



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO DISEÑO DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA ALCUDIA 6,6 MW_p

Autor: Patricia Fernández Pérez

Directora: Inmaculada Blázquez García

Trabajo de Fin de Grado

Ingeniería Industrial



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título Diseño de La Planta Solar Fotovoltaica Alcudia 6,6 MWp en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2022-2023 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.: Patricia Fernández Pérez

Fecha: 6/ 6 / 2023



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Inmaculada Blázquez García

Fecha: 6 6/2023

Agradecimientos:

Son muchas las personas que me han acompañado a lo largo de estos años de carrera y que sin ellas no habría podido llegar hasta este punto. En primer lugar, me gustaría dedicar este trabajo a mis padres, que me han dado la oportunidad de estudiar en ICAI y siempre han buscado lo mejor para mí. Especialmente me gustaría destacar a mi padre, quien además ser mi inspiración y ejemplo todos estos años, ha sido mi referente y guía en los momentos más duros.

Por otro lado, dedico este proyecto a mis amistades más cercanas, destacando a Paula Morera, que siempre ha creído en mi incluso cuando yo misma dudaba. La elección de la ubicación de este proyecto es en honor a todos estos años juntas en Mallorca.

Finalmente, me gustaría agradecer a todos mis compañeros de OSPREL por su infinita paciencia y enseñarme tanto durante estos meses. Destaco especialmente a Jorge González-Onieva, María García Puerto e Inmaculada Blázquez García, por su gran ayuda y darme la oportunidad de trabajar y aprender en OSPREL.

DOCUMENTO N°1: MEMORIA

RESUMEN DEL PROYECTO

TÍTULO: Diseño de una instalación solar fotovoltaica de 6,6 MWp en Alcudia (Mallorca):

AUTOR: Patricia Fernández Pérez.

TUTOR: Doña Inmaculada Blázquez García.

RESUMEN: En este proyecto se realiza el diseño de una planta solar fotovoltaica conectada a la red de Alcudia, localidad situada en el norte de Mallorca. Toda la energía producida por la planta será inyectada a la red eléctrica de media tensión a través de la subestación LLORETA 15kV. De esta manera, se produce una energía verde sin emisiones de gases de efecto invernadero con el propósito de reducir la huella de dióxido de carbono. A partir de todos los documentos que incluye este proyecto se determinará las características técnicas descriptivas y económicas, así como los cálculos justificativos que conciernen a este proyecto.

Tras el desarrollo del proyecto, se ha llegado a la conclusión de que es factible técnica y económicamente. En consecuencia, esta memoria podría ser empleada para la tramitación de la solicitud para la construcción de este proyecto.

Palabras clave: Planta, solar, energía, renovable, fotovoltaica.

Keywords: Plant, solar, energy, renewable, photovoltaic.

OBJETIVOS

Teniendo en cuenta las ventajas climáticas con las que cuenta España para la producción de energía a partir de fuentes naturales, convertirse en un país autosuficiente energéticamente es un objetivo factible a largo plazo, que favorece a la economía del país. De esta forma, parte de los actuales recursos económicos dedicados a la importación de energía podrían emplearse para satisfacer otras necesidades económicas y sociales. Por otro lado, con la construcción de esta planta se pretende fomentar la generación de empleo de la localidad de Alcudia, así como mejorar la sostenibilidad reduciendo las emisiones de CO₂ mediante la generación de energía limpia. Con esta doble finalidad medioambiental y económica, se ha elegido la energía solar fotovoltaica para desarrollar el TFG que se explica a continuación:

El proyecto consiste en el desarrollo de una planta de generación de energía fotovoltaica de 6MWp. Toda la energía producida por la planta será inyectada a la red eléctrica a través de la subestación LLORETA 15kV, situada a unos 500 metros de la parcela. El objetivo es colaborar con la reducción de las emisiones de CO₂ y proporcionar una fuente de energía limpia, favoreciendo así la transición a un desarrollo sostenible. Para la localización de la planta se ha tenido en cuenta los siguientes puntos: condiciones climáticas, inclinación del terreno, que las parcelas estén razonablemente cerca de la subestación, y que haya capacidad de conexión disponible y próxima en la zona.

La cifra de 6 MW ha sido escogida por propia decisión teniendo en cuenta el espacio de las parcelas. Durante el desarrollo de este proyecto, el objetivo es cumplir con la producción establecida, y en el mejor de los casos, a través de la elección de módulos, parámetros y otras medidas, se podrá superar el límite con el fin de aumentar la rentabilidad del proyecto y aprovechar al máximo el terreno.

En los documentos que incluyen este TFG se encuentran las características técnicas y económicas además de los cálculos y planos necesarios que justifican este proyecto.

METODOLOGÍA:

- Encontrar capacidad disponible de conexión.
- Selección del terreno y de las parcelas en función de la capacidad disponible.
- Estudio y análisis de las servidumbres.
- Estudio y selección de los equipos principales de la instalación.
- Diseño de la planta mediante diferentes programas de simulación.
- Justificación a través de cálculos eléctricos.
- Elaboración de los planos.

TABLAS RESUMEN:

DATOS GENERALES		
Provincia		Islas Baleares
Término municipal		Alcudia
Superficie parcelas totales	[m ²]	101.338 m ²
Superficie empleada	[m ²]	80.300
Potencia pico	[MW _p]	6,6 (factor de 1,33)
Potencia nominal	[MW _n]	5
Producción específica	[kWh/kW _p]	1.432,4

MÓDULO SOLAR		
Número de Módulos		9.436
Potencia Unitaria	[W]	700
Fabricante		Risen Energy Co
Modelo		RSM132-8-700BHDG
Nº módulos/string		28
Número de strings		337

INVERSOR		
Número de Inversores		22
Potencia Unitaria	[kW]	250
Fabricante		Sungrow
Modelo		SG250HX

ESTRUCTURA		
Tecnología		Fija
Configuración		2V
Fabricante		Generic
Modelo		Generic – 2V
Nº strings/mesa		1
Distancia entre estructuras (Pitch distance)	[m]	7,22

TRANSFORMADORES DE POTENCIA		
Fabricante		Sungrow
Modelo		MVS6750-LV
Nº Transformadores		1

Potencia @ 30 °C	[kVA]	7.500
Potencia @ 40 °C	[kVA]	6.750
Tensión primaria	[V]	800
Tensión secundaria	[kV]	20

ABSTRACT: In this Project, is carried out the design of a photovoltaic solar plant connected to the Alcurdia network. All the energy produced by the plant will be injected into the medium voltage electrical network through the LLORETA 15Kv substation. In this way, green energy is produced without greenhouse gas emissions with the purpose of reducing the carbon dioxide footprint. Based on all the documents included in this project, the descriptive and economic technical characteristics will be determined, as well as the supporting calculations that concern this project.

After the development of the project, it has been concluded that it is technically and economically feasible. Consequently, this report could be used to process the application for the construction of this project.

OBJECTIVES:

Taking into account the climatic advantages that Spain has for the production of energy from natural sources, becoming an energy self-sufficient country is a feasible long-term objective which favours the country's economy. In this way, part of the current economic resources devoted to energy imports could be used to satisfy other economic and social needs. On the other hand, with the construction of this plant it is intended to promote the generation of employment in the town of Alcurdia, as well as to improve sustainability by reducing CO2 emissions through their generation of clean energy. With this environmental and economic purpose, photovoltaic solar energy has been chosen to develop this project that it is explained below:

This project consists of the development of 6MW photovoltaic power generation plant. All the energy produced by the plant will be injected into the electricity grid through the LLORETA 20 kV substation, located about 500 metres from the plot. The objective is to collaborate with the reduction of CO2 emissions and provide a clean energy source, thus favouring the transition to sustainable development. For the location of the plant, the following points have been taken into account: climatic conditions, inclination of the land,

the distance to the substation, and that there is connexion capacity available and nearby in the area.

The figure of 6 MW has been chosen by own decision considering the space of the plots and the connection capacity of the substation. During the development of this project, the objective is to comply with the established production, and in the best of cases, through the choice of modules, parameters and other measures, it will be possible to increase the production in order to increase the profitability of the project.

In documents that include this project are the technical and economic characteristics as well as the necessary calculations and plants that justify this work.

METHODOLOGY:

- Find available connection capacity.
- Selection of land and plots based on available capacity.
- Study and analysis of easements.
- Study and selection of main equipment for the installation.
- Plant design using various simulation programs.
- Justification through electrical calculations.
- Preparation of blueprints.

SUMMARY TABLES:

GENERAL DATA		
Province		Balearic Island
Municipality		Alcudia
Total parcel Area	[m ²]	101.338
Area used	[m ²]	80.300
Peak Power	[MWp]	6,6 (factor de 1,2)
Nominal Power	[MWn]	5,5
Specific Yield	[kWh/kWp]	1.432,4

SOLAR MODULE		
Number of Modules		9.436
Unit Power	[W]	700
Manufacturer		Risen Energy Co
Model		RSM132-8-700BHDG
Number of Modules/string		28
Number of strings		337

INVERTER		
Number of Inverters		22
Unit Power	[kW]	250
Manufacturer		Sungrow
Model		SG250HX

ESTRUCTURE		
Technology		Fija
Configuration		2V
Manufacturer		Generic
Model		Generic – 2V
Number of strings/table		1
Pitch Distance	[m]	7,22

POWER TRANSFORMERS		
Manufacturer		Sungrow
Model		MVS6750-LV
Number of Transformers		1
Power @ 30 °C	[kVA]	7.500
Power @ 40 °C	[kVA]	6.750
Primary Voltage	[V]	800
Secondary Voltage	[kV]	20

TABLA DE CONTENIDO

DOCUMENTO 1: MEMORIA

JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	17
NORMATIVA:	21
Antecedentes:	21
UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN:	23
SERVIDUMBRES Y ZONA DE IMPLANTACIÓN:	26
Emplazamiento de la Instalación:	30
Características Generales del Emplazamiento:	32
DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA:	34
Estructura de la planta:	34
Características Generales de la Instalación:	37
Recurso Solar:	40
Módulos Solares:	41
Estructura:	44
Inversores:	46
Protecciones CA y CC:	48
Transformadores de Potencia:	49
Infraestructura Eléctrica:	50
Cableado de corriente continua - Baja Tensión:	50
Cableado de corriente alterna- Baja Tensión:	52
Cableado de corriente alterna- Media Tensión:	54
Diseño Final de la Planta:	55
Subestación Elevadora:	56
Línea de Evacuación:	57
Trazado de la línea eléctrica:	57
Afecciones:	57
Ubicación de la subestación eléctrica: LLORETA 20 kV:	58
Sistema de Puesta a Tierra:	59
Estaciones Meteorológicas:	60
Sistema de Respaldo de Energía:	60
Sistema de Supervisión y control:	60

Iluminación:	61
Obra Civil:	61
Movimiento de Tierras:.....	62
Caminos y otros accesos	62
Canales	62
Cimentaciones:.....	64
Edificio de control:	64
Almacén:	65
Cerca Perimetral:	65
Sistema de Seguridad y Vigilancia:	66
CONCLUSIONES:	68
ANEXOS:	69
LISTADO DE REFERENCIAS:	124
LISTADO DE REFERENCIAS DE FIGURAS Y TABLAS:	126

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES:

Ilustración 1: Ubicación de la planta	23
Ilustración 2: Situación Geográfica del terreno	24
Ilustración 3: Situación Geográfica del terreno II.....	24
Ilustración 4: Situación subparcelas.....	25
Ilustración 5: Servidumbre de vuelo	26
Ilustración 6: Servidumbre 1: Línea de Alta Tensión 132 kV	27
Ilustración 7: Servidumbre 2: Río no permanente	27
Ilustración 8: Servidumbre 3: Carretera Ma-3470	28
Ilustración 9: Zona Especial Protección LIC y ZEPA	29
Ilustración 10: Zona Especial Ibas	29
Ilustración 11: Área útil del terreno y centro geométrico de la instalación	33
Ilustración 12: Ejemplo Estructura fija	34
Ilustración 13: Ejemplo Estructura con Seguidor de 1 eje.....	35
Ilustración 14: Ejemplo Estructura Fija	36
Ilustración 15: Estructura Fija 1V	36
Ilustración 16: Estructura Fija 2V	37
Ilustración 17: Esquema instalación fotovoltaica	39
Ilustración 18: Tipos de paneles fotovoltaicos.....	42

Ilustración 19: RSM132-8-700BHDG	43
Ilustración 20: Plano nº4- Análisis Topográfico	45
Ilustración 21: Inversor SG250HX	47
Ilustración 22: Detalle del plano N°5-Layout	49
Ilustración 23: Transformador Sungrow MVS6750-LV	50
Ilustración 24: LAY OUT de la planta	56
Ilustración 25: Ubicación de la subestación.....	59
Ilustración 1: Escena de sombreado 3D	76
Ilustración 2: Producción de la planta.....	78
Ilustración 3: Distribución de probabilidad de la planta	79
Ilustración 4: Ángulo de orientación.....	80
Ilustración 5: ángulo de inclinación	80
Ilustración 6: Ángulos óptimos de inclinación y orientación	81
Ilustración 7: Valores de referencia campo electromagnético según ICNIRP	102

ÍNDICE DE GRÁFICOS:

Gráfico 1: Potencia Instalada en España.....	17
Gráfico 2: Evolución de la generación anual con Solar Fotovoltaica.....	18
Gráfico 3: Potencia instalada en MW por tecnología	19

ÍNDICE DE ECUACIONES:

Ecuación 1: Producción anual de referencia	74
Ecuación 2: Producción real	75
Ecuación 3: Producción con Módulos Bifaciales	79
Ecuación 4: Distancia entre filas.....	81
Ecuación 5: Desarrollo expresión de la altura	82
Ecuación 6: Temperatura del Módulo.....	83
Ecuación 7: Tensión del módulo en su punto de máxima potencia.....	86

Ecuación 8: Intensidad del módulo en su punto de máxima potencia	86
Ecuación 9: Tensión del módulo en circuito abierto	86
Ecuación 10: Intensidad del módulo en circuito abierto.....	86
Ecuación 11: Energía en el punto de conexión	92
Ecuación 12: Cálculo de la potencia aparente con un factor de sobredimensionamiento del 12%	95
Ecuación 13: Criterio de la Intensidad Admisible	97
Ecuación 14: Caída de tensión y Sección Mínima.....	98
Ecuación 15: Flujo Magnético	102

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1: Tasa de crecimiento por energías	19
Tabla 2: Superficie de las parcelas preseleccionadas	24
Tabla 3: Superficie de las parcelas seleccionadas.....	30
Tabla 4: Coordenadas Vallado.....	32
Tabla 5: Características generales del emplazamiento	32
Tabla 6: Coordenadas del centro geométrico.....	33
Tabla 7: Comparación de estructuras.....	37
Tabla 8: Información de la planta	40
Tabla 9: Temperaturas y recurso solar en la zona de implantación.....	41
Tabla 10: Valor del Albedo.....	41
Tabla 11: Características eléctricas del módulo.....	44
Tabla 12: Características mecánicas del módulo	44
Tabla 13: Características de la estructura	45
Tabla 14: Características del inversor.....	48
Tabla 15: Características del transformador	50
Tabla 16: Características cable corriente continua BT	52
Tabla 17: Características cable corriente continua MT	54
Tabla 18: Características cable corriente alterna MT	55
Tabla 19: Características de producción	56
Tabla 20: Ubicación de la subestación LLORETA	58

Tabla 1: Datos generales de la instalación	71
Tabla 2: Estructura fija.....	82
Tabla 3: Información tabla NASA POWER	83
Tabla 4: Temperatura del módulo	84
Tabla 5: Características del módulo.....	85
Tabla 6: Características del inversor	85
Tabla 7: Elección del número de módulos por string	88
Tabla 8: Parámetros del inversor y string	90
Tabla 9: Número de strings/MPPT	90
Tabla 10: Distribución de inversores	91
Tabla 11: Energía en el punto de conexión.....	93
Tabla 12: Dimensionamiento de los inversores	93
Tabla 13: Datos generales	94
Tabla 14: Factor de corrección según el número de cables contiguos	96
Tabla 15: Factor de corrección según el número de capas	96
Tabla 16: Factor de corrección por temperatura	96
Tabla 17: Factor de corrección por resistividad del terreno	97
Tabla 18: Intensidad admisible según la sección del cable.....	98
Tabla 19: Intensidad admisible	98
Tabla 20: Longitud del cableado.....	99
Tabla 21: Resistividad según el tipo de terreno	100
Tabla 22: Resultados de los cálculos electromagnéticos I.....	103
Tabla 23: Resultados de los cálculos electromagnéticos II	103

JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

La implantación de las energías renovables ha cobrado gran importancia en el sector energético en los últimos años. En concreto, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial en los últimos años en España debido a las grandes ventajas medioambientales que ofrece, y las características climáticas y topográficas que presenta el país. Según REE, España dispone de unas 3.000 horas de luz solar al año, convirtiéndolo en uno de los países de Europa con mayor recurso para producir electricidad. Tal y como se puede apreciar en la siguiente gráfica, a finales de 2022 la energía solar fotovoltaica se convirtió en la tercera tecnología con más potencia instalada, alcanzando la cifra de 17,19 MW. Por encima de ella, se encuentran la energía eólica en primer lugar alcanzando la cifra de 29.512 MW, y el ciclo combinado, con 26,25 MW de potencia instalada.

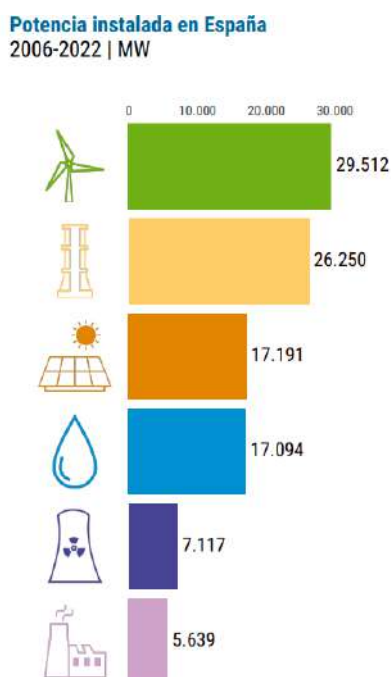


Gráfico 1: Potencia Instalada en España

Por otro lado, en términos de producción, 2022 ha sido un año especialmente destacado ya que se superaron los 22,2 GWh de producción energética. Este aumento muestra el gran potencial de crecimiento que tiene la energía solar fotovoltaica, y por consiguiente su capacidad para aumentar de manera constante y contribuir hacia el desarrollo sostenible y cumplir con los objetivos de descarbonización y sostenibilidad energética. En el apartado de

“Normativa” se comentan las principales normas y planes oficiales que regulan el sector energético y que colaboran con dichos objetivos.

En la siguiente figura, se recoge la evolución de la generación energética anual a partir de la energía solar desde el año 2007 hasta 2021. Se puede observar que desde 2017, la producción se ha triplicado, y se espera que esta tendencia se mantenga en los próximos años.

Evolución de la generación anual con solar fotovoltaica
Sistema eléctrico nacional

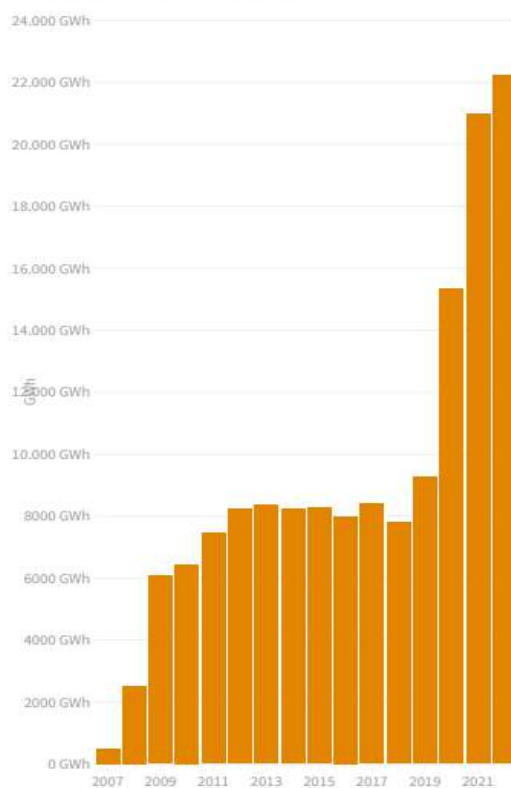


Gráfico 2: Evolución de la generación anual con Solar Fotovoltaica

A modo de comparativa, se puede ver en el siguiente gráfico la evolución de las diferentes energías desde el año 2018 hasta lo que llevamos de año de 2023. La energía solar ha pasado de ocupar el octavo puesto a mantenerse en el tercero desde 2022, teniendo además la mayor tasa de crecimiento desde 2018, con un incremento del 138 % desde dicho año.

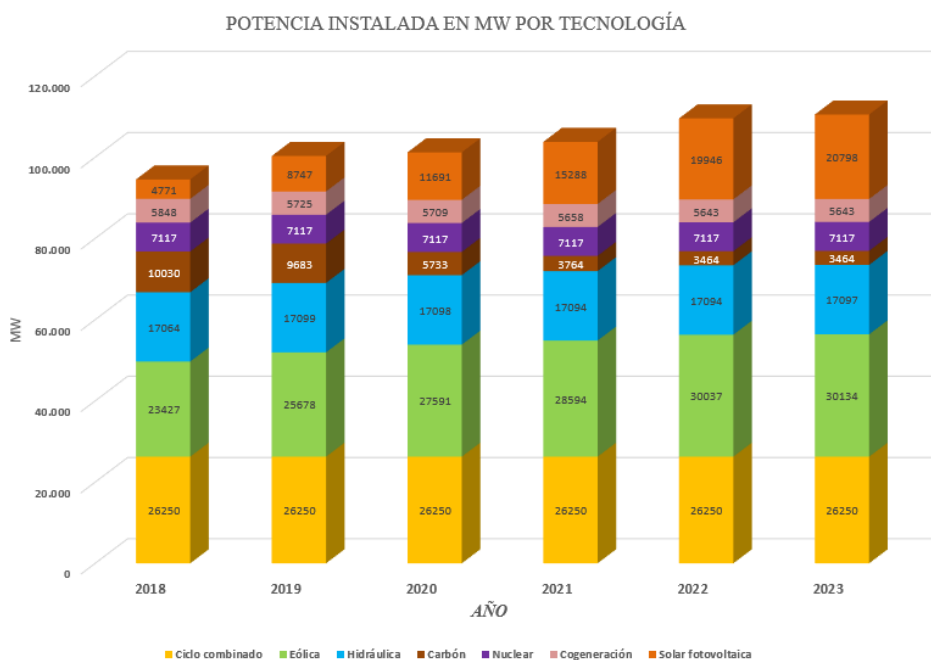


Gráfico 3: Potencia instalada en MW por tecnología

TIPO DE ENERGÍA	TASA DE CRECIMIENTO DESDE 2019
Eólica	17 %
Ciclo combinado	0 %
Solar Fotovoltaica	138 %
Hidráulica	0,19 %

Tabla 1: Tasa de crecimiento por energías

A modo de conclusión, el proyecto que se presenta a continuación está respaldado por la abundante disponibilidad solar, el crecimiento acelerado de la energía solar fotovoltaica y los récords de producción alcanzados. Además de los retos técnicos que abarca este proyecto, también presenta un enfoque social y medioambiental ya que busca el fomento del uso de energías renovables así como el uso responsable de los recursos naturales. A su vez, este trabajo está alineado con los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible:

- El principal objetivo de Desarrollo Sostenible con el que cumple este proyecto es el número 7: Energía asequible y no contaminante: Teniendo en cuenta que la energía es el factor que principalmente contribuye al cambio climático, con el desarrollo de este proyecto se está impulsando la producción de energía limpia ayudando a reducir la dependencia de los combustibles fósiles, que además de ser recursos contaminantes, también son limitados.

- En relación con el objetivo anterior, este proyecto también trabaja por el objetivo 12: Producción y Consumo Responsables, y el 11: Ciudades y Comunidades Sostenibles: El consumo y producción sostenibles tratan de hacer compatible las necesidades actuales con las del futuro garantizando el equilibrio entre ambas. Esto junto con el crecimiento de las exigencias energéticas, convierten a la energía solar fotovoltaica en la solución óptima para cumplir con este doble objetivo. Además, según la Organización de las Naciones Unidas, las ciudades representan alrededor del 70% de las emisiones de carbono mundiales y más del 60% del uso de los recursos. Con este proyecto se ayuda a disminuir estas cifras, impulsando el uso de energías limpias e ilimitadas.
- La acción que toma este proyecto para frenar el cambio climático al impulsar la disminución de gases de efecto invernadero, colabora directamente con el objetivo número 13: Acción por el clima: El cambio climático afecta negativamente a la vida en los ecosistemas, aumenta el nivel del mar, las temperaturas son cada vez más altas, y los fenómenos meteorológicos son cada vez más peligrosos y extremos. Por eso es importante impulsar nuevos proyectos que puedan mantener nuestro estilo de vida sin afectar negativamente al planeta. En concreto, la construcción de esta planta solar impulsa la generación de una energía verde y limpia a partir de recursos renovables.
- Finalmente, al tratarse de un de un proyecto de ingeniería que implica la construcción de la infraestructura de la planta, el desarrollo de la tecnología pertinente, y el mantenimiento de esta entre muchas otras competencias , se está impulsando la creación de empleo con el correspondiente crecimiento económico. Por este motivo, este Trabajo de Fin de Grado se alinea con el ODS número 8: Trabajo Decente y Crecimiento Económico.

En el último Anexo se encuentran los Objetivos del Desarrollo Sostenible detalladamente explicados.

NORMATIVA:

Antecedentes:

El propósito de este apartado es contextualizar este proyecto con las leyes que actualmente regulan la producción de energía y el sector energético.

La política energética y climática se rige por el marco establecido por la Unión Europea (UE), en cumplimiento con el Acuerdo de París en 2015, el cual busca tratar de manera internacional el reto de la crisis climática. En octubre de 2016 la UE ratificó el acuerdo, y permitió su entrada en noviembre de ese mismo año. En 2017 España hizo lo mismo, estableciendo así un compromiso renovado con las políticas energéticas y medioambientales. Cada Estado miembro de la UE tiene la obligación de elaborar un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). Los PNIEC presentados por cada Estado miembro sirven a la Comisión para determinar el grado de cumplimiento conjunto y establecer actuaciones para corregir posibles desvíos.

España ha mostrado su compromiso con la crisis climática al situar el Plan como uno de los ejes prioritarios de su acción política. El PNIEC 2021-2030 tiene como objetivo reflejar dicho compromiso y la contribución de España al esfuerzo internacional y europeo. El PNIEC de España identifica los retos y oportunidades a lo largo de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: la descarbonización, incluidas las energías renovables; la eficiencia y la seguridad energética; el mercado interior de la energía, la investigación, la innovación y la competitividad.

Entre los objetivos del PNIEC por alcanzar para el año 2030 se encuentran:

- Reducción del 40 % de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990.
- 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta.
- 32,5 % de mejora de la eficiencia energética.
- 15 % de interconexión eléctrica entre los estados miembros.

La promulgación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, marcó el comienzo de un proceso gradual de liberalización del sector, al permitir que terceros pudieran acceder a las redes y establecer un mercado organizado para la negociación de la energía.

Esta ley también estableció la regulación del régimen especial para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

Posteriormente fue modificada por la Ley 17/2007 de 4 de julio para adaptarla a la Directiva sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad.

Estas disposiciones legales fueron ampliadas a través de sucesivas normas reglamentarias, culminando con la aprobación del Real Decreto-Ley 9/2013, el cual establece medidas urgentes para asegurar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Este decreto incluye una disposición para que el Gobierno apruebe un nuevo marco jurídico y económico para las instalaciones existentes de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

La Ley 24/2013⁷, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, tiene como finalidad básica establecer la regulación del sector eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir un nivel de competencia en el sector eléctrico, todo ello dentro de los principios de protección medioambiental de la sociedad actual. Con la creciente producción de energía a partir de fuentes renovables se manifestó la necesidad de crear necesitan nuevas reglas que contemplaran estas tecnologías, cogeneración y residuos de forma análoga al resto de tecnologías integradas ya en el mercado.

De acuerdo con este nuevo marco, se aprueba el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Este Real Decreto determina la metodología del régimen retributivo específico, que se aplica a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables a las que les sea otorgado.

Con esta circunstancia, este proyecto plantea la realización de una planta solar denominada ALCUDIA 5 MW nominales, para su posterior vertido a la red de transporte.

UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN:

La instalación fotovoltaica se encuentra en Alcudia a 3,77 km del Puerto de Alcudia, perteneciente a la isla de Mallorca en la Comunidad Autónoma de Islas Baleares.

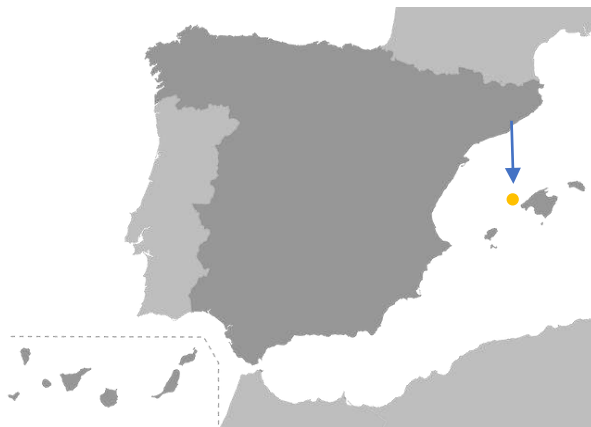


Ilustración 1: Ubicación de la planta

La instalación del proyecto se realizará en una subparcela perteneciente a un conjunto de parcelas de la zona. La preselección del terreno se ha hecho teniendo en cuenta la condición geográfica del terreno atendiendo a cuestiones como: el clima de la localidad, el tipo de suelo, el tamaño de las parcelas, la pendiente del terreno y la distancia a la subestación, entre otros factores. Además, se comprobó con anterioridad que el terreno no se encontrara en una zona de especial protección, y que a primera vista no hubiera muchas afecciones que pudieran abarcar gran parte de la superficie. Las características descriptivas son las siguientes:

Se trata del Polígono 4, Parcela 374, que cuenta con una superficie total de 749.841 m². La elección de la parcela se ha hecho también en función de la potencia deseada; al tratarse de 6 MW serán necesarias unas 10 hectáreas para cumplir con la producción. Por ello, se preseleccionaron 3 subparcelas adyacentes que ocupaban una totalidad de 116.333 m². Las características de dichas parcelas son las siguientes:

- Uso del terreno de la parcela: Agrario.
- Aprovechamiento de las subparcelas: Labradío regadío.

Las subparcelas que conforman el recinto en el que se desarrollará el proyecto en su conjunto, entendido como el conjunto de módulos solares fotovoltaicos, inversores, centros de transformación y red de distribución eléctrica interna de la instalación, se encuentran en la siguiente tabla;

MUNICIPIO	POLÍGONO	SUBPARCELA	REFERENCIA CATASTRAL	SUPERFICIE
	4	SUBPARCELA B	07003A004003740000LB	14.995 m ²
Alcudia	4	SUBPARCELA F	07003A004003740000LB	55.357 m ²
Alcudia	4	SUBPARCELA G	07003A004003740000LB	45.981 m ²
SUPERFICIE TOTAL			116.333 m ²	

Tabla 2: Superficie de las parcelas preseleccionadas

En la siguiente imagen se puede ver la ubicación y disposición de las subparcelas preseleccionadas:



Ilustración 2: Situación Geográfica del terreno



Ilustración 3: Situación Geográfica del terreno II

En la siguiente imagen, obtenida de la Sede Electrónica del Catastro, se ve la distribución de las subparcelas y aquellas que han sido preseleccionadas para el terreno.

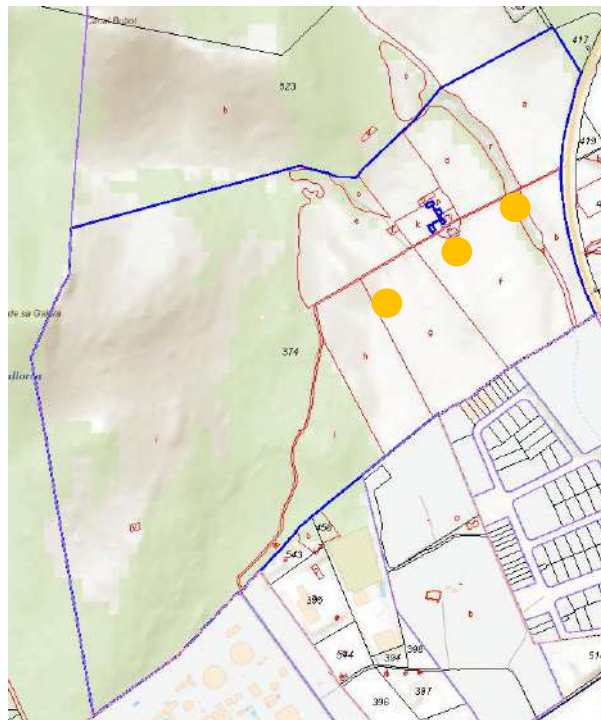


Ilustración 4: Situación subparcelas

Para el acceso a la instalación, se llega a través de la carretera Ma-3433 y de caminos ya existentes debido a la actividad agrícola desarrollada en las inmediaciones. Por ello se reducirá la necesidad de creación de caminos nuevos, pudiendo necesitar una adecuación de los ya existentes para facilitar el paso de la maquinaria de construcción. En el apartado “Obra Civil” se explica con más detalle el procedimiento a seguir en caso de necesitar una adaptación o creación de caminos nuevos para el acceso y la construcción de la infraestructura.

SERVIDUMBRES Y ZONA DE IMPLANTACIÓN:

El propósito de este capítulo es detallar las servidumbres que se respetan tanto para el vallado como para la implantación, como se puede ver en el plano nº3 – Servidumbres. Para las diferentes posibles afecciones se han ido revisando a través de topografía diferentes capas kmz de la base de datos de Osprel así como de la información proporcionada por el Organismo Autónomo Centro Nacional de Información Geográfica. Con todo ello, las parcelas implicadas del proyecto respetan la servidumbre a los siguientes elementos:

1. Línea de 132 kV:

En la ilustración 5 se puede apreciar gráficamente la distancia que debe respetarse según la Guía Técnica de Aplicación ITC LAT 07 a una línea de alta tensión. En primer lugar, se debe respetar una servidumbre de vuelo de 12 m. Esta primera distancia tiene que ver con la máxima oscilación de los conductores. Además se debe dejar una distancia de seguridad desde dicho arco de 5 metros; “Conforme a lo establecido en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, no se construirán edificios e instalaciones industriales en la servidumbre de vuelo, incrementada por la siguiente distancia mínima de seguridad a ambos lados: $D_{add} + D_{el} = 3,3 + D_{el}$ en metros, con un mínimo de 5 metros.” Al tratarse de una línea de 100 kV, la distancia de seguridad debe ser la mínima indispensable: 5 metros. Esto se debe a que, en el caso de este proyecto, la suma entre la distancia de aislamiento en el aire mínima especificada (D_{el}) y los 3,3 metros es menor a la distancia mínima indispensable de 5 metros. En la ilustración 6 se muestra gráficamente la situación de la línea con respecto a las parcelas del proyecto.



Ilustración 5: Servidumbre de vuelo



Ilustración 6: Servidumbre 1: Línea de Alta Tensión 132 kV.

2. Río no permanente:

Para esta afección se ha respetado la normativa vigente del Dominio Público Hidráulico, en el que se establece que la distancia mínima que debe respetarse es entre 5 y 20 m desde el máximo caudal de los últimos 100 años. Esta distancia depende de la clasificación del río en función de su caudal. En este caso, al no encontrar la capa georreferenciada (T100) y al tratarse de una rambla poco caudalosa se respetará un ancho de 6 metros a ambos lados del río.



Ilustración 7: Servidumbre 2: Río no permanente

3. Carreteras:

Según la Ley de Carreteras, se establece que la línea límite de edificación se sitúa a 50 metros en autopistas y 25 metros para el resto de carreteras ”. En este caso, al tratarse de la carretera Ma-3470 se respeta la distancia de 25 m desde la arista externa de dicha carretera.



Ilustración 8: Servidumbre 3: Carretera Ma-3470

4. Cerramientos:

Para el cerramiento presente en el terreno se ha respetado “las Normas Subsidiarias de Planeamiento del Municipio de Alcudía”, el cual determina una distancia de 5 metros entre parcelas colindantes.

5. Zonas Protegidas:

Para la comprobación de las diferentes afecciones medioambientales relacionadas con la protección de aves y conservación de la biodiversidad entre otras, se han ido revisando las zonas afectadas a través de topografía utilizando la herramienta Google Earth.

En las siguientes figuras se puede ver el territorio afectado por las Zonas de Importancia Comunitaria (LIC) y Zonas de Protección especial para las Aves (ZEPA). Esta comprobación es de gran importancia, ya que si llegaran a afectar a las parcelas del terreno, supondría un gran problema para la tramitación del proyecto puesto que

supondría tener que pedir permisos especiales para poder llevar a cabo su construcción, e incluso podría suponer la inviabilidad del mismo.



Ilustración 9: Zona Especial Protección LIC y ZEPA

A su vez, también se ha comprobado las Áreas importantes para la conservación de las aves y la biodiversidad en España:



Ilustración 10: Zona Especial Ibas

Como se puede apreciar, ninguna de las zonas protegidas afecta a la instalación. Por otro lado, se ha realizado también la comprobación de zonas afectadas por vías pecuarias y el terreno destinado a este proyecto tampoco queda comprometido.

Tras el estudio de las Servidumbres, se ha determinado no utilizar la subparcela g debido a la existencia del río no permanente que en primera instancia no se veía. Además, debido a la existencia de la carretera, gran parte de esta subparcela quedaría inhabilitada. De esta manera, se evita tener que realizar una obra cara en tiempo y costes para pasar el cableado de un lado del río al otro. Además, se ha comprobado, que la potencia generada no queda comprometida al prescindir de esta superficie.

Por consiguiente, las parcelas seleccionadas quedan así:

MUNICIPIO	POLÍGONO	SUBPARCELA	REFERENCIA CATASTRAL	SUPERFICIE
Alcudia	4	SUBPARCELA F	07003A004003740000LB	55.357 m ²
Alcudia	4	SUBPARCELA G	07003A004003740000LB	45.981 m ²
SUPERFICIE TOTAL			101.338 m ²	

Tabla 3: Superficie de las parcelas seleccionadas

Emplazamiento de la Instalación:

Una vez determinadas las parcelas que se van a usar, así como la superficie que queda disponible tras respetar todas las servidumbres, a continuación se muestran las coordenadas UTM de la línea poligonal que circunscribe a la instalación:

Vertice N°	Coordenada X	Coordenada Y
1	508.492,18	4.407.735,29
2	508.478,23	4.407.761,37
3	508.457,95	4.407.800,52
4	508.447,00	4.407.795,18
5	508.422,34	4.407.782,46
6	508.395,11	4.407.768,78
7	508.372,82	4.407.758,16
8	508.372,32	4.407.752,28
9	508.371,02	4.407.746,54
10	508.371,02	4.407.742,01
11	508.371,63	4.407.736,53

12	508.371,10	4.407.732,03
13	508.369,08	4.407.727,01
14	508.363,81	4.407.723,78
15	508.359,18	4.407.722,02
16	508.352,48	4.407.719,99
17	508.346,07	4.407.718,62
18	508.340,17	4.407.719,35
19	508.335,20	4.407.720,95
20	508.328,71	4.407.722,20
21	508.321,64	4.407.726,29
22	508.287,44	4.407.707,28
23	508.276,78	4.407.701,56
24	508.268,51	4.407.697,13
25	508.264,46	4.407.694,38
26	508.251,74	4.407.685,34
27	508.220,48	4.407.666,80
28	508.192,57	4.407.651,04
29	508.176,51	4.407.641,01
30	508.314,04	4.407.380,12
31	508.332,09	4.407.404,15
32	508.417,64	4.407.569,16
33	508.573,65	4.407.588,35
34	508.566,41	4.407.616,67
35	508.561,84	4.407.626,71
36	508.553,56	4.407.643,25
37	508.543,75	4.407.663,51
38	508.528,89	4.407.688,89
39	508.524,66	4.407.694,81
40	508.522,99	4.407.696,10
41	508.518,77	4.407.697,61
42	508.512,06	4.407.701,80
43	508.511,39	4.407.703,06
44	508.426,48	4.407.564,56
45	508.340,44	4.407.399,80
46	508.336,80	4.407.388,10
47	508.346,64	4.407.394,88
48	508.361,28	4.407.401,74
49	508.364,61	4.407.403,29
50	508.375,33	4.407.408,83
51	508.386,73	4.407.414,70
52	508.389,65	4.407.416,21
53	508.392,31	4.407.418,05
54	508.389,99	4.407.421,19
55	508.409,74	4.407.433,67
56	508.434,43	4.407.452,17

57	508.454,18	4.407.466,77
58	508.452,96	4.407.468,40
59	508.584,79	4.407.548,07

Tabla 4: Coordenadas Vallado

Características Generales del Emplazamiento:

En la siguiente tabla se presentan las características generales del emplazamiento habiendo obtenido los datos de altitud mediante topografía digital (empleando la herramienta Google Earth Pro) y los datos meteorológicos de la página oficial de AEMET.

PARÁMETRO	UNIDADES	VALOR
Altitud	m.s.n.m.	18
Temperatura máxima absoluta	[°C]	42
Temperatura mínima absoluta	[°C]	-10.0
Temperatura media más alta	[°C]	27,7
Temperatura media más baja	[°C]	5.0
Irradiación global	[kWh/m ² ·día]	4,77

Tabla 5: Características generales del emplazamiento

En la siguiente imagen se puede observar el área útil de la instalación representada en verde, junto con las coordenadas del centro geométrico de la instalación. Cabe señalar que los árboles presentes en el terreno y que figuran en la zona verde, se respetarán, y se tratarán como zona restringida, por lo que no se colocarán módulos solares en esos puntos. De cualquier manera, se podría pedir permiso al Ayuntamiento para eliminarlos.



Ilustración 11: Área útil del terreno y centro geométrico de la instalación

Las coordenadas del centro geométrico de la instalación son las siguientes:

Coordenadas en Grados Decimales	Coordenadas UTM 31 ETRS89
LATITUD: 39,81827	X: 508.385,25
LONGITUD: 3,09798	Y: 4.407.591,75
ALTITUD: 18 m	

Tabla 6: Coordenadas del centro geométrico

En el plano nº1 se muestra la ubicación de la instalación.

DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA:

Estructura de la planta:

En primer lugar se va a explicar los tipos de estructura sobre las que montar los paneles solares.

- **Estructura Fija:** Se trata de la estructura más simple de todas, puesto que su inclinación permanece invariante. En las instalaciones ubicadas en el Hemisferio Norte la orientación del ángulo de Azimut es de 0° , mientras que en el Hemisferio Sur este ángulo debe ser 180° . El ángulo de inclinación depende de las coordenadas de la instalación y deberá fijarse para que la radiación captada a lo largo del año sea la mayor posible. Debido a su inmovilidad, es la estructura que menos desgastes sufre, y que por tanto más económica resulta en términos de implantación y mantenimiento. En la imagen siguiente se presenta un ejemplo de este tipo de estructura:



Ilustración 12: Ejemplo Estructura fija

- **Estructura con seguimiento:** Las estructuras con seguimiento se pueden clasificar en estructuras de 1 eje o de 2 ejes. Al igual que las estructuras fijas, el ángulo de azimut debe ser 0° o 180° dependiendo del hemisferio en el que se encuentre la instalación. La diferencia con respecto a las estructuras fijas se haya en que las estructuras con seguimiento siguen la trayectoria del Sol a lo largo del día, de manera que se puede incrementar considerablemente el rendimiento de la instalación. En contrapartida, los costes de implantación y de mantenimiento son más elevados. A continuación, se muestra un ejemplo de este tipo de estructura:



Ilustración 13: Ejemplo Estructura con Seguidor de 1 eje

Una vez explicadas las diferentes alternativas, se va a determinar el tipo de estructura que se va a implantar atendiendo a las siguientes consideraciones:

Por un lado, el objetivo principal es maximizar la producción de energía. Para ello, lo interesante será conseguir el máximo número de módulos reduciendo al máximo la distancia entre filas conocida como “pitch distance”. Sin embargo, también se deberá considerar las sombras que se producen entre las filas, ya que cuanto más cerca estén unas de otras, más sombra se generará, y por tanto la eficiencia energética no será óptima. En el apartado de Cálculos se determina la distancia mínima entre filas a partir del módulo escogido, ya que dicha distancia depende, entre otros factores, de las dimensiones del módulo seleccionado.

Por otro lado, se ha escogido un tipo de estructura fija, ya que, al tratarse de una planta solar de poca potencia, la estructura fija es mucho más rentable económicamente que las de seguidores de eje. Entre las ventajas que presentan las estructuras fijas para este tipo de proyectos se encuentra que permiten ahorrar en los costes de instalación y mantenimiento, ya que no están tan expuestas a los desgastes que se dan en las estructuras de seguimiento y suponen un menor consumo de energía ya que precinden de mecanismos de movimiento.

La estructura estará constituida por diferentes materiales metálicos, y se realizará la cimentación adecuada para el correcto anclaje al suelo. Para garantizar la sujeción se emplearán tornillos para montar el ensamblado de la estructura, así como elementos de refuerzo para consolidar la estructura.

A continuación, se presenta una imagen a modo de ejemplo de la estructura fija que tendrá este proyecto:



Ilustración 14: Ejemplo Estructura Fija

La otra gran decisión concerniente al tipo de estructura es el número de módulos en disposición vertical que se van a poner. Por consideraciones de costes, superficie disponible de la parcela y de eficiencia energética, únicamente se ha considerado como posible solución la estructura 1V o 2V. Esto se debe a que más de dos módulos implican una altura mayor por fila, y eso se traduce a una mayor distancia entre las filas y más generación de sombra entre ellas. La solución definitiva se decidirá viendo si la estructura 2V permite una mayor generación de energía a pesar de requerir una mayor Pitch Distance que la estructura 1V.

Tras varios ensayos y simulaciones realizadas con Rated Power, con diferentes estructuras 1V y 2V, la optimalidad se ha obtenido con una estructura 2V, superando en un 27% la producción obtenida con estructura 1V. (Todo ello conservando el resto de los parámetros y equipos igual). En las siguientes figuras se muestra un ejemplo de estructura 1V y 2V respectivamente.



Ilustración 15: Estructura Fija 1V



Ilustración 16: Estructura Fija 2V

En la siguiente tabla se observan los resultados obtenidos a partir de la herramienta de Rated Power, considerando la fórmula de distancia mínima, sacada del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) y empleando en ambos casos las dimensiones del módulo solar fotovoltaico RSM132-8-700BHDG:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{Latitud})}$$

En el apartado de cálculos se justifica y explican los diferentes parámetros implicados en la fórmula.

ESTRUCTURA 1V	ESTRUCTURA 2V
Pitch Distance mínimo: 3,6 m	Pitch Distance mínimo: 7,22 m
Potencia pico estimada : 4,50 MWp	Potencia pico estimada: 6,60 MWp

Tabla 7: Comparación de estructuras

Como se puede observar, la mejor opción es la estructura 2V, demostrando así que, aunque la distancia mínima necesaria entre filas sea mayor, se genera una potencia significativamente mayor, que hace de esta estructura la mejor opción para la realización de este proyecto.

Características Generales de la Instalación:

La instalación solar fotovoltaica, objeto central de este proyecto, tiene como finalidad la conversión de la energía solar proveniente de la radiación en energía eléctrica, la cual será inyectada de manera eficiente a la red del sistema eléctrico.

La energía es producida por los paneles solares a partir de la radiación solar. Dicha energía se genera en baja tensión y corriente continua, por lo para su transformación en corriente

alterna, se emplean equipos inversores. A su vez, la instalación cuenta con transformadores elevadores que permiten la distribución de la energía eléctrica en media tensión, lo que reduce las pérdidas en el cableado en comparación con la distribución en baja tensión.

Finalmente, la planta cuenta con la infraestructura de evacuación, que evacuará la totalidad de la energía generada hasta el punto de conexión a la red, el cual se ha escogido que sea la subestación LLORETA 20kV.

Para elevar la tensión del sistema de corriente continua y alcanzar la tensión de funcionamiento del inversor, se agrupan los módulos en lo que se denomina “string” mediante su conexión en serie. De esta manera también se reducen las pérdidas de potencia en el cableado de corriente continua. Cada uno de los 22 inversores distribuidos por la instalación recoge un total de hasta 337 strings y convierten la energía eléctrica proveniente de los strings en corriente continua, en energía eléctrica en corriente alterna y baja tensión, 800 V. Cada inversor cuenta con un centro de transformación adyacente, que elevan la tensión desde los 800 V del inversor, hasta la tensión de distribución interna de la planta, 20 kV.

Los módulos se encuentran acoplados a la estructura fija orientada N-S. La unidad estructural mínima se denomina “mesa”, que permite conectar un mínimo de 1 string y un máximo de 4 strings. El dimensionado definitivo se detalla en el apartado de cálculos correspondiente.

En resumen, los equipos principales implicados para transformar la energía solar en electricidad son los siguientes: módulos solares, estructura de montaje fija, inversores de string, y centros de transformación.

En la siguiente figura se muestra un esquema de funcionamiento de una instalación fotovoltaica, siendo los elementos representados los siguientes: módulo solar, inversor, transformador y red:

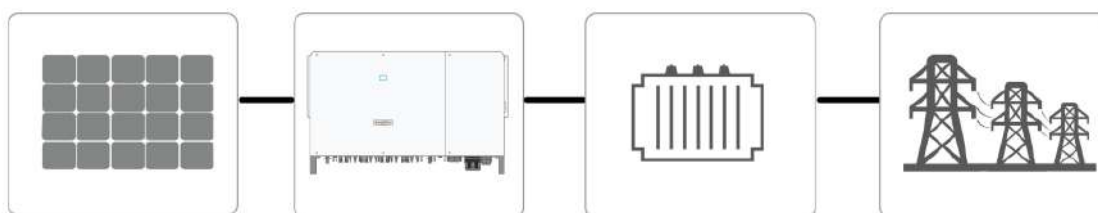


Ilustración 17: Esquema instalación fotovoltaica

A continuación, se encuentra un resumen global de los distintos elementos que componen la instalación así como la explicación del papel que desempeñan:

DATOS GENERALES		
Provincia		Islas Baleares
Término municipal		Alcudia
Superficie parcelas totales	[m ²]	101.338 m ²
Superficie empleada	[m ²]	80.300
Potencia pico	[MW _p]	6,6 (factor de 1,33)
Potencia nominal	[MW _n]	5
Producción específica	[kWh/kW _p]	1.432,4

MÓDULO SOLAR		
Número de Módulos		9.436
Potencia Unitaria	[W]	700
Fabricante		Risen Energy Co
Modelo		RSM132-8-700BHDG
Nº módulos/string		28
Número de strings		337

INVERSOR		
Número de Inversores		22
Potencia Unitaria	[kW]	250
Fabricante		Sungrow
Modelo		SG250HX

ESTRUCTURA		
Tecnología		Fija
Configuración		2V
Fabricante		Generic
Modelo		Generic – 2V
Nº strings/mesa		1
Distancia entre estructuras (Pitch distance)	[m]	7,22

TRANSFORMADORES DE POTENCIA		
Fabricante		Sungrow
Modelo		MVS6750-LV
Nº Transformadores		1
Potencia @ 30 °C	[kVA]	7.500
Potencia @ 40 °C	[kVA]	6.750
Tensión primaria	[V]	800
Tensión secundaria	[kV]	20

Tabla 8: Información de la planta

Recurso Solar:

El objeto del análisis del recurso solar es determinar una aproximación de la energía solar que la planta recibirá durante un año corriente.

Para la obtención de los datos de este apartado se ha usado la fuente NASA POWER para la estimación de la producción. Como resultado de la simulación realizada se obtiene la producción llama Año Meteorológico Típico (TMY).

Para este proyecto, se obtienen los siguientes los valores de temperatura:

- Temperatura mínima: 5,29 °C
- Temperatura máxima: 33,26 °C

Los datos de irradiación global horizontal (GHI) e irradiación difusa horizontal (DHI) se muestran en la siguiente tabla:

Mes	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	Temperatura [°C]
1	67,9	31,3	12,33°C
2	84	37,5	11,82 °C
3	133,9	55,5	13,19°C
4	164,4	64,8	15,22°C
5	200,0	73,8	18,26 °C
6	218,1	71,4	22,56 °C
7	220,4	72,8	25,61°C
8	194,1	64,8	26,09°C
9	141,3	57,6	23,65°C
10	106,6	46,8	20,78°C
11	68,7	32,7	16,49°C
12	59,8	27,9	13,63°C

Año	1.659,2	636,8	18,3 °C
------------	----------------	--------------	----------------

Tabla 9: Temperaturas y recurso solar en la zona de implantación

Estos datos muestran que existe un potencial significativo para la generación de energía, que, junto con la combinación de otros parámetros como la inclinación y la orientación, pueden maximizar la producción de energía en la instalación.

Por otro lado, también se han obtenido los datos mensuales del albedo en la zona haciendo la media de todos los valores mensuales disponibles entre 2000 y 2017. El albedo es la fracción de la radiación solar que es reflejada por la Tierra. Por lo tanto, se considera un factor que afecta directamente a la cantidad de energía producida. Los datos son procedentes del sensor MODIS (Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer), que es un instrumento a bordo de los satélites Terra y Aqua de la NASA. A continuación, se exponen los valores del albedo:

Valores mensuales del Albedo	
Enero	12,88 %
Febrero	12,92 %
Marzo	12,78 %
Abril	12,61 %
Mayo	12,56 %
Junio	12,99 %
Julio	13,42 %
Agosto	13,28 %
Septiembre	12,59 %
Octubre	12,51 %
Noviembre	12,51 %
Diciembre	12,67 %
Valor medio anual	12,81%

Tabla 10: Valor del Albedo

Módulos Solares:

Un generador fotovoltaico es un conjunto de módulos fotovoltaicos encargados de transformar la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica de corriente continua.

Los módulos fotovoltaicos de la planta fotovoltaica están formados por múltiples células fotovoltaicas cuadradas de silicio monocristalino de alta eficiencia, capaces de producir energía con bajos índices de radiación solar. Este hecho asegura una producción que comienza con los primeros rayos de sol y finaliza al anochecer, aprovechando de esta forma

toda la energía proveniente del sol. La elección de los módulos solares depende de diversos factores entre los que destacan:

Tecnología empleada: Se distinguen tres grandes tipos atendiendo a la composición de las células:

- Paneles de silicio monocristalino.
- Paneles de silicio policristalino.
- Paneles de capa fina.

Los primeros tienen un coste mayor elevado y están formadas por células de un único cristal, favoreciendo a su rendimiento de operación. Las células policristalinas están constituidas por varios cristales de silicio. Finalmente, los paneles de capa fina se distinguen por su flexibilidad y su capacidad para adaptarse a diversas superficies. A continuación, se presenta una imagen de los tres tipos de células:



Ilustración 18: Tipos de paneles fotovoltaicos

- **Comportamiento ante diferentes condiciones ambientales:** Aunque en la ubicación donde se va a realizar el proyecto no sufre cambios drásticos en el clima, será importante que los módulos puedan trabajar bajo diferentes condiciones ambientales y en un rango de temperaturas dentro del rango de temperatura de funcionamiento del módulo.
- **Estabilidad temporal de sus características nominales:** El objetivo del proyecto es rendir al máximo en la producción de energía respetando los límites de capacidad de

conexión a la red, por ello será importante que las características y parámetros de los módulos no varíen.

- **Rendimiento obtenido.** El rendimiento de los módulos solares debe ser el suficiente como para poder garantizar la producción deseada.
- **Fabricante y servicio post venta:** Se asegurará que el fabricante sea fiable y de confianza, y que por consiguiente pueda garantizar la venta de la cantidad necesaria, así como que en caso de avería haya módulos disponibles para su sustitución.
- **Disponibilidad en el mercado:** Se debe verificar la disponibilidad de los módulos solares en el mercado, es decir, si están ampliamente disponibles para su compra y si existen distribuidores y proveedores confiables que los comercializan. Esto se podrá hacer contactando con los diferentes fabricantes.

Una vez establecidos los criterios que se considerarán para la elección del módulo, se ha escogido un módulo del fabricante Risen Energy Co., Ltd, de 700 W de potencia, concretamente el modelo RSM132-8-700BHDG 1500V, aunque también podría usarse otro módulo de características similares en caso de indisponibilidad.



Ilustración 19: RSM132-8-700BHDG

La gran potencia del módulo, y su alta eficiencia, permiten a su vez el máximo aprovechamiento de la estructura y del terreno, minimizando las pérdidas de la instalación. Estos módulos solares cuentan además con tecnología bifacial. Esto significa que son capaces de captar la radiación procedente del Sol desde la cara frontal y la posterior, ya que ambos lados del panel cuentan con células solares. De esta forma, se

incrementa la producción de energía. Todos estos factores junto con la garantía del fabricante hacen de este módulo la opción más rentable y óptima.

En las siguientes tablas se recoge la información relevante y las características generales, mecánicas y eléctricas de los módulos escogidos:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
Fabricante		Risen Energy Co
Modelo		RSM132-8-700BHDG
Potencia unitaria	[W]	700
Tensión en punto de máxima potencia - V_{MPP}	[V]	41,3
Corriente en el punto de máxima potencia - I_{MPP}	[A]	17
Tensión en circuito abierto - V_{OC}	[V]	49,8
Corriente de cortocircuito - I_{SC}	[A]	17,82
Eficiencia	[%]	22,59
Temperatura de funcionamiento	[°C]	[-40, 85]
Tensión máxima del sistema	[V]	1.500
Coefficiente de temperatura de la potencia máxima	[%/°C]	-0,24
Coefficiente de temperatura de V_{OC}	[%/°C]	-0,22
Coefficiente de temperatura de I_{SC}	[%/°C]	0,047
Temperatura nominal de operación	[°C]	43 ± 2

Tabla 11: Características eléctricas del módulo

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS		
Tipo de célula		Monocrystalina
Nº de células		132 (6×11+6×11)
Dimensiones del módulo	[mm]	2384 x 1303 x 35
Peso del módulo	[kg]	38,5
Cristal		Alta transmisibilidad en ambas caras
Estructura		Aleación de aluminio anodizado tipo 6005-2T6, color plateado.
Índice de protección de latiguillos de conexión		IP68
Sección de latiguillos de conexionado	[mm ²]	4

Tabla 12: Características mecánicas del módulo

En el anexo se encuentra adjunta la hoja de características de los módulos.

Estructura:

Como se ha comentado en el epígrafe de estructura, en este proyecto se implantará una estructura fija 2V. Tras la valoración sobre implantar diferentes configuraciones en el terreno, se ha llegado a la conclusión de utilizar solo la fija 2V al tratarse de un terreno pequeño y con

muy poca variación de pendiente en toda la superficie. En la siguiente imagen se encuentra un fragmento del plano nº 4- Estudio Topográfico, en el que se muestra que toda la superficie es bastante regular con pendientes inferiores al 5%.



LEYENDA





- Área disponible
- Área restringida
- Subestación
-  Pendientes menores del 5.0 %
-  Pendientes menores del 10.0 %
-  Pendientes menores del 16.0 %
-  Pendientes mayores del 16.0 %

Ilustración 20: Plano nº4- Análisis Topográfico

Esta regularidad, junto con el tamaño de las parcelas muestra que invertir en estructuras con seguidores solares sería una decisión más costosa que beneficiosa para la instalación. Para cerciorar que la producción de energía sea máxima, se va a emplear una orientación de Azimut N-S en todos los módulos para seguir la trayectoria del Sol.

CARACTERÍSTICAS DE LA ESTRUCTURA		
Fabricante		ImEnergy
Modelo		BIPOSTE
Configuración		2V
Tecnología		Fija
Material		Acero al carbono
Longitud estructura	[m]	18,5
Orientación		N-S
Cimentación		Hincado directo

Tabla 13: Características de la estructura

En el anexo, se encuentra adjunta la hoja de características de la estructura seleccionada.

Inversores:

Los inversores son los elementos encargados de convertir la corriente continua generada en los módulos solares en corriente alterna sincronizada con la de la red. Se trata de uno de los elementos más importantes en el funcionamiento de la instalación y debe cumplir todos los requisitos para poder conectarse a la red.

El funcionamiento de los inversores es automático; En el momento en el que los módulos solares generan energía suficiente para su arranque, la electrónica de potencia del inversor revisa la tensión, la frecuencia de red y la producción de energía. Si todos estos parámetros son correctos, el inversor comienza a inyectar la corriente a la red. Este proyecto empleará una configuración en cadena de inversores denominada “en string”, cuya disposición presenta las siguientes características:

- Permite aprovechar de manera más eficiente la potencia pico instalada.
- Acaba con la necesidad de instalar cajas de empalme, también conocidos como string box, unos dispositivos empleados para proteger las conexiones eléctricas.
- Los inversores cuentan con una mayor capacidad de monitorización y optimización de la potencia producida por los strings al disponer de más MPPT (Maximum Power Point Tracker).
- Posibilita la detección de fallos de manera individual, que junto con el sistema de control o Power Plant Controller¹, forman un componente de supervisión a tiempo real.
- Su tamaño pequeño permite una instalación simple y sencilla requiriendo menos mano de obra.
- El montaje y puesta en marcha se describen en procedimientos proporcionados por el fabricante, lo que permite al instalador poner en funcionamiento los equipos sin necesidad de tener un conocimiento ni formación especializada.
- Permite tener inversores en stock, lo que reduce significativamente el tiempo de indisponibilidad en caso de avería.
- El impacto de una avería o fallo en un inversor no supone un fallo a nivel central. Además, es fácil intercambiar inversores averiados.

¹ Las características del Power Plant Controller se encuentran en el Anexo 3 de Fichas Técnicas.

- La capacidad de controlar la producción de forma individualizada proporciona al operador de la planta un conocimiento preciso y una percepción en tiempo real de la situación.

Cada inversor cuenta con 12 MPPT, que son 12 entradas independientes para conectar paneles solares. A su vez, cada MPPT dispone de 2 entradas, permitiendo recibir la potencia de un máximo de 24 strings por inversor. El MPPT permite ajustar constantemente el punto de operación del inversor para que este trabaje siempre cerca de su punto de máxima potencia.

De cualquier manera, el dimensionamiento de los strings se detalla en el anexo de cálculos, considerando las circunstancias y características de este proyecto. Los inversores están equipados con protecciones de sobreintensidad y otras medidas de seguridad, las cuales están explicadas en el epígrafe siguiente. Esto elimina la necesidad de instalar fusibles o protecciones adicionales en el tramo de corriente continua. El dimensionamiento de los inversores se encuentra en el apartado de cálculos.

El inversor seleccionado es el modelo SG250HX, y tienen una tensión de salida de 800 V ya convertida en corriente alterna. Finalmente, la potencia es evacuada hasta su centro de transformación 20/0,8 kV correspondiente.



Ilustración 21: Inversor SG250HX

En la tabla siguiente se presentan los datos generales del inversor empleado:

DATOS GENERALES		
Fabricante		Sungrow
Modelo		SG250HX
Potencia nominal	[kVA]	250 @30 °C 225 @40°C

Dimensiones	[mm]	1051 x 660 x 363
Grado de protección IP		66
Temperatura de funcionamiento	[°C]	[-30, 60]

INPUT		
Tensión máxima	[V]	1.500
Intensidad máxima	[A]	12*35
Intensidad máxima de cortocircuito	[A]	12*50
Tensión de funcionamiento MPPT	[V]	[500, 1.500]
Nº de MPPT		2
Nº de entradas		12

OUTPUT		
Potencia a 30 °C	[kVA]	250
Potencia a 40 °C	[kVA]	225
Configuración de salida		3W + PE
Tensión de salida	[V]	800
Intensidad máxima a 25 °C	[A]	180,5
Frecuencia	[Hz]	50
Factor de potencia		0,8 LG - 0,8 LD
Distorsión armónica máxima (IEEE519)	[%]	3

Tabla 14: Características del inversor

En el Anexo, se encuentra adjunta la hoja de características del inversor seleccionado.

Protecciones CA y CC:

Según el Manual del usuario del inversor SG250HX, El inversor incluye funciones de protección integradas para garantizar un funcionamiento seguro del sistema. Estas funciones de protección abarcan una variedad de aspectos, así como la capacidad de respuesta ante condiciones anormales y la protección ante posibles fallos. Algunas de las funciones de protección incorporadas en el inversor son:

- **Protección anti-isla:** Esta función garantiza que el inversor se desconecte de la red eléctrica en caso de un apagón o una interrupción del suministro eléctrico. Esto evita que el inversor continúe suministrando energía a la red y mantiene la seguridad de los trabajadores encargados de realizar reparaciones en la red.
- **LVRT/ZVRT (Low Voltage Ride Through/Zero Voltage Ride Through):** Estas funciones permiten al inversor mantener su operación incluso cuando se produce una caída temporal en el voltaje o una interrupción del suministro eléctrico, garantizando una mayor estabilidad en el sistema.

- **Protección contra polaridad inversa de CC:** Esta función protege el inversor y otros componentes del sistema contra daños causados por la conexión incorrecta de los cables de corriente continua.
- **Protección contra cortocircuito de CA:** Esta función se activa en caso de un cortocircuito en la red, de manera que cuando el inversor detecta el fallo, se desconecta automáticamente para evitar daños en los componentes y garantizar la seguridad del sistema.
- **Protección contra corriente de fuga:** Esta función monitorea y previene la presencia de corriente de fuga en el sistema, lo que podría representar un riesgo para las personas o dañar los equipos conectados. El inversor detecta cualquier corriente de fuga anormal y toma medidas para evitar riesgos.
- **Protección contra sobretensión/sobrecorriente de CC:** Esta función protege el inversor y los dispositivos conectados contra daños causados por sobretensiones o sobrecorrientes en el circuito de corriente continua. Cuando eso ocurre, el inversor actúa rápidamente para limitar la tensión o corriente y evitar posibles daños a otros equipos de la instalación.

Transformadores de Potencia:

Los transformadores son los encargados de elevar la tensión para poder inyectar la energía mediante una subestación de evacuación, a la red de transporte de alta tensión. Están ubicados en el Centro de transformación de la planta, cuya ubicación se encuentra en la siguiente imagen extraída del plano N°5-Layout:

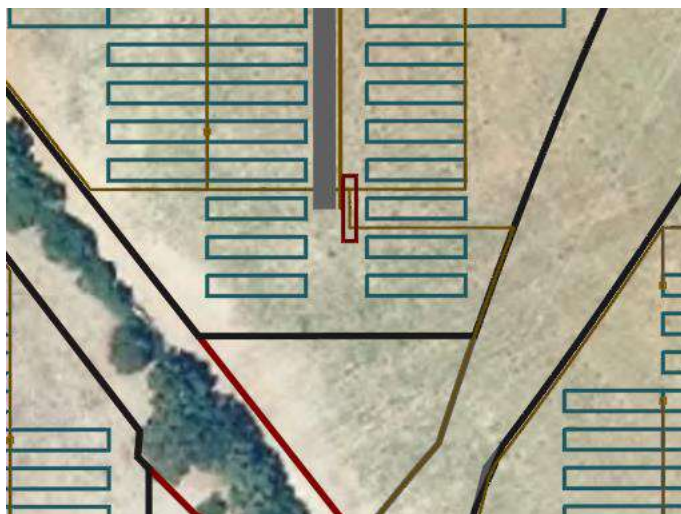


Ilustración 22: Detalle del plano N°5-Layout

El centro de seccionamiento dispone de medidas de protección para garantizar la seguridad, así como de un sistema de medida en el transformador de tensión y en el transformador de intensidad con una precisión de 0,2 S. Sin embargo, la precisión para el salto de las protecciones es de 0,5 S.

La planta cuenta con un único transformador que funciona de la siguiente manera: la tensión de salida del inversor llega al lado de baja del transformador (800 V), y la eleva hasta 20 kV para posteriormente inyectarla a la red a través de la línea de evacuación. El modelo elegido es el MVS6750-LV, cuyas características se detallan en la tabla siguiente:

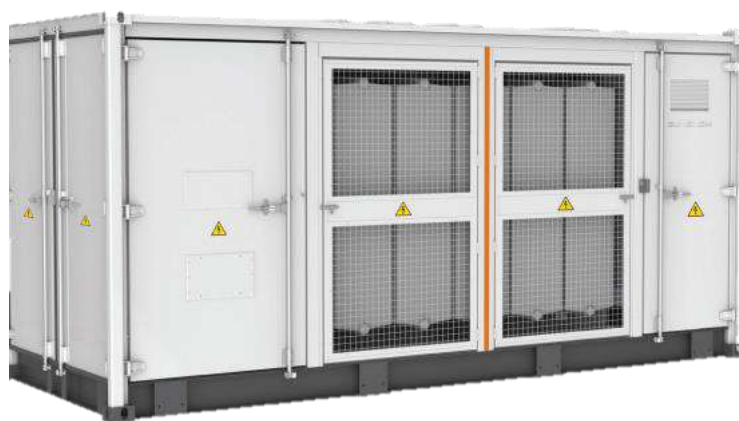


Ilustración 23: Transformador Sungrow MVS6750-LV

TRANSFORMADORES DE POTENCIA		
Fabricante		Sungrow
Modelo		MVS6750-LV
Nº transformadores		1
Potencia	[kVA]	6750
Tensión primaria	[kV]	0,8
Tensión secundaria	[kV]	20

Tabla 15: Características del transformador

En el Anexo, se encuentra adjunta la hoja de características del transformador seleccionado.

Infraestructura Eléctrica:

Cableado de corriente continua - Baja Tensión:

El cableado de corriente continua en baja tensión se encarga de conectar eléctricamente cada string con su inversor correspondiente.

El recorrido del cableado comienza en un tramo expuesto a la intemperie, desde la conexión de los strings hasta su entrada en el eje del seguidor solar, antes de ser enterrado en la zanja subterránea.

Una vez en la zanja, el conductor se instala directamente enterrado sobre un lecho de arena, a una profundidad mínima de 0,45 m.

La longitud del cableado se diseña de manera que no haya tensiones ni correintes excesivas en los diferentes elementos a los que se conecta, y para evitar enganches causados por el tránsito normal de personas en el tramo expuesto a la intemperie.

Para este fin, se utiliza un cable solar que cumple con las normas y leyes nacionales aplicables, siendo capaz de resistir esfuerzos mecánicos, radiación ultravioleta y otras condiciones ambientales adversas. El cable solar debe cumplir con las siguientes características mínimas:

- Resistencia a los rayos ultravioleta.
- En caso de incendio, no propagan la llama, según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
- Se encuentran libre de halógenos, según UNE-EN 60754-1 e IEC 60754-1.
- Baja opacidad de humos, según UNE-EN 61034-2 e IEC 61034-2.
- No emiten gases corrosivos, según UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.
- Poseen una gran resistencia a la absorción de agua y al frío.
- Cuentan con una alta flexibilidad.
- Resistencia a agentes químicos, grasas y aceites, golpes y abrasión.
- Tienen una vida útil de más de 30 años.
- Poseen la capacidad de trabajar bajo condiciones extremas de temperatura de manera continua a 120 °C.
- Tensión de diseño igual o superior a 1500 V en corriente continua.
- Están fabricados con cobre electrolítico.

El conductor propuesto para PSFV-ALCUDIA es el modelo RV-k 0,6/1 kV hasta 1,8 kV DC de clase II, fabricado por Prysmian, que cumple con todos los requisitos mencionados. Sin embargo, la elección final del conductor podría variar durante el transcurso del proyecto hasta su construcción. La sección de cable se hace de acuerdo con la norma IEC 60502-2, que

considera la caída de tensión y la capacidad de carga del cable. La dimensión del cable podrá ser en este caso de 4 mm² o 10 mm².

Cada circuito constará de dos conductores, uno por polo, y se encarga de conectar eléctricamente cada string de la planta con su inversor correspondiente. La sección de cada conductor se dimensionará de manera que cumpla con los criterios de intensidad admisible y caída de tensión establecidos, considerando una sección mínima de 4 mm² como criterio de diseño. En el apartado de cálculos se detalla el dimensionado de la sección.

En la siguiente tabla se recogen las características principales del cable:

DATOS GENERALES		
Fabricante		Prysmian
Modelo		RV-k
Conductor		Cobre electrolítico
Sección		4-10 mm ²
Tensión continua máxima/nominal	[V]	1800/1500
Aislamiento		Polietileno reticulado XLPE
Cubierta		PVC tipo DMV18

Tabla 16: Características cable corriente continua BT

Las características generales del conductor se encuentran en la hoja de características adjunta en el Anexo.

Cableado de corriente alterna- Baja Tensión:

El cableado de corriente alterna en baja tensión se encarga de conectar eléctricamente cada inversor con su centro de transformación correspondiente.

Para ello, se emplea una terna de conductores y un conductor para el neutro, formando un circuito de salida de un inversor. A excepción de la conexión de los terminales, el circuito discurre enterrado en una zanja.

Al igual que el conductor de corriente continua, el cableado de corriente alterna cumple con ciertas condiciones de diseño y operación. En este caso, los conductores son de aluminio, y se garantiza que cumplen con las características mínimas requeridas, que son las siguientes:

- Resistencia a los rayos ultravioleta.
- En caso de incendio, no propagan la llama, según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
- Se encuentran libre de halógenos, según UNE-EN 60754-1 e IEC 60754-1.
- Baja opacidad de humos, según UNE-EN 61034-2 e IEC 61034-2.
- No emiten gases corrosivos, según UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.
- Poseen una gran resistencia a la absorción de agua y al frío.
- Cuentan con una alta flexibilidad.
- Resistencia a agentes químicos, grasas y aceites, golpes y abrasión.
- Tienen una vida útil de más de 30 años.
- Poseen la capacidad de trabajar bajo condiciones extremas de temperatura de manera continua a 120 °C.
- La tensión de diseño debe ser igual o superior a 1500 V en corriente continua.
- Están fabricados con cobre electrolítico.

En el caso de la instalación de la Planta solar de Alcudia, se ha escogido el modelo AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) de Prysmian, aunque podría valer uno de características parecidas. Este cable es específico para su uso en distribución de plantas solares, instalado directamente enterrado en la zanja. La hoja de características se puede consultar en el Anexo del proyecto, donde se verifica el cumplimiento de todos los requisitos mencionados. Sin embargo, es posible que la elección final del conductor pueda variar durante el transcurso del proyecto hasta su construcción. La sección de cable se hace de acuerdo con la norma IEC 60502-2, que considera la caída de tensión y la capacidad de carga del cable. La dimensión del cable podrá ser en este caso de 185 mm².

En la siguiente tabla se recogen las características principales del cable:

DATOS GENERALES		
Fabricante		Prysmian
Modelo		Al Voltalene Flamex CPRO
Conductor		Aluminio clase 2
Sección		185 mm ²
Tensión alterna asignada	[V]	600/1000
Tensión continua de diseño	[V]	1500
Radio mínimo de curvatura estático		4 · Diámetro

DATOS GENERALES		
Flexibilidad según UNE-EN 60228		Clase 2
Temperatura máxima permanente	[°C]	90
Temperatura máxima cortocircuito	[°C]	250
Aislamiento		XLPE
Cubierta		Mezcla libre de halógenos
No propagación de la llama	UNE-EN 60332-1-2	Sí
Libre de halógenos	UNE-EN 60754-1	Sí
Baja opacidad de humos	UNE-EN 61034-2	Sí
Nula emisión de gases corrosivos	UNE-EN 60754-2	Sí
Resistencia a la absorción de agua		Sí
Resistencia al frío		Sí
Resistencia UV		Sí
Resistencia agentes químicos		Sí
Resistencia a grasas y aceites		Sí
Resistencia a golpes		Sí
Resistencia a la abrasión		Sí

Tabla 17: Características cable corriente continua MT

Cableado de corriente alterna- Media Tensión:

El cableado de corriente alterna en media tensión (20 kV) se encarga de conectar eléctricamente los centros de transformación 20/0,8 kV (CT) entre sí y con la subestación elevadora de la instalación.

Para lograrlo, se establecen diferentes circuitos de media tensión, también conocidos como líneas de media tensión (LMT). Cada uno de estos circuitos parte de un CT específico y recorre un trazado subterráneo a través de las zanjas designadas hasta llegar a la subestación elevadora. En su recorrido, los circuitos entran y salen de todos los CT incluidos en ese circuito en particular.

Los conductores propuestos para estas conexiones son los siguientes: AL HEPRZ1 1x95/25, AL HEPRZ1 1x150/25, AL HEPRZ1 1x240/25 y AL HEPRZ1 1x400/25. Estos conductores cuentan con protección antirroedores entre otras. También se pueden utilizar conductores con

características similares. En este caso se ha escogido el conductor AL HEPRZ1 1x150/16 cuya hoja de características se encuentra en el Anexo al final del documento. La sección de cable se hace de acuerdo con la norma IEC 60502-2, que considera la caída de tensión y la capacidad de carga del cable. La dimensión del cable podrá ser en este caso de 150 mm².

Los datos generales del cable se encuentran recogidos en la siguiente tabla:

DATOS GENERALES		
TRAMO DE MEDIA TENSIÓN		
Fabricante		Prysmian
Modelo		AL HEPRZ1
Conductor		Aluminio
Sección		150 mm ²
Tensión nominal	[kV]	20
Aislamiento		Etileno Propileno de alto módulo de formulación HEPR
Cubierta		Polioléfina termoplástica

Tabla 18: Características cable corriente alterna MT

Diseño Final de la Planta:

Una vez determinados todos los elementos que configurarán la PSFV ALCUDIA, se ha procedido a la colocación de los módulos solares en el terreno. Tanto la elección de los modelos, como la disposición de los módulos se han escogido buscando siempre la optimalidad y la mayor eficiencia energética para alcanzar la máxima producción de energía posible. El estudio se ha hecho mediante simulación a través de la herramienta Rated Power, realizando diferentes pruebas combinando diferentes modelos y estructuras. Todo ello siempre respetando el límite de capacidad disponible de conexión (7 MW). Con todo ello, a continuación, se muestra una imagen del plano N°-5 Layout, en el que se muestra la disposición final que tendrá el proyecto:

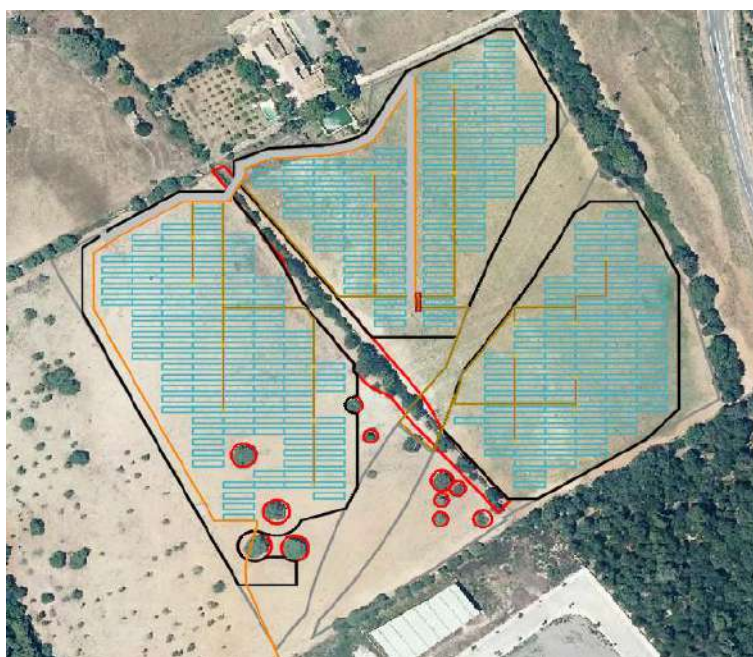


Ilustración 24: LAY OUT de la planta

Las características de producción se encuentran recogidas en la siguiente tabla:

Características Principales	
Potencia nominal (AC)	5 MW
Potencia Pico (DC)	6,605 MW
Ratio DC/AC	1,33
Coeficiente de Rendimiento	75,19 % (1 año) 72,18 % (25 años)
Producción específica	1.432,4 kWh/kWp
Energía inyectada (1 año)	9,46 GWh
Consumo total de energía (1 año)	-48,91 MWh
Rendimiento energético	9.412,5 MWh

Tabla 19: Características de producción

Subestación Elevadora:

Una subestación elevadora cumple con la función de recoger toda la energía producida por la planta desde los diferentes centros de transformación, y elevar la tensión hasta el mismo nivel de voltaje del punto de conexión. En este proyecto, el nivel de tensión de la subestación LLORETA es de 20 kV, y como los transformadores elevan la tensión de 800 V a 20 kV, no será necesaria la implantación de una subestación elevadora. Por tanto, toda la energía será evacuada desde el único CT de la instalación hasta la subestación a través de una línea eléctrica.

Línea de Evacuación:

Toda la energía producida y recogida por la planta será evacuada a través de una línea eléctrica hasta el punto de conexión: la subestación LLORETA 20 kV.

Trazado de la línea eléctrica:

El diseño y desarrollo de la traza de la línea de evacuación pertenecería a otro proyecto independiente. En este proyecto se describen algunas consideraciones generales que se presentan a continuación:

- Esta línea conecta el Centro de Transformación de la instalación con el punto de conexión a la red: la Subestación LLORETA.
- El voltaje de esta línea deberá ser el mismo que el de la subestación de Endesa: 20 kV.
- Para el diseño de la línea de evacuación se tendrá en cuenta dos objetivos principales; por un lado, que la longitud de la línea sea el menor posible para abaratar su coste lo máximo posible, y que el impacto ambiental de dicha línea sea el menor posible. Para ello se deberá cumplir con las normativas y regulaciones locales relacionadas con la instalación de líneas eléctricas.

Afecciones:

La subestación se encuentra a unos 600 metros del centro geométrico de la instalación fotovoltaica. Sin embargo, la construcción de la línea no se puede realizar en línea recta debido a la existencia de obstáculos naturales y artificiales en el terreno, por lo que la longitud de la línea será mayor que esa distancia.

Al igual que se ha hecho el estudio de servidumbres y afecciones para la planta, se deberá seguir el mismo procedimiento para la implantación de la línea, considerando los siguientes elementos:

- Hidrografía.
- Zonas ambientales protegidas.
- Existencia de vías pecuarias.
- Servidumbres legales: distancias mínimas, carreteras y edificios.
- Infraestructuras: Aeropuertos, líneas de ferrocarril, explotaciones de minería.

Ubicación de la subestación eléctrica: LLORETA 20 kV:

La subestación LLORETA 20 kV se encuentra a unos 600 metros del centro geométrico de la instalación fotovoltaica. La subestación se encuentra en el Polígono 4, parcela 543.

Para la conexión se han tenido en cuenta dos factores principales: Que hubiera capacidad de conexión, y que la subestación se encontrara lo más cerca posible del terreno para abaratar costes en la línea que conecta ambas estructuras. Cuando se empezó a realizar este trabajo, se comprobó todas las subestaciones de Alcudia, que, al pertenecer a Islas Baleares, la distribuidora correspondiente es Endesa o REE. A fecha de 12 de diciembre de 2022, la subestación LLORETA, perteneciente a Endesa, contaba con 7 MW de potencia disponible para acceso y conexión. Es por esto por lo que se ha escogido para el proyecto una producción específica de 6MW, que como se ha comentado anteriormente, podrá superarse respetando el límite de 7 MW.

Coordenadas en Grados Decimales	Coordenadas UTM 31 ETRS89
LATITUD: 39,8141	X: 508.036,1
LONGITUD: 3,09389	Y: 4.407.128,7
Referencia Catastral: 07003A004005430000LF	

Tabla 20: Ubicación de la subestación LLORETA

En la siguiente imagen se puede ver la disposición de la subestación y la distancia a las parcelas:

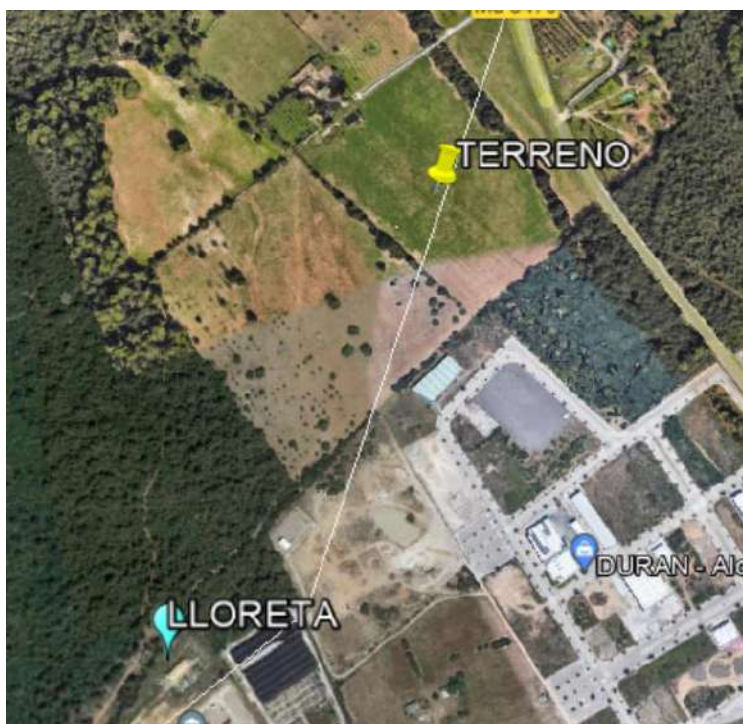


Ilustración 25: Ubicación de la subestación

Sistema de Puesta a Tierra:

Se dispondrá de un sistema de puesta a tierra para garantizar la seguridad eléctrica de la instalación. Entre las funciones con las que cumple esta medida de seguridad se encuentran:

- Protección contra descargas eléctricas: Al conectar las diferentes estructuras a tierra, se crea una ruta de baja resistencia por la que circula la corriente en lugar de pasar a través de los equipos y personas.
- El sistema de puesta a Tierra colabora con la estabilización del voltaje evitando diferencias de potencial.
- Protege a los equipos y la instalación.

Para este proyecto, se seguirá en todo momento la Normativa vigente y presente en el Reglamento Electrotécnico para baja tensión e ITC. Entre los diferentes esquemas de puesta a tierra que existen, se empleará en este caso el esquema TT o el esquema TN-S, según lo que recomiende el encargado de la obra una vez esta se inicie. En el caso de usar el esquema TT, cada equipo estará conectado a tierra de manera independiente, mientras que en el esquema TN-S se empleará un conductor que enlaza todos los equipos. Según normativa, los conductores de protección podrán ser de cobre y sus dimensiones mínimas deberán ser 16

mm² o 25 mm², dependiendo de si cuentan con protección a la corrosión o no respectivamente.

Estaciones Meteorológicas:

La planta contará con una estación meteorológica que permitirá un seguimiento solar más preciso y un mayor control de la instalación. Conocer las condiciones atmosféricas y cómo afectan el funcionamiento de la planta permite optimizar los parámetros de los generadores y maximizar la producción. La radiación recibida por la instalación se medirá mediante piranómetros distribuidos en todo el terreno.

Además de dicha estación principal, se podrán instalar estaciones meteorológicas secundarias para contrastar los datos obtenidos de la principal y tener un control más riguroso de las condiciones meteorológicas.

Sistema de Respaldo de Energía:

Para asegurar el funcionamiento continuo del sistema de control, monitorización y seguridad en caso de interrupciones de suministro eléctrico de la red, se puede implementar un Sistema de Respaldo de Energía (SRE). Este sistema de alimentación ininterrumpida (SAI) tiene la capacidad de proporcionar energía durante al menos una hora, garantizando así la continuidad de las operaciones en tales circunstancias.

Sistema de Supervisión y control:

El control se realizará de manera dinámica. Esto permite realizar instrucciones remotas para la conexión o desconexión de strings o inversores, limitar la potencia de producción, controlar el factor de potencia, o monitorear la estación meteorológica, entre otras acciones. Por otro lado, el sistema de supervisión no solo permite conocer la producción de la planta de forma individualizada, sino que también permite detectar cualquier avería. La capacidad de identificar la ubicación exacta de una avería dentro de la planta permite agilizar significativamente el mantenimiento al detectar anomalías antes de que se produzca un fallo mayor.

Iluminación:

El sistema de iluminación en los edificios de operación y mantenimiento consta de luminarias y tomas de corriente para la iluminación interna. Además, como medida de seguridad, se instalarán cámaras térmicas.

Estos sistemas reciben alimentación eléctrica desde el centro de transformación más cercano y son controlados desde la sala de control ubicada en el edificio de operación y mantenimiento.

Obra Civil:

En el contexto de la ejecución de la obra, se establece que los materiales y elementos involucrados cumplirán con las normativas nacionales y estarán en línea con estándares y métodos internacionales reconocidos. El objetivo principal de estas medidas es prevenir la degradación del suelo y minimizar la pérdida de biodiversidad.

Dada la importancia de preservar nuestro entorno natural, se ha priorizado el cumplimiento de regulaciones y normas que fomentan la sostenibilidad y el respeto al medio ambiente. Estas normativas abarcan aspectos relacionados con la selección de materiales, técnicas de construcción y prácticas de gestión que reducen al máximo el impacto ambiental y garantizan la conservación de los ecosistemas locales.

En este sentido, la obra civil para la construcción de la planta solar se llevará a cabo teniendo en cuenta todas estas consideraciones. Con todo esto, la obra civil para la construcción de la planta solar consistirá en:

- Preparación y limpieza del terreno: desbroce, eliminación de la capa superficial, excavaciones, y eliminación del material excedente.
- Ejecución de los accesos a la instalación y de caminos interiores aptos para el tránsito de vehículos.
- Excavación de zanjas.
- Realización de hincados, o cimentaciones en su defecto, para la instalación de las estructuras solares.
- Realización de las cimentaciones del edificio de operación y mantenimiento y centros de inversión y transformación.

- Vallado perimetral.
- Construcción del sistema de drenaje.

Movimiento de Tierras:

Antes de la construcción de la instalación y contando con todas las autorizaciones pertinentes, se deberá llevar a cabo un estudio geotécnico y un levantamiento topográfico para determinar las características exactas del terreno. En el plano nº-4 se encuentra el estudio topográfico del terreno.

Como parte fundamental dentro del apartado movimiento de tierras, se encuentra la labor del desbrozado. El desbroce es un proceso de limpieza y eliminación de la vegetación, ramas, y otros obstáculos que puedan interferir en el uso del terreno. Puede ser realizado por maquinaria pesada o de forma manual. De esta forma se garantiza una calidad superficial mínima, apta para la instalación de los seguidores y demás elementos de la instalación.

Se seguirá en todo momento el criterio de respetar al máximo la orografía para alterar en la menor medida posible la naturaleza del terreno.

Caminos y otros accesos

La instalación cuenta con accesos principales con una anchura mínima de 6 m para posibilitar la entrada de maquinaria de obra durante la construcción y de vehículos de mantenimiento y operación a lo largo de la vida del proyecto.

Se aprovecharán los caminos de acceso ya existentes, por lo que no será necesaria la creación de viales ajenos a la instalación. En cualquier caso, y siempre que fuera necesario, se contempla la posibilidad de habilitar o reformar los caminos existentes para eliminar imperfecciones que obstaculicen el tránsito de los vehículos. En este caso, dichos trabajos de adecuación se realizarán bajo el amparo legal.

Canales

El sistema de distribución interno de la instalación se realiza a través de líneas subterráneas, distinguiendo los siguientes elementos:

- Conductores de conexión de los strings y los inversores: Se utilizan conductores de cobre de sección reducida para transportar energía en baja tensión y corriente continua.
- Conductores de conexión de los centros de transformación y la subestación elevadora: Se emplean ternas o grupos de conductores de aluminio para transportar energía en alta tensión y corriente alterna trifásica.
- Cables de comunicaciones de fibra óptica: Se utilizan para la conexión de los centros de transformación.

Las zanjas se ubican en los pasillos definidos por las filas de seguidores solares, de forma paralela a su eje. Los conductores se instalan directamente enterrados sobre el lecho de arena de la zanja.

Las zanjas deben tener una anchura mínima de 400 mm y una profundidad mínima de 0,45 m para alojar los conductores. La anchura se ajustará según el número de circuitos, asegurando una distancia mínima de 0,25 m entre ellos en el caso de corriente alterna y media tensión.

En el fondo de la zanja se coloca una capa de arena fina lavada, con un espesor máximo de 5 cm, donde se instalan los conductores de baja tensión y corriente alterna. Esta arena se utiliza únicamente en la franja correspondiente a los conductores de baja tensión. Los conductores de corriente continua y baja tensión se instalan bajo tubo y se rellenan con la arena extraída de la zanja, procurando un enfoque sostenible del proyecto. Solo si es necesario se utiliza arena adicional.

En la parte superior de la zanja se disponen placas de protección mecánica cuando sea necesario, o se hormigonan las zanjas en caso de cruces de caminos u otras situaciones que lo requieran. A una distancia mínima vertical de 40 cm, se encuentran las cintas de señalización que advierten de la presencia de la línea. La cinta de señalización, fabricada en polietileno de color amarillo, tiene una anchura de 15 cm y advierte de la presencia de cables eléctricos, llevando en ella la señal de riesgo eléctrico. El número de cintas de señalización por zanja es generalmente uno, salvo en zanjas de anchura igual o superior a 50 cm, en las que se instalan varias cintas en paralelo y con una separación tal que cubran la anchura de proyección de los conductores.

Cimentaciones:

Se utilizará preferentemente el método de hincado directo al terreno para el sistema de anclaje de la estructura, evitando la necesidad de agregar materiales adicionales. Este método garantiza la estabilidad y resistencia necesarias sin comprometer la permeabilidad natural del agua en el terreno.

Antes de la construcción, se realizará un estudio geotécnico para determinar la profundidad de hincado requerida y evaluar si se necesitan acciones adicionales, como pretaladrado y relleno posterior al hincado. Se llevarán a cabo pruebas en todo el terreno para identificar los postes que requieren pretaladrado y relleno, o incluso hormigonado en casos excepcionales de dificultad o dureza durante el hincado.

En el caso de los centros de transformación, se instalarán sobre una losa de hormigón armado con malla de acero. También se considerará la posibilidad de utilizar cimentaciones mediante hincado para los equipos.

Por otro lado, la cimentación del edificio de control y almacén se realizará mediante una cimentación superficial, utilizando zapatas arriostradas de hormigón armado o vigas de hormigón armado longitudinales.

Estas metodologías de cimentación garantizarán la estabilidad y resistencia requeridas para el sistema de anclaje de la estructura y los edificios asociados, asegurando una construcción sólida y duradera.

Edificio de control:

En las instalaciones se contempla la posibilidad de contar con un edificio específico para las actividades de operación y mantenimiento, que estará adyacente al almacén principal. Este edificio estará equipado con diversas áreas y servicios para garantizar un funcionamiento eficiente de la planta:

- **Oficina:** Se destinará un espacio para albergar una oficina con capacidad para dos puestos de trabajo. Esta área proporcionará un entorno adecuado para llevar a cabo las labores administrativas y de coordinación del personal encargado de la operación y mantenimiento de la planta solar.

- **Almacén:** Se dispondrá de un área destinada al almacenamiento de herramientas, repuestos y equipos necesarios para las tareas de mantenimiento y reparación de los componentes de la planta. Este espacio estará diseñado de manera eficiente, permitiendo un fácil acceso y organización de los materiales necesarios.
- **Centro de control:** En el edificio se habilitará un centro de control desde el cual se podrá supervisar y monitorear el funcionamiento de la planta en tiempo real. Este centro estará equipado con sistemas de visualización y control que permitirán al personal encargado tomar decisiones y realizar ajustes necesarios para garantizar un rendimiento óptimo de la planta.
- **Sala de vigilancia:** Se contará con una sala destinada a la vigilancia y seguridad de las instalaciones. Desde este espacio se llevará a cabo el monitoreo de cámaras de seguridad, alarmas y sistemas de acceso, asegurando la protección de la planta y la prevención de posibles incidentes.

Estas instalaciones adicionales proporcionarán un entorno de trabajo adecuado y funcional para el personal encargado de la operación y mantenimiento de la planta, garantizando un correcto funcionamiento y un óptimo rendimiento de los equipos solares.

Almacén:

La planta contará con un almacén que se encontrará anexo al edificio de operación y mantenimiento. Esta instalación incluye áreas específicas para el almacenamiento, un cuarto destinado a la gestión de residuos y una zona designada para el descarte de materiales. Además, se ha previsto la instalación de un depósito de agua para llevar a cabo las labores de limpieza y mantenimiento de los módulos fotovoltaicos. La capacidad de este depósito será determinada en función de los requerimientos de limpieza de la planta construida.

Cerca Perimetral:

El vallado de la instalación deberá cumplir con todas las restricciones y condiciones de seguridad establecidas:

- Se deberá mantener una distancia mínima de 5 m entre el vallado y la zona de implantación de módulos, aunque en ciertas áreas de la planta esta distancia podría ser reducida si el motivo está debidamente justificado.

- En los tramos perimetrales donde la distancia entre la servidumbre y la zona de implantación de módulos es más restrictiva que la distancia al vallado, se mantiene una distancia mínima de 6 m.
- Se respetará en todo momento una distancia mínima de 4 m con los bordes de los caminos existentes fuera de la instalación.
- Se mantendrá una distancia mínima de 1,5 m con los linderos, o se seguirá con lo indicado en la normativa local, siempre respetando el criterio más exigente.
- El vallado se implantará fuera de las respectivas zonas de servidumbre en las coordenadas establecidas en el apartado “Emplazamiento de la Instalación”.

El recinto estará protegido por un cercado construido con malla de simple torsión, con una altura mínima de 2 m. Además, se podrán colocar placas de señalización rectangulares en el vallado. Las puertas de acceso al recinto tienen características funcionales similares y cuentan con una anchura mínima de 6 m. La elección de la malla de simple torsión se elegirá atendiendo a los posibles daños que ciertos animales pueden causar en las instalaciones, especialmente en el aislamiento de los conductores y en las arquetas distribuidas en la instalación. La malla de simple torsión no contará con elementos cortantes o punzantes, ni interrumpirá el flujo natural del agua y tampoco favorecerá la erosión o el arrastre de tierras.

Sistema de Seguridad y Vigilancia:

La planta podrá contar con un sistema de vigilancia y control de intrusos que cumpla los siguientes requisitos:

Videovigilancia: Videovigilancia de reconocimiento de objetos para todo el perímetro:

- Número de cámaras: 1 cámara (con lámpara de infrarrojos) por poste. Estarán colocadas de cara a la siguiente.
- DVR/codificador con disco duro local y remoto para el almacenamiento de los datos.
- Las cámaras de cúpula con infrarrojos se ubican estratégicamente en la puerta de acceso y en el acceso principal.
- Los postes deberán ser estables bajo cualquier condición meteorológica.

Alarmas: generadas por los siguientes sistemas:

- Sensores volumétricos y contactos de apertura de puertas en el interior de todas las cabinas.
- Dispondrán de un sistema anti-corte para todos los cables entre la cabina (cabina del inversor) y las cajas de empalme/combinación.
- Contarán con un sistema de software de video de alarma con sensor de movimiento.

Acceso al sitio y activación/desactivación del sistema de seguridad:

- Lector de Teclado Electrónico/Digital (para la activación y desactivación de las áreas parciales del Sistema de Seguridad) para estar presente en la puerta de entrada.
- Teclado para cada usuario (nombre y apellido) para monitorear y rastrear el acceso al sitio.

Seguridad centralizada:

- Accesible de forma remota a través de Internet para verificar los registros de alarmas y el acceso al sitio, requiriendo una memoria adecuada.
- Capacidad para reconocer/recibir la fuente de cada tipo de alarma, ya sea desde el sensor volumétrico, desde el sistema anti-corte, etc.
- Posibilidad de interfaz con otra línea central.

Las características del sistema de vigilancia se presentan de modo provisional y su diseño podría modificarse de una fase a otra del proyecto.

CONCLUSIONES:

Con el desarrollo de esta memoria, se ha explicado todos los pasos a seguir para el desarrollo de un proyecto de instalación solar fotovoltaico. Este proyecto muestra ser una alternativa viable y renovable, que además favorece a la economía a través de la generación de empleo en la localidad de Alcudia.

Junto con el resto de documentos y planos que acompañan a este proyecto, se consideran justificados su desarrollo y diseño.

ANEXOS:

1. Cálculos Justificativos
2. Estudio de Producción PVSyst
3. Fichas técnicas
4. Objetivos ODS

Trabajo de Fin de Grado

Ingeniería Industrial



Anexo 1: Cálculos Justificativos de la Instalación

OBJETO:

El objeto de este apartado es proporcionar un respaldo técnico para acreditar la viabilidad y eficiencia del proyecto. Este parte del proyecto detalla los cálculos y análisis realizados para dimensionar correctamente la planta, teniendo en cuenta aspectos como la radiación solar, la capacidad de los paneles solares, el rendimiento de los inversores, la estructura de soporte, los cables y conexiones, entre otros.

Datos Generales

Para el desarrollo de este documento se tendrán en consideración todos los componentes, así como sus características principales de la instalación:

DATOS GENERALES		
Potencia pico	[MW _p]	6,6
Potencia nominal POI	[MW _n]	5
Tensión de conexión a la RdT	[kV]	20
Frecuencia	[Hz]	50
Potencia unitaria módulo	[W]	700
Nº módulos		9436
Nº strings		337
Nº módulos/string		28
Tensión máxima circuito CC - BT	[V]	800
Nº strings/ inversor		15 -16
Potencia unitaria inversores	[kVA]	50
Nº inversores		22
Nº máximo strings/inversor		16
Tensión circuito CA - BT	[V]	800
Potencia unitaria CT	[kVA]	6.750 @30 °C
Nº CT		1
Nº inversores/CT		22
Tensión circuito CA - AT	[kV]	20

Tabla 21: Datos generales de la instalación

ESTUDIO DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA.

La estimación de la producción de energía se ha realizado utilizando el software de simulación PVSyst. El estudio de producción se llevará a cabo en 3D mediante la importación del diseño de la planta solar, que incluye los principales objetos que generan sombreado en la planta, como módulos, árboles y centros de transformación entre otros.

El software de PVSyst no permite simular escenas en 3D con módulos bifaciales. Por lo tanto, el estudio de producción se realizará inicialmente con módulos monofaciales en la implantación en 3D, y posteriormente se añadirá el aumento de producción esperado de los módulos bifaciales para obtener la producción final.

Este análisis permitirá obtener una visión más completa y precisa de la producción de energía esperada para la planta solar.

Producción de la Implantación 3D

La estimación de producción de energía se basa en un año meteorológico tipo (TMY) P50 y se realiza en las siguientes etapas:

1. Proceso de simulación en PVSyst:

Se realiza el cálculo de la energía incidente efectiva y la transformación de la irradiación en el plano colector, considerando estructura fija.

Para el cálculo de la energía en el inversor se considera el punto de máxima potencia (MPP).

2. Pérdidas en el sistema y ajuste de la relación de rendimiento (Performance Ratio):

Se consideran las pérdidas asociadas al sistema, como pérdidas por temperatura, por cableado, sombreado, suciedad, entre otras.

Se ajusta la relación de rendimiento para tener en cuenta las características específicas de la planta solar.

3. Cálculo de la producción de energía en el año cero (Resultados):

Se realiza el cálculo final de la producción de energía para el primer año de operación de la instalación solar y se obtiene una distribución mensual típica que permite prever la producción de energía anual.

De esta manera, se describe el proceso de cálculo de la producción de energía en el punto de conexión para el primer año de operación de la instalación solar.

El cálculo se ha hecho con la herramienta PVSyst, que ha sido desarrollada en la Universidad de Ginebra desde 1993. Se considera uno de los softwares más utilizados el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos y la producción de energía.

Con PVSyst, es posible identificar la solución óptima en cada proyecto y realizar análisis precisos de diversas configuraciones de sistemas fotovoltaicos. La simulación realizada en PVSyst se basa cincuenta variables para obtener una curva de producción horaria detallada de la instalación.

El informe de resultados de PVSyst, se encuentra adjunto en Anexo 2. La simulación se ha realizado en los siguientes pasos:

Cálculo de la Energía Efectiva:

Para el cálculo de la radiación global, difusa y el albedo, se considera la trayectoria solar en la ubicación del proyecto y se aplica un factor de corrección por la inclinación de los módulos en cada momento. Este factor tiene en cuenta la pérdida de captación de radiación que experimenta el módulo si su posición no es completamente perpendicular a la radiación solar. Como resultado de este cálculo, se obtiene la "Energía real incidente", que representa la radiación que absorbe célula fotovoltaica.

Además, se calcula el factor de transposición (TF) para cada componente de la irradiación. Se trata de la relación entre la irradiación en el plano del módulo y la irradiación horizontal. Para llevar a cabo este cálculo, PVSyst proporciona dos modelos:

- Modelo Hay-Davies: Este modelo muestra buenos resultados incluso cuando no se dispone de un profundo conocimiento de la radiación difusa. En este modelo, la radiación difusa se divide en una contribución isotrópica y una componente

"circunsolar" proporcional a la componente directa. La porción isotrópica se reduce según el ángulo sólido de la bóveda celeste "vista" por el plano inclinado, es decir, según la fracción $(1 + \cos i) / 2$, donde "i" es el ángulo de inclinación. La componente "circunsolar" se transpone geoméricamente de manera similar a la componente directa.

- Modelo Pérez (Pérez, Ineichen et al.): Este modelo es más sofisticado y requiere datos precisos de radiación horizontal. En este modelo el cielo se divide en sectores y se parametriza la transformación de la banda circunsolar y el horizonte según correlaciones establecidas en una base de datos que contiene mediciones locales distribuidas en todo el mundo.

En ambos modelos, la evaluación del componente de albedo se realiza de la misma forma; Se considera una fracción dada (relación de albedo) del total de radiación y se pondera según la fracción definida entre la horizontal y la extensión del plano inclinado. Esta fracción es igual a $(1 - \cos i) / 2$ de la media esfera.

En el presente informe, los cálculos se basan en el modelo Pérez.

Energía Virtual de Mpp:

El software realiza el cálculo de la temperatura de los módulos mediante un balance de energía que tiene en cuenta tanto la radiación absorbida como las pérdidas de calor. Además, se calcula la potencia disponible en el punto de máxima potencia (MPP), que representa una energía "virtual" y se refiere a la potencia óptima que estaría disponible en las terminales del inversor.

Energía del Sistema y Pérdidas:

Es importante calcular las pérdidas para poder hacer un estudio adecuado. Las pérdidas se calculan sobre la producción anual de referencia Y_r , cuya expresión es la siguiente:

$$Y_r = P_{stc} \frac{IGI}{G_{stc}}$$

Ecuación 1: Producción anual de referencia

Donde:

- PSTC: Es la suma de la potencia nominal de todos los módulos en condiciones STC.

- IGI: Es la irradiación global en el plano inclinado sin considerar pérdidas por sombreado.
- GSTC: Es la irradiancia en condiciones STC (1000 W/m²).²

Esta producción considera un rendimiento del 1000%. Por consiguiente, la producción de energía considerando las pérdidas tienen la siguiente expresión:

$$\text{Producción de energía} = Y_r * (1 - \text{total pérdidas})$$

Ecuación 2: Producción real

A continuación, se detallan todos los factores considerados en “total pérdidas”:

- **Trayectoria solar y perfil del horizonte:** La dirección del sol a lo largo del día y el perfil del horizonte en el sitio de la instalación tienen un impacto directo en la cantidad de radiación solar que reciben los módulos. Durante las horas en las que el sol se encuentra por debajo del perfil del horizonte, se proyectan sombras que resultan en una reducción de la radiación directa recibida.
- **Pérdidas por nivel de radiación:** Los módulos de silicio cristalino tienden a perder eficiencia cuando la radiación solar es inferior a 1000 W/m². Estas pérdidas se calculan en PVSyst utilizando el archivo .pan correspondiente al módulo utilizado.
- **Albedo:** El albedo se refiere a la fracción de radiación solar que es reflejada. En este proyecto, PVSyst ha considerado un valor del 20%.
- **Pérdidas por suciedad:** La acumulación de suciedad en la superficie de los módulos solares tiene un impacto negativo en su producción ya que bloquea la radiación solar incidente. El grado de suciedad depende de varios factores, como la presencia de polvo y la suciedad depositada por la lluvia. Cuanto mayor sea la diferencia entre la inclinación de la radiación solar incidente y la perpendicular a la cara del módulo, mayor será la pérdida de energía para un mismo grado de suciedad. En esta simulación, se ha considerado un factor de pérdida por suciedad del 2% teniendo en cuenta la ubicación del proyecto, las condiciones que lo rodean.
- **Pérdidas del módulo: Ángulo de reflexión y pérdidas espectrales:** La reflexión angular ocurre cuando la luz solar incide en la superficie de los módulos con un

² Las condiciones STC (Standard Test Conditions) están definidas por la Comisión Electrotécnica Internacional y son: 25 °C, 1000 W/m² y un espectro solar de referencia AM 1.5 (Air Mass 1.5).

ángulo distinto de 0° , lo que resulta en una pérdida de energía. A medida que el ángulo de reflexión aumenta, las pérdidas también lo hacen.

- **Pérdidas del módulo: Sombreados cercanos:** El sombreado es aquel que se produce por la presencia de elementos cerca de los módulos. Esto tiene un impacto negativo en la producción de energía ya que bloquea parte de la radiación captada por los mismos. El sombreado puede estar causado por múltiples objetos, pero el más perjudicial es aquel que se produce por la presencia de otros módulos. Los módulos de una fila producen sombra sobre las filas inmediatamente anterior y posterior. Es por esto, que para minimizar su efecto debe dejarse una separación adecuada. El cálculo de dicha distancia se detalla en apartados posteriores.
- A continuación, se expone el modelado 3D para las pérdidas por sombreado:

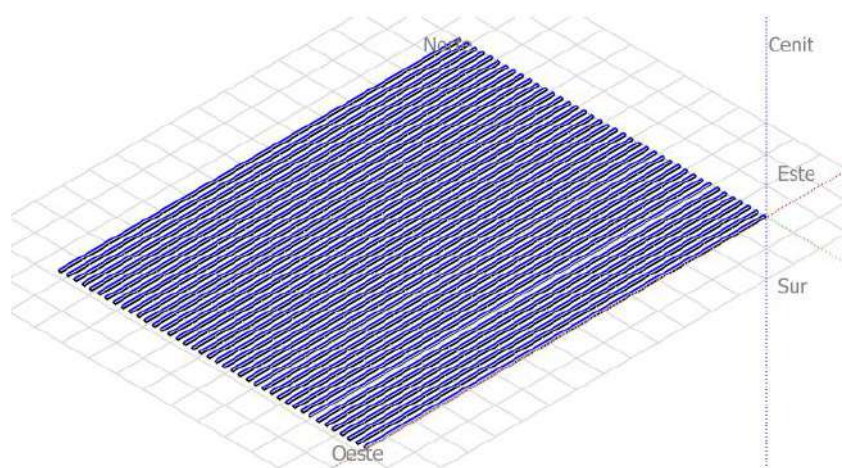


Ilustración 26: Escena de sombreado 3D

- **Pérdidas del módulo: Temperatura:** El efecto de la temperatura es lineal en el funcionamiento del módulo. A medida que esta aumenta por encima de los 25°C , la intensidad también lo hace, mientras que la potencia y la tensión disminuyen. Esto se traduce en una pérdida de energía provocada por altas temperaturas. En apartados posteriores se detalla el cálculo de las temperaturas de las células. PvSyst considera dos factores constantes para calcular la pérdida térmica: U_c (factor de pérdida constante) y U_v (factor del viento). Sus valores respectivos son 29 y $0\text{ W/m}^2\text{K}$.

- **Pérdidas por calidad del módulo:** Como todo elemento fabricado en un proceso industrial, los módulos tienen una tolerancia referida a la potencia pico del módulo. En este proyecto, de acuerdo con las características del módulo, se ha considerado un factor de pérdida del -0,8%.
- **Pérdidas por Degradación inducida por la luz:** Este fenómeno ocurre principalmente en los paneles solares de tecnología de silicio cristalino y se caracteriza por una disminución inicial en la eficiencia después de la instalación, seguida de una recuperación gradual. PVSyst considera una fracción de pérdida del 2%.
- **Pérdidas en el cableado de Corriente Continua BT:** Se han realizado cálculos para determinar las pérdidas eléctricas causadas por el cableado de baja tensión en corriente continua (BT en CC). Estos cálculos consideran varios factores, como la sección transversal del cable, su longitud, la corriente que transporta y su configuración.
- Al seleccionar el cableado, se han seguido criterios específicos, entre ellos, el cumplimiento del criterio de pérdidas máximas en condiciones STC del 0,8%.
- **Pérdidas debidas al inversor:** Una vez determinado el comportamiento del inversor, se calculan sus pérdidas en relación a su funcionamiento. Dichas pérdidas son:
 - Pérdidas debidas a la superación de la potencia y tensión nominal.
 - Pérdidas debidas al umbral de tensión y potencia.
 - Pérdidas por conversión eléctrica DC/AC .
 - Pérdidas por consumos del propio inversor.
 - Todas estas pérdidas son consideradas en la simulación.
- **Pérdidas en el cableado de Corriente Alterna BT:** Al igual que para las pérdidas del cableado de corriente continua, se han considerado varios factores para su cálculo, como la sección transversal del cable, su longitud, la corriente que transporta y su configuración.
- En este caso, el valor de las pérdidas en condiciones STC son del 1%.
- **Pérdidas en los transformadores:** Estas pérdidas se calculan en función del número de transformadores en la instalación, las pérdidas del hierro y las resistivas. Dichas fracciones de pérdida son del 0,1% y 1% respectivamente.

- **Indisponibilidad:** El factor de indisponibilidad se utiliza para cuantificar los períodos de tiempo en los que la planta solar no está operativa y, por lo tanto, no produce energía. Hay dos motivos principales que pueden causar indisponibilidad: las tareas programadas de operación y mantenimiento que requieren desconectar la instalación, y las indisponibilidades asociadas a fallos, deterioro o averías.
- Se puede expresar la indisponibilidad mediante una tasa en porcentaje o días al año. En el proyecto en cuestión, se ha considerado una indisponibilidad anual del 2%.

Resultados de Producción:

En la siguiente tabla se pueden observar los datos de irradiación solar, pérdidas y energía resultante.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	66.2	27.88	8.50	111.1	106.1	578	556.2	0.758
Febrero	77.8	37.75	9.14	111.2	105.2	570	549.4	0.748
Marzo	126.4	51.94	12.34	160.0	152.0	821	790.8	0.748
Abril	162.7	67.85	15.07	176.8	167.2	894	861.8	0.738
Mayo	199.2	84.31	19.25	193.1	182.4	959	924.9	0.725
Junio	212.4	82.65	23.75	195.1	184.2	950	916.8	0.711
Julio	229.2	76.38	26.40	216.7	205.0	1051	918.7	0.642
Agosto	188.9	75.77	26.32	197.4	186.8	955	783.8	0.601
Septiembre	142.5	59.72	21.84	166.8	158.1	821	791.1	0.718
Octubre	105.5	45.13	18.80	146.2	138.7	728	701.2	0.726
Noviembre	69.1	31.58	13.22	111.1	105.4	564	543.0	0.740
Diciembre	58.7	27.53	9.75	103.8	98.2	531	511.4	0.746
Año	1638.6	668.50	17.08	1889.3	1789.3	9423	8849.2	0.709

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		

Ilustración 27: Producción de la planta

En la siguiente figura se ve la distribución de probabilidad de producción de la planta. Se obtiene un valor P50 de **8,85 GWh**.

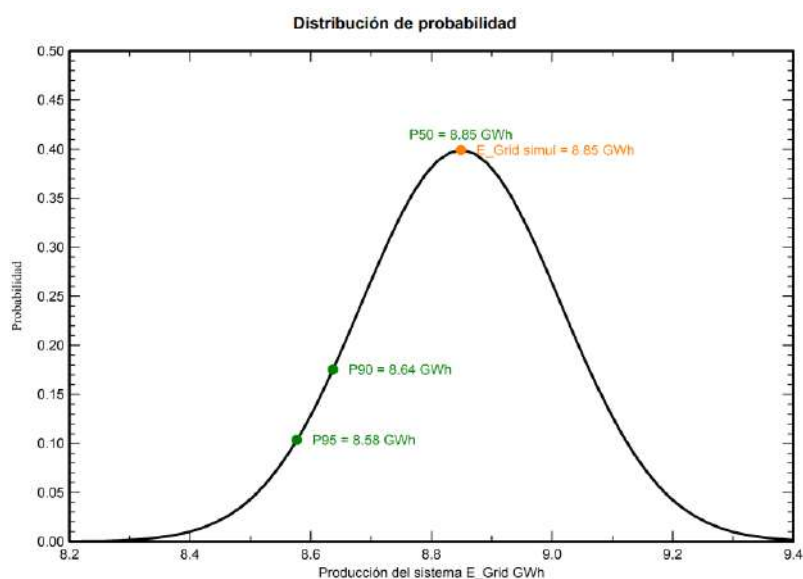


Ilustración 28: Distribución de probabilidad de la planta

Estudio de Producción con módulos Bifaciales:

Ahora se va a proceder al estudio de producción considerando el factor de bifacialidad de los módulos.

Los módulos bifaciales aprovechan la radiación solar directa y difusa. Este segundo tipo de radiación proviene del reflejo de la radiación presente en otros objetos próximos al módulo. Esto permite aumentar la producción de energía hasta en un valor teórico del 30 %. Sin embargo, el factor de bifacialidad se calculará considerando la ubicación de la planta, el tipo de terreno y un valor de albedo de 0,2 %. Todo ello resulta en un factor de bifacialidad de 3,38%.

Teniendo en cuenta que la producción con módulos monofaciales es de 8,85 GWh, la producción con módulos bifaciales será:

$$P_{bifacial} = P_{monofacial} \times (1 + 3,38\%)$$

Ecuación 3: Producción con Módulos Bifaciales

Resultando en:

$$P_{bifacial} = 9,14 \text{ GWh}$$

Esta cifra supone un incremento en la producción de 0,29 GWh.

ÁNGULOS DE INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS PANELES SOLARES:

Estos dos parámetros se calcularán con el objetivo de reducir las pérdidas por sombreado y maximizar la incidencia de la radiación solar.

El ángulo de orientación, conocido como ángulo de azimut (α), mide la dirección horizontal de un módulo con respecto al norte. Toma valor de 0° para módulos que están orientados al Sur, 90° para módulos orientados al Oeste y un valor de 270° cuando la orientación es al Este. En España, debido a que se trata de un país situado en el hemisferio Norte, la orientación de los módulos debe ser hacia el Sur, siendo el valor del ángulo de azimut de 0° .

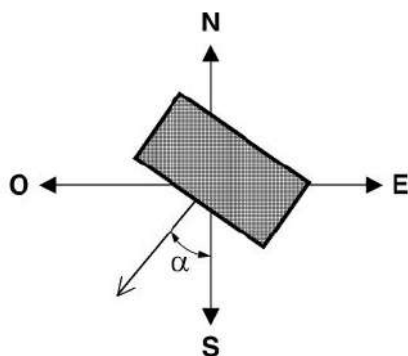


Ilustración 29: Ángulo de orientación

Por otro lado, se debe determinar el ángulo de inclinación β . Para conseguir el valor del ángulo de inclinación óptimo se empleará el programa de PVSyst. Como se puede ver, el ángulo de azimut α corresponde con un valor de 0° tal y como se ha comentado antes, y un valor de inclinación de $\beta = 36^\circ$ que garantiza unas pérdidas del 0%.

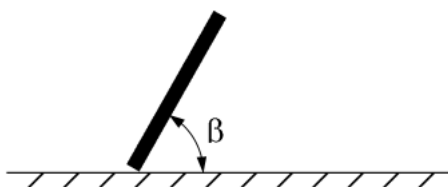


Ilustración 30: ángulo de inclinación

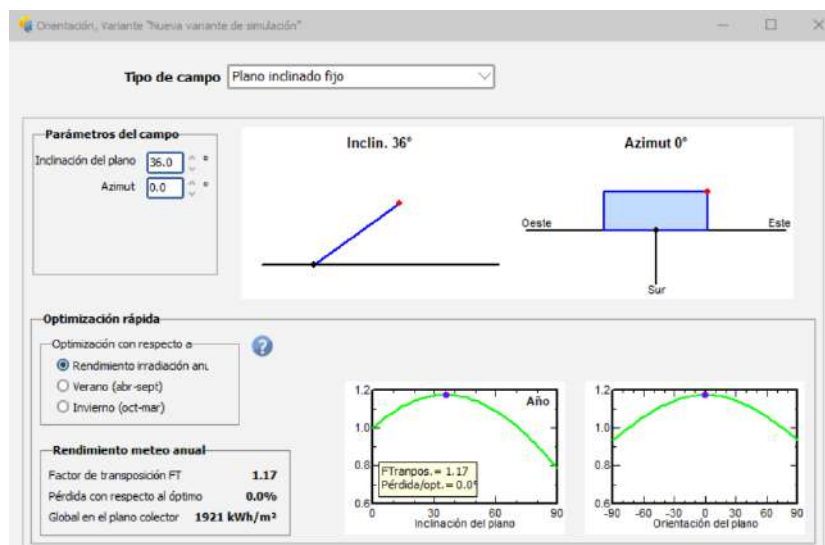


Ilustración 31: Ángulos óptimos de inclinación y orientación

DISTANCIA ENTRE FILAS DE MÓDULOS:

Con el objetivo de optimizar el espacio de las parcelas y maximizar la producción, se debe calcular la distancia mínima entre las filas de los módulos para evitar sombreados y asegurar una producción óptima de energía.

Además, según el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) “La distancia d , entre filas de módulos de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.” IDAE

La fórmula que garantiza estas condiciones es la siguiente:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{Latitud})}$$

Ecuación 4: Distancia entre filas

- Para la Latitud se tomarán las coordenadas del centro geométrico de la instalación: (39,81°).
- h es la altura del módulo teniendo en cuenta el ángulo de inclinación y el número de paneles dispuestos en vertical. En este proyecto, la estructura es 2V, por tanto, el número de módulos son 2 y el ángulo β es de como se ha mencionado anteriormente. La expresión de h se puede calcular como:

$$h = n^{\circ} \text{ módulos} * \text{alto} * \text{sen}(\beta)$$

Ecuación 5: Desarrollo expresión de la altura

Sustituyendo esta expresión en la ecuación anterior;

$$d = \frac{n^{\circ} \text{ módulos} * \text{alto} * \text{sen}(\beta)}{\tan(61^{\circ} - \text{Latitud})}$$

Finalmente, considerando las características del módulo escogido:

- Largo: 2384 mm
- Ancho: 1303mm
- Grosor: 35 mm

$$d = \frac{2 * \text{alto} * \text{sen}(\beta)}{\tan(61^{\circ} - \text{Latitud})} = \frac{2 * 2,384 * \text{sen}(36)}{\tan(61^{\circ} - 39,81)} = 7,22 \text{ m}$$

Una vez establecidos los parámetros fundamentales que conforman la estructura, se recoge en las siguientes tablas un resumen con las características principales de la estructura de la instalación:

Características de la estructura fija	
Tipo de estructura	2V
Ángulo de inclinación	36.0°
Tipo de postes	Mono Poste
Distancia entre filas	7,22 m
Diseñado para módulos	BIFACIAL
Altura del punto más bajo	0,5 m
Distancia entre módulos en la dirección axial	20,0 mm

Strings por estructura	Módulos por estructura	Longitud	Cantidad
1	2V	18,5 m	337

Tabla 22: Estructura fija

CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DE LOS PANELES:

La temperatura del módulo fotovoltaico está influenciada principalmente por la temperatura ambiente y la radiación solar recibida. Cuanto más altas sean estas dos variables, mayor será la temperatura del módulo. Sin embargo, es importante tener en cuenta que altas temperaturas pueden reducir el rendimiento de los módulos fotovoltaicos, lo que a su vez afectará la producción de energía eléctrica de la planta. Es por ello que en este apartado se detalla el cálculo de las temperaturas máximas y mínimas a las que operará el módulo.

La fuente de información meteorológica utilizada en este apartado es la NASA POWER Database. Esta base de datos se basa en registros meteorológicos y proporciona datos horarios de temperatura con un horizonte temporal de 20 años.

FUENTE METEOROLÓGICA	
Fuente	NASA/POWER CERES/MERRA2 Native Resolution Hourly Data
Variable obtenida	T2M MERRA-2 Temperature at 2 Meters (C)
Resolución	Horaria
Latitud	39,81827
Longitud	3,092
Altitud	44,4 m
Fecha inicio de datos	1/1/2003
Fecha fin de datos	20/5/2023

Tabla 23: Información tabla NASA POWER

- Temperatura mínima: 5,29 °C
- Temperatura máxima: 33,26 °C

Para determinar el impacto de la temperatura en la producción de energía, se emplea la siguiente ecuación:

$$T_{\text{mod}} = T_{\text{amb}} + \frac{NOCT - 20^{\circ}\text{C}}{800} * G$$

Ecuación 6: Temperatura del Módulo

Donde;

- T_{mod} : Temperatura del módulo
- T_{amb} : Temperatura ambiente.

- NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Se trata de la temperatura a la que se espera que opere el módulo fotovoltaico.
- G: Representa la radicación solar efectiva en el módulo. Se mide en W/m^2 .

Para la temperatura mínima del módulo se considerará la temperatura mínima ambiente y un valor de G de $1000 W/m^2$. Para la temperatura máxima del módulo se considerará la temperatura máxima ambiente y un valor de G de $250 W/m^2$. Ambos valores de irradiancia se han obtenido a partir de la simulación de PVSyst. A continuación, se recogen los resultados en la siguiente tabla.

TEMPERATURA DEL MÓDULO		
Temperatura máxima del módulo	[°C]	59,51
Temperatura mínima del módulo	[°C]	11,85

Tabla 24: Temperatura del módulo

Se puede apreciar que ambas temperaturas se encuentran dentro del rango de operación establecido en la hoja de características del módulo: $-40-85\text{ °C}$.

DIMENSIONADO DE LOS STRINGS: NÚMERO DE MÓDULOS EN SERIE.

En esta sección se calculará el número de módulos conectados en serie, de manera que se cumplan las restricciones de operación que se expondrán más adelante. Para ello, se considerarán los parámetros del módulo RSM132-8-700BHDG y del inversor:

CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO		
Potencia unitaria	[W]	700
Tensión en punto de máxima potencia - V_{MPP}	[V]	41,3
Corriente en el punto de máxima potencia - I_{MPP}	[A]	17
Tensión en circuito abierto - V_{OC}	[V]	49,8
Corriente de cortocircuito - I_{SC}	[A]	17,82
Eficiencia	[%]	22,59
Temperatura de funcionamiento	[°C]	[-40, 85]
Tensión máxima del sistema	[V]	1.500
Coefficiente de temperatura de la potencia máxima	[%/°C]	-0,24
Coefficiente de temperatura de V_{OC}	[%/°C]	-0,22
Coefficiente de temperatura de I_{SC}	[%/°C]	0,047

CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO		
Temperatura nominal de operación	[°C]	43 ± 2

Tabla 25: Características del módulo

CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR - INPUT		
Tensión máxima de entrada	[V]	1500
Intensidad máxima por MPPT	[A]	35
Intensidad máxima de cortocircuito por MPPT	[A]	50
Tensión de arranque	[V]	500
Tensión de funcionamiento MPPT	[V]	860-1300
Tensión nominal de entrada	[V]	1160
Nº de MPPT		12

Tabla 26: Características del inversor

El string debe cumplir ciertas restricciones impuestas por las necesidades del sistema y el inversor. En este caso, las restricciones del modelo empleado son las siguientes:

- **Tensión máxima del sistema:** La tensión máxima del sistema en cualquier condición no debe superar los 1500 V. Esto asegura que la tensión del sistema esté dentro de los límites seguros establecidos para el funcionamiento adecuado y la protección del sistema y el inversor.
- **Tensión de arranque:** La tensión en condiciones de operación normales debe ser superior a la tensión de arranque del inversor para cualquier condición de temperatura. En este caso, la tensión de arranque del inversor se establece en 500 V. Esto garantiza que la tensión del sistema sea suficiente para permitir el arranque y el funcionamiento correcto del inversor, incluso en condiciones de temperatura adversas.
- **Intensidad máxima admisible del inversor:** La intensidad del sistema en cualquier condición no debe superar la intensidad máxima admisible del inversor por entrada (input). Esta restricción se establece para asegurar que la corriente en el sistema no exceda los límites de seguridad del inversor y se mantenga dentro de su capacidad de manejo.

Por otro lado, las ecuaciones que rigen el comportamiento térmico del módulo son las siguientes:

- Tensión del módulo en su punto de máxima potencia:

$$V_{MPP} = V_{MPP\ STC} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_{mód} - 25)]$$

Ecuación 7: Tensión del módulo en su punto de máxima potencia

- Intensidad del módulo su punto de máxima potencia

$$I_{MPP} = I_{MPP\text{-}STC} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{mód} - 25)]$$

Ecuación 8: Intensidad del módulo en su punto de máxima potencia

- Tensión del módulo en circuito abierto

$$V_{OC} = V_{OC\text{-}STC} \cdot [1 + \beta \cdot (T_{mód} - 25)]$$

Ecuación 9: Tensión del módulo en circuito abierto

- Intensidad del módulo en circuito abierto

$$I_{SC} = I_{SC\text{-}STC} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{módulo} - 25)]$$

Ecuación 10: Intensidad del módulo en circuito abierto

Donde;

- $V_{MPP\text{-}STC}$: Se trata de la tensión del módulo en el punto de máxima potencia en condiciones estándar: **41,3 V**
- $I_{MPP\text{-}STC}$: Es la intensidad en el punto de máxima potencia en condiciones estándar: **17 A**.
- $V_{OC\text{-}STC}$: Se trata de la tensión del módulo en circuito abierto en condiciones estándar: **49,8 V**.
- $I_{SC\text{-}STC}$: Intensidad del módulo en cortocircuito en condiciones estándar: **17,82 A**.
- β : Es el coeficiente que expresa la variación de la tensión en circuito abierto frente a un cambio de temperatura de célula con respecto a la temperatura STC, 25 °C: - **0,22 %/°C**.
- γ : Es el coeficiente que expresa la variación de la tensión en el punto de máxima potencia frente a un cambio de temperatura en la célula con respecto a la temperatura STC.
- α : Finalmente, es el coeficiente que expresa la variación de la intensidad de cortocircuito frente a un cambio de temperatura de célula con respecto a la temperatura STC, 25 °C: **0,047 %/°C**.

A continuación, se va a analizar cuatro casos diferentes, segmentados en dos condiciones de operación:

- Punto de máxima potencia a máxima temperatura:
- Punto de máxima potencia a mínima temperatura:
- Punto de máxima tensión condiciones de temperatura mínima y circuito abierto, cuando la intensidad es de 0 A.
- Punto de máxima tensión condiciones circuito abierto, y temperatura de 0 °C.

Resultados y conclusiones:

A continuación, se va a calcular las diferentes tensiones a partir del número de módulos conectados en serie. Los valores que respeten las tensiones en las cuatro condiciones de operación serán aquellos que se consideren válidos.

En la siguiente tabla se recoge las tensiones obtenidas en función del número de módulos conectados en serie.

ELECCIÓN MÓDULOS/STRING				
Ns	V : [860-1300]	V: [860-1300]	V: [500-1500]	V: [500-1500]
	V MPPT (T MIN)	V MPPT (T MAX)	V OC (T MIN I)	V OC (T MIN II)
1	43,78	38,50	51,41	52,54
...
5	213,79	192,49	257,06	262,70
6	256,55	230,99	308,47	315,23
7	299,31	269,49	359,88	367,77
8	342,06	307,99	411,29	420,31
9	384,82	346,49	462,70	472,85
10	427,58	384,99	514,12	525,39
11	470,34	423,49	565,53	577,93
12	513,10	461,99	616,94	630,47
13	555,85	500,49	668,35	683,01
14	598,61	538,98	719,76	735,55
15	641,37	577,48	771,17	788,09
16	684,13	615,98	822,59	840,62
17	726,89	654,48	874,00	893,16
18	769,64	692,98	925,41	945,70
19	812,40	731,48	976,82	998,24
20	855,16	769,98	1028,23	1050,78
21	897,92	808,48	1079,64	1103,32
22	940,68	846,98	1131,06	1155,86
23	983,44	885,47	1182,47	1208,40
24	1026,19	923,97	1233,88	1260,94
25	1068,95	962,47	1285,29	1313,48
26	1111,71	1000,97	1336,70	1366,01

27	1154,47	1039,47	1388,11	1418,55
28	1197,23	1077,97	1439,53	1471,09
29	1239,98	1116,47	1490,94	1523,63
30	1282,74	1154,97	1542,35	1576,17
31	1325,50	1193,46	1593,76	1628,71
32	1368,26	1231,96	1645,17	1681,25
33	1411,02	1270,46	1696,58	1733,79
34	1453,77	1308,96	1748,00	1786,33
35	1496,53	1347,46	1799,41	1838,87
36	1539,29	1385,96	1850,82	1891,40
37	1582,05	1424,46	1902,23	1943,94
38	1624,81	1462,96	1953,64	1996,48
39	1667,56	1501,46	2005,05	2049,02
40	1710,32	1539,95	2056,47	2101,56
41	1753,08	1578,45	2107,88	2154,10
42	1795,84	1616,95	2159,29	2206,64
43	1838,60	1655,45	2210,70	2259,18
44	1881,35	1693,95	2262,11	2311,72
45	1924,11	1732,45	2313,52	2364,26

Tabla 27: Elección del número de módulos por string

Como se puede apreciar, las condiciones de las tensiones se cumplen desde los 23 módulos solares hasta los 28. En este proyecto, se ha realizado el diseño con **28** módulos conectados en serie.

Dimensionado del String Box.

Un string Box es un componente de la instalación cuya función cumple con proteger y conectar los strings de los módulos solares. Para la determinación del número de strings que se conecta a la caja, se debe tener en cuenta una serie de consideraciones que se exponen a continuación:

- En primer lugar, la tensión admisible de la caja debe ser mayor que la de los strings que recoge.

$$V_{DC \text{ máx String box}} \geq V_{strings}$$

- En segundo lugar, el número máximo admisible de strings por caja debe ser mayor que el número de strings conectado por caja.

$$N^{\circ}_{\text{máx string admisibles}} \geq N^{\circ}_{\text{string por DC box}}$$

- Cada string debe operar siempre por debajo de su intensidad máxima permitida de funcionamiento.

$$I_{\text{máx de cada string}} \geq I_{\text{string}}$$

En este proyecto, debido al tipo de inversor que se ha escogido, no será necesario el uso de este elemento, ya que el inversor Sungrow250HX está diseñado para hacer la conexión directa entre los strings y el propio inversor.

NÚMERO DE STRINGS POR INVERSOR.

El número de strings que un inversor puede soportar está determinado por la limitación de corriente admisible del inversor.

Es importante tener en cuenta que una sobretensión puede causar daños en el inversor, ya que, si se conectara un número mayor de cajas de lo recomendado por la limitación de intensidad, resultaría en una reducción del rendimiento del sistema. En estas desfavorables condiciones, el inversor establece el punto de operación en un nivel de corriente más bajo, alejándose del punto de máxima potencia. Este fenómeno se conoce como "derating" y puede afectar la producción de energía del sistema fotovoltaico. Por lo tanto, es fundamental respetar las recomendaciones de intensidad límite del inversor.

Una vez establecido este criterio, se estudiarán dos casos límite: intensidad en operación e intensidad en cortocircuito, teniendo en cuenta en ambos la máxima temperatura.

Volviendo a la ecuación 5 y a la ecuación 7:

$$I_{MPP} = I_{MPP\ STC} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{mód} - 25)]$$

$$I_{SC} = I_{SC\ -\ STC} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{módulo} - 25)]$$

Debido a que la conexión del inversor es en paralelo, la tensión es constante, mientras que la intensidad es proporcional al número de strings. En la siguiente tabla se recoge las características del inversor empleado.

PARÁMETROS INVERSOR		
I MPP admisible/MPPT	[A]	35,00
I SC admisible/MPPT	[A]	50,00
PARÁMETROS STRING		
Intensidad MPPT - STC	[A]	17

Intensidad en cortocircuito - STC	[A]	17,82
α (I SC)	[%/K]	0,05%

Tabla 28: Parámetros del inversor y string

La siguiente tabla recoge los resultados en función del número de strings/MPPT empleando las fórmulas de las ecuaciones 5 y 7:

Número de strings/MPPT	IMPP Tmáx	ISC Tmáx
1	17,23	18,06
2	34,46	36,12
3	51,68	54,18
4	68,91	72,24
5	86,14	90,30

Tabla 29: Número de strings/MPPT

Como se puede observar, la limitación de intensidad establece que el número de strings por MPPT sean 2.

Considerando que cada inversor cuenta con 12 trackers MPPT (Maximum Power Point Tracker), y que cada MPPT dispone de hasta 2 entradas, se establece un límite máximo de 24 strings en total por inversor.

En la instalación hay un total de 337 strings, con lo cual, el número mínimo de inversores debe ser $337/24= 14$ inversores. Por lo tanto, el número de inversores conectados deberá estar comprendido entre 14 y 24.

Para determinar el número definitivo de inversores en la instalación, se detalla el cálculo en el apartado de Cumplimiento del código de red, según lo establecido en el Reglamento UE 631-2016.

Conclusión y Resultado:

Según el cálculo anteriormente descrito, se determina que se necesitarán un total de 22 inversores. Cada uno de estos inversores estará conectado a 15 o 16 strings, abarcando los 377 strings de la instalación.

A continuación, se expone una tabla detallando la distribución de inversores:

CT	INVERSOR	NÚMERO DE RECINTO
----	----------	-------------------

CT	INVERSOR	NÚMERO DE RECINTO
Transformador 1	Inversor 1-1	1
	Inversor 1-2	1
	Inversor 1-3	1
	Inversor 1-4	1
	Inversor 1-5	1
	Inversor 1-6	1
	Inversor 1-7	1
	Inversor 1-8	1
	Inversor 1-9	1
	Inversor 1-10	1
	Inversor 1-11	1
	Inversor 1-12	1
	Inversor 1-13	1
	Inversor 1-14	1
	Inversor 1-15	1
	Inversor 1-16	1
	Inversor 1-17	1
	Inversor 1-18	1
	Inversor 1-19	1
	Inversor 1-20	1
	Inversor 1-21	1
	Inversor 1-22	1

Tabla 30: Distribución de inversores

CUMPLIMIENTO DEL CÓDIGO DE RED:

Es imprescindible que la instalación cumpla con los requisitos establecidos en la normativa vigente, según lo descrito en la Norma Técnica de Supervisión (en adelante, NTS), para garantizar la conformidad de los módulos de generación de electricidad (MGE) con el Reglamento UE 2016/631. Los requisitos se encuentran explicados en los artículos 13, 14, 15, 16, 20, 21 y 22:

- **Regulación de frecuencia:** Los módulos de generación deberán ser capaces de estar conectados a red respetando el rango de frecuencia, así como los periodos de tiempo.
- **Respuesta frente a huecos de tensión:** Se establece un tiempo máximo de 250 milisegundos para soportar huecos o caídas de tensión. También se deberá especificar un perfil de tensión en función del tiempo, entre otros requisitos detallados en el artículo 14.

- **Regulación potencia-frecuencia:** El generador de electricidad debe ser capaz de activar reservas de regulación potencia-frecuencia dentro del rango de frecuencias 49,8 y 49,5 Hz.
- **Funcionamiento en isla:** El módulo de generación de electricidad deberá poder trabajar de manera independiente desconectado de la red eléctrica, respetando los límites de frecuencia y de tensión.
- **Estabilidad de tensión y Capacidad de potencia reactiva:** El gesto de red podrá especificar la cantidad de potencia reactiva necesaria para los módulos, así como los requisitos del suministro de esta.

Conforme a lo establecido en la NTS, existen 4 tipos de MGE:

- **Tipo A:** Tensión de conexión inferior a 110 kV y capacidad máxima entre 0,8 kW y 100 kW.
- **Tipo B:** Tensión de conexión inferior a 110 kV y capacidad máxima entre 100 kW y 5 MW.
- **Tipo C:** Tensión de conexión inferior a 110 kV y capacidad máxima entre 5 MW y 100 MW.
- **Tipo D:** Tensión de conexión igual o superior a 110 kV o capacidad máxima superior a 50 MW.

Según esta clasificación, el proyecto PSFV ALCUDIA se clasifica como tipo C.

Siendo estos criterios los necesarios para seleccionar equipos y dimensionar la planta, uno de los requisitos limitantes relacionado con el dimensionamiento de los inversores es la capacidad de potencia reactiva, establecida en el Reglamento UE y detallada en la sección 5.7 de la Norma Técnica de Supervisión (NTS): “Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima y por debajo de la capacidad máxima”.

Potencia en el Punto de Conexión.

A continuación, se establece el valor límite en el POI (Point Of Injection): La instalación debe ser capaz de inyectar un máximo de potencia reactiva igual al 30 % de la potencia nominal.

$$Q_{necesaria} = P_{POI} \times 30\%$$

Ecuación 11: Energía en el punto de conexión

En la siguiente tabla se muestran los datos de energía a inyectar en el punto de conexión:

ENERGÍA EN EL PUNTO DE CONEXIÓN (POI)		
Potencia nominal POI	[kW]	5.000
Potencia reactiva POI ($0,3 \cdot P$)	[kVAr]	1.500
Potencia aparente en POI	[kVA]	5.220
Factor de potencia en POI	[-]	0,9578

Tabla 31: Energía en el punto de conexión

Estimación de Pérdidas.

Para poder realizar el dimensionamiento de los inversores, es necesario estimar las pérdidas del sistema. Estas pérdidas se producen principalmente en:

- Cableados de corrientes alterna y continua en baja tensión.
- Centro de transformación.
- Cableados de corrientes alterna y continua en alta tensión.

Las pérdidas de la instalación se calculan a través del sistema software DIgSILENT®.

Dado que existe posibilidad de que la planta sufra modificaciones durante su tramitación, se ha decidido basar las pérdidas en los valores de referencia en lugar de realizar un modelado específico de esta instalación. Tras realizar el análisis en diversas instalaciones, se ha observado que, al operar con la exigencia de máxima potencia reactiva, las pérdidas en el sistema entre los inversores y el punto de conexión a la red suelen oscilar entre el 10 % y el 12 %.

Dimensionamiento de los Inversores.

ENERGÍA EN EL PUNTO DE CONEXIÓN (POI)		
Potencia nominal POI	[kW]	5.000
Potencia reactiva POI ($0,3 \cdot P$)	[kVAr]	1.500
Potencia aparente en POI	[kVA]	5.220
CONDICIONES DE CÁLCULO		
Temperatura de diseño	[°C]	30
Potencia del inversor a la temperatura de diseño	[kVA]	250
POTENCIA DE INVERSORES		
Factor de sobredimensionamiento	[%]	12,00 %
Potencia aparente necesaria en inversores	[MVA]	5,54
Número de inversores necesarios	-	22
Potencia de aparente final inversores	[MVA]	5,54

Tabla 32: Dimensionamiento de los inversores

Como se puede ver, el número de inversores mínimo necesario es 22, siguiendo el criterio de potencia. Por ello, la instalación contará con 22 inversores Sungrow 250HX, cuyas características se muestran a continuación:

DATOS GENERALES		
Fabricante		Sungrow
Modelo		SG250HX
Potencia nominal	[kVA]	250 @ 30 °C
Dimensiones	[mm]	1051 x 660 x 363
Grado de protección IP		66
Temperatura de funcionamiento	[°C]	[-30, 60]

OUTPUT		
Potencia a 30 °C	[kVA]	250
Potencia a 40 °C	[kVA]	225
Configuración de salida		3W + PE
Tensión de salida	[V]	800
Intensidad máxima a 25 °C	[A]	180,5
Frecuencia	[Hz]	50
Factor de potencia		0,8 LG - 0,8 LD
Distorsión armónica máxima (IEEE519)	[%]	3

Tabla 33: Datos generales

En una planta solar, se presentan potencias reactivas, ya sean inductivas o capacitivas, debido a la presencia de los siguientes elementos:

- Subestaciones.
- Centros de transformación 20/0,8 kV.
- Transformadores de servicios auxiliares.
- Conductores de alta tensión.
- Inversores.
- Baterías de condensadores.

Para minimizar las pérdidas de energía, se debe compensar la potencia reactiva teniendo en cuenta un factor mínimo de 0,95. Con esto, se calcula a continuación la potencia aparente sobredimensionada que debe generar la instalación para satisfacer las necesidades de producción, y cumplir con los requisitos del punto de acceso y conexión. De esta manera, se evita la necesidad instalar baterías de condensadores.

$$S_{GENERACIÓN (FP 0,95)} = 5 MWn * (1 + 12\%) = 5,54 MWn$$

Ecuación 12: Cálculo de la potencia aparente con un factor de sobredimensionamiento del 12%

CÁLCULO DEL CABLEADO

En este apartado se procede a calcular la sección de los conductores de aluminio y cobre que configuran el sistema de cableado de corriente de la instalación. Desde los 337 strings hasta la línea de media tensión.

Para este apartado, se sigue el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión (REBT).

Condiciones de Cálculo CC: Potencia, Tensión e Intensidad de Transporte.

Las condiciones de cálculo se establecen considerando las condiciones de operación más desfavorables. Estas se alcanzan en el punto de máxima potencia (MPP). En este escenario, no se considerará el circuito abierto o cortocircuito, ya que en el primer caso no hay paso de corriente, y el segundo caso ocurre en condiciones anómalas de funcionamiento en las cuales los dispositivos de protección eléctrica actuarían.

De acuerdo con las regulaciones establecidas, la corriente de cálculo no debe ser inferior al 125% de la corriente máxima del generador.

Por todo esto, las condiciones de cálculo son las siguientes:

- Potencia de cálculo: P_{MPP}
- Tensión de cálculo: V_{MPP}
- Intensidad de cálculo: I_{MPP}

Método de Instalación y Agrupamiento.

El método de instalación del cableado tiene un impacto en la corriente admisible del conductor: tanto la falta de refrigeración como la proximidad entre los conductores afectan a la intensidad admisible del conductor. Por este motivo es se deben aplicar los factores de corrección apropiados.

Se consideran dos métodos de instalación: instalación al aire libre e instalación bajo zanja. La situación más desfavorable se presenta con el segundo tipo. Considerando la norma ITC-BT-

19 Tabla C.52.3 UNE-HD 60364-5-52, se muestra en la siguiente tabla el coeficiente de reducción que debe aplicarse cuando se instala más de un conductor por tubo.

Disposición de cables contiguos	Número de circuitos o cables multiconductores								
	1	2	3	4	6	9	12	16	20
Empotrados	1,0	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4

Tabla 34: Factor de corrección según el número de cables contiguos

Además del factor de corrección mostrado, se debe aplicar otro factor de reducción en función del número de capas por zanja, según : ITC-BT-19.

Nº de capas	2	3	4 o 5	6 a 8	9 o más
Factor	0,80	0,73	0,70	0,68	0,66

Tabla 35: Factor de corrección según el número de capas

Otros Factores de Corrección.

Temperatura:

Además del tipo de instalación, la temperatura también afecta a la intensidad admisible del conductor. Por ello se debe aplicar el siguiente factor de corrección considerando el tipo de aislamiento del cable. En la siguiente tabla se muestran los diferentes factores de corrección en función de la temperatura, según la tabla A.52-D2-UNE 20460-5-523:

Temperatura del terreno [°C]	Aislamiento	
	PVC	XLPE / EPR
10	1,16	1,11
15	1,11	1,08
20	1,06	1,05
25	1,00	1,00
30	0,95	0,97
35	0,88	0,93
40	0,81	0,86
45	0,75	0,83
50	0,66	0,79
55	0,58	0,74
60	0,47	0,68
65	-	0,62
70	-	0,55
75	-	0,48
80	-	0,39

Tabla 36: Factor de corrección por temperatura

Resistividad del terreno:

La resistividad térmica del terreno se determinará con el estudio geotécnico previo a la construcción de la instalación. Si el terreno tuviera una resistividad térmica diferente a 2,5 K·m/W, se deberá aplicar un factor de reducción, según lo que muestra la siguiente tabla B.52.16 de la UNE-HD 60364-5-52:

R térmica [K·m/W]	0,5	0,7	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
En conductores enterrados	1,28	1,20	1,18	1,10	1,05	1,00	0,96
Enterrados directamente	1,88	1,62	1,50	1,28	1,12	1,00	0,90

Tabla 37: Factor de corrección por resistividad del terreno

Método de Cálculo de la Sección del Conductor CC:

Existen dos criterios para determinar la sección mínima del conductor:

- Por un lado, la intensidad admisible del conductor debe ser mayor que la intensidad de transporte de cálculo en un 125%.
- La caída de tensión que se da desde la salida del string hasta el inversor, debe ser tal que las pérdidas por el efecto Joule sean menores al 0,5% en condiciones de máxima operación: V_{MPP}

Criterio de la Intensidad Admisibile:

Con lo explicado en el apartado anterior, se formula el criterio de la intensidad admisible de la siguiente manera:

$$I_{ADM} \cdot F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \cdot F_4 \geq 1,25 \cdot I_{MPP}$$

Ecuación 13: Criterio de la Intensidad Admisibile

Donde:

- I_{MPP} : Intensidad admisible por el conductor empleado de acuerdo con su tipología y sección: 16, 77 A.
- F_1 : Coeficiente de reducción por método de instalación (número de conductores).
- F_2 : Coeficiente de reducción por método de instalación (número de capas).
- F_3 : Coeficiente de reducción por temperatura del terreno.
- F_4 : Coeficiente de reducción por resistividad térmica del terreno.
- I_{MPP} : Intensidad en el punto de máxima potencia del módulo solar fotovoltaico.

En este caso se considerará enterrado, una temperatura de 25°C y una resistividad térmica del terreno de 2,5 K·m/W. La intensidad admisible se obtiene de la hoja de características del cable seleccionado: Prysmian RV-K 0,6/ 1 kV:

Sección nominal [mm ²]	Intensidad admisible [A]
6	44,00
10	58,00
16	75,00
25	96,00

Tabla 38: Intensidad admisible según la sección del cable

Se ha calculado en la siguiente tabla las Intensidades mínimas admisibles combinando todos los factores posibles F1 y F2.

I _{adm} (A)	26,20	32,75	37,43	37,43	43,67	52,41	52,41	65,51	65,51
	28,72	35,89	41,02	41,02	47,86	57,43	57,43	71,79	71,79
	29,95	37,43	42,78	42,78	49,91	59,89	59,89	74,87	74,87
	30,83	38,53	44,04	44,04	51,38	61,65	61,65	77,07	77,07
	31,76	39,70	45,37	45,37	52,94	63,52	63,52	79,40	79,40

Tabla 39: Intensidad admisible

Las casillas en verde representan las intensidades cubiertas con una sección de 10 mm² o superior. El límite se encuentra con 3 capas (F= 0,73) y 9 (F=0,5) conductores juntos. En ningún caso se superarán estos límites, por lo que la sección de 10 mm² se considera válida.

Criterio de Caída de Tensión:

La caída de tensión tiene que ser tal que las pérdidas por el efecto Joule sean menores al 0,5% en condiciones de máxima operación. Se calculan con la siguiente expresión conociendo la longitud del tramo, la sección y la resistividad del conductor, así como la intensidad que circula:

$$\Delta V = 2 \cdot \rho_{Cu} \cdot I_{MPP} \cdot L \cdot S^{-1} \Rightarrow S_{mínima} = 2 \cdot \rho_{Cu} \cdot I_{MPP} \cdot L \cdot \Delta V_{máxima}^{-1}$$

Ecuación 14: Caída de tensión y Sección Mínima

Donde:

- ΔV : Caída de tensión expresada en V. Esta información se encuentra en la hoja de características del cable, que se refleja en la tabla de abajo.
- ρ_{Cu} : Es la resistividad del cobre: 0,017 Ω mm²/m.

- L: Longitud del circuito expresada m.
- S: Sección del conductor (mm^2).
- I_{MPP} : Intensidad en el punto de máxima potencia del módulo solar: 16, 77 A.

Resultados:

En la siguiente tabla se encuentra los cables necesarios junto con la sección y la longitud a emplear. Las longitudes se encuentran en el Anexo del listado de cables.

MÓDULOS A STRING	
CONDUCTOR	Longitud [m]
Cobre de $2 \times (1 \times 10 \text{mm}^2)$	8.186,41
INVERSOR A CT	
CONDUCTOR	Longitud [m]
Aluminio de $3 \times (1 \times 185 \text{mm}^2)$	5.147 m
CABLE DE MEDIA TENSIÓN	
CONDUCTOR	Longitud [m]
Aluminio $6 \times (1 \times 150 \text{mm}^2)$	792 m

Tabla 40: Longitud del cableado

CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA

El sistema de conexión a tierra asegura la limitación del potencial de los materiales considerados como masas, a la vez que asegura el correcto funcionamiento de las protecciones eléctricas. Este sistema actúa como una vía de descarga para la energía transmitida por los rayos, y es importante destacar su papel en la seguridad de las personas que se encuentran en las instalaciones. Sus funciones principales son las siguientes:

- Dirigir las corrientes que puedan surgir hacia el terreno, proporcionando así un circuito de baja resistencia que protege a los elementos de la instalación y las personas que se encuentren en ella.
- Establecer un potencial de referencia constante para evitar diferencias de potencial entre diferentes puntos.

Los sistemas de conexión a tierra deben ser ajustados una vez se haya realizado un estudio geotécnico del terreno de la construcción, ya que como se puede apreciar en la tabla a continuación, la resistividad del terreno varía en función de su composición y características naturales:

Naturaleza del terreno	Resistividad en Ohmios x metro
Terrenos pantanosos	Hasta 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silicea	200 a 3.000
Suelo pedregoso o cubierto de césped	300 a 500
Calizas	100 a 5.000
Pizarras	50 a 300
Granitos y gres alterados	1.500 a 10.000
Hormigón	2.000 a 3.000
Basalto o grava	3.000 a 5.000

Tabla 41: Resistividad según el tipo de terreno

Para calcular la puesta a tierra del centro de transformación de la instalación se usará el “Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para Centros de Transformación conectados a Redes de Tercera categoría”, editado por UNESA (Unión Española de Entidades Aseguradoras y Reaseguradoras). Dicho método consiste en lo siguiente:

- Realizar una investigación de las características del terreno.
- Investigar las corrientes máximas que pueden ser inducidas a tierra.
- Establecer la geometría del electrodo en función del diseño requerido.
- Calcular el valor de resistencia de puesta a tierra requerida.
- Comprobar que las tensiones de paso y de contacto cumplen con las condiciones de seguridad.

Inversores y Centro de Transformación.

La conexión a tierra de los inversores seguirá en todo momento las indicaciones del fabricante del inversor, las cuales se encuentran en la hoja de características de este. Para llevar a cabo una correcta instalación de puesta a tierra, se utilizarán preferiblemente conductores de hilo fino prensado con terminales. El calibre del conductor se seleccionará de acuerdo con la normativa local y las recomendaciones basadas en la potencia del inversor específico utilizado en el sistema.

El centro de transformación de la instalación estará conectado a tierra instalando previamente un electrodo de puesta a tierra. A dicho electrodo, se conectará un anillo de distribución y el CT. La sección del conductor deberá ser mayor a 50 mm^2 para asegurar una baja resistencia de tierra.

Pararrayos y Estación Meteorológica

Se colocará un pararrayos en el centro de transformación de la planta, en el edificio de operación y en el de mantenimiento. Los conductores de puesta a tierra de los pararrayos se conectarán a través de un conductor de puesta a tierra a la red de puesta a tierra. De la misma manera, se hará lo mismo con la estación meteorológica.

CÁLCULOS ELECTROMAGNÉTICOS.

Para realizar los cálculos apropiados, se tomará como normativa de referencia el documento emitido por el organismo ICNIRP (International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection), cuyo nombre es “*ICNIRP Guideliness for limiting exposure to time-varying electric and magnetic fields (1HZ – 100 kHz)*”. Además de este documento se tendrá en cuenta la normativa impuesta en el R.D. 1066/2001.

El valor límite recomendado de exposición a campos electromagnéticos según el RD. 1066/2001 es de 0,1 mT.

El valor límite recomendado de exposición a campos electromagnéticos variables según el organismo ICNIRP se puede ver en la tabla número 4 de dicho documento, la cual se adjunta a continuación:

Table 4. Reference levels for general public exposure to time-varying electric and magnetic fields (unperturbed rms values).

Frequency range	E-field strength E (kV m ⁻¹)	Magnetic field strength H (A m ⁻¹)	Magnetic flux density B (T)
1 Hz–8 Hz	5	$3.2 \times 10^3/f^2$	$4 \times 10^{-2}/f^2$
8 Hz–25 Hz	5	$4 \times 10^3/f$	$5 \times 10^{-3}/f$
25 Hz–50 Hz	5	1.6×10^3	2×10^{-4}
50 Hz–400 Hz	$2.5 \times 10^2/f$	1.6×10^2	2×10^{-4}
400 Hz–3 kHz	$2.5 \times 10^2/f$	$6.4 \times 10^2/f$	$8 \times 10^{-2}/f$
3 kHz–10 MHz	8.3×10^{-2}	21	2.7×10^{-3}

Notes:

- f in Hz.

- See separate sections below for advice on non sinusoidal and multiple frequency exposure.

- In the frequency range above 100 kHz, RF specific reference levels need to be considered additionally.

Ilustración 32: Valores de referencia campo electromagnético según ICNIRP

El caso que afecta este proyecto es el de 50 Hz, para el que el límite de un flujo magnético B es de 0,2 mT.

El objetivo de este apartado es justificar las distancias a partir de las cuales se cumplen los límites de flujo magnético recién expuestos.

Consideraciones:

Para el cálculo se considerarán únicamente aquellos elementos que, al trabajar en CA transporten una gran intensidad y el flujo magnético sea mayor. Dichos elementos son:

- Conductores de la línea de evacuación de la planta.
- Los arrollamientos de baja tensión del transformador de la planta.

El flujo magnético B se calculará siguiendo la expresión de Biot-Savart:

$$B = \frac{\mu_0 \cdot I}{2 \cdot \pi \cdot r}$$

Ecuación 15: Flujo Magnético

Siendo:

- B: Es la densidad de flujo magnético a una distancia r de cálculo medida en T.
- μ_0 : Constante de Permeabilidad magnética del vacío, $4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$ H/m.
- I: Corriente eléctrica generadora de campo medida en A.
- r: distancia desde donde circula la corriente al punto x en medida en m.

Resultados:

A continuación, se presentan las tablas que especifican las distancias que deben mantenerse de acuerdo con los diferentes límites mencionados en secciones anteriores:

En la primera tabla se realiza el cálculo del lado de baja del transformador, ya que al ser menor la tensión, la intensidad y la distancia a respetar será mayor.

TRANSFORMADOR		
Potencia de cálculo	kVA	6.750
Tensión de cálculo	V	800
Intensidad de cálculo	A	4871,39
Xcc dispersión (Pcc)		10%
Valor límite CEM	μT	200
Distancia límite	m	0,487
Valor límite CEM	μT	100
Distancia límite	m	0,974
Valor límite CEM	μT	0,4
Distancia límite	m	243,570

Tabla 42: Resultados de los cálculos electromagnéticos I

Conductores de los inversores con el lado de baja del transformador:

LÍNEA CAA BT		
Potencia de cálculo	kVA	6.750
Tensión de cálculo	V	20.000
Intensidad de cálculo	A	194,86
Valor límite CEM	μT	200
Distancia límite	m	0,195
Valor límite CEM	μT	100
Distancia límite	m	0,390
Valor límite CEM	μT	0,4
Distancia límite	m	97,428

Tabla 43: Resultados de los cálculos electromagnéticos II

CONCLUSIONES:

Se considera que los cálculos realizados en las instalaciones del proyecto de la Planta Solar ALCUDIA están suficientemente justificados, respaldados por los planos y documentos adjuntos. El análisis detallado y los cálculos justificativos proporcionan una base sólida para respaldar la viabilidad y eficiencia del proyecto, asegurando que cumpla con los estándares y regulaciones vigentes.

Trabajo de Fin de Grado

Ingeniería Industrial



Anexo 2: Estudio de producción PVSystem.

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: PSFV ALCUDIA

Variante: 2V

Cobertizos, conjunto único

Potencia del sistema: 6605 kWp

Playa de Muro - Spain



Proyecto: PSFV ALCUDIA

Variante: 2V

PVsyst V7.1.1

Fecha de simulación:
22/05/23 18:19
con v7.1.1

Resumen del proyecto

Sitio geográfico	Situación	Configuración del proyecto
Playa de Muro	Latitud 39.82 °N	Albedo 0.20
España	Longitud 3.10 °E	
	Altitud 20 m	
	Zona horaria UTC+1	
Datos meteo		
Playa de Muro		
Meteonorm 7.3 (1991-2010), Sat=100% - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red	Cobertizos, conjunto único	Necesidades del usuario
Orientación campo FV	Sombreados cercanos	Carga ilimitada (red)
Plano fijo	Sombreados lineales	
Inclinación/Azimut 36 / 0 °		
Información del sistema		
Conjunto FV	Inversores	
Núm. de módulos 9436 unidades	Núm. de unidades 22 unidades	
Pnom total 6605 kWp	Pnom total 4950 kWca	
	Proporción Pnom 1.334	

Resumen de resultados

Energía producida 8849 MWh/año	Producción específica 1340 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 70.91 %
Energía aparente 9030 MVAh		

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del horizonte	5
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	6
Resultados principales	7
Diagrama de pérdida	8
Gráficos especiales	9
Evaluación P50 - P90	10



PVsyst V7.1.1

Fecha de simulación:
22/05/23 18:19
con v7.1.1

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Cobertizos, conjunto único			
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos		Modelos usados	
Orientación		Núm. de cobertizos	40 unidades	Transposición	Perez
Plano fijo		Conjunto único		Difuso	Perez, Meteororm
Inclinación/Azimut	36 / 0 °	Tamaños		Circunsolar	separado
		Espaciamiento cobertizos	7.22 m		
		Ancho de colector	2.00 m		
		Proporc. cob. suelo (GCR)	27.7 %		
		Banda inactiva superior	0.02 m		
		Banda inactiva inferior	0.02 m		
		Ángulo límite de sombreado			
		Ángulo límite de perfil	12.0 °		
Horizonte		Sombreados cercanos		Necesidades del usuario	
Altura promedio	3.1 °	Sombreados lineales		Carga ilimitada (red)	
Punto de inyección de red					
Factor de potencia					
Cos(phi) (principal)	0.980				

Características del conjunto FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Risen Energy Co., Ltd	Fabricante	Sungrow
Modelo	RSM132-8-700BHDG	Modelo	SG250HX (PVsyst686)
(Definición de parámetros personalizados)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	700 Wp	Unidad Nom. Potencia	225 kWca
Número de módulos FV	9436 unidades	Número de inversores	22 unidades
Nominal (STC)	6605 kWp	Potencia total	4950 kWca
Módulos	337 Cadenas x 28 En series	Voltaje de funcionamiento	600-1500 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Potencia máx. (=>30°C)	250 kWca
Pmpp	5576 kWp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.33
U mpp	1027 V		
I mpp	5430 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	6605 kWp	Potencia total	4950 kWca
Total	9436 módulos	Núm. de inversores	22 unidades
Área del módulo	29312 m²	Proporción Pnom	1.33
Área celular	25024 m²		

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto		Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC	
Fracción de pérdida	3.0 %	Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	1.5 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Fracción de pérdida	0.8 % en STC
		Uv (viento)	0.0 W/m²K/m/s		
LID - Degradación Inducida por Luz		Pérdida de calidad módulo		Pérdidas de desajuste de módulo	
Fracción de pérdida	2.0 %	Fracción de pérdida	-0.8 %	Fracción de pérdida	2.0 % en MPP
Pérdidas de desajuste de cadenas					
Fracción de pérdida	0.1 %				



PVsyst V7.1.1

Fecha de simulación:
22/05/23 18:19
con v7.1.1

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	20°	40°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.982	0.958	0.931	0.852	0.000

Pérdidas del sistema.

Indisponibilidad del sistema

Frac. de tiempo 2.0 %
7.3 días,
3 períodos

Pérdidas auxiliares

Proporcional a la potencia 3.0 W/kW
0.0 kW del umbral de potencia

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta transfo MV

Voltaje inversor 800 Vca tri
Fracción de pérdida 1.0 % en STC

Inversor: SG250HX (PVsyst686)

Sección de cable (22 Inv.) Alu 22 x 3 x 120 mm²
Longitud media de los cables 89 m

Línea MV hasta inyección

Voltaje MV 20 kV
Cables Alu 3 x 95 mm²
Longitud 600 m
Fracción de pérdida 0.3 % en STC

Pérdidas de CA en transformadores

Transfo MV

Voltaje de Red 20 kV

Pérdidas operativas en STC

Potencia nominal en STC (PNomac) 6015 kVA
Pérdida de hierro (Conexión 24/24) 6.01 kW
Fracción de pérdida 0.1 % en STC
Resistencia equivalente de bobinas 3 x 1.06 mΩ
Fracción de pérdida 1.0 % en STC



PVsyst V7.1.1

Fecha de simulación:
22/05/23 18:19
con v7.1.1

Definición del horizonte

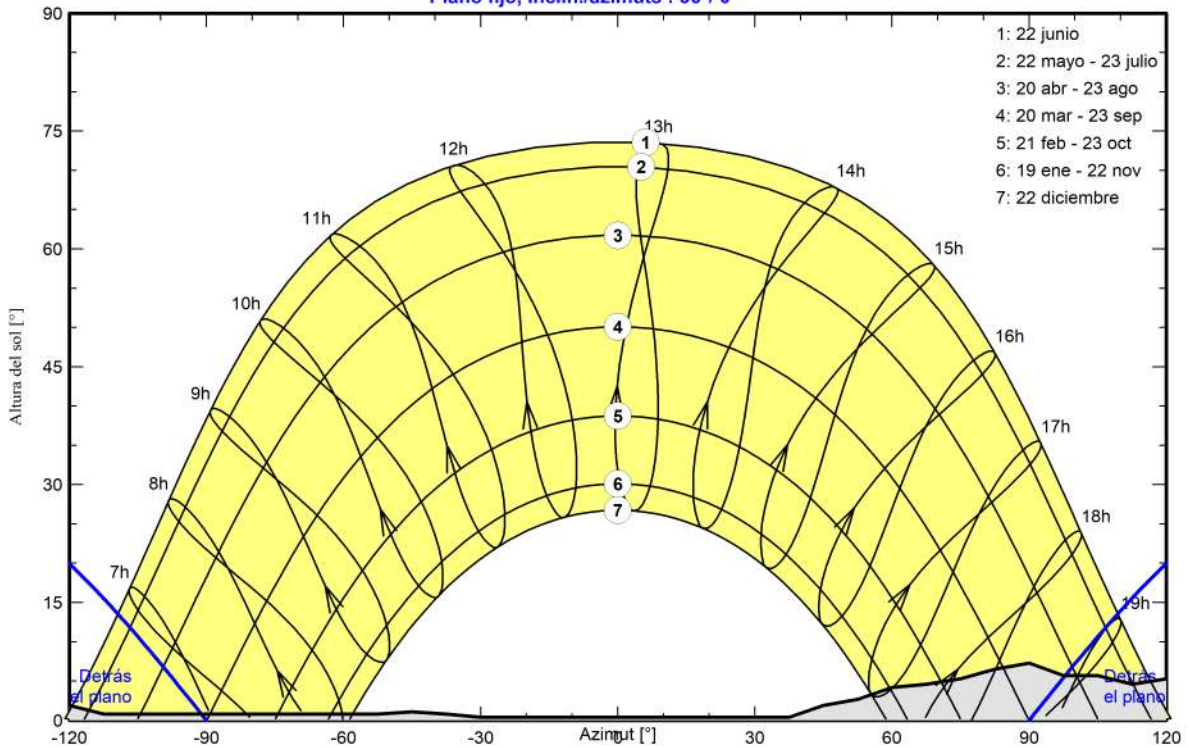
Altura promedio	3.1 °	Factor Albedo	0.96
Factor difuso	0.99	Fracción de albedo	100 %

Perfil del horizonte

Azimut [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-53
Altura [°]	7.3	8.8	9.2	6.9	3.4	1.9	1.9	2.3	1.9	0.8	0.8
Azimut [°]	-45	-38	-30	38	45	53	60	68	75	83	90
Altura [°]	1.1	0.8	0.4	0.4	1.9	2.7	4.2	4.6	5.3	6.5	7.3
Azimut [°]	98	105	113	120	128	135	143	158	165	173	180
Altura [°]	5.7	5.7	4.6	5.3	5.7	6.1	5.7	5.7	4.2	4.6	7.3

Recorridos solares (diagrama de altura / azimut)

Horizon from PVGIS website API, Lat=39°49'5", Long=3°5'49", Alt=20m
Plano fijo, Inclín./azimuts : 36°/ 0°





PVsyst V7.1.1

Fecha de simulación:
22/05/23 18:19
con v7.1.1

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

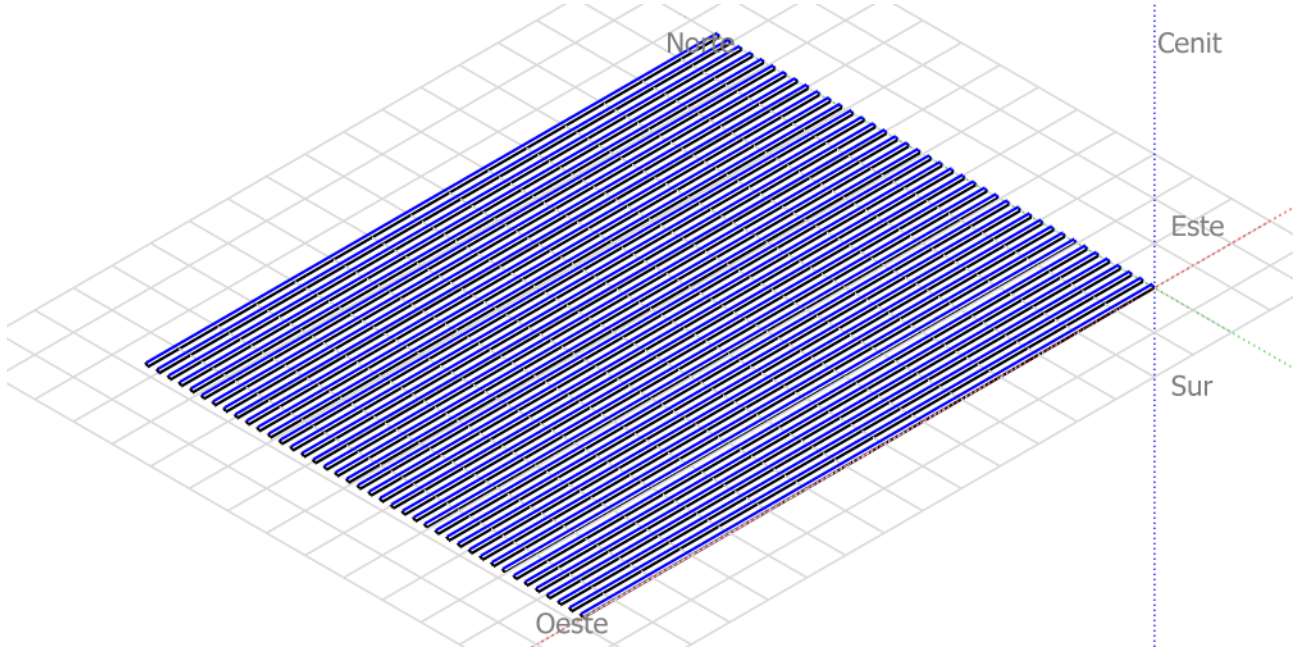
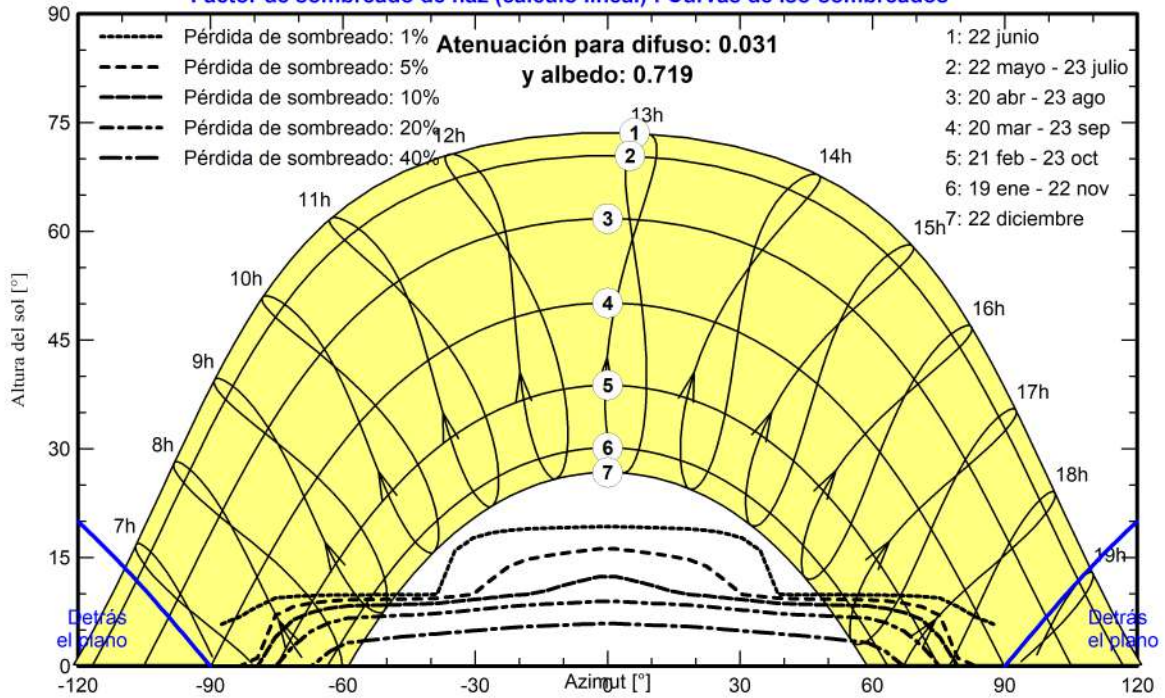


Diagrama de iso-sombreados

PSFV ALCUDIA

Factor de sombreado de haz (cálculo lineal) : Curvas de iso-sombreados





PVsyst V7.1.1

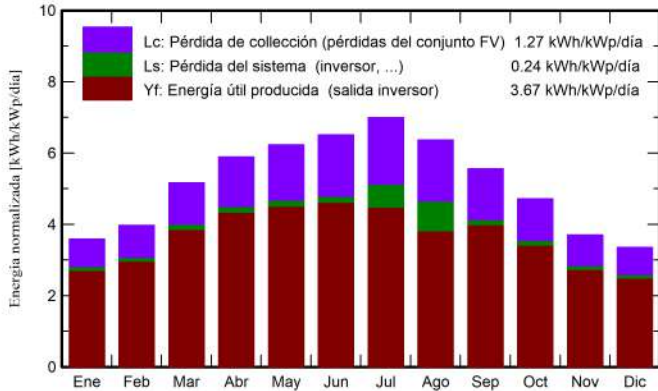
Fecha de simulación:
22/05/23 18:19
con v7.1.1

Resultados principales

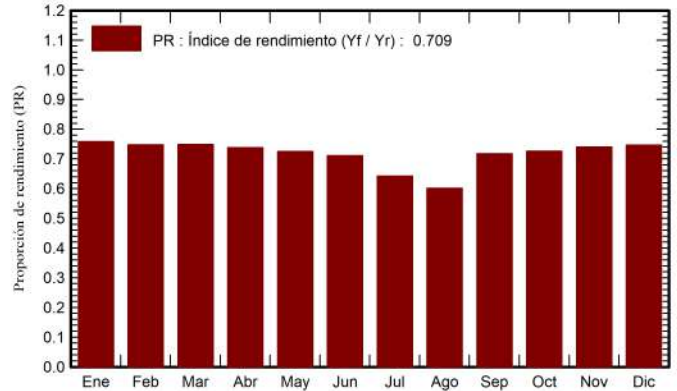
Producción del sistema

Energía producida	8849 MWh/año	Producción específica	1340 kWh/kWp/año
Energía aparente	9030 MVAh	Proporción de rendimiento (PR)	70.91 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	proporción
Enero	66.2	27.88	8.50	111.1	106.1	578	556.2	0.758
Febrero	77.8	37.75	9.14	111.2	105.2	570	549.4	0.748
Marzo	126.4	51.94	12.34	160.0	152.0	821	790.8	0.748
Abril	162.7	67.85	15.07	176.8	167.2	894	861.8	0.738
Mayo	199.2	84.31	19.25	193.1	182.4	959	924.9	0.725
Junio	212.4	82.65	23.75	195.1	184.2	950	916.8	0.711
Julio	229.2	76.38	26.40	216.7	205.0	1051	918.7	0.642
Agosto	188.9	75.77	26.32	197.4	186.8	955	783.8	0.601
Septiembre	142.5	59.72	21.84	166.8	158.1	821	791.1	0.718
Octubre	105.5	45.13	18.80	146.2	138.7	728	701.2	0.726
Noviembre	69.1	31.58	13.22	111.1	105.4	564	543.0	0.740
Diciembre	58.7	27.53	9.75	103.8	98.2	531	511.4	0.746
Año	1638.6	668.50	17.08	1889.3	1789.3	9423	8849.2	0.709

Leyendas

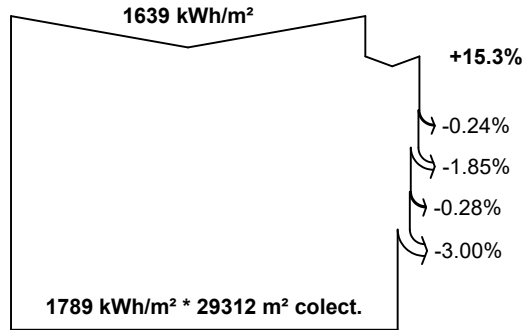
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		



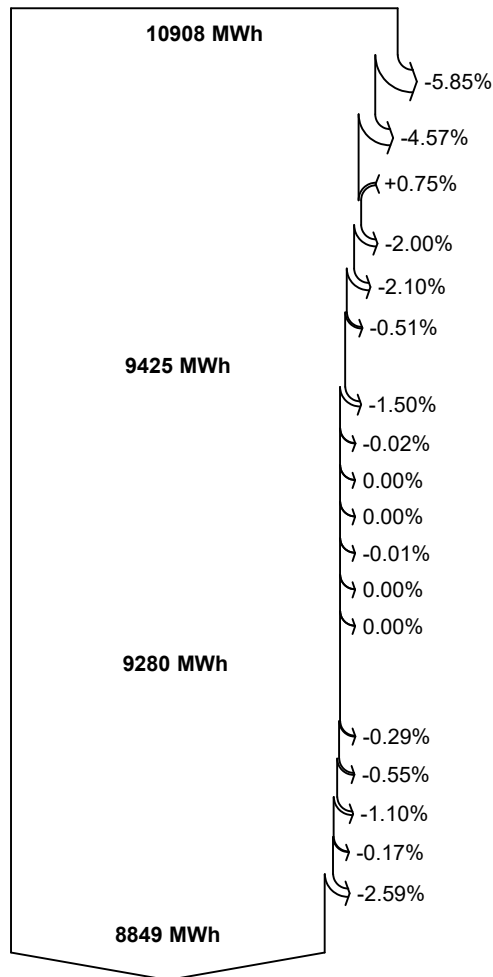
PVsyst V7.1.1

Fecha de simulación:
22/05/23 18:19
con v7.1.1

Diagrama de pérdida



eficiencia en STC = 20.80%



1797 MVAR
9030 MVA

Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

- Sombreados lejanos / Horizonte
- Sombreados cercanos: pérdida de irradiancia
- Factor IAM en global
- Factor de pérdida de suciedad

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

- Pérdida FV debido al nivel de irradiancia
- Pérdida FV debido a la temperatura.
- Pérdida calidad de módulo

LID - Degradación inducida por luz

- Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas
- Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

- Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)
- Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal
- Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima
- Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal
- Pérdida del inversor debido al umbral de potencia
- Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje
- Consumo nocturno

Energía disponible en la salida del inversor

- Auxiliares (ventiladores, otros ...)
- Pérdidas óhmicas CA
- Pérdida de transfo de voltaje medio
- Pérdida óhmica de línea MV
- Indisponibilidad del sistema

Energía activa inyectada en la red

Energía reactiva a la red: Cos(phi) = 0.980

Energía aparente a la red

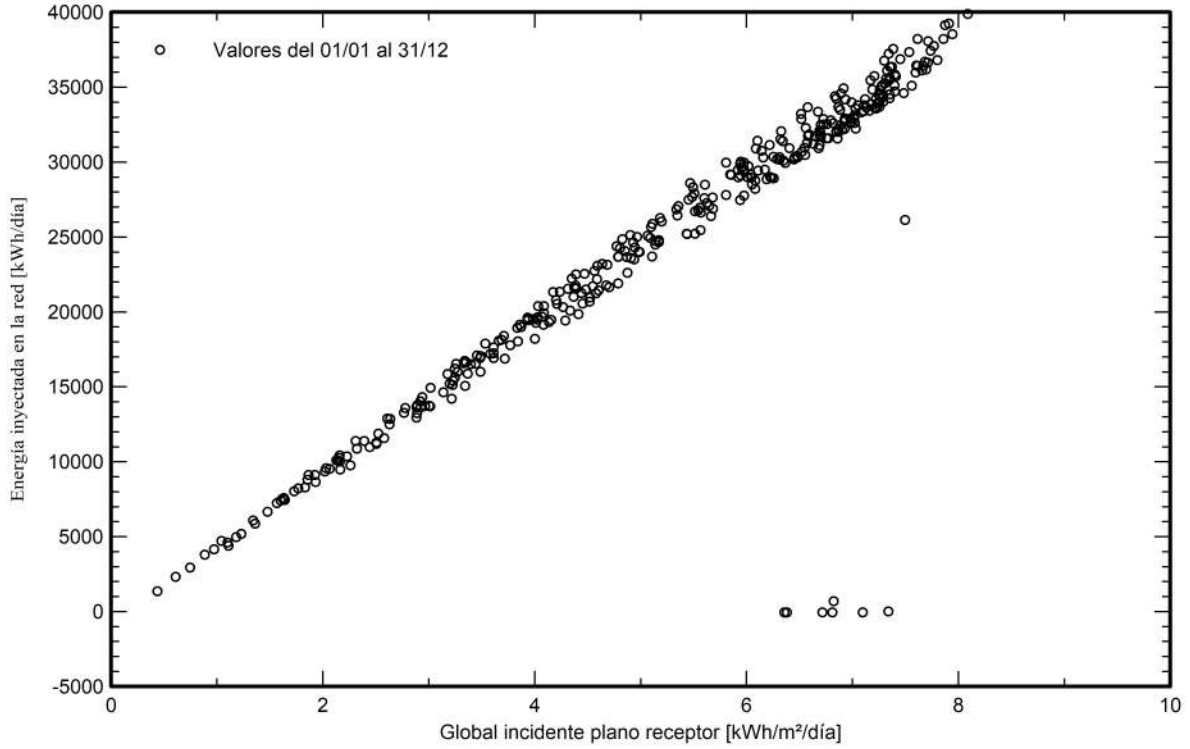


PVsyst V7.1.1

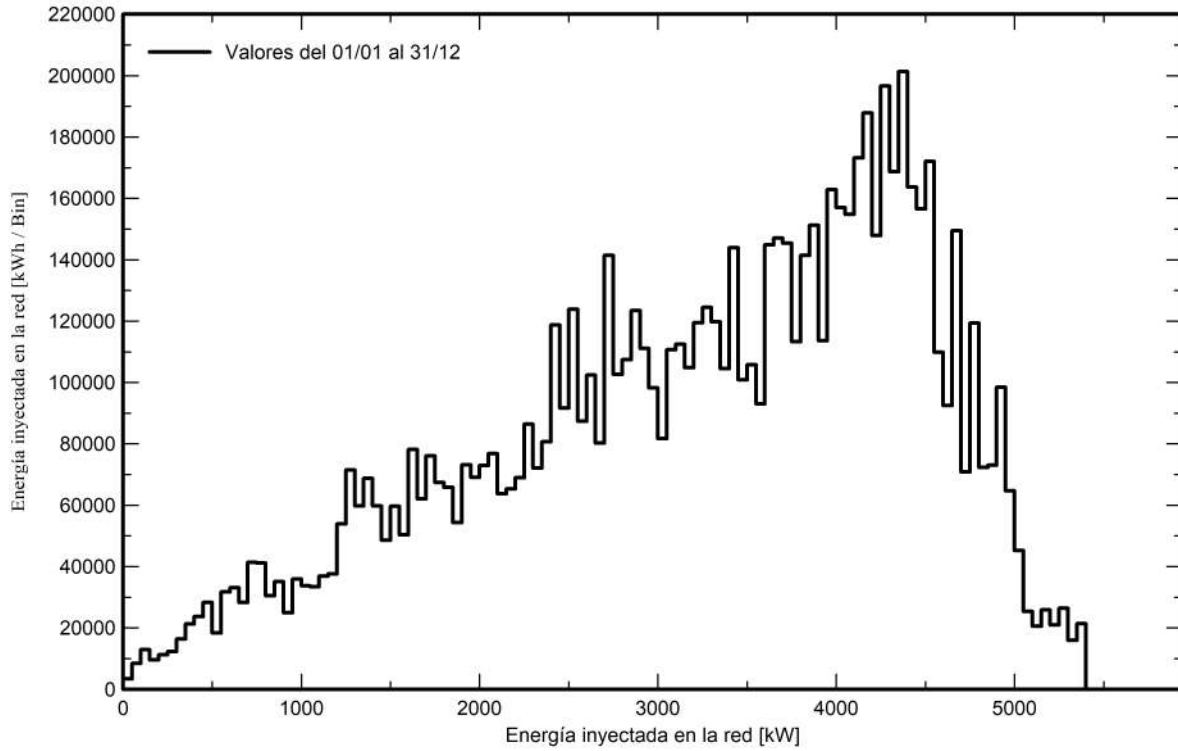
Fecha de simulación:
22/05/23 18:19
con v7.1.1

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.1.1

Fecha de simulación:
22/05/23 18:19
con v7.1.1

Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente de datos meteo 7.3 (1991-2010), Sat=100%
Tipo No definido
Variabilidad año a año (Varianza) 0.5 %

Desviación especificada

Variabilidad global (meteo y sistema)

Variabilidad (Suma cuadrática) 1.9 %

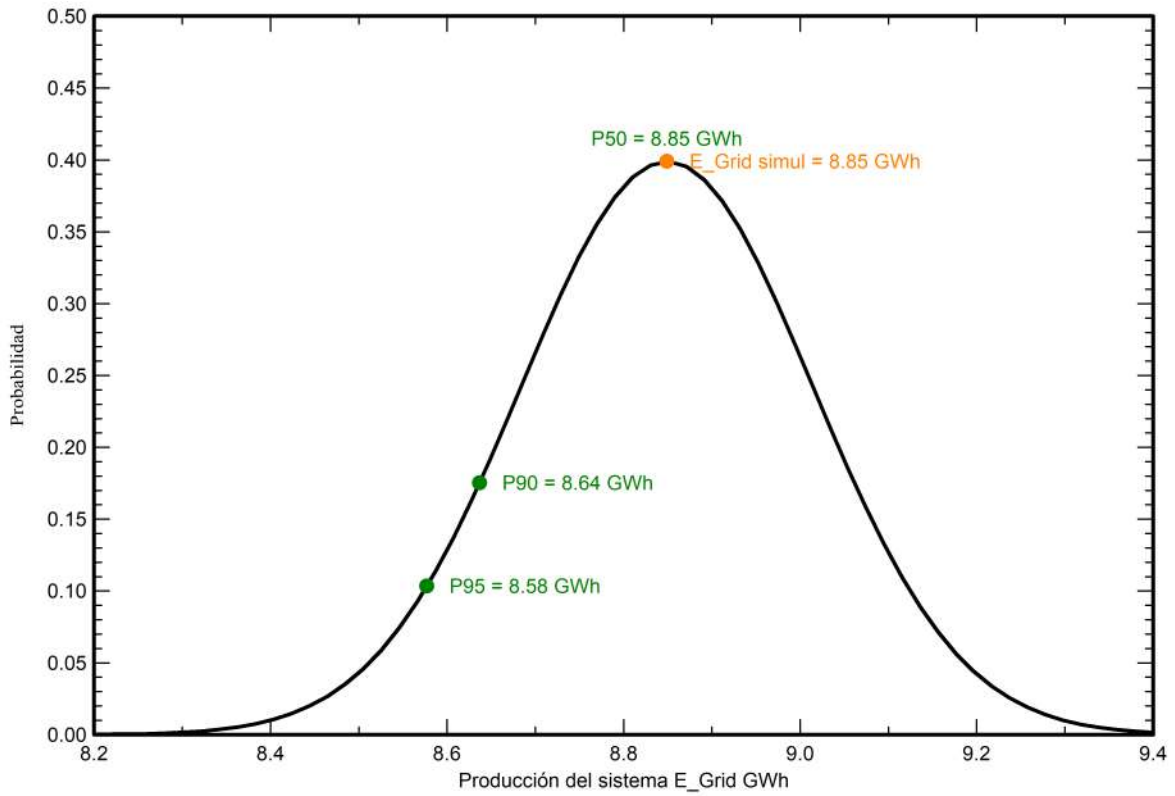
Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

Modelado/parámetros del módulo FV 1.0 %
Incertidumbre eficiencia inversor 0.5 %
Incertidumbres de suciedad y desajuste 1.0 %
Incertidumbre de degradación 1.0 %

Probabilidad de producción anual

Variabilidad 0.17 GWh
P50 8.85 GWh
P90 8.64 GWh
P95 8.58 GWh

Distribución de probabilidad



Anexo 3: Fichas técnicas.

1. Módulo fotovoltaico
2. Inversor
3. Estructura
4. Centro de Transformación
5. Cable CC- Baja tensión
6. Cable CA-Baja tensión
7. Cable CA-Media tensión
8. Sistema Power Plant Controller

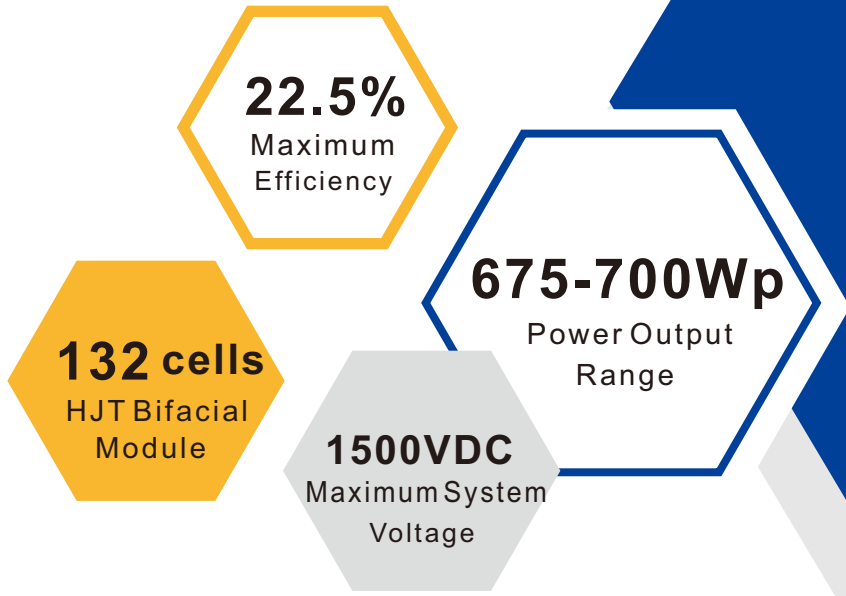
Trabajo de Fin de Grado

Ingeniería Industrial

Módulo fotovoltaico



210 THIN WAFERS HJT BIFACIAL MODULE

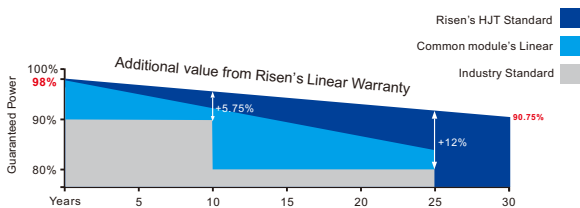


RSM132-8-675-700BHDG

KEY SALIENT FEATURES:

- Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
- N-type solar cell without LID caused by B-O
- No PID
- Better Temperature Coefficient
- Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side
- Positive power tolerance of 0~+3%
- Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
- Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
- Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
- Comprehensive product and system certification
 - ◆ IEC61215:2016; IEC61730-1/-2:2016;
 - ◆ ISO 9001:2015 Quality Management System
 - ◆ ISO 14001:2015 Environmental Management System
 - ◆ ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



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

- Product Warranty
- Linear Power Warranty
- Annual Degradation over 30 years



RISEN ENERGY CO., LTD.

Add: Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609

Tel: 400-8291-000

Fax: +86-574-59953599

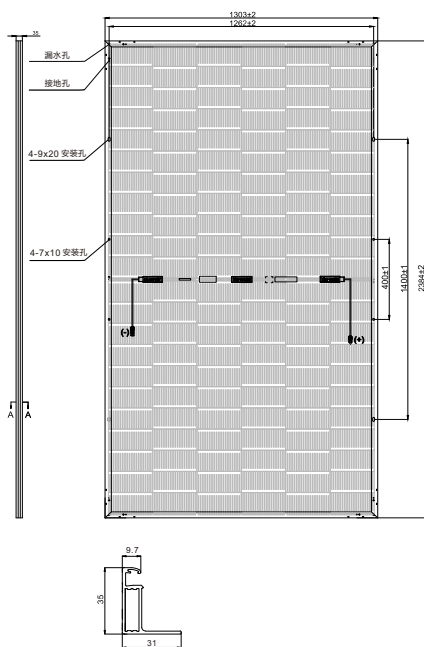
E-mail: marketing@risenenergy.com

Website: www.risenenergy.com



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

Dimensions of PV Module Unit: mm



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM132-8-675BHDG	RSM132-8-680BHDG	RSM132-8-685BHDG	RSM132-8-690BHDG	RSM132-8-695BHDG	RSM132-8-700BHDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	675	680	685	690	695	700
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.38	49.47	49.56	49.65	49.74	49.83
Short Circuit Current-Isc(A)	17.40	17.48	17.56	17.66	17.74	17.82
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	41.41	41.48	41.56	41.63	41.71	41.78
Maximum Power Current-Impp(A)	16.32	16.41	16.50	16.60	16.68	16.77
Module Efficiency (%) *	21.7	21.9	22.1	22.2	22.4	22.5

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
Bifacial factor:(%) 85±5 * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

Electrical characteristics with 10% rear side power gain

	743	748	754	759	765	770
Total Equivalent power -Pmax (Wp)	743	748	754	759	765	770
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.38	49.47	49.56	49.65	49.74	49.83
Short Circuit Current-Isc(A)	19.14	19.23	19.32	19.43	19.51	19.60
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	41.41	41.48	41.56	41.63	41.71	41.78
Maximum Power Current-Impp(A)	17.95	18.05	18.15	18.26	18.35	18.44

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM132-8-675BHDG	RSM132-8-680BHDG	RSM132-8-685BHDG	RSM132-8-690BHDG	RSM132-8-695BHDG	RSM132-8-700BHDG
Maximum Power-Pmax (Wp)	515.6	519.3	523.0	527.2	530.9	534.5
Open Circuit Voltage-Voc (V)	46.27	46.35	46.44	46.52	46.61	46.69
Short Circuit Current-Isc (A)	14.27	14.34	14.40	14.48	14.55	14.61
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	38.71	38.78	38.85	38.93	39.00	39.07
Maximum Power Current-Impp (A)	13.32	13.39	13.46	13.54	13.61	13.68

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	HJT cell
Cell configuration	132 cells (6×11+6×11)
Module dimensions	2384×1303×35mm
Weight	38.5kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, TÜV&UL Certified
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)350mm, Negative(-)230mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.22%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.047%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.24%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	35A
Limiting Reverse Current	35A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	558
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	18
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1320×1120×2515
Box gross weight[kg]	1245

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

©2022 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice.
No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.

Our Partners:



Trabajo de Fin de Grado

Ingeniería Industrial

Inversor



SG250HX

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System

SUNGROW

Clean power for all



HIGH YIELD

- 12 MPPTs with max. efficiency 99%
- 30A MPPT compatible with 500Wp+ module
- Built-in Anti-PID and PID recovery function

SMART O&M

- Touch free commissioning and remote firmware upgrade
- Smart IV Curve diagnosis*
- Fuse free design with smart string current monitoring

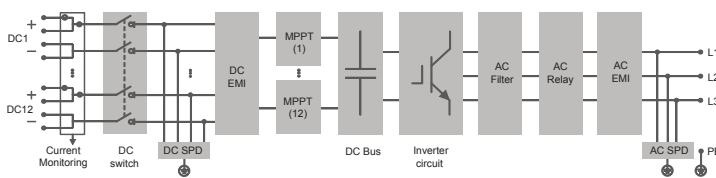
LOW COST

- Compatible with Al and Cu AC cables
- DC 2 in 1 connection enabled
- Power line communication (PLC)
- Q at night function

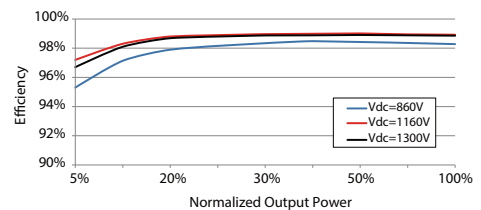
PROVEN SAFETY

- IP66 and C5 anti-corrosion
- Type II SPD for both DC and AC
- Compliant with global safety and grid code

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 500 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	30 A *12
Max. DC short-circuit current	50 A *12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+App
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²)
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud



Trabajo de Fin de Grado

Ingeniería Industrial

Estructura





IMEnergy

BETTER POWER GENERATION
Since 2015

Dossier de nuestros más de
4,7GW de experiencia

Quiénes somos

Nuestro equipo

Un equipo directivo con más de 25 años de experiencia en el sector industrial.

Nuestro personal tiene una amplia y diversa experiencia en múltiples tipos de plantas e instalaciones.

Nuestros profesionales están inmersos en constantes procesos de formación, con el fin de estar al día de todos los avances en la ejecución de cada uno de los servicios ofrecidos.

Valor añadido

Con el apoyo de nuestro equipo y desde el conocimiento acumulado, IMEnergy es capaz de satisfacer las demandas de nuestros clientes, la atención y el compromiso con las necesidades específicas de cada situación y bajo la máxima flexibilidad.

Hacemos que las necesidades de nuestros clientes sean nuestras propias necesidades.

Marcamos diferencias

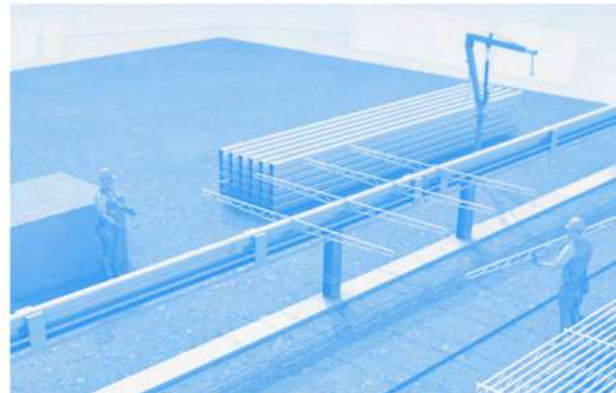
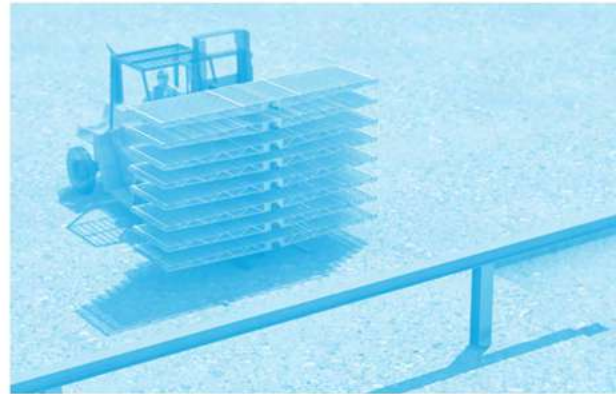
Acompañamos y asesoramos al cliente para que tome la mejor decisión, desde el inicio, hasta finalizar el proyecto.

El 60% de nuestros clientes nuevos vienen referidos por clientes actuales.

Adaptamos nuestros productos y recursos a las necesidades del cliente y los requerimientos de su proyecto.

Trabajamos con personal propio en plantilla y maquinaria de última generación.

Tenemos un alto estándar de calidad, con los precios más competitivos del mercado.



Nuestras estructuras fijas

Estructura adaptable a todos los modelos, tamaños y diseños de paneles del mercado.

Instalación sencilla con accionamiento directo en tierra.

Ahorro en obra civil y reducción del impacto ambiental.

Características

Uso de recubrimientos que garantizan 30 años de durabilidad (Galvanizado/Magnelis).

Minimización de los elementos en el diseño para facilitar el proceso de producción y montaje.

Optimización de materiales con cálculos estructurales avanzados.

Integración tecnológica

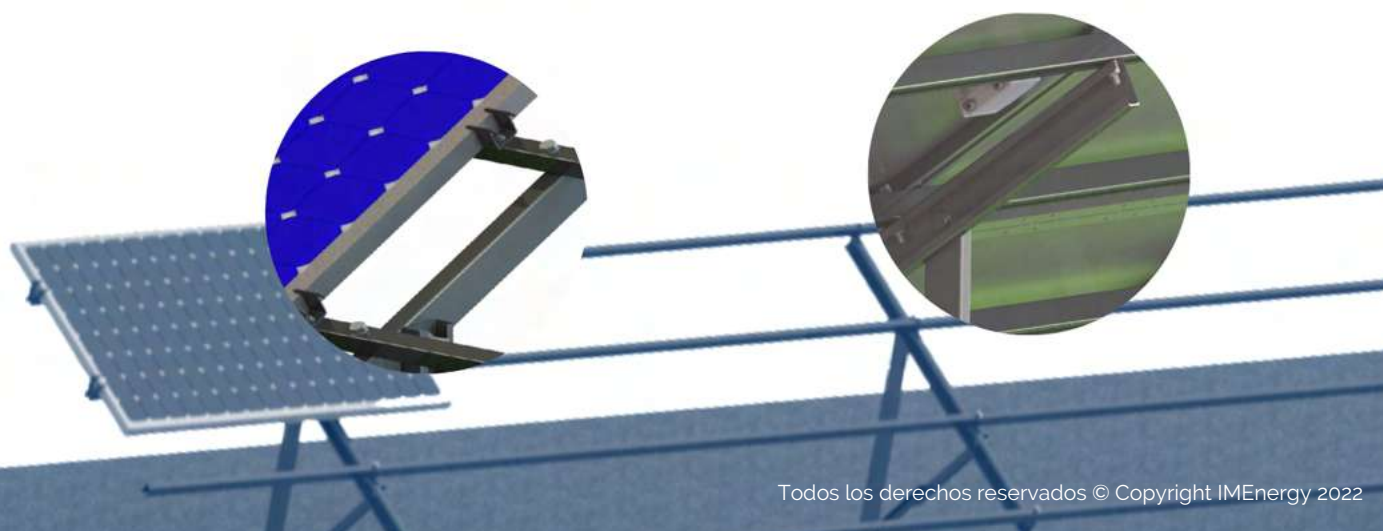
IMEnergy integra diferentes tecnologías abordadas por sus profesionales, integrando técnicas de fabricación y filosofías de trabajo que provienen del sector más avanzado de la energía solar térmica.



ESPECIFICACIÓN TÉCNICA MONOPOSTE



Diseño	Ángulo Estructura	Según ubicación del proyecto (De 0° a 45°)
	Diseño Estructura	Hasta 4 filas horizontales
		Hasta 2 filas verticales
	Distancia mínima del módulo al suelo	Distancia variable, definido por el cliente (300 a 800mm)
	Ensamblaje	Según cliente. Atornillado, grapa ó remache
Módulos a instalar	Adaptable a los módulos del mercado existente	
Material	Perfil estructura	Acero al carbono S-275 a S-550
	Tornillería	s/EN 1461 con recubrimiento + 1000h niebla salina
		Calidad estructural 8,8 ó superior
Recubrimientos	Tratamiento anticorrosión	Magnelis® s/EN 10346
		Galvanizado en caliente s/EN 10025
		Tornillería s/EN 1461 Zinc - Níquel ó Inox A2
Condiciones diseño	Hipótesis de carga	Cumplimiento de la normativa local del proyecto. Eurocódigo/ASCE
	Hipótesis de estudio	Distinción entre estructuras interiores y exteriores (Optimización Layout)
	Máximas pendientes	E-O 20% en estructura estándar (instalado hasta 41%)
		N-S asumible hasta distancia mínima del módulo al suelo
	Cimentación	Múltiples configuraciones Hincado directo o perforado, micropilote, tornillo de cimentación y gavión
Garantías	Garantía de corrosión	30 años
	Garantía de diseño de vida	50 años
	Garantía estructural	2 años (ampliables)

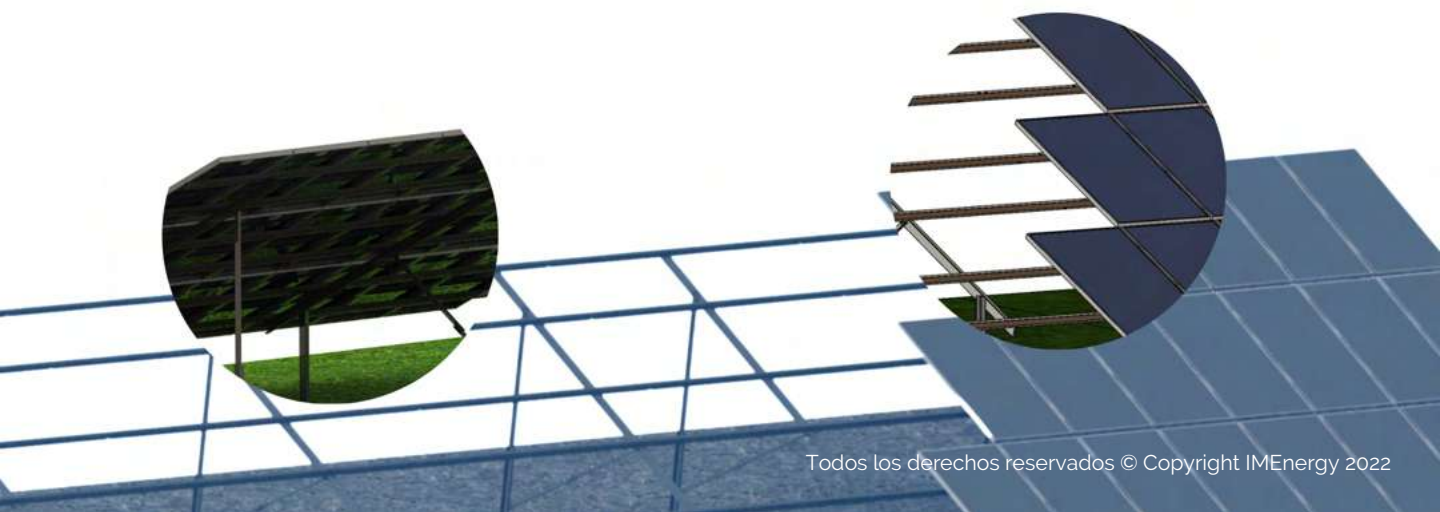


ESPECIFICACIÓN TÉCNICA BIPOSTE



Diseño	Ángulo Estructura	Según ubicación del proyecto (De 0° a 45°)
	Diseño Estructura	Hasta 6 filas horizontales
		Hasta 3 filas verticales
	Distancia mínima del módulo al suelo	Distancia variable, definido por el cliente (300 a 800mm)
	Ensamblaje	Según cliente. Atornillado, grapa ó remache
Módulos a instalar	Adaptable a los módulos del mercado existente	
Material	Perfil estructura	Acero al carbono S-275 a S-550
	Tornillería	s/EN 1461 con recubrimiento + 1000h niebla salina
		Calidad estructural 8,8 ó superior
Recubrimientos	Tratamiento anticorrosión	Magnelis® s/EN 10346
		Galvanizado en caliente s/EN 10025
		Tornillería s/EN 1461 Zinc - Níquel ó Inox A2
Condiciones diseño	Hipótesis de carga	Cumplimiento de la normativa local del proyecto. Eurocódigo/ASCE
	Hipótesis de estudio	Distinción entre estructuras interiores y exteriores (Optimización Layout)
	Máximas pendientes	E-O 20% en estructura estándar (instalado hasta 41%)
		N-S asumible hasta distancia mínima del módulo al suelo
	Cimentación	Múltiples configuraciones Hincado directo o perforado, micropilote, tornillo de cimentación y gavión
Garantías	Garantía de corrosión	30 años
	Garantía de diseño de vida	50 años
	Garantía estructural	2 años (ampliables)

NOTA: Procedimiento existente de agilización en pendientes pronunciadas



Suministro Llave en mano

El objetivo fundamental es darles a nuestros clientes la seguridad y tranquilidad de no sufrir los posibles contratiempos de una obra, al igual que tener los plazos y el coste, cerrados desde el inicio de la misma.

Por ello ofrecemos este tipo de servicio, que incluye suministro y montaje mecánico, para agilizar el control del proyecto a través de una sola empresa y reducir el riesgo financiero, con una calidad garantizada.

- Contacto Madrid, **ESPAÑA**

C/ Playa de Riazor 12, 3º, Oficina 3.1
28042 Madrid
TLF: +34 910 299 277

Inigo.martinez@imenergy.es
info@imenergy.es
www.imenergy.es

- Contacto Asturias, **ESPAÑA**

C/ Dolores Ibarruri 7, Bajo
33211 Gijón
TLF: +34 910 299 277

Inigo.martinez@imenergy.es
info@imenergy.es
www.imenergy.es

- Contacto **MÉJICO**

Florencia 57, despacho 1103
Colonia Juárez
Alcaldía Cuauhtemoc
CDMX, CP.06600

info@imenergy.es
www.imenergy.es

- Contacto Johannesburgo, **ÁFRICA**
(Oficina)

36 Wierda Rd W.
Johannesburgo 2191

info@imenergy.es
www.imenergy.es

- Contacto Pretoria, **ÁFRICA**
(Warehouse)

Scientia Techno Park, Unit E33
Meiring Naude Roade, Lynnwood
Pretoria, 0040
PO Box 139, River Clug, 2149

info@imenergy.es
www.imenergy.es

Trabajo de Fin de Grado

Ingeniería Industrial

Centro de transformación



MVS6750-LV

MV Turnkey Station for 1500 Vdc String Inverter SG250HX



SAVED INVESTMENT

- Up to 7.5 MW block design
- Easy transportation due to standard container design
- All pre-assembled for easy set-up and commissioning

EASY O&M

- Online analysis for fast trouble shooting
- Modular design, Main device easy replacement

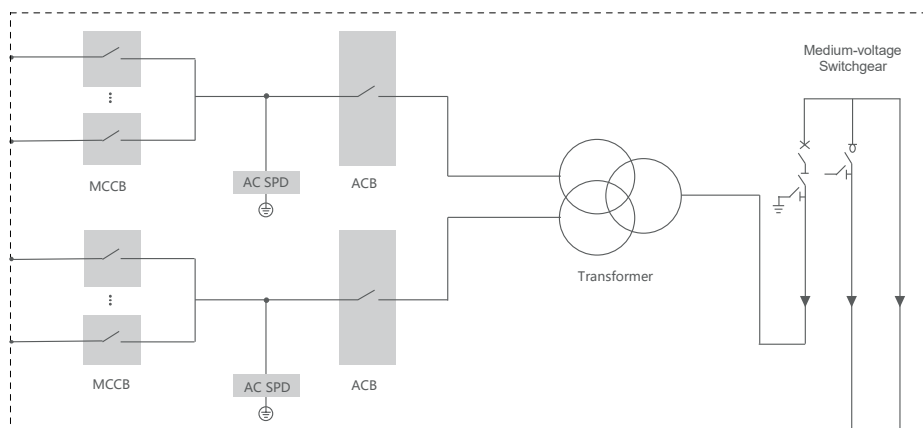
SAFETY

- MV and LV Isolated, independent control room
- All key components front accessible, no need walk-in operation

RELIABLE

- All components type-tested
- Compliance with standards: IEC 60076, IEC 62271, IEC 61439

CIRCUIT DIAGRAM



Type designation	MVS6750-LV
Transformer	
Transformer type	Oil immersed
Rated power	6750 kVA @ 40 °C
Max. power	7500 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11y11
LV / MV voltage	0.8 kV / 20 – 35 kV
Maximum input current at nominal voltage	2706 A * 2
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Tapping on HV	0, ±2*2.5%
Efficiency	≥99%
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Impedance	8% (±10%)
Oil type	Mineral oil (PCB free)
Winding material	Al / Al
Insulation class	A
MV Switchgear	
Insulation type	SF6
Rate voltage	24 – 36 kV
Rate current	630 A
Internal arcing fault	IAC AFL 20kA / 1s
Qty.of feeder	3 feeders
LV Panel	
ACB specification	3200 A / 800 Vac / 3P, 2 pcs
MCCB specification	250 A / 800 Vac / 3P, 30 pcs
Protection	
AC input protection	Circuit breaker
Transformer protection	Oil-temperature, Oil-level, Oil-Pressure
Relay protection	50 / 51, 50N / 51N
LV overvoltage protection	AC Type II (optional: AC Type I + II)
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm
Approximate weight	23 T
Operating ambient temperature range	-20 to 60 °C (optional: -30 to 60 °C)
Auxiliary power supply	5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)
Degree of protection	IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Communication	Standard: RS485, Ethernet, Optical fiber
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1

Trabajo de Fin de Grado

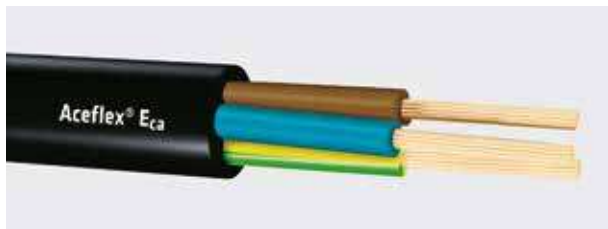
Ingeniería Industrial

Cable CC- Baja tensión



ACEFLEX E_{ca} RV-K

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE 21123-2
 Designación genérica: RV-K



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN
DE LA LLAMA
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2



REDUCIDA EMISIÓN
DE HALÓGENOS
EN 60754-1
IEC 60754-1
(emisión ClH < 14%)



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP

Nº DoP 1003872



RESISTENCIA
A LA ABSORCIÓN
DEL AGUA



RESISTENCIA
AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA



RESISTENCIA
A LOS AGENTES
QUÍMICOS



RESISTENCIA
A LAS GRASAS
Y ACEITES

- Temperatura de servicio (instalación fija): -25 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego: E_{ca}.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014+A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

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

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- Reducida emisión de halógenos: EN 60754-1; IEC 60754-1; (emisión HCl < 14%).

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre electrolítico recocido.

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

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: mezcla de polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3, según HD 603-1.

Colores: marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

ELEMENTO SEPARADOR

Cinta de papel longitudinal (opcional).

RELLENO

Material: Si es necesario, mezcla termoplástica apropiada.

CUBIERTA

Material: policloruro de vinilo (PVC) tipo DMV-18 según HD 603-1.

Colores: negro o crema.

APLICACIONES

Cable de fácil pelado y alta flexibilidad para instalaciones subterráneas en general e instalaciones al aire en las que se requiere una gran facilidad de manipulación y no es obligatorio Afumex (AS).

- Redes subterráneas de distribución e instalaciones subterráneas (ITC-BT 07).
- Redes subterráneas de alumbrado exterior (ITC-BT 09).
- Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20); salvo obligación de Afumex (AS) (ver ITC-BT 28 y R.D. 2267/2004).

Los cables RV-K no están permitidos en servicios provisionales en general (obras, ferias, stands... ITC-BT 33, 34 ...) ni para servicios móviles, ni prolongadores (ver Bupreno H07RN-F).

ACEFLEX E_{ca}

RV-K

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE 21123-2
 Designación genérica: RV-K

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO TOTAL kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	5,7	42	13,3	21	21	26,50	21,36
1 x 2,5	0,7	6,2	54	7,98	30	27,5	15,92	12,88
1 x 4	0,7	6,6	70	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	7,2	91	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	8,3	135	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	9,4	191	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	11	280	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	12,5	389	0,554	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	14,2	537	0,386	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	15,8	726	0,272	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	17,9	958	0,206	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	18,9	1170	0,161	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	21,2	1460	0,129	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	23,8	1830	0,106	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	26,7	2310	0,0801	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	29,3	3100	0,0641	630	380	0,14	0,19
2 x 1,5	0,7	8,7	95	13,3	23	24	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	9,6	125	7,98	32	32	18,66	15,07
2 x 4	0,7	10,5	165	4,95	44	42	11,68	9,46
2 x 6	0,7	11,7	215	3,3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0,7	13,9	330	1,91	78	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	16,9	503	1,21	104	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	20,6	775	0,78	135	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	23,6	1060	0,554	168	140	1,31	1,16
2 x 50	1	27	1470	0,386	204	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	9,2	110	13,3	23	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	10,1	150	7,98	32	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	11,1	200	4,95	44	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	12,3	270	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	14,7	415	1,91	78	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18	639	1,21	104	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	21,4	946	0,78	115	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	25,1	1355	0,554	143	117	1,17	1,01
3 x 50	1	28,8	1900	0,386	174	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	32,3	2550	0,272	223	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	35,9	3290	0,206	271	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	39,2	4060	0,161	314	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	44,2	5070	0,129	359	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	50,3	6400	0,106	409	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	56,7	8200	0,0801	489	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	62,2	10450	0,0641	549	380	0,14	0,18

.../...

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

ACEFLEX E_{ca}

RV-K

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE 21123-2
 Designación genérica: RV-K

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO TOTAL kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)		
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8	
.../...	4 G 1,5	0,7	9,9	135	13,3	20	21	26,94	21,67
	4 G 2,5	0,7	11	180	7,98	28	27,5	16,23	13,1
	4 G 4	0,7	12,1	245	4,95	38	35	10,16	8,23
	4 G 6	0,7	13,5	330	3,3	49	44	6,87	5,59
	4 G 10	0,7	16,2	520	1,91	68	58	4,06	3,34
	4 x 16	0,7	19,9	796	1,21	91	75	2,56	2,13
	4 x 25	0,9	24	1240	0,78	115	96	1,62	1,38
	4 x 35	0,9	27,7	1700	0,554	143	117	1,17	1,01
	4 x 50	1	32,2	2430	0,386	174	138	0,86	0,77
	4 x 70	1,1	35,8	3260	0,272	223	170	0,6	0,56
	4 x 95	1,1	39,8	4210	0,206	271	202	0,43	0,42
	4 x 120	1,2	43,7	5178	0,161	314	230	0,34	0,35
	4 x 150	1,4	49,5	6476	0,129	359	260	0,28	0,3
	4 x 185	1,6	56,1	8778	0,106	409	291	0,22	0,26
	4 x 240	1,7	63,2	10526	0,0801	489	336	0,17	0,21
	5 G 1.5	0,7	10,8	160	13,3	20	21	26,94	21,67
	5 G 2,5	0,7	12	215	7,98	28	27,5	16,23	13,1
	5 G 4	0,7	13,2	300	4,95	38	35	10,16	8,23
	5 G 6	0,7	14,8	400	3,3	49	44	6,87	5,59
	5 G 10	0,7	17,7	630	1,91	68	58	4,06	3,34
	5 G 16	0,7	21,8	976	1,21	91	75	2,56	2,13
	5 G 25	0,9	26,2	1460	0,78	115	96	1,62	1,38
	5 G 35	0,9	30,6	2070	0,54	143	117	1,17	1,01

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

Trabajo de Fin de Grado

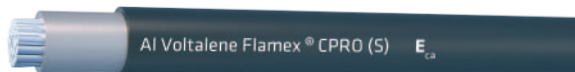
Ingeniería Industrial

Cable CC- Media tensión



AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) - AL XZ1 (S)

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE-HD 603-5X-1
 Designación genérica: AL XZ1 (S)



N° DoP 1003852



DESCÁRGATE la DoP
 (declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



No propagación de la llama
 UNE-EN 60332-1-2
 IEC 60332-1-2



Libre de halógenos
 UNE-EN 60754-2
 UNE-EN 60754-1
 IEC 60754-2
 IEC 60754-1



Baja emisión de gases tóxicos
 UNE-EN 60754-2
 NFC 20454. It=1
 DEF-STAN 02-713



Baja opacidad de humos
 UNE-EN 61034-2
 IEC 61034-2



Baja emisión de gases corrosivos
 UNE-EN 60754-2
 IEC 60754-2
 NFC 20453



Resistencia a la absorción del agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia a las grasas y aceites



Resistencia a los golpes



Resistencia al ozono

- Temperatura de servicio: -40 °C (fijo protegido), +90 °C (cable termoestable).
- Ensayo de tensión durante 5 min: 6500 Vac / 15000 Vdc.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Nivel de prestación: E_{ca}
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575.2014/A1:2016
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576
- Métodos de ensayo: [UNE-EN 60332-1-2](#)

Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:
IEC 60332-1-2
- Opacidad humos:
IEC 61034-1/-2
- Libre de halógenos:
IEC 60754-1
- Emisión gases corrosivos:
IEC 60754-2

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) - AL XZ1 (S)

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE-HD 603-5X-1
 Designación genérica: AL XZ1 (S)



✓ Normalizado por las principales compañías eléctricas

✓ Características técnicas

Norma de referencia	UNE-HD 603-5X-2
Temperatura de servicio (Instalación fija)	-40 °C (fijo portegido) + 90 °C
Temperatura máxima en régimen de cc	250 °C
Radio mínimo de curvatura	5D (D = diámetro exterior)
Máximo esfuerzo de tracción	30 N/mm ²
Tensión asignada c.a.	0,6/1 kV
Tensión asignada en c.c.	U ₀ /U = 1,5/1,5 kVdc
Tensión máxima en c.a.- c.c.	1,2/1,2 kVac - 1,8/1,8 kVdc; UNE-EN 50618, IEC 60502-1
Adecuado para sistemas anti-PID	Tensión máxima eficaz: 1200 V (>906 V) Tensión máxima de pico: 1697 V (>1468 V)
Ensayo de tensión durante 5 min. (EN 50618)	6,5 kVac y 15 kVdc
Ensayo de tensión durante 5 min. (HD 603-5X)	3,5 kV
Posibilidad intermitente parcial o total de estar cubierto en agua	AD7
Resistencia UV	UNE HD 605 52
Resistencia al ozono	UNE-EN 50618
Resistencia a la penetración de la humedad por la unión entre aislamiento y cubierta.	
Resistencia a la abrasión	Masa aplicada: 18 kg Nº de desplazamientos: 8
Carga mínima de rotura (cubierta)	12,5 N/mm ²
Alargamiento mínimo hasta la rotura (cubierta)	300 %
Resistencia al desgarro (cubierta)	9 N/mm (UNE HD 605-1)
Resistencia de aislamiento a 90 °C conductor	1012 Ω·cm
Constante de resistencia aislamiento Ki	3,67 MΩ·cm

Menor impacto ambiental por la eliminación de estabilizantes con plomo y plastificantes.

Construcción

1. Conductor

Metal: aluminio clase 2 de acuerdo a IEC 60228.

2. Aislamiento

Material: mezcla polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según HD 603-1.

Color: natural.

3. Cubierta exterior

Material: mezcla LSOH tipo flamex DM01, según UNE HD 603-5.

Color: negro.

Aplicaciones

Cable de baja tensión libre de halógenos para instalaciones subterráneas e instalaciones al aire.

Adecuado para instalación en sistemas fotovoltaicos cuya tensión entre conductores o entre conductor y tierra no supere los 1800 Vdc. Incluidos sistemas en isla (IT).

Permitido para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

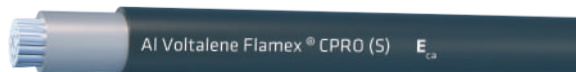
Acometidas (ITC-BT 11).

Redes subterráneas de distribución (ITC-BT 07).

Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20) salvo aplicación de Afumex Class (AS) (ver ITC-BT 28 y R.D. 2267/2004).

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) - AL XZ1 (S)

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE-HD 603-5X-1
 Designación genérica: AL XZ1 (S)



Datos técnicos

Sección (mm)	Diámetro conductor (mm)	Espesor de aislam. (mm)	Diámetro nom. aislam. (mm)	Diámetro ext. (mm)	Radio de curv. (mm)	Peso aprox. (kg/km)	Intensidad de corriente al aire** (2)		Intensidad de corriente directamente enterrado** (2)		Intensidad de corriente bajo tubo y enterrado** (3)		Resist. del cond. (Ω/km)	Máx. caída de tensión cc más (90° C) (V/(A.km))
							2 cables (A)	3 cables (A)	2 cables (A)	3 cables (A)	2 cables (A)	3 cables (A)		
1x16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,91	3,82
1x25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	98	82	90	75	1,200	2,40
1x35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,868	1,736
1x50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1x70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1x95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1x120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1x150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1x185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1x240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1x300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1x400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	350	0,0778	0,156
1x500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1660	856	770	510	420	470	400	0,0605	0,121
1x630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2160	996	899	590	480	545	460	0,0469	0,094

* Valores sujetos a tolerancias de fabricación.

** Intensidad máxima admisible según UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52).

(1) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto al aire a temperatura ambiente de 30 °C. Instalación tipo F, tabla B.52.13 de UNE-HD 60364-5-52 y IEC 60364-5-52.

(2) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del sue-

lo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y table B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D2.

Secciones superiores a 300 mm² calculadas según IEC 60287.

(3) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1. Secciones superiores a 300 mm² calculadas según IEC 60287.

Trabajo de Fin de Grado

Ingeniería Industrial

Cable CA- Media tensión



AL EPROTENAX H COMPACT AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE-HD 620-9E
Designación genérica: AL HEPRZ1



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



LIBRE DE HALÓGENOS
EN 60754-1
IEC 60754-1



REDUCIDA EMISIÓN
DE GASES TÓXICOS
EN 60754-2
IEC 60754-2



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1003884



RESISTENCIA
AL AGUA



RESISTENCIA
AL FRÍO



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA



CAPA SEMICONDUCTORA EXTERNA PELABLE EN FRÍO Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.

TRIPLE EXTRUSIÓN Capa semiconductora interna, aislamiento y capa semiconductora externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfases de las capas.

AISLAMIENTO RETICULADO EN CATENARIA Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.

CUBIERTA VEMEX Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarro, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos uva.

GARANTÍA ÚNICA PARA EL SISTEMA Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables).

MAYOR INTENSIDAD ADMISIBLE Por mayor temperatura de servicio gracias al aislamiento de HEPR (105 °C frente a 90 °C del XLPE).

MENOR DIÁMETRO EXTERIOR Mayor facilidad de instalación por su mayor flexibilidad y menores peso y diámetro que redunda en un menor coste de la línea eléctrica.

FORMULACIÓN DE AISLAMIENTO PRYSMIAN Mayor vida útil gracias a la formulación propia basada en la amplia experiencia de Prysmian.

EXCELENTE COMPORTAMIENTO FRENTE A LA ACCIÓN DEL AGUA Gracias a su aislamiento de goma HEPR de formulación Prysmian.

NORMALIZADO POR IBERDROLA

- Temperatura de servicio: -25 °C, + 105 °C,
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV), 63 kV (cables 18/30 kV).
- Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): **Fca**.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.

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

- Libre de halógenos: EN 60754-1; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; IEC 60754-2.

AL EPROTENAX H COMPACT AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE-HD 620-9E
Designación genérica: AL HEPRZ1



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.

Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228

Temperatura máxima en el conductor: 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

SEMICONDUCTORA INTERNA

Capa extrusionada de material conductor.

AISLAMIENTO

Material: etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C). **Espesor reducido.**

SEMICONDUCTORA EXTERNA

Capa extrusionada de material semiconductor **separable en frío.**

PANTALLA METÁLICA

Material: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira.
Sección total 16 mm² (12/20 kV) ó 25 mm² (18/30 kV).

SEPARADOR

Cinta de poliéster.

CUBIERTA EXTERIOR

Material: poliolefina termoplástica, DMZ1 Vemex.

Color: rojo.

DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm)	ESPESOR MEDIO AISLAMIENTO (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm)	ESPESOR MÍNIMO CUBIERTA (mm)	PESO APROXIMADO (kg/km)	RADIO DE CURVATURA ESTÁTICO (POSICIÓN FINAL) (mm)	RADIO DE CURVATURA DINÁMICO (DURANTE TENDIDO) (mm)
12/20 kV							
1 x 50/16 (1)	18,0	4,5	26,3	2,5	790	395	526
1 x 95/16	20,8	4,3	29,1	2,7	980	437	582
1 x 150/16 (1)	23,5	4,3	32,1	3,0	1206	482	642
1 x 240/16 (1)	27,6	4,3	36,1	3,0	1570	542	722
1 x 400/16 (1)	32,7	4,4	41,5	3,0	2115	623	830
1 x 630/16	41,0	4,5	49,6	3,0	3115	743	990
18/30 kV							
1 x 95/25	25,6	6,7	34,5	3,0	1335	518	690
1 x 150/25 (1)	27,2	6,2	36,6	3,0	1520	549	732
1 x 240/25 (1)	31,4	6,2	40,6	3,0	1905	609	812
1 x 400/25 (1)	36,4	6,2	45,7	3,0	2480	686	914
1 x 630/25 (1)	44,7	6,4	54,1	3,0	3525	812	1082

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola.

(*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U ₀ (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

AL EPROTENAX H COMPACT

AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE-HD 620-9E
 Designación genérica: AL HEPRZ1



DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)	
					12/20 kV y 18/30 kV	18/30 kV (pant, 16 mm ²)
1 x 50 (2)	135	145	180	4250	2880	
1 x 95	200	215	275	8080	2880	4250
1 x 150 (1)	255	275	360	12800	2880	4250
1 x 240 (1)	345	365	495	20400	2880	4250
1 x 400 (1)	450	470	660	34000	2880	4250
1 x 630 (1)	590	615	905	53600	2880	4250

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 12/20 kV.

(*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.

(**) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

(***) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MÁX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD μF/km	
			12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50 (2)	0,641	0,861	0,134		0,216	
1 x 95	0,320	0,430	0,119	0,131	0,281	0,202
1 x 150 (1)	0,206	0,277	0,112	0,120	0,329	0,247
1 x 240 (1)	0,125	0,168	0,102	0,110	0,402	0,299
1 x 400 (1)	0,008	0,105	0,097	0,103	0,480	0,360
1 x 630 (1)	0,047	0,0643	0,091	0,096	0,605	0,446

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 12/20 kV

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.

Trabajo de Fin de Grado

Ingeniería Industrial

Sistema Power Plant Controller



Power Plant Controller

Open-PPC-X1 Data Sheet





Descripción de Producto

Este producto es fruto del desarrollo I+D de ISEMAREN donde todo el *Know-How* es interno. Diseñado a partir de la experiencia de nuestro equipo de desarrollo en el sector, incorporando todas las mejoras posibles analizadas en plantas de todo el mundo.


Implantado exitosamente en diferentes países con sus respectivos códigos de red y operadores (España, Francia, Honduras y México)

Equipo certificado según la **UE 2016/631** con regulación completa en potencia activa, reactiva, frecuencia y tensión de la planta.



Open-PPC-X1

- Compatible con cualquier inversor del mercado, tanto centrales como de string.
- Control con carácter predictivo para una rápida respuesta.
- Configurable para cualquier Código de red.
- Regulaciones dinámicas a medida de la instalación y normativa.
- Sistema predictivo de regulación para respuestas rápidas en tiempo.
- Regulación de planta con todos los inversores del mercado tanto de String como centrales.
- Control y visualización web o HMI local.
- Modelos de simulación certificados en PSS/E y DIgSILENT.
- Disponible con analizador de red embebido o compatible con cualquier medidor externo.

Datos técnicos	
Hardware	
Modelo PLC	Schneider Modicon TM251
Nº de PLCs	1, Opcinal doble con redundancia
Switch	Switch Weidmuller NO gestionable
HMI (opcional)	Pantalla touch screen con acceso remoto vía web
Power Grid Meter (opcional)	SEL-735 ó JanitzaUMG 509-PRO
Router	Router Ethernet y 4G integrado
I/O digitales/analógicas	Opcional módulos de I/O digitales y analógicos
Fuente alimentación	Weidmuller 24Vdc
Nº de Fuentes de alimentación	2 (sistema redundante)
SAI	Weidmuller 24Vdc
Aislamiento	2.5kV
MTBF	>50.000 horas
Protecciones	Diferencial y magnetotérmica integrada
Comunicaciones	
Protocolos de comunicación	Modbus / TCP, Modbus RTU (RS-485) opcional: IEC 61850, IEC 60870-5-101 / -104, DNP 3, Profibus/Profinet, Ethernet/IP
Conectividad	Router 4G integrado, con funciones de VPN y firewall. Opciones de mantenimiento y puesta en marcha remota
Condiciones ambientales	
Temperatura ambiente de trabajo	0ºC – 55ºC
Humedad relativa	95% sin condensación
Tipo de protección	IP64 (IP52 con display opcional)
ventilación	Convección natural (opcional forzada)
Funciones de regulación	
Multiprotocolo de red y regulación	
Ampliable con funcionalidades Ad-Hoc (p.e. Control de celdas)	
Función Local / Remoto	
Función Manual / Automático	
Regulación en potencia Activa	
Regulación en potencia Reactiva	
Regulación en FP	
Regulación en Tensión	
Regulación con POD (amortiguación de armónicos de baja frecuencia) (Opcional)	
Diagrama de bloques	<pre> graph LR P_consigna[P consigna] --> Sumador((+)) Q_consigna[Q consigna] --> Sumador Sumador --> PPC[PPC] PPC --> Inversores[Inversores] Inversores --> Medidor((Medidor en POI)) Medidor --> P_actual[P actual] Medidor --> Q_actual[Q actual] Medidor --> Sumador </pre>
Funcionalidades / Visualización / Interfaz usuario / Data Log	
VPN integrada (IPSec, OpenVPN, SSL, etc..) para funciones de control remoto y mantenimiento. Servicio de Interfaz web de visualización a través de acceso remoto con un navegador.	
Almacenamiento de datos local. Ampliable mediante tarjeta de memoria SD	
Servidor FTP integrado para descarga de logs	
Backup y restauración de firmware en caliente con tarjeta SD. Sin necesidad de programación.	
Aprobaciones	
Certificados y autorizaciones	P.O.12.2 NTS UE 2016/631 ANSI/ISA, CSA, EN/IEC, CE, UL. UNE,  Bureau Veritas, EAN.
ROHS	Conforme
Descarga	
Documentación de usuario	
Nota de aplicación	

Arquitectura PPC - SCADA en planta

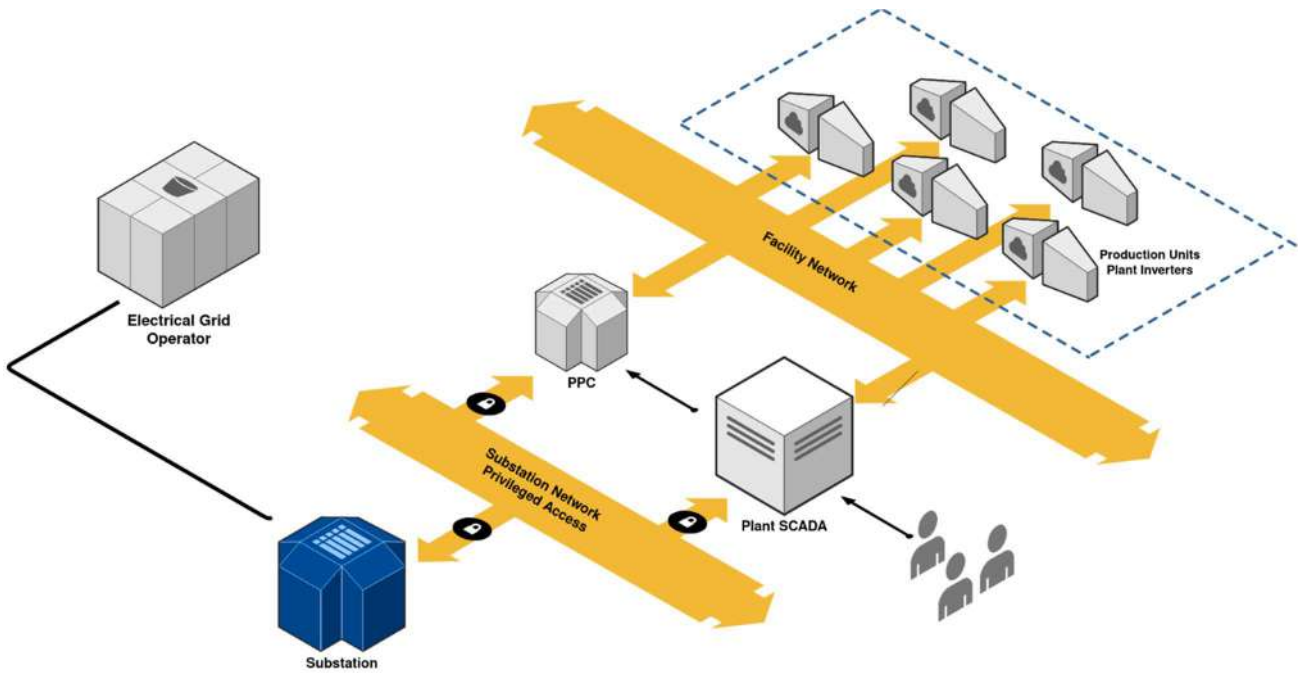


Fig. 1.- Arquitectura de conexión en planta

Diagrama de Comunicaciones

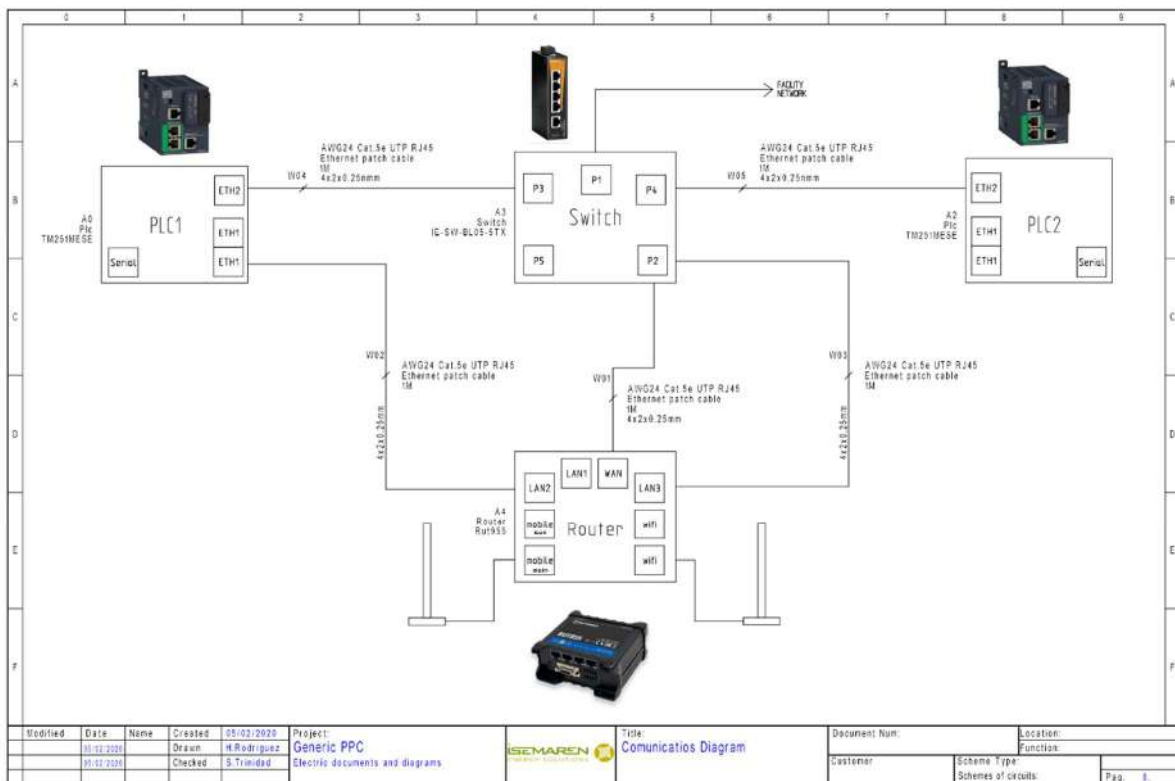


Fig. 2.- Diagrama de Comunicaciones

Dimensiones y pesos

Dimensiones

700x 500 x 250mm

Peso

45kg

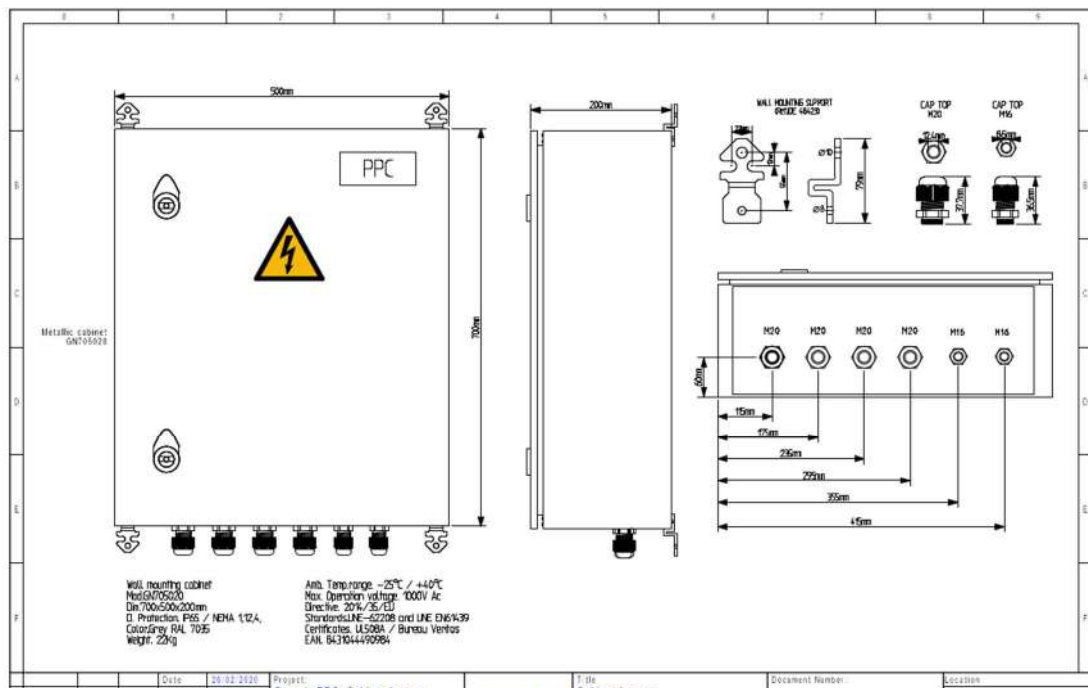
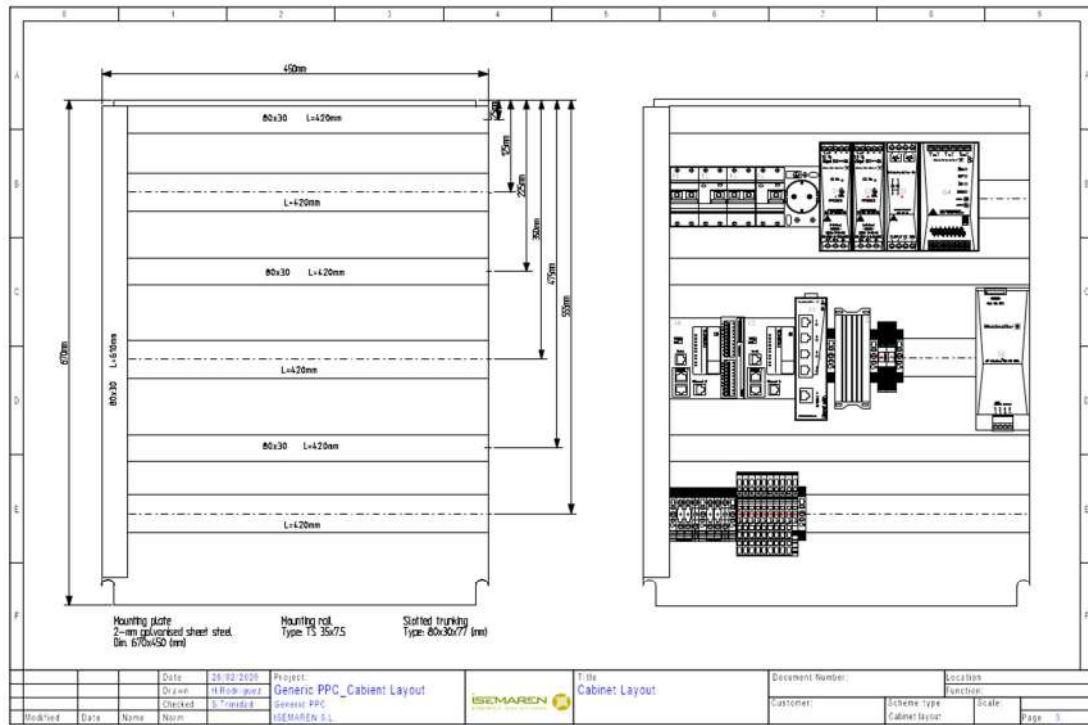


Fig. 3.- Dimensiones y diagrama interno de ensamblado



www.isemaren.com

Correo

info@isemaren.com

Dirección

Calle Menorca Nº3, planta 5 – 28009 Madrid



Trabajo de Fin de Grado

Ingeniería Industrial



Anexo 4: Objetivos ODS.

Los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)



Objetivo 1: Poner fin a la POBREZA

Poner fin a la pobreza en todas sus formas en todo el mundo.



Objetivo 2: HAMBRE Cero

Poner fin al hambre, lograr la seguridad alimentaria y la mejora de la nutrición y promover la agricultura sostenible.



Objetivo 3: Buena SALUD

Garantizar una vida sana y promover el bienestar para todos en todas las edades.



Objetivo 4: EDUCACIÓN de calidad

Garantizar una educación inclusiva, equitativa y de calidad y promover oportunidades de aprendizaje durante toda la vida para todos.



Objetivo 5: IGUALDAD de género

Lograr la igualdad entre los géneros y empoderar a todas las mujeres y niñas.



Objetivo 6: AGUA limpia y saneamiento

Garantizar la disponibilidad de agua y su gestión sostenible y el saneamiento para todos.



Objetivo 7: ENERGÍA asequible y sostenible

Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.



Objetivo 8: TRABAJO decente y crecimiento económico

Promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todos.



Objetivo 9: INDUSTRIA, innovación, infraestructura

Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible y fomentar la innovación.



Objetivo 10: Reducir INEQUIDADES

Reducir la desigualdad en y entre los países.



Conseguir que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles.

Objetivo 12: CONSUMO responsable y producción

Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.



Objetivo 13: Acción CLIMÁTICA

Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.



Objetivo 14: Vida MARINA

Conservar y utilizar en forma sostenible los océanos, los mares y los recursos marinos para el desarrollo sostenible.



Objetivo 15: Vida en la TIERRA

Proteger, restablecer y promover el uso sostenible de los ecosistemas terrestres, efectuar una ordenación sostenible de los bosques, luchar contra la desertificación, detener y revertir la degradación de las tierras y poner freno a la pérdida de diversidad biológica.



Objetivo 16: Paz, JUSTICIA e instituciones fuertes

Promover sociedades pacíficas e inclusivas para el desarrollo sostenible, facilitar el acceso a la justicia para todos y crear instituciones eficaces, responsables e inclusivas a todos los niveles.



Objetivo 17: ALIANZAS para los objetivos

Fortalecer los medios de ejecución y revitalizar la alianza mundial para el desarrollo sostenible.



En la Cumbre para el Desarrollo Sostenible celebrada en septiembre de 2015, los Estados Miembros de la ONU aprobaron la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, que incluye un conjunto de 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) para poner fin a la pobreza, luchar contra la desigualdad y la injusticia, y hacer frente al cambio climático.

Los ODS, también conocidos como Objetivos Mundiales, se basan en los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM), pero van mucho más allá. La incorporación de la necesaria mejora de los espacios urbanos como Objetivo número 11 ha sido uno de los logros más aplaudidos desde ONU Habitat.

DOCUMENTO N°2: PRESUPUESTO

Contenido

OBJETO Y ALCANCE.....	3
Objeto	3
Alcance	3
PRESUPUESTO.....	4
Presupuesto total de la Instalación:	4
Presupuesto por Partidas:.....	7
Total presupuesto con IVA:.....	8
CONCLUSIONES	9

OBJETO Y ALCANCE

Objeto

El objeto del presente documento es presentar el presupuesto de ejecución de la Planta Solar Alcudia.

A su vez, se presenta con el fin de que sirva como base para las diferentes administraciones públicas de cara al futuro abono de impuestos y tasas que pueden ser de aplicación sobre el total del presupuesto o sobre un número de partidas concretas.

Alcance

El alcance del proyecto abarca los siguientes puntos:

- Adecuación del terreno y obra civil.
- Campo solar, compuesto por módulos solares fotovoltaicos y sus estructuras soporte.
- Sistema de adecuación de energía eléctrica, compuesto por inversores, centro de transformación y sistemas de monitorización y control.
- Red de distribución interna en baja tensión, compuesto por su tramo en corriente continua para la conexión de strings e inversores, y por su tramo en corriente alterna para la conexión de inversores y centros de transformación.

PRESUPUESTO

Presupuesto total de la Instalación:

Ref.	Descripción	Unidad	Medición	Precio Unitario [€]	Precio Total [€]
1. MATERIALES Y EQUIPOS PRINCIPALES					2.637.987,05
1.1.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS				1.604.120,00
1.1.1.	Suministro de módulos fotovoltaicos Risen Energy 700 W.	Ud	9.436	170,00	1.604.120,00
1.2.	INVERSORES				118.042,78
1.2.1.	Suministro de inversores en string Sungrow SG250HX.	Ud	22	5.365,58	118.042,78
1.3.	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN				121.901,26
1.3.1.	Suministro de centros de transformación de Meins de 6,7 MVA a 40 °C .	Ud	1	121.901,26	121.901,26
1.4.	ESTRUCTURA SOLAR				510.892,00
1.4.1.	Suministro completo de estructuras fijas 2V de 28 módulos de ImEnergy.	Ud	337	1.516,00	510.892,00
1.5.	CABLEADO Y COMPONENTES ELECTRICOS				66.935,50
1.5.1.	Suministro de cableado de Baja tensión de corriente continua, conductores de cobre y tensión de funcionamiento 1500 Vcc para los circuitos de conexionado de strings e inversores, modelo Prysun de Prysmian, o similar.	m	8.186	3,36	27.506,34
1.5.2.	Suministro de cableado de Baja tensión de corriente alterna, conductores de aluminio y tensión de funcionamiento 1000 Vca para los circuitos de conexionado de los inversores con sus respectivos centros de transformación.	m	5.148	6,48	33.357,36
1.5.3.	Suministro de cableado de Media tensión de corriente alterna de aluminio, AL HEPRZ1 1x95/16 de 20 kV.	m	792	7,66	6.071,80
1.6.	CABLEADO DE COMUNICACIONES				2.470,92
1.6.1.	Suministro de cableado de comunicaciones.	m	1.287	1,92	2.470,92
1.7.	PUESTA A TIERRA				3.369,41
1.7.1.	Sistema de puesta a tierra cable de cobre de 35 mm ² conexiones y picas.	m	2.106	1,60	3.369,41
1.8.	SISTEMA DE PARARRAYOS				5.120,00
1.8.1.	Sistema completo de pararrayos y conexión.	Ud	2	2.560,00	5.120,00
1.9.	CONTROL Y MONITORIZACIÓN				51.604,00
1.9.1.	Estaciones meteorológicas con piranómetros incluidos, Power Plant Controller GPM o similar, SCADA y SmartLogger.	Ud	1	51.604,00	51.604,00
1.10.	SISTEMA DE VIGILANCIA				153.531,19
1.10.1.	Sistema completo de instalación de cámara PTZ y térmica de seguridad, con báculos y anclajes.	Ud	42	2.968,00	124.656,00
1.10.2.	Sistema de videovigilancia y seguridad.	Ud	1	28.875,19	28.875,19
2. OBRA CIVIL					240.444,51
2.1.	DESBROCE Y MOVIMIENTO DE TIERRAS				22.400,00
2.1.1.	DESBROCE: Desbroce de la capa vegetal de 10 cm y destoconado de la superficie con medios mecánicos, con carga y transporte al almacén de la instalación para su posterior uso.	m ²	80.000	0,28	22.400,00

Ref.	Descripción	Unidad	Medición	Precio Unitario [€]	Precio Total [€]
2.1.2.	DESMONTE: Desmonte de terrenos carga sobre camión y transporte a zona de extendido dentro de la obra.	m ³	0	2,36	0,00
2.1.3.	TERRAPLEN: Relleno con medios mecánicos.	m ³	0	2,83	0,00
2.2.	CAMINOS				8.264,18
2.2.1.	Viales internos de 4 m de ancho con compactación y canalizaciones de agua.	m	391	21,14	8.264,18
2.3.	VALLADO				20.193,23
2.3.1.	Vallado perimetral de 2 m de alambrado incluyendo postes, puertas, instalación y uniones.	m	1.810,33	10,60	19.189,50
2.3.2.	Puertas de acceso.	Ud	2,00	501,86	1.003,73
2.4.	INSTALACIONES TEMPORALES				20.000,00
2.4.1.	Instalación y desmontaje de casetas temporales de obra con su respectivo acondicionamiento de terreno y personal de obra.	Ud	1	20.000,00	20.000,00
2.5.	ZANJAS				13.844,64
2.5.1.	Creación de zanjas para la distribución eléctrica de baja tensión incluyendo tubos de cableado.	m	796	16,00	12.729,44
2.5.2.	Creación de zanjas para la distribución eléctrica de media tensión incluyendo tubos de cableado.	m	17	65,60	1.115,20
2.6.	DRENAJES				4.025,74
2.6.1.	Drenajes de la planta.	m	391	10,30	4.025,74
2.7.	CIMENTACIONES				39.319,02
2.7.1.	Cimentaciones de los CTs.	m ³	8	227,94	1.709,58
2.7.2.	Cimentación del edificio.	m ³	110	341,90	37.609,44
2.8.	EDIFICIO DE O&M				59.533,62
2.8.1.	Edificio.	Ud	1	59.533,62	59.533,62
2.8.2.	Punto limpio.	Ud	1	7.559,82	7.559,82
2.9.	CENTRO DE SECCIONAMIENTO				52.864,10
2.9.1.	Centro de seccionamiento.	Ud	1	52.864,10	52.864,10
3.	MONTAJE ELÉCTRICO Y MECÁNICO				100.504,62
3.1.	DESCARGA/ACOPIO				37.400,00
3.1.1.	Descarga, transporte y gestión de acopio de materiales y componentes principales de la instalación. Almacén de materiales durante la ejecución de las obras. Sistema de almacenaje y depósito de agua para la obra y el mantenimiento de la instalación. Transporte de cualquier elemento cuyos Incoterms no incluyan el transporte a obra DDP.	Ud	1	37.400,00	37.400,00
3.2.	MONTAJE MECÁNICO				25.612,00
3.2.1.	Hincado de los pilares de la estructura solar, perforado en terreno e instalación y relleno/hormigonado del pilar metálico de la estructura en apoyos de especial dureza del terreno, montaje de estructura mecánica, colocación del centro de transformación, inversores y módulos.	Ud	3.370	7,60	25.612,00
3.3.	MONTAJE ELÉCTRICO				37.492,62

Ref.	Descripción	Unidad	Medición	Precio Unitario [€]	Precio Total [€]
3.3.1.	Tendido sobre estructura o bajo tubo en zanja del conductor de corriente continua y baja tensión de conexionado de módulos solares fotovoltaico, tendido del conductor de corriente alterna y baja tensión, conexionado de los strings con sus correspondientes inversores, tendido y conexionado de los conductores de servicios auxiliares y de fibra óptica y tendido y conexionado del cable de puesta a tierra incluidas soldaduras aluminotérmicas.	Ud	1	37.492,62	37.492,62
4. GESTIÓN DE RESIDUOS					3.829,54
4.1.1.	Costes obtenidos del estudio de gestión de residuos generados en obra para el cumplimiento de la normativa en cuestión.	Ud	1	3.829,54	3.829,54
5. SEGURIDAD Y SALUD					19.450,60
5.1.1	Prevención de riesgos y accidentes laborales y seguridad durante la ejecución de cada una de las actividades de la obra.	Ud	1	19.450,60	19.450,60
6. MEDIOAMBIENTE					96.000,00
6.1.1.	Gestión y seguimiento medioambiental durante la construcción. Incluido todo lo definido en el presente BoQ, los documentos contractuales (Pliego de condiciones, DIA, entre otros), especificaciones y normativa vigente.	Ud	1	988,69	24.000,00
6.1.2.	Incendios. Habilitar en obra dispositivos antiincendios necesarios, tanto individuales (batafuegos, mochilas de agua, palines, etc) y colectivos (camión cisterna o cuba móvil de 2000 l de capacidad, 4 atm. de presión en punta de lanza a disposición) incluyendo personal y equipos auxiliares necesarios.	Ud	1	2.518,95	64.000,00
6.1.3.	Ejecución de medidas compensatorias contempladas en la DIA y EIA, incluyendo restauraciones, restituciones y revegetaciones de las zonas indicadas.	Ud	1	383,26	8.000,00
7. PUESTA EN MARCHA					1.025,63
7.1.1.	Pruebas equipamiento eléctrico, red de comunicación, red de media tensión y puesta de servicio según pliego de prescripciones técnicas particulares.	Ud	1	1.025,63	1.025,63

TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	3.099.241,95
Gastos Generales (13%)	402.901,45
Beneficio Industrial (6%)	185.954,52
TOTAL PRESUPUESTO INVERSIÓN	3.688.097,93

Presupuesto por Partidas:

Ref.	Descripción	TOTAL
1.	MATERIALES Y EQUIPOS PRINCIPALES	2.637.987,05 €
2.	OBRA CIVIL	240.444,51 €
3.	MONTAJE ELÉCTRICO Y MECÁNICO	100.504,62 €
4.	GESTIÓN DE RESIDUOS	3.829,54 €
5.	SEGURIDAD Y SALUD	19.450,60 €
6.	MEDIOAMBIENTE	96.000,00 €
7.	PUESTA EN MARCHA	1.025,63 €
	TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	3.099.241,95 €
	TOTAL PRESUPUESTO INVERSIÓN	3.688.097,93 €
	TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	4.462.598,50 €

El presupuesto total de ejecución material de la instalación asciende a **TRES MILLONES NOVENTA Y NUEVE MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y UN EUROS CON NOVENTA Y CINCO CÉNTIMOS.**

Total presupuesto con IVA:

TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	3.099.241,95 €
Gastos Generales (13%)	402.901,45
Beneficio Industrial (6%)	185.954,52
TOTAL PRESUPUESTO INVERSIÓN	3.688.097,93 €
IVA (21%)	774.500,57
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	4.462.598,50 €

El presupuesto total instalación asciende a **CUATRO MILLONES CUATROCIENTOS SESENTA Y DOS MIL QUINIENTOS NOVENTA Y OCHO EUROS CON CINCUENTA CÉNTIMOS.**

CONCLUSIONES

Con este documento queda suficientemente explicado el presupuesto y los costes de la instalación.

Este presupuesto proporciona una visión clara y detallada de los costos totales requeridos para la implementación del proyecto PSFV ALCUDIA, así que puede ser tomado como referencia sólida para la toma de decisiones del mismo.

Trabajo de Fin de Grado

Ingeniería Industrial



DOCUMENTO N°3: PLANOS

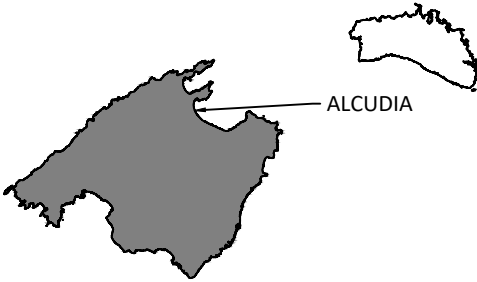
ÍNDICE DE PLANOS:

1. PLANO DE UBICACIÓN
2. EMPLAZAMIENTO
3. PLANO DE SERVIDUMBRES
4. ESTUDIO TOPOGRÁFICO
5. LAY-OT
6. ESQUEMA UNIFILAR:
 - 6.1 BAJA TENSIÓN- INVERSORES
 - 6.2 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
 - 6.3 LINEA DE MEDIA TENSIÓN
 - 6.4 ESQUEMA UNIFILAR GENERAL

ESPAÑA

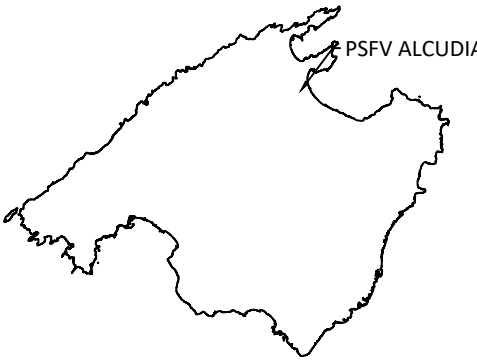


ISLAS BALEARES



ALCUDIA

ISLA DE MALLORCA



PSFV ALCUDIA



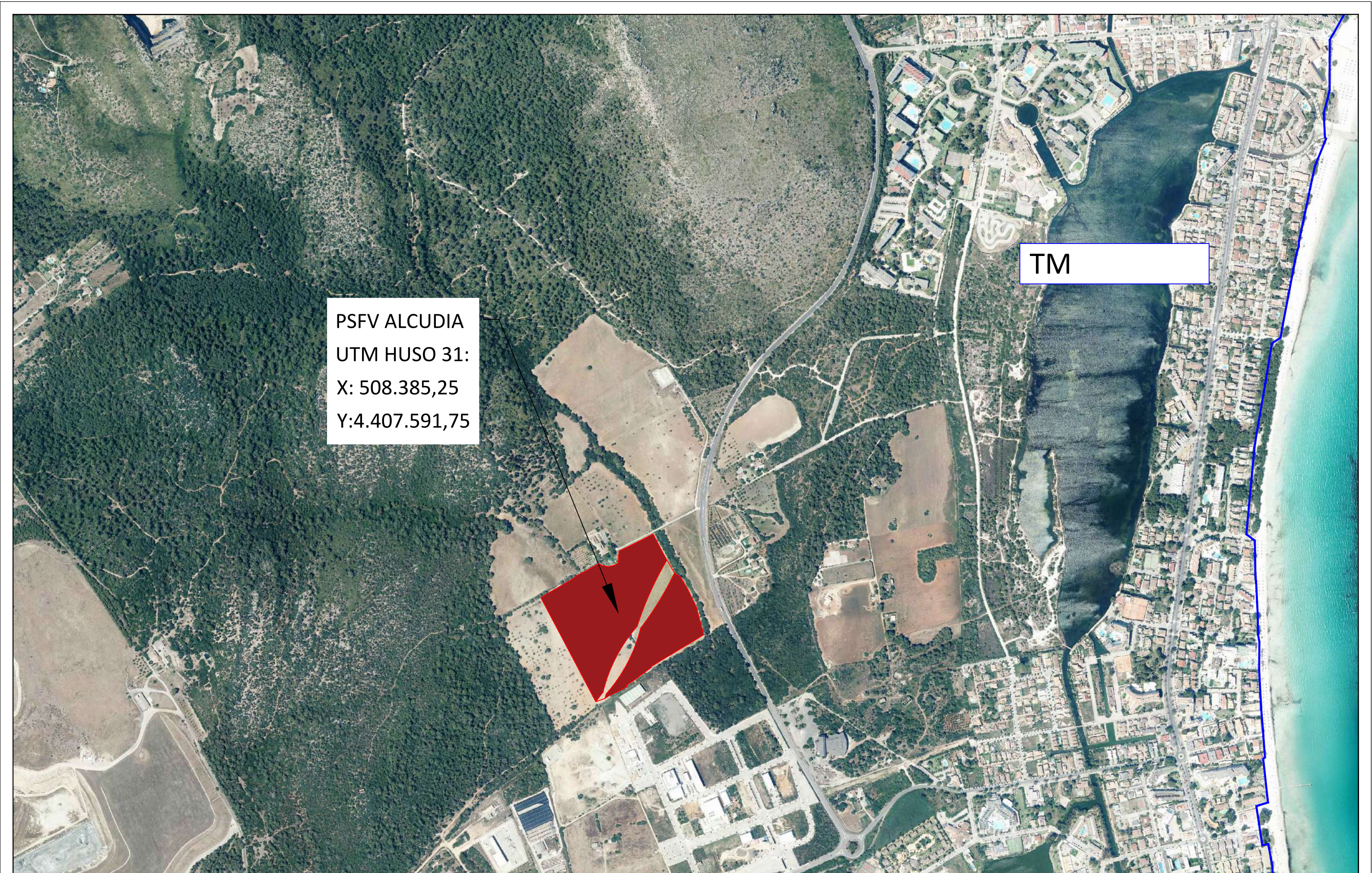
Ingeniera Industrial del ICAI						
Patricia Fernández Pérez	00	30.12.22	C.R.M.	C.R.M.	M.G.P.	I.B.G.
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado

INGENIERÍA:	
PROMOTOR:	

ESCALA:	1/50000
TAMAÑO:	A3

SITUACIÓN:	ALCUDIA, MALLORCA, ISLAS BALEARES
TÍTULO DEL PLANO:	UBICACIÓN
TÍTULO DEL PROYECTO:	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA ALCUDIA SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 6,6 MWp

Nº HOJA	01 de 01	Rev.	00
NÚMERO DEL PLANO:	1		



PSFV ALCUDIA
 UTM HUSO 31:
 X: 508.385,25
 Y:4.407.591,75

TM

Ingeniera Industrial del ICAI						
Patricia Fernández Pérez	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado

--	--	--	--	--	--

INGENIERÍA:

 PROMOTOR:

ESCALA:
 1/25000
 TAMAÑO:
 A3

SITUACIÓN:
 ALCUDIA, MALLORCA, ISLAS BALEARES
 TÍTULO DEL PLANO:
 PLANO DE EMPLAZAMIENTO
 TÍTULO DEL PROYECTO:
 PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA ALCUDIA SOLAR DE POTENCIA
 INSTALADA 6,6 MWp

Nº HOJA
 01 de 01
 Rev.
 NÚMERO DEL PLANO:
 2



Ma - 3433
Se respeta el límite de edificación (25 m)

Cerramiento
Se respeta una servidumbre de 5 m

Río no permanente
Se respeta una servidumbre de 6 m
a los dos lados del río

Área Restringida
No se colocarán módulos sobre estas zonas

LAT 132kV
Se respeta una servidumbre de 5 m
con respecto a la máxima oscilación de los conductores, 12 m

Ingeniera Industrial del ICAI						
Patricia Fernández Pérez	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado

INGENIERÍA:	osprel RENOVABLES
PROMOTOR:	

ESCALA:	1/2000
TAMAÑO:	A3

SITUACIÓN:	ALCUDIA, MALLORCA, ISLAS BALEARES
TÍTULO DEL PLANO:	PLANO DE SERVIDUMBRES
TÍTULO DEL PROYECTO:	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA ALCUDIA SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 6,6 MWp

Nº HOJA	01 de 01	Rev.
NÚMERO DEL PLANO:	3	



LEYENDA

- Área disponible
- Área restringida
- Subestación
- Pendientes menores del 5.0 %
- Pendientes menores del 10.0 %
- Pendientes menores del 16.0 %
- Pendientes mayores del 16.0 %

Ingeniera Industrial del ICAI						
Patricia Fernández Pérez	00	30.12.22	C.R.M.	C.R.M.	M.G.P.	I.B.G.
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado

INGENIERÍA:	
PROMOTOR:	

ESCALA:	1/2000
TAMAÑO:	A3

SITUACIÓN:	ALCUDIA, MALLORCA, ISLAS BALEARES	
TÍTULO DEL PLANO:	ANÁLISIS TOPOGRÁFICO	
TÍTULO DEL PROYECTO:	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA ALCUDIA SOLAR DE POTENCIA INSTALADA 6,6 MWp	

Nº HOJA	01 de 01	Rev.
NÚMERO DEL PLANO:	4	



Ingeniera Industrial del ICAI						
Patricia Fernández Pérez	00	30.12.22	C.R.M.	C.R.M.	M.G.P.	I.B.G.
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado

	Área disponible		Zanjas de media tensión
	Área restringida		Zanjas de baja tensión
	Subestación		Vallado
	Centro de transformación		Líneas de media tensión
	Estructuras de montaje		Cables del inversor al centro de transformación
	Viales		Inversores de String

INGENIERÍA:

 PROMOTOR:

ESCALA:
 1/2000
 TAMAÑO:
 A3

SITUACIÓN: ALCUDIA, MALLORCA, ISLAS BALEARES
 TÍTULO DEL PLANO: LAYOUT - PLANTA GENERAL
 TÍTULO DEL PROYECTO:
 PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA ALCUDIA SOLAR DE POTENCIA
 INSTALADA 6,6 MWp

Nº HOJA	Rev.
01 de 01	
NÚMERO DEL PLANO:	
5	

NOTAS

CONFIGURACIÓN DEL INVERSOR DE STRING

Se repite 15 veces en la planta

Fabricante: Sungrow
Modelo: SG250HX (PVsyst686)

Entradas: 15 strings
Potencia de entrada DC: 294.0 kWdc
Ratio DC/AC: 1.18

Secciones de los cables de entrada: 4/10 mm2. El diagrama representa un inversor de string típico. *La distribución de cables de BT es representativa de la planta.

NOTAS

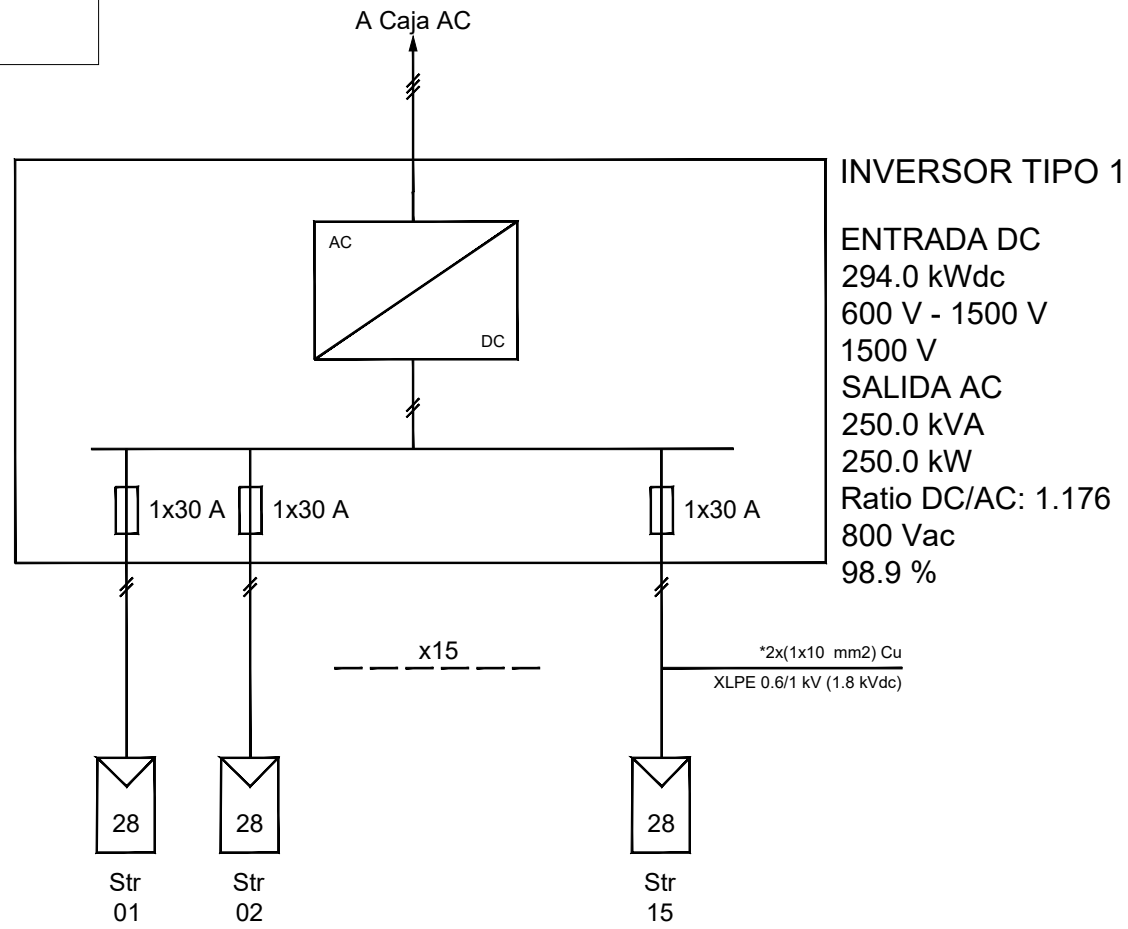
CONFIGURACIÓN DEL INVERSOR DE STRING

Se repite 7 veces en la planta

Fabricante: Sungrow
Modelo: SG250HX (PVsyst686)

Entradas: 16 strings
Potencia de entrada DC: 313.6 kWdc
Ratio DC/AC: 1.25

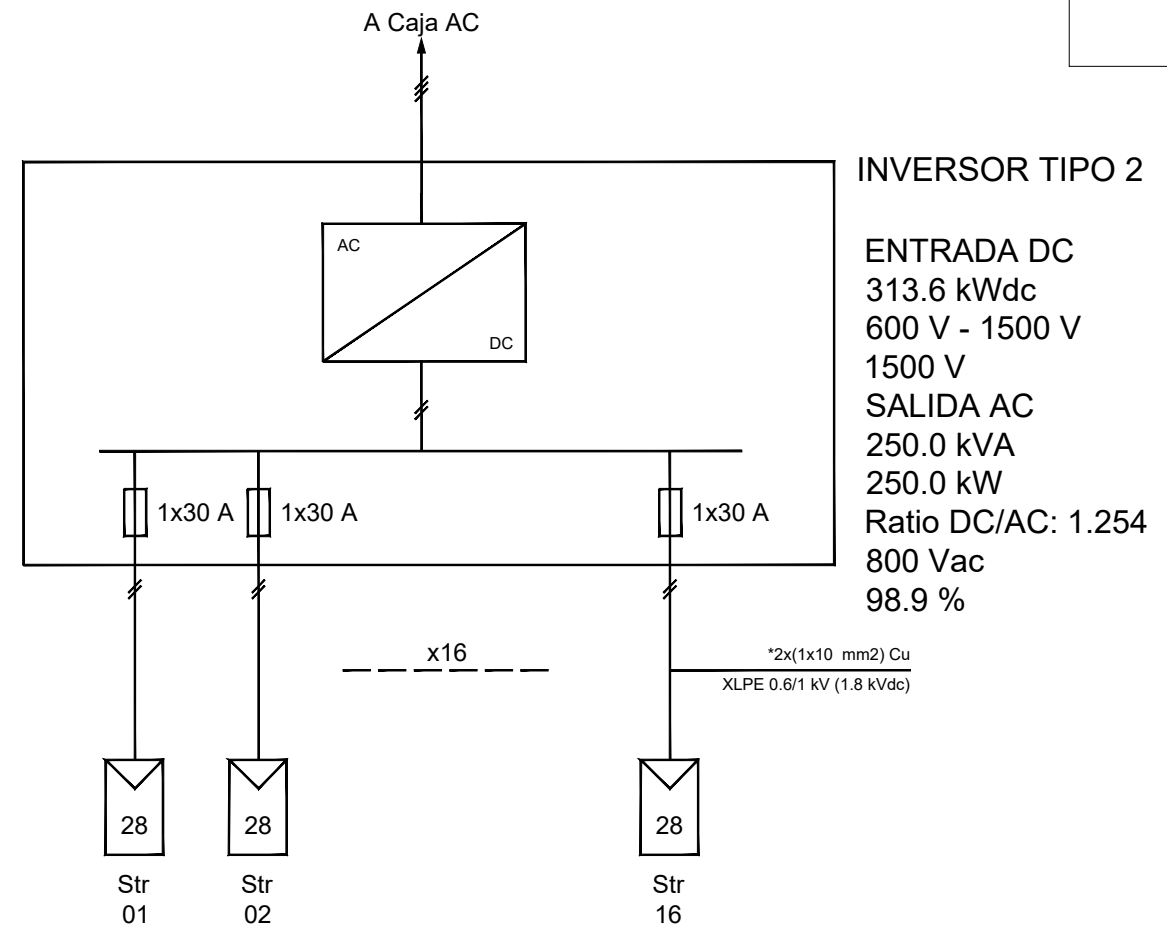
Secciones de los cables de entrada: 4/10 mm2. El diagrama representa un inversor de string típico. *La distribución de cables de BT es representativa de la planta.



INVERSOR TIPO 1

ENTRADA DC
294.0 kWdc
600 V - 1500 V
1500 V
SALIDA AC
250.0 kVA
250.0 kW
Ratio DC/AC: 1.176
800 Vac
98.9 %

15 Strings por inversor
28 Módulos por string
Risen Energy Co., Ltd
RSM132-8-700BHDG
Potencia 700 Wp / 1500 VDC



INVERSOR TIPO 2

ENTRADA DC
313.6 kWdc
600 V - 1500 V
1500 V
SALIDA AC
250.0 kVA
250.0 kW
Ratio DC/AC: 1.254
800 Vac
98.9 %

16 Strings por inversor
28 Módulos por string
Risen Energy Co., Ltd
RSM132-8-700BHDG
Potencia 700 Wp / 1500 VDC

LEYENDA

- Fusible (500 A)
- Inversor central (3800.0 kVA)
- Cables BT DC (630, 400 mm2)
- Cables AC
- String de 28 módulos conectados al inversor

Ingeniera Industrial y del ICAI						
Patricia Fernández Pérez	00	30.12.22	L.V.C.	L.V.C.	J.G.O.J	I.B.G.
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado

INGENIERIA:
PROMOTOR:

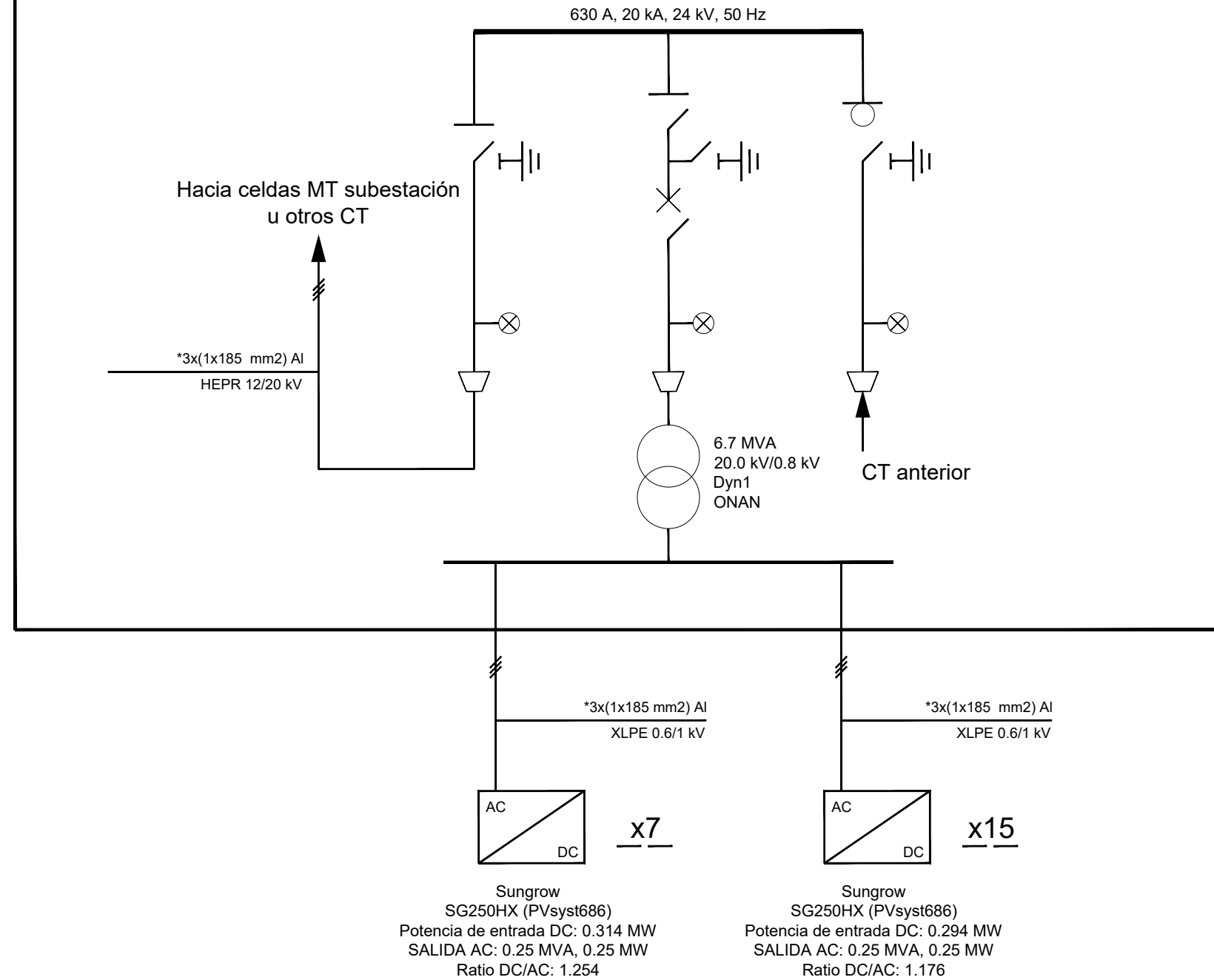
ESCALA: S/E
TAMAÑO: A3

SITUACIÓN: ALCUDIA, MALLORCA, ISLAS BALEARES
TÍTULO DEL PLANO: ESQUEMA UNIFILAR BT INVERSORES
TÍTULO DEL PROYECTO: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA ALCUDIA DE POTENCIA INSTALADA 6,6 MWp









Nº HOJA 01 de 04	Rev.
NÚMERO DEL PLANO: 6	

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Centro de transformación tipo 1



LEYENDA

-  Celdas de entrada
-  Detector de tensión
-  Interruptor de puesta a tierra
-  Interruptor - seccionador en carga
-  Interruptor en vacío
-  Transformador
-  Inversor
-  Cable AC

Ingeniera Industrial y del ICAI						
Patricia Fernández Pérez	00	30.12.22	L.V.C.	L.V.C.	J.G.O.J	I.B.G.
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado

INGENIERIA:	
PROMOTOR:	

ESCALA:	S/E
TAMAÑO:	A3

SITUACIÓN:	ALCUDIA, MALLORCA, ISLAS BALEARES	
TÍTULO DEL PLANO:	ESQUEMA UNIFILAR - CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	
TÍTULO DEL PROYECTO:	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA ALCUDIA DE POTENCIA INSTALADA 6,6 MWp	

Nº HOJA	Rev.
02 de 04	
NÚMERO DEL PLANO:	
6	

LÍNEA MT 1 (Área AA1)
 Centros de transformación conectados: 1
 Potencia nominal de la línea: 6.7 MVA
 Nivel de Media Tensión: 20.0 kV

CABLE MT
 Núcleos: Single AC
 Aislamiento: 12/20 kV
 Material: Al
 Sección transversal: 150 mm²
 Aislamiento del cable: HEPR

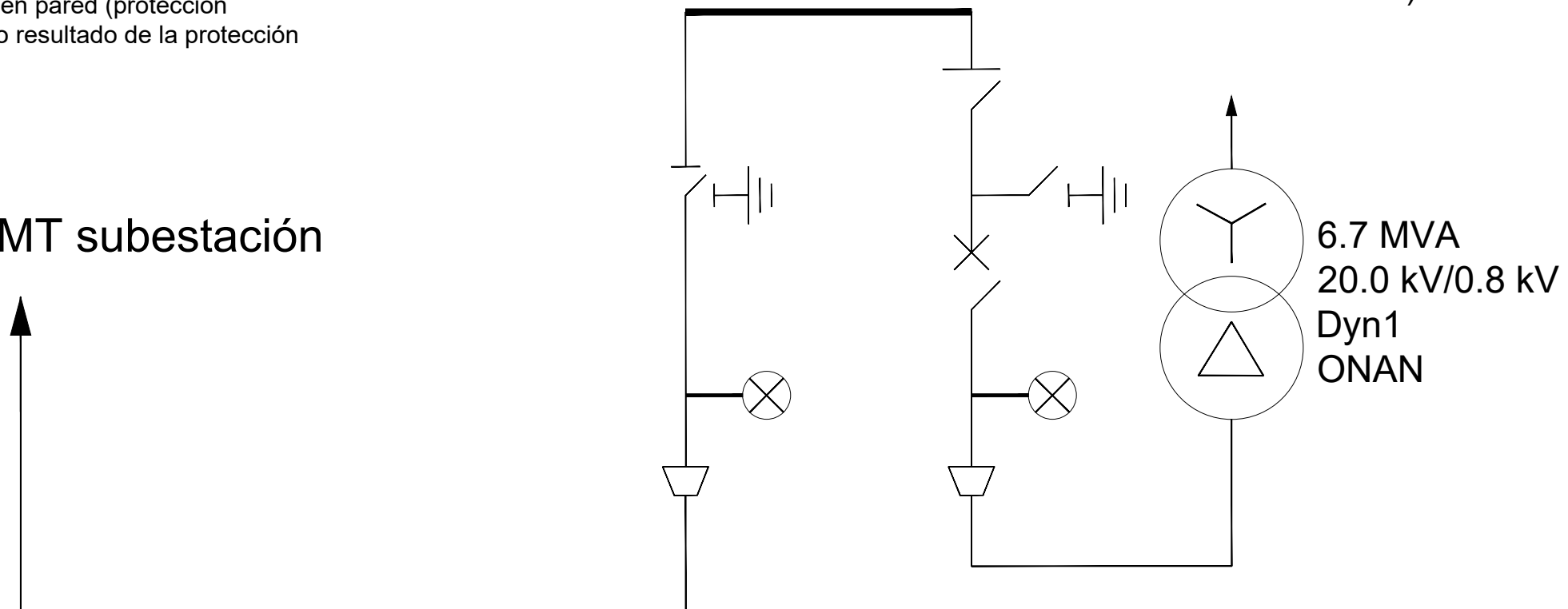
NOTA: Para las celdas de MT, se recomienda una designación de la clasificación de arco interno (IAC) de accesibilidad tipo A (solo para personal autorizado) y protección en pared (protección delantera y lateral), como resultado de la protección IAC tipo A FL.

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN AA1-1

Potencia nominal: 6,7 MVA

Ratio DC/AC: 1.3 Inversor/es
 630 A, 20 kA, 24 kV, 50 Hz (15xInv 250 kW ratio:1.176,
 7xInv 250 kW ratio:1.254)

Hacia celdas MT subestación



3x(1x150 mm²)
 Al HEPR, 12/20 kV
 792,25 m
 Código AA1-1

LEYENDA

- Celdas de entrada
- Detector de tensión
- Interruptor de puesta a tierra
- Interruptor - seccionador en carga
- Interruptor en vacío
- Transformador

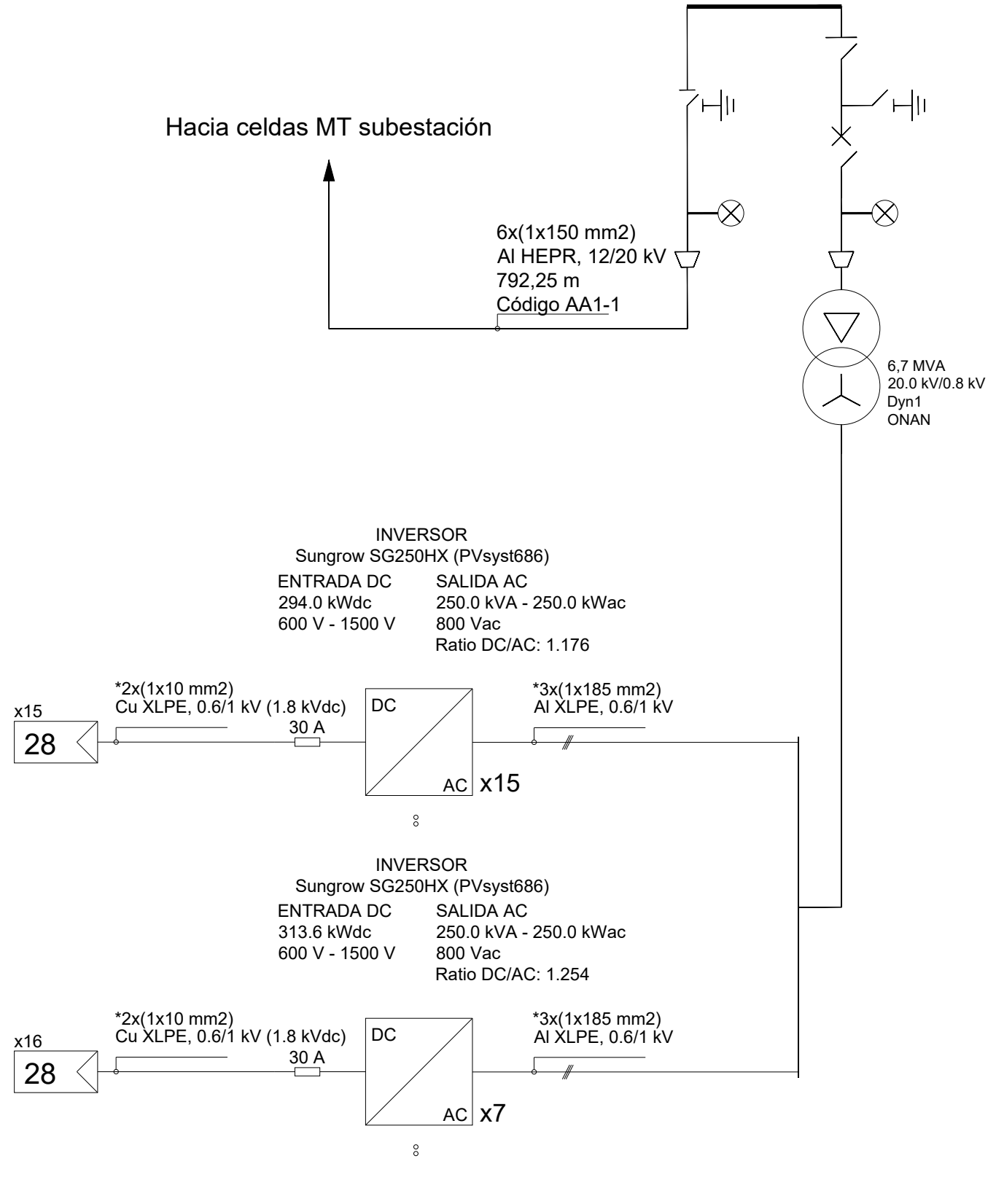
Ingeniera Industrial y del ICAI							INGENIERIA: osprel	ESCALA: S/E	SITUACIÓN: ALCUDIA, MALLORCA, ISLAS BALEARES			
									TÍTULO DEL PLANO: ESQUEMA UNIFILAR - LÍNEA MEDIA TENSIÓN			
Patricia Fernández Pérez	00	30.12.22	L.V.C.	L.V.C.	J.G.O.J	I.B.G.			TÍTULO DEL PROYECTO:		Nº HOJA	Rev.
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado		A3	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA ALCUDIA DE POTENCIA INSTALADA 6,6 MWp		03 de 04	6

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN AA1-1

Potencia nominal: 6,7 MVA @40 °C

Ratio DC/AC: 1.3

630 A, 20 kA, 24 kV, 50 Hz



LEYENDA

- Inversor
- Fusible
- Celdas de entrada
- Detector de tensión
- Interruptor de puesta a tierra
- Interruptor - seccionador en carga
- Interruptor en vacío
- Transformador

Ingeniera Industrial y del ICAI									
Patricia Fernández Pérez	00	30.12.22	L.V.C.	L.V.C.	J.G.O.J	I.B.G.			
	Rev.	Fecha	Proyectado	Dibujado	Comprobado	Aprobado			

	INGENIERIA:		ESCALA:		SITUACIÓN:	ALCUDIA, MALLORCA, ISLAS BALEARES
			S/E		TÍTULO DEL PLANO:	ESQUEMA UNIFILAR BT Y MT
	PROMOTOR:		TAMAÑO:	A3	TÍTULO DEL PROYECTO:	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA ALCUDIA DE POTENCIA INSTALADA 6,6 MWp

Nº HOJA	Rev.
04 de 04	
NÚMERO DEL PLANO:	
6	

LISTADO DE REFERENCIAS:

- Agencia Estatal de Meteorología. (s.f). Valores extremos Illes Balears. Recuperado de: [Palma de Mallorca, Aeropuerto: Palma de Mallorca, Aeropuerto - Valores extremos absolutos - Selector - Agencia Estatal de Meteorología - AEMET. Gobierno de España](#)
- IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (IDEA).(2011). *Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*. Extraído de: [documentos_5654_fv_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_c20_julio_2011_426c3c8f.pdf \(idae.es\)](#)
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto a la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. BOE núm. 160, 5 de julio de 2007. Recuperado de: [BOE-A-2007-13024 Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.](#)
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. BOE núm.310, de 27 de diciembre de 2013. Recuperado de: [BOE-A-2013-13645 Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.](#)
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector energético. BOE núm. 285, de 28 de Noviembre de 1997. Recuperado de [BOE-A-1997-25340 Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.](#)
- Ley 37 de 20015. De carreteras. 29 de septiembre de 2015. BOE-A-2015-10439.
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2019). Edificios, construcciones y zonas urbanas. (Norma 5.12.2). Recuperado de: [Guía Técnica de Aplicación ITC-LAT 07 \(industria.gob.es\)](#)
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. Recuperado de [pniecconpleto_tcm30-508410.pdf \(miteco.gob.es\)](#)
- Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. BOE núm. 168, 13 de julio de 2013. Recuperado de: [BOE-A-2013-7705 Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.](#)

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos. BOE núm. 142, de 12 de junio de 2014. Recuperado de: [BOE-A-2014-6123 Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.](#)
- Real Decreto 1955 de 2000 [con fuerza de ley]. Por el que se regulan actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de instalaciones de energía eléctrica. 27 de diciembre de 2000. BOE-A-2000-24019.
- Real Decreto 1 de 2015 [con fuerza de ley]. Por el que se aprueba las Instrucción de Planificación Hidrológica para la demarcación hidrográfica intracomunitaria de las Illes Balears. 10 de abril de 2015. BOE-A-2015-9270.

LISTADO DE REFERENCIAS DE FIGURAS Y TABLAS:

- Gráfico 1: Potencia Instalada en España. Red Eléctrica España. (22 de septiembre de 2022).. Recuperado el 2 de abril de 2023, de [2022 o el brillante año de la fotovoltaica | Red Eléctrica \(ree.es\)](#)
- Gráfico 2: Evolución de la generación anual con solar fotovoltaica. Red Eléctrica España. (22 de septiembre de 2022). Evolución de la generación anual con solar fotovoltaica [Gráfico 2]. Recuperado el 2 de abril de 2023, de [2022 o el brillante año de la fotovoltaica | Red Eléctrica \(ree.es\)](#)
- Gráfico 3: Potencia Instalada por Tecnología. Red Eléctrica España. (5 de mayo de 2023). Recuperado de [REData - Potencia instalada | Red Eléctrica \(ree.es\)](#).
- Ilustración 12: Ejemplo de estructura fija. Stansolgroup. (s.f). Estructuras fijas; Mesa biposte en configuración 3V. Recuperado de [Estructura Fija – Stansol Group](#)
- Ilustración 13: Ejemplo de estructura con seguidor de 1 eje. Solarmat. (s.f). Seguidor 1 eje Lorentz EtaTrack 1500-A 16,3m2. Recuperado de [comprar Seguidor 1 eje Lorentz EtaTrack 1500 16,3m2 \(solarmat.es\)](#)
- Ilustración 15: Estructura fija 1V. Microled Iberica. (s.f). Estructura para Paneles Solares. Recuperado de [Estructura para Paneles Solares 30° Inclinación \(microlediberica.com\)](#)
- Ilustración 16: Estructura fija 2V. Techno Sun. (s.f). Estructura doble sobre suelo en vertical en aluminio crudo para 30 paneles de 2000x1000mm a 30° en 2 filas de 15 paneles. Recuperado de [\[AEF0035\] 2x15 2000x1000 Estructura doble sobre suelo en vertical en aluminio crudo para 30 paneles de 2000x1000mm a 30° en 2 filas de 15 paneles | SU Series - Techno Sun](#)
- Ilustración 18: Tipos de paneles fotovoltaicos. Tritec Intervento. (18 de agosto de 2017). Tipos de paneles fotovoltaicos. Recuperado de [TIPOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS - Tritec Intervento \(tritec-intervento.cl\)](#)
- Ilustración 19: RSM132-8-700BHDG. Enf Solar. (s.f). Hyper-ion RSM132-8-675-700BHDG Risen Energy Co., Ltd. Recuperado de: [Risen Energy | Hyper-ion RSM132-8-675-700BHDG | Pagina de Datos de Paneles Solares | Directorio de Paneles ENF \(enfsolar.com\)](#)
- Ilustración 32: Ilustración 26: Valores de referencia campo electromagnético según ICNIRP. International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection. (2010). ICNIRP Guideliness for limiting exposure to time-varyingelectric and magnetic fields (1HZ – 100 KHZ. Recuperado de [ICNIRPLFgdl.pdf](#)