



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA UTILITY SCALE EN SAN JUAN DEL PUERTO (HUELVA)

Autor: Jesús Llaveró Valero

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

7 de agosto de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Proyecto de Ejecución de una Planta Solar Fotovoltaica Utility Scale en San Juan del
Puerto (Huelva)

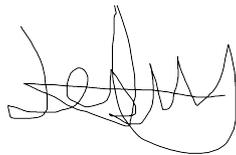
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

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.: Jesús Llaveró Valero

Fecha: ..07/ ..08/ 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha://



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA UTILITY SCALE EN SAN JUAN DEL PUERTO (HUELVA)

Autor: Jesús Llaveró Valero

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

7 de agosto de 2025

Agradecimientos

A Consuelo, directora del proyecto, por su ayuda y cercanía. Por compartir su conocimiento y transmitir su pasión por la ingeniería.

A Fátima, a mi familia y a mis amigos, por acompañarme a lo largo de todos estos años, por estar siempre a mi lado en los momentos buenos y malos, por sus consejos y apoyo, y por ayudarme a hacer posible todo lo conseguido durante esta etapa tan bonita.

EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA UTILITY SCALE EN SAN JUAN DEL PUERTO (HUELVA)

Autor: Llavero Valero, Jesús.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto de ejecución de una planta solar fotovoltaica consta de las siguientes etapas: selección del emplazamiento, diseño y selección de los equipos, cálculo de la energía producida, diseño de la instalación eléctrica y de la obra civil y estudio de viabilidad económica.

Palabras clave: Energía solar, PVSyst, estudio de viabilidad

1. Introducción

La sociedad actual se encuentra inmersa en un proceso de descarbonización de la industria energética. El aumento de las emisiones contaminantes, el incremento de los precios de la energía y otras consideraciones ambientales y políticas, han llevado a la sociedad a la búsqueda de fuentes de energía limpias que contrarresten estos efectos. En línea con estos objetivos, se presenta este proyecto, que consiste en la implantación de una planta solar fotovoltaica de 48 MW de potencia nominal y 58,5 MWp, ubicada en la localidad de San Juan del Puerto, Huelva.

El estudio abarca las etapas necesarias para la ejecución de una planta solar fotovoltaica, desde los aspectos técnicos hasta el análisis de su viabilidad económica.

2. Fases del proyecto

- En primer lugar, se lleva a cabo la **búsqueda de un emplazamiento** adecuado para la instalación y ejecución de una planta solar fotovoltaica. Los criterios de elección se basan en la irradiación solar, la accesibilidad del terreno y su orografía. En este caso se selecciona un terreno en San Juan del Puerto, en la provincia de Huelva, el cual, además de cumplir con los requisitos mencionados, se encuentra fuera de espacios naturales protegidos y permite la evacuación de la energía producida a través de la ST ONUBA 220 kV.
- El **diseño y la selección de equipos** de la planta solar fotovoltaica se realiza haciendo uso de la herramienta *PVSyst*. Se llevan a cabo diversas simulaciones empleando el programa con la finalidad de encontrar los equipos que maximizan la generación de energía. Se decide emplear 105.408 módulos del fabricante *Jinkosolar* de 555 Wp, organizados en 3.904 ramas de 27 módulos cada una. Se emplean seguidores en estructura 2V separados 12 metros y 14 inversores *Sungrow* de 3437 kW.
- La **estimación de la energía generada** se realiza también mediante simulaciones con *PVSyst*. Se consideran factores como los equipos instalados, los datos de irradiación solar, las sombras presentes en el emplazamiento y las pérdidas de la instalación. Se obtiene una producción media de 116,157 GWh/año durante los 30

años de vida útil que se le estiman a la planta. Esto se traduce en 1985,8 horas equivalentes y un factor de capacidad del 22,7%.



Figura 1: Vista del emplazamiento de la planta solar fotovoltaica. Fuente Google Earth.

- Para el **diseño de la instalación eléctrica** se ha considerado que la generación de energía se realiza en corriente continua y baja tensión, concretamente a 600 V. Desde los generadores, la energía se transporta hasta los inversores mediante cables de aluminio con aislamiento XLPE y una sección de 240 mm². Los inversores convierten la corriente continua en corriente alterna, y a continuación se conectan a los transformadores elevadores mediante cables, también de aluminio con aislamiento XLPE, pero de 300 mm² de sección. Estos transformadores aumentan la tensión hasta los 30 kV correspondientes a la red de media tensión. Finalmente, los transformadores se conectan con la subestación elevadora a través de cables XLPE de aluminio con una sección de 240 mm², desde donde parte la línea de alta tensión que inyecta la energía en la red eléctrica.

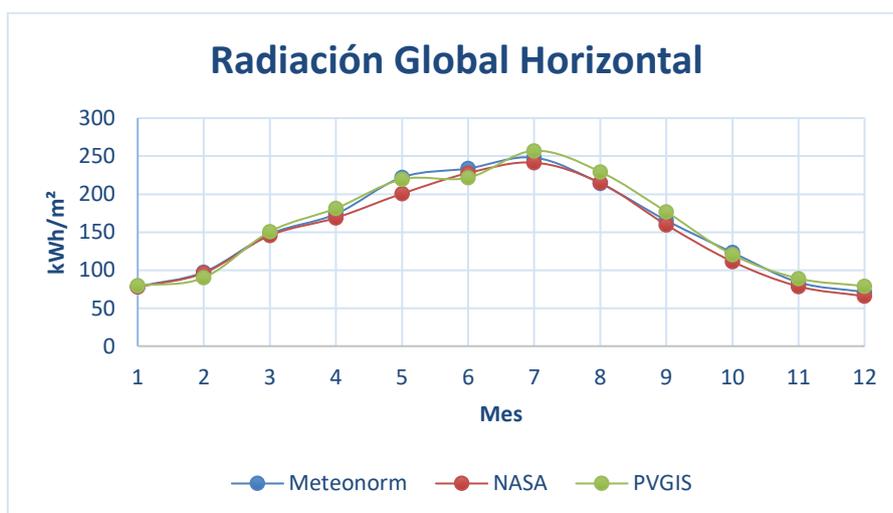


Figura 2: Radiación global horizontal en el emplazamiento. Presenta un valor total anual de 1859,3 kWh/m², adecuado para la generación de energía solar fotovoltaica. Datos de Meteonorm, NASA y PVGIS.

- En la **obra civil**, se implementan caminos tanto de acceso como internos al parque con sistemas de drenaje para evacuar aguas, zanjas para depositar los cables de la instalación y un vallado perimetral que proteja la planta.
- Para el **estudio de viabilidad económica**, se elabora un presupuesto que asciende a 41.031.516,58 €. Se calculan también los indicadores financieros de viabilidad VAN y TIR, así como el LCOE de la energía producida.

3. Resultados

La energía producida por la planta solar fotovoltaica es de 116,157 GWh anuales, con 1985,8 horas equivalentes y un factor de capacidad del 22,7%. El coste normalizado de la energía (LCOE) es de 23,67€/MWh.

Para determinar la viabilidad económica se elabora un presupuesto que asciende a un total de 41.031.516,58 €. Como precio de venta de la energía se considera 42,30 €/MWh, la tasa de descuento aplicada es igual al WACC de 5,40%. Se determina que el proyecto es viable. Los resultados económicos obtenidos son los siguientes:

Tabla 1: Resultados económicos del proyecto

	VAN	TIR	Payback
Proyecto	18.565.881,35 €	8,87%	12 años
Accionista	6.258.825,61 €	13,62%	12 años

4. Conclusiones

Tras realizar el estudio y atendiendo a los resultados obtenidos se puede concluir el proyecto es viable tanto técnica como económicamente. La planta solar fotovoltaicas proporciona una fuente de energía limpia y permite reducir las emisiones contaminantes. Se estima que, cada año, la instalación evita la emisión de una media de 6.516,408 toneladas de CO₂, en comparación con la generación de esa misma cantidad de energía mediante gas natural. Por tanto, su impacto global es positivo.

Además, el proyecto está alineado con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible, en particular con los objetivos 7 (Energía asequible y no contaminante), 9 (Industria, innovación e infraestructura), 12 (Producción y consumo responsables) y 13 (Acción por el clima).

IMPLEMENTATION OF AN UTILITY SCALE PHOTOVOLTAIC SOLAR PLANT IN SAN JUAN DEL PUERTO (HUELVA)

Author: Llaveró Valero, Jesús.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The execution project of a photovoltaic solar power plant consists of the following stages: site selection, design and equipment selection, energy yield calculation, design of the electrical and civil works, and an economic feasibility study.

Keywords: Solar energy, *PVSyst*, economic feasibility study

1. Project Phases

- First, **a suitable site** for the installation and construction of a photovoltaic solar power plant **is identified**. The selection criteria are based on solar irradiation, accessibility of the land, and its topography. In this case, a plot of land in San Juan del Puerto, in the province of Huelva, is chosen, which, in addition to meeting the requirements, is located outside protected natural areas and allows the evacuation of the generated energy through the 220 kV ONUBA substation.
- The **design and equipment selection** for the photovoltaic solar power plant is carried out using the *PVSyst* software. Various simulations are carried out using the software in order to identify the equipment that maximizes energy generation. It is decided to use 105,408 modules from the manufacturer *Jinkosolar*, each with a capacity of 555 Wp, organized into 3,904 strings of 27 modules each. The system uses 2V tracking structures spaced 12 meters apart and 14 *Sungrow* inverters of 3,437 kW.
- The **estimation of the generated energy** is also carried out using simulations with *PVSyst*. Factors such as the installed equipment, solar irradiation data, shading present on the site, and system losses are considered. An average production of 116.157 GWh per year is obtained over the 30-year estimated lifespan of the plant. This corresponds to 1,985.8 equivalent hours and a capacity factor of 22.7%.



Figura 3: View of the photovoltaic solar power plant site. Source: Google Earth.

- For the **design of the electrical installation**, it is considered that power generation is carried out in direct current at low voltage, at 600 V. The cabling that runs to the inverters to convert the current into alternating current is aluminum with XLPE insulation and a cross-section of 240 mm². The inverters are then connected to the transformers that step up the voltage to 30 kV on the MV network using 300 mm² aluminum XLPE cables. Finally, 240 mm² aluminum XLPE cables connect the transformers to the step-up substation, from which the high-voltage line feeds the energy into the grid.

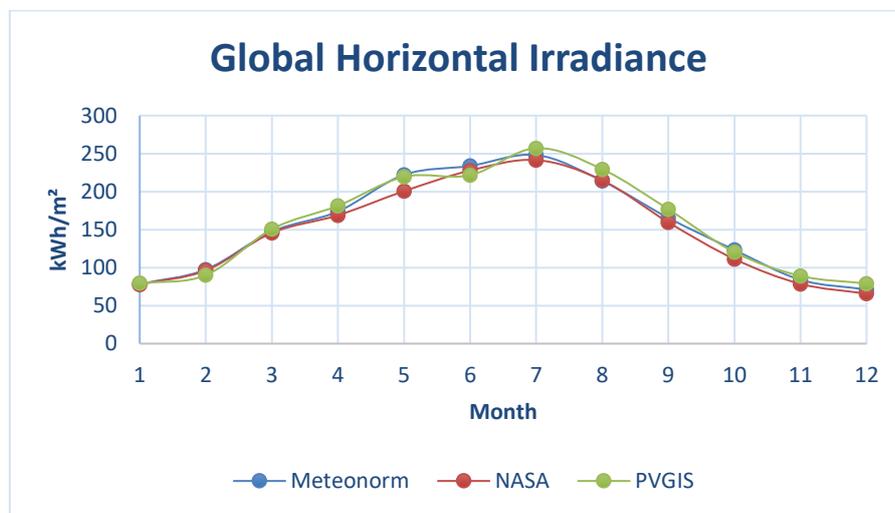


Figura 4: Global horizontal irradiance at the site. It has a total annual value of 1,859.3 kWh/m², which is sufficient for photovoltaic solar energy generation. Data from Meteonorm, NASA, and PVGIS.

- In the **civil works**, both access and internal roads to the plant are constructed with drainage systems to evacuate water, trenches to lay the installation cables, and a perimeter fence to protect the plant.
- For the **economic feasibility study**, a budget of 41.031.516,58 € is prepared. Financial viability indicators such as NPV and IRR are also calculated, as well as the LCOE of the energy produced.

2. Results

The energy produced by the photovoltaic solar power plant is 116.157 GWh per year, with 1,985.8 equivalent hours and a capacity factor of 22.7%. The levelized cost of energy (LCOE) is 23.67 €/MWh.

To determine economic feasibility, a budget totaling 41.031.516,58 € is prepared. The energy selling price is considered 42.30 €/MWh, and the discount rate applied is equal to the WACC of 5.40%. The project is determined to be viable. The obtained economic results are as follows:

Tabla 2: Economic Results of the Project.

	NPV	IRR	Payback
Project	18.565.881,35 €	8,87%	12 años
Shareholder	6.258.825,61 €	13,62%	12 años

3. Conclusions

Based on the study carried out and the results obtained, it can be concluded that the project is both technically and economically viable. The photovoltaic solar plant provides a clean source of energy and contributes to the reduction of pollutant emissions. It is estimated that the installation avoids the emission of an average of 6,516.408 tons of CO₂ per year, compared to generating the same amount of energy using natural gas. Therefore, its overall impact is positive.

Furthermore, the project is aligned with several Sustainable Development Goals (SDGs), particularly goals 7 (Affordable and Clean Energy), 9 (Industry, Innovation and Infrastructure), 12 (Responsible Consumption and Production), and 13 (Climate Action).

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	12
1.1 Motivación del proyecto.....	12
1.2 Estado de la cuestión	14
1.3 Objetivos del proyecto.....	18
Capítulo 2. Recurso Solar y Energía Fotovoltaica.....	20
2.1 Energía Solar	20
2.2 Efecto fotovoltaico	24
Capítulo 3. Descripción de las Tecnologías.....	26
3.1 Célula Solar fotovoltaica	26
3.2 Tecnologías fotovoltaicas	29
3.3 Estructuras de Soporte.....	31
3.4 Inversores	33
3.5 Transformadores.....	34
3.6 Medición del recurso solar	34
Capítulo 4. Descripción del Emplazamiento	37
Capítulo 5. Equipos de la planta solar fotovoltaica	43
5.1 Objetivo	43
5.2 Elección de los equipos	44
5.2.1 Ratio de la planta	44
5.2.2 Distancia entre los seguidores	45
5.2.3 Estructura de los seguidores	47
5.2.4 Paneles	48
5.2.5 Inversores	49
5.2.6 Transformador.....	51
5.3 Pérdidas en el sistema.....	51
Capítulo 6. Energía Producida	56

Capítulo 7. Instalación eléctrica	59
7.1 Sistema fotovoltaico	59
7.1.1 Seguidor.....	59
7.1.2 Paneles solares.....	59
7.1.3 Inversores	60
7.1.4 Transformadores	60
7.2 Instalación de corriente continua.....	60
7.2.1 Conductores de la instalación de corriente continua.....	61
7.2.2 Protección contra sobreintensidad y sobretensión.....	61
7.3 Instalación de corriente alterna.....	62
7.3.1 Conductores de la instalación de corriente alterna	62
7.3.2 Protección contra sobreintensidad y sobretensión.....	63
7.3.3 Celdas de interconexión	64
7.3.4 Subestación elevadora.....	64
Capítulo 8. Obra Civil.....	69
8.1 Hincado de estructuras	69
8.2 Estudio hidrológico	70
8.3 Zanjas	71
8.4 Caminos.....	73
8.5 Drenajes.....	73
8.6 Cimentaciones	74
8.7 Vallado	74
8.8 Edificio de control y subestación	75
8.9 Sistema de seguridad e intrusión	76
Capítulo 9. Planificación del proyecto.....	77
Capítulo 10. Viabilidad económica.....	78
10.1 Estimación de los ingresos	78
10.2 Estimación de los costes.....	79
10.3 Flujos de caja.....	79
10.3.1 Financiación.....	79

10.3.2 Impuestos.....	80
10.3.3 Amortización.....	80
10.3.4 Necesidades Operativas de Fondos (NOF).....	80
10.4 Indicadores financieros.....	80
10.4.1 Coste Ponderado del Capital	80
10.4.2 Valor Actual Neto (VAN).....	81
10.4.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)	82
10.4.4 Periodo de recuperación de la inversión (Payback).....	83
10.4.5 Coste normalizado de la energía (LCOE).....	83
Capítulo 11. Ahorro y contaminación evitada.....	85
Capítulo 12. Objetivos de Desarrollo Sostenible	87
Capítulo 13. Conclusiones.....	89
Bibliografía.. ..	91
ANEXO I: Estudio de alternativas de emplazamiento	96
ANEXO II: Cálculos eléctricos.....	109
ANEXO III: Resultado de los cálculos para el cableado de BT y MT	126
ANEXO IV: Normativa	128
ANEXO V: Presupuesto	129
ANEXO VI: Flujos de caja	130
ANEXO VI: Planos	132

Índice de figuras

Figura 1: Vista del emplazamiento de la planta solar fotovoltaica. Fuente Google Earth. .	10
Figura 2: Radiación global horizontal en el emplazamiento. Presenta un valor total anual de 1859,3 kWh/m ² , adecuado para la generación de energía solar fotovoltaica. Datos de Meteonorm, NASA y PVGIS.	10
Figura 3: View of the photovoltaic solar power plant site. Source: Google Earth.....	13
Figura 4: Global horizontal irradiance at the site. It has a total annual value of 1,859.3 kWh/m ² , which is sufficient for photovoltaic solar energy generation. Data from Meteonorm, NASA, and PVGIS.	13
Figura 5: Potencia Solar Fotovoltaica instalada en España [2].	12
Figura 6: Energía Solar Fotovoltaica producida en España [2].	13
Figura 7: Porcentaje de energía solar producida a nivel mundial frente al resto de tecnologías [3].	15
Figura 8: Generación, porcentaje de generación y generación per cápita solar en el año 2023 [3].	15
Figura 9: Potencia solar fotovoltaica instalada cada año [4].	16
Figura 10: Irradiación global y potencial eléctrico solar en España [4].	17
Figura 11: Cambio en el LCOE promedio global ponderado para la energía solar y eólica en comparación con los combustibles fósiles entre 2010 y 2023 [6].	18
Figura 12: Definición de altura solar [8]	21
Figura 13: Azimut [9].	22
Figura 14: Radiación directa, difusa y reflejada [10].	22
Figura 15: Efecto de las dos corrientes sobre una célula solar fotovoltaica [12]	27
Figura 16: Circuito equivalente de la célula solar fotovoltaica. Elaboración propia	27
Figura 17: Curva I-V y Curva de potencia de una célula solar fotovoltaica [13].	27
Figura 18: Circuito equivalente real. Elaboración propia.....	28
Figura 19: Rendimiento de las células fotovoltaicas [15].	31
Figura 20: Seguimiento a un eje [14]	32
Figura 21: Seguimiento a dos ejes [14]	33

Figura 22: Curva de eficiencia del inversor SUN2000 [15].	34
Figura 23: Piranómetro con anillo de sombra [20].	35
Figura 24: Pirheliómetro [21].	36
Figura 25: Estación solar [10].	36
Figura 26: Ubicación de la localidad. Fuente Google Earth.	38
Figura 27: Radiación Global Horizontal por meses en el emplazamiento. Elaboración propia.	38
Figura 28: Radiación Difusa Horizontal por meses en el emplazamiento. Elaboración propia.	39
Figura 29: Temperatura por meses en el emplazamiento. Elaboración propia.	39
Figura 30: Posición del emplazamiento respecto a zonas IBA y Red Natura 2000 y distancia a ST. Fuente Google Earth.	41
<i>Figura 31: Vista de la parcela con el vallado y el acceso. Fuente Google Earth.</i>	41
Figura 32: Vista del emplazamiento. Fuente Google Earth.....	42
Figura 33: Posición de la ST ONUBA [17].	42
Figura 34: Seguidor solar SF7de SOLTEC [19].	48
Figura 35: Horizonte solar en San Juan del Puerto. Fuente PVSyst.....	52
Figura 36: Curva de rendimiento del inversor empleado. Fuente PVSyst.	54
Figura 37: Diagrama de Sankey de la planta solar fotovoltaica. Fuente PVSyst.	55
Figura 38: Resultados principales de la simulación en el año 1. Fuente PVSyst.....	56
Figura 39. Recta de aproximación a la energía calculada cada año.	57
Figura 40: Transformador de tensión Hitachi 03 SSVT [28].	65
Figura 41: Transformador de corriente Hitachi IMB 73	66
Figura 42: Autovalvula [30].	66
Figura 43: Bobinas de bloqueo [31].	67
Figura 44: Seccionador pantógrafo Hitachi GW54 [32].	67
Figura 45: Interruptor automático EvoPact SF de Schneider Electric.....	68
Figura 46: Zanja subterránea para cables [33].	72
Figura 47: Vallado planta solar fotovoltaica [34].	75
Figura 48: Precio medio aritmético del mercado diario del MIBEL [24] en €/MWh.	78
Figura 49: Representación gráfica de la Tasa Interna de Retorno [26].	83

Figura 50: Objetivos de Desarrollo Sostenible promovidos por las Naciones Unidas [28].	87
Figura 51: ODS 7 [28]	87
Figura 52: ODS 9 [28]	88
Figura 53: ODS 12 [28]	88
Figura 54: ODS 13 [28]	88
<i>Figura 55: Vista de la parcela de Lora del Río. Fuente Google Earth.</i>	<i>96</i>
Figura 56: Distancia del emplazamiento en Lora del Río a la ST GRULLAS. Fuente Google Earth.	97
Figura 57: Pendientes en el emplazamiento de Lora del Río. Fuentes QGIS y Google Earth.	97
Figura 58: Ubicación del emplazamiento de Lora del Río frente a espacios naturales protegidos. Fuente Google Earth.	98
Figura 59: Radiación global horizontal en el emplazamiento de Lora del Río. Elaboración propia.	99
Figura 60: Vista de la parcela de San Juan del Puerto. Fuente Google Earth.	100
Figura 61: Distancia del emplazamiento en San Juan del Puerto a la ST ONUBA. Fuente Google Earth.	100
Figura 62: Pendientes en el emplazamiento de San Juan del Puerto. Fuentes QGIS y Google Earth.	101
Figura 63: Ubicación del emplazamiento de San Juan del Puerto frente a espacios naturales protegidos. Fuente Google Earth.	101
Figura 64: Radiación global horizontal en el emplazamiento de San Juan del Puerto. Elaboración propia.	103
Figura 65: Vista de la parcela de Herrera. Fuente Google Earth.	103
Figura 66: Distancia del emplazamiento en Herrera a la ST PATAMULO. Fuente Google Earth.	104
Figura 67: Pendientes en el emplazamiento de Herrera. Fuentes QGIS y Google Earth. .	104
Figura 68: Ubicación del emplazamiento de Herrera frente a espacios naturales protegidos. Fuente Google Earth.	105
Figura 69: Radiación global horizontal en el emplazamiento Herrera. Elaboración propia.	106

Figura 70: Criterios de selección para elegir emplazamiento y puntuaciones. Elaboración propia.....	107
Figura 71: Resistencia máxima del conductor en Ω/km a 20°C . Fuente UNE-EN 60228 e IEC 60228.....	114
Figura 72: Densidad de corriente máxima admisible para conductores de aluminio en A/mm^2 . Fuente ITC-LAT-06.....	118

Índice de tablas

Tabla 1: Resultados económicos del proyecto	11
Tabla 2: Economic Results of the Project.	14
Tabla 3: Variables meteorológicas del emplazamiento	40
Tabla 4: Alternativas de producción variando el ratio.	45
Tabla 5: Alternativas de producción variando el pitch.....	46
Tabla 6: Alternativas de producción variando la estructura del seguidor	47
Tabla 7: Modelos de paneles solares empleados en las simulaciones.....	48
Tabla 8: Alternativas de producción variando el modelo de panel	49
Tabla 9: Modelos de inversores empleados en las simulaciones.....	50
Tabla 10: Alternativas de producción variando el modelo de inversor.....	50
Tabla 11: Resultados de las simulaciones con y sin O&M.	57
Tabla 12: Energía producida, horas equivalentes y factor de capacidad de cada año	58
Tabla 13: Características del seguido seleccionado.	59
Tabla 14: Características del panel seleccionado.	59
Tabla 15: Características del inversor seleccionado.....	60
Tabla 16: Características Del transformador seleccionando	60
Tabla 17: Protecciones del transformador BT/MT	63
Tabla 18: Características de transformador de potencia.....	65
Tabla 19: Desglose del presupuesto	79
Tabla 20: Variables para el cálculo del WACC	81
Tabla 21: Indicadores financieros del proyecto.....	84
Tabla 22: Emisiones por tipo de combustible [27].....	85
Tabla 23: Toneladas de emisiones evitadas.....	85
Tabla 24: Indicadores financieros del proyecto.....	90
Tabla 25: Datos de radiación, temperatura y velocidad del viento para el emplazamiento de Lora del Río. Fuente Meteonorm.	98
Tabla 26: Datos de radiación y temperatura para el emplazamiento de Lora del Río. Fuente PVGIS.....	99

Tabla 27: Datos de radiación, temperatura y velocidad del viento para el emplazamiento de San Juan del Puerto. Fuente Meteonorm.	102
Tabla 28: Datos de radiación y temperatura para el emplazamiento de Sam Juan del Puerto. Fuente PVGIS.....	102
Tabla 29: Datos de radiación, temperatura y velocidad del viento para el emplazamiento de Herrera. Fuente Meteonorm.	105
Tabla 30: Datos de radiación y temperatura para el emplazamiento de Herrera. Fuente PVGIS.....	106
Tabla 31: Resultados de la clasificación de emplazamientos. Elaboración propia.	107
Tabla 32: Características del módulo seleccionado.....	109
Tabla 33: Características del inversor seleccionado.....	109
Tabla 34: Valores admisibles de tensión de contacto aplicada en función de la duración de la falta. Fuente ITC-RAT-13	123

Lista de Acrónimos

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

VAN: Valor Actual Neto

TIR: Tasa Interna de Retorno

LCOE: Levelized Cost of Energy

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

AM: Masa de aire (Air Mass)

CEM: Condiciones Estándar de Iluminación

GHI: Radiación Global Horizontal

DHI: Radiación Difusa Horizontal

ST: Subestación

LIC: Lugares de Importancia Comunitaria

ZEPA: Zona Especial de Protección para las Aves

GCR: Ground Coverage Ratio

PR: Performance Ratio

LID: Light Induced Degradation

O&M: Operación y Mantenimiento

BT: Baja Tensión

MT: Media Tensión

PaT: Puesta a Tierra

NOF: Necesidades Operativas de Fondos

WACC: Weighted Average Cost of Capital

AIS: Air Insulated Switchgear

CCTV: Circuito Cerrado de Televisión

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El trabajo presenta un proyecto de ejecución de una planta solar fotovoltaica en España. Su finalidad es recorrer cada una de las etapas que comprenden el diseño y ejecución de una planta de gran potencia.

La sociedad actual se encuentra envuelta en un proceso de descarbonización de la industria energética. Este proyecto se ubica dentro de este contexto. España en concreto tiene un papel fundamental en este proceso. Cuenta con un gran potencial para la generación de energía solar fotovoltaica y en los últimos años ha experimentado un notable crecimiento en la instalación de plantas de este tipo. Del mismo modo cuenta con una política de incentivos y una legislación favorable [1].

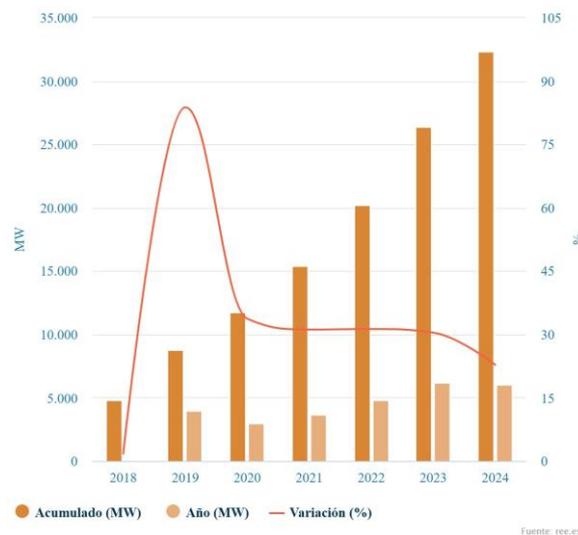


Figura 5: Potencia Solar Fotovoltaica instalada en España [2].

La potencia solar fotovoltaica instalada en España ha aumentado de manera significativa en los últimos años, logrando un papel fundamental en el mix energético actual. En el año 2024

había instalados 32.350 MW de potencia, lo que representa el 25,1% de la potencia total en España. La potencia instalada se ha visto aumentada en un 22,8 % con respecto al año anterior [2].

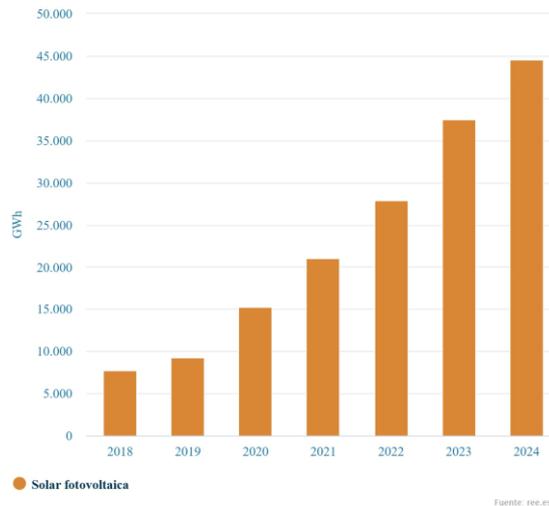


Figura 6: Energía Solar Fotovoltaica producida en España [2].

En cuanto a la energía generada, en 2024 se vivió un máximo histórico anual de 44.520 GWh, un 18,9 % más que en 2023. La energía generada representó un 17,0% del total anual en España [2].

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 [1] establece una serie de objetivos entre los que se encuentran una reducción del 32% de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los del año 1990, un 81% de generación de energía renovable y la reducción de la dependencia energética hasta el 50%. La instalación de plantas solares fotovoltaicas de gran potencia como la presentada en este trabajo contribuyen a conseguir estos objetivos.

La ampliación del PNIEC, presentada en 2024 [3] especifica objetivos concretos de potencia instalada para las diferentes tecnologías renovables. Estos objetivos son los siguientes:

- Energía eólica: 62 GW (incluyendo 3GW de marina)
- Solar fotovoltaica: 76 GW (incluyendo 19 GW de autoconsumo)

- Solar térmica: 4,8 GW
- Biomasa: 1,4 GW
- Hidráulica: 14,5 GW

En el contexto de este proyecto cabe destacar los 76 GW de potencia solar fotovoltaica que se tiene como objetivo instalar para el año 2030. Esta cifra refleja la apuesta firme de la sociedad y de los gobiernos, en concreto el español, por esta tecnología como fuente de energía para el futuro.

1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN

La creciente búsqueda de alternativas a los combustibles fósiles para, por un lado, reducir los niveles de emisiones de gases de efecto invernadero, y por otro aumentar la independencia energética de los países ha dado lugar a un desarrollo de las energías renovables, que han ido ganado peso frente a los combustibles fósiles tradicionales como el carbón, el petróleo y el gas natural.

El 30% de la energía total generada a nivel global ya es renovable [4]. Este dato señala la dirección hacia la que se dirige el contexto energético actual. Considerando que la demanda total continuará aumentando a nivel mundial, es necesario buscar fuentes de energía que den sustento a esta subida. La energía solar supuso el 5,5% de la generación de energía total en el mundo. Cabe destacar también que es la que más crece, contando con un incremento del 23% frente al año anterior [4].

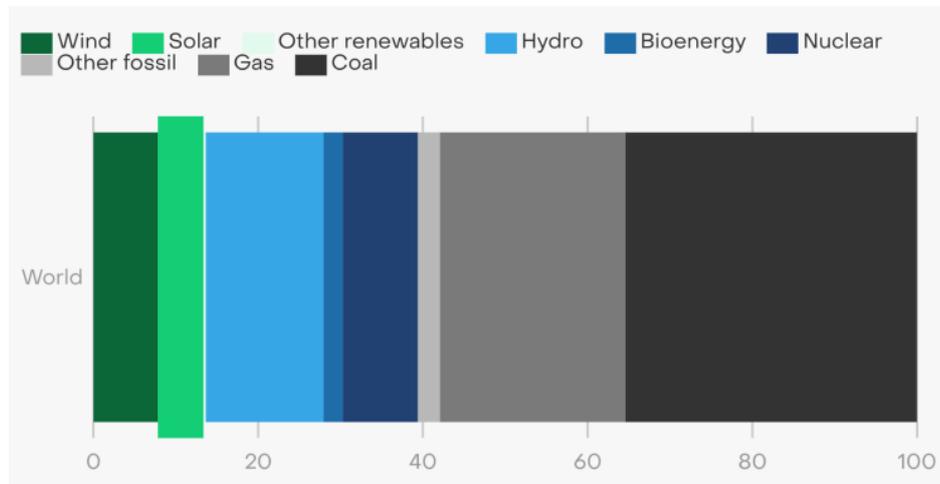


Figura 7: Porcentaje de energía solar producida a nivel mundial frente al resto de tecnologías [4].

Observando datos por países se ve la clara apuesta de algunos por la tecnología solar. En valores absolutos de generación, el claro líder es China, seguido de Estados Unidos. Destaca también como hay 6 países cuyo porcentaje de generación solar supera el 15%. En cuanto a generación per cápita el primer país es Australia. En el caso de España, se observa la gran importancia que este tipo de tecnología ha ganado, siendo el sexto país en porcentaje de generación y el tercero en kWh per cápita.

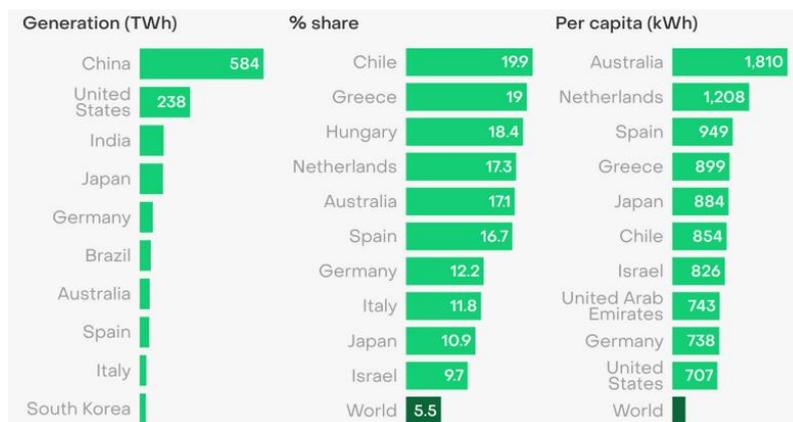


Figura 8: Generación, porcentaje de generación y generación per cápita solar en el año 2023 [4].

En cuanto a potencia total instalada, el mundo supera ya los 2 TW solares, en 2024, se instalaron 597 GW, de los cuales 329 GW se instalaron en China.

Record 597 GW of global solar capacity added in 2024; slower but steady 33% annual growth

Annual solar PV installed capacity 2000-2024

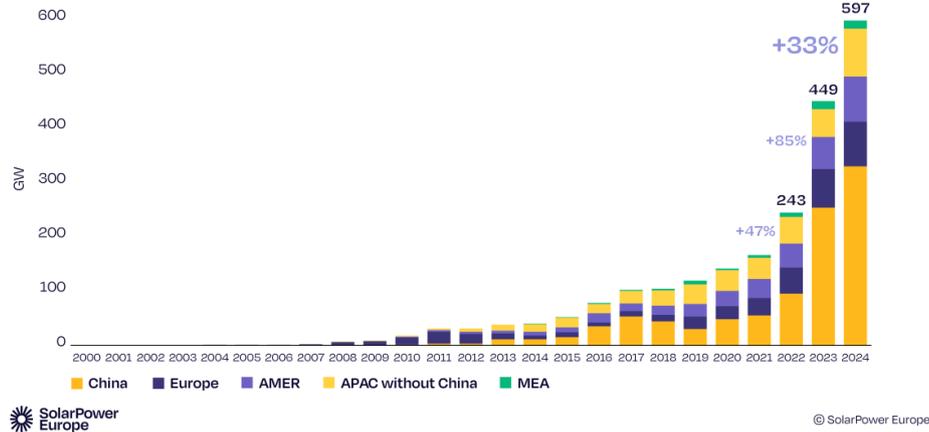


Figura 9: Potencia solar fotovoltaica instalada cada año [5].

Los países con más potencia solar fotovoltaica instalada en el año 2024 son China, con 985 GW, Estados Unidos con 223 GW e India, con 121 GW. España ocupa el sexto lugar, con 32 GW [5].

Son varios los motivos por los que España se ha convertido en un país con una fuerte presencia de energía solar fotovoltaica. El primero de ellos es la abundancia de recurso solar. España cuenta con unos datos de irradiación solar global que permiten una generación de energía a gran escala. En segundo lugar, también cuenta con una política y una legislación favorable, que facilita la instalación y el uso de fuentes de energía limpias. Prueba de ello es el previamente mencionado PNIEC [1].

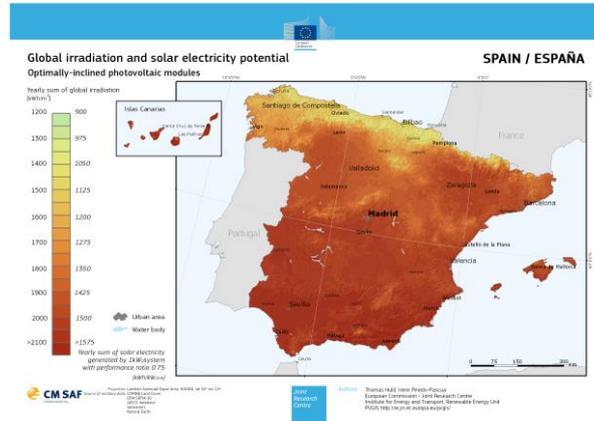
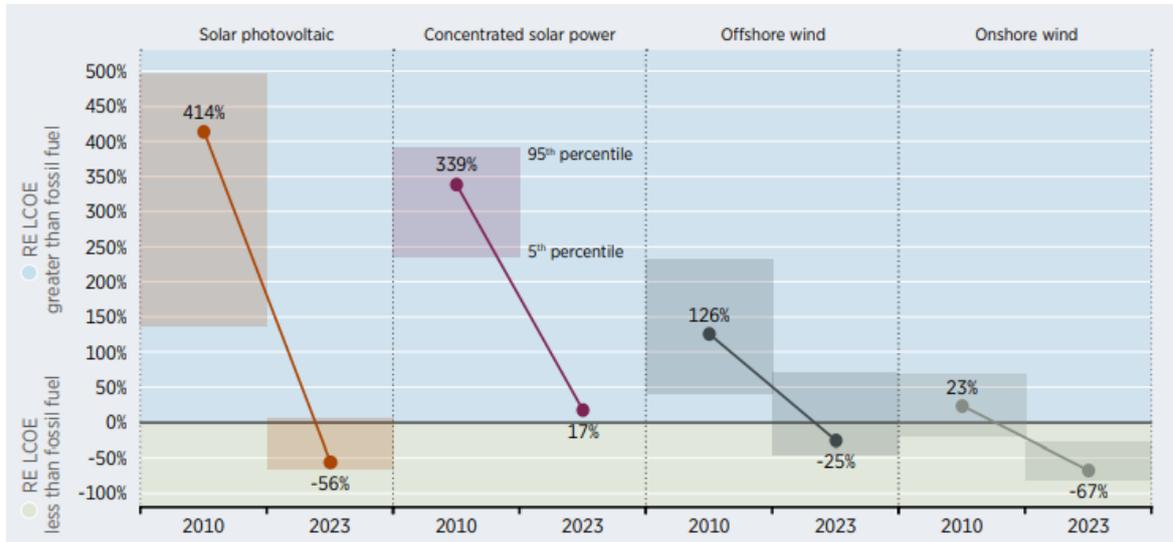


Figura 10: Irradiación global y potencial eléctrico solar en España [6].

Otra razón por la que se han visto aumentadas tanto la generación de energía como la potencia solar fotovoltaica instalada es por la disminución de los costes. El LCOE (*Levelized Cost Of Energy*) mide el coste medio de la generación a lo largo de la vida útil de un activo. Funciona como métrica para determinar la viabilidad de un proyecto energético y su competitividad. Sirve también para comparar distintas fuentes de generación [7]. Se calcula como el cociente entre el valor actual neto de todos los costes a lo largo de la vida útil de la planta y el valor actual neto de toda la energía generada. Si se observan datos del LCOE para la electricidad producida a partir de tecnología solar fotovoltaica, se observa un notable descenso en los últimos años. En concreto, un 90% entre 2010 y 2023, pasando de media de los 460\$/MWh a 44\$/MWh. Un factor determinante para esta bajada ha sido la disminución del coste de los módulos fotovoltaicos [8].



Note: RE = renewable energy.

Figura 11: Cambio en el LCOE promedio global ponderado para la energía solar y eólica en comparación con los combustibles fósiles entre 2010 y 2023 [8].

La tendencia descendente en el valor del LCOE se ve presente también en otras fuentes de energía renovable como la eólica, tanto terrestre como marina. Se observa también como los valores del LCOE hacen a las fuentes de energía limpias cada vez más competitivas frente a los combustibles fósiles.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Los objetivos del proyecto pasan por seguir los pasos necesarios para describir y diseñar una planta solar fotovoltaica de gran tamaño.

El primero de ellos es encontrar un emplazamiento que sea adecuado para ubicar la planta. Los requisitos que debe cumplir este emplazamiento son: contar con radiación solar suficiente para maximizar la generación de energía, tener una orografía adecuada para poder instalar y operar los equipos necesarios durante las fases de construcción y operación, ser accesible, encontrarse próximo a una subestación para poder evacuar la energía producida y respetar las reservas naturales protegidas.

En segundo lugar, el proyecto tiene como objetivo llevar a cabo el diseño de la planta. Una vez ubicado el emplazamiento y a partir de los datos de radiación solar, se puede estimar la producción de energía y seleccionar así los equipos necesarios, principalmente tipo de panel, inversor y transformador. Del mismo modo se diseña el cableado según lo dispuesto en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y el Reglamento de Líneas de Alta tensión. Se describe también la subestación transformadora y la conexión a red y las protecciones. El siguiente paso es describir también la obra civil necesaria: zanjas para cables, vallado y caminos.

Por último, se tiene también como objetivo estudiar la viabilidad económica del proyecto. Se estudian los costes de inversión, así como los ingresos. El análisis económico se lleva a cabo mediante el cálculo del valor actual neto (VAN) y de la tasa interna de retorno (TIR).

Capítulo 2. RECURSO SOLAR Y ENERGÍA FOTOVOLTAICA

2.1 ENERGÍA SOLAR

La energía fotovoltaica es aquella que procede del sol y es convertida en electricidad a través de una célula fotovoltaica. Esta producción de energía eléctrica es proporcional a la energía que incide sobre los módulos. La relación entre radiación solar incidente y energía viene dada por la expresión siguiente:

$$E_a = \frac{G_{a(\alpha,\beta)} \cdot P_p \cdot \eta}{G_{CEM}} \quad (1)$$

Donde:

E_a : Energía Anual estimada en kWh

$G_{a(\alpha,\beta)}$: Radiación global incidente en la inclinación y orientación del plano de los módulos

P_p : Potencia pico de los módulos instalados en kW

G_{CEM} : Radiación Global en Condiciones Estándar de Medida, con un valor de 1kW/m^2

La energía que irradia el sol se expande en todas las direcciones. La constante solar tiene un valor aproximado de 1361 W/m^2 [9]. Este valor es la cantidad de energía que recibe la tierra por unidad de tiempo y área en la parte superior de la atmósfera. Debido a la dispersión y la absorción, y al ángulo de incidencia del sol, este valor varía a la altura del suelo. En días despejados y en condiciones favorables el valor puede llegar a los 1100 W/m^2 .

La irradiancia es la energía que incide por unidad de superficie de tiempo. La irradiación, por su parte, es el valor acumulado de irradiancia que llega a una superficie en un tiempo determinado. Por tanto, la unidad de medida de la primera magnitud es W/m^2 y $\text{J/m}^2 \cdot \text{año}$ o $\text{kWh/m}^2 \cdot \text{año}$, para la segunda.

El ángulo de la radiación solar sobre la superficie es un parámetro relevante en la generación de energía. Se define como altura solar (h) al ángulo que forman los rayos solares sobre el plano horizontal. La masa de aire (AM) se define como:

$$Masadeaire(AM) = \frac{1}{\cos(\alpha)} \quad (2)$$

Donde:

$\alpha = 90 - h$, siendo h la altura solar

Cuanto más cerca del horizonte se encuentra el sol, la AM crece y se incrementa la distancia que deben atravesar los rayos para alcanzar la posición del observador.

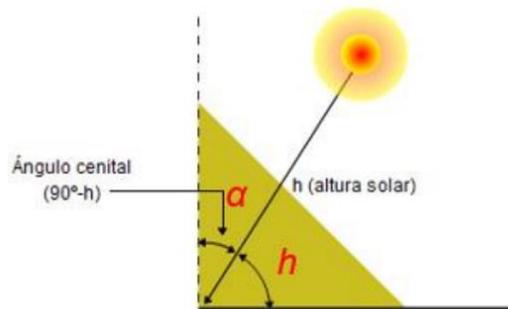


Figura 12: Definición de altura solar [10]

Para medir la potencia máxima de un panel fotovoltaico se toma una fuente de luz con un valor $AM1,5$. Si además la intensidad de radiación global que recibe una superficie de 1 m^2 es de 1000 W/m^2 , a este valor se le conoce como 1 SOL , el cuál es un parámetro de medición estandarizado para evaluar la potencia de salida de paneles [10].

Otro parámetro relevante es el azimut. Es el ángulo de giro del sol obtenido de la proyección sobre el plano horizontal.

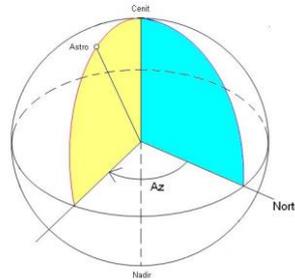


Figura 13: Azimut [11].

Cabe también destacar que no es igual toda la radiación que alcanza una superficie. Esta se puede clasificar según radiación solar directa, difusa y reflejada.



Figura 14: Radiación directa, difusa y reflejada [12].

La radiación solar directa es aquella que proviene directamente del sol. La difusa proviene de la atmósfera, a través de la dispersión de la radiación directa sobre ella. Y la reflejada es consecuencia de un reflejo sobre la superficie por el fenómeno albedo [13]. El tipo de radiación más relevante para generar energía solar fotovoltaica es la directa, aunque la difusa también puede ser empleada. No obstante, la radiación directa que alcanza una superficie dependerá del ángulo de inclinación de esta. Si dicha superficie es perpendicular a la radiación el valor es máximo. Por tanto:

$$I_D^i = I_D \cdot \cos(\alpha) \quad (3)$$

Siendo:

I_D^i : Intensidad directa sobre la superficie inclinada

I_D : Intensidad directa sobre la superficie horizontal

α : Ángulo de incidencia

De igual forma, para la radiación difusa:

$$I_F^i = I_F \cdot \frac{1 + \cos(\alpha)}{2} \quad (4)$$

Donde:

I_F^i : Intensidad difusa sobre la superficie inclinada

I_F : Intensidad difusa sobre la superficie horizontal

α : Ángulo de incidencia

Se observa cómo se obtiene la mayor intensidad tanto directa como difusa con un ángulo de incidencia de 0°.

Los parámetros presentados son críticos a la hora de diseñar una planta solar fotovoltaica. De cara a optimizar su producción, si se trata de una estructura fija, como la de por ejemplo una instalación de autoconsumo en una vivienda o nave, hay que fijar los valores de orientación e inclinación, los cuales también dependerán en gran medida de donde se ubique la instalación y cual sea su latitud. Se define como orientación al azimut y como inclinación el ángulo entre la superficie de interés y la horizontal. No obstante, debido a la naturaleza del sol, resulta conveniente la instalación de seguidores. Estos maximizan la producción de energía cambiando la posición de los paneles de modo que su posición sea lo más perpendicular posible a la radiación. Esto resulta especialmente conveniente en plantas de gran potencia como la presentada en este trabajo, ya que la limitación de espacio es menor y se busca maximizar la generación de energía con el fin de verterla a la red.

2.2 EFECTO FOTOVOLTAICO

El efecto fotovoltaico fue reconocido por primera vez en 1839 por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel. Posteriormente, Albert Einstein explicó en 1905 el principio físico que lo sustentaba, al describir el efecto fotoeléctrico. Por este trabajo recibió el Premio Nobel de Física en 1921.

El efecto fotovoltaico consiste en la transformación de radiación solar en electricidad cuando esta incide sobre ciertos materiales semiconductores que originan una fuerza electromotriz. Esta fuerza electromotriz, o diferencia de potencial, produce un movimiento de cargas eléctricas [10].

Se pone en contacto un semiconductor tipo N, también llamado donador, que cuenta con un electrón extra en su última capa; con un semiconductor tipo P, que tiene un electrón menos. Esto da lugar a que el tipo N se cargue positivamente y el P, negativamente. Se establece así una diferencia de potencial, que da lugar a un campo eléctrico para reestablecer el equilibrio [10]. La barrera de potencial si el semiconductor es silicio (Si) es de 0,5 V y de 0,5 V si es germanio (Ge). Para que se produzca efecto fotovoltaico debe darse que la energía del fotón de la luz que impacta sobre el material semiconductor ha de superar un umbral. Esto se describe con la siguiente ecuación:

$$\frac{E_{\text{FOTON}}}{\lambda} \geq \frac{h \cdot c}{E_g} \quad (5)$$

Donde:

E_{FOTON} : Energía del fotón (J)

h: Constante de Planck ($6,626 \cdot 10^{-34}$ J·s)

c: Velocidad de la luz en el vacío ($3 \cdot 10^8$ m/s)

λ : Longitud de onda de la luz (m)

E_g : Energía del *bandgap* (brecha de energía)

E_g es la energía mínima necesaria para que un electrón salte de una banda a otra y haya conducción eléctrica en un semiconductor. La expresión anterior se puede expresar cambiando la unidad de la energía a electronvoltio y sustituyendo el valor del producto $h \cdot c$.

$$E_{\text{FOTON}} \text{ (eV)} = \frac{1240}{\lambda \text{ (nm)}} \quad (6)$$

Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

3.1 CÉLULA SOLAR FOTOVOLTAICA

Una célula solar fotovoltaica es un dispositivo capaz de producir electricidad en corriente continua a partir de radiación solar. Está formado por materiales semiconductores que producen dicha corriente a partir de las uniones P-N descritas previamente.

Con el objetivo de producir el nivel de tensión deseado, estas células se unen y se montan sobre paneles o módulos. La luz incide sobre estos módulos y se produce una corriente proporcional a la radiación que llega.

Actualmente, las células fotovoltaicas que se producen y se distribuyen se construyen principalmente a partir del silicio, bien mono o policristalino.

Con la célula conectada a una carga y recibiendo radiación, se produce un corriente resultado de dos componentes opuestas:

- Corriente de iluminación (I_L): es igual a la corriente fotogenerada I_{ph} , producida por la luz incidente.

$$I_{ph} = I_L \quad (7)$$

- Corriente de oscuridad (I_D): es consecuencia de la recombinación de portadores que origina el voltaje externo que permite hacer llegar energía a la carga.

$$I_D(V) = I_c \left[\exp\left(\frac{eV}{KT_c}\right) - 1 \right] \quad (8)$$

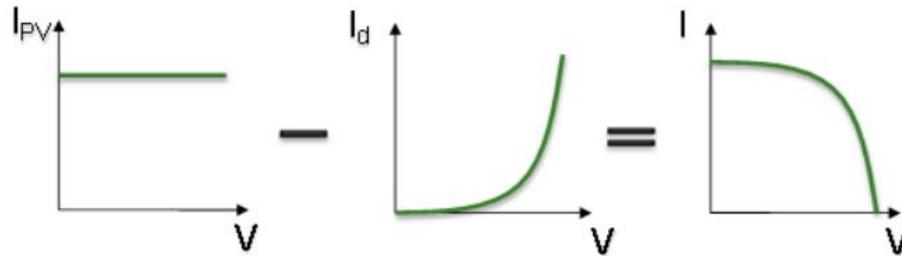


Figura 15: Efecto de las dos corrientes sobre una célula solar fotovoltaica [14]

Esta curva se puede asemejar a un circuito con un diodo en la oscuridad con una corriente de iluminación. El circuito equivalente aproximado sería:

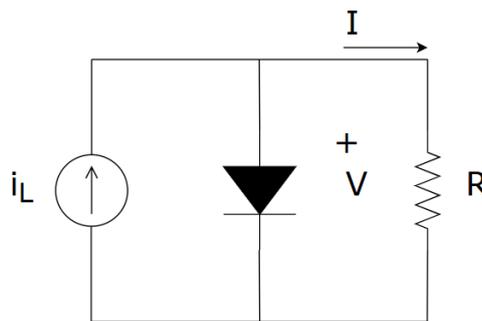


Figura 16: Circuito equivalente de la célula solar fotovoltaica. Elaboración propia

A partir de esta equivalencia se describe la curva característica I-V de una célula solar fotovoltaica.

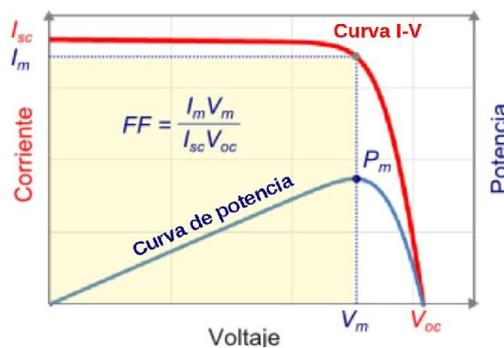


Figura 17: Curva I-V y Curva de potencia de una célula solar fotovoltaica [15]

Los puntos que definen las curvas son:

- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): es la corriente que se obtiene cuando la tensión es de 0V. Es la máxima corriente que se puede producir.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): tensión para la cual la corriente es 0. Es la máxima tensión que se puede obtener.
- Potencia máxima (P_m): la potencia se calcula como $P \cdot I$. Existe un par de valores de tensión e intensidad entre 0 y su máximo que dan lugar a P_m .
- Factor de forma o *Fill Factor* (FF): es el cociente entre la potencia máxima y el producto de V_{oc} y I_{sc} . Cuanto más próximo esté este valor a 1, mejor será la célula.

Otro parámetro relevante en una célula solar fotovoltaica es su eficiencia o rendimiento (η):

$$\eta = \frac{P_{max}}{G \cdot A_c} = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{G \cdot A_c} = \frac{FF \cdot I_{sc} \cdot V_{oc}}{G \cdot A_c} \quad (9)$$

Donde G es la irradiancia en CEM (1000 W/m^2) y A_c el área de captación de la célula.

Este rendimiento expresa el porcentaje de energía solar que es convertida en energía eléctrica. La eficiencia se puede ver reducida por factores como pérdidas por reflexión parcial o por contactos eléctricos y resistencias en serie.

No obstante, en una célula solar fotovoltaica real hay que considerar otros parámetros. El circuito real equivalente añade además la resistencia de la zona neutra del semiconductor y otra resistencia por pérdidas en el diodo. Estas resistencias se añaden al circuito equivalente como se muestra en la siguiente figura:

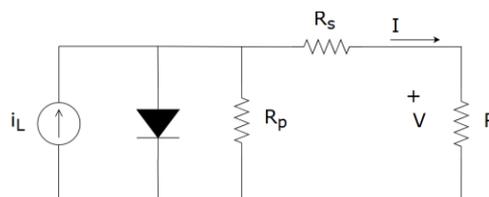


Figura 18: Circuito equivalente real. Elaboración propia

Por tanto, la I se define como:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{e(V + IR_S)}{mkT} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_p} \quad (10)$$

La R_s representa pérdidas en la intensidad y vienen dadas por resistencias en los contactos metálicos o en las capas semiconductoras. La R_p modela pérdidas en la tensión, consecuencia de fugas de corriente o de pequeños cortocircuitos.

La temperatura también afecta a la eficiencia de las células. Se puede estimar una pérdida de entre el 0,4% y el 0,5% por cada incremento de un grado sobre los 25°C en paneles de silicio [10]. La temperatura de trabajo de la célula (T_c) se obtiene según:

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{T_{TONC} - 20}{800} \quad (11)$$

Siendo:

T_a : Temperatura ambiente

G: Irradiancia solar

T_{TONC} : *Temperature of Nominal Operating Cell*. Definido por el fabricante, valor típico 46°C

3.2 TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS

La gran mayoría de la producción mundial de paneles solares fotovoltaicos se producen a partir de silicio cristalino. Este puede ser mono o policristalino. El primero presenta rendimientos y costes mayores que el segundo. El silicio monocristalino es obtenido mediante un proceso en el que se eliminan las impurezas y permite obtener unas láminas finas con bordes redondeados y una gran pureza. Se denomina mono porque se forma a partir de un único cristal y dispone una red continua. Por su parte, el policristalino se forma en bloques con ángulos rectos, el silicio se concentra en una gran masa y no es necesario seguir un proceso que elimine impurezas [10]. Los modelos híbridos se forman a partir de capas

de monocristales sobre las que se añade material policristalino. A lo largo de los años, el silicio monocristalino ha ido ganando terreno al policristalino y es a día de hoy la tecnología más empleada en la generación de energía solar fotovoltaica.

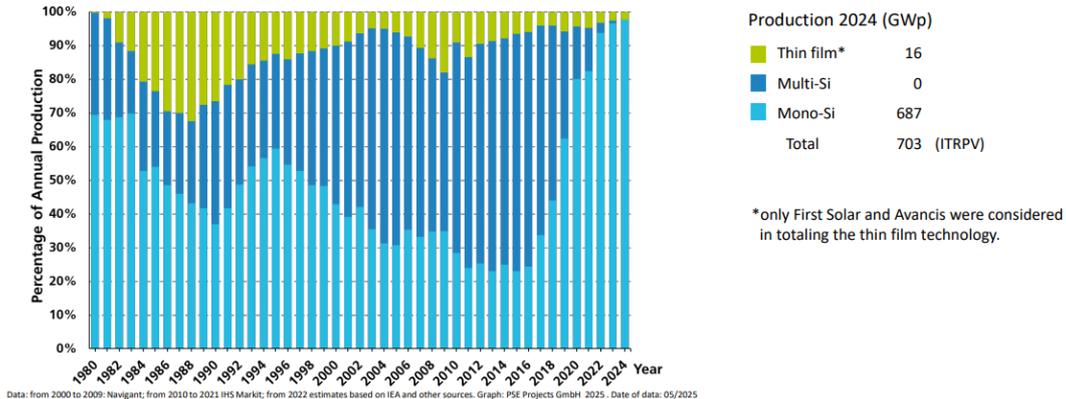


Figura 19: Distribución porcentual anual de la producción fotovoltaica por tecnología (Mono-Si, Multi-Si y Película Delgada) [16].

Otro material sobre el cual se está investigando con perspectivas de implantar en el futuro además del silicio es la perovskita (CaTiO_3). Las células fabricadas a partir de este compuesto cuentan con eficiencias cercanas al 27%, a la vez que mantienen bajos costes. Estas características hacen de la perovskita un material atractivo para comercializar [17].

Es también posible encontrar células con estructura multicristalina, formada por monocristales de gran tamaño con una orientación aleatoria. Se pierde rendimiento, pero disminuye el precio de la célula.

Otro tipo de tecnología es la lámina delgada. En estos paneles se reduce la cantidad de material semiconductor empleado. Los espesores son del orden de 100 veces menores que en el sodio cristalino. Se emplean distintos tipos de materiales entre los que destacan el silicio amorfo, los materiales CIS y el Teluro de Cadmio [10]. El gráfico siguiente presenta los rendimientos de las diferentes tecnologías presentes en el mercado y su evolución a lo largo de los años, destacan las células multiunión.

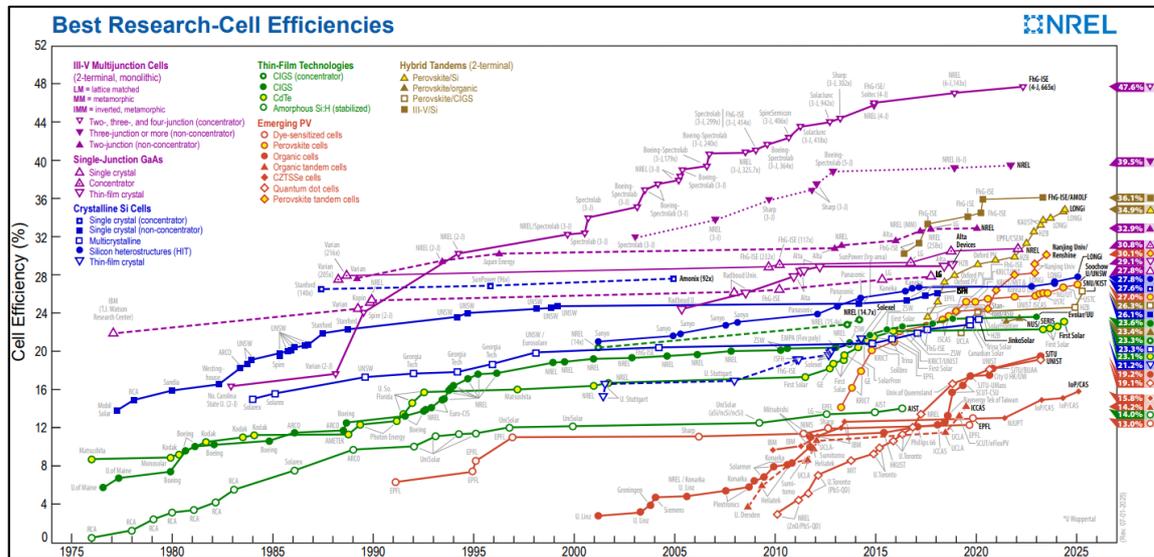


Figura 20: Rendimiento de las células fotovoltaicas [18].

3.3 ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Los módulos se instalan sobre estructuras. Esto les aporta mayor estabilidad y rigidez. Existen dos tipos de estructuras:

- Fijas: posicionan los módulos en un ángulo fijo. Este se determina por el lugar donde se encuentren y por la capacidad de generación. Normalmente se instalan en tejados o paredes.
- Móviles: proporcionan movimiento en 1 o 2 ejes para dar seguimiento solar. Incrementan así la generación de energía, pero es necesario más espacio y mantenimiento. Deben ser capaces de resistir la fuerza del viento.

Las estructuras fijas se pueden instalar sobre el suelo. Postes, paredes o tejados. Para instalaciones de mayor tamaño hay que considerar la distancia ente módulos, para que no proporcionen sombra unos a otros.

En cuanto a las estructuras móviles, el dispositivo empleado es un seguidor o *tracker*. Tienen como fin aprovechar mejor la radiación incidente, tanto a lo largo del día como en las diferentes estaciones del año. Este tipo de instalación es más común en zonas de gran volumen de radiación y con poca nubosidad, ya que optimizan la captación.

El seguimiento puede hacerse a uno o dos ejes. El seguimiento a un eje puede ser:

- Horizontal: seguimiento en elevación o en azimut
- Polar: seguimiento en azimut mediante un eje inclinado y orientado al sur
- Vertical o azimutal: seguimiento en azimut por eje vertical

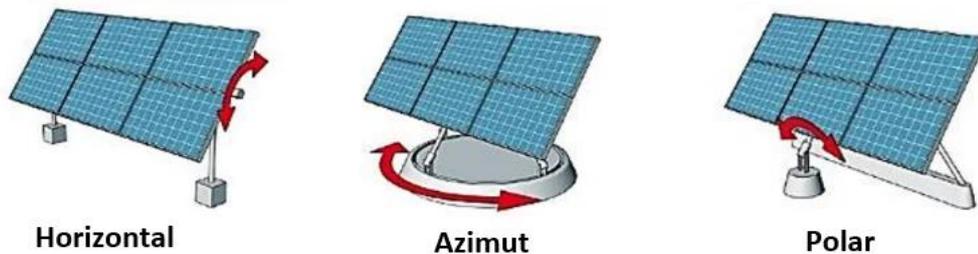


Figura 21: Seguimiento a un eje [19]

En cuanto al seguimiento en dos ejes, este se realiza mediante seguimiento azimutal y elevación, con un eje vertical y otro horizontal.

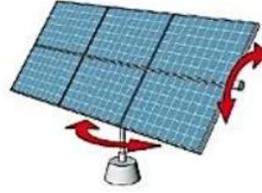


Figura 22: Seguimiento a dos ejes [19]

3.4 INVERSORES

El inversor es el elemento que se posiciona entre los paneles y la red. Transforma la electricidad generada en corriente continua a corriente alterna. Debe seguir la frecuencia y el nivel de tensión de la red a la que se conecta para evitar la inyección de armónicos.

Como la potencia entregada por el generador fotovoltaico depende de la radiación solar recibida, el inversor incorpora un dispositivo seguidor del punto de máxima potencia, conocido como MPPT (*Maximum Power Point Tracker*). Este dispositivo cambia la tensión de entrada al inversor de cara a maximizar el producto intensidad por tensión en cada momento. Los inversores se pueden clasificar en función de la potencia:

- Inversor central (de cientos a varios miles de kW): se emplean en grandes plantas.
- Inversores *string*: son de menor potencia (de pocos a algunos cientos de kW) y se emplean en instalaciones pequeñas.

Los parámetros principales que definen un inversor son:

- Potencia nominal: es la potencia máxima de salida en corriente alterna.
- Tensión máxima de entrada: tensión máxima del generador al inversor. Corresponde con la tensión a circuito abierto a la temperatura mínima prevista.
- Tensión mínima de entrada: tensión mínima cuando la temperatura de los módulos aumente.
- Tipo de conexión: monofásica o trifásica.
- Eficiencia: varía en función potencia instantánea. Se presenta en curvas.

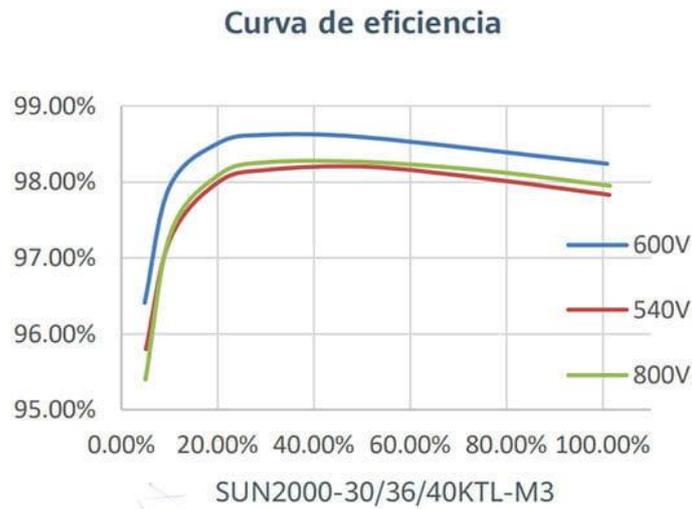


Figura 23: Curva de eficiencia del inversor SUN2000 [20].

3.5 TRANSFORMADORES

El transformador es la última etapa del esquema eléctrico antes de la conexión a red. La tensión de salida del inversor, que varía en el rango de los 600 V y 690 V, es elevada por el transformador hasta los 20 kV o 33 kV.

También existen soluciones conjuntas que agrupan inversor y transformador. Se denomina estación de potencia a esta combinación.

3.6 MEDICIÓN DEL RECURSO SOLAR

Para un correcto análisis y diseño de la planta es necesario conocer con precisión el recurso solar. Para esto se implementan estaciones solares que tienen como finalidad controlar las siguientes variables: radiación global, directa y difusa, temperatura media, velocidad del viento, pluviometría y grado de soledad del panel.

Para medir la radiación solar global, suma de las radiaciones directa y difusa, se emplea un instrumento conocido como piranómetro. Este instrumento sirve para medir de forma precisa

la radiación solar que incide sobre una superficie. Es utilizado para investigaciones climatológicas o para monitorear valores en una estación meteorológica. Cuenta con un sensor que mide la densidad del flujo de la radiación solar en un campo de 180°.

La radiación solar difusa se mide empleando un piranómetro con banda de sombra. Esta banda se encarga de eliminar la componente directa de la radiación. En función de la inclinación del equipo se mide la radiación en el plano horizontal o en un plano inclinado.



Figura 24: Piranómetro con anillo de sombra [21].

Para poder obtener el valor de la radiación solar directa se emplea un pirheliómetro. Este instrumento proporciona medidas de irradiancia tanto en el plano perpendicular al sol como en el plano horizontal.

La luz entra en el instrumento a través de una lente y es dirigida a una termopila que convierte el calor en una señal eléctrica que se puede medir.



Figura 25: Pirheliómetro [22].

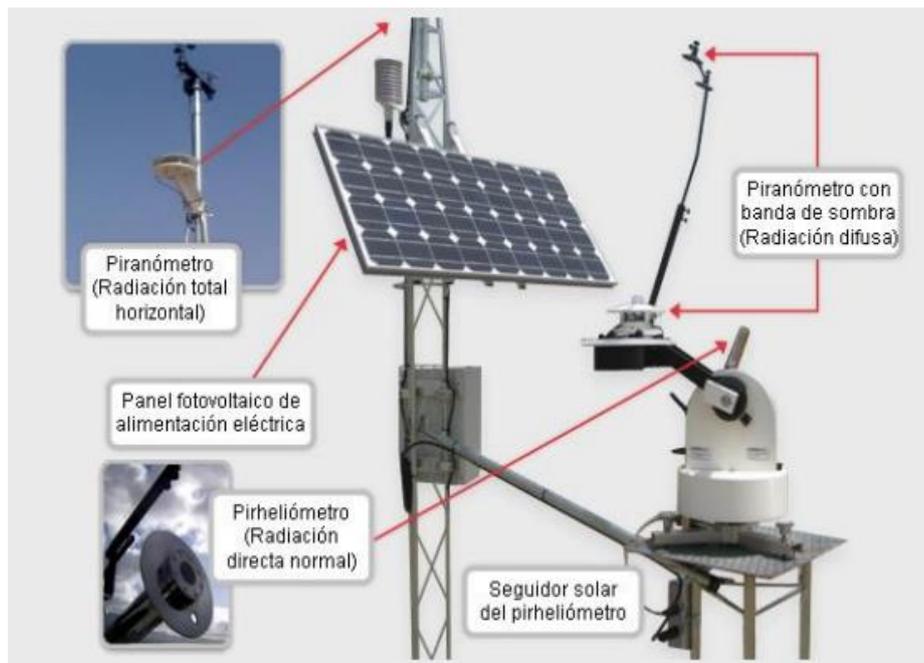


Figura 26: Estación solar [10].

Para una correcta medición del recurso solar se ha de desplegar una estación solar por cada 20 MW de potencia de la planta.

Capítulo 4. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La selección del emplazamiento resulta crítica de cara a la posterior construcción y explotación de la planta. La localización de la planta determinará en primer lugar la radiación que recibirá y, por tanto, también la energía producida. Otras características que vendrán dadas por el emplazamiento serán la temperatura ambiente, la velocidad del viento y la distancia al punto de interconexión. Otros factores clave son la accesibilidad y la orografía. Es preferible contar con un terreno con pendientes poco pronunciadas de cara a instalar módulos sobre él.

El emplazamiento seleccionado se encuentra en la localidad de San Juan del Puerto, en la provincia de Huelva (Zona 29S, 687652.04 m E, 4135416.99 m N). Se elige en base a una serie de características y tras compararlo con otros dos candidatos. El proceso de selección se detalla en el *Anexo I: Estudio de Alternativas de Emplazamiento*. Los criterios de selección elegidos son los siguientes: accesibilidad, respeto por el medio ambiente, ausencia de estructuras en la parcela, capacidad, recurso solar, orografía, tipo de terreno, vegetación e interconexión eléctrica.



Figura 27: Ubicación de la localidad. Fuente Google Earth.

Los datos de radiación y temperatura se toman de la comparación de tres bases de datos distintas. Estas son *Meteonorm*, *NASA* y *PVGIS*.

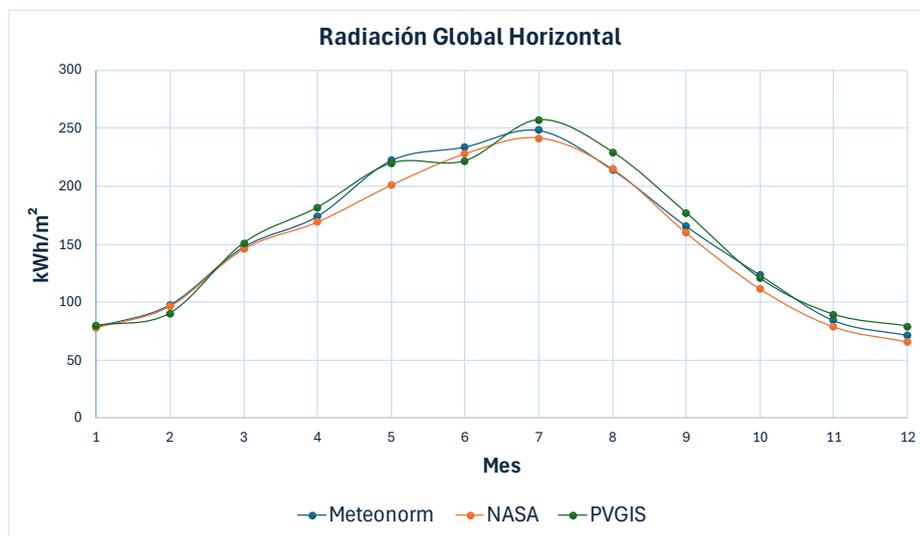


Figura 28: Radiación Global Horizontal por meses en el emplazamiento. Elaboración propia.

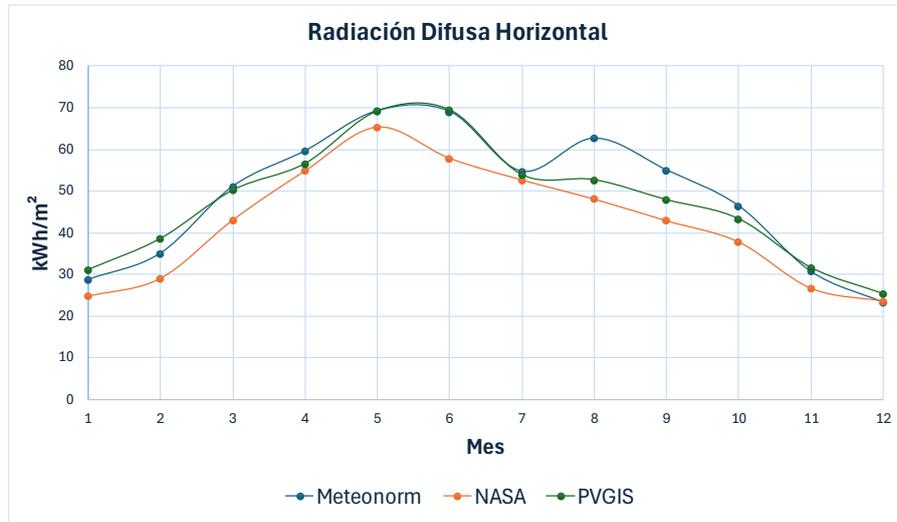


Figura 29: Radiación Difusa Horizontal por meses en el emplazamiento. Elaboración propia.

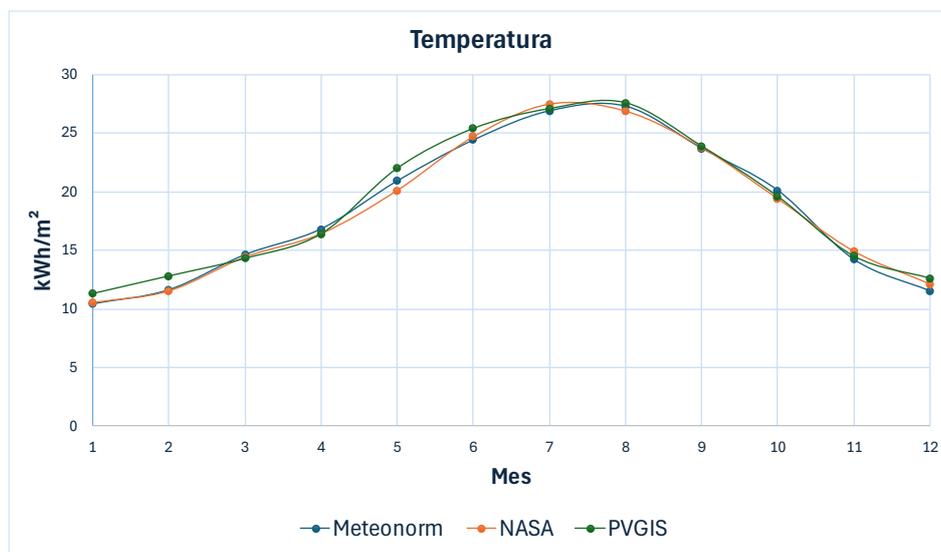


Figura 30: Temperatura por meses en el emplazamiento. Elaboración propia.

Para continuar con el estudio se toman los valores de la base de datos *Meteonorm*, por ser los centrales. A continuación, se presentan los datos detallados de radiación global horizontal (GHI), radiación difusa (DHI), temperatura ambiente (T_a) y velocidad del viento (V):

Tabla 3: Variables meteorológicas del emplazamiento

	GHI [kWh/m²]	DHI [kWh/m²]	Ta [°C]	V [m/s]
Enero	78	29	10,8	2,6
Febrero	98	35	12	3
Marzo	147	51	14,7	3,2
Abril	174	60	17,1	3,3
Mayo	222	69	20,8	3,1
Junio	234	69	24,6	3,1
Julio	248	55	26,6	3
Agosto	214	63	27	2,8
Septiembre	165	55	23,9	2,7
Octubre	123	46	20,1	2,6
Noviembre	84	31	14,6	2,6
Diciembre	71	24	11,8	2,8
Año	1857	587	18,7	2,9

Como cabe esperar, los meses con mayores valores de radiación y temperatura son los de verano. Julio presenta el mayor GHI, con 248 kWh/m² y mayo y junio el mayor DHI con 69 kWh/m². La temperatura es máxima en agosto con 27°C. Los meses de invierno presentan valores menores. En cuanto a la velocidad del viento, el valor máximo se da en abril, con 3,3 m/s.

Los valores acumulados de GHI (1857 kWh/m²) y de DHI (587 kWh/m²), así como la media de temperatura (18,7°C) y de velocidad del viento (2,9 m/s), dotan al emplazamiento de las características meteorológicas necesarias para la producción de energía solar fotovoltaica.

A continuación, se considera la orografía del terreno. El emplazamiento seleccionado tiene una superficie de 117 hectáreas. Se encuentra fuera de los terrenos que forman la Red Natura 2000. Tampoco se encuentra en zona LIC ni ZEPa, por lo tanto, no se trata de un espacio protegido. La pendiente media del terreno es inferior al 10% y la parcela es accesible por medio de caminos cercanos. No hay líneas de alta tensión ni poblaciones en el área.



Figura 31: Posición del emplazamiento respecto a zonas IBA y Red Natura 2000 y distancia a ST. Fuente Google Earth.

Respecto al límite de la parcela se deja un espacio de 10 metros hasta el vallado. El acceso a la parcela es posible a través de la carretera Camino de Huelva a Trigueros.



Figura 32: Vista de la parcela con el vallado y el acceso. Fuente Google Earth.



Figura 33: Vista del emplazamiento. Fuente Google Earth

Es necesario también que el emplazamiento se encuentre próximo a una subestación eléctrica para poder entregar toda la energía eléctrica producida por la planta solar fotovoltaica. La conexión se realiza de forma directa a través de una línea que une la planta y la subestación.

La subestación elegida es la ST ONUBA (220 kV), ubicada a una distancia de 6,46 km. La subestación pertenece a la empresa *e-distribución* [23]. Actualmente dicha subestación no cuenta con capacidad de conexión. No obstante, la idoneidad de la zona para la generación de energía solar fotovoltaica haría posible esperar ampliaciones futuras.

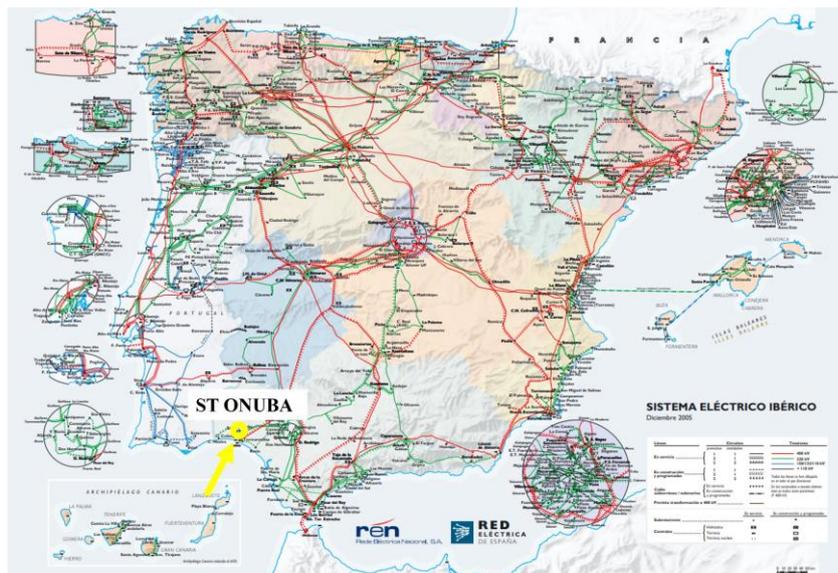


Figura 34: Posición de la ST ONUBA [24].

Capítulo 5. EQUIPOS DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

5.1 OBJETIVO

La finalidad de este capítulo es seleccionar los equipos que forman parte de la planta solar fotovoltaica. Se comparan diferentes tecnologías y fabricantes presentes en el mercado. Se emplea el software *PVSyst* para realizar simulaciones y poder optimizar la energía producida. Los principales equipos que se eligen son paneles, inversores y seguidor.

PVSyst es un software desarrollado en Suiza. Permite realizar simulaciones de plantas fotovoltaicas tanto de autoconsumo, como a pequeña y gran escala. Permite realizar análisis exhaustivos para el dimensionamiento y la producción de energía. Considera numerosas variables, como la orientación, sombreado, clima o ubicación, y genera informes detallados sobre el rendimiento de la planta, su generación y su evolución a lo largo de los años.

Las simulaciones de *PVSyst* parten de una ubicación. Se importan las coordenadas del emplazamiento, así como el resto de sus datos: radiación (GHI y DHI), temperatura ambiente media y velocidad del viento.

El siguiente paso es elegir tipo de módulo, modelo de inversor y decidir cómo se van a conectar. Se establece el número de cadenas y el ratio de la planta.

A continuación, se describe el horizonte de la planta, es decir la orografía con las sombras que afectarán a la producción. Por último, se detallan las pérdidas de la planta.

Con toda esta información importada y los valores establecidos se puede componer un caso base sobre el cual se realizan modificaciones y combinaciones para poder maximizar la energía que la planta vierte en la red. Los parámetros que se van a modificar para optimizar la producción son los siguientes:

- Ratio de la planta: se define según la siguiente expresión

$$\text{Ratio} = \frac{\text{Potencia pico de la planta (MWp)}}{\text{Potencia nominal de la planta (MW)}}$$
$$= \frac{\text{Potencia pico del panel} \cdot \text{N}^{\circ} \text{ cadenas} \cdot \text{N}^{\circ} \text{ módulos en serie}}{\text{Potencia del inversor} \cdot \text{N}^{\circ} \text{ inversores}}$$

- Distancia entre seguidores: para evitar sombras mientras se optimiza el espacio.
- Estructura del seguidor: se compara la estructura 2V, dos filas verticales, con la 1 V, que tiene una sola fila en vertical. En ambos casos la estructura es móvil y se orienta según la dirección sur-norte.
- Módulos solares.
- Inversores.

5.2 ELECCIÓN DE LOS EQUIPOS

Antes de poder realizar distintas variantes de la simulación para comparar y optimizar se diseña un caso base con un seguidor 2V.

El panel seleccionado para el caso base es un Longi Solar de silicio monocristalino modelo LR5-72HBD-550M de 550 Wp. El fabricante chino Longi es considerado *Tier 1* en la clasificación elaborada por *Bloomberg NEF* [25]. La calificación *Tier 1* identifica a los fabricantes que mejor calidad y servicio ofrecen.

El inversor del caso base es un SMA Sunny Central4000 UP de 4000 kW. SMA también está considerado como *Tier 1* por *Bloomberg NEF* [25].

5.2.1 RATIO DE LA PLANTA

Partiendo del caso base se estudian distintos ratios para la planta solar fotovoltaica. Se varía el número de inversores para ajustar el ratio. Se realizan tres simulaciones y se comparan los resultados.

Tabla 4: Alternativas de producción variando el ratio.

Alternativa	1	2	3
Nº de inversores	14	13	12
Ratio (P_p/P_n)	1,045	1,125	1,219
P_p (MWp)	58,494	58,494	58,494
P_n (MW)	56	52	48
Energía producida en año 1 (GWh)	123,05	122,99	122,51
Pérdidas por eficiencia del inversor (%)	1,60%	1,60%	1,60%
Pérdidas por limitación por sobredimensionamiento (%)	0%	0%	0,40%

En base a los resultados obtenidos se selecciona un ratio P_p/P_n de 1,219. Este ratio logra un equilibrio entre el aprovechamiento del generador fotovoltaico y su energía producida. Se lleva a cabo un sobredimensionamiento moderado de los módulos frente al inversor, lo que permite un mejor aprovechamiento de la curva de generación solar y una reducción del infrauso del inversor durante muchas horas del año. El impacto en la generación es mínimo (un 0,43% menor) y las pérdidas son aceptables.

5.2.2 DISTANCIA ENTRE LOS SEGUIDORES

La distancia entre los seguidores o *pitch* es otra de las variables que influyen en la optimización de la producción de la planta. Se busca el equilibrio entre las pérdidas por sombreado entre módulos y la ocupación de la planta sobre el terreno.

Se realizan nuevamente diversas simulaciones con el objetivo de analizar cuál es el impacto del *pitch* sobre la planta. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

Tabla 5: Alternativas de producción variando el *pitch*

Alternativa	1	2	3	4
Distancia (m)	12	10	8	14
Ratio = Pp/Pn	1,219	1,219	1,219	1,219
Energía producida en año 1 (GWh)	122,514	119,076	113,575	124,594
Pérdidas por sombras cercanas (%)	1,70%	1,70%	1,70%	1,70%
GCR (%)	38,10%	45,80%	57%	32,70%
Superficie Paneles (ha)	27,474	27,474	27,474	27,474
Superficie Planta (ha)	72,11	59,99	48,03	84,02

La superficie de los paneles es aquella que ocupan los módulos y la de la planta el área total necesaria para aplicar el *pitch* oportuno. El *Ground Coverage Ratio* (GCR) relaciona ambos valores.

$$GCR(\%) = \frac{\text{Superficie ocupada por los paneles (ha)}}{\text{Superficie total de la planta (ha)}} \quad (12)$$

Se toma como *pitch* una distancia de 12 m. La energía producida es un 3% y un 8% superior a las alternativas 2 y 3 respectivamente. Se toma esta opción frente a la de 14 m por el mejor aprovechamiento del terreno. Los 12 m permiten un uso más eficiente del suelo. La alternativa 4 presenta una producción de energía un 1,7% mayor, pero ocupando un 14% más de terreno. El ratio energía producida/superficie de la planta es de 1,7 en el caso de la opción 2 y de 1,48 en la opción 4.

El *pitch* de 12 m permite además una correcta ventilación entre filas, lo que evita el sobrecalentamiento.

Se logra así maximizar la eficiencia energética sin incurrir en el coste adicional que supondría adquirir más terreno. Tampoco se sacrifica terreno por una compactación excesiva de los módulos.

5.2.3 ESTRUCTURA DE LOS SEGUIDORES

Para maximizar la exposición de los módulos a la radiación solar se coloca un eje horizontal con orientación sur-norte. Se emplea un seguidor que mueva el panel a lo largo del día para optimizar la producción de energía.

La estructura del caso base es 2V, pero se realiza una simulación para comparar su rendimiento frente al 1V. Se mantiene el *pitch* de 12 m, que es equivalente 6 m en el caso de usar 1V.

Los resultados de la simulación son:

Tabla 6: Alternativas de producción variando la estructura del seguidor

Alternativa	2V	1V
Distancia (m)	12	6
Ratio = Pp/Pn	1,219	1,219
Año 1. Energía (GWh)	122,514	122,619
Sombras Cercanas (%)	1,70%	1,70%
GCR (%)	38,10%	38,00%
Superficie Paneles (ha)	27,474	27,474
Superficie Planta (ha)	72,11	72,30

La diferencia de producción entre ambas alternativas es mínima, apenas un 0,1% superior en el caso del 1V. La opción elegida es la 2V, ya que ocupa un menor espacio y cuenta con un GCR ligeramente mayor. Las dos opciones son muy similares en cuanto a rendimiento, se elige 2V por las potenciales ventajas prácticas de mantenimiento o ventilación entre módulos.

El modelo de seguidor seleccionado es un SF7 del fabricante español SOLTEC [26].



Figura 35: Seguidor solar SF7 de SOLTEC [26].

5.2.4 PANELES

Para la elección de los paneles se realizan nuevamente una serie de simulaciones. Las características de los módulos que se van a ensayar son las siguientes:

Tabla 7: Modelos de paneles solares empleados en las simulaciones

Fabricante	Longi	Jinkosolar	Trina
Modelo	LR5-72HBD	JMK-555N	TMS-NEG19RC
Tecnología	Si-monocristalino	Si-monocristalino	Si-monocristalino
Potencia pico (Wp)	550	555	605

Se realizan las simulaciones usando paneles de fabricantes de *Tier 1* [25], con la finalidad de obtener resultados óptimos.

A partir de estos modelos de paneles y manteniendo constantes los parámetros fijados anteriormente, se llevan a cabo de nuevo las simulaciones. Como inversor se usa el empleado en el caso base. Los resultados se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 8: Alternativas de producción variando el modelo de panel

Alternativa	1	2	3
Distancia (m)	12	12	12
Ratio = P_p/P_n	1,219	1,218	1,219
Potencia nominal (MW)	48	48	48
Potencia Pico (MW_p)	58,494	58,486	58,494
Año 1 (GWh/año)	122,51	123,344	122,616
Panel	Longi	Jinkosolar	Trina
Nº paneles/string	27	27	28
Nº strings	3939	3904	3453
Nº paneles	106353	105408	96684

Para mantener el ratio P_p/P_n optimizado anteriormente, se ajusta el número de cadenas (*strings*) y el número de paneles. El número de *strings* se calcula según:

$$N^{\circ}strings = \frac{Ratio \cdot Potencianominal(W)}{Potenciadeunpanel(W_p) \cdot N^{\circ}paneles/string} \quad (13)$$

En base a los resultados se opta por emplear el panel JMK-555N del fabricante Jinkosolar de silicio monocristalino y 555 W de potencia pico. La diferencia es mínima, no obstante, se elige el que maximiza la producción de energía.

5.2.5 INVERSORES

En esta sección se elige tanto el modelo de inversor como el número de inversores que tendrá la planta solar fotovoltaica. El número de inversores se ajusta para mantener el ratio P_p/P_n.

Los inversores que se van a emplear en la simulación se presentan en la siguiente tabla. Ambos se clasifican como *Tier 1* [25].

Tabla 9: Modelos de inversores empleados en las simulaciones.

Fabricante	SMA	Sungrow
Modelo	Sunny Central 4000 UP	SG3400-HV- 20
Potencia nominal (kW)	4000	3437
Tensión MPP mínima (V)	880	875
Tensión MPP máxima (V)	1325	1300
Tensión máxima de entrada (V)	1500	1500
Tensión de salida (V)	600	600
Eficiencia máxima (%)	98,79%	99%

Las simulaciones se llevan a cabo manteniendo los parámetros de las simulaciones anteriores considerados como óptimos y se varían los nuevos que se busca determinar. Los resultados de las simulaciones son:

Tabla 10: Alternativas de producción variando el modelo de inversor

Alternativa	1	2
Ratio = Pp/Pn	1,218	1,215
Potencia nominal (MW)	48	48,118
Potencia Pico (MWp)	58,486	58,486
Año 1 (GWh/año)	123,344	124,508
Inversor	SMA	Sungrow
Panel	Jinkosolar	Jinkosolar
Nº inversores	12	14

A la vista de los resultados de la simulación se decide emplear 14 inversores del fabricante Sungrow, modelo SG3400-HV-20. Se toma esta decisión en base a la energía generada, que es máxima con dicho inversor.

Como sucedía en simulaciones anteriores, la diferencia de producción entre componentes *Tier 1* es reducida. Se ha buscado variar parámetros para optimizar la energía generada, no obstante, de cara a tomar una decisión en un caso real habría que considerar las ofertas de los fabricantes e incluir la variable económica como otro factor de peso.

5.2.6 TRANSFORMADOR

Después de la generación de la energía en corriente continua, y su posterior conversión a alterna en el inversor, la siguiente etapa tiene como fin elevar la tensión de salida del inversor, en este caso 60 V a los 30 kV de la red de media tensión de la planta. Al subir la tensión se disminuye la intensidad y por tanto disminuyen las pérdidas.

Para realizar esta subida de tensión se emplea un transformador de potencia. El modelo elegido es el SG6250/6800HV-MV también del fabricante Sungrow, igual que el inversor. Juntos forma la estación de potencia.

La tensión del lado de baja es de 600 V y el rango de salida se encuentra entre 20 kV y 35 kV, por lo que se ajusta a las necesidades del proyecto.

5.3 PÉRDIDAS EN EL SISTEMA

Para poder simular la energía producida por la planta solar fotovoltaica han de considerarse las pérdidas que se dan en el sistema. Estas pérdidas se reflejan en un indicador conocido como *Performance Ratio* (PR). El PR se define como un porcentaje y refleja la relación entre la producción ideal de la planta y la real. Es una medida de la calidad de la instalación [10]. Si se consideran n pérdidas, el PR se define como:

$$PR(\%) = \prod_{i=1}^n (1 - \text{pérdida}_i) \quad (14)$$

Las pérdidas incluidas en el sistema y calculadas con *PVSyst* se describen a continuación:

- Pérdidas por sombreado lejano: se deben a las pérdidas causadas por la radiación que no alcanza los módulos debido a la orografía o a el horizonte. Están relacionadas con el recorrido solar. El valor es de 0,4%

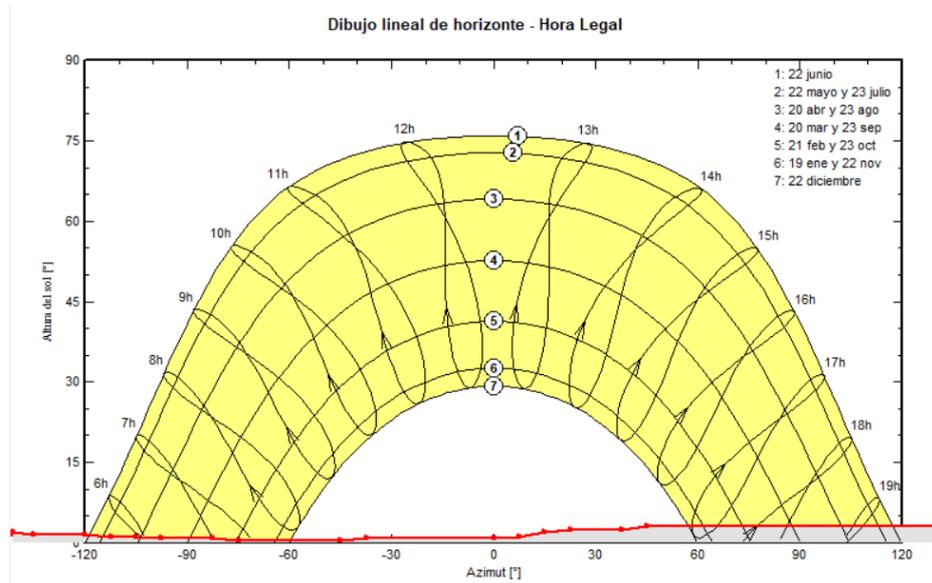


Figura 36: Horizonte solar en San Juan del Puerto. Fuente PVSystem.

- Pérdidas por sombreado cercano: se deben a pérdidas por sombras dentro de la propia planta solar fotovoltaica. Si una célula dentro de un módulo no está produciendo energía porque no recibe radiación mientras que el resto del panel sí, puede bloquear el paso de energía de las células colocadas en serie. Se deben instalar diodos de protección que eviten el sobrecalentamiento del panel. Su valor es de 1,7%.
- Pérdidas angulares (IAM) y espectrales: se deben a la variación entre las condiciones estándar de medida para las cuales se define la potencia nominal del panel y las condiciones reales de operación. Su valor es del 1%.
- Pérdidas por temperatura: son las más elevadas del sistema. Por encima de los 25°C, un aumento en la temperatura provoca una reducción en la tensión de salida del módulo y, por tanto, una pérdida de potencia. Tienen un valor de 4,9%.
- Pérdidas por suciedad: el ensuciamiento de los paneles da lugar a una disminución del rendimiento de los paneles, que no pueden convertir la radiación que reciben en su totalidad. Se estiman en un 2%.

- Pérdidas por nivel de irradiancia en el emplazamiento: se deben a la diferencia entre las condiciones estándar de radiación (1000 W/m^2) y las reales. Su valor es de 0,2%.
- Pérdidas LID: son las siglas de *Light Induced Degradation*. Estas pérdidas se deben a el efecto de la exposición casi constante de los módulos a la radiación. Su origen está en microburbujas de oxígeno atrapadas en el silicio durante la fabricación del panel. Cuando se exponen a la luz este oxígeno se recombina con otros elementos disminuyendo las propiedades del silicio [10]. Tienen un valor del 0,6%.
- Pérdidas por desacople (*mismatch*): tienen lugar porque se conectan módulos con potencias ligeramente diferentes. De este modo, si se colocan en serie, el módulo con menor corriente limita al resto. Su valor es 2,1%.
- Pérdidas eléctricas: se originan en diferentes etapas y elementos del sistema eléctrico. En la parte de corriente continua se deben fundamentalmente a los cables del panel al inversor (0,8%). En alterna se dividen entre la zona desde el inversor al transformador, desde el transformador a la subestación y de ahí a la red (2,7%).
- Pérdidas en el inversor: el rendimiento del inversor depende de la potencia de entrada y salida. Por tanto, varía en función la potencia que llegue y de la tensión de trabajo. Su valor es 1,1%.

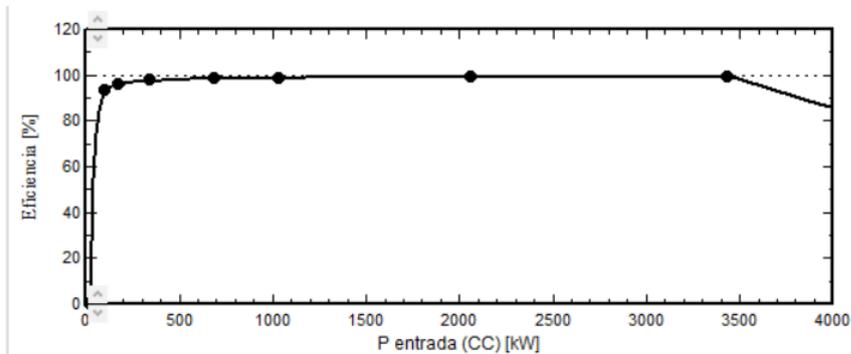


Figura 37: Curva de rendimiento del inversor empleado. Fuente PV Syst.

- Pérdidas por limitación de potencia del inversor: se delimita la potencia del inversor a partir de cierta temperatura para proteger el equipo. Se estima en un 0,3%.
- Pérdidas por autoconsumo: se deben a que parte de la energía que produce la planta se emplea en abastecer a los servicios auxiliares de la propia planta, Su valor es de 0,3%.

Todas las pérdidas del sistema se detallan en un diagrama de Sankey extraído de la simulación con *PV Syst*. El valor del PR de la planta es de 86,03%.

PVsyst V8.0.6

VCW, Fecha de simulación:

15/05/25 13:56

con V8.0.6

Jesús Llaveró Valero (Spain)

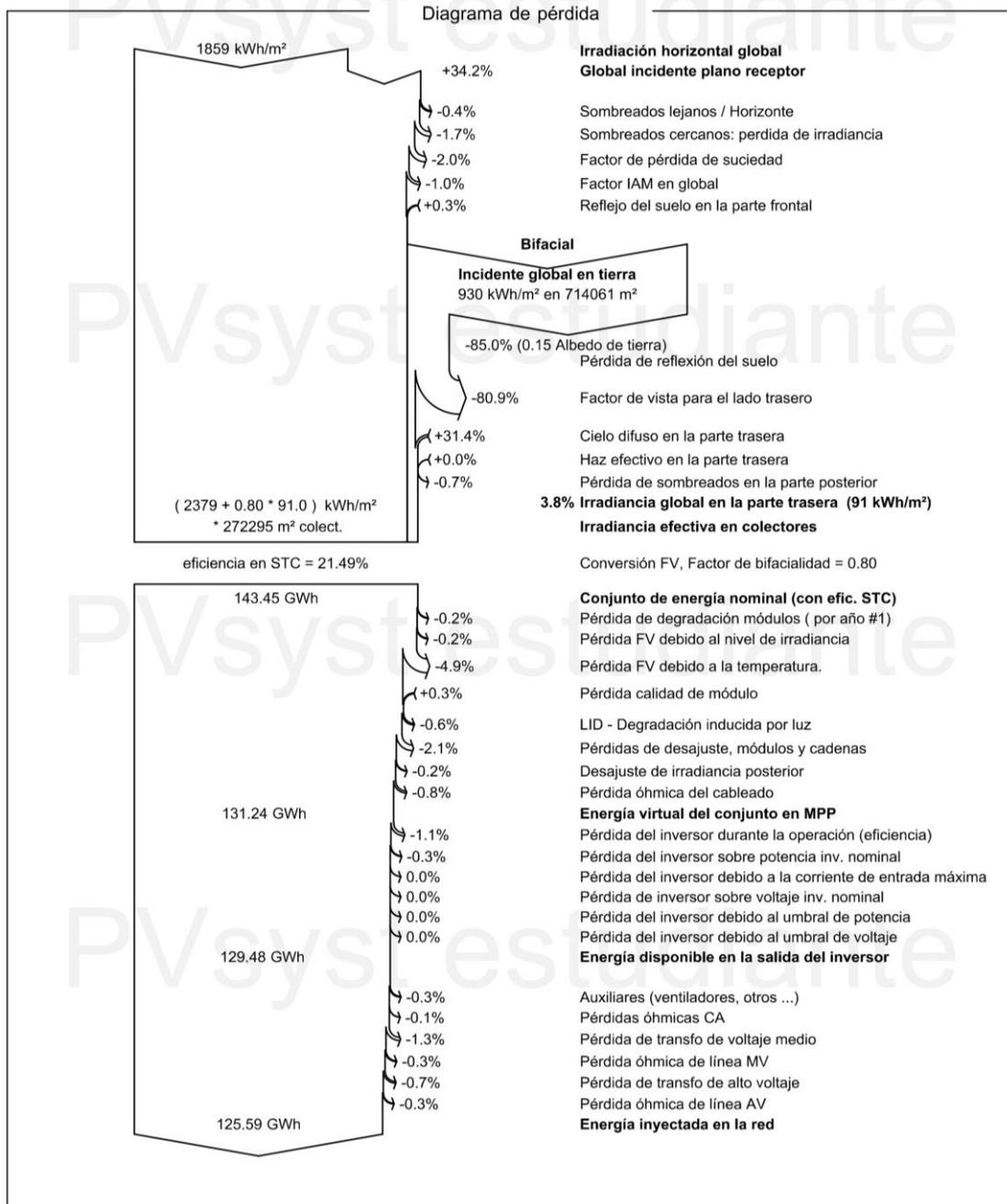


Figura 38: Diagrama de Sankey de la planta solar fotovoltaica. Fuente PVsyst.

Capítulo 6. ENERGÍA PRODUCIDA

La energía producida por la planta es estimada por *PVSyst* a partir de los datos proporcionados del emplazamiento, equipos y pérdidas. El programa realiza una estimación detallada de la producción por meses de la planta. Se realiza esta simulación y se presentan los resultados para el año 1 de operación.

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR proporción
Enero	78.4	28.77	10.42	108.3	101.3	5.89	5.62	0.887
Febrero	97.5	35.13	11.60	131.1	123.8	7.14	6.83	0.891
Marzo	147.4	51.10	14.60	196.8	187.4	10.61	10.18	0.884
Abril	173.9	59.56	16.85	228.2	217.9	12.09	11.61	0.869
Mayo	222.1	69.25	20.90	296.4	284.0	15.44	14.84	0.856
Junio	233.8	69.05	24.45	308.7	296.6	15.96	15.34	0.849
Julio	248.1	54.65	26.92	335.0	322.4	17.02	16.36	0.835
Agosto	214.1	62.62	27.31	287.6	275.4	14.77	14.20	0.844
Septiembre	165.4	54.99	23.71	222.0	212.1	11.60	11.14	0.858
Octubre	123.3	46.39	20.14	164.7	156.0	8.75	8.39	0.871
Noviembre	84.0	30.65	14.21	115.4	108.1	6.20	5.92	0.876
Diciembre	71.2	23.31	11.46	101.4	93.9	5.43	5.17	0.872
Año	1859.3	585.47	18.59	2495.5	2378.8	130.90	125.59	0.860

Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		

Figura 39: Resultados principales de la simulación en el año 1. Fuente PVSyst

Para calcular la energía producida por la planta durante los 30 años que se le estiman de vida útil, se realizan simulaciones para los años múltiplo de cinco. Con los resultados se interpola y se obtiene una recta para aproximar el resto de los años. Además, se añade un 2% de pérdidas debidas a operación y mantenimiento.

Tabla 11: Resultados de las simulaciones con y sin O&M.

Año	Energía Generada sin O&M (GWh)	Energía Generada con O&M (GWh)
1	125,56	123,05
5	123,69	121,22
10	121,29	118,87
15	118,84	116,46
20	116,35	114,02
25	113,84	111,56
30	111,32	109,10

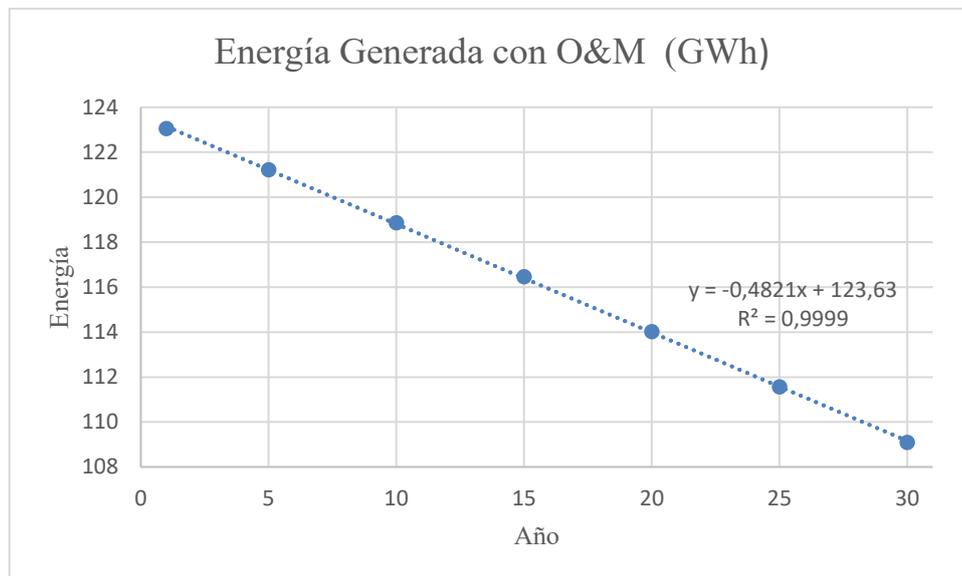


Figura 40. Recta de aproximación a la energía calculada cada año.

Los valores obtenidos interpolando, tanto de energía producida como las horas equivalentes en cada año, se detallan en la tabla siguiente:

Tabla 12: Energía producida, horas equivalentes y factor de capacidad de cada año

Año	Energía (GWh)	Horas equivalentes	Factor de capacidad
1	123,15	2105,31	24,03%
2	122,67	2097,07	23,94%
3	122,18	2088,82	23,85%
4	121,70	2080,58	23,75%
5	121,22	2072,34	23,66%
6	120,74	2064,10	23,56%
7	120,26	2055,86	23,47%
8	119,77	2047,62	23,37%
9	119,29	2039,37	23,28%
10	118,81	2031,13	23,19%
11	118,33	2022,89	23,09%
12	117,84	2014,65	23,00%
13	117,36	2006,41	22,90%
14	116,88	1998,16	22,81%
15	116,40	1989,92	22,72%
16	115,92	1981,68	22,62%
17	115,43	1973,44	22,53%
18	114,95	1965,20	22,43%
19	114,47	1956,95	22,34%
20	113,99	1948,71	22,25%
21	113,51	1940,47	22,15%
22	113,02	1932,23	22,06%
23	112,54	1923,99	21,96%
24	112,06	1915,75	21,87%
25	111,58	1907,50	21,78%
26	111,10	1899,26	21,68%
27	110,61	1891,02	21,59%
28	110,13	1882,78	21,49%
29	109,65	1874,54	21,40%
30	109,17	1866,29	21,30%

Con los valores de los 30 años se obtiene una producción media de energía anual de 116,157 GWh. Lo que equivale a 1985,8 horas equivalentes y un factor de capacidad del 22,67%.

Capítulo 7. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

7.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO

Con los resultados obtenidos en las simulaciones se puede describir el sistema de la planta solar fotovoltaica.

7.1.1 SEGUIDOR

En la planta solar fotovoltaica se emplean seguidores en estructura 2V. Se decide emplear el modelo SF7 del fabricante español SOLTEC.

Tabla 13: Características del seguidor seleccionado.

Fabricante	SOLTEC
Modelo	SF7
Alcance de seguimiento	$\pm 60^\circ$

7.1.2 PANELES SOLARES

El sistema cuenta con 105.408 módulos fotovoltaicos del fabricante Jinkosolar, divididos en 3.904 cadenas de 27 módulos cada una.

Tabla 14: Características del panel seleccionado.

Fabricante	Jinkosolar
Modelo	JMK-555N
Potencia pico (Wp)	555
Tensión MPP (V)	41,77
Corriente MPP (A)	13,29
Corriente de cortocircuito	14,07
Tensión de circuito abierto	50,47
Tecnología	Si-monocristalino
Dimensiones (mm)	2278 x 1134 x 30

7.1.3 INVERSORES

Se emplean 14 inversores Sungrow, modelo SG3400-HV-20.

Tabla 15: Características del inversor seleccionado.

Fabricante	Sungrow
Modelo	SG3400-HV-20
Potencia nominal (kW)	3437
Tensión MPP mínima (V)	875
Tensión MPP máxima (V)	1300
Tensión máxima de entrada (V)	1500
Tensión de salida (V)	600
Eficiencia máxima (%)	99%

7.1.4 TRANSFORMADORES

La instalación cuenta con 7 transformadores, uno para cada dos inversores. Los transformadores son de BT/MT del fabricante Sungrow, modelo SG6250/6800HV-MV.

Tabla 16: Características Del transformador seleccionando

Fabricante	Sungrow
Modelo	SG6250/6800HV-MV
Tensión BT (kV)	0,6
Rango Tensión MT (kV)	20-35
Potencia nominal (kVA)	6874
Conexión	Dy11y11
Refrigeración	ONAN
Peso (T)	29

7.2 INSTALACIÓN DE CORRIENTE CONTINUA

La parte de corriente continua de la instalación eléctrica de la planta solar fotovoltaica está compuesta por: módulos, inversores y las cajas de corriente continua que los agrupan.

La instalación cuenta con 105.408 módulos JMK-555N del fabricante Jinkosolar, distribuidos en *strings* de 27 módulos cada uno.

Los 14 inversores son Sungrow, modelo SG3400-HV-20. La salida de los inversores está conectada a los transformadores que elevan el nivel de tensión. Cada transformador está conectado a dos inversores, contando por tanto la instalación con 7 transformadores también del fabricante Sungrow, modelo SG6250/6800HV-MV.

De esta forma se obtiene una potencia nominal de la planta de 48 MW y una potencia pico de 58,5 MWp.

7.2.1 CONDUCTORES DE LA INSTALACIÓN DE CORRIENTE CONTINUA

Para la zona de baja tensión de la instalación en corriente continua, es decir, los cables que unen las cajas de interconexión que agrupan los cables de los módulos con los inversores, se emplean cables de aluminio con aislante XLPE de 240 mm² de sección. Se disponen enterrados bajo tubo. Se seleccionan cables HARMOHNY ALL GOUND XZ1 (S) Al del fabricante Prysmian [27]. La temperatura máxima admisible de los cables es de 90° en servicio permanente.

Los cables de continua se agrupan de la siguiente manera: a cada inversor se le conectan 23 cajas de centralización y cada caja de centralización agrupa 12 *strings*. Tomando datos de la ficha técnica, la corriente máxima total de entrada al inversor es de 4178 A. Dividiendo por las 23 entradas empleadas, se obtiene una corriente de 181,65 A por entrada. Si la tensión máxima por entrada es de 1500 V, la potencia máxima por entrada es $1500 \text{ V} \cdot 181,65 \text{ A} = 272,5 \text{ kW}$. Si cada entrada cuenta con 12 *strings* de 27 paneles de 555 Wp cada uno, la potencia de la entrada es de 179,8 kW. Por tanto, es menor que la máxima admisible.

7.2.2 PROTECCIÓN CONTRA SOBREENSIDAD Y SOBRETENSIÓN

Para proteger a la instalación frente a faltas que provoquen una sobreintensidad se emplean fusibles de calibre 250 A. Se opta por el modelo A70QS250-4 de Mersen [28]. El calibre

250 A se elige por ser el valor normalizado más próximo que cumple las características requeridas.

Para proteger a la instalación de posibles sobretensiones, se detallan las puestas a tierra de la instalación para evacuar tensiones de contacto en caso de que se dieran.

Se incluye una toma de tierra mediante electrodo enterrado y conductor de cable desnudo de 50 mm² de sección. No se emplean picas y se dispone en forma de malla, de 4m por 2,5 m, a una profundidad de 0,5 m. La ITC-BT-18 establece que la resistencia debe ser lo menor posible, y la malla permite aumentar la superficie de contacto.

Se emplean también conductores de tierra que unen los electrodos con el punto de puesta a tierra. El REBT en la ITC-BT-18 exige que haya una continuidad eléctrica en el sistema de puesta a tierra. Estos conductores deben estar debidamente protegidos frente a la corrosión o a deterioros por esfuerzos mecánicos. Los conductores de tierra se conectan los electrodos y el punto de puesta a tierra a través de bornes de tierra. Se incluyen también los conductores de protección que conectan las masas de los equipos con la red de tierra.

7.3 *INSTALACIÓN DE CORRIENTE ALTERNA*

Después del inversor, todos los equipos de la instalación funcionan en corriente alterna. Los transformadores elevan la tensión hasta 30 kV. De ellos salen las líneas de generación que van a la subestación elevadora que mediante una línea de alta tensión se conecta con la ST ONUBA a 220 kV.

7.3.1 CONDUCTORES DE LA INSTALACIÓN DE CORRIENTE ALTERNA

La instalación de corriente alterna cuenta con una zona de baja tensión, que va desde los inversores a los transformadores de BT/MT, y una zona de media tensión, desde la salida de los transformadores a la subestación elevadora.

Para la zona de baja tensión se emplean 14 conductores de 300 mm² de sección de aluminio con aislamiento XLPE. Se emplean de nuevo los cables de Prysmian HARMOHNY ALL

GOUND XZ1 (S) Al, con una sección mayor [27]. La temperatura máxima admisible de los cables en servicio permanente es 90°.

Para la media tensión se emplean cables de aluminio de 240 mm² de sección. Se selecciona el modelo RH5Z1-OL18/30KV de nuevo del fabricante Prysmian [29].

7.3.2 PROTECCIÓN CONTRA SOBREENSIDAD Y SOBRETENSIÓN

Al igual que sucedía en la instalación de corriente continua, en la de alterna es también necesario instalar un sistema de protección frente a sobreintensidad y sobretensión.

Los transformadores cuentan con las siguientes protecciones, establecidas en la hoja de características del equipo [30].

Tabla 17: Protecciones del transformador BT/MT

Protección de salida del inversor	Interruptor contra cortocircuitos
Protección AC de la salida de MV	Interruptor contra cortocircuitos
Protección contra sobretensiones	DC Tipo I + II / AC Tipo II
Monitorización de red/ falta a tierra	Sí/Sí
Monitorización del aislamiento	Sí
Interruptor de AC	Sí

Se presenta un sistema de puestas a tierra de servicio. Este ha de contar con una pica vertical de longitud suficiente para tener una superficie de contacto que dé lugar a un bajo valor de resistencia. Esta longitud se fija en 4 m y se entierra a la profundidad mínima estándar de 0,5 m. La pica se conecta al neutro de la red de BT mediante cables de cobre desnudos de 50 mm² de sección.

Para la puesta a tierra de protección se emplea una malla con un electrodo de 8 picas en hileras, unidas por cables de cobre desnudo de 50 mm² enterrados a 0,5 m. La separación entre picas es de 3 m, su longitud 2 m y su diámetro 14 mm.

Además de estas protecciones, los equipos han de contar con un vallado perimetral que proteja frente a posibles accidentes por el contacto directo de personas.

7.3.3 CELDAS DE INTERCONEXIÓN

Las celdas tienen como objetivo agrupar las líneas de generación para llevarlas hasta la subestación elevadora de 30/220 kV de la que sale la línea de alta tensión que conecta con la ST ONUBA. La instalación cuenta con 3 líneas de generación. Dos de ellas cuentan con dos bloques de generación formados por un transformador y dos inversores y la tercera línea cuenta con tres. Para posiciones iniciales en líneas de generación se emplean celdas 0L + 1V. Esto indica que la celda de remonte (0L) y que cuenta con un módulo de protección con interruptor automático (1V). Las posiciones intermedias cuentan con celdas 0L + 1L + 1V. La nomenclatura indica que a lo anterior se le añade una posición intermedia de entrada y salida (1L).

7.3.4 SUBESTACIÓN ELEVADORA

Las líneas de generación confluyen en la subestación elevadora, que aumenta el nivel de tensión desde los 30 kV a los 220 kV. De ahí sale la línea de alta tensión que finaliza en la ST ONUBA. Se trata de una subestación AIS (*Air Insulated Switchgear*), es decir, se encuentra aislada en aire.

La subestación cuenta con un transformador 30kV/220 kV, el cual es el elemento principal de la instalación. Las líneas de generación se conectan a un embarrado de 30 kV de media tensión. La hacen a través de un seccionador y un interruptor automático de 400 A. Además, por la criticidad del equipo, este cuenta con un sistema de protecciones para garantizar tanto su seguridad como la de las personas.

La barra de media tensión conecta con el transformador también mediante un seccionador y un interruptor automático, en este caso de 800 A.

Del mismo modo, la subestación cuenta con transformadores de tensión e intensidad que permiten alimentar tanto a las protecciones como a los equipos de medida presentes en la subestación.

Los equipos se describen en detalle a continuación.

7.3.4.1 Transformador de potencia

Como se ha mencionado previamente, es el elemento principal y más crítico de la subestación. Eleva la tensión desde los 30 kV hasta los 220 kV para poder verter la energía en la red. Las características del transformador se detallan a continuación.

Tabla 18: Características de transformador de potencia

Potencia nominal (MVA)	60
Tensión nominal primario (kV)	220
Tensión nominal secundario (kV)	30
Grupo de conexión	Ynd11
Refrigeración	ONAN/ONAF

7.3.4.2 Transformador de tensión

El transformador de tensión tiene como función adaptar el nivel de tensión para que se ajuste a la necesidad de funcionamiento tanto de los equipos de medida como para el sistema de protecciones.

Se emplea el transformador 03 SSVT del fabricante Hitachi [31].



Figura 41: Transformador de tensión Hitachi 03 SSVT [31].

7.3.4.3 Transformador de intensidad

La función del transformador de intensidad es similar al de tensión. Se encarga de ajustar el valor de la corriente para alimentar aparatos de medida y protecciones.

Se utiliza el transformador de corriente IMB 73, también de Hitachi [32].



Figura 42: Transformador de corriente Hitachi IMB 73

7.3.4.4 Autoválvula

La autoválvula, también conocida como pararrayos, permite proteger a la subestación de descargas atmosféricas. Estas descargas, los rayos, son absorbidas por la autoválvula y evitan que afecte a otros equipos.

La autoválvula se conecta entre cada fase y tierra. Cuando la tensión es la nominal, cuentan con una gran impedancia, sin embargo, si esta tensión supera un umbral debido al impacto de un rayo, la impedancia es mucho menor, permitiendo derivar a tierra estas descargas.

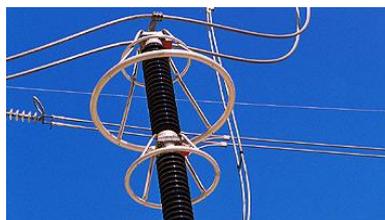


Figura 43: Autoválvula [33].

7.3.4.5 Bobina de bloqueo

La bobina de bloqueo forma parte del sistema de comunicaciones de la planta. Permite dirigir señales de comunicación de alta frecuencia mediante las líneas y bloquear las demás para evitar interferencias en la señal.

La impedancia de la bobina de bloqueo es variable. A la frecuencia de la red (50 Hz), su impedancia es baja, así evita influir en la transmisión de energía.



Figura 44: Bobinas de bloqueo [34].

7.3.4.6 Seccionador

El seccionador permite abrir y aislar el circuito eléctrico de forma visible. El seccionador se abre cuando es necesario realizar tareas de seguridad o mantenimiento. Solo puede maniobrar en vacío, es decir, no es capaz de abrir en carga. No obstante, debe ser capaz de soportar tanto corrientes nominales como de cortocircuito.

En la subestación de la planta se emplea el seccionador pantógrafo Hitachi GW54 [35].



Figura 45: Seccionador pantógrafo Hitachi GW54 [35].

7.3.4.7 Interruptor automático

Por su parte, el interruptor automático sí es capaz de cortar corrientes en carga. Posibilita abrir el circuito en caso de falta para poder aislarla. También tiene capacidad de volver a conectarse una vez se haya despejado la falta. Es capaz de soportar corrientes nominales y de cortocircuito.

Se emplea el interruptor EvoPact SF de Schneider Electric. Capaz de soportar tensiones de hasta 40,5 kV y corrientes de cortocircuito hasta 40 kA.



Figura 46: Interruptor automático EvoPact SF de Schneider Electric

Capítulo 8. OBRA CIVIL

Además de los generadores y la instalación eléctrica, para el correcto funcionamiento y operación de la planta solar fotovoltaica es necesario describir los elementos de obra civil que forman parte de esta.

En primer lugar, para llevar a cabo la construcción del resto de elementos es necesario realizar una explanación del terreno. El emplazamiento elegido cuenta con pendientes inferiores al 10 %, no obstante, es necesario que la superficie sobre la cual se instalaran la estructuras con los paneles sea plana. Del mismo modo es necesario acometer una serie de movimientos de tierra, estos son necesarios para realizar las cimentaciones de la subestación, los inversores y los transformadores. También se debe eliminar la vegetación que exista en la parcela.

Se debe considerar también que el terreno sea idóneo para el hincado de las estructuras necesarias. Los módulos fotovoltaicos se montan sobre estructuras metálicas clavadas en el suelo. Esto facilita tanto montaje como mantenimiento, desmantelamiento y sustitución. La profundidad de la hinca será de al menos 1,2 metros.

8.1 HINCADO DE ESTRUCTURAS

Para acometer el hincado de las estrictas es necesario en primer lugar llevar a cabo un estudio geotécnico del terreno sobre el cual se va a ubicar la planta solar fotovoltaica.

El estudio geotécnico determina las propiedades y características del terreno, lo cual es necesario para determinar el diseño del hincado de estructuras, así como el tipo de cimentaciones, los movimientos de tierras y los tratamientos de la superficie.

Algunos datos que ofrece el estudio del terreno y que son necesarios para la construcción e instalación de una planta solar fotovoltaica son los siguientes: resistividad eléctrica, resistencia del terreno, niveles freáticos, corrosión del terreno, caracterización geotécnica

(densidad, plasticidad, análisis químico, etc.) y definición del tipo de hincado que se debe realizar.

Estos datos se obtienen llevando a cabo una serie de ensayos:

- **Calicatas:** son pequeñas excavaciones de profundidad media que permiten la inspección directa del suelo. Es un método efectivo para la exploración del suelo.
- **Ensayos de penetración dinámica:** se realizan hincando una punta metálica en el terreno. Se emplea para determinar cuál es la resistencia del suelo.
- **Sondeos:** se lleva a cabo una perforación en el suelo y permite estudiar cuáles son las características del terreno en profundidad. Permite identificar capas y llevar a cabo su análisis.
- **Pruebas de hincado (*pull out test*):** permite determinar cuál es la resistencia y la capacidad portante del terreno. El ensayo se lleva a cabo introduciendo diferentes perfiles en el terreno, variando sus dimensiones.

Una vez realizados los estudios pertinentes es necesario llevar a cabo pruebas para comprobar la resistencia. Estas pruebas se conocen como **ensayos de tracción**.

Los ensayos de tracción sirven para asegurar que el hincado de las estructuras se realiza de forma correcta. Permiten conocer la longitud de penetración adecuada de la estructura en el suelo para que esta tenga la resistencia necesaria. Dan información también de qué maquinaria será conveniente utilizar.

El ensayo se realiza mediante escalones de carga. Para cada uno de ellos se realiza una medida de desplazamiento, y termina cuando se supera la deformación permitida o finalicen todos los escalones de carga.

8.2 ESTUDIO HIDROLÓGICO

Para acometer la obra civil se debe llevar a cabo un estudio hidrológico de la parcela sobre la que va a ubicarse la planta solar fotovoltaica.

Este estudio hidrológico permite conocer y evaluar cuáles son los riesgos hidrológicos que presenta el emplazamiento seleccionado. Dichos riesgos podrían reducir la vida útil del proyecto o dañar la infraestructura, por lo que es necesario conocerlos en detalle.

El estudio hidrológico permite evaluar el diseño de los elementos de drenaje y de las zanjas.

Partiendo de la topografía de la zona y de la disposición de los elementos de la planta solar fotovoltaica, se divide el terreno en cuencas, y a partir de ellas se calculan los caudales de diseño. Estos caudales deben evitar los caminos presentes en el parque y se ha de conocer también cuales son los movimientos de tierras que se van a realizar.

Como parte del estudio hidrológico también se determina la inundabilidad esperada para diferentes periodos de retorno. Un periodo de retorno se define como la probabilidad de que un episodio de avenida se dé en un periodo de T años.

Una vez concluido el estudio hidrológico, se podrán determinar cuencas de drenaje, coeficientes de escorrentía, caudales máximos de drenaje y potenciales zonas de inundabilidad.

Con los datos previamente mencionados se podrán definir las obras hidráulicas pertinentes para encauzar las escorrentías y acometer los drenajes. Para ello es necesario conocer en detalle la cartografía de la zona, así como su climatología y pluviometría. También es necesario estudiar la hidrología del terreno para poder determinar que obras de contingencia serán necesarias, teniendo el mínimo impacto posible en el entorno.

8.3 ZANJAS

El cableado de la instalación hasta llegar a la subestación elevadora discurre enterrado. Para poder empelar estos cables es necesario cavar las zanjas que los portan.

Las zanjas se rellenan de dos materiales diferentes. La parte superior está formada por tierra compactada e incluye señalización que advierte de la presencia de cables enterrados. La parte

inferior de la zanja se rellena con arena arcillosa y es esta la que contiene los tubos que albergan los cables. Una plancha de PVC separa la tierra compactada de la arena arcillosa.



Figura 47: Zanja subterránea para cables [36].

El tipo de zanja varía según el tipo de cable que discorra por ella. Se distinguen tres tipos en el proyecto:

- **Zanja string:** lleva los cables desde los strings de paneles hasta el inversor.
- **Zanja de Baja Tensión:** se emplea con los conductores de corriente alterna que discurren entre el inversor y los centros de transformación.
- **Zanja de Media Tensión:** para los conductores que unen los centros de transformación entre sí y con la subestación elevadora.

El tipo de zanja y sus características (anchura y profundidad) viene determinado por el reglamento eléctrico correspondiente.

Para construir la zanja se excava primero el terreno, para posteriormente disponer los cables y rellenar, aplicando los métodos de señalización y protección adecuados.

La geometría de las zanjas se detalla en el *Anexo VI: Planos*.

8.4 CAMINOS

La planta necesita contar con caminos tanto de acceso a la planta como con caminos internos que permitan moverse dentro de la misma. Estos caminos son necesarios tanto en fase de construcción como en fase de operación. Han de tener el ancho suficiente para que puedan acceder vehículos y maquinaria y para que las tareas de mantenimiento se puedan realizar de la forma oportuna.

El ancho del camino se fija en 5 metros, con una sección compactada al 95% de próctor modificado (PM) de 0,25 metros. Así mismo, se establece otra capa superior también de 0,25 metros de PM compactado al 98%. El radio interior mínimo se fija en 8 metros. El peralte mínimo en curva será del 2% y el máximo del 6%.

La pendiente de los caminos máxima se establece en 10% y la pendiente extrema admisible será del 14%. Para el bombeo de los caminos, se establece una pendiente transversal del 2%.

La geometría de los caminos se presenta en el *Anexo VI: Planos*.

8.5 DRENAJES

Junto a los caminos de debe incluir un sistema de drenaje que evite que las aguas procedentes de la lluvia dañen los caminos de la planta.

Se implementan por tanto una serie de cunetas que discurran paralelamente a los caminos por ambos lados, y que cuenten con drenajes que desvíen el agua de los caminos.

Longitudinalmente, se instalan drenajes en cunetas, con una anchura de 1 metro y una profundidad de 0,5 metros. Transversalmente se instalan drenajes perpendiculares a los caminos de PVC de 400 mm de diámetro que permiten desviar el agua entre los drenajes longitudinales.

8.6 CIMENTACIONES

Como parte de la obra civil también es necesario determinar las cimentaciones tanto para los centros de transformación, como para los inversores.

Estas cimentaciones presentan una losa de hormigón. Sus características dependen de las cargas y las recomendaciones sugeridas por los fabricantes.

Para el proyecto se emplea hormigón HA 30, depositado sobre hormigón de limpieza HA 20.

Para la cimentación del resto de estructuras y de los seguidores se pueden emplear diversas técnicas, como el hincado directo, el de perforación previa, o el uso de zapatas.

Actualmente, el método más común en las plantas solares fotovoltaicas es el de postes hincados o atornillados. El empleo de un método u otro depende del tipo de terreno y su dureza, que será la que determine si la estructura se puede hincar de forma directa o será necesario el uso de un pretaladro sobre el cual se posicione la estructura posteriormente.

En los terrenos con dureza normal se usan perfiles de acero hincados directamente. En terrenos muy blandos, o bien se usa el método directo, o se lleva a cabo un pretaladro que permita facilitar la correcta colocación de la estructura.

8.7 VALLADO

Es necesario que la planta solar fotovoltaica cuente con un cerramiento perimetral. Este se realiza a través de un vallado.

El vallado ha de contar con altura suficiente para evitar que personas no autorizadas o animales ingresen en la instalación. También ha de contar con accesos tanto para vehículos como para personal.

La altura del vallado se fija en 2,40 m y cada poste de la valla se separa 3 metros. Se establece también una cimentación para los postes de 0,4 m x 0,5 m x 0,5 m.



Figura 48: Vallado planta solar fotovoltaica [37].

Las dimensiones y estructura de los elementos de la obra civil se detallan en el *Anexo VI: Planos*.

8.8 EDIFICIO DE CONTROL Y SUBESTACIÓN

El edificio de control de la planta se ubica junto a la subestación. Las dimensiones de este se fijan en 20 m x 10 m en planta, y una altura de 3 m.

Es necesario llevar a cabo un proyecto de construcción para el edificio. Este cuenta con un solo nivel y alberga la sala de control, el almacén, la sala de residuos y las celdas de media tensión, así como otros aparatos de medida, como contadores, o grupos electrógenos. Ha de contar también con las medidas pertinentes de protección frente a incendios, es decir, extintores debidamente ubicados.

La estructura es de hormigón armado con pilares apoyados, con cubierta a dos aguas y cerramiento exterior de mampostería.

8.9 SISTEMA DE SEGURIDAD E INTRUSIÓN

Por último, se describe un sistema de seguridad que proteja a personas y equipos de la instalación.

En primer lugar, se ha de contar con un sistema de protección perimetral a lo largo de la valla exterior de la planta. Este contará con un sistema de cámaras de vigilancia en circuito cerrado de televisión (CCTV). El sistema de cámaras deberá cubrir toda la extensión de la planta y ser capaz de detectar movimientos.

De igual forma, los centros de transformación también deberán ser vigilados y protegidos mediante instrumentos que detecten intrusiones y estarán conectados a alarmas.

Estos sistemas contarán con un sistema de alimentación ininterrumpida que continúe funcionando en caso de fallo del suministro eléctrico, durante al menos dos horas.

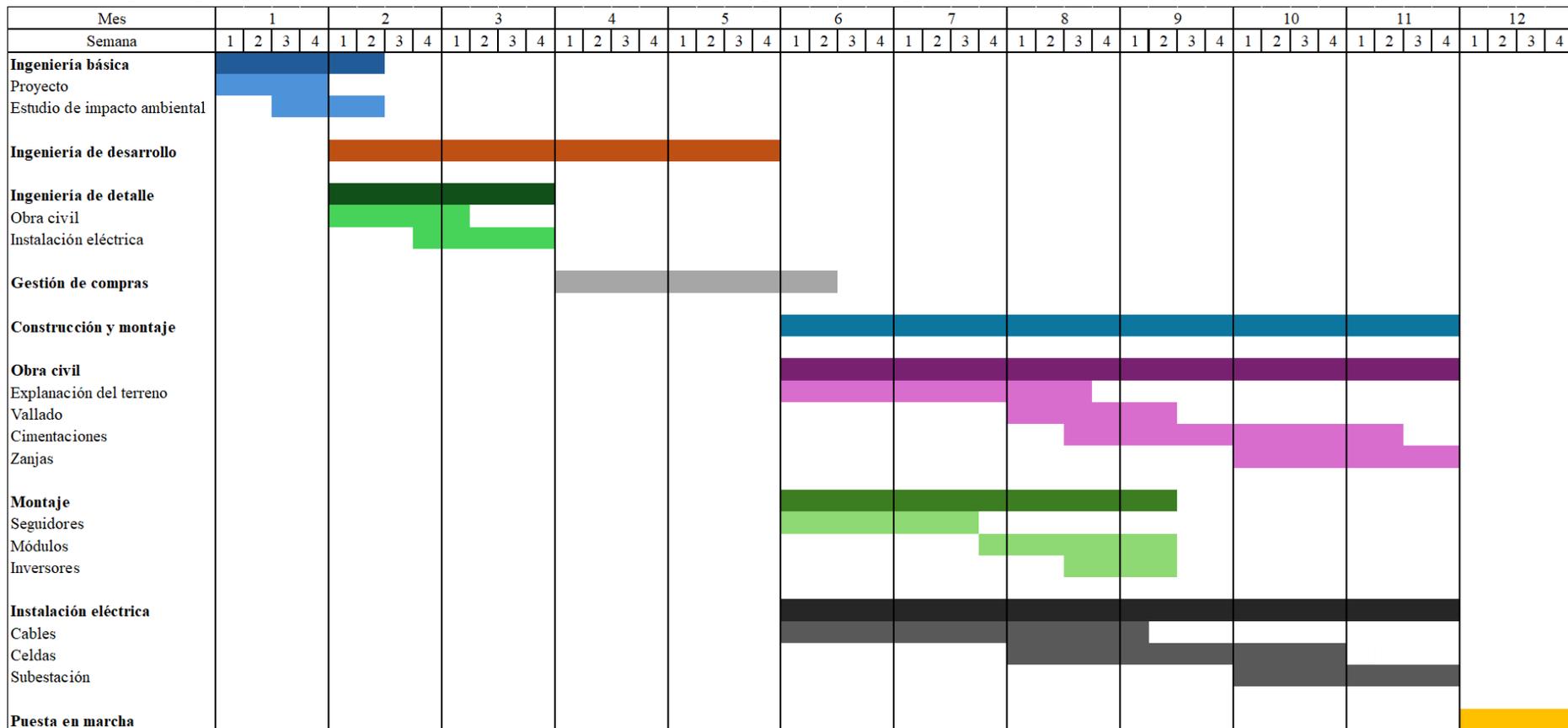
El sistema de seguridad deberá contar con las siguientes características: detección de intrusos, comunicación, capacidad de activación y desactivación por parte del personal de la planta, aviso de fallo y capacidad de respuesta.

Los equipos necesarios, por tanto, serán:

- Central de alarmas: para coordinar y gestionar detectores y realizar labores de comunicación.
- Contactos magnéticos: ubicados en puertas de acceso.
- Sensores.
- Sirenas.

Capítulo 9. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

El tiempo de puesta en funcionamiento se estima en 12 meses. Se presenta una planificación detallada dividida en semanas y meses.



Capítulo 10. VIABILIDAD ECONÓMICA

Se justifica a continuación la viabilidad económica de la planta solar fotovoltaica. Para ello deben considerarse los costes de inversión, los ingresos obtenidos por la venta de la energía y los gastos de operación y mantenimiento de la planta. Se calculan el VAN y el TIR del proyecto, así como el LCOE.

10.1 ESTIMACIÓN DE LOS INGRESOS

Los ingresos obtenidos por la planta provienen de la venta de la electricidad producida. La energía media producida anualmente por la instalación es de 116,157 GWh.

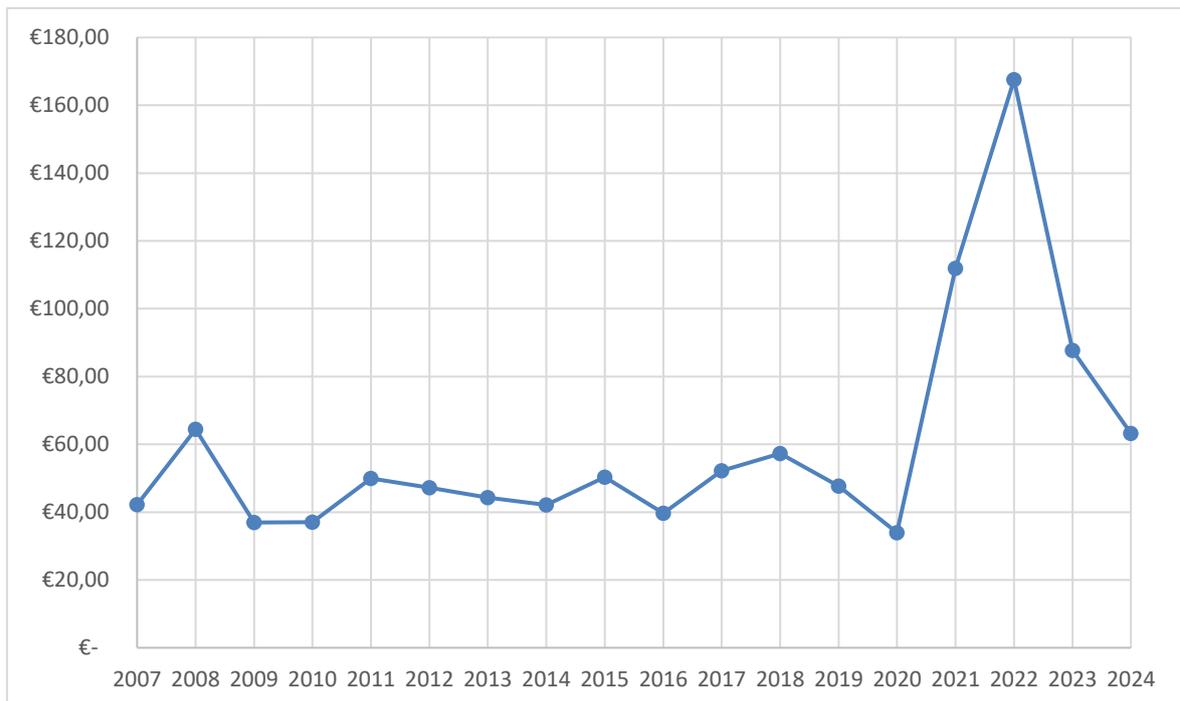


Figura 49: Precio medio aritmético del mercado diario del MIBEL [38] en €/MWh.

Como puede apreciarse, durante los años 2021 y 2022, el precio se disparó a valores muy por encima de los anteriores y posteriores. Por tanto, para asignar un precio de venta se toma el valor medio entre los años 2007 y 2024 excluyendo 2021 y 2022. Se calcula un valor de

49,76 €/MWh. Como consecuencia del incremento de la oferta solar y renovable, se puede esperar una disminución en el precio de la energía. Se aplica un descuento del 15% al precio calculado y se toma como valor definitivo 42,30 €/MWh.

Debido a la inflación se estima un crecimiento anual de este valor del 2,5% durante los 30 años de vida útil de la planta.

10.2 ESTIMACIÓN DE LOS COSTES

El presupuesto completo del proyecto se presenta en el Anexo V. Se incluye el suministro de equipos, la central de conversión, el BOP, la subestación MT/AT y los costes de ingeniería y desarrollo. El valor final asciende a 41.031.516,58 €.

Tabla 19: Desglose del presupuesto

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)	33.632.390,64 €
BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	2.017.943,44 €
GASTOS GENERALES (16%)	5.381.182,50 €
PRESUPUESTO DE CONTRATA (PC)	41.031.516,58 €

A este valor se le añaden los gastos de operación (OPEX), que ascienden a 789.669,00 €.

El presupuesto final es de 0,692€/Wp y el OPEX 0,0135 €/Wp, valores cercanos a los establecidos por el *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* [39].

10.3 FLUJOS DE CAJA

Se estudian los flujos de caja anuales para estudiar la viabilidad económica de la planta. Se realizan las siguientes estimaciones.

10.3.1 FINANCIACIÓN

La estructura en la que se va a dividir la financiación del proyecto es un 20% de fondos propios y un 80% fondos ajenos.

Los fondos propios son aquellos que aporta la entidad encargada de la explotación y la gestión de la planta, su valor asciende a 8.093.937,21 €. Los fondos ajenos, o deuda, los proporcionan entidades financieras, su valor es de 32.375.748,84 €. Se amortiza en 20 años y el tipo de interés se establece en un 5%.

10.3.2 IMPUESTOS

Son dos los impuestos que se deben considerar. Por un lado, el impuesto sobre el valor de la energía generada, que se asume del 7%, y por otro el impuesto de sociedades, que en España supone un 25% de los beneficios anuales.

10.3.3 AMORTIZACIÓN

La amortización de la inversión inicial se realiza en un periodo de 20 años. El valor anual de la amortización asciende a 2.023.484,30 €.

10.3.4 NECESIDADES OPERATIVAS DE FONDOS (NOF)

Las necesidades operativas de fondos suponen un fondo de maniobra cuyo objetivo es poder hacer frente a inversiones necesarias en el corto precios. Su valor se fija a un 7% de los ingresos.

Los flujos se detallan en el Anexo VI.

10.4 INDICADORES FINANCIEROS

Para determinar la viabilidad económica del proyecto se estudia el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

10.4.1 COSTE PONDERADO DEL CAPITAL

El coste ponderado del capital, conocido por sus siglas en inglés WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) representa la suma ponderada del coste de los fondos propios y la deuda,

según el porcentaje de cada uno sobre el coste total del proyecto. El WACC se emplea para valorar los flujos de caja esperados en el futuro. Se calcula según la siguiente expresión:

$$WACC = \frac{K_d \cdot D \cdot (T + 1) + K_e \cdot E}{D + E} \quad (15)$$

Siendo:

Kd: Coste de la deuda

D: Deuda (Fondos ajenos)

T: Impuesto sobre las ganancias

Ke: Rentabilidad solicitada por los fondos propios

E: Fondos propios

Los valores para cada una de las variables, así como el WACC son los siguientes:

Tabla 20: Variables para el cálculo del WACC

Kd	6%
D	40.992.595,20 €
T	25%
Ke	9%
E	10.248.148,80 €
WACC	5,40 %

10.4.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto describe la diferencia entre ingresos y gastos, actualizados según una tasa de descuento. Un VAN positivo representa que la tasa de descuento elegida dará lugar a beneficios. Se calcula según:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1 + WACC)^t} \quad (16)$$

Donde:

I0: Inversión en el año inicial

FCt: Flujo de caja en el año t

n: Número de años de vida útil de la planta (30 años)

La tasa de descuento elegida para evaluar el proyecto es el WACC del mismo, es decir, un 5,40%.

Sustituyendo valores, se obtiene un VAN de 18.565.881,35 €.

A partir de los flujos de caja del accionista, se obtiene un VAN del accionista de 6.258.825,61 €.

Ambos valores son positivos, por tanto, el proyecto es económicamente viable.

10.4.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La TIR se define como aquella tasa de descuento que hace que el VAN tenga un valor cero, es decir, que los flujos de caja a cobrar y pagar sean iguales.

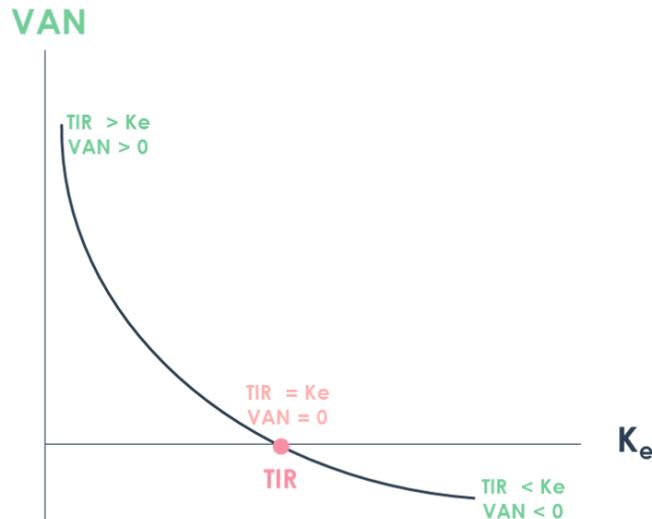


Figura 50: Representación gráfica de la Tasa Interna de Retorno [40].

Se calcula de acuerdo con la expresión siguiente:

$$\sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (17)$$

El proyecto presenta una TIR del 8,87% y para el accionista del 13,62%.

Ambos valores son superiores a la tasa de descuento aplicada, el WACC, cuyo valor es del 5,40%.

10.4.4 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PAYBACK)

Los flujos de caja detallados, tanto para los fondos propios como para los ajenos, se detallan en el Anexo VI. Se observa como la inversión se recupera en 12 años tanto en el caso del proyecto como del accionista.

10.4.5 COSTE NORMALIZADO DE LA ENERGÍA (LCOE)

El LCOE se calcula a partir de los costes de inversión y de operación y mantenimiento; y de la energía producida por la planta. Permite compara el precio de diferentes fuentes de energía. Se aplica una tasa de descuento, en este caso, el WACC.

La expresión del LCOE es la siguiente:

$$LCOE \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) = \frac{FC_0 + \sum_{t=1}^n \frac{O\&M_t}{(1+WACC)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+WACC)^t}} \quad (18)$$

Donde:

O&M_t: Gastos de operación y mantenimiento en el año t

E_t: Energía producida en el año t

El LCOE obtenido es de 23,67 €/MWh.

Los indicadores financieros del proyecto se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 21: Indicadores financieros del proyecto.

WACC	5,40%
VAN	18.565.881,35 €
TIR	8,87 %
VAN del accionista	6.258.825,61 €
TIR del accionista	13,62%
Payback del proyecto	12 años
Payback del accionista	12 años
LCOE	23,67 €/MWh

Capítulo 11. AHORRO Y CONTAMINACIÓN EVITADA

La energía producida por la planta solar fotovoltaica es limpia y libre de emisiones. El crecimiento y el desarrollo de fuentes de energía renovables logra que se disminuya la contaminación producida por otras fuentes de energía que dependen de combustibles fósiles.

La planta produce de media 116,157 GWh de energía por año. Si se compara con otras tecnologías que dependen de combustibles fósiles se puede estudiar el impacto medioambiental y la contaminación evitada por emplear energía renovable.

Según datos de la *European Environmental Agency*, las emisiones producidas por otras fuentes de energía son las siguientes, todos los valores están en kg/GWh.

Tabla 22: Emisiones por tipo de combustible [41].

Contaminante	Carbón duro	Carbón lignito	Fuel Oil	Gas natural
CO ₂	94.600	101.000	77.400	56.100
SO ₂	765	1.361	1.350	0,68
NO _x	292	183	195	93,3
Partículas en suspensión	1.203	3.254	16	0,1

Con estos datos se puede calcular la contaminación evitada si los 116,157 GWh que produce la planta se generasen con los combustibles mencionados en la tabla. Los resultados se presentan a continuación, en toneladas:

Tabla 23: Toneladas de emisiones evitadas

Contaminante	Carbón duro	Carbón lignito	Fuel Oil	Gas natural
CO ₂	10988,452	11731,857	8990,552	6516,408
SO ₂	88,860	158,090	156,812	0,079
NO _x	33,918	21,257	22,651	10,837
Partículas en suspensión	139,737	377,975	1,859	0,012

Se observa un destacado ahorro en las emisiones de elementos contaminantes. Esto supone una gran ventaja para las plantas de este tipo y para las renovables en general.

De igual forma, un proyecto de estas características tiene un gran impacto en el área en el que se ubica. Por un lado, tiene un impacto positivo sobre el empleo. En la fase de construcción es necesario el trabajo de entre 90 y 100 personas. En la fase de operación son necesarios en torno a 15 trabajadores. Por otro lado, también supone una mejora en la infraestructura, por la necesidad de adaptar carreteras y accesos. Por tanto, la construcción del parque repercute de forma positiva en la zona.

Capítulo 12. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

En el año 2015, las Naciones Unidas propusieron una serie de objetivos con el fin de abordar los principales retos sociales, económicos y ambientales a los que se enfrenta el mundo [42]. Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son 17 y buscan promover un mundo más justo y sostenible tanto en el contexto actual como en el de las generaciones futuras.



Figura 51: Objetivos de Desarrollo Sostenible promovidos por las Naciones Unidas [42].

El presente trabajo busca tener un impacto positivo y sostenible tanto en la sociedad como en el medioambiente, por tanto, se alinea con algunos de estos objetivos:

- **Energía asequible y no contaminante (ODS 7)**

El ODS número 7 busca garantizar acceso a energía de una manera asequible y segura, que al mismo tiempo sea sostenible y moderna. El sistema energético es transversal a todos los sectores, desde la agricultura y los transportes a las empresas, es por ello que una energía sostenible es tan crítica.



Figura 52: ODS 7 [42]

El proyecto se alinea con este objetivo en cuanto a que sugiere una fuente de energía que no contamina. Ofrece un suministro sin producir emisiones nocivas a la atmósfera. También asegura un acceso asequible a la energía, ya que también con el avance de la tecnología, es cada vez más rentable el uso de la solar fotovoltaica frente a los combustibles fósiles tradicionales.

- **Industria, innovación e infraestructura (ODS 9)**

El noveno ODS busca promover la industrialización de una forma sostenible, fomentando la innovación y creando una infraestructura resiliente. Debido a que el crecimiento económico y el desarrollo social dependen en gran manera de la infraestructura, una inversión sostenible es necesaria.

Este proyecto busca haciendo uso de las últimas tecnologías desarrolladas en el sector fotovoltaico, se cree una industria que tenga un impacto positivo en la sociedad. Busca lograr un avance económico y un crecimiento sin obviar consideraciones ambientales y sociales.



Figura 53: ODS 9 [42]

- **Producción y consumo responsable (ODS 12)**

Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles es el ODS número 12. Pretende establecer unos modelos y sistemas de consumo y producción que sean sostenibles. Que permitan el desarrollo de las actividades del tiempo actual sin comprometer a generaciones futuras.

El diseño de una planta solar fotovoltaica propone un medio de producción sostenible. Toma como combustible la energía que proviene del sol, un recurso ilimitado que no pone en riesgo a la población futura.



Figura 54: ODS 12 [42]

- **Acción por el clima (ODS 13)**

El propósito de la ONU con este ODS es el de adoptar medidas urgentes para poder combatir tanto el cambio climático como sus efectos. Este es un problema que afecta a todos los países y es necesario encontrar soluciones conjuntas.

La planta solar fotovoltaica contribuye a no continuar emitiendo sustancias nocivas para el medioambiente y el clima.



Figura 55: ODS 13 [42]

Capítulo 13. CONCLUSIONES

Después de realizar los estudios pertinentes y atendiendo a los resultados obtenidos se puede concluir que el proyecto es viable, tanto técnica como económicamente. El impacto global de la instalación de la planta solar fotovoltaica es positivo. Supone una fuente de energía renovable y limpia, libre de emisiones. Su impacto social también es positivo, al mejorar la infraestructura de la zona y crear puestos de trabajo. Del mismo modo, contribuye al desarrollo tecnológico, haciendo uso de equipos punteros presentes en el mercado, dentro de una industria que avanza a gran velocidad. También logra obtener un beneficio económico.

El emplazamiento elegido para ubicar la planta solar fotovoltaica se encuentra en la localidad de San Juan del Puerto, Huelva. Sus características son las óptimas para la generación de energía solar. La orografía es plana, con pendientes inferiores al 10%. La parcela es también accesible a través de caminos, aspecto fundamental tanto en la fase de construcción como posteriormente para la operación y el mantenimiento de la planta. En cuanto al recurso solar, el valor medio anual de la radiación global horizontal es de 1857 kWh/m², suficiente para la generación de energía solar fotovoltaica. El emplazamiento se encuentra fuera de espacios naturales protegidos y a una distancia de 6,46 km de la ST ONUBA (220 kV).

La instalación cuenta con 105.408 módulos JMK-555N del fabricante Jinkosolar y 555 Wp cada uno, distribuidos en *strings* de 27 módulos cada uno, y con 14 inversores Sungrow, modelo SG3400-HV-20, lo que da lugar a una potencia nominal de la planta de 48 MW y una potencia pico de 58,5 MWp. El ratio de la planta (P_p/P_n) es de 1,215. La producción media anual de energía a lo largo de los 30 años de vida útil de la planta es de 116,157 Gwh.

La instalación eléctrica y la obra civil de la planta se definen de acuerdo con las normativas vigentes y a los criterios necesarios para lograr una correcta construcción, explotación y mantenimiento de la planta.

Por último, en cuanto al estudio económico del proyecto, se comprueba su viabilidad. El presupuesto asciende a 41.031.516,58 € de CAPEX y 789.669,00 € por año de OPEX. Se considera un precio de venta de la energía de 42,30 €/MWh y una tasa de descuento igual al WACC de 5,40%. Se concluye que el proyecto es viable y se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 24: Indicadores financieros del proyecto.

	VAN	TIR	Payback
Proyecto	18.565.881,35 €	8,87%	12 años
Accionista	6.258.825,61 €	13,62%	12 años

El coste normalizado de la energía generada (LCOE) es de 23,67 €/MWh.

Además de viabilidad técnica y económica, el proyecto se alinea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por las Naciones Unidas. Contribuye a cuidar el clima, el medioambiente y las personas. Del mismo modo, también tiene un impacto positivo a nivel local donde se encuentra la planta.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030,» 2020.
- [2] REE, «Informe de Energías Renovables,» [En línea]. Available: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/sol/potencia-instalada/solar-fotovoltaica-solpotencia>.
- [3] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030,» [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2024/septiembre/el-gobierno-aprueba-la-actualizacion-del-plan-nacional-integrado.html>.
- [4] EMBER, «Global Electricity Review 2024,» [En línea]. Available: <https://ember-energy.org/app/uploads/2024/05/Report-Global-Electricity-Review-2024.pdf>.
- [5] Solar Power Europe, «Global Market Outlook for Solar Power,» [En línea]. Available: <https://www.solarpowereurope.org/insights/outlooks/global-market-outlook-for-solar-power-2025-2029>.
- [6] PVGIS, «European Commission. Photovoltaic Geographical Information,» [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index.html.
- [7] IBM, «¿Qué es el coste nivelado de la energía (LCOE)?,» [En línea]. Available: <https://www.ibm.com/es-es/think/topics/levelized-cost-of-energy>.

- [8] Irena, «RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2023,» [En línea]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>.
- [9] IAU Inter-Division A-G Working Group on Nominal Units for Stellar & Planetary Astronomy, «Resolution B3 on recommended nominal conversion constants for selected solar and planetary properties,» 2015. [En línea]. Available: <https://arxiv.org/abs/1510.07674>.
- [10] C. A. Alonso, «Curso Energía Solar Fotovoltaica».
- [11] Wikipedia, «Acimut,» [En línea]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/Acimut>.
- [12] SUNFIELDS Europe, «Radiación, Geometría, Recorrido óptico, Irradiancia,» [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>.
- [13] Iberdrola, «Radiación solar: ¿cuál es su impacto sobre el planeta y el ser humano?,» [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/compromiso-social/radiacion-solar>.
- [14] Universitat Politècnica de Catalunya - BarcelonaTECH (UPC), «Banco de Pruebas para Panel Fotovoltaico,» [En línea]. Available: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/101346/21.pdf>.
- [15] S. Roa, «Síntesis de celdas solares de películas delgadas de ZnO y PbSe mediante métodos químicos,» [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/publication/352649665_Sintesis_de_celdas_solares_de_pelculas_delgadas_de_ZnO_y_PbSe_mediante_metodos_quimicos.
- [16] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, «Photovoltaics Report,» 2025.

- [17] EcoInventos , [En línea]. Available: <https://ecoinventos.com/oxford-pv-anuncia-primera-venta-comercial-del-mundo-paneles-solares-en-tandem-de-perovskita-de-proxima-generacion/>.
- [18] NREL, «Best Research-Cell Efficiency Chart,» [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency>.
- [19] Greening Solutions, «La importancia de la orientación de los paneles solares: Seguidores solares,» [En línea]. Available: <https://greening-e.com/seguidores-solares/>.
- [20] TodosolarChile, «Inversor On grid 36kW Huawei SUN2000 36KTL-M3 Trifásico,» [En línea]. Available: <https://www.todosolarchile.cl/producto/inversor-on-grid-36kw-huawei-sun2000-36ctl-m3-trifasico/>.
- [21] Kipp & Zonen, «Espira de Sombra CM121B/C,» [En línea]. Available: <https://www.kippzonen.com/Product/235/Espira-de-Sombra-CM121B-C>.
- [22] DArrera, «Pirheliómetro de Primera Clase,» [En línea]. Available: <https://www.darrera.com/es/producto/lppyrhe16-pirheliometro-primera-clase/>.
- [23] e-distribución, «Capacidades de acceso en nodos de red,» [En línea]. Available: https://www.edistribucion.com/es/red-electrica/Nodos_capacidad_acceso.html.
- [24] REE, «Mapa del sistema eléctrico ibérico,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/maptra2005.pdf>.
- [25] Suntiago, «Solar panel and inverter manufacturers rankings,» [En línea]. Available: <https://suntiago.com/essential-information/brands-ranking/>.
- [26] SOLTEC, «SF7, seguidor solar dos en vertical,» [En línea]. Available: <https://soltec.com/es/soluciones/productos/sf7/>.

- [27] Prysmian Group , «Catalogue,» [En línea]. Available: <https://www.prysmiangroupcatalogue.com/general-cable/harmohny-all-ground/6/#zoom=true>.
- [28] Mersen, «Fuses,» [En línea]. Available: <https://www.mersen.com/en/products/amp-trap-a70qs-700vac-700vdc/a70qs250-4>.
- [29] Prysmian, «Catalogue,» [En línea]. Available: <https://datasheet.prysmiangroup.com/pdf/datasheet/en/336075>.
- [30] Sungrow, «SG6250/6800HV-MV,» [En línea]. Available: https://en.sungrowpower.com/upload/file/20210401/DS_20210304_SG6250HV-MV%20SG6800HV-MV%20Datasheet_V1.1.2_EN.pdf.pdf.
- [31] Hitachi Energy , «Transformador de tensión de estación de servicio (SSVT),» [En línea]. Available: <https://www.hitachienergy.com/es/es/products-and-solutions/instrument-transformers/station-service-voltage-transformers/ssvt-46-362-kv>.
- [32] Hitachi Energy, «Transformador de corriente IMB,» [En línea]. Available: <https://www.hitachienergy.com/es/es/products-and-solutions/instrument-transformers/current-transformers-and-sensors/imb-36-800-kv>.
- [33] KAV Telecom, [En línea].
- [34] Artech, «Bobinas de bloqueo,» [En línea]. Available: <https://www.artech.com/es/bobinas-de-bloqueo>.
- [35] Hitachi Energy, «Seccionador de pantógrafo GW54,» [En línea]. Available: <https://www.hitachienergy.com/es/es/products-and-solutions/disconnectors/pantograph-up-to-550-kv>.

- [36] CYPE Ingenieros, [En línea]. Available: https://www.generadordeprecios.info/espacios_urbanos/Instalaciones/Urbanas/IUB_Lineas_subterraneas_de_baja_te/IUB020_Linea_subterranea_de_distribucion_d_0_0_0_0_2_0.html.
- [37] Cercados La Barrera, «Vallado de planta solar fotovoltaica,» [En línea]. Available: <http://www.cercadosbarrera.es/tr-vps.html>.
- [38] MIBEL, «Informes anuales,» [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/publicaciones/informe-anual>.
- [39] NREL, «Utility-Scale PV,» [En línea]. Available: https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_pv.
- [40] FINACOTECA, «Métodos de Valoración de Inversiones (III): Tasa Interna de Retorno, TIR,» [En línea]. Available: <https://finacoteca.com/tasa-interna-de-retorno-tir/>.
- [41] European Environmental Agency, «Air pollution from electricity-generating large combustion plants,» [En línea]. Available: https://www.eea.europa.eu/publications/technical_report_2008_4/at_download/file.
- [42] Naciones Unidas, «Objetivos de Desarrollo Sostenible,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>.
- [43] UNESA, «Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra,» [En línea]. Available: http://nol.infocentre.es/ictnol/pdf/CENTROS_TRANSFORMACION.pdf.

ANEXO I: ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE EMPLAZAMIENTO

Con el objetivo de encontrar el emplazamiento que mejor se adapte a las necesidades de la planta solar fotovoltaica, se estudian tres alternativas y se clasifican para encontrar la óptima. Se atiende a diferentes criterios y características que deben cumplir las localizaciones.

1. EVALUACIÓN DE LOS EMPLAZAMIENTOS

Se preseleccionan tres emplazamientos, todos ubicados en el sur de España. Se ubican en esta zona por el adecuado valor de radiación solar y su orografía. También se encuentran fuera de espacios naturales protegidos. Las localidades en las que se ubica cada uno son: Lora del Río (Sevilla), San Juan del Puerto (Huelva) y Herrera (Sevilla).

1.1 LORA DEL RÍO

El primer emplazamiento que se va a considerar se encuentra en Lora del Río, en la provincia de Sevilla. La superficie de la parcela es de 94 hectáreas. Si para predimensionar se estima un ratio de 2 ha/MW_p, se estima la potencia de una planta en esta ubicación en 47 MW_p.



Figura 56: Vista de la parcela de Lora del Río. Fuente Google Earth.

La conexión a red en caso de llevar a cabo la planta en este emplazamiento sería a través de la subestación ST GRULLAS a 132 kV. La distancia hasta la subestación es de 3,76 km.



Figura 57: Distancia del emplazamiento en Lora del Río a la ST GRULLAS. Fuente Google Earth.

Se lleva también a cabo un estudio de las pendientes de la zona. El análisis se realiza empleando el programa *QGIS*, el cual permite marcar las zonas con pendientes superiores a un umbral. Se señala en rojo las zonas con pendientes norte-sur superiores al 10% y en rosa las pendientes este-oeste también superiores al 10%.



Figura 58: Pendientes en el emplazamiento de Lora del Río. Fuentes QGIS y Google Earth.

Se elige el emplazamiento fuera de las zonas protegidas LIC, ZEPa y Red Natura 2000.



Figura 59: Ubicación del emplazamiento de Lora del Río frente a espacios naturales protegidos. Fuente Google Earth.

La zona protegida más cercana es la Sierra Norte de Sevilla, a una distancia de 7,51 km.

Para conocer la radiación solar horizontal, tanto global como horizontal, la temperatura ambiente y la velocidad del viento se toman datos de las bases de *Meteonorm* y *PVGIS*.

Tabla 25: Datos de radiación, temperatura y velocidad del viento para el emplazamiento de Lora del Río.

Fuente Meteonorm.

	GHI [kWh/m²]	DHI [kWh/m²]	Ta [°C]	V [m/s]
Enero	78	27	10,1	2,2
Febrero	95	37	11,6	2,5
Marzo	144	56	14,5	2,7
Abril	171	67	17,1	2,8
Mayo	214	68	21,2	2,6
Junio	227	73	25,8	2,8
Julio	241	63	28,2	2,7
Agosto	215	60	28,5	2,5
Septiembre	161	52	24,7	2,4
Octubre	121	41	20,2	2,2
Noviembre	81	32	14	2,2
Diciembre	69	27	11	2,3
Año	1814	604	18,9	2,5

Tabla 26: Datos de radiación y temperatura para el emplazamiento de Lora del Río. Fuente PVGIS.

	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	Ta [°C]
Enero	79,42	25,08	9,57
Febrero	98,66	29,65	11,28
Marzo	146,22	43,56	13,96
Abril	174,99	51,85	16,97
Mayo	220,26	55,30	21,60
Junio	233,07	50,17	26,03
Julio	248,21	44,15	29,29
Agosto	221,55	40,58	29,18
Septiembre	162,83	39,59	24,73
Octubre	122,77	33,41	20,22
Noviembre	82,61	25,44	13,75
Diciembre	70,50	22,11	10,81
Año	1861,08	460,89	18,95

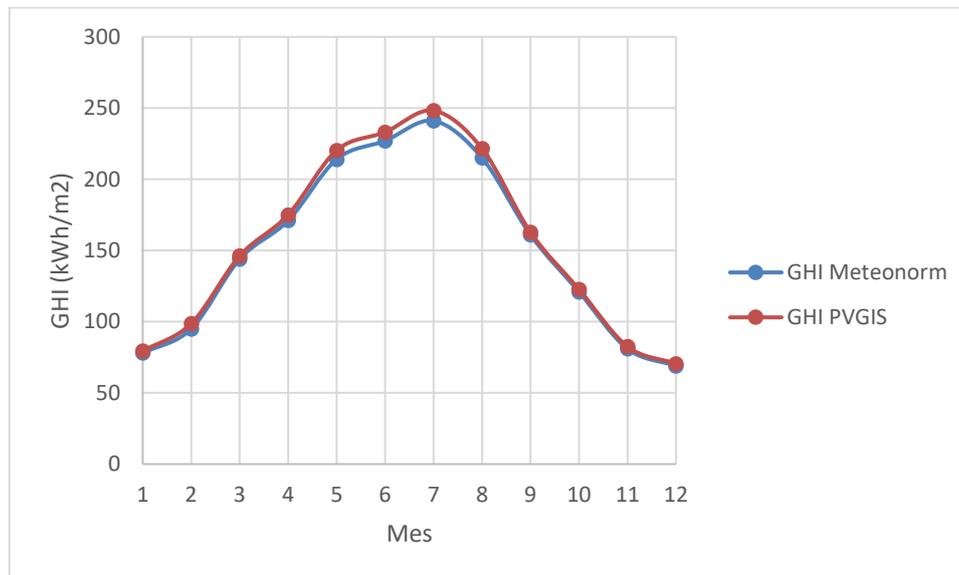


Figura 60: Radiación global horizontal en el emplazamiento de Lora del Río. Elaboración propia.

El emplazamiento cuenta además con un buen acceso por carretera, a través de la A-431. No existen otras instalaciones en la parcela que puedan afectar a la construcción y operación de una planta solar fotovoltaica.

1.2 SAN JUAN DEL PUERTO

En segundo lugar, se estudia el emplazamiento ubicado en la localidad de San Juan del Puerto, Huelva. La superficie es de 117 hectáreas, y se puede estimar su potencia pico en 58,5 MWp.



Figura 61: Vista de la parcela de San Juan del Puerto. Fuente Google Earth.

La subestación más cercana al emplazamiento es la ST ONUBA 220 kV, a una distancia de 6,46 km.



Figura 62: Distancia del emplazamiento en San Juan del Puerto a la ST ONUBA. Fuente Google Earth.

Nuevamente empleando *QGIS* se lleva a cabo el estudio de las pendientes del emplazamiento. Se observa cómo no hay pendientes superiores al 10%.



Figura 63: Pendientes en el emplazamiento de San Juan del Puerto. Fuentes QGIS y Google Earth.

La zona protegida más cercana son las Marismas del Odiel, que forman parte de las zonas LIC y ZEPA. Se encuentran a 7,15 km.



Figura 64: Ubicación del emplazamiento de San Juan del Puerto frente a espacios naturales protegidos.

Fuente Google Earth.

Los datos de radiación, temperatura ambiente y velocidad del viento se presentan a continuación.

Tabla 27: Datos de radiación, temperatura y velocidad del viento para el emplazamiento de San Juan del Puerto. Fuente Meteonorm.

	GHI [kWh/m²]	DHI [kWh/m²]	Ta [°C]	V [m/s]
Enero	78	29	10,8	2,6
Febrero	98	35	12	3
Marzo	147	51	14,7	3,2
Abril	174	60	17,1	3,3
Mayo	222	69	20,8	3,1
Junio	234	69	24,6	3,1
Julio	248	55	26,6	3
Agosto	214	63	27	2,8
Septiembre	165	55	23,9	2,7
Octubre	123	46	20,1	2,6
Noviembre	84	31	14,6	2,6
Diciembre	71	24	11,8	2,8
Año	1857	587	18,7	2,9

Tabla 28: Datos de radiación y temperatura para el emplazamiento de Sam Juan del Puerto. Fuente PVGIS.

	GHI [kWh/m²]	DHI [kWh/m²]	Ta [°C]
Enero	83,61	25,48	11,12
Febrero	102,75	29,96	12,32
Marzo	151,35	43,33	14,58
Abril	182,80	50,61	17,09
Mayo	223,96	54,22	20,99
Junio	235,51	49,58	24,55
Julio	249,30	43,69	27,56
Agosto	222,90	40,47	27,61
Septiembre	166,83	39,16	23,94
Octubre	124,67	33,33	20,25
Noviembre	86,54	25,96	14,81
Diciembre	73,17	22,72	12,31
Año	1903,38	458,52	18,93

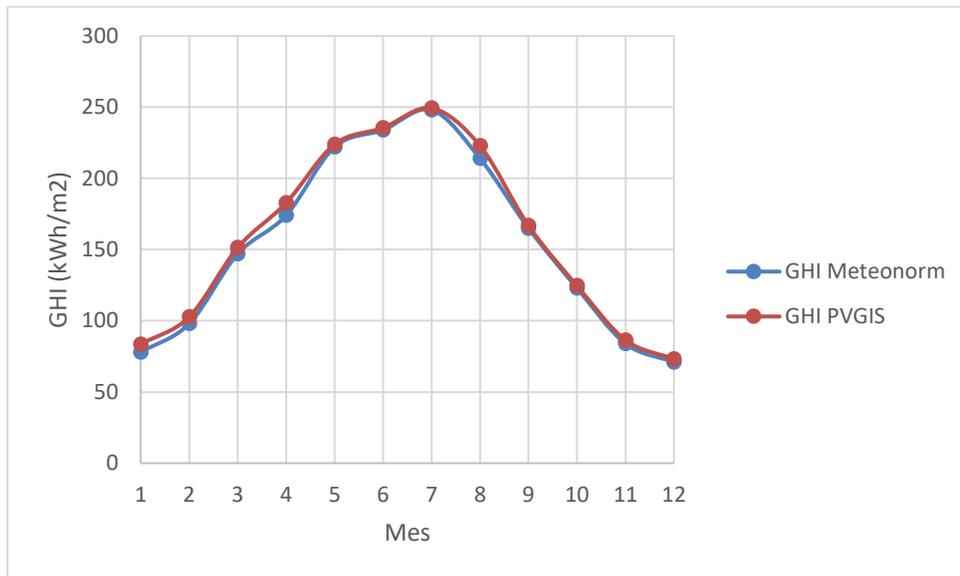


Figura 65: Radiación global horizontal en el emplazamiento de San Juan del Puerto. Elaboración propia.

El acceso a la parcela se puede realizar mediante la carretera camino de Huelva a Trigueros y no existen otras instalaciones que puedan afectar a la planta solar fotovoltaica.

1.3 HERRERA

El tercer emplazamiento estudiado se encuentra en la localidad de Herrera, en la provincia de Sevilla. Cuenta con una superficie de 92 ha, y por tanto una potencia estimada de 46 MWp.



Figura 66: Vista de la parcela de Herrera. Fuente Google Earth.

La conexión a red podría llevarse a cabo a través de la subestación ST PATAMULO, a 4,89 km de distancia del emplazamiento.



Figura 67: Distancia del emplazamiento en Herrera a la ST PATAMULO. Fuente Google Earth.

Las pendientes del emplazamiento se presentan en la siguiente figura. Se observa como la parcela carece de pendientes superiores al 10%.

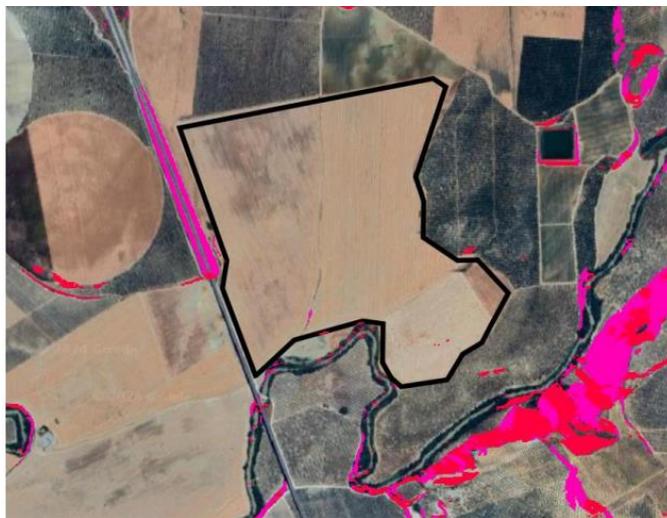


Figura 68: Pendientes en el emplazamiento de Herrera. Fuentes QGIS y Google Earth.

Se encuentra a 3,14 km de las lagunas del sur de Córdoba, que pertenecen a la zona LIC y ZEPA.

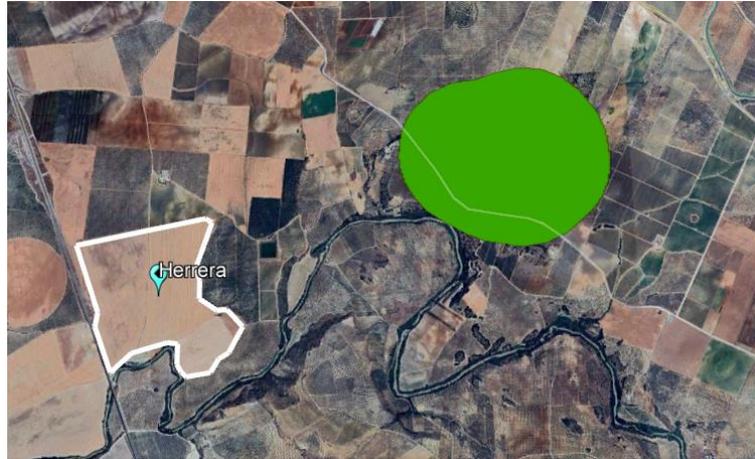


Figura 69: Ubicación del emplazamiento de Herrera frente a espacios naturales protegidos. Fuente Google Earth.

Los datos de radiación, temperatura ambiente y velocidad del viento son los siguientes:

Tabla 29: Datos de radiación, temperatura y velocidad del viento para el emplazamiento de Herrera. Fuente Meteonorm.

	GHI [kWh/m²]	DHI [kWh/m²]	Ta [°C]	V [m/s]
Enero	76	29	9,5	2,1
Febrero	89	40	11,1	2,4
Marzo	140	56	14	2,6
Abril	166	69	16,7	2,7
Mayo	217	60	20,8	2,5
Junio	228	74	25,7	2,6
Julio	237	65	28,3	2,7
Agosto	208	70	28,5	2,5
Septiembre	155	57	24,6	2,3
Octubre	116	48	19,7	2,1
Noviembre	77	33	13,4	2,1
Diciembre	67	29	10,4	2,2
Año	1772	628	18,6	2,4

Tabla 30: Datos de radiación y temperatura para el emplazamiento de Herrera. Fuente PVGIS.

	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	Ta [°C]
Enero	79,84	25,89	8,84
Febrero	99,09	30,51	10,37
Marzo	146,74	45,10	12,92
Abril	175,67	53,53	15,89
Mayo	220,19	57,13	20,20
Junio	234,66	50,76	24,79
Julio	248,96	44,68	28,51
Agosto	221,71	41,89	28,23
Septiembre	163,47	40,87	23,43
Octubre	124,52	35,06	19,24
Noviembre	83,86	26,53	12,88
Diciembre	71,56	23,20	10,16
Año	1870,27	475,15	17,96

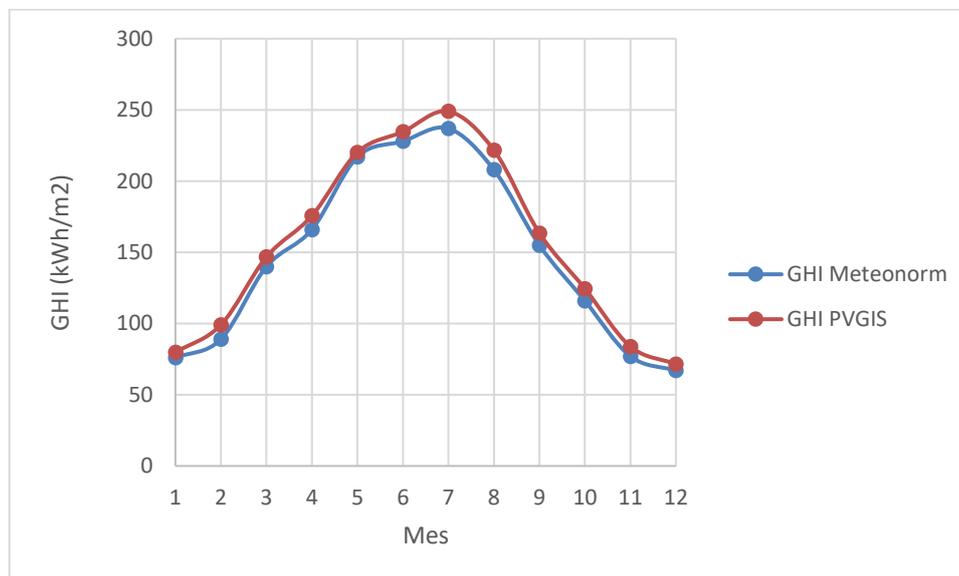


Figura 70: Radiación global horizontal en el emplazamiento Herrera. Elaboración propia.

La parcela es accesible a través de la carretera camino de Huelva a Trigueros. No hay otras instalaciones en el emplazamiento que puedan interferir con la planta.

2. SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Después de presentar los emplazamientos candidatos a ser seleccionados, se establece un criterio para determinar cuál es el más adecuado. Este criterio consiste en asignar puntuaciones a diferentes características de las parcelas, de modo que puedan sumarse y permitir la elección de aquella con la puntuación total más alta. A continuación, se presentan las características evaluadas y las puntuaciones asignadas a cada una.

Accesibilidad		Puntuación
Carreteras y puertos de llegada		
Buenas carreteras y puerto de llegada		3
Reforma puntual carreteras & buen puerto llegada		2
Reforma carreteras y sin puerto factible		0

Medio Ambiente		Puntuación
No afecta a espacios naturales y el espacio protegido más próximo a más de 15 km		3
No afecta a espacios naturales y el espacio protegido más próximo entre 5 y 15 km		2
No afecta a espacios naturales y el espacio protegido más próximo a menos de 5 km		1

Descripción		Puntuación
Existe una instalación de TV en el emplazamiento		0
Existe una instalación de telefonía móvil		1
Existe una propiedad privada crítica		0
No existe ningún impedimento		3

Capacidad Proyecto		Puntuación
Potencia		
< 20 MWp		0
30 y 50 MWp		1
50 y 100 MWp		2
Más de 100 MWp		3

Recurso Solar		Puntuación
Irradiancia Global-GHI (kWh/m ² año)		
< 1400		0
1400 < V < 1700		1
1700 < V < 1850		2
> 1850		3

Orografía		Puntuación
Pendiente Media del Terreno (%)		
< 5		3
5 < P < 10		2
10 < P < 17		1
> 17		0

Tipo Terreno		Puntuación
Tipo Terreno		
Consistencia Blanda		3
Consistencia Normal		2
Consistencia Normal con presencia puntual de roca		1
Consistencia dura con roca mayoría		0

Vegetación		Puntuación
Tipo Cubierta Vegetal		
Sin vegetación (árida o cultivo cereal)		3
Monte Bajo con árboles puntuales		2
Monte bajo con árboles abundantes		1

Interconexión eléctrica		Puntuación
Distancia y Nivel tensión (potencia < 100 MWp)		
Más de 50 Km para más de 220 kV		0
Entre 25 y 50 km para menos de 220 kV		2
Menos 25 km para menos de 220 kV		3

Figura 71: Criterios de selección para elegir emplazamiento y puntuaciones. Elaboración propia

A partir de estos criterios y considerando las características de los emplazamientos presentados, se obtiene lo siguiente:

Tabla 31: Resultados de la clasificación de emplazamientos. Elaboración propia.

	Recurso Solar	Orografía	Tipo Terreno	Vegetación	Interconexión eléctrica	Accesibilidad	Medio Ambiente	Descripción	Capacidad Proyecto	TOTAL
Lora del Río	2	2	3	2	3	3	2	3	1	21
San Juan del Puerto	3	2	3	3	2	3	2	3	2	23
Herrera	2	3	3	3	3	2	2	3	1	22

Se selecciona el emplazamiento ubicado en San Juan del Puerto. No obstante, la escasa diferencia entre puntuaciones indica que los tres emplazamientos son adecuados para la instalación de una planta solar fotovoltaica.

ANEXO II: CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Se presentan a continuación los cálculos y procedimientos llevados a cabo para diseñar la instalación eléctrica de la planta solar fotovoltaica.

1. DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

La potencia pico de la instalación es 58,5 MWp. Para llevar a cabo el dimensionamiento se consideran las características de los equipos empleados.

Tabla 32: Características del módulo seleccionado.

Fabricante	Jinkosolar
Modelo	JMK-555N
Potencia pico (Wp)	555
Tensión MPP (V)	41,77
Corriente MPP (A)	13,29
Corriente de cortocircuito (A)	14,07
Tensión de circuito abierto (V)	50,47
Tecnología	Si-monocristalino
Dimensiones (mm)	2278 x 1134 x 30

Tabla 33: Características del inversor seleccionado.

Fabricante	Sungrow
Modelo	SG3400-HV-20
Potencia nominal (kW)	3437
Tensión MPP mínima (V)	875
Tensión MPP máxima (V)	1300
Tensión máxima de entrada (V)	1500
Tensión de salida (V)	600
Corriente máxima de entrada (A)	4178
Corriente de cortocircuito máxima en DC (A)	5000
Eficiencia máxima (%)	99%

En primer lugar, se calcula el número de paneles en cada *string*. Para ello se parte de la tensión de entrada del inversor. Se toma el valor medio entre la tensión máxima y mínima MPP, es decir 1087,5 V. El número de paneles por rama se calcula dividiendo este valor por la tensión MPP del panel.

$$N^{\circ} \text{ de paneles/string} = \frac{1087,5 \text{ V}}{41,77 \text{ V}} = 26,035 \text{ paneles/string} \approx 27 \text{ paneles/string}$$

A continuación, se comprueba que la tensión de cada rama no supera la tensión máxima de entrada del inversor con los inversores operando en circuito abierto.

$$\text{Tensión máxima de la rama} = 27 \text{ paneles/string} \cdot 50,47 \text{ V} = 1362,69 \text{ V} < 1500 \text{ V}$$

Con este cálculo se comprueba que la configuración de 27 paneles por *string* obtenida a través de la simulación con *PVSyst* es correcta.

La potencia por *string* es:

$$\text{Potencia de cada string} = 27 \text{ paneles/string} \cdot 555 \text{ W}_p = 14.985 \text{ W}_p$$

El siguiente paso es calcular el número de inversores. Se realiza a partir del ratio y la potencia pico de la planta, y de la potencia del inversor.

$$N^{\circ} \text{ de inversores} = \frac{58.500 \text{ kW}_p}{1,2 \cdot 3437 \text{ kW}} = 14,183 \text{ inversores} \approx 14 \text{ inversores}$$

Conocido el número de inversores se calcula el número de paneles y ramas de la planta solar fotovoltaica.

$$N^{\circ} \text{ de paneles} = \frac{14 \text{ inversores} \cdot 3437 \text{ kW/inversor} \cdot 1,2}{0,555 \text{ kW}_p/\text{módulo}} = 105.408 \text{ paneles}$$

$$N^{\circ} \text{ de strings} = \frac{105.408 \text{ paneles}}{27 \text{ paneles/string}} = 3.904 \text{ strings}$$

Con 14 inversores hay, por tanto:

$$N^{\circ} \text{ de strings/inversor} = \frac{3.904 \text{ strings}}{14 \text{ inversores}} = 278,91 \approx 279 \text{ strings/inversor}$$

Por último, se comprueban también los límites de corriente del inversor, tanto en el punto de máxima potencia como en cortocircuito.

$$I_{\text{entrada MPP}} = 279 \text{ strings/inversor} \cdot 13,29 \text{ A} = 3707,91 \text{ A} < 4178 \text{ A}$$

$$I_{\text{entrada CC}} = 279 \text{ strings/inversor} \cdot 14,07 \text{ A} = 3925,53 \text{ A} < 5000 \text{ A}$$

2. DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES DE BT

Para dimensionar el cableado de baja tensión se siguen dos criterios: el de máxima intensidad admisible y el de máxima caída de tensión. También se elige el fusible de calibre mínimo normalizado que protege las cajas de continua. Los criterios que se aplican siguen las normas de la ITC-BT-07 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

Los conductores son enterrados en tubos, según la configuración que define la norma.

2.1 CRITERIO DE MÁXIMA INTENSIDAD ADMISIBLE

La intensidad máxima admisible es la que de forma permanente puede circular por el conductor sin dañarlo. Una intensidad mayor, daría lugar a un calentamiento del cable que podría dar lugar a fallos.

La ITC-BT-40 del REBT establece para instalaciones generadoras de BT que los cables de conexión se deben dimensionar para soportar no menos del 125% de la intensidad máxima del generador, por lo tanto, si se considera como corriente máxima la de cortocircuito y considerando las correcciones necesarias establecidas en la ITC-BT-07, se debe cumplir lo siguiente:

$$I_b \leq I_{z\text{corregida}} \quad (19)$$

$$I_b = 1,25 \cdot I_{cc} \quad (20)$$

$$I_{z\text{corregida}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot I_z \quad (21)$$

Donde:

I_b : Intensidad máxima del generador (A)

$I_{z \text{ corregida}}$: Intensidad máxima admisible corregida del cable (A)

I_{cc} : Intensidad de cortocircuito (A)

K_1 : Factor de corrección por temperatura

K_2 : Factor de corrección por resistividad térmica del terreno

K_3 : Factor de corrección por profundidad del soterramiento

K_4 : Factor de corrección por agrupación

2.2 CRITERIO DE MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN

El segundo criterio de dimensionamiento está relacionado con la caída de tensión que se produce entre el comienzo y el final de un cable al pasar por él una intensidad.

La ITC-BT-40 establece una caída de tensión límite del 1,5% de la nominal al circular por el cable su intensidad nominal.

Para corriente continua esta caída de tensión se calcula como:

$$\Delta U(V) = 2 \cdot I_n \cdot L \cdot \frac{R}{1000} \quad (22)$$

Siendo:

I_n : Intensidad nominal del cable (A)

L : Longitud total del cable (m)

R : Resistencia del cable (Ω/km)

En corriente alterna, la expresión es:

$$\Delta U(V) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_b \cdot L \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sen \varphi)}{1000} \quad (23)$$

Donde:

I_b : Intensidad nominal del cable (A)

L: Longitud total del cable (m)

R: Resistencia del cable (Ω/km)

X: Reactancia del cable (Ω/km)

La resistencia del cable varia con la temperatura, según la siguiente expresión:

$$R_t = R_{20^\circ\text{C}} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - 20)) \quad (24)$$

Siendo:

R_t : Resistencia del cable a la temperatura de trabajo (Ω/km)

$R_{20^\circ\text{C}}$: Resistencia del cable a 20°C (Ω/km)

α : Coeficiente de temperatura. Para el aluminio 0,00403

T: Temperatura del cable ($^\circ\text{C}$)

La resistencia del cable a 20°C depende de la sección.

Sección nominal mm ²	Clases 1 y 2			Clase 5	
	Conductores de cobre		Conductores de aluminio	Conductores de cobre	
	Alambres desnudos	Alambres estañados		Alambres desnudos	Alambres estañados
1,5	12,1	12,2	-	13,3	13,7
2,5	7,41	7,56	-	7,98	8,21
4	4,61	4,70	-	4,95	5,09
6	3,08	3,11	-	3,30	3,39
10	1,83	1,84	-	1,91	1,95
16	1,15	1,16	1,91	1,21	1,24
25	0,727	0,734	1,20	0,780	0,795
35	0,524	0,529	0,868	0,554	0,565
50	0,387	0,391	0,641	0,386	0,393
70	0,268	0,270	0,443	0,272	0,277
95	0,193	0,195	0,320	0,206	0,210
120	0,153	0,154	0,253	0,161	0,164
150	0,124	0,126	0,206	0,129	0,132
185	0,0991	0,100	0,164	0,106	0,108
240	0,0754	0,0762	0,125	0,0801	0,0817
300	0,0601	0,0607	0,100	0,0641	0,0654
400	0,0470	0,0475	0,0778	0,0486	0,0495
500	0,0366	0,0369	0,0605	0,0384	0,0391
630	0,0283	0,0286	0,0469	0,0287	0,0292

Figura 72: Resistencia máxima del conductor en Ω/km a 20°C . Fuente UNE-EN 60228 e IEC 60228

La temperatura del cable se calcula como:

$$T = T_{amb} + (T_{mix} - T_{amb}) \cdot \left(\frac{I_b}{I_{mix}}\right)^2 \quad (25)$$

Donde:

T_{amb} : Temperatura del terreno ($^\circ\text{C}$). Se establece en 30°C

$T_{m\acute{a}x}$: Temperatura máxima del cable ($^\circ\text{C}$). Para un cable XLPE es 90°C

I_b : Intensidad de la línea de generación (A)

$I_{m\acute{a}x}$: Intensidad máxima del cable (A)

Las expresiones de la caída de tensión la describen en voltios, para comparar con el 1,5% que fija la norma se divide por la tensión nominal y se multiplica por 100.

2.3 SELECCIÓN DE CONDUCTORES BT

Los conductores elegidos para la parte de continua de la instalación en BT son el modelo HARMOHNY ALL GOUND XZ1 (S) Al del fabricante Prysmian, de Aluminio con aislante XLPE y sección de 240 mm².

Para la zona de alterna la norma no exige el límite del 125%, y los conductores seleccionados son nuevamente los HARMOHNY ALL GOUND XZ1 (S) Al de Prysmian, de 300 mm² de sección.

2.4 PROTECCIONES EN BAJA TENSIÓN

A continuación, se calculan las protecciones del sistema BT.

Se emplean fusibles que protejan frente a sobrecargas. Las características que deben cumplir se presentan en la ITC-BT-22, y son las siguientes:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (26)$$

$$1,45 \cdot I_z \geq 1,45 \cdot I_n \quad (27)$$

Donde:

I_b: Intensidad máxima del generador corregida (A)

I_n: Intensidad nominal del fusible (A)

I_z: Intensidad máxima del cable (A)

El calibre seleccionado es de 250 A.

3. DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES DE MT

El dimensionamiento de los cables de media tensión se lleva a cabo atendiendo a tres criterios: máxima intensidad admisible, máxima caída de tensión y corriente de cortocircuito. Se sigue lo establecido en la ITC-LAT-06.

3.1 CRITERIO DE MÁXIMA INTENSIDAD ADMISIBLE

Nuevamente, se emplea este criterio para la red de MT. Se debe cumplir que:

$$\frac{I_b}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4} \leq I_{m\acute{a}x} \quad (28)$$

Donde:

I_b : Intensidad de la línea de generación (A)

$I_{m\acute{a}x}$: Intensidad máxima del cable (A)

K_1 : Factor de corrección por temperatura

K_2 : Factor de corrección por resistividad térmica del terreno

K_3 : Factor de corrección por profundidad del soterramiento

K_4 : Factor de corrección por agrupación

La intensidad de cada línea de generación está condicionada por los dos inversores que forman parte de cada una de ellas, se calcula según:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (29)$$

Siendo:

P: Potencia nominal de los dos inversores de la línea (W)

U: Tensión nominal de MT (V)

$\cos \varphi$: factor de potencia (0,9)

3.2 CRITERIO DE MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN

Para la red de media tensión, la norma de nuevo establece un límite del 1,5% de la tensión nominal. Se calcula según:

$$\Delta U(V) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_b \cdot L \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sen \varphi)}{1000} \quad (30)$$

Donde:

I_b : Intensidad nominal del cable (A)

L: Longitud total del cable (m)

R: Resistencia del cable (Ω /km)

X: Reactancia del cable (Ω/km)

La resistencia del cable nuevamente varia con la temperatura:

$$R_t = R_{20^\circ\text{C}} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - 20)) \quad (31)$$

Siendo:

R_t : Resistencia del cable a la temperatura de trabajo (Ω/km)

$R_{20^\circ\text{C}}$: Resistencia del cable a 20°C (Ω/km)

α : Coeficiente de temperatura. Para el aluminio 0,00403

T: Temperatura del cable ($^\circ\text{C}$)

La resistencia del cable a 20°C depende de la sección.

La temperatura del cable se calcula como:

$$T = T_{amb} + (T_{mix} - T_{amb}) \cdot \left(\frac{I_b}{I_{mix}}\right)^2 \quad (32)$$

Donde:

T_{amb} : Temperatura del terreno ($^\circ\text{C}$). Se establece en 30°C

$T_{m\acute{a}x}$: Temperatura máxima del cable ($^\circ\text{C}$). Para un cable XLPE es 90°C

I_b : Intensidad de la línea de generación (A)

$I_{m\acute{a}x}$: Intensidad máxima del cable (A)

3.3 CRITERIO DE INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

Un cortocircuito en la red provoca un aumento en la corriente que circula por los conductores que provoca un aumento de la temperatura que pone en peligro la instalación. La ITC-LAT-06 establece cuales son las intensidades máximas admisibles dependiendo de la duración del cortocircuito y del material del que esté compuesto el conductor.

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 $U_0/U < 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

Figura 73: Densidad de corriente máxima admisible para conductores de aluminio en A/mm^2 . Fuente ITC-LAT-06.

La intensidad máxima de cortocircuito, según la norma, se calcula como:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t_{cc}}} \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{\theta_{cc} + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{\theta_{cc} + \beta}{\theta_s + \beta}\right)}} \quad (33)$$

Donde:

K: Densidad de corriente de cortocircuito máxima admisible (A/mm^2)

S: Sección del conductor (mm^2)

t_{cc} : Tiempo de duración del cortocircuito (s)

θ_{cc} : Temperatura máxima del cortocircuito ($^{\circ}C$)

θ_i : Temperatura de trabajo ($^{\circ}C$)

θ_s : Temperatura en régimen permanente del conductor ($^{\circ}\text{C}$)

β : Constante. Se considera un valor de 228 para el aluminio.

La intensidad de cortocircuito calculada se compara con la máxima que permite el transformador en su lado de MT.

$$I_{cc} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \leq I_{cc \max \text{ cable}} \quad (34)$$

Siendo:

S: Potencia aparente del transformador (kVA)

U: Tensión nominal del transformador MT (kV)

3.4 SELECCIÓN DE CONDUCTORES MT

Atendiendo a los tres criterios descritos, se selecciona para la parte de la instalación en media tensión conductores de aluminio RH5Z1-OL18/30KV de Prysmian, aislante XLPE y sección de 240 mm².

4. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

A continuación, se detalla la instalación de puesta a tierra, que limita el riesgo en caso de fallo en los equipos eléctricos de la planta.

Una puesta a tierra es un sistema de seguridad. Conecta a tierra los elementos metálicos del sistema eléctrico a tierra y permite evacuar a través de conductores de baja resistencia posibles fugas en caso de defecto. Su finalidad es la de proteger tanto a las personas como a los equipos. Evita que surjan tensiones peligrosas.

La ITC-BT-18 establece el límite para las tensiones de contacto en 24 V. Se emplea este valor para dimensionar. Por lo tanto:

$$R_a \cdot I_d < 24V \quad (35)$$

Donde:

R_a : Resistencia a tierra (Ω)

I_d : Sensibilidad del diferencial. Se fija el valor en 300 mA.

Por lo tanto:

$$R_a < \frac{24 V}{0,3 A} = 80 \Omega$$

Una vez calculado el límite, el valor de la resistencia se calcula según:

$$R_a = k_r \cdot \rho \quad (36)$$

Donde:

k_r : Coeficiente de resistencia de PaT

ρ : Resistividad del terreno, 300 $\Omega \cdot m$

El valor del coeficiente varía según la configuración que se elija para la puesta a tierra.

4.1 PUESTA A TIERRA DE LOS GENERADORES FOTOVOLTAICOS

La puesta a tierra de los generadores cuenta con un electrodo sin picas y con un conductor de 50 mm² de sección, de cobre desnudo, enterrado a 0,5 m. Se implementa una malla de 4m x 2,5m, su coeficiente de resistencia es de 0,146 [43].

Por tanto:

$$R_a = 0,146 \cdot 300 = 43,8 \Omega < 80 \Omega$$

4.2 PUESTA A TIERRA DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y DE LA SUBESTACIÓN.

En los centros de transformación se establecen dos sistemas de diferentes para la puesta a tierra. Por un lado, se dimensiona la puesta a tierra de servicio y por otro la puesta a tierra de servicio.

La puesta a tierra de servicio consiste en conectar a tierra aquellos elementos que lo requieren, esto es, los neutros de equipos como los transformadores o los alternadores. La conexión a tierra nuevamente se lleva a cabo mediante cables de cobre desnudo de 50 mm² de sección. Se instala una pica cuya resistencia se calcula según:

$$R_p = \frac{\rho}{L} \quad (37)$$

Donde:

R_p : Resistencia de la pica (Ω)

ρ : Resistividad del terreno, 300 $\Omega \cdot m$

L : Longitud de la pica (m)

Por lo tanto:

$$R_{p,mínima} = 80 \Omega = \frac{300 \Omega \cdot m}{L}$$

$$L_{mín} = \frac{300 \Omega \cdot m}{80 \Omega} = 3,75 m$$

La longitud mínima de la pica para cumplir con el requerimiento es de 3,75 m, para mayor seguridad se redondea a 4 m. Obteniéndose así una R_p de 75 Ω .

La puesta a tierra de protección une a tierra los elementos metálicos de los equipos que no deben estar en tensión, pero que podrían estarlo si se da un fallo o una descarga atmosférica.

Se emplea una malla con un electrodo de 8 picas en hileras, con 3 m de separación entre sí. Se unen mediante cables de cobre desnudo, enterrados a 0,5 m, con 50 mm² de sección. El

diámetro de las picas se fija en 14 mm y su longitud en 2 m. El coeficiente de resistencia para esta configuración es de 0,0572 [43].

Por tanto:

$$R_a = 0,0572 \cdot 300 = 17,16 \Omega < 80\Omega$$

Para asegurar la seguridad se debe también garantizar que las tensiones de paso y contacto se encuentran dentro de los límites establecidos en la ITC-RAT-13.

La tensión de paso es la que surge entre dos puntos de la superficie del terreno que se encuentran separados por un metro (un paso), en la dirección del máximo gradiente de potencial. La tensión de paso aplicada sería la resultante si se diera esta tensión entre los pies de una persona. La resistencia del terreno más la de la persona se puede estimar en 1000 Ω .

Por su parte, la tensión de contacto es la tensión entre un equipo metálico conectado a tierra y un punto de la superficie separado un metro de distancia, nuevamente en la dirección del máximo gradiente de potencial. La tensión de contacto aplicada es la que resultaría si se aplica entre dos puntos del cuerpo de una persona. La resistencia también se estima en 1000 Ω . La ITC-RAT-13 fija los valores máximos para la tensión de contacto aplicada, según la duración de la corriente de falta.

Tabla 34: Valores admisibles de tensión de contacto aplicada en función de la duración de la falta. Fuente ITC-RAT-13

Duración de la corriente de falta, t_F (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Los valores máximos admisibles para la tensión de paso aplicada se definen como:

$$U_{pa} = 10 \cdot U_{ca} \quad (38)$$

Siendo:

U_{pa} : Tensión de paso aplicada

U_{ca} : Tensión de contacto aplicada

Si se considera un tiempo de actuación de las protecciones de 500 ms, los límites de las tensiones son 204 V para la tensión de contacto aplicada y 2040 V para la de paso.

Según la ITC-RAT-13, los valores máximos de las tensiones de paso y contacto se calculan siguiendo el proceso siguiente:

En primer lugar, se calcula la resistividad superficial aparente del terreno (ρ_{sa}):

$$\rho_{sa} = \rho_s \cdot \left(1 - 0,106 \cdot \left(\frac{(1 - (\rho_i/\rho_s))}{(2 \cdot (h_s/L) + 0,106)} \right) \right) \quad (39)$$

ρ_i : Resistividad de la capa inferior (300 $\Omega \cdot m$)

ρ_s : Resistividad de la capa superficial (3000 $\Omega \cdot m$)

h_s : Espesor de la superficie (0,15 m)

L: Lado equivalente (1 m)

Sustituyendo:

$$\rho_{sa} = 3000 \cdot \left(1 - 0,106 \cdot \left(\frac{(1 - (300/3000))}{(2 \cdot (0,15/1) + 0,106)} \right) \right) = 2295,1 \Omega \cdot m$$

A continuación, se calculan las tensiones máximas permitidas de contacto y paso.

La tensión de contacto (U_c) sigue la expresión:

$$U_c = U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{1000 + 1,5 \cdot \rho_{sa}}{1000} \right) \quad (40)$$

Sustituyendo:

$$U_c = 204 \cdot \left(1 + \frac{1000 + 1,5 \cdot 2295,1}{1000} \right) = 1110,3V$$

La tensión de paso del terreno, es decir, la capa inferior, se define como:

$$U_p = 10 \cdot U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{4000 + 6 \cdot \rho_i}{1000} \right) \quad (41)$$

Introduciendo los valores:

$$U_p = 10 \cdot 204 \cdot \left(1 + \frac{4000 + 6 \cdot 300}{1000}\right) = 13872 \text{ V}$$

Y la tensión de paso entre el terreno y la superficie:

$$U_{p,t-s} = 10 \cdot U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{4000 + 3 \cdot \rho_i + 3 \cdot \rho_{sa}}{1000}\right) \quad (42)$$

Sustituyendo:

$$U_{p,t-s} = 10 \cdot 204 \cdot \left(1 + \frac{4000 + 3 \cdot 300 + 3 \cdot 2295,1}{1000}\right) = 26081,4 \text{ V}$$

Se instala por tanto una acera de hormigón de resistividad $3000 \Omega \cdot \text{m}$ de 15 cm de espesor

ANEXO III: RESULTADO DE LOS CÁLCULOS PARA EL CABLEADO DE BT Y MT

Conductores desde cajas de continua a inversores

nº ramas	CC	Características de la rama					Intensidad máxima admisible											Caída de tensión máxima					Protección				
		L(m)	Ppmp (kW)	Vpmp (V)	Isc (A)	Ib = 1.25·Isc (A)	Instalación	Material	Aislante	Circuitos/Canalización	Separación circuitos (m)	Sección (mm ²)	I máx cable (A)	K1	K2	K3	K4	K Total	Ib Corregida (A)	I máx > Ib?	T cable (°C)	R (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU (%)	ΔU (%) < 1.5%?	Calibre	Ib < In < Iz
12	1	184	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	12,53	1,15		250	
12	2	176	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	11,98	1,10		250	
12	3	168	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	11,44	1,05		250	
12	4	160	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	10,89	1,00		250	
12	5	152	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	10,35	0,95		250	
12	6	144	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	9,80	0,90		250	
12	7	136	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	9,26	0,85		250	
12	8	128	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	8,72	0,80		250	
12	9	120	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	8,17	0,75		250	
12	10	112	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	7,63	0,70		250	
12	11	104	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	7,08	0,65		250	
12	12	96	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	6,54	0,60		250	
12	13	88	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	5,99	0,55		250	
12	14	80	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	5,45	0,50		250	
12	15	72	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	4,90	0,45		250	
12	16	64	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	4,36	0,40		250	
12	17	56	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	3,81	0,35		250	
12	18	48	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	3,27	0,30		250	
12	19	40	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	2,72	0,25		250	
12	20	32	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	2,18	0,20		250	
12	21	24	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	1,63	0,15		250	
12	22	16	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	1,09	0,10		250	
12	23	8	179,86	1127,79	168,84	211,05	D1	Al	XLPE	1	0,5	240	261	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	223,64		74,05	0,15	0,54	0,05		250	

Conductores desde inversores a transformadores

Características de la rama						Instalación y características del cableado						Intensidad máxima admisible						Caída de tensión máxima								
Comienzo	Fin	L (m)	P inv (kW)	Un (V)	cos φ	sen φ	Instalación	Material	Aislante	Circuitos/Canalización	Separación circuitos (m)	Sección (mm2)	I máx cable (A)	I cálculo (A)	K1	K2	K3	K4	K Total	I cálculo corregida (A)	I máx > I cálculo?	T cable (°C)	R (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU (%)	ΔU (%) < 1.5%?
INV 1	TRAFO 1	50	3437	600	0,9	0,436	D1	Al	XLPE	14	0,5	300	4130	3674,73	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	3893,86		83,34	0,13	2,89	0,48	
INV 2		50	3437	600	0,9	0,436	D1	Al	XLPE	14	0,5	300	4130	3674,73	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	3893,86		83,34	0,13	2,89	0,48	
INV 3	TRAFO 2	50	3437	600	0,9	0,436	D1	Al	XLPE	14	0,5	300	4130	3674,73	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	3893,86		83,34	0,13	2,89	0,48	
INV 4		50	3437	600	0,9	0,436	D1	Al	XLPE	14	0,5	300	4130	3674,73	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	3893,86		83,34	0,13	2,89	0,48	
INV 5	TRAFO 3	50	3437	600	0,9	0,436	D1	Al	XLPE	14	0,5	300	4130	3674,73	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	3893,86		83,34	0,13	2,89	0,48	
INV 6		50	3437	600	0,9	0,436	D1	Al	XLPE	14	0,5	300	4130	3674,73	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	3893,86		83,34	0,13	2,89	0,48	
INV 7	TRAFO 4	50	3437	600	0,9	0,436	D1	Al	XLPE	14	0,5	300	4130	3674,73	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	3893,86		83,34	0,13	2,89	0,48	
INV 8		50	3437	600	0,9	0,436	D1	Al	XLPE	14	0,5	300	4130	3674,73	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	3893,86		83,34	0,13	2,89	0,48	
INV 9	TRAFO 5	50	3437	600	0,9	0,436	D1	Al	XLPE	14	0,5	300	4130	3674,73	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	3893,86		83,34	0,13	2,89	0,48	
INV 10		50	3437	600	0,9	0,436	D1	Al	XLPE	14	0,5	300	4130	3674,73	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	3893,86		83,34	0,13	2,89	0,48	
INV 11	TRAFO 6	50	3437	600	0,9	0,436	D1	Al	XLPE	14	0,5	300	4130	3674,73	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	3893,86		83,34	0,13	2,89	0,48	
INV 12		50	3437	600	0,9	0,436	D1	Al	XLPE	14	0,5	300	4130	3674,73	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	3893,86		83,34	0,13	2,89	0,48	
INV 13	TRAFO 7	50	3437	600	0,9	0,436	D1	Al	XLPE	14	0,5	300	4130	3674,73	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	3893,86		83,34	0,13	2,89	0,48	
INV 14		50	3437	600	0,9	0,436	D1	Al	XLPE	14	0,5	300	4130	3674,73	0,97	1,18	0,97	0,85	0,94	3893,86		83,34	0,13	2,89	0,48	

Conductores desde transformadores a subestación

Nombre	Inicio	Fin	L (m)	P (kW)	Frecuencia (Hz)	S (kVA)	cos φ	sen φ	P (kW)	Un (kV)	Ib (A)	Tipo de instalación	Circuitos por zanja	Profundidad	Sección cable	I máx cable (A)	K1	K2	K3	K4	K total	I corregida (A)	I cable > I corr ?	Temp. Cable	R (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU (%)	ΔU (%) < 1%?	Icc máx cable (kA)	Icc máx instalación (kA)	I inst < I cable?
LG1	CT 1 + CT2	ST	1016,12	29250,50	50	32500,56	0,9	0,44	29250,50	30	625,4734833	D1	4	1,25	240	1044	0,97	1,18	0,95	1	1,09	575,22		48,21	0,28	256,73	0,86		29,48	7,22	
LG2	CT 3 + CT 4 + CT 5	ST	1244,13	19500,33	50	21667,04	0,9	0,44	19500,33	30	416,9823222	D1	2	1,5	240	522	0,97	1,18	0,93	1	1,06	391,72		63,79	0,30	226,13	0,75		27,00	7,22	
LG3	CT 6 + CT 7	ST	1034,56	29250,50	50	32500,56	0,9	0,44	29250,50	30	625,4734833	D1	4	1,25	240	1044	0,97	1,18	0,95	1	1,09	575,22		48,21	0,28	261,38	0,87		29,48	7,22	

ANEXO IV: NORMATIVA

Para diseñar la instalación eléctrica se ha seguido lo dispuesto en las siguientes normas:

- ITC-BT-07: Redes subterráneas para distribución en baja tensión.
 - Tablas de intensidades máximas admisibles.
 - Tablas de corrección por temperatura del terreno distinta de 25°C.
 - Tablas de corrección por profundidad distinta de 1m.
 - Tablas de corrección por resistividad térmica distinta de 1,5 K·m/W.
 - Tablas de corrección por agrupación de cables.

- ITC-BT-18: Puesta a tierra

- ITC-BT-22: Protecciones contra sobreintensidades

- ITC-BT-40: Instalaciones generadoras de BT

- ITC-LAT-06: Líneas subterráneas con cables aislados
 - Tablas de intensidades máximas admisibles.
 - Tablas de corrección por temperatura del terreno distinta de 25°C.
 - Tablas de corrección por profundidad distinta de 1m.
 - Tablas de corrección por resistividad térmica distinta de 1,5 K·m/W.
 - Tablas de corrección por agrupación de cables.

- ITC-RAT-13: Instalaciones de puesta a tierra

ANEXO V: PRESUPUESTO

PSF SAN JUAN DEL PUERTO	58,494 MWp	
	RATIO (€/Wp)	IMPORTE (€)
SUMINISTRO DE EQUIPOS	0,15	8.790.081,97 €
PANELES SOLARES		
CENTRAL DE CONVERSIÓN	0,05	3.159.226,08 €
INVERSORES		
TRANFORMADORES BT/MT		
CABINAS DE INTERCONEXIÓN		
BOP (BALANCE OF PLANT)	0,30	17.468.661,84 €
OBRA CIVIL		
INSTALACIÓN ELÉCTRICA		
MONTAJE		
SUBESTACIÓN MT/AT	0,03	1.672.531,45 €
SUBESTACIÓN MT/AT		
INGENIERÍA Y COSTES DE DESARROLLO	0,02	1.040.686,24 €
INGENIERÍA Y COSTES DE DESARROLLO		
COSTERS DE INTERCONEXIÓN	0,03	1.501.203,07 €
LÍNEA ELÉCTRICA AÉREA EN 220 kV		
POSICIÓN EN SUBESTACIÓN		
TOTAL		33.632.390,64 €

ANEXO VI: FLUJOS DE CAJA

	Año															
Cuenta de pérdidas y ganancias (k€)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos de explotación		5.209,12 €	5.318,45 €	5.429,98 €	5.543,77 €	5.659,86 €	5.778,28 €	5.899,09 €	6.022,33 €	6.148,04 €	6.276,27 €	6.407,07 €	6.540,49 €	6.676,58 €	6.815,38 €	6.956,95 €
Costes de explotación		789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €
Impuesto de generación		364,64 €	372,29 €	380,10 €	388,06 €	396,19 €	404,48 €	412,94 €	421,56 €	430,36 €	439,34 €	448,50 €	457,83 €	467,36 €	477,08 €	486,99 €
Amortización		2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €
Beneficio antes de impuestos		2.003,24 €	2.104,91 €	2.208,64 €	2.314,46 €	2.422,42 €	2.532,56 €	2.644,91 €	2.759,52 €	2.876,43 €	2.995,69 €	3.117,33 €	3.241,41 €	3.367,97 €	3.497,06 €	3.628,72 €
	Año															
Cuenta de pérdidas y ganancias (k€)	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Ingresos de explotación	7.101,34 €	7.248,60 €	7.398,79 €	7.551,95 €	7.708,15 €	7.867,44 €	8.029,87 €	8.195,51 €	8.364,41 €	8.536,64 €	8.712,25 €	8.891,30 €	9.073,86 €	9.260,00 €	9.449,76 €	
Costes de explotación	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	789,67 €	
Impuesto de generación	497,09 €	507,40 €	517,92 €	528,64 €	539,57 €	550,72 €	562,09 €	573,69 €	585,51 €	597,56 €	609,86 €	622,39 €	635,17 €	648,20 €	661,48 €	
Amortización	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	
Beneficio antes de impuestos	3.763,00 €	3.899,95 €	4.039,63 €	4.182,07 €	4.327,33 €	4.475,47 €	4.626,54 €	4.780,58 €	4.937,66 €	5.097,83 €	5.261,15 €	5.427,67 €	5.597,45 €	5.770,55 €	5.947,04 €	
	Año															
Free Cash Flow (FCF) (k€)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Beneficios antes de impuestos		2.003,24 €	2.104,91 €	2.208,64 €	2.314,46 €	2.422,42 €	2.532,56 €	2.644,91 €	2.759,52 €	2.876,43 €	2.995,69 €	3.117,33 €	3.241,41 €	3.367,97 €	3.497,06 €	3.628,72 €
Impuesto sociedades		500,81 €	526,23 €	552,16 €	578,62 €	605,61 €	633,14 €	661,23 €	689,88 €	719,11 €	748,92 €	779,33 €	810,35 €	841,99 €	874,26 €	907,18 €
Amortización		2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €
Inversión inmovilizado	41.031,52 €															
Inversión NOF (Necesidades Operativas de fondos)		312,55 €	319,11 €	325,80 €	332,63 €	339,59 €	346,70 €	353,95 €	361,34 €	368,88 €	376,58 €	384,42 €	392,43 €	400,59 €	408,92 €	417,42 €
Free Cash Flow	-41.031,52 €	3.241,46 €	3.311,15 €	3.382,26 €	3.454,80 €	3.528,80 €	3.604,30 €	3.681,31 €	3.759,87 €	3.840,02 €	3.921,76 €	4.005,15 €	4.090,21 €	4.176,96 €	4.265,45 €	4.355,70 €
	Año															
Free Cash Flow (FCF) (k€)	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Beneficios antes de impuestos	3.763,00 €	3.899,95 €	4.039,63 €	4.182,07 €	4.327,33 €	4.475,47 €	4.626,54 €	4.780,58 €	4.937,66 €	5.097,83 €	5.261,15 €	5.427,67 €	5.597,45 €	5.770,55 €	5.947,04 €	
Impuesto sociedades	940,75 €	974,99 €	1.009,91 €	1.045,52 €	1.081,83 €	1.118,87 €	1.156,63 €	1.195,14 €	1.234,41 €	1.274,46 €	1.315,29 €	1.356,92 €	1.399,36 €	1.442,64 €	1.486,76 €	
Amortización	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	2.051,58 €	
Inversión inmovilizado																
Inversión NOF (Necesidades Operativas de fondos)	426,08 €	434,92 €	443,93 €	453,12 €	462,49 €	472,05 €	481,79 €	491,73 €	501,86 €	512,20 €	522,73 €	533,48 €	544,43 €	555,60 €	566,99 €	
Free Cash Flow	4.447,75 €	4.541,63 €	4.637,37 €	4.735,01 €	4.834,59 €	4.936,13 €	5.039,68 €	5.145,28 €	5.252,96 €	5.362,75 €	5.474,70 €	5.588,85 €	5.705,23 €	5.823,89 €	5.944,87 €	

Calculo VAN/TIR accionista																
Año																
Deuda (k€)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Préstamo pendiente de amortizar	32.825,21 €															
Cuota anual		3.610,77 €	3.512,30 €	3.413,82 €	3.315,35 €	3.216,87 €	3.118,40 €	3.019,92 €	2.921,44 €	2.822,97 €	2.724,49 €	2.626,02 €	2.527,54 €	2.429,07 €	2.330,59 €	2.232,11 €
Amortización préstamo		1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €
Deuda pendiente amortizar			31.183,95 €	29.542,69 €	27.901,43 €	26.260,17 €	24.618,91 €	22.977,65 €	21.336,39 €	19.695,13 €	18.053,87 €	16.412,61 €	14.771,35 €	13.130,09 €	11.488,82 €	9.847,56 €
Intereses		1.969,51 €	1.871,04 €	1.772,56 €	1.674,09 €	1.575,61 €	1.477,13 €	1.378,66 €	1.280,18 €	1.181,71 €	1.083,23 €	984,76 €	886,28 €	787,81 €	689,33 €	590,85 €
Año																
Deuda (k€)		16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Préstamo pendiente de amortizar																
Cuota anual		2.664,52 €	2.541,54 €	2.418,56 €	2.295,59 €	2.172,61 €	2.049,63 €	1.926,65 €	1.803,67 €	1.680,70 €	1.557,72 €	1.434,74 €	1.311,76 €	1.188,79 €	1.065,81 €	942,83 €
Amortización préstamo		2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €
Deuda pendiente amortizar		10.248,15 €	8.198,52 €	6.148,89 €	4.099,26 €	2.049,63 €	- 0,00 €	- 2.049,63 €	- 4.099,26 €	- 6.148,89 €	- 8.198,52 €	- 10.248,15 €	- 12.297,78 €	- 14.347,41 €	- 16.397,04 €	- 18.446,67 €
Intereses		614,89 €	491,91 €	368,93 €	245,96 €	122,98 €	- 0,00 €	- 122,98 €	- 245,96 €	- 368,93 €	- 491,91 €	- 614,89 €	- 737,87 €	- 860,84 €	- 983,82 €	- 1.106,80 €

Año																
Flujo de caja para la deuda (k€)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Préstamo	32.825,21 €															
Intereses		1.969,51 €	1.871,04 €	1.772,56 €	1.674,09 €	1.575,61 €	1.477,13 €	1.378,66 €	1.280,18 €	1.181,71 €	1.083,23 €	984,76 €	886,28 €	787,81 €	689,33 €	590,85 €
Amortización préstamo		1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €	1.641,26 €
Ahorro Fiscal	32.825,21 €	- 3.118,40 €	- 3.044,54 €	- 2.970,68 €	- 2.896,83 €	- 2.822,97 €	- 2.749,11 €	- 2.675,25 €	- 2.601,40 €	- 2.527,54 €	- 2.453,68 €	- 2.379,83 €	- 2.305,97 €	- 2.232,11 €	- 2.158,26 €	- 2.084,40 €
Flujo de caja para la deuda																
Año																
Flujo de caja para la deuda (k€)		16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Préstamo																
Intereses		614,89 €	491,91 €	368,93 €	245,96 €	122,98 €	- 0,00 €	- 122,98 €	- 245,96 €	- 368,93 €	- 491,91 €	- 614,89 €	- 737,87 €	- 860,84 €	- 983,82 €	- 1.106,80 €
Amortización préstamo		2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €	2.049,63 €
Ahorro Fiscal		153,72 €	122,98 €	92,23 €	61,49 €	30,74 €	- 0,00 €	- 30,74 €	- 61,49 €	- 92,23 €	- 122,98 €	- 153,72 €	- 184,47 €	- 215,21 €	- 245,96 €	- 276,70 €
Flujo de caja para la deuda		- 2.510,80 €	- 2.418,56 €	- 2.326,33 €	- 2.234,10 €	- 2.141,86 €	- 2.049,63 €	- 1.957,40 €	- 1.865,16 €	- 1.772,93 €	- 1.680,70 €	- 1.588,46 €	- 1.496,23 €	- 1.404,00 €	- 1.311,76 €	- 1.219,53 €

ANEXO VI: PLANOS

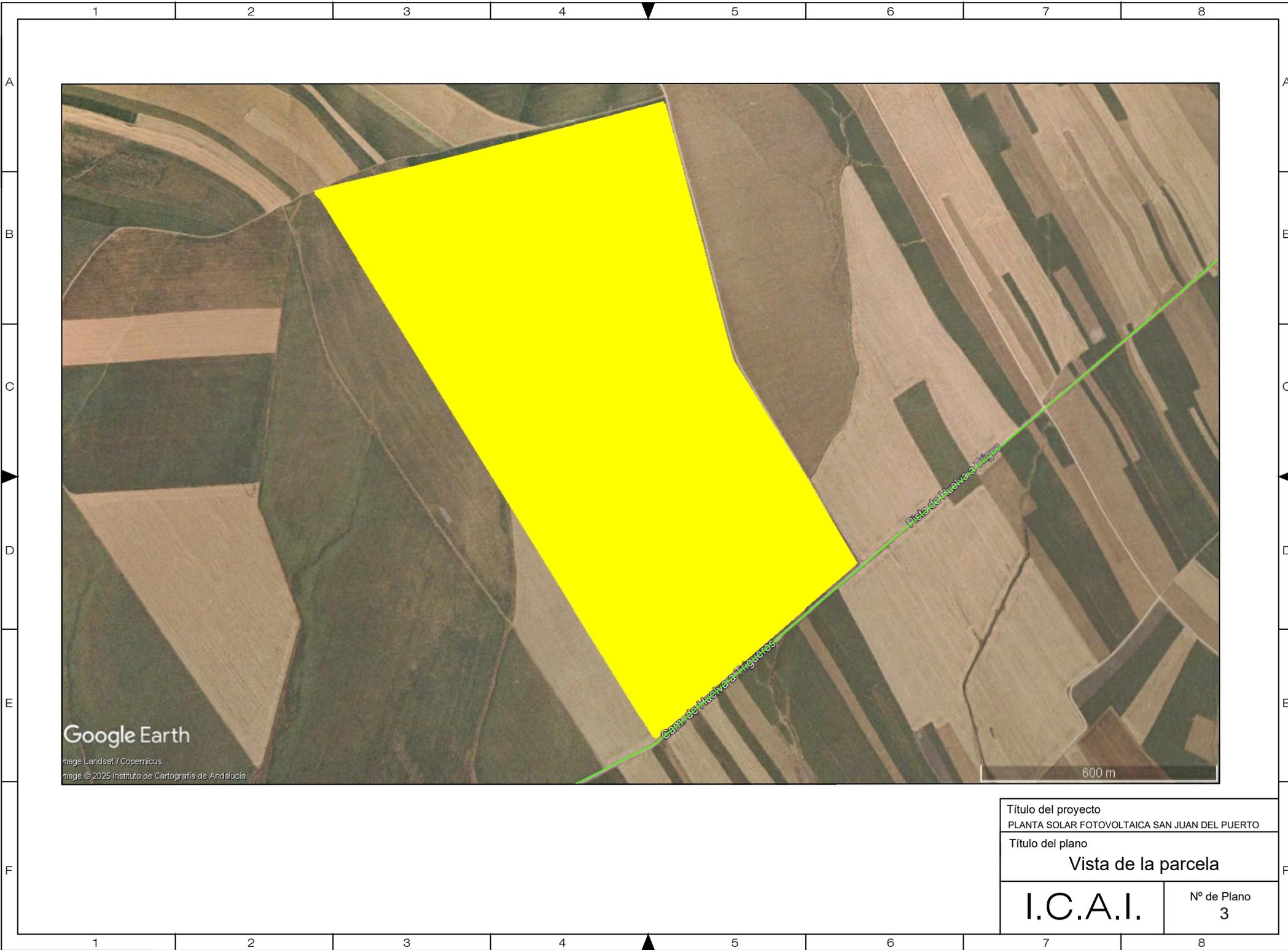
- Plano 1: Localización de la planta
- Plano 2: Localización de la planta y la ST
- Plano 3: Vista de la parcela
- Plano 4: Equipos de la planta
- Plano 5: Unifilar BT
- Plano 6: Conexión ST ONUBA
- Plano 7: Unifilar MT
- Plano 8: Subestación MT/AT
- Plano 9: Zanjias
- Plano 10: Caminos
- Plano 11: Vallado



Título del proyecto PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA SAN JUAN DEL PUERTO	
Título del plano Localización de la planta	
I.C.A.I.	Nº de Plano 1



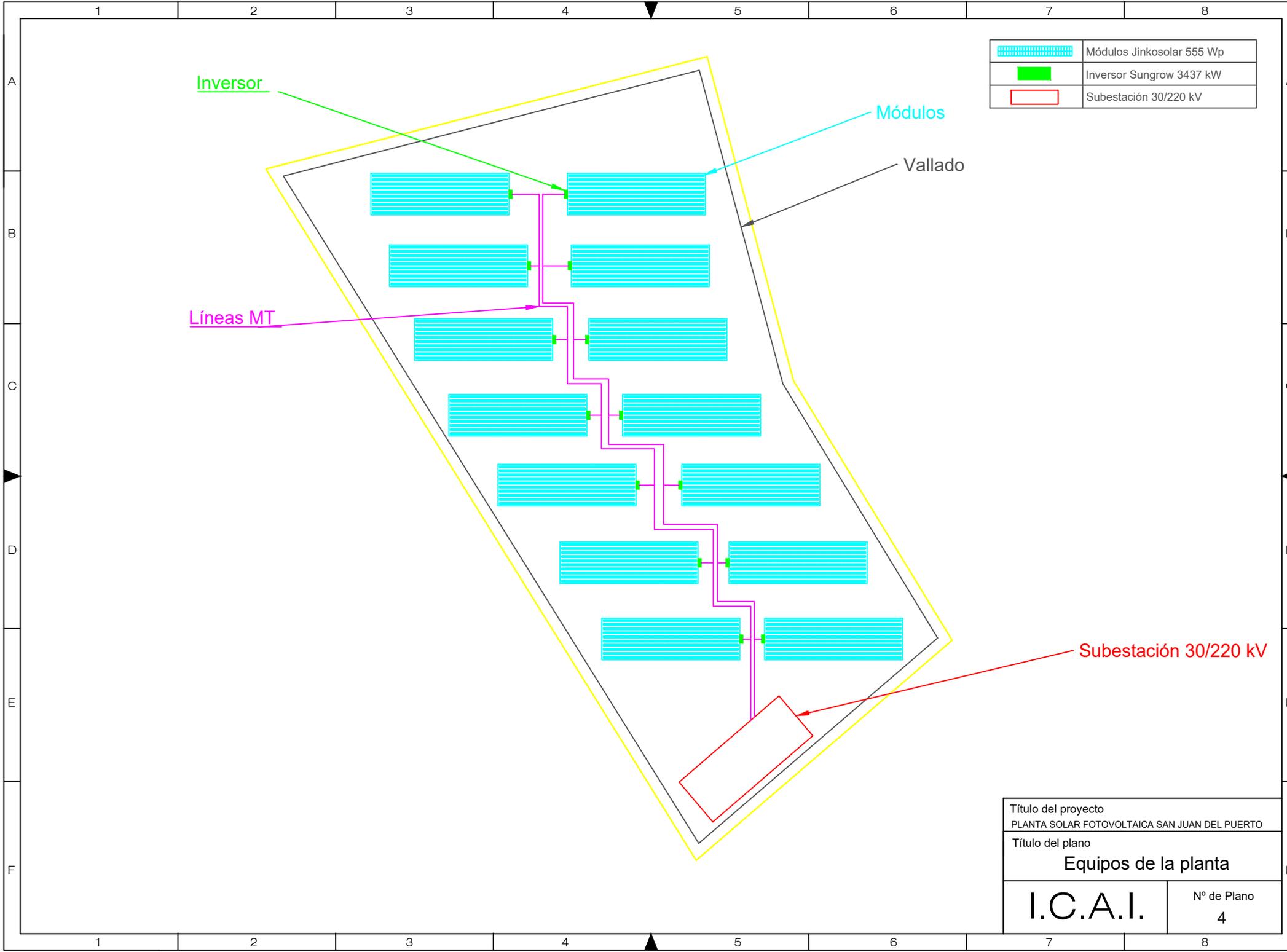
Título del proyecto PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA SAN JUAN DEL PUERTO	
Título del plano Localización de la planta y la ST	
I.C.A.I.	Nº de Plano 2



Google Earth

Image Landsat / Copernicus
 Image © 2025 Instituto de Cartografía de Andalucía

Título del proyecto PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA SAN JUAN DEL PUERTO	
Título del plano Vista de la parcela	
I.C.A.I.	Nº de Plano 3



	Módulos Jinkosolar 555 Wp
	Inversor Sungrow 3437 kW
	Subestación 30/220 kV

Inversor

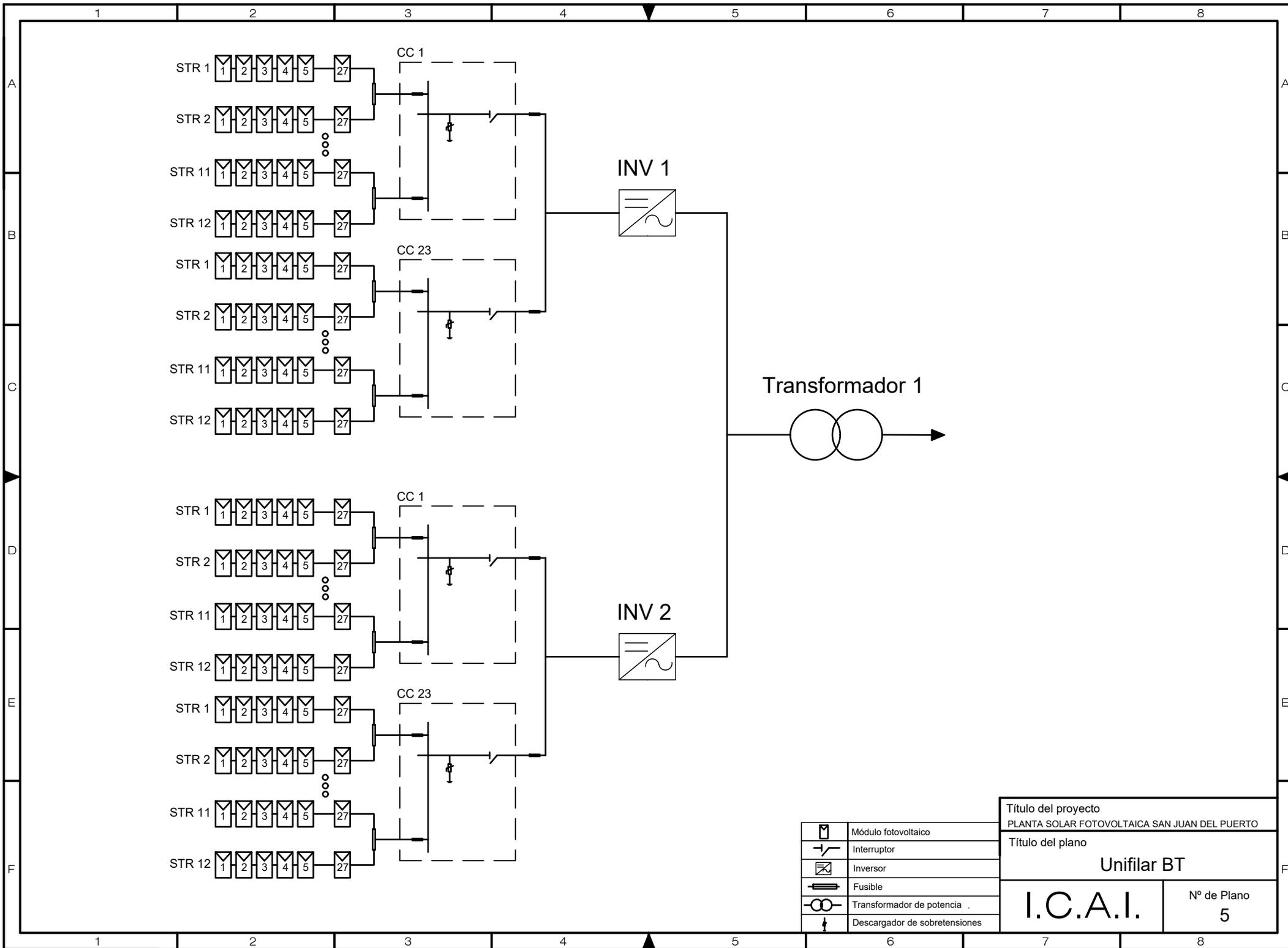
Módulos

Vallado

Líneas MT

Subestación 30/220 kV

Título del proyecto PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA SAN JUAN DEL PUERTO	
Título del plano Equipos de la planta	
I.C.A.I.	Nº de Plano 4

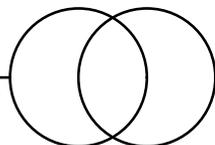


	Módulo fotovoltaico
	Interruptor
	Inversor
	Fusible
	Transformador de potencia
	Descargador de sobretensiones

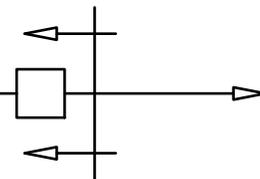
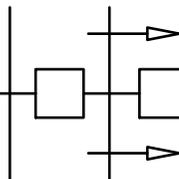
Título del proyecto PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA SAN JUAN DEL PUERTO	
Título del plano Unifilar BT	
I.C.A.I.	Nº de Plano 5



PSFV
58,5 MWp
48 MW

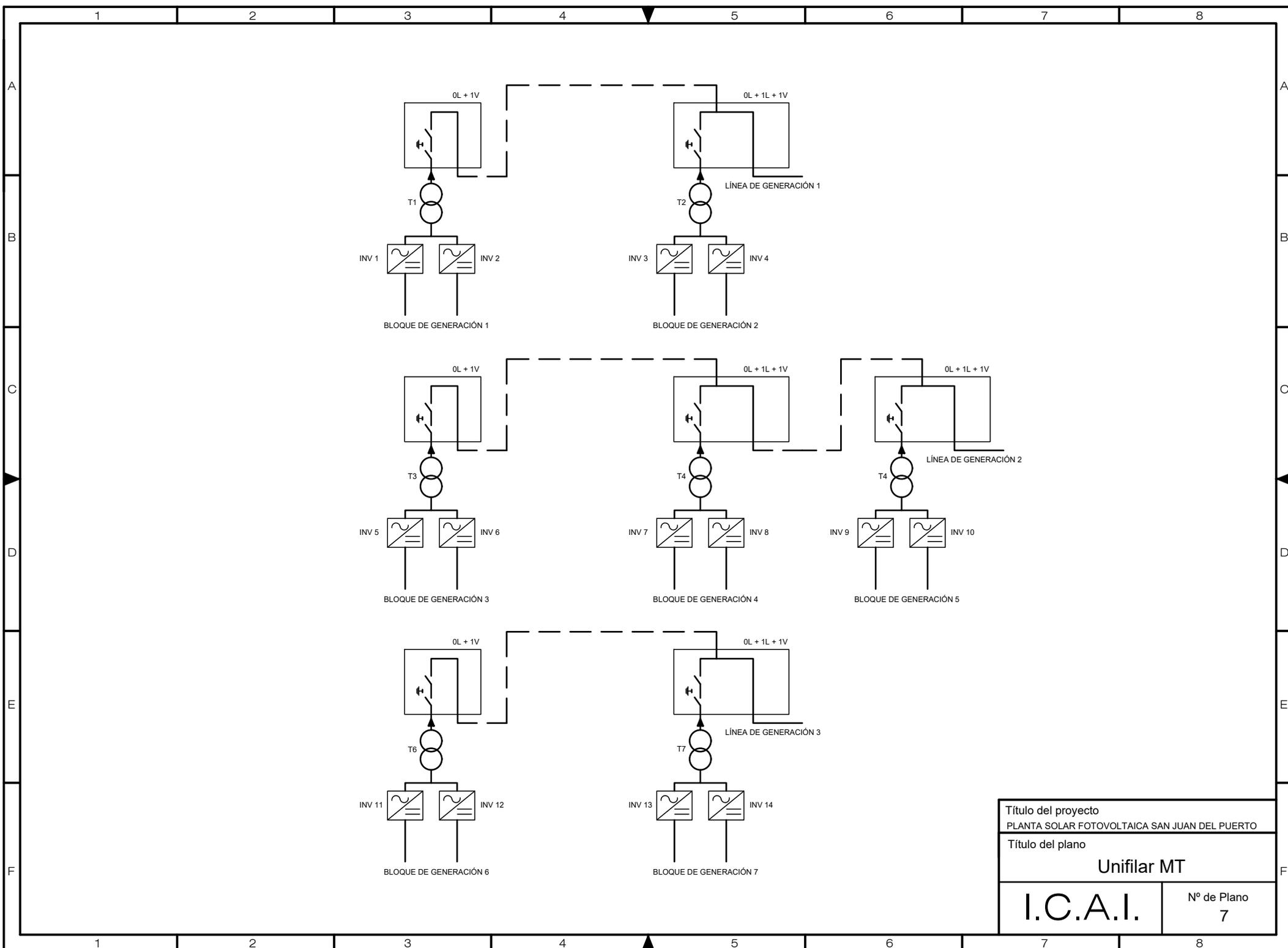


Transformador MT/AT
30/220 kV



ST ONUBA 220 kV

Título del proyecto PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA SAN JUAN DEL PUERTO	
Título del plano Conexión ST ONUBA	
I.C.A.I.	Nº de Plano 6



Título del proyecto PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA SAN JUAN DEL PUERTO	
Título del plano Unifilar MT	
I.C.A.I.	Nº de Plano 7

1

2

3

4

5

6

7

8

A

B

C

D

E

F

A

B

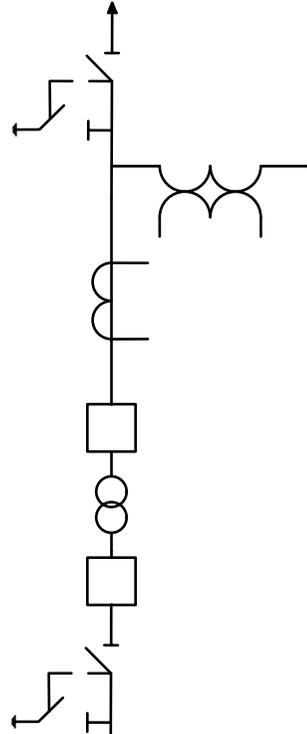
C

D

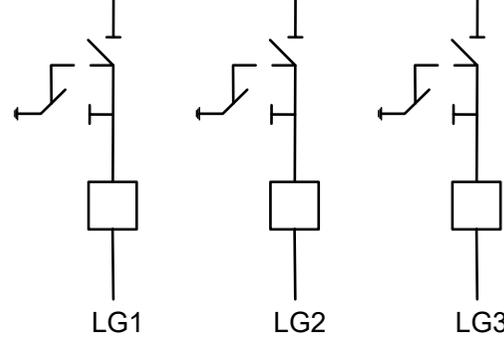
E

F

Línea 220 kV



Barra MT 30 kV



LG1

LG2

LG3

	Transformador de tensión
	Transformador de corriente
	Seccionador con puesta a tierra
	Transformador de potencia
	Interruptor automático

Título del proyecto PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA SAN JUAN DEL PUERTO	
Título del plano Subestación MT/AT	
I.C.A.I.	Nº de Plano 8

1

2

3

4

5

6

7

8

1

2

3

4

5

6

7

8

A

B

C

D

E

F

A

B

C

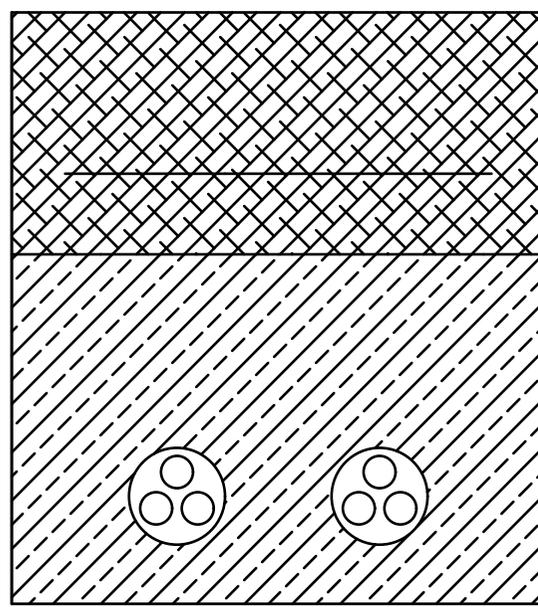
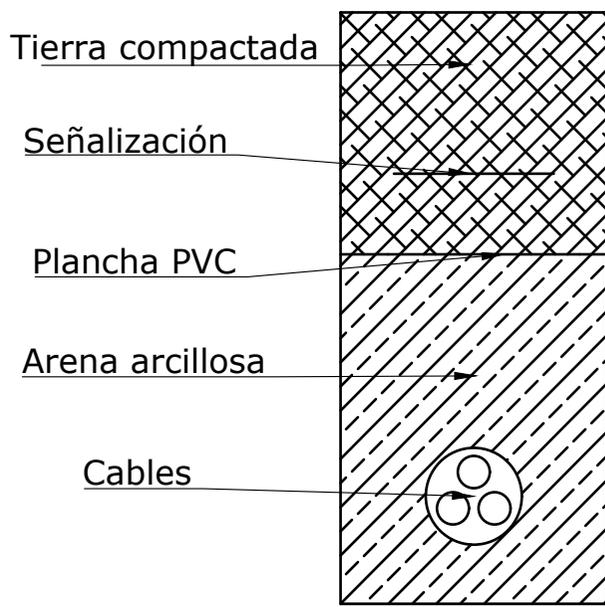
D

E

F

Sección zanja con una terna

Sección zanja con dos ternas



Título del proyecto PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA SAN JUAN DEL PUERTO	
Título del plano Zanjas	
I.C.A.I.	Nº de Plano 9

1

2

3

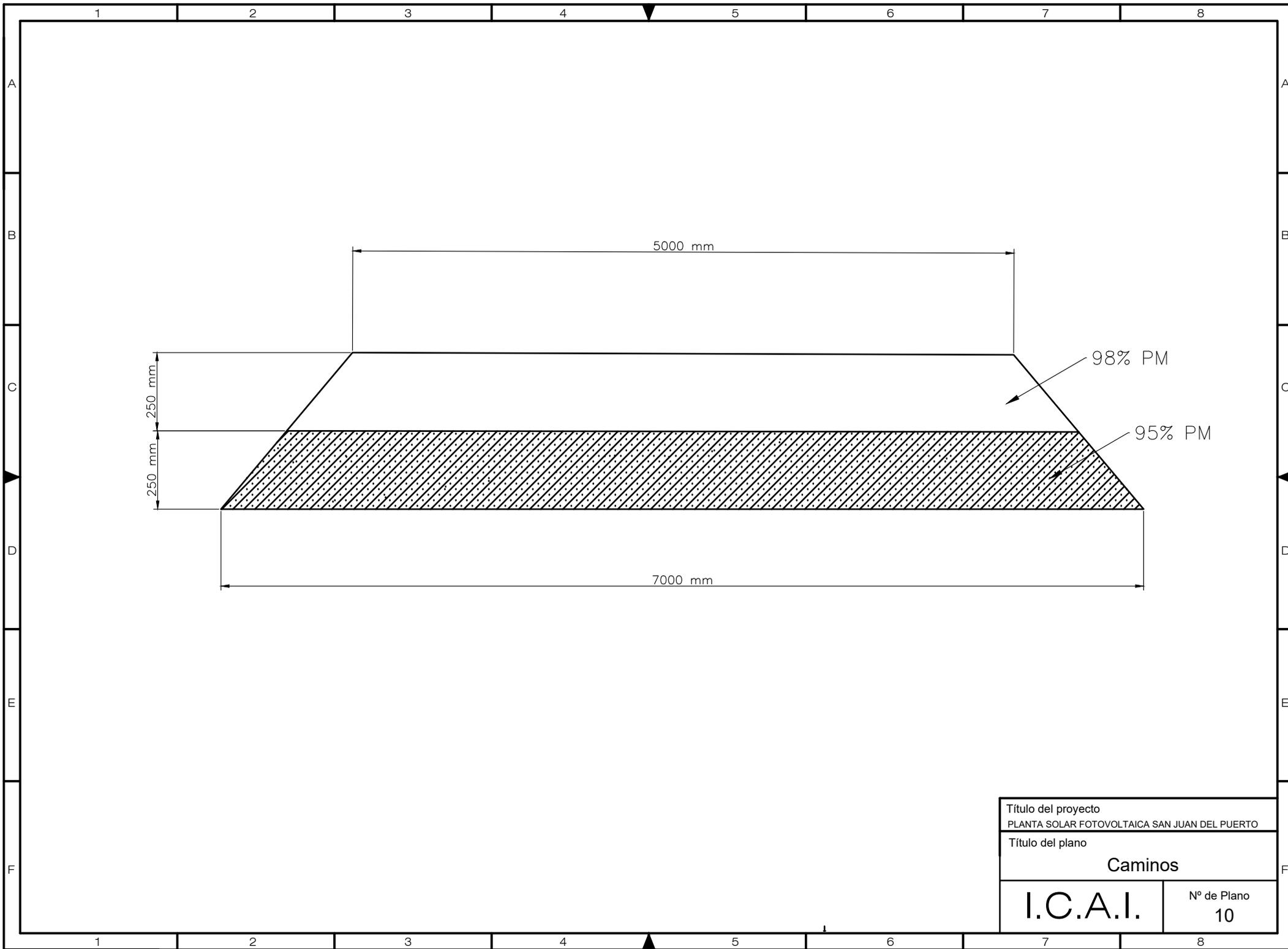
4

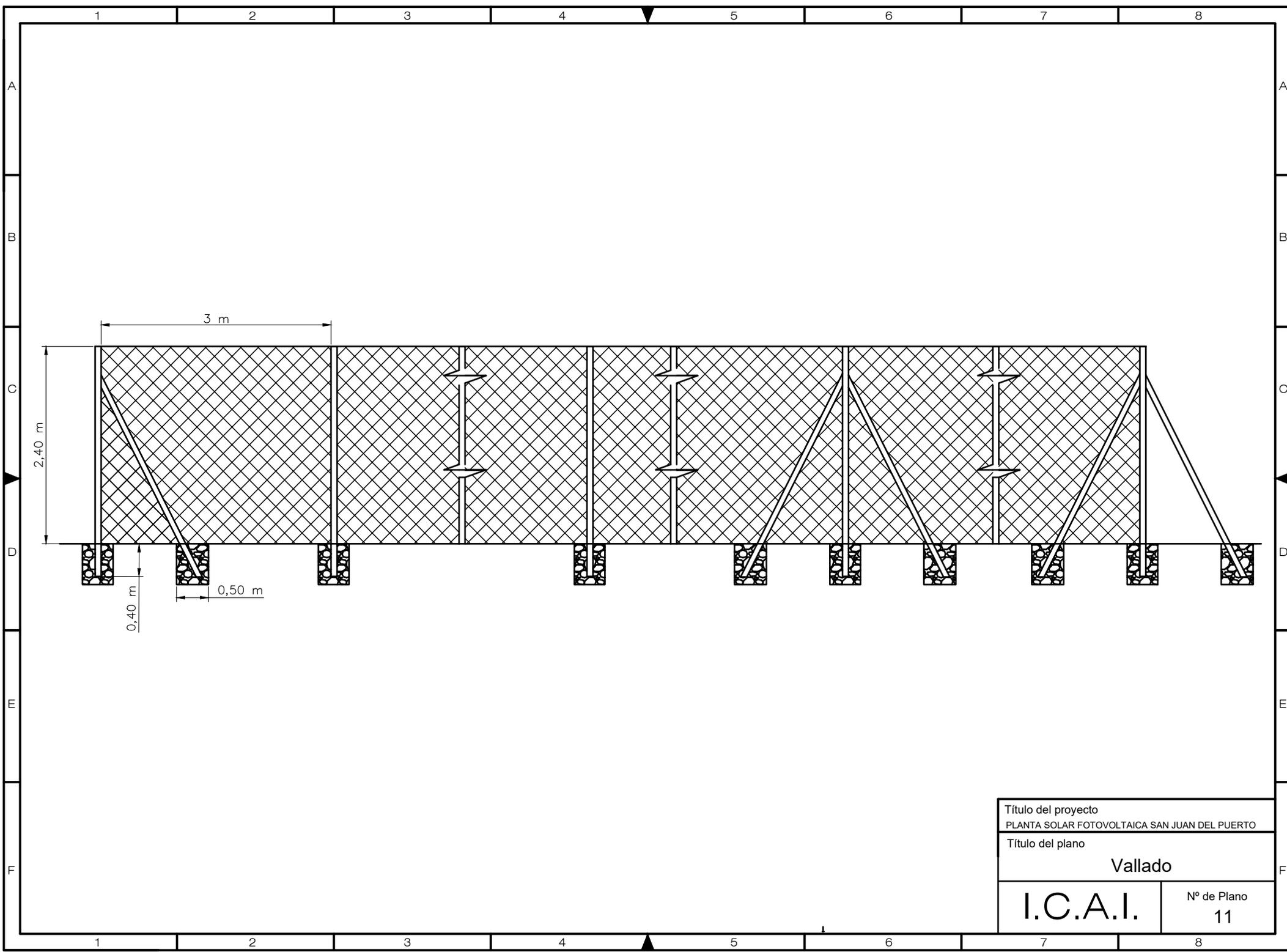
5

6

7

8





Título del proyecto	
PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA SAN JUAN DEL PUERTO	
Título del plano	
Vallado	
I.C.A.I.	Nº de Plano
	11

ANEXO VII: FICHAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS

RH5ZI-OL 18/30KV

Aluminium medium voltage cables 30kV



Medium voltage cables for rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV) used for industrial installations or for a distribution network. Designed for fixed installations indoors, outdoors or in buried installations. Conductor shape round, class 2 = stranded; red outer sheath
 Outer sheath materials: ALCUDIA C-240-UV (BAG) and GRANIC 535 (BIGBAG)

STANDARDS AND CERTIFICATIONS

RoHS



EN 60228
 DND 02100

IEC 60502-2

EN 60754-1

Conductors of insulated cables
 Insulated cables for overhead and underground medium voltage networks up to 30 kV
 Cables for rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV)
 Test on gases evolved during combustion of materials from cables. Halogen acid gas content.

CABLE DESIGN

Conductor material	Aluminium
Core insulation material	XLPE
Radial water blocking cable	Yes
Material outer sheath	Other
Cable shape	Round

ELECTRICAL & THERMAL PARAMETERS

Nominal voltage U_0 [V]	18,000
Nominal voltage U [V]	30,000
Test voltage [kV]	63
Rated voltage U_0/U (U_m)	18/30 (36) kV
Max. conductor temperature [°C]	90
Max. conductor temperature at short circuit [°C]	250
Laying temperature (min) [°C]	-20
Laying temperature (max) [°C]	50

Technical data, dimensions and weights are subject to change. All sizes and values without tolerances are reference values. Specifications are for products supplied by Prysmian; any modification or alteration of products may give different results. The information contained within this document must not be copied, reprinted or reproduced in any form, either wholly or in part, without the written consent of Prysmian. The information is correct to the best of our knowledge at the time of publication. Prysmian reserves the right to amend this specification without prior notice. This specification is not contractually valid unless specifically authorized by Prysmian. © All rights reserved by Prysmian 2024 - www.prysmian.com

CHEMICAL PROPERTIES

Resistant to UV	Yes
UV resistant	Yes
Silicon free	Yes
Lead free	Yes

CHARACTERISTICS

Outdoor installation	Yes
Suitable for concrete installation	No
Underground installation	Yes
Suitable as installation cable	Yes
Bending radius (rule)	During installing: 15 x D single-core cables

SUSTAINABILITY COMMITMENT

Our commitment to a low-carbon future remains unwavering as we strive to create sustainable solutions while upholding quality standards. We prioritize sustainability and environmental protection in our daily operations, collaborating with local communities to ensure workplace safety and safeguard the areas we operate in.

Sustainability and environmental responsibility is evident also in our **packaging** solutions across the CEE region. We use fully recyclable drum cover foils to minimize environmental impact. Our packaging for rings is made from 30% recycled materials, supporting a circular economy. Additionally, our boxes are made from recyclable, environment-friendly cardboard, promoting eco-conscious choices. By choosing Prysmian, you are not only selecting high-quality products but also contributing to a greener future.

Check for more details about our sustainability commitment here: [Sustainability report and responsibility](#).



CABLE PROPERTIES

Basic construction	SAP code	Nominal thickness insulation [mm]	Nominal diameter over insulation [mm]	Nominal outer diameter [mm]	Cable weight [kg/km]	Bending radius, during laying (min) [mm]	Conductor resistance at 20° C [Ohm/km]	Short circuit current conductor (Isec) [kA]	Short circuit current screen (Isec) [kA]
1x300RM	17100103008	7.25	36.3	43.6	1,960	654	0.1	28.8	4.3
1x400RM	20303276	7.25	38.8	48.8	2,393	732	0.0778	38.3	4.8
1x630RM	20262783	7.25	45.2	53.4	3,207	801	0.0469	60.2	5.4

CURRENT CARRYING CAPACITY

Cross-section (mm²)	Direct in ground trefoil (A)	Direct in ground flat spaced (A)	Air trefoil (A)	Air flat spaced (A)
70	186	192	230	278
95	221	229	280	338
120	252	260	324	391
150	281	288	368	440
185	317	324	424	504
240	367	373	502	593
300	414	419	577	677
400	470	466	673	769
500	535	524	781	884
630	608	578	903	996
800	681	630	1029	1105
1000	753	681	1165	1219
1200	885	790	1274	1305

Ground temperature: 20°C; Air temperature: 30°C
 Depth of laying: 0,8 m; Soil resistivity, moist: 1,5 K.m/W
 Screen bonded at both ends

TECHNICAL DATASHEET



Single-Axis Tracker

MAIN FEATURES

Tracking System	Horizontal Single-Axis with independent rows
Tracking Range	± 55° Optional: ± 60°
Drive System	Enclosed Slewing Drive, DC Motor
Power Supply	Dedicated Panel Optional: 120/240 Vac or 24 Vdc power-cable
Tracking Algorithm	Astronomical Algorithm with Asymmetric Backtracking
Communication	Full Wireless Optional: RS-485 Full Wired RS-485 cable not included in Soltec scope
Wind Resistance	Per Local Codes
Land Use Features	
Independent Rows	YES
Slope North-South	Up to 17%
Slope East-West	Configurable
Ground Coverage Ratio	Configurable. Typical range: 30-50%
Foundation	Driven Pile Ground Screw Concrete
Temperature Range	
Standard	- 4°F to +131°F -20°C to +55°C
Extended	-40°F to +131°F -40°C to +55°C
Availability	>99%
Modules	Standard: 72 / 78 cells Optional: 60 Cells; Crystalline, Thin Film (Solar Frontier, First Solar and others)

SPAIN / Headquarters
Pol. Ind. La Serreta
Gabriel Campillo, s/n, 30500
Molina de Segura, Murcia, Spain
info@soltec.com
+34 968 603 153

MADRID
Núñez de Balboa 33, 1ªA
28001 Madrid
emea@soltec.com
+34 91 449 72 03

UNITED STATES
usa@soltec.com
+1 510 440 9200

BRAZIL
brasil@soltec.com
+55 071 3026 4900

MEXICO
mexico@soltec.com
+52 1 55 5557 3144

CHILE
chile@soltec.com
+56 2 25738559

PERU
peru@soltec.com
+51 1422 7279

INDIA
india@soltec.com
+91 124 4568202

AUSTRALIA
australia@soltec.com
+61 2 9275 8806

CHINA
china@soltec.com
+86 21 66285799

ARGENTINA
argentina@soltec.com
+54 9 114 889 1476

EGYPT
egypt@soltec.com

B&V Bankability report
DNV GL Technology
Review available
RWDI WIND TUNNEL TESTED

MODULE CONFIGURATIONS Approximate Dimensions

	Length	Height	Width		Length	Height	Width
2x28	29.2 m (95' 10")	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")	2x42	43.6 m (143')	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")
2x29	30.2 m (99' 1")			2x43.5	45.6 m (149' 7")		
2x30	31.4 m (103')			2x45	46.7 m (153' 3")		

SERVICES

Pull Test Plan	Commissioning Plan
Factory Support Plan	Operation & Maintenance Plan
Onsite Advisory Plan	Tracker Monitoring System Plan
Construction Plan	Solmate Customer Care

MAINTENANCE ADVANTAGES

- Self-lubricating Bearings
- Face to Face Cleaning Mode
- 2x Wider Aisles

WARRANTY*

- Structure 10 years
- Motor 5 years
- Electronics 5 years

*extendable under quotation

soltec.com



Contents subject to change without prior notice © Soltec Energías Renovables • SF7.2022-11-11.V12

Monitoring & Control references on this document are subject to availability. Alternative electronics could be finally provided for your project if needed

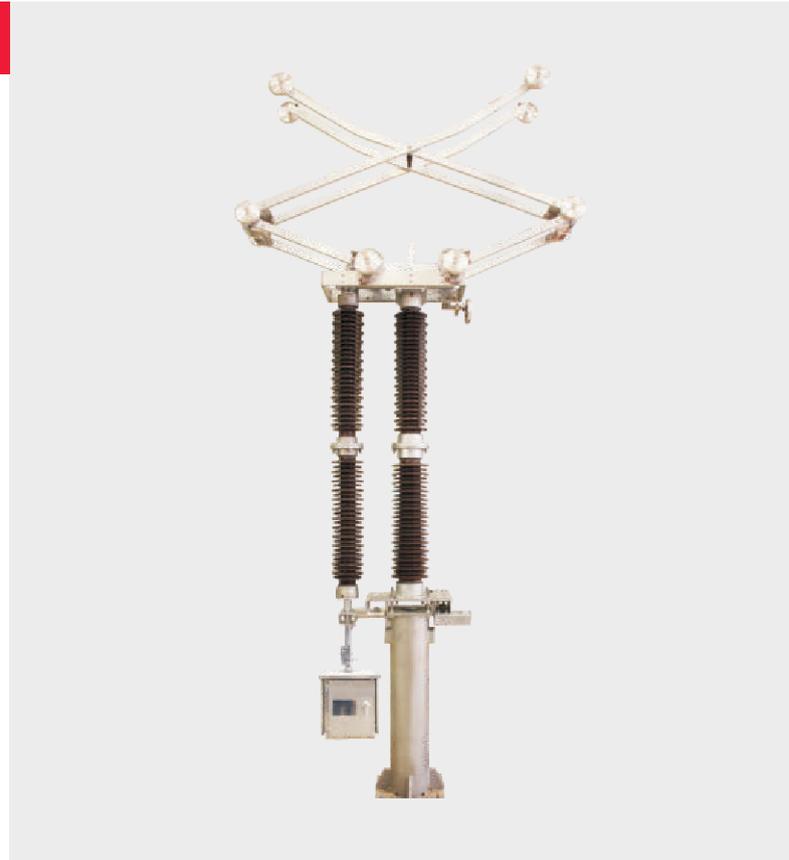
Pantograph disconnectors up to 550 kV – GW54

Maximum reliability and minimal maintenance

Pantograph disconnector type GW54 is mainly used for outdoor installations. It can ensure isolation and connection directly across the vertical gap of busbars. It is especially suitable for substations with small installation area.

Features

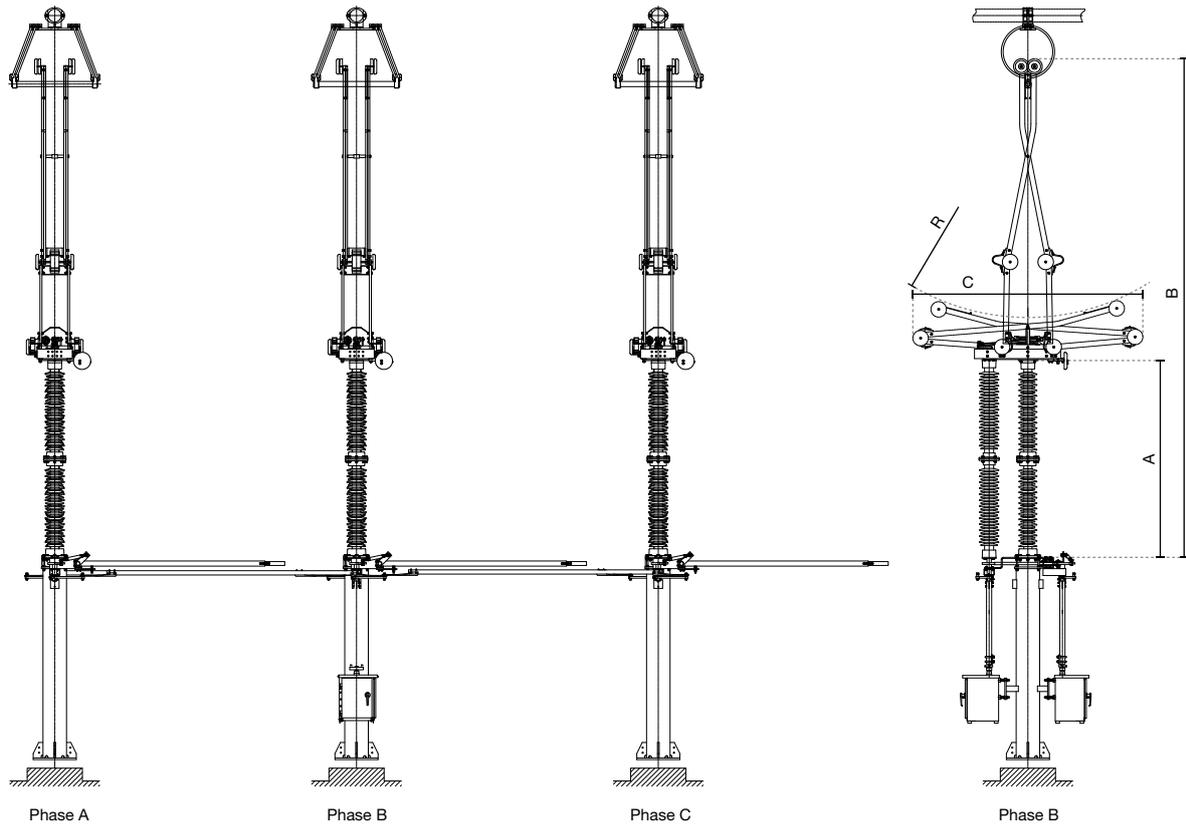
- Designed and tested in accordance with latest IEC specification
- Maintenance - free contact system to provide reliable combining forces
- Simple and reliable interlocking system
- Easy installation and commissioning
- Easy and convenient operation with motor operating device
- Remote operation possible with SCADA and remote monitoring through GPS connectivity



Technical data – GW54

Disconnector without earth switch		Units					
Disconnector with one earth switch							
Rated voltage		kV	126	145			
Rated current		A	upto 4000	upto 4000	upto 4000	upto 4000	upto 5000
Rated peak withstand current for disconnector and earth switch		kA(peak)	100	100	125	125	160
Rated short time withstand current for disconnector and earth switch		kA (rms)	40	40	50	50	63
Rated power frequency withstand voltage at 50 Hz for 1 min	To earth and between phases	kV(rms)	230	275	460	460	740
	Across the isolating distance	kV(rms)	265	315	530	606	740+315
Rated lightning impulse withstand voltage (1.2/50µs)	To earth and between phases	kV	550	650	1050	1050	1675
	Across the isolating distance	kV	630	750	1200	1250	1675+450
Rated switching impulse withstand voltage	To earth	kV	-	-	-	850	1300
	Across the isolating distance	kV	-	-	-	700+245	1175+450
Resistance of circuit		µΩ	≤100	≤100	≤100	≤100	≤100
Radio interference voltage		µV	≤2000	≤2000	≤2000	≤2000	≤2000

Other values on request



Dimensions - GW54

	126 kV	145 kV	252 kV	300 kV	420 kV	550 kV
A	1220	1500	2300	2900	3350	4400
B	3956	4236	5825	6425	8258	10726
C	2235	2235	2668	2668	3940	4965
R	1650	1650	2550	2550	3200	4550

All dimensions are in mm.

Hitachi Energy High Voltage Switchgear Co., Ltd. Beijing
 No. 12 Jingyuan Street
 Beijing Economic-Technological Development Area Beijing, 100176
 P.R. China
 Tel: +86 10 6781 8000
 Fax: +86 10 6781 8006

Hitachi Energy Jiangsu Jingke Instrument Transformer Co., Ltd.
 No.9 Gucheng Road,
 Su-Su Industrial Park,
 Suqian, Jiangsu Province, 223800
 P.R. China
 Tel: +86 527 8288 0886
 Fax: +86 527 8288 0868

We reserve the right to make technical changes or modify the contents of this document without prior notice. With regard to purchase orders, the agreed particulars shall prevail. Hitachi Energy Ltd. does not accept any responsibility whatsoever for potential errors or possible lack of information in this document.

We reserve all rights in this document and in the subject matter and illustrations contained therein. Any reproduction, disclosure to third parties or utilization of its contents – in whole or in parts – is forbidden without prior written consent of Hitachi Energy Ltd.



General Characteristics

EvoPacT SF1 and SFSeT Circuit Breakers Fixed Version

EvoPacT SFSeT



Electrical characteristics according to IEC 62271-100

Rated voltage	Ur	kV 50/60 Hz		12		17.5		24			
Insulation voltage											
- Power frequency withstand	Ud	kV 50 Hz 1min		28		38		50			
- Lightning impulse withstand	Up	kV peak		75		95		125			
Rated current	Ir	A	400	-		■	-	■	■	-	-
			630	■		■	■	■	■	■	■
			1250	-		-	-	-	-	-	-
Short circuit current	Isc	kA		25	12.5	20	25	12.5	16	20	25
Short time withstand current	Ik/tk	kA/3 s		25	12.5	20	25	12.5	16	20	25
Short-circuit making current	Ip	kA peak	50 Hz	62.5	31.3	50	62.5	31.3	40	50	62.5
			60 Hz	65	32.5	52	65	32.5	41.6	52	65
Rated switching sequence	O-3 min-CO-3 min-CO			■		■				■	
	O-0.3 s-CO-3 min-CO			■		■				■	
	O-0.3 s-CO-15 s-CO			■		■				■	
Phase to phase	mm	220	-	■	■	■	-	-	-	-	-
		250	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		280	-	-	-	-	■	■	■	■	■
		350	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		380	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operating mechanism	A1 lateral*			-	■	■	■	■	■	■	■
	B1 lateral*			-	■	■	■	■	■	■	■
	C1 frontal*			-	■	■	■	■	■	■	■
	For SM6 switchgear			■	-	■	-	■	■	■	-
Operating times	Opening (ms)										< 60
	Breaking (ms)										< 75
	Closing (ms)										< 100
Service temperature	T	°C									-5 to +40**
Mechanical endurance	Class										M2
	Number of switching operations										10,000
Electrical endurance	Class										E2
Capacitive current breaking capacity	Class										C2

* See chapter Dimensions.

** For a temperature lower than -5 °C, contact Schneider Electric.

■ Available

- Not available

Specific applications

Switching and protection of capacitor banks

EvoPacT SF range circuit breakers are particularly well suited to switching and protection of capacitor banks; they are classed C2 according to standard IEC 62271-100.

Tests carried out according to the standard for breaking at 400 A with making and breaking cycles in case of a capacitor bank with a making current of 20 kA.



SF7 | Single-Axis Tracker

The next-generation-now horizontal single-axis solar tracker



TECHNICAL DATASHEET



Single-Axis Tracker

MAIN FEATURES

Tracking System	Horizontal Single-Axis with independent rows
Tracking Range	± 55° Optional: ± 60°
Drive System	Enclosed Slewing Drive, DC Motor
Power Supply	Dedicated Panel Optional: 120/240 Vac or 24 Vdc power-cable
Tracking Algorithm	Astronomical Algorithm with Asymmetric Backtracking
Communication	Full Wireless Optional: RS-485 Full Wired RS-485 cable not included in Soltec scope
Wind Resistance	Per Local Codes
Land Use Features	
Independent Rows	YES
Slope North-South	Up to 17%
Slope East-West	Configurable
Ground Coverage Ratio	Configurable. Typical range: 30-50%
Foundation	Driven Pile Ground Screw Concrete
Temperature Range	
Standard	- 4°F to +131°F -20°C to +55°C
Extended	-40°F to +131°F -40°C to +55°C
Availability	>99%
Modules	Standard: 72 / 78 cells Optional: 60 Cells; Crystalline, Thin Film (Solar Frontier, First Solar and others)

SPAIN / Headquarters
Pol. Ind. La Serreta
Gabriel Campillo, s/n, 30500
Molina de Segura, Murcia, Spain
info@soltec.com
+34 968 603 153

MADRID
Núñez de Balboa 33, 1ªA
28001 Madrid
emea@soltec.com
+34 91 449 72 03

UNITED STATES
usa@soltec.com
+1 510 440 9200

BRAZIL
brasil@soltec.com
+55 071 3026 4900

MEXICO
mexico@soltec.com
+52 1 55 5557 3144

CHILE
chile@soltec.com
+56 2 25738559

PERU
peru@soltec.com
+51 1422 7279

INDIA
india@soltec.com
+91 124 4568202

AUSTRALIA
australia@soltec.com
+61 2 9275 8806

CHINA
china@soltec.com
+86 21 66285799

ARGENTINA
argentina@soltec.com
+54 9 114 889 1476

EGYPT
egypt@soltec.com

B&V Bankability report
DNV GL Technology
Review available
RWDI WIND TUNNEL TESTED

MODULE CONFIGURATIONS Approximate Dimensions

	Length	Height	Width		Length	Height	Width
2x28	29.2 m (95' 10")	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")	2x42	43.6 m (143')	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")
2x29	30.2 m (99' 1")			2x43.5	45.6 m (149' 7")		
2x30	31.4 m (103')			2x45	46.7 m (153' 3")		

SERVICES

Pull Test Plan	Commissioning Plan
Factory Support Plan	Operation & Maintenance Plan
Onsite Advisory Plan	Tracker Monitoring System Plan
Construction Plan	Solmate Customer Care

MAINTENANCE ADVANTAGES

Self-lubricating Bearings
Face to Face Cleaning Mode
2x Wider Aisles

WARRANTY*

Structure 10 years
Motor 5 years
Electronics 5 years

*extendable under quotation

soltec.com



Contents subject to change without prior notice © Soltec Energías Renovables • SF7.2022-11-11.V12

Monitoring & Control references on this document are subject to availability. Alternative electronics could be finally provided for your project if needed

Benefits of Hitachi Energy's advanced technology

- Reliable power for a substation or a stand-alone project tapped directly from available substation HV bus
- Minimum footprint impact on a pedestal
- Power ratings up to 333 kVA per phase directly from a high voltage transmission line to a lower voltage in one step
- Low initial and running costs low electrical losses compared to alternative solutions
- Medium voltage output for long distance power delivery
- Engineered solutions can be configured to accommodate special outputs
- Standardized design and installation

- More easily transported to inaccessible areas
- Similar units can be paralleled for incremental power capacity addition
- Substantial internal composition enables withstand of severe faults (short circuit tested)
- Low sound level
- Low insulating fluid content eliminates the need for oil containment precautions
- SSVT product variations can offer voltage measurement winding(s) for bus potential information
- Transformers shipped to site filled and ready for use

03 SSVT



05 SSMV



04 SSVT-IPC



Ratings

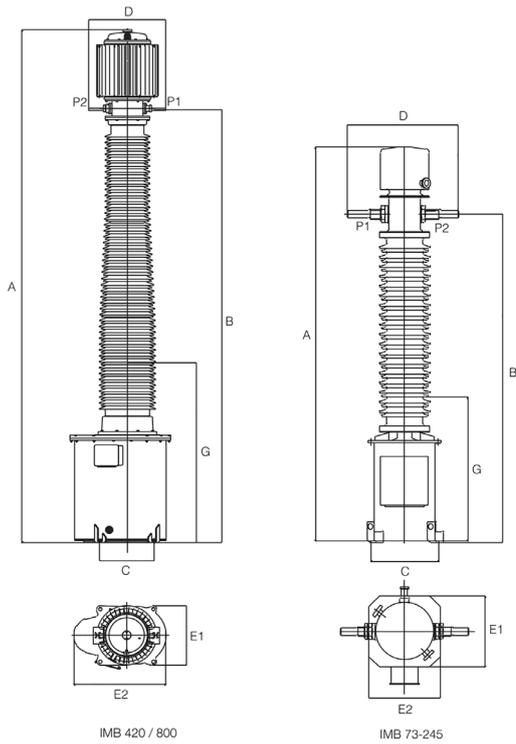
		SSVT	SSVT-IPC	SSMV
Nominal system voltage range	kV	46 -345	46 - 161	69 -138
BIL range	kV	250 - 1300	250 - 650	350 - 650
Maximum continuous overvoltage (MCOV)**		115%	115%	115%
Maximum momentary overvoltage (MMOV)**		125% for 1 min	125% for 1 min	125% for 1 min
Partial discharge free (minimum level)		150% of rated voltage	150% of rated voltage	150% of rated voltage
LV and neutral bushing rating	kV	5	5	25
LV and neutral bushing BIL	kV	30	30	125
Creepage distance (line-to-ground voltage)	mm/kV	>44	>44	>44

*SSVT-IPC design launch beginning with 138 kV / 650 BIL

**MCOV / MMOV listed for power windings only; power + metering may be higher

IMB current transformers

Important dimensions and shipping data



Dimensions details

IMB	A	B	C	D	E1	E2	G
73	2280	1790	460	505	520	520	855
145	2850	2360	460	505	520	520	1055
245	4020	3370	600	590	670	670	1300
420	5660	4790	600	880	670	1105	2250
800	9270	7090	600	765	670	1105	4000

Note: All dimensions in mm

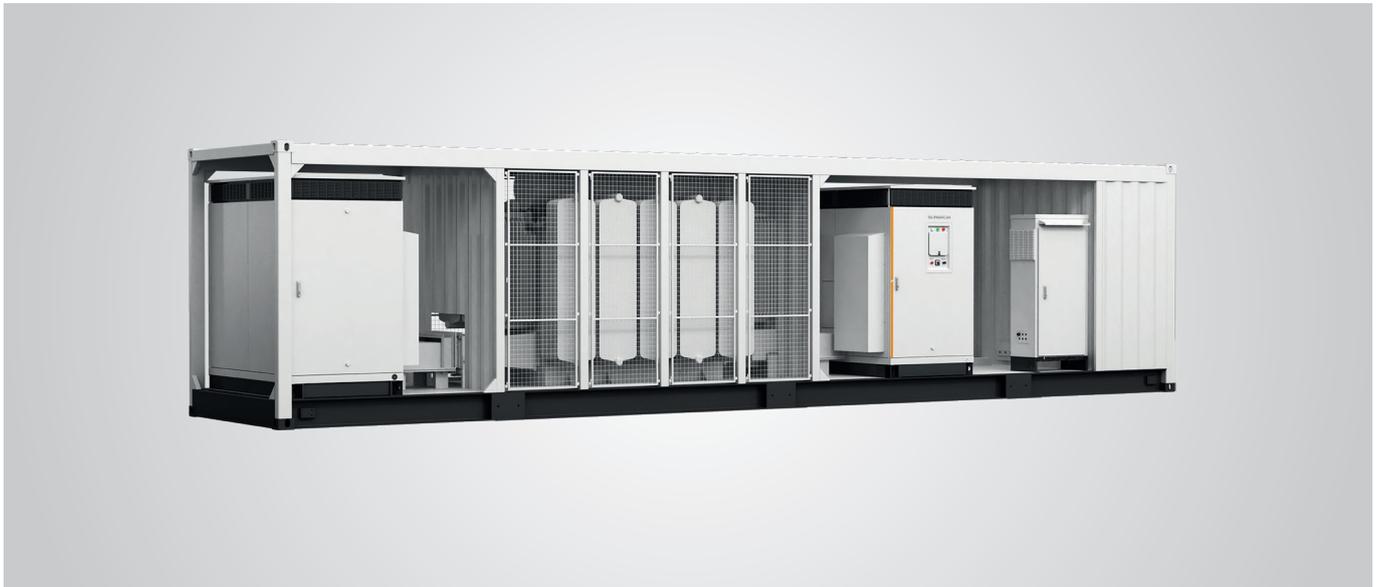
Flash over and creepage distances

IMB	Voltage Rating Um(kV)	"Flash-over Distance (mm) 05"	"Nominal Minimum Creepage Distance (mm)"
73	72.5	750	1815
145	145	1375	3625
245	245	2170	6125
420	420	3220	10500
800	800	5520	20000

Note: Data and illustration are without engagement. We reserve the right to make changes in the course of technical development.

SG6250/6800HV-MV Preliminar

Estación "llave en mano" para Sistemas de 1500 Vdc con Transformador de MV integrado



ALTO RENDIMIENTO

- Avanzada tecnología de 3 niveles, eficiencia max. del inversor del 99%
- Ventilación activa, Potencia nominal a 50°C (SG6250HV-MV)
Ventilación activa, Potencia nominal a 45°C (SG6800HV-MV)

BAJO COSTE

- Bajo coste de transporte e instalación debido a su diseño en contenedores de 40-pies
- Sistemas de 1500 V DC, bajo coste de instalación
- Transformador de MV integrado, switchgear y Fuente de alimentación auxiliar en LV
- Función de compensación de Q en la noche (opcional)

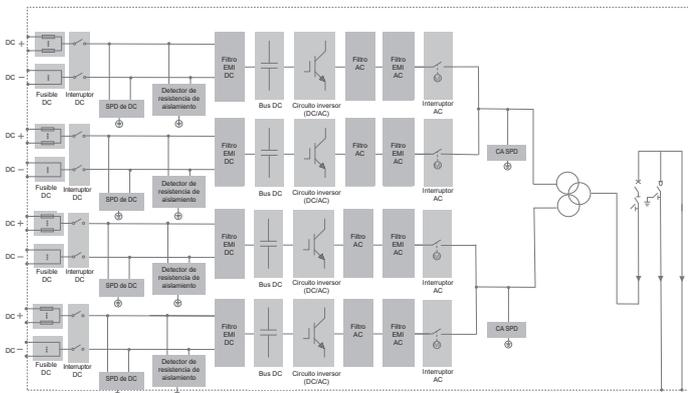
O&M INTELIGENTE

- Función de monitorización zonal integrada y de los parámetros de MV para el análisis y la resolución de incidencias online
- Diseño modular para un mantenimiento más sencillo
- Cómoda pantalla táctil en el exterior

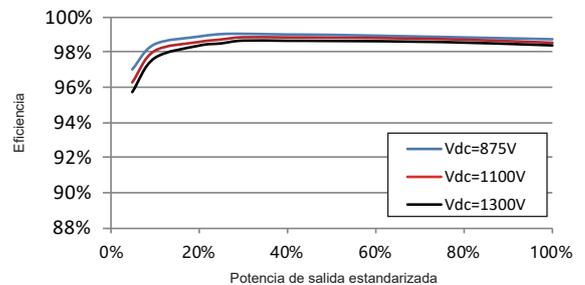
SOPORTE A LA RED

- Protección IP66 y C5
- SPD tipo II para DC y AC
- Cumple con la seguridad global y el código de red

ESQUEMA DE CONEXIONES



CURVA DE RENDIMIENTO (SG3400HV-30)



Denominación	SG6250HV-MV	SG6800HV-MV
Entrada (DC)		
Tensión máxima de entrada FV	1500 V	
Tensión mínima de entrada FV / Tensión de arranque	875 V / 915 V	
Rango de tensión MPP	875 – 1300 V	
Número de entradas MPP independientes	4	
Número máximo de conectores de entrada por MPPT	32 / 36 / 44 / 48 / 56 (Sistema flotante para max. 48 entradas)	
Corriente máxima de entrada FV	2 * 3997 A	
Corriente máxima de cortocircuito en DC	2 * 10000 A	
Configuración de los string fotovoltaicos	Negativo conectado a tierra o flotante	
Salida (AC)		
Potencia de salida AC	2 * 3125 kVA @ 50 °C, 2 * 3437 kVA @ 45 °C	2 * 3437 kVA @ 45 °C
Corriente máxima de salida AC	2 * 3308 A	
Rango de tensión AC	20 kV – 35 kV	
Frecuencia nominal de la red / Rango de frecuencia de red	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
THD	< 3 % (a potencia nominal)	
Inyección de corriente continua	< 0.5 % In	
Factor de potencia a potencia nominal / Factor de potencia ajustable	> 0,99 / 0,8 capacitivo – 0,8 inductivo	
Fases de inyección / Fases de conexión	3 / 3-PE	
Eficiencia		
Eficiencia máxima	99.0%	
Eficiencia europea	98.7%	
Transformador		
Potencia nominal del transformador	6250 kVA	6874 kVA
Potencia max. del transformador	6874 kVA	
Tensiones BT/MT	0.6 kV / 0.6 kV / (20 – 35)kV	
Vector de conexión del transformador	Dy11y11	
Tipo de refrigeración del transformador	ONAN (aceite natural, aire natural)	
Tipo de aceite	Aceite mineral (sin PCB) o aceite biodegradable (bajo pedido)	
Protección y función		
Protección en entradas DC	Interruptor de corte en carga + fusible	
Protección de salida del inversor	Interruptor contra cortocircuitos	
Protección AC de la salida de MV	Interruptor contra cortocircuitos	
Protección contra sobretensiones	DC Tipo I + II / AC Tipo II	
Monitorización de red / Monitorización de falta a tierra	Sí / Sí	
Monitorización del aislamiento	Sí	
Interruptor de AC	Sí	
Función de compensación Q en la noche	Opcional	
Datos generales		
Dimensiones (Largo × Ancho × Alto)	12192*2896*2438 mm	
Peso	29 T	
Grado de protección de entrada	Inversor: IP55 (opcional IP65) / Other: IP54	
Fuente de alimentación auxiliar	5 kVA (opcional: max. 40 kVA)	
Rango de temperatura ambiente de funcionamiento	-35 to 60 °C (reducción de potencia a partir de 50 °C)	
Rango de humedad relativa aceptable (sin condensación)	0 – 100 %	
Método de refrigeración	Ventilación forzada inteligente	
Altitud máxima de funcionamiento	1000 m (estandard) / > 1000 m (opcional)	
Pantalla	Pantalla táctil	
Comunicación	Estandar: RS485, Ethernet; Opcional: fibra óptica	
Certificación	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
Soporte a la red	Función Q en la noche, LVRT, HVRT, control de potencia activa y reactiva y control de rampa de potencia	