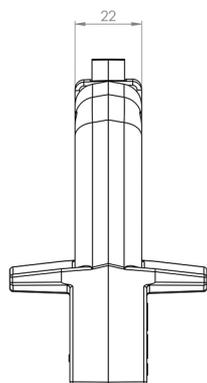
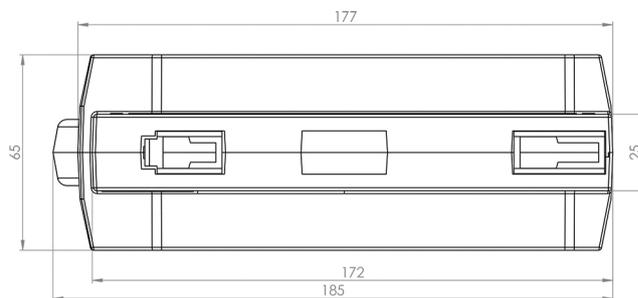
Dimensions in mm

# HelioProtection® HP15NH

Photovoltaic fuse-links gPV 1500VDC

## DIMENSIONS

### NH-fuse handle 1XL 2XL 3L



Dimensions in mm

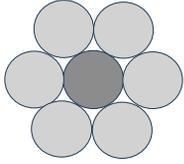
# ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced)

Procables

A Brand of Prysmian Group

## Descripción

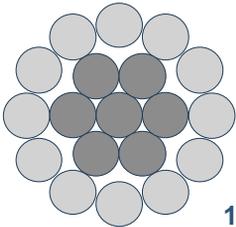
*Description*



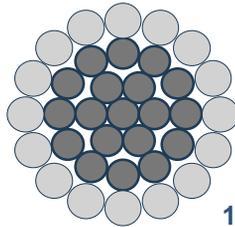
6/1

### Construcción / Construction

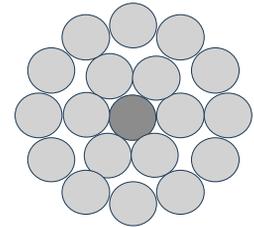
Alambres de Aluminio 1350 – H19 cableados alrededor de un núcleo de acero galvanizado clase A  
*1350 H-19 aluminum strands twisted around a galvanized steel Class A core*



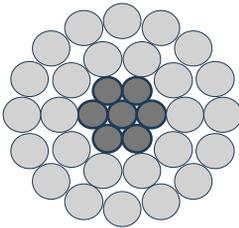
12/7



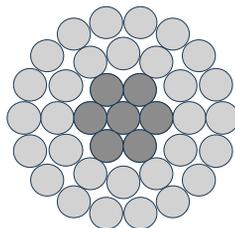
16/19



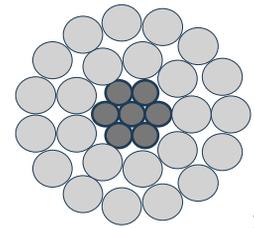
18/1



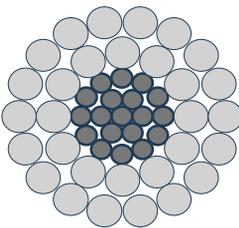
26/7



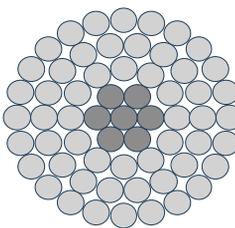
30/7



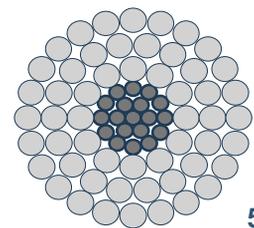
24/7



30/19



54/7



54/19

## Características de materiales

*Materials characteristics*

- **1 ALUMINIO / Aluminum**  
Clase 1350 H19 / *Class 1350 H19*
- **2 ACERO / Steel**  
Acero Galvanizado Clase A, carga estándar (SS) /  
*Class A Galvanized Steel, standard strength (SS)*



# ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced)

Procables

A Brand of Prysmian Group

## Características de construcción y dimensiones

Construction characteristics and dimensions

Código Code	Nombre clave Code Name	Calibre Size [AWG or kcmil]	Construcción Construction N° Hilos Strands AL 1350 H19	Diámetro Hilo Strand Diameter [mm]	Diámetro Hilo Acero Steel Strand Diameter [mm]	Diámetro núcleo de acero Steel Core Diameter [mm]	Diámetro Exterior External Diameter [mm]	Corriente de corto circuito* Short circuit current [kA]	Masa Total Total Weight [kg/km]	Carga de rotura Conductor Breaking Load [kgf]	Resistencia DC del conductor a 20°C Nominal DC Resistance at 20°C [Ω/km]	Resistencia AC del conductor a 75°C Nominal AC Resistance at 75°C [Ω/km]	Capacidad de corriente Ampacity [A]
32480010000	Swan	4	44202	2.12	2.12	2.12	6.4	3.2	85.5	845	1.32	1.68	140
32480025000	Sparrow	2	44202	2.67	2.67	2.67	8.0	5.0	135	1290	0.830	1.09	184
32480035000	Raven	1/0	44202	3.37	3.37	3.37	10.1	8.0	215	1985	0.522	0.713	242
32480040000	Quail	2/0	44202	3.78	3.78	3.78	11.4	10	270	2405	0.414	0.581	276
32480045000	Pigeon	3/0	44202	4.25	4.25	4.25	12.7	13	341	3004	0.328	0.473	315
32480055000	Penguin	4/0	44202	4.77	4.77	4.77	14.3	16	430	3787	0.260	0.388	369
32480001000	Petrel	101.8	44389	2.34	2.34	7.02	11.7	7.7	378	4717	0.514	0.820	234
32480005000	Minorca	110.8	44389	2.44	2.44	7.32	12.2	8.4	411	5126	0.473	0.770	244
32480002000	Leghorn	134.6	44389	2.69	2.69	8.07	13.5	10	500	6169	0.389	0.669	269
32480003000	Guinea	159	44389	2.92	2.92	8.77	14.6	12	589	7258	0.330	0.596	291
32480050000	Dotterel	176.9	44389	3.08	3.08	9.25	15.4	13	655	7847	0.297	0.554	306
32480004000	Dorking	190.8	44389	3.20	3.20	9.61	16.0	14	707	8482	0.275	0.527	317
32480051000	Brahma	203.2	16/19	2.86	2.48	12.40	18.1	15	1003	12882	0.248	0.556	319
32480007000	Cochin	211.3	44389	3.37	3.37	10.10	16.9	16	784	9390	0.248	0.492	332
32480060000	Waxwing	266.8	44214	3.09	3.09	6.09	15.5	20	431	3122	0.212	0.258	447
32480070000	Partridge	266.8	44403	2.57	2.00	3.01	16.3	20	546	5126	0.209	0.256	457
32480080000	Ostrich	300	44403	2.73	2.12	6.36	17.3	23	615	5761	0.185	0.227	493
32480090000	Merlin	336.4	44214	3.47	3.47	3.47	17.4	26	544	3936	0.168	0.205	517
32480095000	Linnet	336.4	44403	2.89	2.25	6.74	18.3	26	690	6396	0.165	0.202	529
32480100000	Oriole	336.4	44407	2.69	2.69	8.07	18.8	26	785	7847	0.164	0.233	536
32480105000	Chickadee	397.5	44214	3.78	3.78	3.78	18.9	30	643	4511	0.143	0.173	576
32480115000	Ibis	397.5	44403	3.14	2.44	7.32	19.9	30	814	7394	0.140	0.172	587
32480120000	Lark	397.5	44407	2.92	2.92	8.77	20.5	30	925	9208	0.139	0.171	595
32480125000	Pelican	477	44214	4.14	4.14	4.14	20.7	36	771	5334	0.119	0.144	646
32480130000	Flicker	477	44401	3.58	2.39	7.16	21.5	36	915	7802	0.117	0.144	655
32480135000	Hawk	477	44403	3.44	2.68	8.03	21.8	36	978	8860	0.117	0.143	659
32480140000	Hen	477	44407	3.20	3.20	9.61	22.4	36	1110	10804	0.116	0.142	667
32480150000	Osprey	556.5	44214	4.47	4.47	4.47	22.3	42	899	6233	0.102	0.124	709
32480155000	Parakeet	556.5	44401	3.87	2.58	7.73	23.2	42	1069	8988	0.100	0.123	721
32480160000	Dove	556.5	44403	3.72	2.89	8.67	23.5	42	1142	10255	0.0998	0.123	726
32480165000	Eagle	556.5	44407	3.46	3.46	10.40	24.2	42	1298	12600	0.0991	0.122	734
32480175000	Squab	605	44403	3.87	3.01	9.04	24.5	46	1237	11037	0.0922	0.113	765
32480170000	Peacock	605	44401	4.03	2.69	8.07	24.2	46	1160	9781	0.0925	0.114	760
32480185000	Teal	605	30/19	3.61	2.16	10.82	25.3	46	1398	13592	0.0912	0.112	773
32480195000	Kingbird	636	44214	4.78	4.78	4.78	23.9	49	1028	7111	0.0896	0.109	773
32480200000	Rook	636	44401	4.14	2.76	8.27	24.8	49	1223	10272	0.0877	0.108	784
32480205000	Grosbeak	636	44403	3.97	3.09	9.27	25.2	48	1302	11432	0.0876	0.108	789
32480215000	Egret	636	30/19	3.70	2.22	11.10	25.9	48	1472	14299	0.0868	0.107	798
32480230000	Flamingo	666.6	44401	4.23	2.82	8.47	33.9	51	1277	10767	0.0840	0.103	808
32480250000	Starling	715.5	44403	4.21	3.28	9.83	26.7	54	1466	12863	0.0779	0.0960	849
32480255000	Redwing	715.5	30/19	3.92	2.35	11.80	27.5	54	1651	15673	0.0783	0.0952	859
32480260000	Crow	715.5	54/7	2.92	2.92	8.80	26.3	54	1369	11753	0.0783	0.0991	832
32480265000	Cuckoo	795	44401	4.62	3.08	9.20	27.7	60	1523	12662	0.0704	0.0870	901
32480270000	Drake	795	44403	4.44	3.45	10.40	28.1	60	1627	14292	0.0700	0.0865	907
32480290000	Mallard	795	30/19	4.14	2.48	12.40	29.0	61	1841	17442	0.0693	0.0855	917
32480280000	Tern	795	45/7	3.38	2.25	6.80	27.0	61	1337	10012	0.0708	0.0899	879
32480285000	Condor	795	54/7	3.08	3.08	9.20	27.7	60	1523	12780	0.0704	0.0893	889
32480295000	Crane	874.5	54/7	3.23	3.23	9.69	29.1	66	1675	14043	0.0640	0.0814	888
32480305000	Canary	900	54/7	3.28	3.28	9.84	29.5	69	1727	14475	0.0621	0.0790	960
32480315000	Rail	954	45/7	3.70	2.47	7.40	29.6	73	1604	11751	0.0591	0.0754	983
32480320000	Cardinal	954	54/7	3.38	3.38	10.10	30.8	73	1834	15344	0.0585	0.0745	996
32480330000	Ortolan	1033.5	45/7	3.85	2.57	7.70	30.8	79	1736	12552	0.0546	0.0698	1033
32480335000	Curlew	1033.5	54/7	3.51	3.51	10.50	31.6	78	1978	16615	0.0542	0.0692	1046
32480340000	Bluejay	1113	45/7	4.00	2.66	7.99	32.0	85	1872	13533	0.0505	0.0649	1081
32480345000	Finch	1113	54/19	3.65	2.19	11.00	32.8	85	2127	17726	0.0502	0.0645	1092
32480355000	Bunting	1192.5	45/7	4.14	2.76	8.27	33.1	91	2007	14494	0.0472	0.0607	1127
32480360000	Grackle	1192.5	54/19	3.77	2.27	11.30	34.0	91	2273	18988	0.0470	0.0606	1179
32480370000	Bittern	1272	45/7	4.27	2.85	8.54	34.2	97	2136	15459	0.0443	0.0573	1172
32480375000	Pheasant	1272	54/19	3.90	2.34	11.70	35.1	97	2428	19776	0.0439	0.0568	1185
32480380000	Dipper	1351.5	45/7	4.40	2.93	8.80	35.2	103	2266	16426	0.0418	0.0541	1215
32480385000	Martin	1351.5	54/19	4.02	2.41	12.10	36.2	103	2579	20998	0.0413	0.0536	1229
32480390000	Bobolink	1431	45/7	4.53	3.02	9.06	36.2	109	2403	17393	0.0394	0.0513	1258
32480395000	Plover	1431	54/19	4.14	2.48	12.40	37.2	109	2734	22255	0.0390	0.0507	1273
32480400000	Nuthatch	1510.5	45/7	4.65	3.10	9.30	37.2	115	2532	18173	0.0374	0.0488	1300
32480405000	Parrot	1510.5	54/19	4.25	2.55	12.70	38.2	115	2883	23466	0.0370	0.0483	1385
32480415000	Falcon	1590	54/19	4.36	2.62	13.10	39.2	121	3037	24727	0.0351	0.0461	1356
32480410000	Lapwing	1590	45/7	4.78	3.18	9.55	38.2	121	2673	19141	0.0354	0.0464	1340
32480420000	Chukar	1780	84/19	3.70	2.22	11.10	40.7	136	3092	23139	0.0317	0.0409	1454
32480425000	Bluebird	2156	84/19	4.07	2.44	12.20	44.8	164	3740	27344	0.0262	0.0345	1623
32480430000	Kiwi	2167	72/7	4.41	2.94	8.82	44.1	165	3435	22609	0.0262	0.0347	1610

# ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced)

Procables

A Brand of Prysmian Group

\*Capacidad de corriente en sol y viento a 0.61 m/s, Temperatura Ambiente 25° C, Temperatura Conductor 75° C, radiación solar de 1033.3 W/m2, coeficiente de permisividad y de absorción 0.5 a 60 Hz; a nivel del mar. / Ampacity in sun and wind to 2 ft/sec, 25° C ambient temperature, 75° C conductor temperature, Solar radiation at 96 W/ft2, permittivity and absorption coefficient of 0.5 at 60Hz; at sea level.

\*\*Corriente de corto circuito para temperatura inicial del conductor 75° C, temperatura final 645° C y duración del corto circuito de 1s. / Short Circuit current for 75° C initial conductor temperature, 645° C final temperature and 1 sec duration.

Otras características y/o empaques estarán disponibles bajo común acuerdo. / Other characteristics and/or packaging could be available under agreement.

Los datos aquí consignados podrán ser cambiados o actualizados sin previo aviso. / The information here stated may be changed or updated without prior notice.

Todos los valores indicados son nominales y están sujetos a las tolerancias normales de fabricación y de las normas.  
All values herein indicated are nominal and are subject to normal manufacturing and standard tolerances.

## Características de instalación operación y desempeño Performance, operation and installation parameters

**Normas** ASTM B232, NTC 309  
**Standards** ASTM B232, NTC 309

**Certificaciones de producto**  
**Products Certifications**

RETIE y NTC  
RETIE and NTC

### Cumplimientos Compliance

Procesos y procedimientos del Sistema de Gestión Integrado ISO 9001, 14001, 45001. Directiva RoHS  
Processes and Procedures of the Integrated Management System ISO 9001, 14001, 45001 and RoHS.

### Instalación Installation

Apto para instalación aérea en líneas de distribución y transmisión.  
Suitable for overhead installation in distribution and transmission lines.

## Opciones Other options

Núcleo de Acero recubierto con Aluminio (AW).  
Aluminum Clad Steel core (AW).

Núcleo de Acero galvanizado (GA) de carga alta (HS) o carga extra alta (EHS).  
Galvanized Steel core (GA) High Strength (HS) or Extra High Strength (EHS).

Hilos del conductor en aleación 6201 (AACSR).  
Aluminum Alloy strands conductor (AACSR).

Otros calibres u otras configuraciones no descritas en la tabla están disponibles.  
Other sizes and constructions are available upon request.

## Empaque Packaging

Los cables son entregados en carretes. Las cantidades son las determinadas según acuerdo comercial.  
Cables are delivered in reels. Quantities are according to commercial arrangements.



EC002704

EG000020

Esta serie de fusibles son adecuados para el sistema de generación de energía solar fotovoltaica, con un voltaje nominal para 1500 V y corriente nominal hasta 50 A.

La capacidad de corte nominal del fusible es 20kA/50kA, y cumplen con la norma IEC60269-6.



### CARACTERÍSTICAS

- ✓ Voltaje: 1500 Vdc
- ✓ Rango de corriente: 80 A
- ✓ Tamaño: 10X85, 14x85, 22x58

### CONDICIONES DE TRABAJO

- ✓ Temperatura ambiente: -40°C a +90°C
- ✓ Altura de instalación: hasta 2000m

### CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

- ✓ Fusibles hechos de plata pura, encapsulados con alta resistencia y soldados con estaño
- ✓ Cuerpo de porcelana
- ✓ El relleno del cuerpo cerámico se realiza con polvo de arena de cuarzo puro



EN 60269-6

UL 248-1

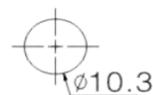
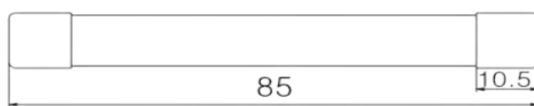
UL 248-19



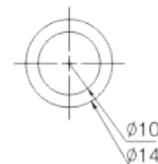
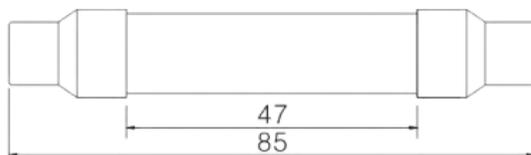
### ESPECIFICACIONES GENERALES

Artículo	Código	Embalaje	Corriente (A)	Tensión (Vdc)	Poder corte (kA)	$I^2t$ (A <sup>2</sup> s)	Máx. Potencia disipada (W)	Potencia disipada (0,8In) (W)
ZR Vcc (10x85) de 4A gpv	0118100	10	4	1500	50	14	3,19	1,1
ZR Vcc (10x85) de 5A gpv	0118101	10	5	1500	20	22	3,22	1,3
ZR Vcc (10x85) de 6A gpv	0118102	10	6	1500	20	30	3,25	1,5
ZR Vcc (10x85) de 8A gpv	0118103	10	8	1500	20	35	3,36	1,65
ZR Vcc (10x85) de 10A gpv	0118104	10	10	1500	20	98	3,74	1,8
ZR Vcc (10x85) de 12A gpv	0118105	10	12	1500	20	120	4,29	2
ZR Vcc (10x85) de 15A gpv	0118106	10	15	1500	50	170	4,95	2,1
ZR Vcc (10x85) de 16A gpv	0118107	10	16	1500	50	190	5,06	2,2
ZR Vcc (10x85) de 20A gpv	0118108	10	20	1500	50	400	5,65	2,6
ZR Vcc (10x85) de 25A gpv	0118109	10	25	1500	50	550	6,05	2,8
ZR Vcc (14x85) de 30A gpv	0118110	10	30	1500	50	720	8,62	3,1
ZR Vcc (14x85) de 32A gpv	0118111	10	32	1500	50	730	8,85	3,2
ZR Vcc (14x85) de 40A gpv	0118112	10	40	1500	20	800	12,67	4,5
ZR Vcc (14x85) de 50A gpv	0118113	10	50	1500	50	920	13,65	5,8
ZR Vcc (22x58) de 63A gPV	0118114	10	63	1500	10	1250	12,2	7,4
ZR Vcc (22x58) de 80A gPV	0118115	10	80	1500	10	1600	12,8	7,7

### DIMENSIONES (mm)

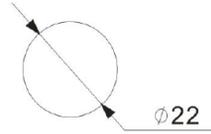
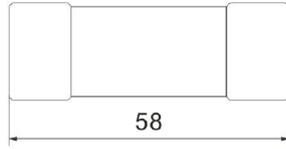


**10x85**



**14x85**

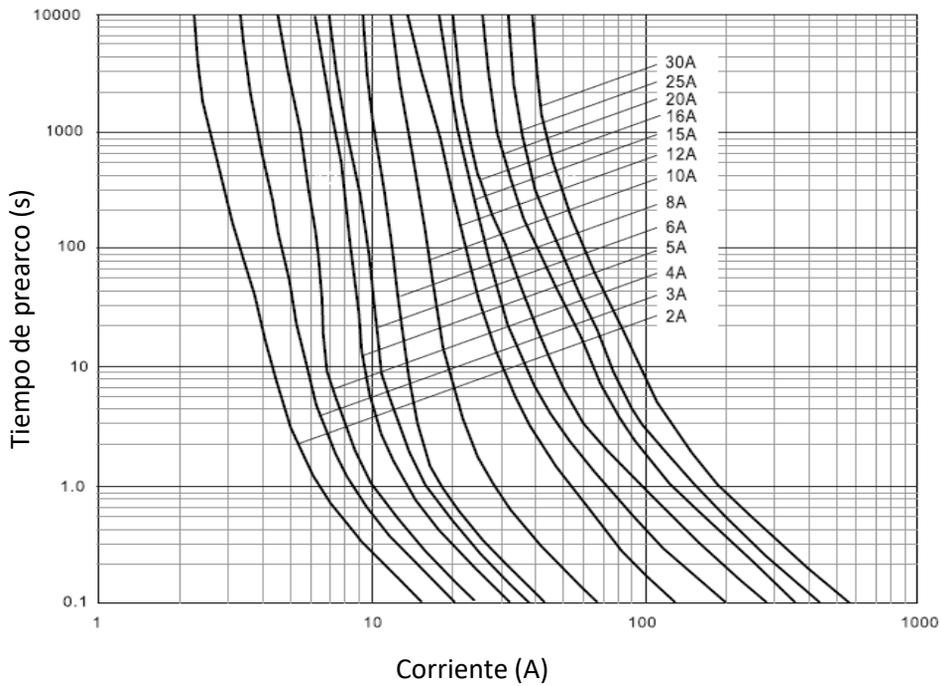
### DIMENSIONES (mm)



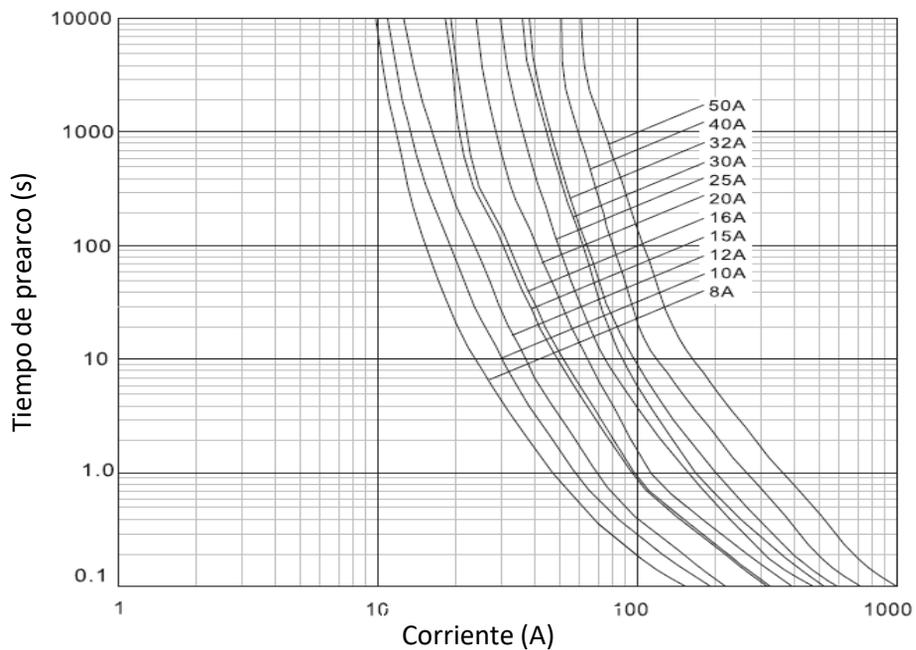
22x58

### CURVAS CARACTERÍSTICAS DE CORTE

#### ❑ Tamaño 10x85

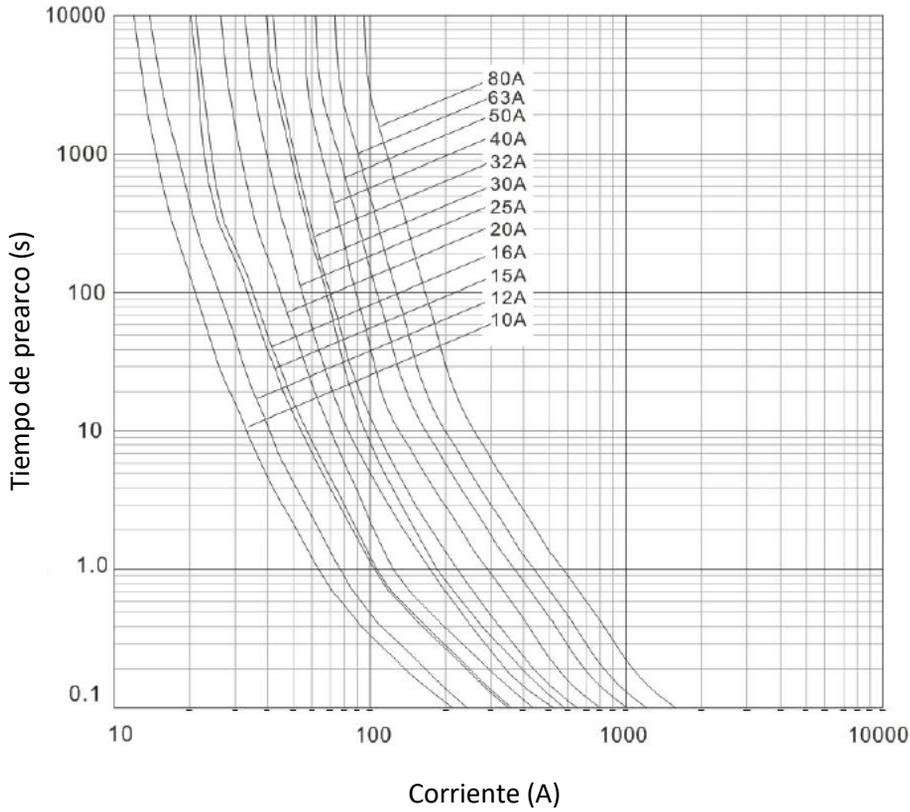


#### ❑ Tamaño 14x85



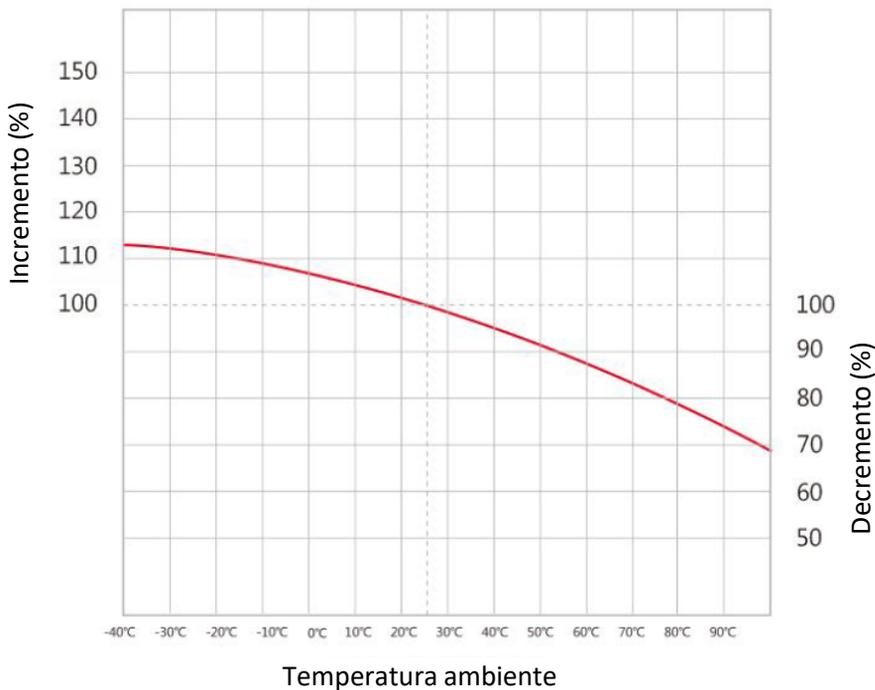
### CURVAS CARACTERÍSTICAS DE CORTE

☐ Tamaño 22x58



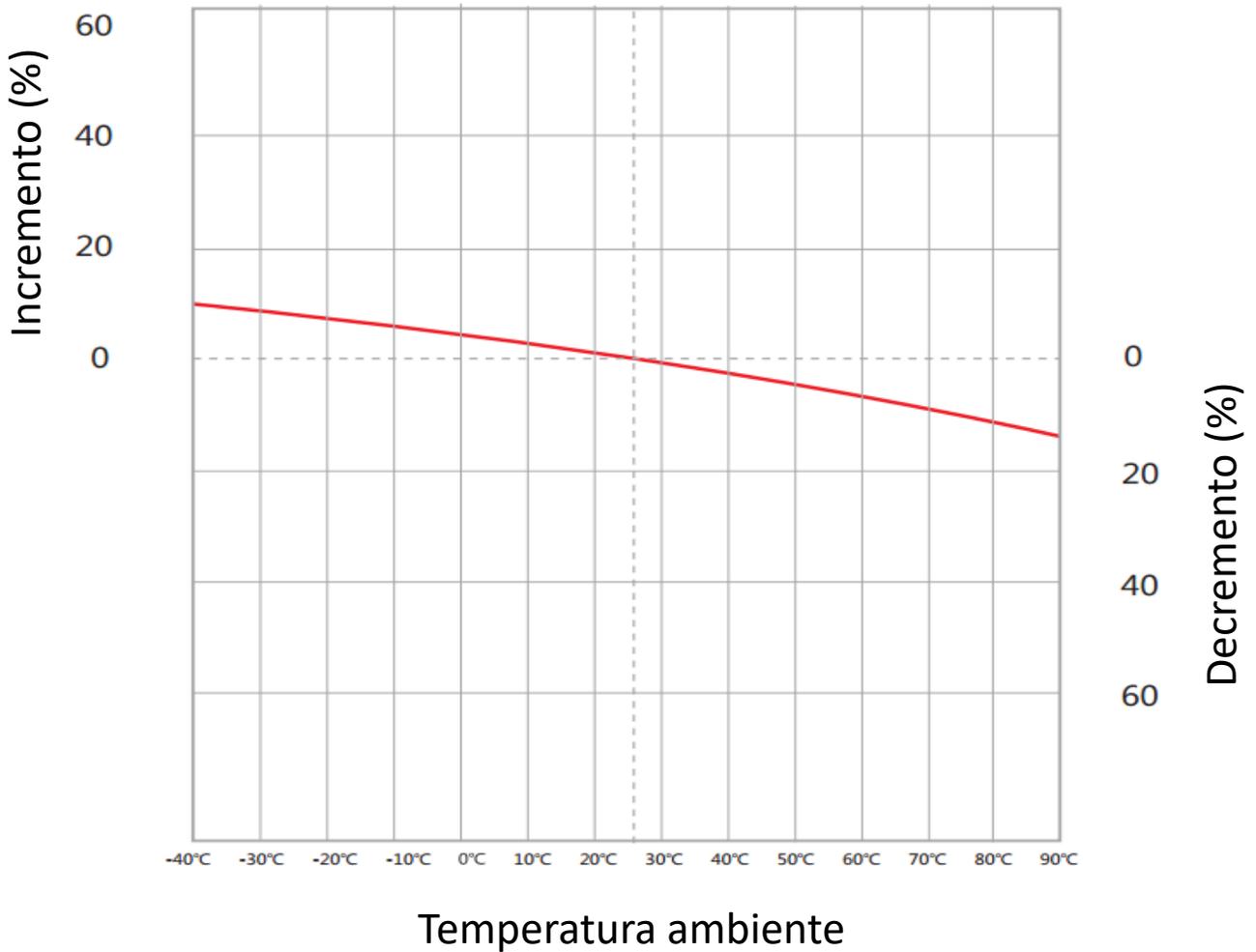
### CURVA PÉRDIDA DE CORRIENTE (%) - TEMPERATURA AMBIENTE

☐ Tamaño 22x58



### CURVA PÉRDIDA DE CORRIENTE (%) - TEMPERATURA AMBIENTE

☐ Tamaño 10/14x85



Temperatura	Coef. Pérdida	Coef. Corriente efectiva
55°C	5%	95%
60°C	6%	94%
65°C	7%	93%
70°C	8%	92%
75°C	9%	91%

### CURVA DE POTENCIA DISIPADA

