



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Aeroespacial  
y Diseño Industrial

Instalación Fotovoltaica aislada de la red para un taller de  
carpintería metálica y de aluminio

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

AUTOR/A: Rodríguez Huélamo, Paula

Tutor/a: Saiz Jimenez, Juan Ángel

CURSO ACADÉMICO: 2023/2024

# UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

E.T.S. DE INGENIERÍA AEROESPACIAL Y DISEÑO INDUSTRIAL



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

## Instalación Fotovoltaica aislada de la red para un taller de carpintería metálica y de aluminio

Trabajo Final de Grado

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

## MEMORIA

Autor: **Paula Rodríguez Huélamo**

Tutor: Juan Ángel Saiz Jiménez



# Resumen

En el presente proyecto se va a diseñar una instalación de energía solar fotovoltaica para un taller de carpintería metálica y de aluminio en Villarejo de Fuentes, que se localiza en la provincia de Cuenca, Castilla la Mancha. La instalación será aislada de la red, por lo que constará de baterías, reguladores e inversores, además de poseer un maximizador, que minimiza el número de placas aumentando el rendimiento de estas, y un grupo electrógeno, para reducir el coste debido a las baterías. El diseño se realizará a partir de las facturas eléctricas aportadas por la empresa y la radiación solar que incide en la zona.

# Resum

En el següent projecte es va a dissenyar una instal·lació d'energia solar fotovoltaica per a un taller de fusteria metàl·lica y d'alumini en Villarejo de Fuentes, localitzat en la província de Cuenca, Castilla la Mancha. La instal·lació serà aïllada de la xarxa, per la qual cosa tindrà bateries, reguladors i inversors, a més de posseir un maximitzador, que disminueix el nombre de plaques augmentant el rendiment d'aquestes, i un grup electrogen, que redueix el cost degut a les bateries. El disseny es realitzarà a partir de les factures elèctriques aportades per l'empresa y la radiació solar que incideix en l'àrea.

# Abstract

In this project, it will design a photovoltaic solar energy installation for a metal and aluminium carpentry workshop in Villarejo de Fuentes, which is in Cuenca, Castilla la Mancha. The installation will be isolated from the grid, so it will have batteries, regulators and inverters, in addition to having a maximizer, which minimizes the number of solar panels increasing their efficiency, and an engine-generator, to reduce the cost due to the batteries. The design will be made based on the electricity bills provided by the company and the solar radiation that affects the area.

# Índice de Contenidos

Resumen .....	3
Resum .....	4
Abstract.....	5
Índice de Contenidos .....	i
Índice de Figuras .....	iv
Índice de Tablas .....	v
Índice de Gráficas.....	vi
Capítulo 1. Introducción.....	7
1.1 Radiación solar.....	7
1.2 Orientación óptima .....	9
1.3 Objeto y ámbito .....	10
1.4 Antecedentes.....	11
1.4.1 Justificación de la elección del proyecto .....	11
1.4.2 Estudios previos .....	11
Capítulo 2. Estudio de necesidades .....	15
2.1 Especificaciones del proyecto .....	15
2.2 Normativa utilizada para el proyecto .....	15
Capítulo 3. Planteamiento de soluciones.....	17
3.1 Proveedores .....	17
3.2 Elementos de una instalación aislada de la red .....	17
3.2.1 Paneles solares.....	17
3.2.2 Inversor .....	18
3.2.3 Grupo electrógeno.....	18
3.2.4 Baterías .....	18
3.2.5 Reguladores .....	19
3.2.6 Cableado .....	19
3.2.7 Protecciones.....	19
3.2.8 Conexión a tierra .....	22
Capítulo 4. Descripción detallada y justificación de la adoptada .....	24
4.1 Proveedores .....	24
4.2 Elementos de una instalación aislada de la red .....	24
4.2.1 Paneles solares.....	24
4.2.2 Inversor .....	25

4.2.3	Grupo electrógeno.....	25
4.2.4	Baterías .....	26
4.2.5	Reguladores .....	26
4.2.6	Cableado .....	26
4.2.7	Protecciones.....	27
4.2.8	Conexión a tierra .....	30
Capítulo 5.	Justificación del dimensionamiento o selección de componentes.....	31
5.1	Cálculos para la selección de componentes .....	31
5.1.1	Elección del inversor .....	31
5.1.2	Consumo mensual .....	31
5.1.3	Inclinación de las placas.....	33
5.1.4	Mes desfavorable .....	34
5.1.5	Número de placas .....	35
5.1.6	Regulador.....	38
5.1.7	Baterías .....	38
5.1.8	Esquema general .....	41
5.2	Cableado .....	41
5.2.1	Cableado exterior: EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K.....	42
5.2.2	Cableado interior: EXZHELLENT Compact 1000V RZ1-K .....	45
5.3	Protecciones y conexión a tierra.....	47
5.3.1	Protecciones.....	47
5.3.2	Conexión a tierra .....	48
Capítulo 6.	Estudio económico .....	49
6.1	Coste de la instalación .....	49
6.2	Coste del kWh en 25 años .....	50
6.3	Coste del kWh en 45 años .....	51
Capítulo 7.	Objetivos de Desarrollo Sostenible .....	52
7.1	Objetivo nº7: Energía asequible y no contaminante .....	52
7.2	Objetivo nº12: Producción y consumo responsables.....	53
7.3	Objetivo nº13: Acción por el clima .....	53
Anexos.....		55
Ficha técnica Panel 500 W 24 V de Tensite.....		55
Ficha técnica Inversor S6-EH3P10K-H de Solis .....		56
Ficha técnica Batería US5000 4,8 kWh de Pylontech .....		57
Ficha técnica Cable EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K.....		58



Ficha técnica Cable EXZHELLENT Compact 1000V RZ1-K .....	59
Ficha técnica Soporte o Estructura 10 paneles Coplanar Inclinada 15-30° 30/35 mm .....	60
Ficha técnica Fusible 20 A gPV de DF Electric .....	61
Ficha técnica Portafusible PMX de DF Electric.....	62
Ficha técnica Protección sobretensiones de Cirprotec .....	63
Ficha técnica Magnetotérmico de Legrand 25 A.....	63
Efecto en los Objetivos de Desarrollo Sostenible .....	63
Referencias.....	65

# Índice de Figuras

Figura 1. Tipos de radiaciones solares. ....	8
Figura 2. Tipos de rayos. ....	9
Figura 3. Orientación óptima de los paneles.....	10
Figura 4. Vista superficial del taller. ....	11
Figura 5. Cara norte de la nave de menor tamaño. ....	12
Figura 6. Cara norte de la nave de mayor tamaño. ....	13
Figura 7. Clasificación en función del número medio anual de días de tormenta. ....	21
Figura 8. Tabla 3 de la ITC-BT-18.....	22
Figura 9. Tabla 4 de la ITC-BT-18.....	23
Figura 10. Tabla 5 de la ITC-BT-18.....	23
Figura 11. Panel Solar Tensite 500 W Monocristalino PERC. ....	24
Figura 12. Inversor Trifásico Híbrido Solis S6-EH3P10K-H de 10 kW 48 V MPPT de Solis. .....	25
Figura 13. Batería Litio US5000 4,8 kWh 48 V de Pylontech.....	26
Figura 14. Cable EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z-K.....	27
Figura 15. Cable EXZHELLENT Compact 1000V RZ1-K. ....	27
Figura 16. Fusible 20 A Clase gPV 491635 de DF Electric. ....	28
Figura 17. Portafusible PMX 485150 de DF Electric.....	28
Figura 18. Protección sobretensiones CS2 de Cirprotec. ....	29
Figura 19. Diferencial 25 A 4P 30mA Tipo A de Legrand.....	29
Figura 20. Magnetotérmico 25 A 4P 6 kA C de Legrand. ....	30
Figura 21. Pica de cobre 1500x15 mm de Leroy Merlin.....	30
Figura 22. Esquema de la conexión de los elementos de la instalación. ....	41
Figura 23. Descripción del tipo de instalación cableado exterior. ....	42
Figura 24. Tabla 52-D1 de la UNE 20460-5-523 para cableado exterior.....	43
Figura 25. Tabla A.52-1 bis de la UNE 60364-5-52 para cableado exterior. ....	44
Figura 26. Descripción del tipo de instalación cableado interior. ....	45
Figura 27. Tabla A.52-1 bis de la UNE 60364-5-52 para cableado interior. ....	46
Figura 28. Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	52
Figura 29. Objetivo nº7. ....	53
Figura 30. Objetivo nº12. ....	53
Figura 31. Objetivo nº13. ....	54
Figura 32: Ficha técnica panel de 500 W de Tensite. ....	55
Figura 33. Ficha técnica inversor S6-EH3P10K-H de Solis. ....	56
Figura 34. Ficha técnica batería US5000 de Pylontech.....	58
Figura 35. Ficha técnica Cable EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K.....	58
Figura 36. Características físicas y eléctricas EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K. ...	59
Figura 37. Características físicas y eléctricas EXZHELLENT Compact 1000V RZ1-K. ....	59
Figura 38. Ficha técnica Soporte para 10 placas inclinado 15-30° 30/35 mm. ....	60
Figura 39. Ficha técnica Fusible 20 A 491635 de DF Electric.....	61
Figura 40. Ficha técnica Portafusible de DF Electric. ....	62

# Índice de Tablas

Tabla 1. Radiación del municipio en 2020.....	13
Tabla 2. Tabla 712.102 de la UNE 60364-7-712. ....	20
Tabla 3. Consumos mensuales en kWh.....	31
Tabla 4. Consumos mensuales en Ah.....	32
Tabla 5. Consumo diario en Ah. ....	33
Tabla 6. HSP anuales. ....	34
Tabla 7. Coeficiente de mes desfavorable. ....	34
Tabla 8. Coeficientes panel de 405 W con MPPT. ....	36
Tabla 9. Coeficientes panel de 500 W con MPPT. ....	37
Tabla 10. Consumo para 20 paneles de 500 W con MPPT.....	38
Tabla 11. Cuadro de precios elementales. ....	49
Tabla 12. Valoración final. ....	50
Tabla 13. Ficha técnica protección sobretensiones CS2 de Ciprotec. ....	63
Tabla 14. Ficha técnica Magnetotérmico 25 A de Legrand.....	63
Tabla 15. Efectos ODS.....	64

# Índice de Gráficas

Gráfica 1. Radiación solar del municipio en 2020.....	14
Gráfica 2. Diagrama de consumos mensuales en kWh.....	32
Gráfica 3. Diagrama de consumos mensuales en Ah.....	32
Gráfica 4. Diagrama de consumo diario en Ah.....	33

# Capítulo 1. Introducción

## 1.1 Radiación solar

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. Esta energía es determinante en la dinámica de los procesos atmosféricos y climatológicos. También, es directa o indirectamente responsable de circunstancias cotidianas como la fotosíntesis de las plantas, el mantenimiento de una temperatura apta para la vida y de la formación del viento, indispensable para la generación de energía eólica.

El Sol emana energía en forma de radiación de onda corta, la cual soporta un proceso de debilitamiento en la atmósfera por la existencia de las nubes y su captación por parte de las moléculas de gases o las partículas en suspensión. Una vez atravesada la capa atmosférica, dicha radiación llega a la superficie terrestre, tanto oceánica como continental, reflejándose o absorbiéndose. Después de todo el proceso, la superficie devuelve la radiación en dirección al espacio exterior en forma de radiación de onda larga.

Se mide mediante un sensor de radiación, que se sitúa en superficie horizontal, orientado en dirección sur y en espacio libre de objetos que produzcan sombras. Los resultados de la medición se encuentran en unidades de potencia, vatios por metro cuadrado, y tiende a realizarse en las estaciones meteorológicas en intervalos de diez minutos o de 24 horas de manera que se establezcan medias.

Existen radiaciones de varios tipos según la manera en la que alcanza a la Tierra y según los tipos de rayos que inciden.

Según la forma que alcanza la tierra se encuentran:

- La radiación solar directa. Esta radiación traspasa la atmósfera y consigue alcanzar la superficie de la Tierra sin sufrir dispersión alguna en su trayectoria.
- La radiación solar difusa. Esta alcanza la superficie terrestre tras haber sufrido múltiples desviaciones en su trayectoria, por ejemplo, por los gases que se encuentran desperdigados en la atmósfera.
- La radiación solar reflejada. Es la reflejada por la propia superficie, en el fenómeno conocido como “efecto albedo”.
- La radiación global. Es la suma de la radiación directa con la difusa.

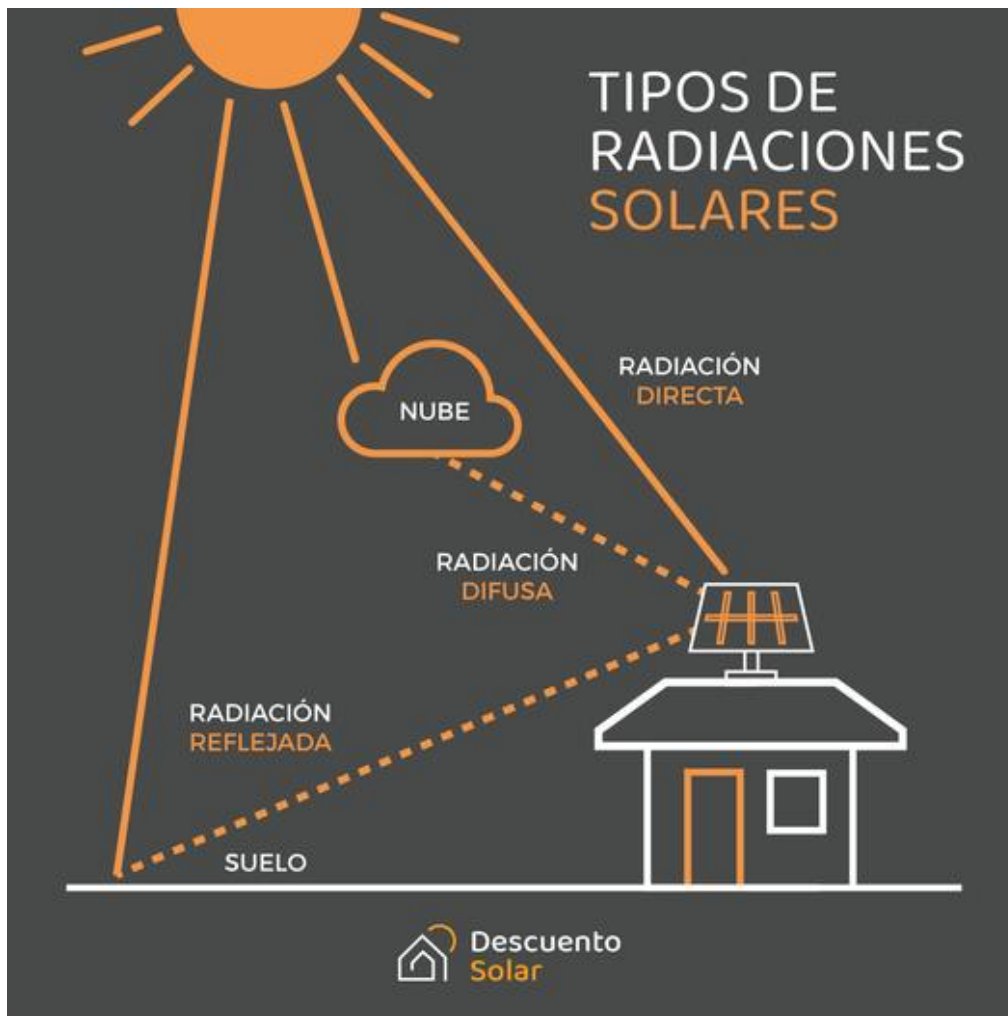
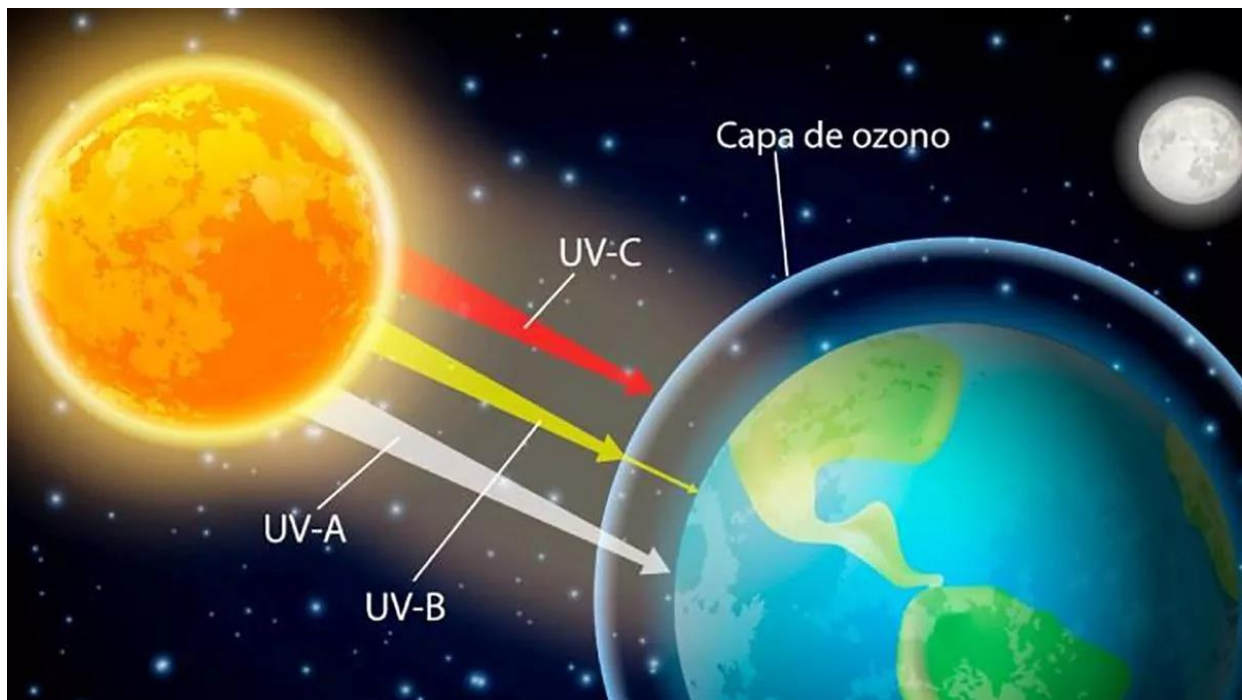


Figura 1. Tipos de radiaciones solares.

Fuente: DescuentoSolar.

Según los tipos de rayos:

- Rayos infrarrojos (IR). Son de mayor longitud de onda que la luz visible, emiten calor y cualquier cuerpo cuya temperatura sea mayor a 0 grados Kelvin los desprende.
- Rayos visibles (VI). Emiten luz y el ojo humano puede verlos en forma de colores.
- Rayos ultravioletas (UV). Son invisibles al ojo humano y los que inciden más gravemente sobre la piel (quemaduras, manchas, arrugas). Se dividen en tres subcategorías:
  - o Ultravioleta (UVA). atraviesan con facilidad la atmósfera, alcanzando en gran parte la superficie terrestre.
  - o Ultravioleta B (UVB). Tienen dificultades para traspasar la atmósfera, pero aun así llegan a la superficie de la Tierra y son los que causan daños más graves en la piel.
  - o Ultravioleta C (UVC). Este tipo de rayos no consiguen atravesar la atmósfera, ya que son absorbidos por la capa de ozono.



*Figura 2. Tipos de rayos.*

*Fuente: CuidatePlus.*

## 1.2 Orientación óptima

Escoger la posición adecuada en relación con el sol es fundamental para obtener la máxima radiación y un óptimo rendimiento de la instalación. En este sentido, hay tres factores que valorar.

Uno de ellos es el impacto de los rayos del sol. Las células de los paneles deben captar la radiación de manera directa para evitar desperdicios que se dan, por ejemplo, cuando inciden de paralelamente a la inclinación y no pasan por la superficie.

Luego está el enfoque con el paso de las horas. Es complicado posicionar las placas solares de forma que recojan radiación desde el amanecer hasta el atardecer, por lo que se deben orientar hacia la posición donde captan un mayor periodo de luz y de máxima intensidad, que son las horas centrales del día.

El último es la captación de luz en el tejado. Una parte importante de la radiación puede dispersarse en el tejado, así que conviene que recaiga la mayor cantidad en las células.

Aparte de los factores anteriores, cabe recalcar que la mejor orientación de los paneles es hacia el sur, con independencia del uso que se le quiera dar a la energía.



Figura 3. Orientación óptima de los paneles.

Fuente: Tecnosol.

### 1.3 Objeto y ámbito

El objeto del proyecto consiste en diseñar una instalación de energía solar fotovoltaica de autoconsumo, aislada de la red, en el municipio de Villarejo de Fuentes, provincia de Cuenca, España. Dicho montaje está planteado para un taller de carpintería metálica y de aluminio que posee dos naves situadas contiguas con un total de 1500 m<sup>2</sup> de tejado donde poder colocar las placas de la instalación.





*Figura 4. Vista superficial del taller.*

*Fuente: Sede Electrónica del Catastro.*

El propósito del diseño es calcular el dimensionamiento del montaje de placas para un caso con características reales con el fin de cubrir las necesidades de la empresa y ver si resulta rentable su instalación. Para ello se tendrán en cuenta las propiedades del edificio, como es la inclinación del tejado y sus dimensiones, y la orientación del mismo.

## 1.4 Antecedentes

### 1.4.1 Justificación de la elección del proyecto

La energía solar fotovoltaica es una de las principales fuentes de energía renovable debido a que utiliza la propia luz del sol que transforma en electricidad gracias a una tecnología basada en el efecto fotoeléctrico. Tiene un papel clave en la transición energética, ya que ayuda a impulsar una economía más limpia, sin emisiones de dióxido de carbono, protegiendo el medio ambiente, mejorando el bienestar de las personas y garantizando la sostenibilidad de las empresas.

Cabe destacar que es una energía accesible, es decir, fácil de instalar y adaptar a cualquier espacio, además es una tecnología que se encuentra en auge, por lo que tiene un coste cada vez más barato, tanto en la producción como en los materiales, lo que hace que apostar por la energía solar sea cada vez más beneficioso.

### 1.4.2 Estudios previos

Teniendo en cuenta las facturas y las necesidades energéticas del taller, se estudia el dimensionamiento viable para la instalación, buscando también la solución en función de la orientación e inclinación. La inclinación del tejado es de unos 15° en el sistema sexagesimal,

partiendo el techado en un lado orientado al norte y otro al sur. La cara de la cubierta más factible a la hora de aprovechar al máximo la luz solar resulta ser la orientada al sur, como se ha comentado anteriormente en la introducción, por lo que se utilizará ese espacio para la colocación de placas. Cabe destacar que, en la zona orientada al norte, las naves tienen una estructura que podría hacer sombra e interrumpir la captación de radiación, además la nave de menor tamaño se encuentra enfrente de unos árboles de mayor altura también ubicados en esa zona, como se observa en la *Figura 5*. La nave de mayor superficie también tiene árboles delante, pero estos no son tan altos como los anteriores, *Figura 6*. Por ello, la mejor superficie de colocación de las placas sería la cara sur de las naves, con un espacio de 210 m<sup>2</sup> en la nave pequeña y 356 m<sup>2</sup> en la grande.



*Figura 5. Cara norte de la nave de menor tamaño.*

*Fuente: Google Maps.*



Figura 6. Cara norte de la nave de mayor tamaño.

Fuente: Google Maps.

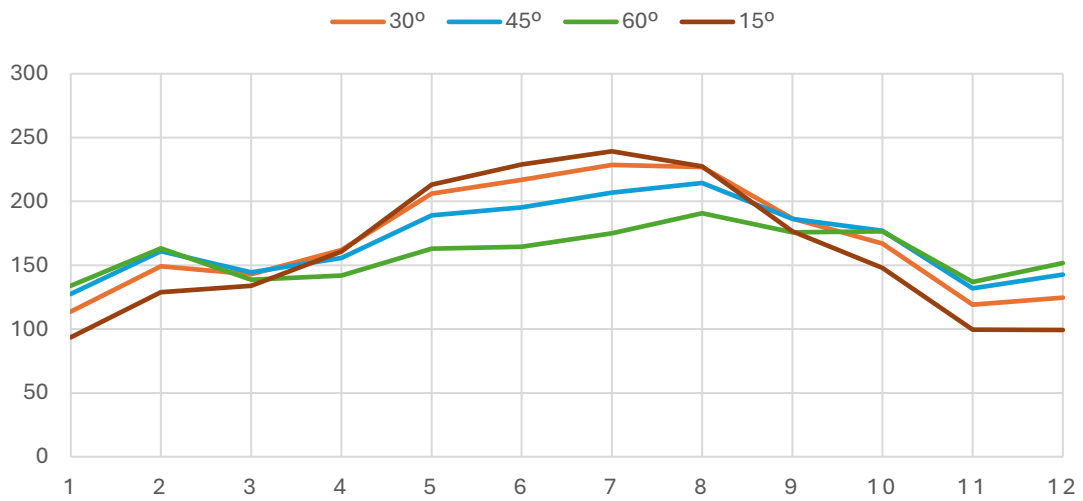
También se debe haber observado que las radiaciones solares de la zona sean factibles para su realización. Efectivamente España es uno de los países europeos con más horas de luz, lo que hace que sea un país perfecto para este tipo de energía renovable. A su vez, Castilla La Mancha es la tercera comunidad autónoma española en mayor producción de energía solar fotovoltaica al año, por detrás de Extremadura y Andalucía.

Las radiaciones en el municipio durante el último año registrado en el PVGIS, 2020, fueron:

<b>MES</b>	<b>15°</b>	<b>30°</b>	<b>45°</b>	<b>60°</b>
ENERO	93,53	113,7	127,52	133,93
FEBRERO	128,88	149,29	161,1	163,35
MARZO	133,96	142,84	144,49	138,63
ABRIL	160,69	162,04	155,74	142,01
MAYO	213,24	206	189,02	162,94
JUNIO	228,84	216,97	195,23	164,37
JULIO	239,23	228,57	206,94	175,13
AGOSTO	227,4	226,86	214,45	190,74
SEPTIEMBRE	176,65	186,45	186,31	175,9
OCTUBRE	147,93	167,1	176,94	176,56
NOVIEMBRE	99,53	119,12	131,93	136,96
DICIEMBRE	99,34	124,65	142,58	151,83

Tabla 1. Radiación del municipio en 2020.

# RADIACIÓN SOLAR



*Gráfica 1. Radiación solar del municipio en 2020.*

Se puede apreciar que son valores altos, por lo que se confirma que la instalación resultará factible y de gran autonomía.

# Capítulo 2. Estudio de necesidades

## 2.1 Especificaciones del proyecto

El proyecto de la instalación se desarrollará con un conjunto detallado de especificaciones para garantizar su funcionalidad, seguridad y cumplimiento normativo. A continuación, se detallan las principales especificaciones:

- 1. Rendimiento máximo:** Se diseñará a raíz del mes más desfavorable, para conseguir un funcionamiento lo más provechoso posible, teniendo en cuenta que en los meses dónde menos radiación incide sobre la superficie esta se capte totalmente.
- 2. Aislada de la red:** Teniendo en cuenta los consumos de la factura se puede ver que no hay necesidad de ser conectada a red, ya que no son excesivamente altos y se puede permitir una instalación aislada.
- 3. Economicidad:** La instalación debe ser lo más económica posible, para ello se instalará un grupo electrógeno que ahorra en el gasto en baterías y un maximizador que aumenta el rendimiento por placa, evitando la compra de más de las necesarias.
- 4. Fiabilidad:** El diseño de la instalación requiere del cálculo de cableado y las protecciones correspondientes para su correcto y seguro funcionamiento.

## 2.2 Normativa utilizada para el proyecto

El proyecto debe cumplir con la normativa establecida a continuación:

- La Norma Española **UNE157001:2014** Criterios generales para la elaboración formal de los documentos que constituyen un proyecto técnico.
- **Real Decreto 842/2002**, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para B.T.

### ASPECTOS GENERALES:

- ITC-BT-01: Terminología
- ITC-BT-02: Normas de referencia
- ITC-BT-03: Instaladores autorizados y empresas instaladoras autorizadas
- ITC-BT-04: Documentación y puesta en servicio de instalaciones
- ITC-BT-05: Verificaciones e inspecciones

### PREVISIÓN DE CARGAS Y ACOMETIDA

- ITC-BT-10: Previsión de cargas para suministros en B.T.

### INSTALACIONES DE ENLACE

- ITC-BT-12: Instalaciones de enlace. Esquemas
- ITC-BT-13: Instalaciones de enlace. Cajas generales de protección
- ITC-BT-14: Instalaciones de enlace. Línea general de alimentación
- ITC-BT-15: Instalaciones de enlace. Derivaciones individuales
- ITC-BT-16: Instalaciones de enlace. Contadores

- ITC-BT-17: Instalaciones de enlace. Dispositivos generales e individuales de mando y protección. Interruptor Control de Potencia

#### INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

- ITC-BT-18: Instalaciones de puesta a tierra
- ITC-BT-19: Instalaciones interiores o receptoras. Prescripciones generales
- ITC-BT-20: Instalaciones interiores o receptoras. Sistemas de instalación
- ITC-BT-21: Instalaciones interiores o receptoras. Tubos y canales protectoras
- ITC-BT-22: Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobrecargas
- ITC-BT-23: Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobretensiones
- ITC-BT-24: Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra contactos directos e indirectos

#### INSTALACIONES CON FINES ESPECIALES

- ITC-BT-40: Instalaciones generadoras de baja tensión
- **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 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Real Decreto 1578/2008**, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- **Real Decreto 1003/2010**, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial.
- **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- **Real Decreto-ley 15/2018**, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- **Real Decreto 614/2001**, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- **Real Decreto 1215/1997**, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- **Ley 2/2020**, de 7 de febrero, de Evaluación Ambiental de Castilla-La Mancha.

## Capítulo 3. Planteamiento de soluciones

### 3.1 Proveedores

Entre los diferentes proveedores de material fotovoltaico, cabe destacar cuatro empresas.

En primer lugar, Damia Solar, lleva 12 años en el mercado vendiendo a particulares y otras empresas. Disponen de una amplia gama de productos y ofrecen, además, una financiación a medida y la preinstalación *Monta Fácil* gratuita de todos los kits. Disponen de departamentos propios de servicio técnico, para solucionar cualquier problema o incidencia que ocurra, ingeniería, para la realización y legalización de todo tipo de instalaciones, y de reparaciones para arreglar en tiempo récord cualquier dispositivo que se haya dañado.

En segundo lugar, Alba Solar, desde 1993 en el mercado. La amplia gama de productos con la que cuenta la empresa, exclusivamente primeras marcas, con sus manuales y certificados en español, brindan la oportunidad de proporcionar a sus clientes instalaciones fotovoltaicas de gran calidad, con plena garantía de calidad. Además, tienen un completo soporte técnico con un asesoramiento especializado en todo momento.

En tercer lugar, Techno Sun fue fundado en 1976, destaca a nivel europeo, y tiene clientes en todo el mundo incluyendo África, Arabia Saudí y Latinoamérica. El mercado de esta empresa ha sido siempre la distribución al por mayor, instaladores, arquitectos, grandes almacenes y compañías de producción eléctrica.

Por último, la opción que parece ser más económica, Auto Solar, que posee un inventario actualizado a la última tecnología y de primer nivel. También ofrece gran variedad de servicios para cubrir las necesidades de los clientes: asesoramiento personalizado, presupuesto inicial y final, opción de financiación, servicio de instalación, se hace cargo de la legalización y subvenciones por instalar, mantenimiento y servicio de atención siempre disponible para cualquier compra de sus productos. Cuentan con su propia logística para el envío de sus pedidos y gestionan tanto a particulares como a profesionales.

### 3.2 Elementos de una instalación aislada de la red

#### 3.2.1 Paneles solares

Los paneles solares pueden ser monocristalinos o policristalinos. Las células fotovoltaicas policristalinas son más baratas, pero también producen menos de energía que las monocristalinas. Estas últimas son más eficientes y caras. De esta forma se pueden instalar menos cantidad de paneles gracias a su alta eficiencia, aunque a cambio el costo por vatio es mayor.

Dentro de las células monocristalinas están las que utilizan tecnología PERC (significa Emisor Pasivado y Célula Trasera). La ventaja principal de esta estructura es que permite alcanzar eficiencias más altas que las células solares estándar que llegan a sus límites físicos. Hasta un 1% de aumento absoluto de la eficiencia, lo que contribuye a la reducción de costes, que resulta ser algo muy positivo.

### 3.2.2 Inversor

El inversor es el que se encarga de convertir la corriente continua que proviene de las placas solares en corriente alterna senoidal para su utilización. Un inversor adecuado para una instalación aislada puede ser de 12 V, 24 V o 48 V.

Un inversor 12 V es ideal para proporcionar energía eléctrica a electrodomésticos de una vivienda. Conectado en paralelo con otros inversores de mismo voltaje obtiene un rendimiento de 11 W a 3000 W. Se recomienda el uso de estos en instalaciones donde la potencia sea baja o media.

Los inversores 24 V a son comunes en sistemas de hogares y negocios de tamaño mediano, manejan una potencia hasta de 5000 W.

Los inversores de 48 V pueden alimentar cualquier electrodoméstico. Son ideales cuando se conectan en serie 2 paneles de 24 V, manteniendo así la tensión adecuada. Este inversor abarca potencias de 300 W hasta 8000 W por lo que se recomienda su utilización en instalaciones de media y alta potencia.

### 3.2.3 Grupo electrógeno

Un grupo electrógeno es una fuente de energía de respaldo que proporciona electricidad en caso de una interrupción de energía eléctrica principal. Permitirá reducir el número de días de autonomía de las baterías para aprovechar al máximo la energía los meses sobredimensionados, debido a que se diseña la instalación para el mes más desfavorable. Requiere el uso de un inversor cargador, de más alto coste que uno tradicional, pero su función hace que sea más productivo a la larga y evita una instalación masiva de baterías innecesarias, ahorrando espacio, costes de instalación y mantenimiento.

### 3.2.4 Baterías

Entre las diferentes soluciones a escoger entre modelos de baterías se encuentran las baterías Monoblock, las AGM o de Gel, las estacionarias y las de litio.

En primer lugar, las baterías solares Monoblock, son las más recomendables y económicas para utilizar en instalaciones de baja y media potencia. Su mantenimiento es frecuente, casi anual, ya que son de ácido abierto.

Después, están las baterías AGM y las de Gel, las cuales son selladas, compuestas por un electrolito que les proporciona mayor rendimiento y hace que no necesiten mantenimiento. Estas son capaces de soportar altos picos de arranque de cualquier aparato y, aunque sean más caras, compensa la inversión debido a su vida útil.

Las baterías estacionarias, modelos OPzS y OPzV, están formadas por vasos independientes de 2 V que se conectan entre sí formando sistemas de 12 V, 24 V y 48 V. En las instalaciones de media o alta potencia que requieren baterías con una duración alta se utilizan las del modelo OPzS, porque cuentan con una gran resistencia para ciclos continuos de carga-descarga y con una duración de 20 años aproximadamente. Sin embargo, este modelo no es sellado ni contiene un electrolito, por lo que necesita un



mantenimiento de rellenado cada dos años e instalarse en un lugar ventilado. En cambio, el modelo OPzV dispone del electrolito gelificado que lo convierte en una batería sellada y sin mantenimiento como la anterior. Por ello se podrán colocar en posición vertical u horizontal y tienen una duración de incluso 20 años.

Por último, las baterías de litio. Son un tipo de batería que posee prestaciones superiores a otro tipo de baterías del mercado. Se caracterizan por una larga vida útil, ningún mantenimiento necesario y por almacenar grandes excedentes de energía. Además, no emiten gases, por lo que puede instalarse en cualquier parte de la instalación sin ningún tipo de problema.

### 3.2.5 Reguladores

Se encarga de regular la cantidad de energía que almacenan las baterías, protegiendo su vida útil. Hay dos tipos de reguladores solares, los PWM y los MPPT (maximizadores).

El primer regulador de carga solar mencionado tan solo actúa de corte de paso de energía entre las placas solares y la batería cuando tiene una carga completa. Por otra parte, los controladores MPPT (Maximum Power Point Tracking) hacen trabajar al panel en su punto de potencia máxima, lo que supera a la desventaja de los PWM en los que debe ser igual la tensión de las baterías a la de los paneles, perdiendo eficiencia.

### 3.2.6 Cableado

Los cables deberán estar dimensionados de acuerdo con una intensidad no inferior al 125% de la máxima corriente del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la instalación interior no será superior al 1,5% para la intensidad nominal. Esto se establece en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, dentro de la guía ITC-BT-40.

Se dividirá el cálculo en dos partes: el cableado exterior, el cual poseerá un tipo de cable especial para instalaciones fotovoltaicas y que irá desde las placas al inversor, atravesando la pared puesto que el inversor se encuentra dentro del local, y el cableado que conducirá la corriente ya convertida en alterna al cuadro de dispositivos generales de mando y protección (DGMP).

### 3.2.7 Protecciones

La instalación dispondrá de las protecciones específicas para disminuir daños como consecuencia de defectos tanto internos como externos a esta.

Se entiende que la protección contra sobrecargas y contra contactos directos será convencional según lo establecido en las ITC del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) que correspondan. Además, el generador puede tener la necesidad de incorporación de protección contra sobrecargas, contactos indirectos o fallos de aislamiento.

### 3.2.7.1 Sobreintensidades

En un grupo fotovoltaico con una cadena en paralelo no se requieren dispositivos de protección contra sobreintensidades, pero siempre son recomendados.

La corriente nominal del fusible debe cumplir con:

$$1,1 \cdot I_{sc \text{ máx de la cadena}} \leq I_n \leq I_{\text{Fusible de serie máx}}$$

El coeficiente 1,1 es un margen de seguridad para un funcionamiento inoportuno del dispositivo, teniendo en cuenta las condiciones de tensión.

### 3.2.7.2 Sobretensiones

Deben instalarse dispositivos de protección de este tipo si:

$$L \geq L_{crit}$$

Donde:

- $L$  es la longitud máxima de itinerario entre el inversor y los puntos de conexión de los paneles solares de las diferentes cadenas paralelo.
- $L_{crit}$  depende del tipo de instalación y se calcula de acuerdo con la tabla 712.102 de la norma UNE 60364-7-712:

Tipo de instalación	Locales residenciales	Central fotovoltaica en campo libre	Locales no residenciales
$L_{crit}$	$115/N_g$	$200/N_g$	$450/N_g$

Tabla 2. Tabla 712.102 de la UNE 60364-7-712.

Donde  $N_g$  es la densidad de descargas a tierra (descargas/ $km^2/año$ ) aplicable al lugar de la línea de alimentación eléctrica y de las estructuras conectadas. Este valor puede determinarse a partir de la aproximación en zonas de clima templado mediante la fórmula:

$$N_g \approx 0,1 \cdot T_D$$

La variable  $T_D$  es el número de días de tormentas al año, el cual se puede obtener del mapa que aparece en el Mapa 1 de la Guía BT-23 (Figura 7), de protección contra sobretensiones.

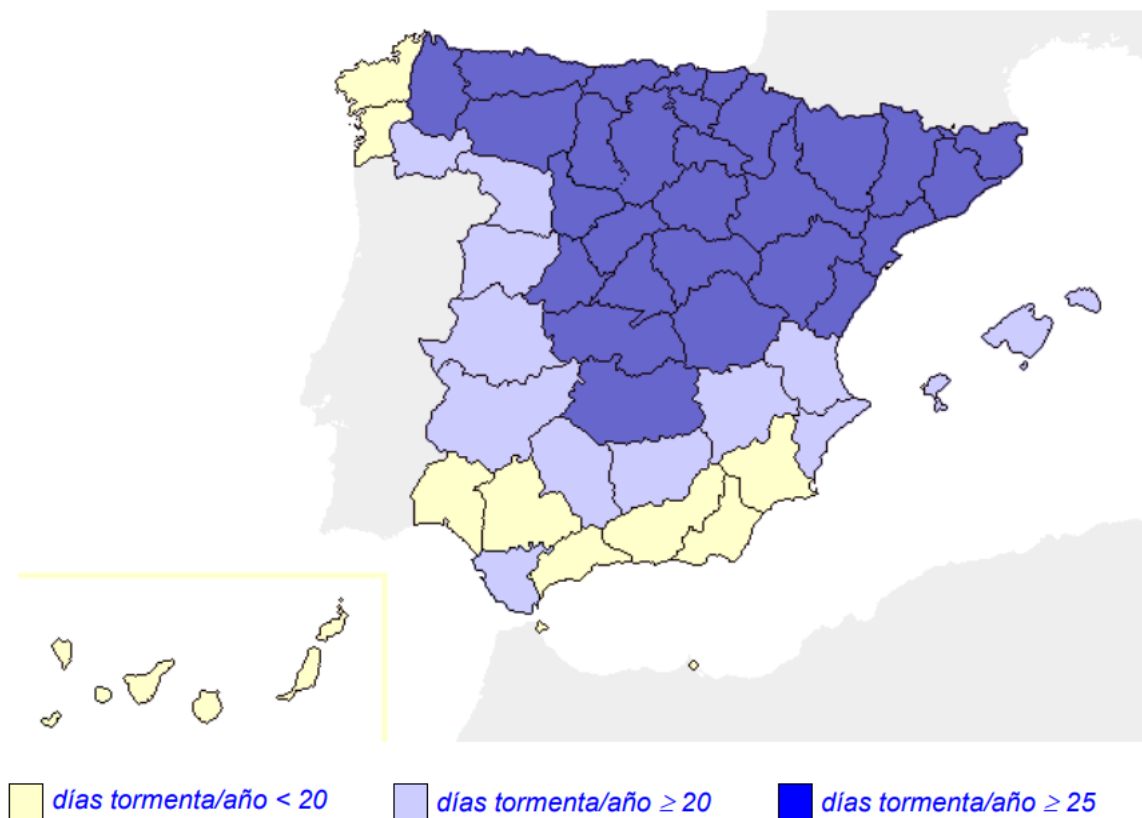


Figura 7. Clasificación en función del número medio anual de días de tormenta.

Fuente: Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

### 3.2.7.3 Diferencial

Según el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica: “En todas las instalaciones de producción próximas a las de consumo, la conexión se realizará a través de un cuadro de mando y protección que incluya las protecciones diferenciales tipo A necesarias para garantizar que la tensión de contacto no resulte peligrosa para las personas. Cuando dichas instalaciones generadoras sean accesibles al público general o estén ubicadas en zonas residenciales, o análogas, la protección diferencial de los circuitos de generación será de 30 mA”. Este tipo de protecciones actúa detectando fugas de corriente alterna con componente continua.

Dentro de las opciones de 30 mA se encuentran los diferenciales de 25 A, 40 A, 63 A y 100 A, que cuanto más alto el amperaje más margen de maniobras permite el dispositivo.

### 3.2.7.4 Magnetotérmico

Se añadirá un magnetotérmico en función de la corriente de salida del inversor para proteger la instalación contra cortocircuitos, sobrecargas o fallos de los diferenciales.

### 3.2.8 Conexión a tierra

Según la ITC-BT-18 *Instalaciones de puesta a tierra*, “Las puestas a tierra se establecen principalmente con el objetivo de limitar la tensión que respecto a tierra puedan presentar en cualquier momento las masas metálicas, asegurando la fiabilidad de las protecciones y disminuyendo el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos”.

El tipo de enterramiento y la profundidad no deben aumentar la resistencia prevista de la toma a tierra a pesar de que la naturaleza del terreno pueda sufrir cambios tales como la pérdida de humedad, la presencia de hielo u otros efectos. Por lo que la resistencia del electrodo se dimensionará de acuerdo con lo mencionado. Este valor será tal que cualquier masa no pueda causar tensiones de contacto superiores a 24 V, en local o emplazamiento conductor, o 50 V, en otros casos. La resistencia será pues función de este voltaje y de la intensidad máxima de fuga permitida, la cual está limitada por la sensibilidad del interruptor diferencial instalado.

Esta también depende de su forma y la resistividad del terreno, de la cual se encuentran valores en las tablas 3 y 4 del ITC-BT-18.

<b>Naturaleza terreno</b>	<b>Resistividad en Ohm.m</b>
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

*Figura 8. Tabla 3 de la ITC-BT-18.*

*Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.*

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Figura 9. Tabla 4 de la ITC-BT-18.

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Para el cálculo de la resistividad, valor estimado, se emplearán las fórmulas de la tabla 5, donde se observa que dependiendo de la posición del electrodo la resistencia resultante varia.

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

Figura 10. Tabla 5 de la ITC-BT-18.

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Para el cálculo del número de picas se divide el perímetro de placas necesario entre la longitud de una sola.

Para el cálculo de la distancia entre picas, como regla general, los electrodos deberán enterrarse con una separación al menos igual a la longitud del electrodo de referencia, que se recomienda entre 1,5 m y 2 m si es de cobre.

# Capítulo 4. Descripción detallada y justificación de la adoptada

## 4.1 Proveedores

Entre los proveedores de material fotovoltaico nombrados anteriormente, se debe escoger el que cumpla las especificaciones del producto.

En el caso de Damia Solar, se puede comparar con Auto Solar, que las mismas necesidades a cubrir resultan más económicas con esta última, cumpliendo con la especificación de economicidad de manera más eficaz.

La empresa de Techno Sun está más especializada en instalaciones a gran escala, por lo que no es el caso de este proyecto y no resulta la mejor solución.

Auto Solar brinda más servicios que Alba Solar, y una gama de productos más amplia, para mayor adaptación a las necesidades de los clientes.

Por todo esto, es Auto Solar la mejor opción para la realización de la instalación de este proyecto.

## 4.2 Elementos de una instalación aislada de la red

### 4.2.1 Paneles solares

A pesar de la economicidad, se ha de tener en cuenta que las células monocristalinas, aunque tengan un precio más alto que las policristalinas, resultan ser de mayor eficiencia y esto reduciría los costes de colocar más paneles de los necesarios, además de cumplir con la especificación de rendimiento máximo. Además, la tecnología PERC aumenta la eficiencia de dichas células.

Se han comparado las placas de Tensite de 500 W y 550 W y de JA Solar de 405 W, todas ellas monocristalinas PERC. Según los cálculos, se requería el mismo número de placas entre las de Tensite, por lo que las de 500 W resultan más económicas entre estas. Mediante el uso de un regulador MPPT para aprovechar la potencia al máximo, se prueba si las placas de 405 W pueden resultar mejor opción al ser más baratas que las anteriores. Sin embargo, los cálculos dejan ver que las de 500 W resultan más económicas todavía.



*Figura 11. Panel Solar Tensite 500 W Monocrystalino PERC.*

*Fuente: Auto Solar.*

Además, estas placas poseen unas dimensiones de 2,094 metros de largo por 1,134 metros de alto, lo que permite que todas las placas puedan ir en una sola nave, ahorrando cableado.

#### 4.2.2 Inversor

La potencia instalada del taller es de 13,86 kW, por lo que los inversores deben acercarse a ese valor para permitir la máxima utilización de potencia simultánea de la maquinaria. Se colocará un inversor trifásico híbrido de 10 kW de Solis con un rendimiento del 98% que se aprovechará al máximo por estar un poco por debajo del valor de potencia instalada. Además, cuenta con grupo electrógeno y regulador con tecnología MPPT. Al reunir todas las prestaciones en un solo elemento, como son la transformación de corriente continua en alterna para alimentar los consumos y la regulación de la carga de las baterías conectadas, se optimiza el funcionamiento del sistema y se simplifica su instalación.



*Figura 12. Inversor Trifásico Híbrido Solis S6-EH3P10K-H de 10 kW 48 V MPPT de Solis.*

*Fuente: Auto Solar.*

#### 4.2.3 Grupo electrógeno

El inversor será cargador debido a la necesidad de un grupo electrógeno para reducir el coste de la instalación referido a las baterías.

#### 4.2.4 Baterías

Teniendo en cuenta que la instalación contiene maquinaria más compleja que la que soportan las baterías solares monoblock, que se instalan donde se utilizan aparatos eléctricos simples y sin motor, este modelo no es recomendable, puesto que los picos de arranque de los equipos son más altos de lo que soportan.

La segunda opción, las baterías de Gel y AGM, son capaces de soportar picos de arranque de cualquier aparato y además no precisan de un mantenimiento tan periódico como las anteriores. Aun así, para instalaciones de larga duración son más recomendables las baterías estacionarias.

Dentro de los modelos de baterías estacionarias, las OPzV son más rentables porque no necesitan un mantenimiento bianual, como las OPzS. Sin embargo, estas poseen una tensión de 2 V, por lo que para alcanzar la tensión deseada deben instalarse bastantes, cosa que no pasa con las baterías de litio, que pueden conectarse de 12 y 24 V. Además, estas últimas se caracterizan por no requerir de mantenimiento periódico, pues, las baterías de plomo ácido abierto o las baterías estacionarias requieren de ser rellenadas con agua destilada.

Por tanto, la opción más económica y que además es compatible con el inversor, son las baterías de litio. En concreto, se va a utilizar de la marca *Pylontech* el modelo *Batería Litio US5000 4,8 kWh 48 V*.



*Figura 13. Batería Litio US5000 4,8 kWh 48 V de Pylontech.*

*Fuente: Auto Solar.*

#### 4.2.5 Reguladores

Se ha escogido la tecnología MPPT que, además, porta el propio inversor cargador escogido, por lo que resulta muy productivo y económico.

#### 4.2.6 Cableado

De acuerdo con la Guía ITC-BT-40, la conexión queda establecida con las siguientes características:



Los modelos de conductores a utilizar se van a extraer del *Catálogo de Cables para Media y Baja Tensión* de General Cable, marca perteneciente al grupo Prysmian. Para el cableado exterior se va a usar el modelo EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K, libre de halógenos, exclusivamente diseñado para instalaciones solares, para corriente continua o monofásica y entre paneles, que además se ha establecido como estándar europeo diseñado según EN50618. Para el tramo del inversor a DGMP se va a emplear el EXZHELLENT Compact 1000 V RZ1-K ya que es multiconductor. Las secciones escogidas han sido respectivamente de 6 mm y 4 mm.



*Figura 14. Cable EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K.*

*Fuente: Prysmian.*



*Figura 15. Cable EXZHELLENT Compact 1000V RZ1-K.*

*Fuente: Prysmian.*

## 4.2.7 Protecciones

### 4.2.7.1 Sobreintensidades

Se colocará un fusible en el lado de corriente continua para prevenir. Se ha escogido del catálogo de DF Electric, especial para aplicaciones fotovoltaicas, el modelo de fusible cilíndrico de 10x38 con amperaje de 20 A de clase gPV con referencia 491635, compatible con la base portafusibles PMX de referencia 485150.



Figura 16. Fusible 20 A Clase gPV 491635 de DF Electric.

Fuente: DF Electric.



Figura 17. Portafusible PMX 485150 de DF Electric.

Fuente: DF Electric.

#### 4.2.7.2 Sobretensiones

Aunque no sea necesario, se va a emplear una protección contra sobre tensiones, en concreto del catálogo de Cirprotec, de tipo 2 según normativa. El modelo es el CS2.



Figura 18. Protección sobretensiones CS2 de Cirprotec.

Fuente: Cirprotec.

#### 4.2.7.3 Diferencial

Como se ha mencionado en el apartado 3.2.7.3, el diferencial será de 30 mA, en concreto el modelo de Legrand 25 A 4P 30mA Tipo A.



Figura 19. Diferencial 25 A 4P 30mA Tipo A de Legrand.

Fuente: Auto Solar.

#### 4.2.7.4 Magnetotérmico

Se ha escogido un interruptor magnetotérmico de 25 A también, en concreto el modelo de Legrand 25A 4P 6KA C, que tiene poder de corte de 6 kA y curva C, disparo más lento en

comparación con otros interruptores, pero para evitar falsas activaciones debido a las corrientes de arranque de motores.



*Figura 20. Magnetotérmico 25 A 4P 6 kA C de Legrand.*

*Fuente: Auto Solar.*

#### 4.2.8 Conexión a tierra

Se emplea una tensión máxima de contacto de 24 V y las picas se van a distribuir de manera vertical y enterradas. El terreno tiene una resistividad de entre 300 y 5000  $\Omega$ , por lo que se escoge un "término medio" de valor 2000  $\Omega$ . El resultado, empleando las fórmulas de la ITC-BT-18, da un total de 2 picas repartidas en 2 metros de distancia para la obtención de la resistencia de tierra necesaria.

Se ha optado por la elección de picas de cobre de 1,5 m y un diámetro de 10 mm del Leroy Merlin.



*Figura 21. Pica de cobre 1500x15 mm de Leroy Merlin.*

*Fuente: Leroy Merlin.*

# Capítulo 5. Justificación del dimensionamiento o selección de componentes

## 5.1 Cálculos para la selección de componentes

### 5.1.1 Elección del inversor

Teniendo en cuenta la potencia instalada de 13,86 kW, se escoge el inversor con una potencia cercana a esta. La elección ha sido del modelo *Inversor Trifásico Híbrido Solis S6-EH3P10K-H de 10 kW 48 V MPPT de Solis* con un rendimiento del 98%, según la ficha técnica. Se ha escogido un modelo de inversor trifásico, ya que la nave posee red trifásica a 380 V.

### 5.1.2 Consumo mensual

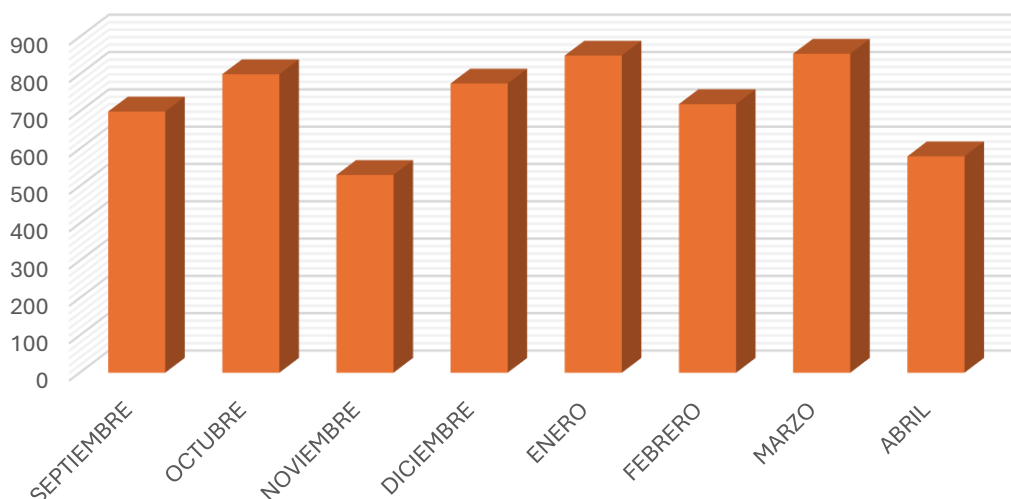
#### 5.1.2.1 kWh/mes

Como consumo mensual, se tienen los datos de la siguiente tabla, donados por la propia empresa a través de una factura de luz:

MES	kWh/mes
SEPTIEMBRE	700
OCTUBRE	800
NOVIEMBRE	530
DICIEMBRE	775
ENERO	850
FEBRERO	720
MARZO	855
ABRIL	580

Tabla 3. Consumos mensuales en kWh

### Consumo en kWh



Gráfica 2. Diagrama de consumos mensuales en kWh.

### 5.1.2.2 Ah/mes

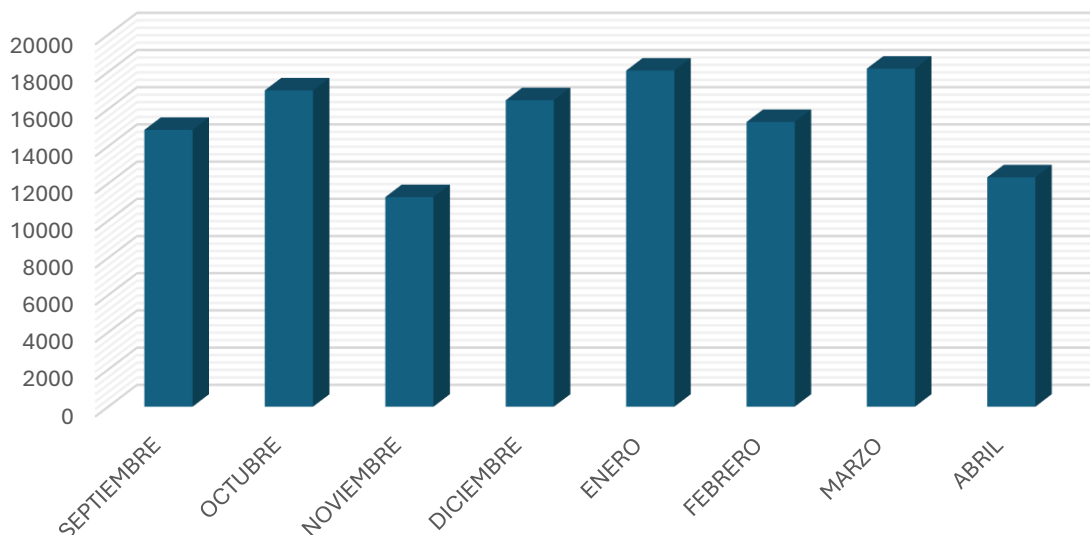
Para el cálculo de los Ah/mes, se necesitan los datos de los kWh/mes, la tensión de instalación y el rendimiento del inversor escogido. La tensión de instalación ( $V_{inst}$ ) se ha escogido de 48 V para minimizar las pérdidas en los cables, puesto que estas son proporcionales a la intensidad al cuadrado y cuanto mayor sea la tensión menor es la corriente para una misma potencia, y el rendimiento del inversor ( $\eta_{inv}$ ) es 0,98. Para mostrar el procedimiento, se va a llevar a cabo un ejemplo:

$$C_{sept} = \frac{\text{consumo en Wh/mes}}{V_{inst} \cdot \eta_{inv}} = \frac{700 \cdot 1000}{48 \cdot 0,98} = 14880,95 \text{ Ah/mes}$$

MES	Ah/mes
SEPTIEMBRE	14880,95238
OCTUBRE	17006,80272
NOVIEMBRE	11267,0068
DICIEMBRE	16475,34014
ENERO	18069,72789
FEBRERO	15306,12245
MARZO	18176,02041
ABRIL	12329,93197

Tabla 4. Consumos mensuales en Ah.

### Consumo en Ah



Gráfica 3. Diagrama de consumos mensuales en Ah.

### 5.1.2.3 Ah/día

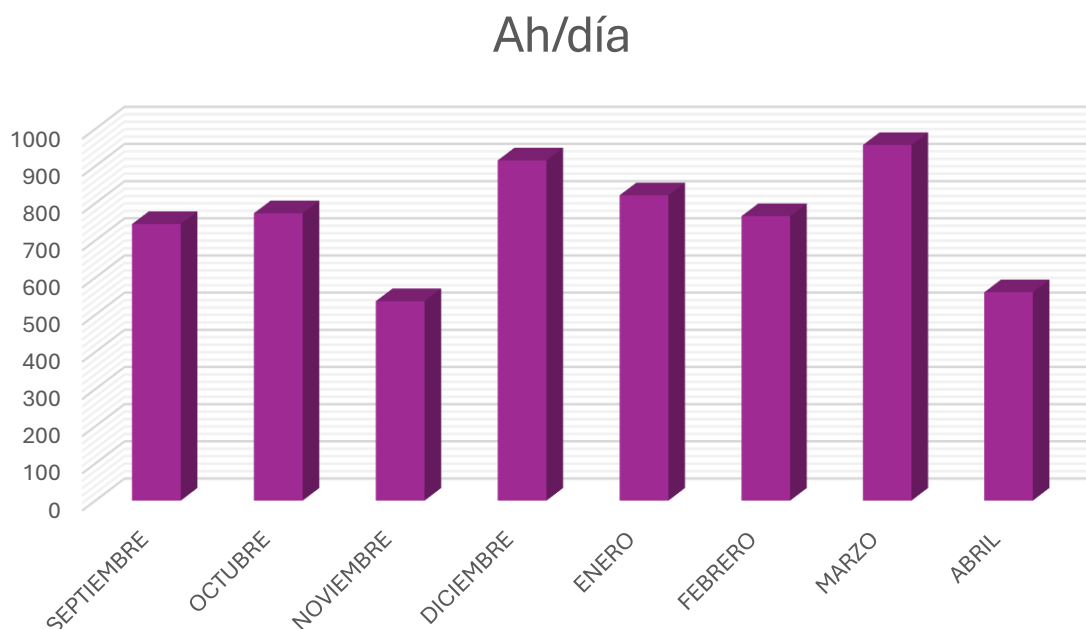
Para tener una estimación de lo que se ha consumido en Ah al día, simplemente se dividen los mensuales entre los días que han estado trabajando en el taller consumiendo electricidad.

$$C_{\text{sept}} = \frac{\text{Consumo en Ah/mes}}{\text{días hábiles/mes}} = \text{Ah/día}$$

El taller abre de lunes a viernes y, contando festivos nacionales y locales, queda la siguiente tabla de días laborados por mes.

MES	DÍAS HÁBILES	Ah/día
SEPTIEMBRE	20	744,047619
OCTUBRE	22	773,0364873
NOVIEMBRE	21	536,5241335
DICIEMBRE	18	915,2966742
ENERO	22	821,3512678
FEBRERO	20	765,3061224
MARZO	19	956,6326531
ABRIL	22	560,4514533

Tabla 5. Consumo diario en Ah.



Gráfica 4. Diagrama de consumo diario en Ah.

### 5.1.3 Inclinación de las placas

Para saber la inclinación óptima de las placas, primero se extraerán los datos de radiación solar en la zona para 15°, 30°, 45° y 60°, visto en el apartado 1.2.2 en la Tabla 1 y Gráfica 1.

De la tabla, se deben sumar las columnas en un único valor que dará igual a las horas solares pico anuales ( $HSP_{\text{anuales}}$ ), de las cuales el mayor valor será la inclinación escogida.

MES	15°	30°	45°	60°
ENERO	93,53	113,7	127,52	133,93
FEBRERO	128,88	149,29	161,1	163,35
MARZO	133,96	142,84	144,49	138,63
ABRIL	160,69	162,04	155,74	142,01
MAYO	213,24	206	189,02	162,94
JUNIO	228,84	216,97	195,23	164,37
JULIO	239,23	228,57	206,94	175,13
AGOSTO	227,4	226,86	214,45	190,74
SEPTIEMBRE	176,65	186,45	186,31	175,9
OCTUBRE	147,93	167,1	176,94	176,56
NOVIEMBRE	99,53	119,12	131,93	136,96
DICIEMBRE	99,34	124,65	142,58	151,83
<b>HSP AÑO</b>	<b>1949,22</b>	<b>2043,59</b>	<b>2032,25</b>	<b>1912,35</b>

Tabla 6. HSP anuales.

Se concluye con que la inclinación óptima, puesto que recibe mayor radiación solar al año, son los 30°. Este dato lleva a tener que utilizar estructuras que proporcionen dicha inclinación a las placas, puesto que se parte de 15° en la cubierta.

#### 5.1.4 Mes desfavorable

Para el diseño de la instalación solar fotovoltaica, lo óptimo para trabajar al rendimiento más alto posible es dimensionar a raíz del mes más desfavorable del año en relación con las necesidades energéticas y la radiación solar que incide en la zona. De dicha relación surge un coeficiente ( $C_{md}$ ) que resulta de la división del consumo en Ah mensual entre la radiación de ese mismo período. Así, se calculan los coeficientes de cada mes buscando el de más alto valor, que será el que condicionará el diseño.

MES	Radiación 30°	kWh/mes	Ah/mes	$C_{md}$
SEPTIEMBRE	186,45	700	14880,95238	79,81202671
OCTUBRE	167,1	800	17006,80272	101,7761982
NOVIEMBRE	119,12	530	11267,0068	94,58534925
DICIEMBRE	124,65	775	16475,34014	132,1728049
<b>ENERO</b>	<b>113,7</b>	<b>850</b>	<b>18069,72789</b>	<b>158,9246077</b>
FEBRERO	149,29	720	15306,12245	102,5261066
MARZO	142,84	855	18176,02041	127,2474125
ABRIL	162,04	580	12329,93197	76,09190307

Tabla 7. Coeficiente de mes desfavorable.

Se puede observar, que el mes más desfavorable resulta ser enero, con un  $C_{md}$  de 158,925. Además, que este mes pertenezca a la estación meteorológica de invierno economiza la instalación, ya que no necesitará doble inclinación para los meses de verano, donde ya dispondrá de un máximo rendimiento.



### 5.1.5 Número de placas

Para el cálculo de líneas paralelo de placas se necesita saber el coeficiente del mes desfavorable y la intensidad pico de los módulos fotovoltaicos, es decir, la corriente en el punto de máxima potencia, extraída de la ficha técnica. Se va a comparar primero la rentabilidad de escoger entre las placas de Tensite de 500 W o 550 W, que tienen respectivamente 13,04 A y 13,12 A. Además, este cálculo va a precisar de un sobredimensionamiento de un 15 o 20% para abarcar todas las pérdidas que se puedan producir en cuanto a suciedad de los paneles, caída de tensión, punto de máxima potencia, temperatura, etc. Este factor también debe englobar el posible error en los datos de partida de los consumos, como dudas de que se vayan a mantener en el futuro, por lo que se va a utilizar el 20%.

$$N_{Ip\ 500} = \frac{C_{md}}{I_{pico}} \cdot K_s = \frac{158,925}{13,04} \cdot 1,2 = 14,625 \cong 15$$

$$N_{Ip\ 550} = \frac{C_{md}}{I_{pico}} \cdot K_s = \frac{158,925}{13,12} \cdot 1,2 = 14,536 \cong 15$$

Para el número de placas en serie por línea se divide la tensión de instalación entre la tensión nominal de las placas. Ambos modelos poseen 24 V nominales, por lo que permiten como máximo 2 módulos serie.

$$N_{ps} = \frac{V_{inst}}{V_{nominal\ placa}} = \frac{48}{24} = 2$$

Teniendo en cuenta que el resultado es el mismo número de placas, sean de 500 W o de 550 W, la mejor solución son las de menor potencia, puesto que tienen un precio más bajo y proporcionan suficiente potencia.

Sin embargo, el número de paneles necesarios puede reducirse con el uso del regulador MPPT (maximizador) integrado en el inversor, que hace trabajar a las células en su punto de máxima potencia. Lo primero será comprobar las características del maximizador que posee el inversor cargador escogido, el cual permite una tensión en el campo fotovoltaico de 200 V a 850 V y no puede superar una tensión en vacío 1000 V. Para el número de placas en serie se tienen dos limitaciones:

$$N_{ps\ máx} = \frac{V_{máx\ funcionamiento\ del\ campo\ FV}}{V_{pico\ placa}}$$

$$N_{ps\ máx} = \frac{V_{vacío\ campo\ FV}}{V_{vacío\ placa}}$$

En esta situación, se va a comparar el panel de Tensite de 500 W con uno de menor potencia, ya que se va a poder trabajar en condiciones de mayor rendimiento que para el caso anterior y puede que sea más económico. Para la placa de 500 W:

$$N_{ps\ máx} = \frac{V_{máx\ funcionamiento\ del\ campo\ FV}}{V_{pico\ placa}} = \frac{850}{38,35} = 22,16 \cong 22$$

$$N_{ps\ máx} = \frac{V_{vacío\ campo\ FV}}{V_{vacío\ placa}} = \frac{1000}{45,55} = 21,95 \cong 21$$

La condición más limitadora es la de la tensión en vacío, por lo que será la que condicione la instalación. Pudiendo conectar 21 placas en serie, se permitiría tener una tensión de trabajo de:

$$V_{\text{trabajo}} = 38,35 \cdot 21 = 805,35 \text{ V}$$

Esta tensión se encuentra dentro del rango de funcionamiento, además muy cercano al máximo, por tanto, es admisible y óptima.

Para intentar tener una tensión más próxima a la máxima permitida, se va a estudiar también la placa de 405 W de JA Solar, que posee una tensión pico de 31,21 V y una tensión de vacío de 37,23 V.

$$N_{\text{ps máx}} = \frac{V_{\text{máx funcionamiento del campo FV}}}{V_{\text{pico placa}}} = \frac{850}{31,21} = 27,23 \cong 27$$

$$N_{\text{ps máx}} = \frac{V_{\text{vacío campo FV}}}{V_{\text{vacío placa}}} = \frac{1000}{37,23} = 26,86 \cong 26$$

La tensión de circuito abierto sigue siendo la condicionante, por lo que el máximo serán 26 paneles en este caso, permitiendo una tensión de trabajo de:

$$V_{\text{trabajo}} = 31,21 \cdot 26 = 811,46 \text{ V}$$

Es un poco mayor que la anterior y está dentro de la tensión de funcionamiento del campo fotovoltaico, por lo que resulta mejor opción de momento. Para continuar con el cálculo de las líneas paralelo, se va a recalculer el consumo de Ah a partir de la nueva tensión de trabajo como:

$$C_{\text{Ah/mes}} = \frac{\text{consumo en Wh/mes}}{V_{\text{trabajo}}}$$

$$C_{\text{Ah/día}} = \frac{\text{consumo en Wh/mes}}{V_{\text{baterías}} \cdot \text{Días hábiles}}$$

Donde  $V_{\text{baterías}}$  es el voltaje que permite el maximizador en la salida de la batería, que en este caso es de 120 a 600 V. Si se utilizan baterías de 48 V, se pueden colocar 5 unidades en serie que alcanzan en total una tensión de 240 V. Ahora se recalculan los consumos y se visualiza el  $C_{\text{md}}$  mayor para cada caso:

MES	Radiación 30°	kWh/mes	Ah/mes	Ah/día	$C_{\text{md}}$
SEPTIEMBRE	186,45	700	862,6426441	145,8333333	4,626670121
OCTUBRE	167,1	800	985,8773076	151,5151515	5,899924043
NOVIEMBRE	119,12	530	653,1437163	105,1587302	5,483073508
DICIEMBRE	124,65	775	955,0686417	179,3981481	7,662002741
<b>ENERO</b>	<b>113,7</b>	<b>850</b>	<b>1047,494639</b>	<b>160,9848485</b>	<b>9,212793661</b>
FEBRERO	149,29	720	887,2895768	150	5,943395919
MARZO	142,84	855	1053,656372	187,5	7,376479785
ABRIL	162,04	580	714,761048	109,8484848	4,411016095

Tabla 8. Coeficientes panel de 405 W con MPPT.

MES	Radiación 30°	kWh/mes	Ah/mes	Ah/día	C <sub>md</sub>
SEPTIEMBRE	186,45	700	869,1873099	145,8333333	4,661771573
OCTUBRE	167,1	800	993,3569256	151,5151515	5,944685371
NOVIEMBRE	119,12	530	658,0989632	105,1587302	5,52467229
DICIEMBRE	124,65	775	962,3145216	179,3981481	7,720132544
<b>ENERO</b>	<b>113,7</b>	<b>850</b>	<b>1055,441733</b>	<b>160,9848485</b>	<b>9,282688948</b>
FEBRERO	149,29	720	894,021233	150	5,988487059
MARZO	142,84	855	1061,650214	187,5	7,432443393
ABRIL	162,04	580	720,183771	109,8484848	4,444481431

Tabla 9. Coeficientes panel de 500 W con MPPT.

El mes más desfavorable sigue siendo enero, aunque el coeficiente ha disminuido notablemente. Se procede al cálculo de las líneas paralelo necesarias en cada caso, con un coeficiente de sobredimensionamiento de un 20%:

$$N_{Ip\ 500} = \frac{C_{md}}{I_{pico}} \cdot K_s = \frac{9,283}{13,04} \cdot 1,2 = 0, \cong 1$$

$$N_{Ip\ 405} = \frac{9,213}{12,98} \cdot 1,2 = 0, \cong 1$$

Con este resultado, el número de placas total queda:

$$N_{total} = N_{ps} \cdot N_{Ip}$$

$$N_{total\ 500} = 21 \cdot 1 = 21 \text{ placas}$$

$$N_{total\ 405} = 26 \cdot 1 = 26 \text{ placas}$$

Teniendo en cuenta que el número de paneles necesario según se escoja entre ambos modelos de placa variará, también lo hará económicamente. Observando los precios de cada uno, se ha llegado a la conclusión de que la instalación es más ahorradora en cuanto a espacio y dinero, tanto a la hora de instalar como en el mantenimiento, debido a que son menos placas, escogiendo el modelo de Tensite de 500 W por valor de 87,99 €/ud. Se destaca que, la tensión de trabajo que proporciona dicha placa, aunque sea menor que la de la placa de 405 W, con un precio de 67,76 €/ud, está dentro del rango acercándose también al máximo, por lo que resulta óptima.

Además, el dato de placas en serie es un máximo de placas, por lo que pueden utilizarse menos y proporcionar también la potencia necesaria. Con 20 placas de 500 W se consiguen 10 kW de potencia nominal, la misma que posee el inversor, por lo que se va a utilizar esta cantidad para el diseño. De esta forma los consumos quedan:

MES	Radiación 30°	kWh/mes	Ah/mes	Ah/día	C <sub>md</sub>
SEPTIEMBRE	186,45	700	912,6466754	182,291667	4,894860152
OCTUBRE	167,1	800	1043,024772	189,393939	6,24191964
NOVIEMBRE	119,12	530	691,0039113	131,448413	5,800905904
DICIEMBRE	124,65	775	1010,430248	224,247685	8,106139171
<b>ENERO</b>	<b>113,7</b>	<b>850</b>	<b>1108,21382</b>	<b>201,231061</b>	<b>9,746823396</b>
FEBRERO	149,29	720	938,7222947	187,5	6,287911412
MARZO	142,84	855	1114,732725	234,375	7,804065562
ABRIL	162,04	580	756,1929596	137,310606	4,666705502

Tabla 10. Consumo para 20 paneles de 500 W con MPPT.

Y la tensión de trabajo resulta:

$$V_{\text{trabajo}} = 38,35 \cdot 20 = 767 \text{ V}$$

### 5.1.6 Regulador

Teniendo en cuenta que el regulador se encuentra integrado en el inversor cargador y el modelo consta de dos reguladores, se extraerán las características de la ficha técnica del propio inversor. Teniendo en cuenta que el diseño empleado consta de una sola línea paralelo de 20 placas, no es necesario el cálculo de las líneas paralelo de paneles que admite por regulador por si fuera necesario la instalación de más reguladores adicionales. Aun así, va a comprobarse, para ello se emplean las corrientes máximas de cortocircuito del regulador y de la placa, que son 24 A y 13,93 A respectivamente.

$$N_{\text{Ip por regulador}} = \frac{24}{13,93} = 1,72 \cong 1$$

Con este dato, se confirma que teniendo una línea en paralelo no es necesaria la instalación de más reguladores, por lo que la instalación se ha economizado con la elección del modelo de inversor.

### 5.1.7 Baterías

Para el cálculo de las baterías se ha de tener en cuenta que se van a colocar 4 unidades de 48 V en serie para conseguir una tensión de trabajo dentro del rango de 120 a 600 V, concretamente:

$$4 \text{ unidades} \cdot 48 \text{ V} = 192 \text{ V}$$

Se debe hacer el diseño para el día que tenga las condiciones más desfavorables, es decir, el mes de mayor consumo en Ah/día. Obsérvese que este caso puede crear controversia, puesto que el consumo más alto diario no está en el mes de enero, el más desfavorable en la relación entre consumo y radiación disponible y utilizado hasta ahora como condicionante del diseño de la instalación. El mes que tiene el día de mayor consumo de energía es marzo con un valor de 234,375 Ah/día.

Primero, se va a plantear el diseño para el mes de enero, cuyo consumo diario es de 201,231 Ah, ya que este mes necesitará más días de autonomía, puesto que tiene la peor relación entre necesidades a cubrir y radiación solar. Además, es muy probable que haya días consecutivos de baja o nula radiación por condiciones meteorológicas, ya que es el valor de radiación acumulada mensual más pequeño.

En cuanto a los días de autonomía ( $N_{da}$ ), lo normal es escoger entre 4 y 13 días según si la radiación solar que incide es más alta o baja, por ejemplo, cuanto más radiación, las baterías necesitarán menos autonomía para contribuir al correcto funcionamiento de la instalación y viceversa. En el caso del mes de enero, se observa una radiación de 113,7, baja pero no excesivamente como puede ser la de la zona norte de España, por lo que se puede estimar 6 días de autonomía.

Las baterías escogidas US5000 de Pylontech poseen una profundidad de descarga ( $P_d$ ) de un 95%, que indica el porcentaje de batería que se puede descargar en relación con la capacidad total de la misma, por lo que el cálculo de los Ah de batería necesarios son:

$$C = \frac{\text{consumo en Ah/día} \cdot N_{da}}{P_d} = \frac{201,231 \cdot 6}{0,95} = 1270,933 \text{ Ah}$$

Cabe destacar que, en este caso, donde la ficha técnica del modelo de batería no muestra la capacidad en Ah, sino en kWh, de manera que se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Capacidad en Ah de la batería} = \frac{4800 \text{ Wh}}{48 \text{ V}} = 100 \text{ Ah}$$

Como el modelo de batería proporciona una capacidad de 100 Ah, se necesitará colocar varias unidades en paralelo, en concreto:

$$\frac{1270,933}{100} = 12,71 \cong 13 \text{ unidades}$$

Esta cantidad de baterías otorga una capacidad de:

$$C = 13 \cdot 100 = 1300 \text{ Ah}$$

Al ser un tanto más alto que el calculado para 6 días de autonomía, estos se verán también incrementados

$$N_{da \text{ enero}} = \frac{C \cdot P_d}{\text{consumo en } \frac{\text{Ah}}{\text{día}}} = \frac{1300 \cdot 0,95}{201,231} = 6,137 \text{ días de autonomía}$$

Con este resultado se replantea el cálculo para el mes de marzo, comprobando si los datos que resultan nos llevan a un número suficiente de días de autonomía.

$$N_{da \text{ marzo}} = \frac{1300 \cdot 0,95}{234,375} = 5,269 \text{ días de autonomía}$$

Se puede observar que, en realidad, resulta ser menor, puesto que se ha hecho el cálculo con el consumo en el mes de enero y en realidad se puede escoger incluso el correspondiente a 5 días exactos, porque en este periodo la radiación es mayor y lo permite, y obtener:

$$C = \frac{234,375 \cdot 5}{0,95} = 1233,55 \text{ Ah}$$

$$\frac{1233,55}{100} = 12,33 \cong 13 \text{ unidades}$$

Resulta dar el mismo valor, así que saldrán las mismas características que en el caso para 6 días de autonomía. Sin embargo, el inversor cargador, como su nombre indica, posee un grupo electrógeno que puede reducir aún más los días de autonomía y rebajar el coste de la instalación, puesto que las baterías son los elementos más caros del diseño. Este se pone en funcionamiento cuando el nivel de las baterías es bajo, no suele ser muchas veces al año, por lo que el gasto energético compensará positivamente el ahorro en instalación de baterías.

Se replantea el cálculo, conservando los vasos serie, utilizando 1,5 días de autonomía de manera que se va a observar cómo se reduce el número de líneas paralelo necesarias.

$$C = \frac{201,231 \cdot 1,5}{0,95} = 317,73 \text{ Ah}$$

Ahora se pueden reducir la cantidad de líneas paralelo anteriores a:

$$\frac{317,73}{100} = 3,17 \cong 4 \text{ unidades}$$

Las cuales otorgan una capacidad de almacenaje de:

$$C = 4 \cdot 100 = 400 \text{ Ah}$$

Proporcionando una autonomía de:

$$N_{\text{da enero}} = \frac{400 \cdot 0,95}{201,231} = 1,888 \text{ días de autonomía}$$

Que en el caso del mes con más consumo diario:

$$N_{\text{da marzo}} = \frac{400 \cdot 0,95}{234,375} = 1,621 \text{ días de autonomía}$$

### 5.1.8 Esquema general

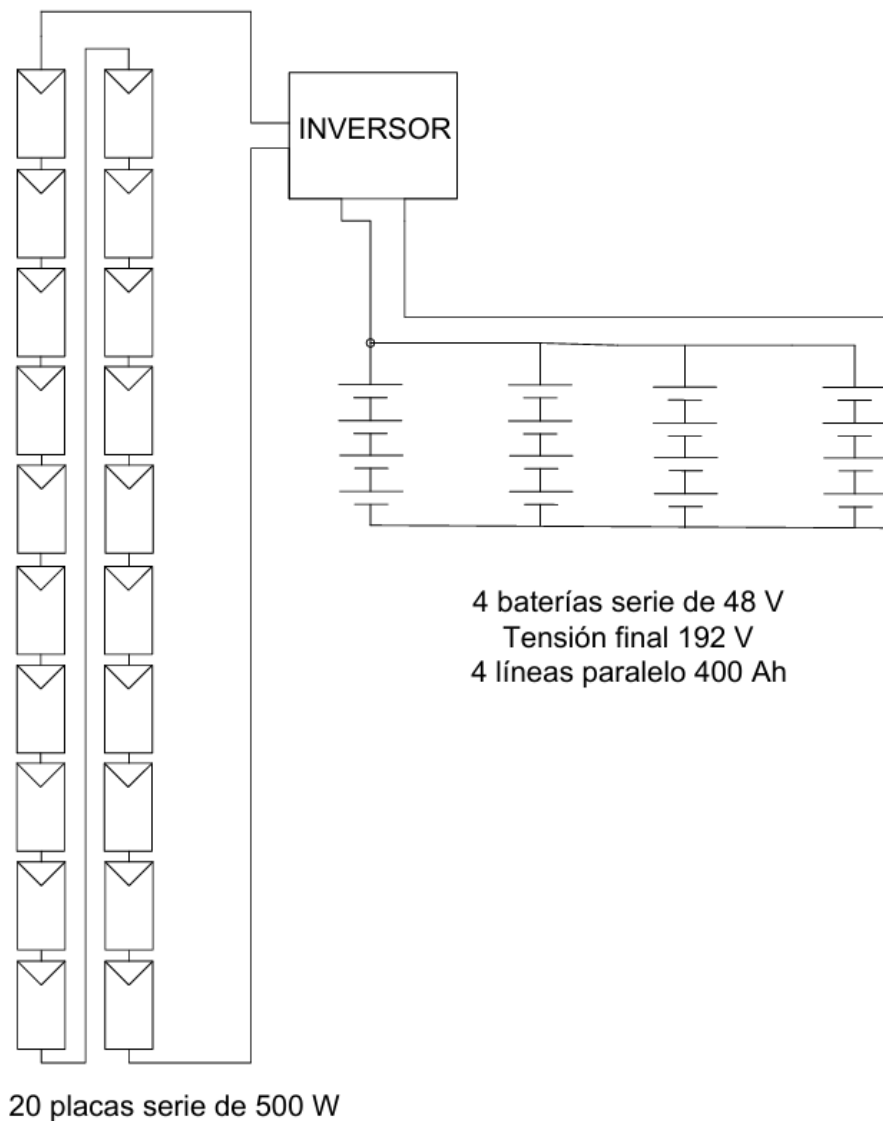


Figura 22. Esquema de la conexión de los elementos de la instalación.

Fuente: Elaborado en AutoCad.

## 5.2 Cableado

Como se ha mencionado anteriormente, en el apartado 3.2.6: "Los cables deberán estar dimensionados de acuerdo con una intensidad no inferior al 125% de la máxima corriente del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la instalación interior no será superior al 1,5% para la intensidad nominal".

### 5.2.1 Cableado exterior: EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K

Se escoge un método de instalación de la guía técnica de Prysmian *El Libro Blanco de la Instalación: Manual Técnico y Práctico de Cables y Accesorios para Baja Tensión*, en concreto el método de instalación de tipo B1 con descripción: “Conductores aislados o cables unipolares en canal protectora fijada sobre una pared de madera o mampostería”.

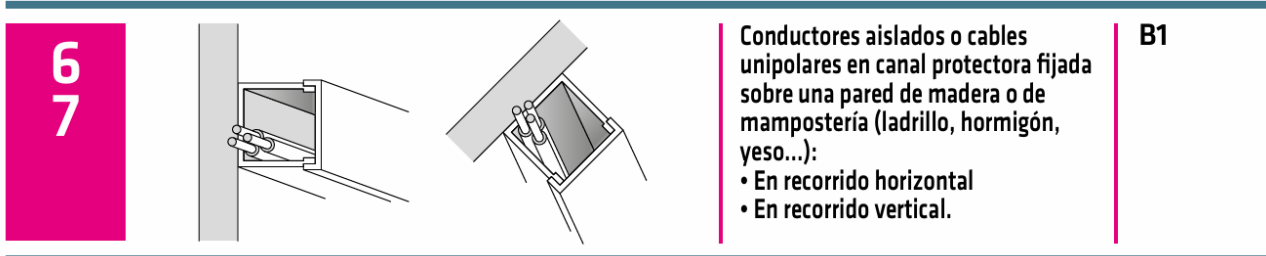


Figura 23. Descripción del tipo de instalación cableado exterior.

Fuente: Prysmian.

Para el cálculo de la sección adecuada, se siguen dos criterios: el criterio de intensidad máxima admisible y el de caída de tensión. Ambos deben cumplirse y se adoptará la medida del más restrictivo.

#### 5.2.1.1 Criterio de intensidad máxima admisible

En este criterio se calcula la intensidad de diseño ( $I_d$ ) y se requiere que esta sea como máximo un 125% de la intensidad de cortocircuito de las placas ( $I_{sc}$ ), que en este caso es de 13,93 A.

La fórmula es la siguiente:

$$I_d = \frac{I_{sc}}{F_{temp} \cdot F_{agru} \cdot F_{capas} \cdot F_{arm}} \cdot 1,25$$

Donde el denominador resulta el producto de los factores de corrección por temperatura, agrupamiento de circuitos, número de capas y armónicos, respectivamente. Estos factores se obtienen de tablas pertenecientes a la guía Modos de Instalación de la UNE-HD 60364-5-52: Dic 2014.

En este caso solamente se tiene factor por temperatura, puesto que los demás factores resultan ser 1 y no interfieren en el resultado del producto. El factor de temperatura resulta de 0,58, ya que según la UNE-HD 60364-7-712 en el apartado 712.523.101 se estipula que “para el diseño de cables sometidos al calentamiento directo de la parte inferior de los módulos fotovoltaicos, la temperatura ambiente a tener en cuenta para su dimensionamiento se considera que sea como mínimo igual a 70°C”.



**Tabla 52 – D1**

**Factores de corrección para temperaturas ambiente diferentes de 30 °C a aplicar a los valores de las intensidades admisibles para cables al aire libre**

Temperatura ambiente °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral*	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,87	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

\* Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

*Figura 24. Tabla 52-D1 de la UNE 20460-5-523 para cableado exterior.*

*Fuente: AENOR.*

De esta manera la corriente de diseño queda:

$$I_d = \frac{13,93}{0,58} \cdot 1,25 = 30,022 \text{ A}$$

Con esta intensidad de diseño, se visualiza en la tabla A.52-1 bis de la UNE-HD 60364-5-52 en la fila de tipo de instalación B1 y en la columna XLPE2 por ser circuito monofásico y se obtiene un diámetro de 4 mm<sup>2</sup>.

Método de instalación de la tabla 52-B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	A1	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1	→								XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección mm <sup>2</sup> <b>Cobre</b>												
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	-
2.5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	27,5	29	33	-
<b>4</b>	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	-
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	-
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	-
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	-
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	-	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	-	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	-	-	-	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	-	-	-	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	-	-	-	315	350	374	401	435	468	490	552	590

Figura 25. Tabla A.52-1 bis de la UNE 60364-5-52 para cableado exterior.

Fuente: AENOR.

### 5.2.1.2 Criterio de caída de tensión

Para este segundo criterio, se emplea la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_p \cdot \cos \varphi}{\gamma \cdot \Delta U} = \frac{2 \cdot 65 \cdot 13,04}{45,49 \cdot 0,015 \cdot 767} = 3,239 \text{ mm}^2$$

Donde:

L: longitud del cable

$I_p$ : intensidad pico de las placas

$\cos \varphi$ : el desfase es nulo por ser corriente continua

$\gamma$ : conductividad del cobre

$\Delta U$ : producto de la tensión de trabajo por el criterio de 1,5% de caída de tensión máxima

Ambos criterios resultan ajustarse demasiado a la opción de 4 mm<sup>2</sup>, por lo que lo mejor sería optar por la siguiente sección más ancha que es de 6 mm<sup>2</sup>.

## 5.2.2 Cableado interior: EXZHELLENT Compact 1000V RZ1-K

Para este tramo de la instalación se va a elegir otro tipo de método de instalación, en concreto B2, el cual queda descrito como “cable multiconductor en conducto sobre pared de madera o mampostería, no espaciado de ella a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del conducto”.

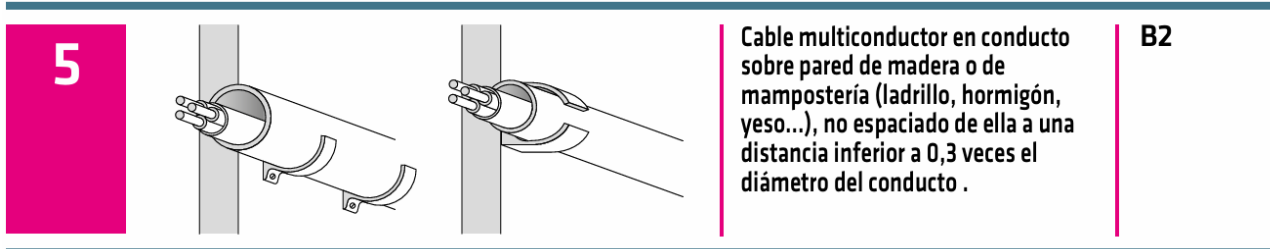


Figura 26. Descripción del tipo de instalación cableado interior.

Fuente: Prysmian.

### 5.2.2.1 Criterio de intensidad máxima admisible

En este caso, los factores de corrección son todos despreciables, porque se cumple con la temperatura ambiente de 30° y el conducto solamente consta de una capa (circuito), por lo que no hay agrupaciones. Por tanto, la intensidad de diseño se calcula de la siguiente manera:

$$I_d = I_{\text{máx ac}} \cdot 1,25 = 16,7 \cdot 1,25 = 20,875 \text{ A}$$

Donde  $I_{\text{máx ac}}$  es la intensidad máxima de salida que permite el inversor.

Con esta intensidad de diseño se extrae de la tabla anterior, A.52-1 bis, el valor del diámetro correspondiente, que resulta de 2,5 mm<sup>2</sup>. Aunque cabe destacar que queda demasiado ajustado, pero se va a esperar al resultado del criterio de caída de tensión.

Método de instalación de la tabla 52-B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A1												
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2						XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
1	2	3	4	5	6		8	9	10	11	12	13
Sección mm <sup>2</sup> <u>Cobre</u>												
1,5	11	11,5	13	13,5	15	17	16,5	19	20	21	24	-
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	-
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	-
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	-
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	-
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	-
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	-	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	-	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	-	-	-	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	-	-	-	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	-	-	-	315	350	374	401	435	468	490	552	590

Figura 27. Tabla A.52-1 bis de la UNE 60364-5-52 para cableado interior.

Fuente: AENOR.

### 5.2.2.2 Criterio de caída de tensión

En este caso, la fórmula cambia por tratarse de un circuito trifásico. Además, la intensidad pico de la placa del caso de cableado exterior pasa a ser la intensidad máxima de salida que permite el inversor y la tensión ahora es la tensión nominal de 380 V de salida. También se desprecia el valor de  $\cos \varphi$  por ser mayor a 0,99, según la ficha técnica del inversor.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_p \cdot \cos \varphi}{\gamma \cdot \Delta U} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 16,7}{45,49 \cdot 0,015 \cdot 380} = 0,669 \text{ mm}^2$$

Se observa que este criterio no es nada restrictivo, por lo que, como se ha mencionado en el apartado anterior, la sección escogida será de 4 mm<sup>2</sup>.

## 5.3 Protecciones y conexión a tierra

### 5.3.1 Protecciones

#### 5.3.1.1 Sobreintensidades

Para este cálculo, se necesita la corriente de cortocircuito y la de fusible de serie máxima de los paneles, que son 13,93 A y 25 A respectivamente.

$$1,1 \cdot 13,93 \leq I_n \leq 25$$

El resultado debe estar entre los 15,323 A y los 25 A, escoger un fusible de 16 A sería demasiado ajustado, por lo que se instalará un fusible del siguiente valor normalizado, que es el de 20 A. Este será extraído del catálogo de fusibles cilíndricos 10x38 gPV de DF Electric, en concreto el modelo con número de referencia 491635.

#### 5.3.1.2 Sobretensiones

De acuerdo con el criterio mencionado en el apartado 3.2.7.2, se calcula si se requiere de dispositivo contra sobretensiones. Si fuera necesario:

$$65 \geq L_{crit}$$

Donde, por ser un local no residencial:

$$L_{crit} = 450/N_g$$

$N_g$  se puede estimar gracias al mapa de la clasificación de provincias de España según el número medio de días de tormenta anual. Cuenca se encuentra en una media de más de 25 días de tormenta al año, por lo que se va a escoger el valor de 36, para limitar un poco más y asegurar la instalación. Cabe recalcar que en 2016 el valor medio de días de tormenta en cuenca era de 16 días, según AEMET.

$$N_g = 0,1 \cdot 36 = 3,6$$

$$L_{crit} = \frac{450}{3,6} = 125$$

Por lo tanto, no es necesaria la protección, ya que  $L_{crit} \geq 65$ . De todas formas, se insiste en que es lo más recomendable, por lo que se va a instalar un dispositivo PCS de tipo 2 entre las placas y el inversor, de acuerdo con la norma EN 50539-11 y, además, se pondrá otro de tipo 2 entre el inversor y el cuadro de DGPM, de acuerdo con la norma EN 61643-11.

#### 5.3.1.3 Diferencial

Teniendo en cuenta el catálogo de diferenciales de Legrand de clase A, se escoge el diferencial de 25 A para trifásica, ya que es suficiente para la corriente máxima de salida del inversor que es de 16,7 A.

### 5.3.2 Conexión a tierra

Ahora que se tiene la sensibilidad del diferencial, 30 mA, con la tensión de contacto máxima de 24 V, mencionada en el apartado 3.2.8, se obtiene la resistencia de tierra máxima.

$$R = \frac{24}{0,03} = 800 \Omega$$

Con ese valor, se puede sacar el perímetro en picas necesario, sacando de la Tabla 3 y 4 de la ITC-BT-18 (Figuras 8 y 9) el valor de resistencia del suelo. En este caso se tiene un suelo pedregoso, aunque con vegetación, por lo que puede tener una resistencia entre 300  $\Omega$  y 5000  $\Omega$ . Se calcula para una resistencia del terreno ( $\rho$ ) de 2000  $\Omega$ , usando la fórmula de pica enterrada vertical:

$$R = 0,8 \cdot \frac{\rho}{P}$$

$$P = 0,8 \cdot \frac{\rho}{R} = 0,8 \cdot \frac{2000}{800} = 2 \text{ m}$$

Si se emplean picas de 1,5 m, se necesitarán:

$$\frac{2}{1,5} = 1,33 \cong 2 \text{ picas}$$

## Capítulo 6. Estudio económico.

### 6.1 Coste de la instalación

El coste de la instalación se ha dividido en 5 partidas para facilitar la visualización de las operaciones realizadas.

Se muestra el coste desglosado en material y mano de obra y sus precios unitarios correspondientes:

Cuadro de precios elementales				
Ref	Ud	Descripción	Precio (€)	con iva
<b>MATERIALES</b>				
m1	Ud	Panel 500W Monocristalino PERC Tensite	69,51	87,99
m2	Ud	Inversor Trifásico S6-EH3P10K-H Solis 10 kW	1959,00	2370,39
m3	Ud	Batería Litio 4,8 kWh Pylontech US5000 48 V	1095,19	1325,18
m4	m	Cable EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K 1X6mm2 rojo	0,98	1,24
m5	m	Cable EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K 1X6mm2 negro	0,98	1,24
m6	m	Cable EXZHELLENT Compact 1000V 1X4mm2	2,23	2,82
m7	Ud	Soporte 10 panel Coplanar Inclinada 15-30° 30/35mm	304,15	385,00
m8	Ud	Pica de cobre de 1500x15mm	6,54	8,28
m9	Ud	10x38 Fusible cilíndrico gPV 20 A 491635	3,86	4,89
m10	Ud	10x38 Base portafusibles PMX PV 1000V DC 485150	5,38	6,81
m11	Ud	Protección sobretensiones Cirprotec CS2	46,60	58,99
m12	Ud	Diferencial Legrand 25 A 4P 30 mA Tipo A	130,51	157,92
m13	Ud	Magnetotérmico Legrand 25A 4P 6KA C	37,82	45,76
m14	Ud	Caja de protecciones ICP	9,99	12,09
m15	m	Canal Unex 40x60 en U43X	17,89	22,64
m16	Ud	Ángulo plano Unex 40x60 en U42X	9,80	12,41
m17	Ud	Ángulo exterior Unex 40x60 en U42X	11,79	14,93
m18	m	Bandeja lisa Unex 60x100 en U48X	16,99	21,50
m19	m	Tapa Unex 100mm en U48X	8,90	11,27
m20	Ud	Unión entre tramos sin perno Unex 60mm en U48X	3,81	4,82
m21	Ud	Soporte vertical Unex 150 en U48X	9,65	12,22
m22	Ud	Tornillo con tuerca Unex DIN 603 M8X25 en Acero galvanizado clase 6	0,87	1,10
m23	Ud	Bisagra horizontal Unex 60mm en U42X	3,93	4,97
m24	Ud	Tornillo con tuerca Unex DIN 603 M8X20 en U23X	0,31	0,40
m25	Ud	Perno rápido aislante Unex en U48X	0,22	0,28
<b>M.O.</b>				
h1	h	Oficial 1º Electricidad	13	
h2	h	Técnico Instalador eléctrico	9,5	

*Tabla 11. Cuadro de precios elementales.*

Las partidas se han dividido en: Instalación de paneles, instalación del inversor, instalación de baterías, cableado interior y cableado exterior. Dentro de cada una de ellas se han detallado los materiales empleados, su cantidad y la mano de obra necesaria para su realización. También se ha añadido el coste del beneficio y movilidad de los materiales y profesionales.

Valoración			
Ref	Descripción	Total (€)	con IVA (€)
P1	Instalación de placas	2268,54	2799,80
P2	Instalación del inversor	1987,50	2398,89
P3	Instalación de baterías	19142,04	23157,88
P4	Cableado exterior	1646,26	2023,51
P5	Cableado interior	598,23	700,01
B	Beneficio	1666,77	
M	Movilidad	300,00	
		-----	
		<b>27609,34 sin IVA</b>	
			-----
			<b>33046,85</b> con IVA 21%

Tabla 12. Valoración final.

Con este valor se puede sacar el coste del vatio pico de la instalación y observar su rentabilidad. Si el coste de la instalación asciende a 33 046,85 €, y se tienen 20 placas de 500 W cada una:

$$\frac{33046,85}{20 \cdot 500} = 3,30 \text{ €}$$

Es un valor razonable, aunque tirando a alto, ya que se encuentra en el intervalo de 2,5 a 3,5 €.

## 6.2 Coste del kWh en 25 años

El coste será el inicial de puesta en marcha de la instalación, que acabamos de calcular, más el de reposición de los equipos que deban sustituirse en los 25 años, como baterías, inversor y regulador, más el precio de su montaje y un mantenimiento, aunque sea mínimo (dos o tres revisiones generales), durante cada periodo considerado. La vida útil de las baterías es de más de 15 años según fabricante y el inversor se estima que también, por lo que habrá que cambiarlos al menos una vez.

Coste en 25 años

= coste inicial + repuestos de baterías + repuesto de inversor  
+ mantenimiento y sustitución

$$C_{25} = 33056,85 + 23138,88 + 2370,39 + 2047,50 = 60609,62 \text{ €}$$

Para el cálculo de kWh anuales, se estimará el consumo para los meses que no se ha proporcionado información, teniendo en cuenta que son meses de verano la producción del establecimiento será más similar al mes de abril que de enero, por ejemplo.

kWh año = suma de kWh mensuales

$$= 700 + 800 + 530 + 775 + 850 + 720 + 855 + 580 + 680 + 540 + 540 + 430 \\ = 8000 \text{ kWh}$$

$$\text{Energía total} = \text{kWh año} \cdot \text{años} = 8000 \cdot 25 = 200000 \text{ kWh}$$

El coste del kWh es entonces:



$$\text{Coste kWh} = \frac{\text{Coste total}}{\text{Energía total}} = \frac{60603,62}{200000} = 0,30 \text{ €} = 30,30 \text{ céntimos}$$

### 6.3 Coste del kWh en 45 años

Coste en 45 años

= coste en 25 años + repuestos de baterías + repuesto de inversor  
+ mantenimiento y sustitución

$$C_{45} = 60603,62 + 23138,88 + 2370,39 + 2047,50 = 88160,39 \text{ €}$$

$$\text{Energía total} = \text{kWh año} \cdot \text{años} = 8000 \cdot 45 = 360000 \text{ kWh}$$

$$\text{Coste kWh} = \frac{\text{Coste total}}{\text{Energía total}} = \frac{88160,39}{360000} = 0,24 \text{ €} = 24,49 \text{ céntimos}$$

Ha disminuido el coste del kWh un 19,18% respecto de 25 años.

# Capítulo 7. Objetivos de Desarrollo Sostenible

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecen un llamamiento internacional a la acción para proteger el planeta y a los seres humanos en todo el mundo. En 2015, los Estados Miembros de las Naciones Unidas reconocieron 17 Objetivos como parte de la Agenda 2030 para un desarrollo sostenible, donde se establece un plan para lograr los objetivos en 15 años.



Figura 28. Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Fuente: Naciones Unidas

Este proyecto contribuye a un desarrollo sostenible, cumpliendo con los objetivos de la agenda: Energía asequible y no contaminante (7), producción y consumo responsables (12) y acción por el clima (13). Más indirectamente, también cumple con el objetivo de alcanzar ciudades y comunidades sostenibles (11), puesto que la contaminación deteriora la salud de los seres humanos, afectando a la productividad en los trabajos y, por tanto, a la economía, y este proyecto contribuye a crear ecosistemas más limpios ya que se está sustituyendo las fuentes de energía fósiles por otras que emiten menos gases a la atmósfera. Además, la contaminación del aire no es únicamente un problema de las ciudades, sino que también afecta a los pueblos y las zonas rurales.

## 7.1 Objetivo nº7: Energía asequible y no contaminante

La utilización de energía proveniente de fuentes fósiles es una actividad que contribuye al cambio climático, provocando alrededor del 60% de las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, el problema se ha agravado con el paso de los años al coincidir la dependencia y el uso prolongado de energías no renovables y contaminantes con el aumento de la demanda de consumo de electricidad a nivel internacional.

Este objetivo pretende garantizar el acceso a una energía limpia y asequible, clave para el desarrollo de actividades agrarias, industriales, empresariales, de comunicaciones, de educación, de sanidad y de transporte, así como para contribuir tanto al desarrollo como al medioambiente. Para proporcionar este acceso, es necesario invertir en fuentes de energía renovables, como lo es la energía solar fotovoltaica.



*Figura 29. Objetivo n°7.*

*Fuente: Naciones Unidas.*

## 7.2 Objetivo n°12: Producción y consumo responsables

Este objetivo persigue asegurar modalidades de consumo y producción sostenibles, fundamental para sustentar los medios de subsistencia de la generación actual y las futuras.

La Tierra se está quedando desprovista de recursos, a pesar de que el índice de población se encuentra en crecimiento, cosa que podría causar la necesidad equivalente de casi tres planetas para poder proporcionar los recursos naturales necesarios para mantener los estilos de vida presentes en un futuro.

Para reducir los niveles de consumo de estos recursos naturales, se debe producir un cambio en los hábitos de consumo, donde una de las principales medidas que se pueden adoptar es sustituir los sistemas de suministro energético por otros más sostenibles, como es el caso de la energía solar.



*Figura 30. Objetivo n°12.*

*Fuente: Naciones Unidas.*

## 7.3 Objetivo n°13: Acción por el clima

Este otro objetivo se centra en la adopción de medidas urgentes para enfrentar el cambio climático y los efectos consecuentes. El aumento de emisiones de gases de efecto invernadero hace que el cambio climático evolucione más rápidamente de lo previsto, sus efectos pueden ser catastróficos y pueden causar fenómenos meteorológicos extremos y cambiantes.

Dentro de las medidas acuciantes a adoptar, se destaca la apuesta por las energías limpias y renovables como la solar fotovoltaica, la cual emite notablemente menos gases que los combustibles fósiles. Además, el auge de su popularidad en los últimos tiempos ha generado que el sector de la fotovoltaica se desarrolle de manera veloz y que su tecnología se vaya optimizando para ofrecer a los consumidores soluciones adaptadas a sus necesidades energéticas.



*Figura 31. Objetivo n°13.*

*Fuente: Naciones Unidas.*

# Anexos

## Ficha técnica Panel 500 W 24 V de Tensite

### Datos Eléctricos STC EM500-PH

Tipo de módulo	500M Half cell Mono PERC
Máxima potencia (Wp)	500 Wp
Corriente de potencia máxima (I <sub>mp</sub> )	13,04 A
Voltaje de potencia máxima (V <sub>mp</sub> )	38,35 V
Corriente de cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	13,93 A
Voltaje de circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	45,55 V
Eficiencia del módulo	21%
Fusible de serie máxima	25 A
Número de Diodos	3
Tolerancia positiva de potencia	0+3%
Condiciones de prueba estándar	1.000 W/m <sup>2</sup> , 25 °C, AM 1.5
Voltaje máximo del sistema DC	1.500 V
Coefficiente de temperatura I <sub>sc</sub>	0,048% / °C
Coefficiente de temperatura V <sub>oc</sub>	-0,270% / °C
Coefficiente de temperatura P <sub>mp</sub>	-0,350% / °C
Rango temperatura funcionamiento	-40°C / +85°C
Temperatura operación célula (TONC)	45°C ±2
Capacidad carga frontal del módulo	5.400 Pa IEC61215 (nieve)
Capacidad carga trasera del módulo	2.400 Pa IEC61215 (viento)

\*Condiciones Estandar de Medida STC: Irradiación 1.000 W/m<sup>2</sup>, espectro AM1.5, célula a 25°C.

### Valores en condiciones TONC\*\*

Potencia máxima TONC (P <sub>max</sub> )	378 W
Voltaje de potencia máxima (V <sub>mp</sub> TONC)	36,24 V
Corriente de potencia máxima (I <sub>mp</sub> TONC)	10,43 A
Voltaje de circuito abierto (V <sub>oc</sub> TONC)	42,82 V
Corriente de cortocircuito (I <sub>sc</sub> TONC)	11,07 A

\*\*Condiciones TONC: Irradiación de 800 W/m<sup>2</sup>, AM1.5, temperatura ambiente 20 °C y viento de 1 m/s.

### Características mecánicas

Cubierta frontal (material/espesor)	Vidrio templado / 3.2mm
Peso del módulo	25,0 kg
Dimensiones del módulo (L / W / H)	2.094 x 1.134 x 35mm
Lámina de protección posterior	TPT en blanco
Células (cantidad/material)	132 (6x11x2) / Silicio mono
Marco (material/color)	Aluminio anodizado / Plata
Grado protección caja de conexiones	≥ IP68
Cables y conectores	4mm <sup>2</sup> , long. 1.400mm
Clasificación de calidad	Clase A
Clase de protección eléctrica	Clase II
Clase de seguridad contra incendios	Clase C

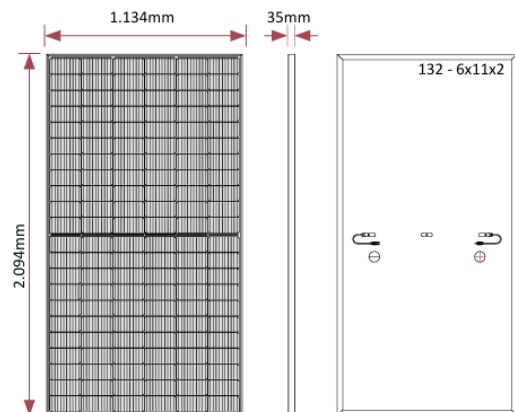
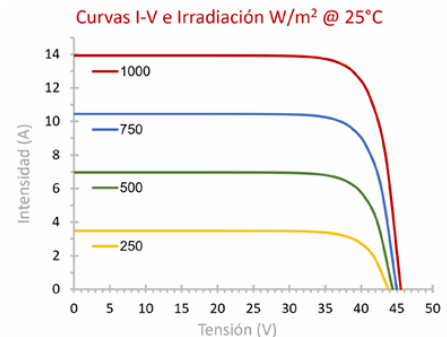
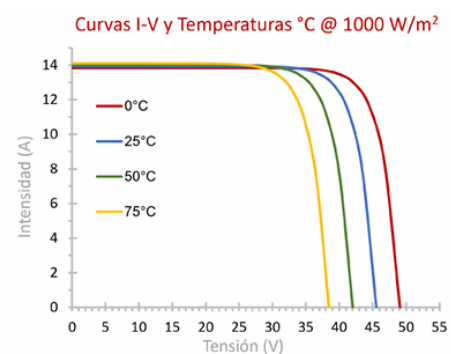
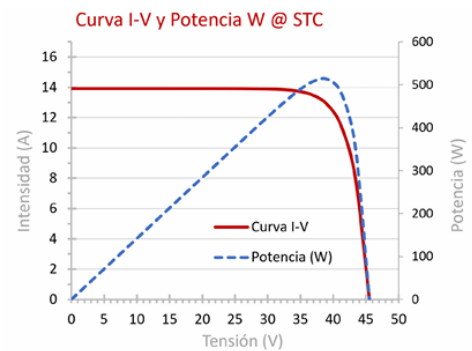


Figura 32: Ficha técnica panel de 500 W de Tensite.

Fuente: Auto Solar.

# Ficha técnica Inversor S6-EH3P10K-H de Solis

Modelo	5K	6K	8K	10K
<b>Entrada DC (lado FV)</b>				
Potencia FV máxima de entrada recomendada	8 kW	9.6 kW	12.8 kW	16 kW
Voltaje máximo de entrada		1000 V		
Voltaje nominal		600 V		
Voltaje de arranque		160 V		
Rango de voltaje MPPT		200-850 V		
Corriente máxima de entrada		16 A / 16 A		
Corriente máxima de cortocircuito		24 A / 24 A		
Número de MPPT/Número máximo de cadenas de entrada		2/2		
<b>Batería</b>				
Tipo de Batería		Ion-litio		
Rango de voltaje de la batería		120-600 V		
Potencia de carga / descarga máxima	5 kW	6 kW	8 kW	10 kW
Corriente máxima de carga / descarga	25 A			50 A
Comunicación		CAN/RS485		
<b>Salida AC (Red)</b>				
Potencia nominal de salida	5 kW	6 kW	8 kW	10 kW
Potencia máxima de salida	5.5 kVA	6.6 kVA	8.8 kVA	11 kVA
Voltaje nominal de la red		3/N/PE, 380 V / 400 V		
Frecuencia nominal de la red		50 Hz / 60 Hz		
Corriente nominal de salida de red	7.6 A / 7.2 A	9.1 A / 8.7 A	12.2 A / 11.5 A	15.2 A / 14.4 A
Corriente máxima de salida	8.4 A / 7.9 A	10 A / 9.6 A	13.4 A / 12.7 A	16.7 A / 15.8 A
Factor de potencia		>0.99 (0.8 capacitivo a 0.8 inductivo)		
THDi		<3%		
<b>Entrada AC (Red)</b>				
Potencia máxima de entrada	7.5 kW	9 kW	12 kW	15 kW
Corriente nominal de entrada	11.4 A	13.8 A	18.2 A	22.8 A
Voltaje de entrada nominal		3/N/PE, 380 V / 400 V		
Frecuencia nominal de entrada		50 Hz / 60 Hz		
<b>Salida AC (backup)</b>				
Potencia nominal de salida	5 kW	6 kW	8 kW	10 kW
Potencia aparente de salida máxima	8 kVA, 60 sec	9.6 kVA, 60 sec	12.8 kVA, 60 sec	16 kVA, 60 sec
Tiempo de respuesta en respaldo		<10 ms		
Voltaje de salida nominal		3/N/PE, 380 V / 400 V		
Frecuencia nominal		50 Hz / 60 Hz		
Corriente nominal de salida	7.6 A / 7.2 A	9.1 A / 8.7 A	12.2 A / 11.5 A	15.2 A / 14.4 A
THDv (@carga lineal)		<2%		
<b>Eficiencia</b>				
Eficiencia máxima	97.87%	97.91%	98.03%	98.04%
Eficiencia EU	96.77%	97.1%	97.41%	97.51%
Carga de batería mediante eficiencia FV máxima	98.37%	98.45%	98.22%	98.31%
Carga/descarga de batería a eficiencia máxima de AC	97.32%	97.34%	97.5%	97.5%
<b>Protección</b>				
Protección Anti-isla		Sí		
Protección de sobrecorriente de salida		Sí		
Protección contra cortocircuito		Sí		
AFCI integrado (Protección de falla de arco DC)		Sí <sup>(1)</sup>		
Interruptor de DC integrado		Sí		
Protección contra polaridad inversa DC		Sí		
Protección contra sobrevoltaje fotovoltaico		Sí		
Protección anti-retorno de la batería		Sí		
<b>Datos generales</b>				
Dimensiones (longitud*altura*ancho)		600*500*230 mm		
Peso		32.6 kg		
Topología		Sin Transformador		
Consumo propio (noche)		<25 W		
Rango de temperatura de funcionamiento		-25 ~ +60°C		
Nivel de protección		IP66		
Enfriamiento		Convección natural		
Altitud máxima de funcionamiento		4000 m		
Estándar de conexión de red		G98 o G99, VDE-AR-N 4105 / VDE V 0124, EN 50549-1, VDE 0126 / UTE C 15/VFR:2019, RD 1699/RD 244 / UNE 206006 / UNE 206007-1, CEI 0-21, C10/11, NRS 097-2-1, TOR, EIFS 2018.2, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683, EN 50530, MEA, PEA		
Estándar de seguridad / EMC		IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-1/-3		
<b>Características</b>				
Conexión fotovoltaica		Conector MC4		
Conexión de la batería		Enchufe de conexión rápida		
Conexión de AC		Enchufe de conexión rápida		
Pantalla		LED + Bluetooth + APP		
Comunicación		CAN, RS485, Ethernet, Opcional: Wi-Fi, Celular, LAN		

Figura 33. Ficha técnica inversor S6-EH3P10K-H de Solis.

## Ficha técnica Batería US5000 4,8 kWh de Pylontech

Basic Parameters		
Nominal Voltage (Vdc)		48
Nominal Capacity(Wh)		4800
Depth of discharge (%)		95
Usable Capacity(Wh)		4560
Dimension(mm)		442*420*161
Weight (Kg)		38
Discharge Voltage (V)		44.5 ~ 53.5
Charge Voltage (V)		52.5 ~ 53.5
Charge/Discharge Current (A)	Recommend	75
Charge/Discharge Current(A)	Max.	120@15min
Charge/Discharge Current (A) 2	Peak 2	200@15sec
Communication		RS485, CAN
Configuration (max. in 1 battery group)		16pcs
Working Temperature	Charge	0°C ~55°C
Working Temperature	Discharge	-10°C ~55°C
Shelf Temperature		-20°C ~60°C
Short current/duration time		<4000A/2ms
Cooling type		Natural
Breaker		No
IP rating of enclosure		IP20
Humidity		5% ~ 95%(RH) No Condensation
Altitude(M)		<4000
Certification		IEC / CE / UN38.3/UL
Design life		15+ Years (25°C/77°F)
Cycle Life		>6,000 25°C

Figura 34. Ficha técnica batería US5000 de Pylontech.

Fuente: Auto Solar.

## Ficha técnica Cable EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K

Vida estimada	25 años
Certificación	TÜV Rheinland
Servicios móviles	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
Tª máxima de conductor	90 °C (120 °C, 20000 h)
Adecuado para sistemas anti-PID	Tensión máxima eficaz: 1200 V (> 906 V) / Tensión máxima de pico: 1697 V (> 1468 V)
Máxima tensión de tracción	50 N/mm <sup>2</sup> durante el tendido / 15 N/mm <sup>2</sup> en operación (instalado)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; UNE-EN 50618; Tab.2 según UNE-EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos uv	IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo E
Protección contra el agua	AD8 (sumersión)
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según EC 60811-404; UNE-EN 60811-404)
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab 2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y UNE-EN 50618 Tab. 21000 h a 90 °C y 85 % de humedad para IEC 60068-2-78, UNE-EN- 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo	IEC 62821-2 ; UNE-EN 50395-9 (240 h/85 °C agua / 1,8 kVdc)
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y UNE-EN 50618 Tab.2 según UNE-EN 60811-1-4 y UNE-EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40 °C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506
Durabilidad del marcado	IEC 62930; UNE-EN 50396

Figura 35. Ficha técnica Cable EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K.

Fuente: Prysmian.



Número de conductores x sección	Diámetro máximo del conductor	Diámetro exterior del cable (valor máximo)	Radio mínimo de curvatura dinámico	Radio mínimo de curvatura estático	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C	Intensidad máxima admisible al aire	Intensidad máxima admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C	Caida de tensión V/(A·km)
(mm <sup>2</sup> )	(mm) (1)	(mm)	(mm)	(mm)	(l)	(Ω/km)	A (2)	(3)	(2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1x4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1x35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1x50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1x120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1x150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1x185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1x240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

Figura 36. Características físicas y eléctricas EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K.

Fuente: Prysmian.

## Ficha técnica Cable EXZHELLENT Compact 1000V RZ1-K

Número de conductores x sección	Diámetro nominal exterior	Peso nominal	Radio mínimo de curvatura	Resistencia del conductor a 20 °C	Intensidad máxima admisible en bandeja (40° C)	Intensidad máxima admisible bajo tubo o canal protectora (40° C)	Intensidad admisible enterrado	Caida de tensión V/(A·km)	
								cos φ= 1	cos φ= 0,8
(mm <sup>2</sup> )	(mm) (1)	(kg/km) (1)	(mm)	(Ω/km)	(2) A	(3) A	(4) A		
1x1,5*	6,6	61	27	13,3	21	18	21	26,5	21,36
1x2,5*	7,0	74	29	7,98	30	25	27	15,92	12,88
1x4*	8,0	99	32	4,95	40	35	35	9,96	8,1
1x6*	8,5	125	34	3,3	52	44	44	6,74	5,51
1x10*	9,5	170	38	1,91	72	60	58	4	3,31
1x16*	10,1	220	41	1,21	97	80	75	2,51	2,12
1x25*	11,7	315	47	0,78	123	106	96	1,59	1,37
1x35*	12,8	410	52	0,55	154	131	117	1,15	1,01
1x50*	14,3	550	58	0,38	195	159	138	0,85	0,77
1x70*	16,4	750	66	0,27	244	202	170	0,59	0,56
1x95*	17,8	945	72	0,20	298	245	202	0,42	0,43
1x120*	19,8	1190	80	0,16	349	284	230	0,34	0,36
1x150*	21,8	1470	88	0,12	404	311	260	0,27	0,31
1x185*	23,7	1770	95	0,10	464	349	291	0,22	0,26
1x240*	25,7	2245	130	0,08	552	409	336	0,17	0,22
1x300*	29,5	2805	150	0,06	640	468	380	0,14	0,19
2x1,5*	8,9	120	36	13,3	24	20	24	30,98	24,92
2x2,5*	9,8	150	40	7,98	33	27	32	18,66	15,07
2x4*	10,8	200	44	4,95	45	36	42	11,68	9,46
2x6*	11,7	250	47	3,3	57	46	53	7,90	6,42
2x10*	13,6	365	55	1,91	78	63	70	4,67	3,84
2x16*	15,6	515	63	1,21	105	82	91	2,94	2,45
2x25*	18,7	725	75	0,78	136	108	116	1,86	1,59
2x35*	21,2	970	85	0,55	168	133	140	1,34	1,16
2x50**	25,0	1410	100	0,38	205	159	166	0,99	0,88

Figura 37. Características físicas y eléctricas EXZHELLENT Compact 1000V RZ1-K.

Fuente: Prysmian.

# Ficha técnica Soporte o Estructura 10 paneles Coplanar Inclinada 15-30° 30/35 mm

**CERTIFICATE**  CPP    

## SPECIFICATION

<b>System Name</b>	MetaRoof-FR-Adjustable Tilt Flat Roof Mounting System
<b>Ground Type</b>	AL
<b>Tilt Angle</b>	Fixed 10-15°, 15-30°, 30-60°
<b>Wind Load</b>	Up to 60m/s
<b>Snow Load</b>	Up to 60cm
<b>Applicable Solar Module</b>	Framed/Frameless
<b>Panel Layout</b>	Portrait/Landscape
<b>Design Standard</b>	BS EN, ASCE7-10, BS 6399, AS-NZS 1170, GB 50009-2012, MS 1553
<b>Material</b>	AL-6005-T6, SUS304, 410
<b>Color</b>	Sliver/Black
<b>Warranty</b>	10-year

## FEATURE

1. Flexible adjustments. Allow for project-specific adjustments and optimize solar power output.
2. Compact package. Compact package before shipment for easy transportation and retail.
3. Highly applicable. Fit for different metal roofs or open concrete terrain applications.
4. Highly pre-assembled. Highly pre-assembly to save on-site installation time.

## INSTALLATION



## COMPONENT

<b>1</b>		End Clamp	<b>6</b>		Back Leg
<b>2</b>		Mid Clamp	<b>7</b>		Self-tapping Screw
<b>3</b>		Rail	<b>8</b>		Grounding Clip
<b>4</b>		Rail Splice	<b>9</b>		Grounding Lug Kit
<b>5</b>		Front Leg	<b>10</b>		Cable Clip

Figura 38. Ficha técnica Soporte para 10 placas inclinado 15-30° 30/35 mm.

Fuente: Leroy Merlin.

# Ficha técnica Fusible 20 A gPV de DF Electric

Tensión asignada	1000V DC
Corriente asignada	1A...20A
Poder de corte asignado	30 kA
Categoría de utilización	gPV
Corriente mínima de interrupción	1A > 1,45·In 2...20A > 1,35·In
Corriente de no fusión	1,13·In
Temperatura de almacenaje	-40°C ... 90°C
Temperatura de funcionamiento *	-40°C ... 80°C

IEC/EN 60269-1 Fusibles – requisitos generales

IEC/EN 60269-6 Fusibles para sistemas fotovoltaicos

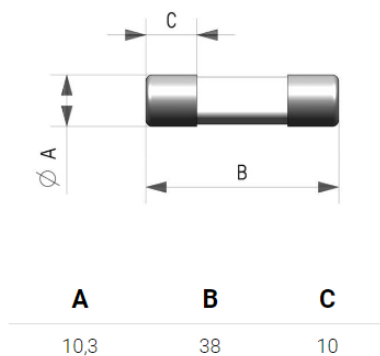
UL248-19 Fusibles fotovoltaicos

RoHS Compliant



\* Para temperaturas ambiente superiores a 25°C es necesario aplicar un coeficiente de corrección sobre la corriente máxima.

CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA	POTENCIA DISIPADA (W @ 0.7 In)	POTENCIA DISIPADA (W @ In)	I <sup>2</sup> t PREARCO (A <sup>2</sup> s)	I <sup>2</sup> t TOTAL (A <sup>2</sup> s)
1	491601	0,31	0,76	0,35	1,3
2	491602	0,78	1,45	0,62	1,0
3	491604	0,66	1,66	1,9	3,1
4	491605	0,64	1,57	6,9	11
5	491606	0,60	1,65	14	22
6	491610	0,77	1,84	24	38
8	491615	0,82		7	17
10	491620	0,94		15	38
12	491625	0,98		27	68
15	491629	1,05		62	115
16	491630	1,10		89	165
20	491635	1,33	3,20	158	294



Peso 8gr

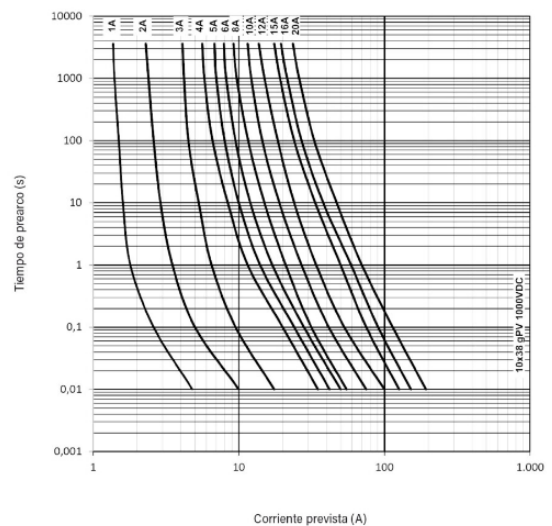


Figura 39. Ficha técnica Fusible 20 A 491635 de DF Electric.

Fuente: DF Electric.

# Ficha técnica Portafusible PMX de DF Electric

TAMAÑO	$U_n$ (V DC)	$I_n$ (A)	INDICADOR	POLOS	REFERENCIA
<b>10x38</b>	1000V	32A	-	1P	<b>485150</b>  
			-	2P	<b>485151</b>  
			✓	1P	<b>485152</b>  
			✓	2P	<b>485153</b>  

Corriente asignada	32A
Tensión asignada	690V AC   1000V DC
Potencia disipable máxima	4W
Potencia disipada por polo	80% $I_n$ > 0,27W 100% $I_n$ > 0,43W
Grado de polución	3
Índice de protección *	IP20
Tensión asignada soportada al impulso	6kV $U_{imp}$
Temperatura ambiente de servicio	-40°C ... 70°C (con accionamiento del tirador)
	-50°C ... 80°C (sin accionamiento del tirador)
Temperatura de almacenaje	-50°C ... 80°C

IEC/EN 60269-1

IEC/EN 60269-2

UL4248-1 Portafusibles

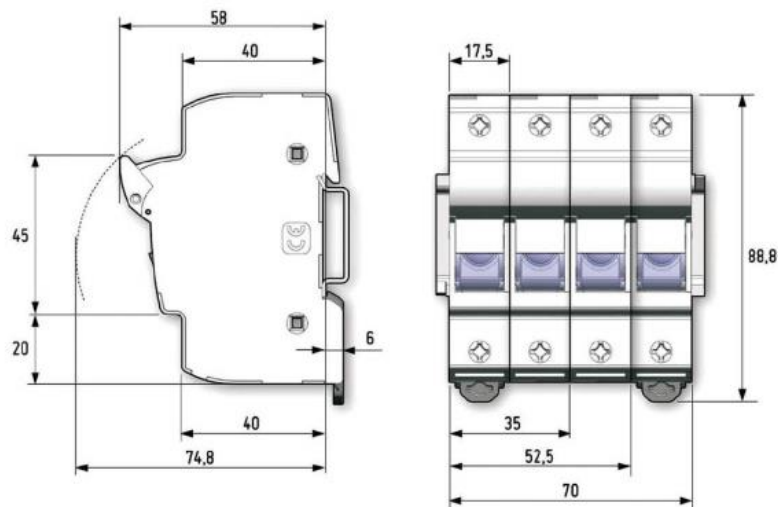
UL4248-19 Portafusibles fotovoltaicos

UL486E Terminales de conexión

CSA C22.2 N° 4248-1 Portafusibles

CSA 22.2 N° 65 Terminales de conexión

\* Para cables de sección  $\leq 6\text{mm}^2$  es necesario un accesorio para garantizar IP20 en bornes.



Peso 1P 57gr · 2P 114gr

Figura 40. Ficha técnica Portafusible de DF Electric.

Fuente: DF Electric.

# Ficha técnica Protección sobretensiones de Cirprotec

## Conjunto doméstico protector contra sobretensiones CS2-40/230 CIRPROTEC 77705241

Tipo 2/Clase II	Formato monobloc para carril DIN
<b>Especificaciones:</b>	
Adecuados como segundo escalón de protección en cuadros cuando existen protectores instalados tipo 1 o como primer escalón de comercios, residencias u otras aplicaciones no expuestas a descargas directas y sin sistema externo de protección contra el rayo	
<b>Alta capacidad de descarga:</b>	8/20 µs
<b>I max:</b>	15 kA
<b>Equipos específicos para sistemas:</b>	De neutro TNS y TT y Fotovoltaicas PV
<b>Tensiones nominales:</b>	120/208 V, 230/400 V, 400 V, 600 V, 1000 V
<b>Indicación:</b>	Remota y visual de estado de vida del protector
<b>Normas y certificaciones:</b>	IEC 61643-11, EN 61643-11

Tabla 13. Ficha técnica protección sobretensiones CS2 de Ciprotec.

# Ficha técnica Magnetotérmico de Legrand 25 A

## Interruptor automático magnetotérmico TX<sup>3</sup> Tetrapolar 400 V

<b>Curva:</b>	C
<b>Intensidad nominal:</b>	25 A
<b>Número de módulos:</b>	4
<b>Poder de corte:</b>	6000 A
<b>Conforme a:</b>	UNE EN-60898-1-Conexión con bornas protegidas contra los contactos directos (IP20)
Tornillos imperdibles y portaetiquetas incorporado	
<b>Capacidad de embornamiento:</b>	25 mm <sup>2</sup> flexible/35mm <sup>2</sup> rígido
Se puede equipar con mandos motorizados y auxiliares de mando y señalización DX3	

Tabla 14. Ficha técnica Magnetotérmico 25 A de Legrand.

# Efecto en los Objetivos de Desarrollo Sostenible

ODS	NADA APRECIABLE	POCO APRECIABLE	EFFECTO APRECIABLE	NOTABLEMENTE APRECIABLE	MUY APRECIABLE
FIN DE LA POBREZA	X				
HAMBRE CERO	X				
SALUD Y BIENESTAR		X			

ODS	NADA APRECIABLE	POCO APRECIABLE	EFFECTO APRECIABLE	NOTABLEMENTE APRECIABLE	MUY APRECIABLE
EDUCACIÓN DE CALIDAD	X				
IGUALDAD DE GÉNERO	X				
AGUA LIMPIA Y SANEAMIENTO	X				
ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE					X
TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO		X			
INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA		X			
REDUCCIÓN DE LAS DESIGUALDADES	X				
CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES					X
PRODUCCIÓN Y CONSUMO RESPONSABLES					X
ACCIÓN POR EL CLIMA					X
VIDA SUBMARINA	X				
VIDA DE ECOSISTEMAS TERRESTRES		X			
PAZ, JUSTICIA E INSTITUCIONES SÓLIDAS	X				
ALIANZA PARA LOGRAR LOS OBJETIVOS	X				

Tabla 15. Efectos ODS.

## Referencias

*Autosolar | La Tienda de la Energía Solar.* (s. f.). Recuperado 19 de junio de 2024, de <https://autosolar.es>

*BOE-A-1997-17824 Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.* (s. f.). Recuperado 11 de junio de 2024, de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1997-17824>

*BOE-A-2007-10556 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.* (s. f.). Recuperado 11 de junio de 2024, de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-10556>

*BOE-A-2013-13645 Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.* (s. f.). Recuperado 11 de junio de 2024, de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>

*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.* (s. f.). Recuperado 11 de junio de 2024, de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-6123>

*BOE-A-2020-4474 Ley 2/2020, de 7 de febrero, de Evaluación Ambiental de Castilla-La Mancha.* (s. f.). Recuperado 11 de junio de 2024, de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-4474>

*BOE.es—Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC.* (s. f.). Recuperado 11 de junio de 2024, de [https://www.boe.es/biblioteca\\_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326\\_Re](https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326_Re)

*CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA EN INSTALACIONES DE BAJA TENSIÓN.* (2021, julio 24). AUTOCONSUMO Y AUTARQUÍA. <https://autarquiapersonal.com/2021/07/24/calculo-basico-de-la-puesta-a-tierra/>

*Catálogo de cables para Baja y Media Tensión.* (s. f.). Recuperado 17 de julio de 2024, de <https://www.prysmiangroupcatalogue.com/general-cable/cables-baja-media-tension/>

CORPORATIVA, I. (s. f.). *Radiación solar: ¿cuál es su impacto sobre el planeta y el ser humano?* Iberdrola. Recuperado 3 de julio de 2024, de <https://www.iberdrola.com/compromiso-social/radiacion-solar>

*Energía solar: Qué es, características y ventajas principales.* (s. f.). REPSOL. Recuperado 2 de junio de 2024, de <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/energia-solar/index.cshtml>

*Get\_file.pdf.* (s. f.). Recuperado 18 de julio de 2024, de [https://mestreacasa.gva.es/c/document\\_library/get\\_file?folderId=500013337810&name=DLFE-787208.pdf](https://mestreacasa.gva.es/c/document_library/get_file?folderId=500013337810&name=DLFE-787208.pdf)

*Guía sobre Inclinación y Orientación de placas solares.* (s. f.). REPSOL. Recuperado 3 de julio de 2024, de <https://www.repsol.es/particulares/asesoramiento-consumo/orientacion-inclinacion-placas-solares/>

*guia\_bt\_08\_oct05R1.pdf.* (s. f.). Recuperado 22 de julio de 2024, de [https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia\\_bt\\_08\\_oct05R1.pdf](https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia_bt_08_oct05R1.pdf)

*Inversores 48V | Máxima calidad en AutoSolar.* (s. f.). Recuperado 20 de junio de 2024, de <https://autosolar.es/inversores-48v>

*JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)—European Commission.* (s. f.). Recuperado 12 de junio de 2024, de [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)

Ley 7/2022, de 29 de julio, de Medidas para la Agilización Administrativa de los Proyectos de Energías Renovables en Castilla-La Mancha, Pub. L. No. Ley 7/2022, BOE-A-2022-18152 151074 (2022). <https://www.boe.es/eli/es-cm/l/2022/07/29/7>



Moran, M. (s. f.). La Agenda para el Desarrollo Sostenible. *Desarrollo Sostenible*. Recuperado 10 de julio de 2024, de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/>

*Panel Solar 500W Tensite Monocristalino PERC | Panel Solar AutoSolar*. (s. f.). Recuperado 19 de junio de 2024, de <https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/panel-solar-500w-tensite-monocristalino-perc>

*Panel Solar 550W Monocristalino PERC Tensite*. (s. f.). Recuperado 19 de junio de 2024, de <https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/panel-solar-550w-monocristalino-perc-tensite>

*Paneles Solares Monocristalinos | AutoSolar*. (s. f.). Recuperado 19 de junio de 2024, de <https://autosolar.es/paneles-solares/paneles-solares-monocristalinos>, <https://autosolar.es/paneles-solares/paneles-solares-monocristalinos>

*¿Qué es un grupo electrógeno?* (s. f.). Recuperado 24 de junio de 2024, de <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/que-es-un-grupo-electrogeno>

*¿Quieres saber qué comunidades autónomas españolas producen más energía solar fotovoltaica?* (s. f.). Recuperado 4 de junio de 2024, de <https://autosolar.es/energia-solar/quieres-saber-que-comunidades-autonomas-espanolas-producen-mas-energia-solar-fotovoltaica>

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, Pub. L. No. Real Decreto 244/2019, BOE-A-2019-5089 35674 (2019). <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>

*Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico*. (s. f.).

Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología

fotovoltaica en régimen especial, Pub. L. No. Real Decreto 1003/2010, BOE-A-2010-12622 68610 (2010). <https://www.boe.es/eli/es/rd/2010/08/05/1003>

Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial, Pub. L. No. Real Decreto 1003/2010, BOE-A-2010-12622 68610 (2010). <https://www.boe.es/eli/es/rd/2010/08/05/1003>

Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, Pub. L. No. Real Decreto-ley 15/2018, BOE-A-2018-13593 97430 (2018). <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2018/10/05/15>

*Reguladores de carga MPPT | Maximiza tu instalación con AutoSolar.* (s. f.). Recuperado 21 de junio de 2024, de <https://autosolar.es/reguladores-de-carga-mppt>, <https://autosolar.es/reguladores-de-carga-mppt>

*Reguladores de carga solar | El mejor controlador de carga solar.* (s. f.). Recuperado 21 de junio de 2024, de <https://autosolar.es/reguladores-de-carga>, <https://autosolar.es/reguladores-de-carga>

Sobre nosotros. (s. f.). *Albasolar.* Recuperado 19 de junio de 2024, de <https://albasolar.es/sobre-nosotros/>

Sun, T. (s. f.). Trayectoria y visión corporativa. *Techno Sun - Distribuidor mayorista.* Recuperado 19 de junio de 2024, de <https://www.technosun.com/es/empresa/trayectoria-y-vision-corporativa/>

*Tienda solar fotovoltaica—Expertos en energía solar | Damia Solar.* (s. f.). Recuperado 19 de junio de 2024, de <https://www.damiasolar.com/>

10x38 Base portafusibles PMX PV 1000V DC. (s. f.). *DF Electric | Passion for electric protection.* Recuperado 24 de julio de 2024, de

<https://www.dfelectric.es/es/productos/bases-portafusibles-pmx-pv/10x38-base-portafusibles-pmx-pv/>

10x38 Fusible cilíndrico gPV 1000V DC. (s. f.). *DF Electric | Passion for electric protection.*

Recuperado 24 de julio de 2024, de <https://www.dfelectric.es/es/productos/fusibles-cilindricos-gpv/10x38-fusible-cilindrico-gpv/>

*Caja de Protecciones ICP | al Mejor Precio.* (s. f.). Recuperado 24 de julio de 2024, de <https://autosolar.es/caja-de-protecciones/caja-de-protecciones-icp>

*Conjunto domestico protector sobretensiones CS2-40/230 CIRPROTEC 77705241.* (s. f.).

Suministros Eléctricos. Recuperado 24 de julio de 2024, de <https://www.suministroselectricos.es/material-electrico/protecciones/gama-profesional/limitadores-de-sobretensiones/limitadores-de-sobretensiones-cirprotec/conjunto-domestico-protector-contra-sobretensionescs2-40-230cirprotec77705241>

*Diferencial Legrand 25A 4P 30mA Tipo A | AutoSolar.* (s. f.). Recuperado 24 de julio de 2024, de <https://autosolar.es/diferenciales/diferencial-legrand-25a-4p-30ma-tipo-a>

*Magnetotérmico Legrand 25A 4P 6KA C | AutoSolar.* (s. f.). Recuperado 24 de julio de 2024, de <https://autosolar.es/magnetotermicos/magnetotermico-legrand-25a-4p-6ka-c>

# UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

E.T.S. DE INGENIERÍA AEROESPACIAL Y DISEÑO INDUSTRIAL



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

## Instalación Fotovoltaica aislada de la red para un taller de carpintería metálica y de aluminio

Trabajo Final de Grado

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

## PLANOS

Autor: **Paula Rodríguez Huélamo**

Tutor: Juan Ángel Saiz Jiménez



# Índice de Planos

Situación.....	n°01
Emplazamiento.....	n°02
Distribución de placas en el tejado.....	n°03
Inclinación de los paneles.....	n°04
Cableado exterior.....	n°05
Cableado interior.....	n°06
Esquema unifilar.....	n°07



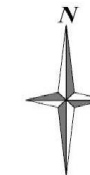


VICEPRESIDENCIA  
PRIMERA DEL GOBIERNO  
MINISTERIO  
DE HACIENDA

SECRETARÍA DE ESTADO  
DE HACIENDA  
DIRECCIÓN GENERAL  
DEL CATASTRO



Provincia de CUENCA  
Municipio de VILLAREJO DE FUENTES  
Coordenadas U.T.M. Huso: 30 ETRS89  
ESCALA 1:1.000

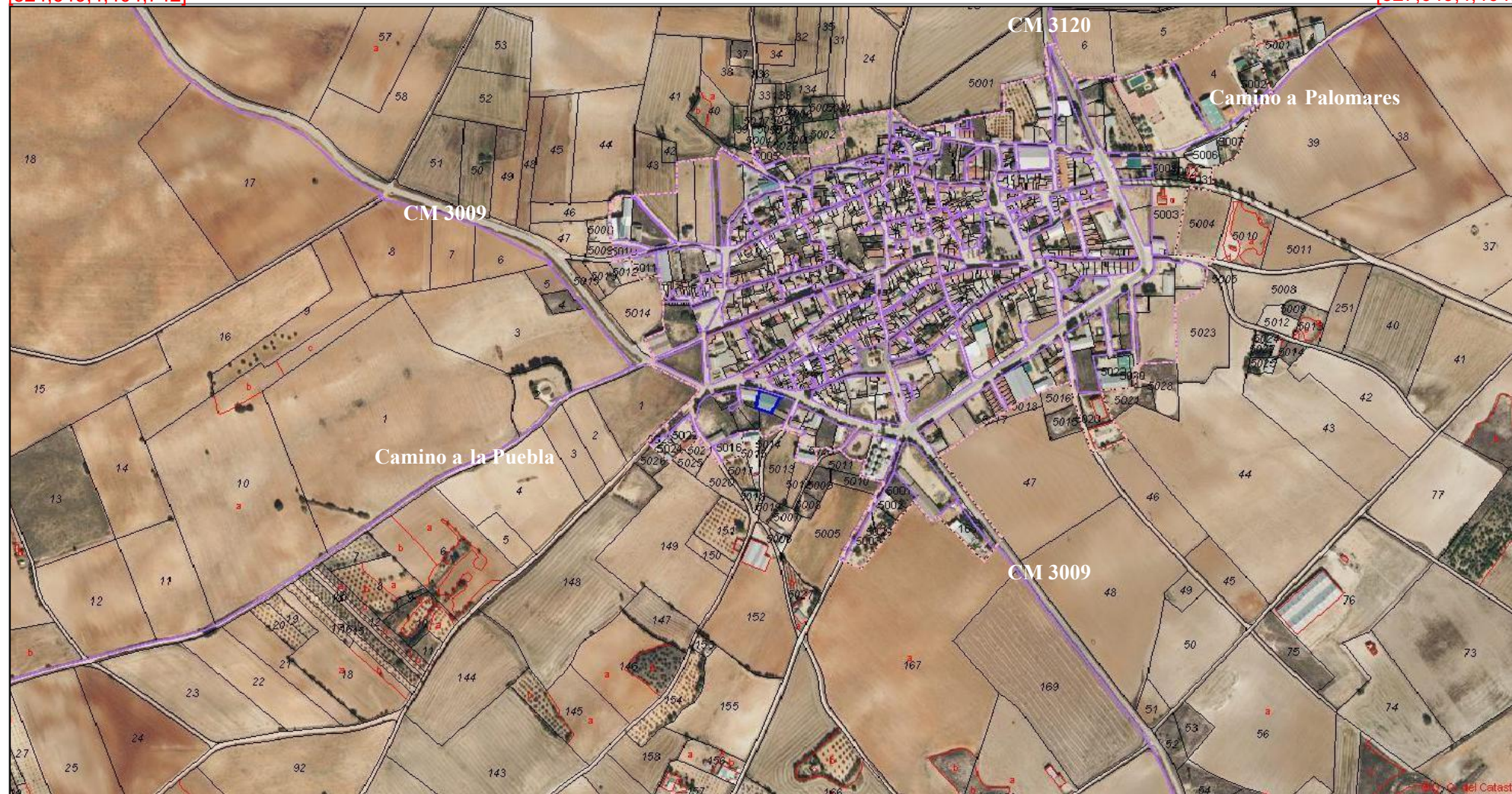


[524,649;4,404,742]

**CARTOGRAFIA CATASTRAL**

Parcela Catastral: 6143003WK2064S

[527,049;4,404,742]




[525,649;4,403,442]

[527,049;4,403,442]

Coordenadas del centro: X = 525,849 Y = 4.404,002

Este documento no es una certificación catastral

© Dirección General del Catastro 25/07/24

Proyecto:	Instalación Fotovoltaica aislada de la red para un taller de carpintería metálica y de aluminio	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA AEROSPAECIAL Y DE DISEÑO INDUSTRIAL  ETSI Aeroespacial y Diseño Industrial
Autor:	Paula Rodríguez Huéllamo	
Fecha:	03/07/2024	
Plano N°:	Plano:	Escala:
<b>01</b>	<b>Situación</b>	<b>1:10000</b>





GOBIERNO DE ESPAÑA

VICEPRESIDENCIA PRIMERA DEL GOBIERNO  
MINISTERIO DE HACIENDA

SECRETARÍA DE ESTADO DE HACIENDA  
DIRECCIÓN GENERAL DEL CATASTRO



Sede Electrónica del Catastro

Provincia de CUENCA  
Municipio de VILLAREJO DE FUENTES  
Coordenadas U.T.M. Huso: 30 ETRS89  
ESCALA 1:1,000



[525,720;4,404,162]

CARTOGRAFIA CATASTRAL

Parcela Catastral: 6143003WK2064S

[525,960;4,404,162]




[525,720;4,404,032]

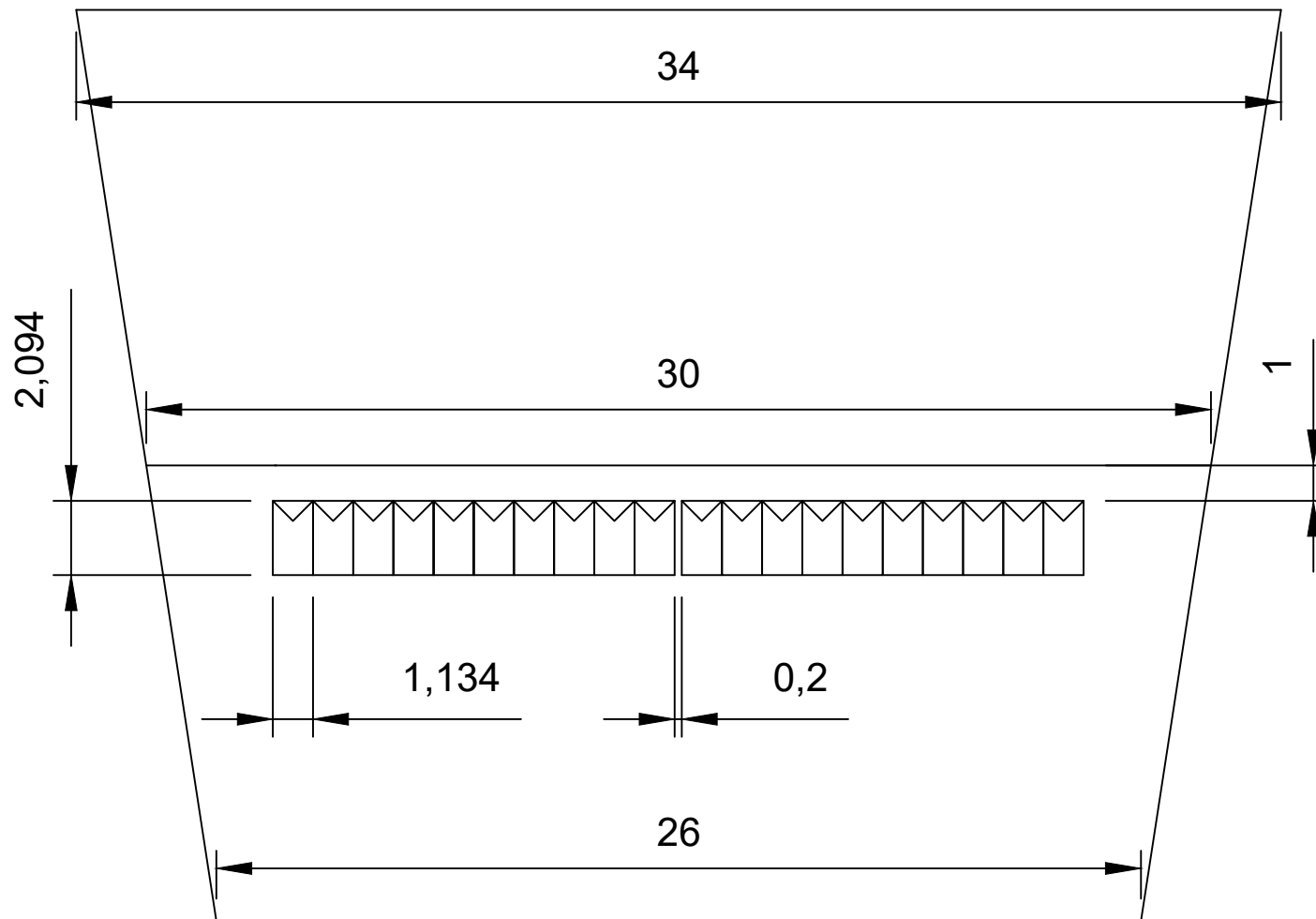
[525,960;4,404,032]


Coordenadas del centro: X = 525,840 Y = 4.404,097

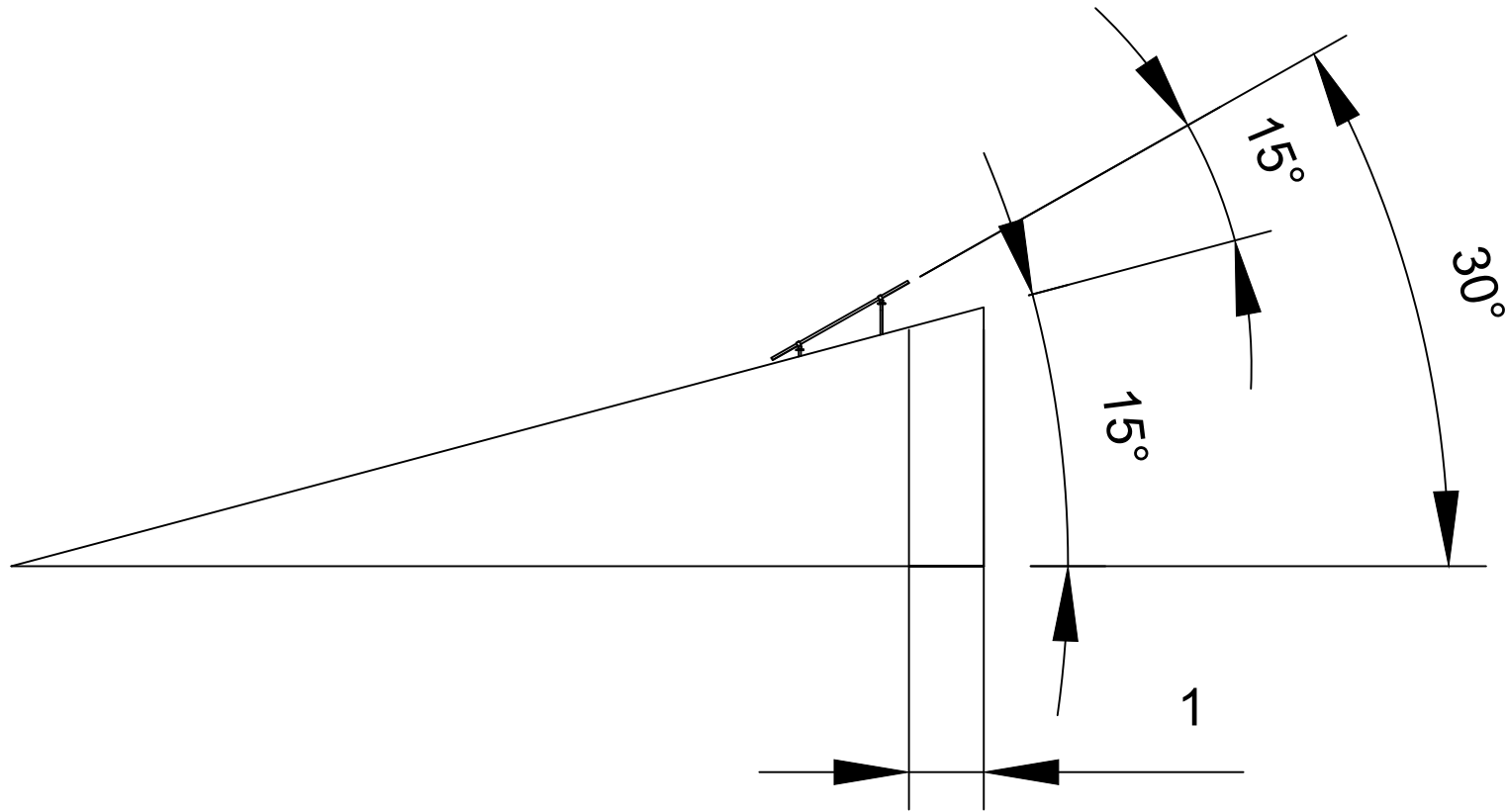
Este documento no es una certificación catastral


© Dirección General del Catastro 03/07/24

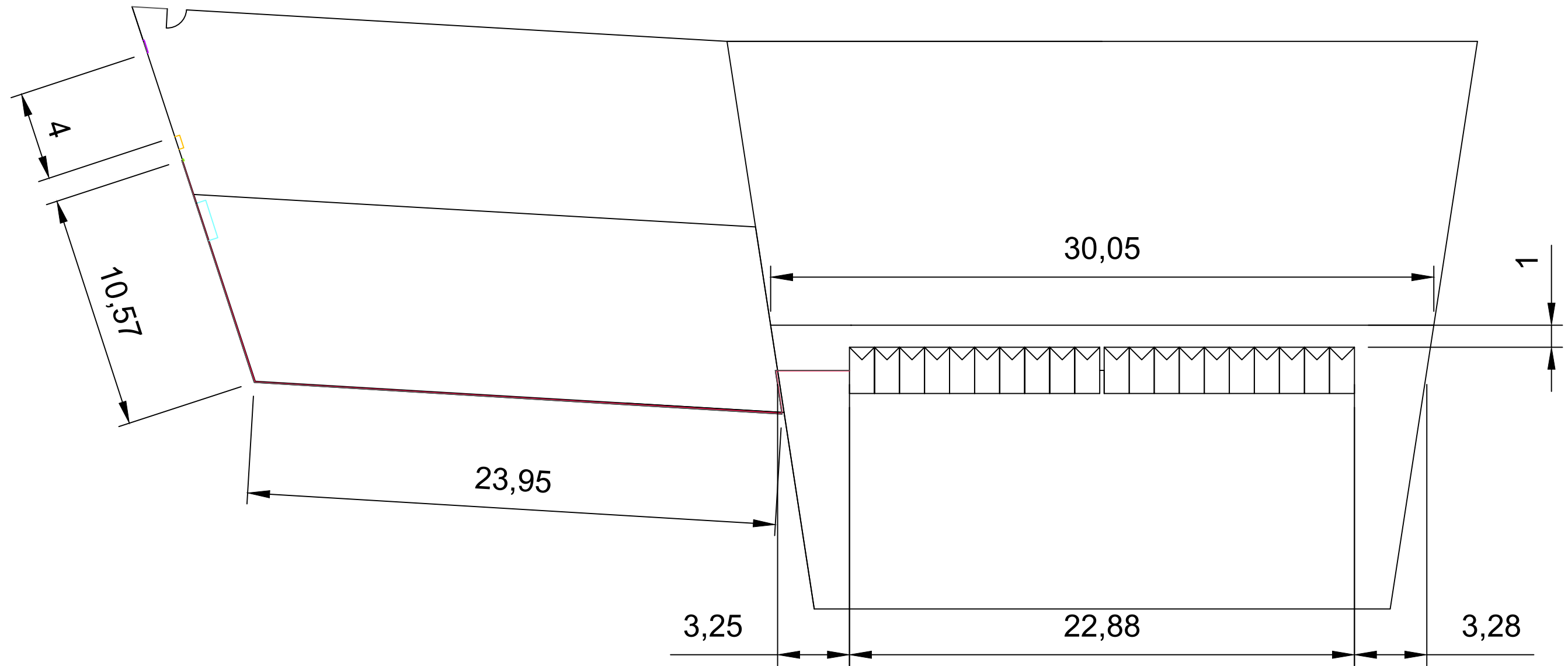
Proyecto:	Instalación Fotovoltaica aislada de la red para un taller de carpintería metálica y de aluminio	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA AEROSPACIAL Y DE DISEÑO INDUSTRIAL  ETSI Aeroespacial y Diseño Industrial
Autor:	Paula Rodríguez Huélamo	
Fecha:	03/07/2024	
Plano N°:	Plano: <b>02</b> Emplazamiento	Escala: <b>1:1000</b>




Proyecto:	Instalación Fotovoltaica aislada de la red para un taller de carpintería metálica y de aluminio	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA AEROESPACIAL Y DE DISEÑO INDUSTRIAL  ETSI Aeroespacial y Diseño Industrial
Autor:	Paula Rodríguez Huélamo	
Fecha:	03/07/2024	
Plano N°: <b>03</b>	Plano: Distribución de placas en el tejado	Escala: <b>1:200</b>

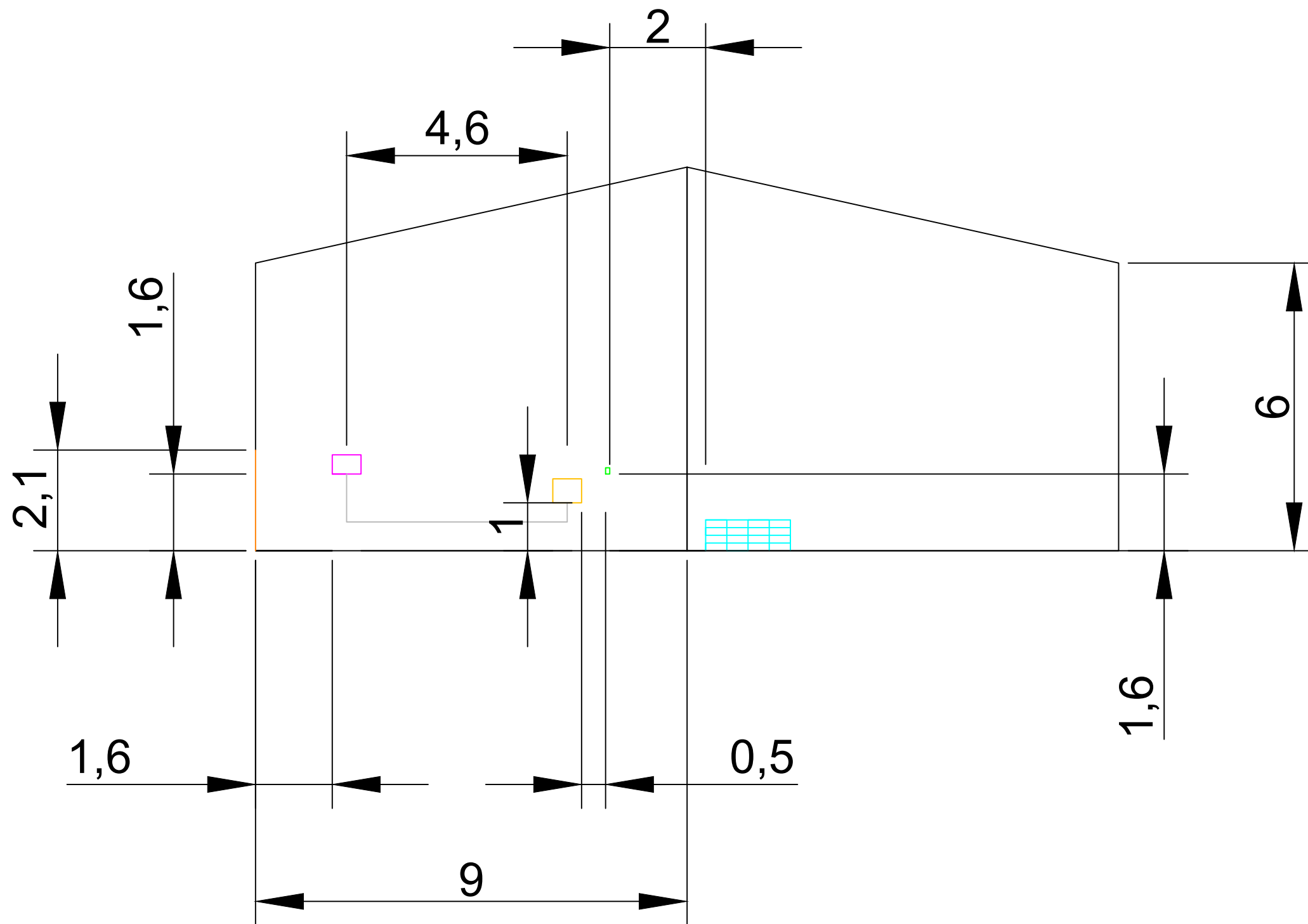


Proyecto:	Instalación Fotovoltaica aislada de la red para un taller de carpintería metálica y de aluminio	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA AEROESPACIAL Y DE DISEÑO INDUSTRIAL  ETSI Aeroespacial y Diseño Industrial
Autor:	Paula Rodríguez Huélamo	
Fecha:	03/07/2024	
Plano N°:	Plano:	Escala:
<b>04</b>	<b>Inclinación de los paneles</b>	<b>1:100</b>




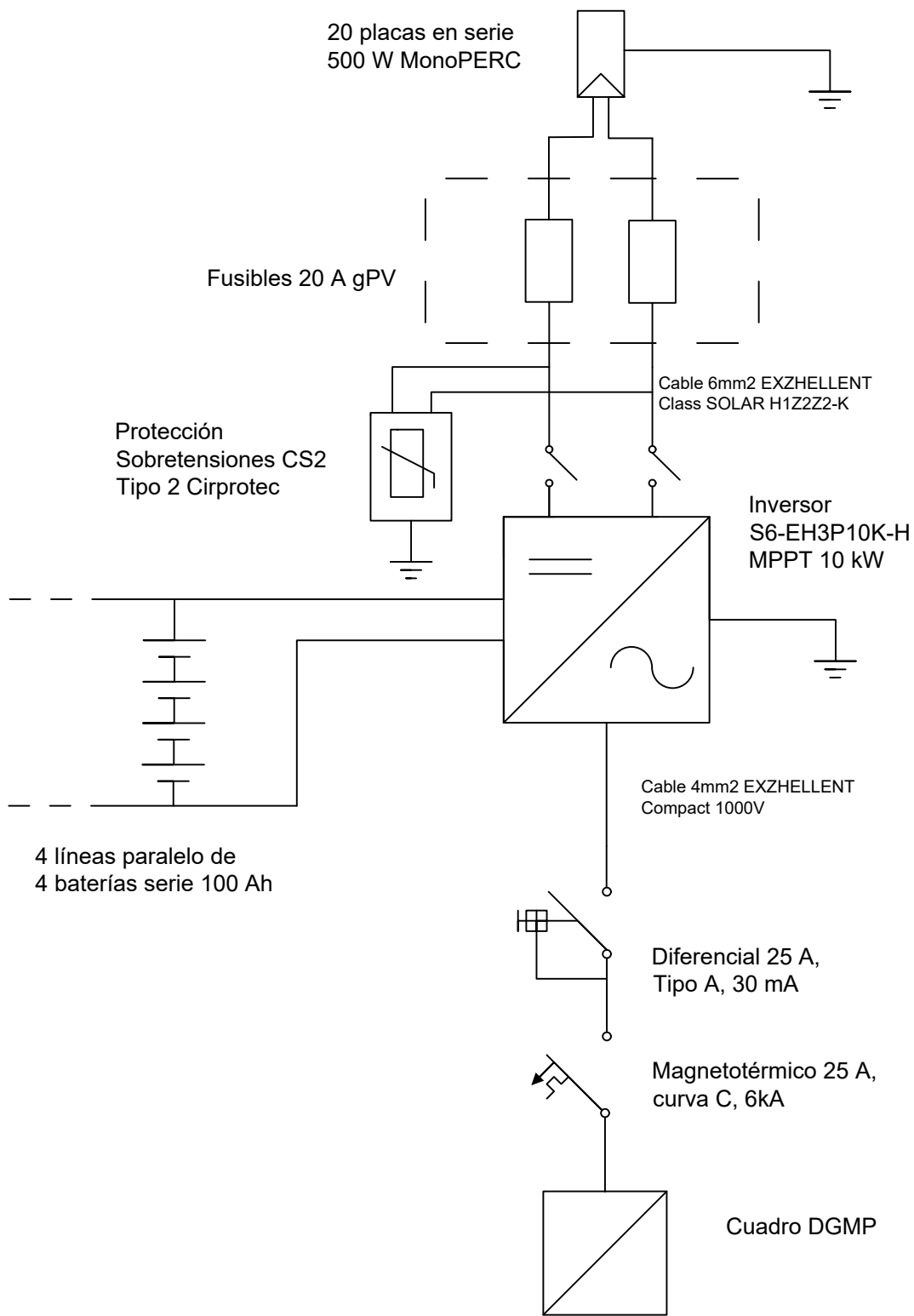
- Baterías
- Caja DGMP
- Inversor
- Caja ICP


Proyecto:	Instalación Fotovoltaica aislada de la red para un taller de carpintería metálica y de aluminio	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA AEROESPACIAL Y DE DISEÑO INDUSTRIAL  ETSI Aeroespacial y Diseño Industrial
Autor:	Paula Rodríguez Huélamo	
Fecha:	03/07/2024	
Plano N°:	Plano:	Escala:
<b>05</b>	<b>Cableado exterior</b>	<b>1:200</b>



- Puerta
- Baterías
- Caja DGMP
- Inversor
- Caja ICP

Proyecto:	Instalación Fotovoltaica aislada de la red para un taller de carpintería metálica y de aluminio	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA AEROSPACIAL Y DE DISEÑO INDUSTRIAL  ETSI Aeroespacial y Diseño Industrial
Autor:	Paula Rodríguez Huélamo	
Fecha:	03/07/2024	
Plano N°:	Plano:	Escala:
<b>06</b>	<b>Cableado interior</b>	<b>1:100</b>



Proyecto:	Instalación Fotovoltaica aislada de la red para un taller de carpintería metálica y de aluminio	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA AEROSPAcial Y DE DISEÑO INDUSTRIAL  ETSI Aeroespacial y Diseño Industrial
Autor:	Paula Rodríguez Huélamo	
Fecha:	03/07/2024	
Plano N°: <b>07</b>	Plano: <b>Esquema unifilar</b>	Escala:

# UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

E.T.S. DE INGENIERÍA AEROESPACIAL Y DISEÑO INDUSTRIAL



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

## Instalación Fotovoltaica aislada de la red para un taller de carpintería metálica y de aluminio

Trabajo Final de Grado

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

## PLIEGO DE CONDICIONES

Autor: **Paula Rodríguez Huélamo**

Tutor: Juan Ángel Saiz Jiménez





# Índice de Contenidos

Índice de Contenidos .....	i
Capítulo 1. Objeto.....	2
Capítulo 2. Normativa.....	2
2.1 Condiciones de carácter general.....	2
2.2 Condiciones particulares .....	3
Capítulo 3. Material.....	3
Capítulo 4. Montaje y ejecución.....	5
4.1 Montaje de las placas.....	5
4.2 Montaje de las baterías .....	5
4.3 Montaje del inversor .....	5
4.4 Cableado .....	5
4.5 Protecciones.....	6
4.6 Toma a tierra.....	6
Capítulo 5. Prueba de servicio.....	6

# Capítulo 1. Objeto

La presente especificación establece los requisitos detallados y las características fundamentales para el diseño, desarrollo y fabricación que debe cumplir la instalación de paneles solares fotovoltaicos, especificando las condiciones legales, técnicas y de seguridad. Todos los detalles se pueden apreciar en los planos nº 3, 4, 5 y 6.

Pretende hacer de guía para los instaladores, con las especificaciones mínimas que debe cumplir la instalación de manera que garantice su calidad, en beneficio del consumidor y del desarrollo tecnológico.

En determinados supuestos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de la instalación o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este documento, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no implique una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

## Capítulo 2. Normativa

### 2.1 Condiciones de carácter general

La Norma Española UNE157001:2014 Criterios generales para la elaboración formal de los documentos que constituyen un proyecto técnico.

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 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial.

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Ley 2/2020, de 7 de febrero, de Evaluación Ambiental de Castilla-La Mancha.

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para B.T.

- ITC-BT-01: Terminología
- ITC-BT-02: Normas de referencia
- ITC-BT-03: Instaladores autorizados y empresas instaladoras autorizadas
- ITC-BT-04: Documentación y puesta en servicio de instalaciones
- ITC-BT-05: Verificaciones e inspecciones

## 2.2 Condiciones particulares

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para B.T.

- ITC-BT-10: Previsión de cargas para suministros en B.T.
- ITC-BT-12: Instalaciones de enlace. Esquemas
- ITC-BT-13: Instalaciones de enlace. Cajas generales de protección
- ITC-BT-14: Instalaciones de enlace. Línea general de alimentación
- ITC-BT-15: Instalaciones de enlace. Derivaciones individuales
- ITC-BT-16: Instalaciones de enlace. Contadores
- ITC-BT-17: Instalaciones de enlace. Dispositivos generales e individuales de mando y protección. Interruptor Control de Potencia
- ITC-BT-18: Instalaciones de puesta a tierra
- ITC-BT-19: Instalaciones interiores o receptoras. Prescripciones generales
- ITC-BT-20: Instalaciones interiores o receptoras. Sistemas de instalación
- ITC-BT-21: Instalaciones interiores o receptoras. Tubos y canales protectoras
- ITC-BT-22: Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobrintensidades
- ITC-BT-23: Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobretensiones
- ITC-BT-24: Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra contactos directos e indirectos
- ITC-BT-40: Instalaciones generadoras de baja tensión

## Capítulo 3. Material

Paneles de 500 W monocristalinos con tecnología PERC de la marca Tensite, intensidad y tensión pico de 13,04 A y 38,35 V respectivamente, tensión de vacío de 45,55 V y corriente de cortocircuito de 13,93 A. Con 132 células MBB 72S 2P repartidas en 2,094 m de alto, 1,134 m de largo y 35 mm de ancho.

Inversor S6-EH3P10K-H de 10 kW trifásico de Solis, con voltaje nominal de 600 V, corriente máxima de entrada 16 A y corriente máxima de cortocircuito 24 A. Contiene 2 reguladores MPPT de rango de tensión de entrada entre 200 V y 850 V y para entrada a las baterías tiene un rango de 120 a 600 V. La salida es trifásica a 380 V y posee un 98% de eficiencia. Mide 60 cm de largo por 50 cm de alto y tiene una anchura de 23 cm.

Baterías US5000 de 4,8 kWh, con profundidad de descarga de 95%, de la marca Pylontech, cuyas dimensiones son 44,2 cm de largo, 42 cm de ancho y 16,1 cm de alto.

Cable EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K con conductor de cobre estañado clase 5 y aislamiento y cubierta exterior ibres de halógenos reticulados. Temperatura máxima del conductor 90°C y mínima de -40°C.

Cable EXZHELLENT Compact 1000V construido con conductor de cobre clase 5, aislamiento de polietileno reticulado tipo XLPE identificado por color y cubierta exterior de poliolefina termoplástica tipo ST8 libre de halógenos. Temperatura máxima de 90°C y mínima de -25°C.

Estructuras para 10 paneles coplanares inclinadas entre 15° y 30° sexagesimales para paneles de 30 a 35 mm de ancho de aluminio T6 con 10 guías de aluminio XH, 10 soportes para piernas delanteras, 10 barras telescópicas traseras, 8 empalmes aluminio XH, 4 enganches finales y 18 enganches intermedios para anclar los paneles a las guías.

Picas de cobre 15 mm de diámetro, 1,5 m de largas, para puesta a tierra del generador.

Fusible de 20 A Clase gPV de DF Electric con referencia 491635 y portafusible PMX modelo 485150 en el catálogo de la marca.

Protección contra sobretensiones de Cirprotec de tipo 2, modelo CS2.

Diferencial de Legrand 25 A 4P 30 mA Tipo A.

Interruptor magnetotérmico 25 A poder de corte 6 kA, tetrapolar, curva C.

Caja de protecciones ICP para soporte del portafusible y la protección contra sobretensiones, con capacidad de 4 huecos, que facilita la óptima temperatura de las conexiones de su interior y proporciona seguridad al desconectar automáticamente el suministro eléctrico. La caja tiene unas dimensiones de 130 mm de alto por 87 mm de largo y 60 mm de ancho.

Canales 73 de Unex 40x60mm en U42X, componente termoplástico libre de halógenos 100% reciclado, un ángulo plano y dos ángulos exteriores de las mismas dimensiones y material.

Bandejas aislantes 66 de Unex 60x100mm en U48X, componente termoplástico libre de halógenos 100% reciclado, tapa de 100mm, uniones entre tramos sin perno, soportes verticales y bisagras horizontales del mismo material. También, pernos y tornillos M8X20.

## Capítulo 4. Montaje y ejecución

### 4.1 Montaje de las placas

Para la instalación de las placas se hará uso de los soportes coplanares para 10 paneles, por lo que se distribuirán las placas en 2 filas de 10 unidades.

En primer lugar, se instalarán los soportes para pierna delantera en el tejado y, seguidamente, las propias patas delanteras, asegurando su sujeción con tornillos. Una vez fijadas, se procederá a ajustar la posición de las barras telescópicas traseras, que quedarán paralelas a las delanteras. Después de anclado todo, se proseguirá con la instalación de las guías, colocando las patas en la ranura proporcionando la longitud adecuada para la obtención de un ángulo de 15° para la inclinación óptima de los paneles. Los paneles serán anclados a los rieles de las guías mediante los enganches intermedios y finales, estos últimos irán en los paneles de los extremos, y a su vez, las guías irán unidas gracias a los empalmes específicos para estas. Cada guía soporta 2 paneles.

### 4.2 Montaje de las baterías

Se dispondrán en 4 columnas de 4 baterías apiladas en la nave pequeña, como se puede observar en la vista de la planta del plano nº5, a medio metro de distancia de la caja ICP, como se ve en el plano nº6.

### 4.3 Montaje del inversor

El inversor deberá colocarse en un ambiente fresco, sin exposición directa a la luz solar y que no supere los 40°C. Además, se colocará a una altura superior de la altura de las baterías, que al apilarse asciende a 64,4 cm. Se colocará en el interior de la nave pequeña, que contiene el cuadro de DGMP, y se situará entre este y las pilas de baterías, anclado a la pared gracias a un soporte que permitirá elevar su altura del suelo, en concreto se colocará a una altura de 1 m, véase en el plano nº6. Se deberá asegurar que el inversor queda bien sujeto.

Conllevará a la conexión de un cuadro de protecciones adicional, la caja ICP, mediante el cual se conectará a la salida de las placas por su entrada empleando el cable EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K y al cuadro de DGMP por su salida con el EXZHELLENT Compact 1000V.

### 4.4 Cableado

El cableado seguirá un código de colores para facilitar su identificación:

- Rojo: cable positivo.
- Negro: cable negativo.

Dentro del multiconductor EXZHELLENT Compact 1000 V:

- Verde y amarillo: cable de las protecciones y de toma tierra.

- Marrón, azul o negro: cable de fase.

El primer tramo de cableado tendrá 65 m de recorrido para llegar a la caja de protecciones del inversor. Irá en canal protectora fijada sobre la pared, y al final del tramo atravesará la pared para acceder al interior de la nave. Para poder llegar a la pared de la nave de menor tamaño, donde se encuentra la caja ICP, se han empleado un ángulo plano y ángulos exteriores de canal 73 de Unex en U42X.

El segundo tramo, medirá 6 m e irá desde la salida del inversor a la caja de DGMP en conducto sobre la pared. Este recorrido emplea las bandejas aislantes 66 de Unex en U48X y sus respectivas bisagras y soportes verticales.

## 4.5 Protecciones

En primer lugar, se configuran las protecciones del lado de corriente continua, en el interior de la caja ICP empleada. Dentro de ella se encontrarán los fusibles de 20 A en su funda portafusibles y la protección contra sobretensiones CS2 de Cirprotec. Estas protecciones se encuentran en el lado de corriente continua de la instalación y se encuentran entre la conexión de las placas solares y el inversor.

Por otro lado, están el magnetotérmico y el diferencial, en el tramo de cableado interior, entre el inversor y la caja de derivaciones generales de mando y protección. Se instalará el diferencial antes del magnetotérmico.

## 4.6 Toma a tierra

La toma a tierra se instalará a una distancia que no permita una tensión superior a 50 V entre potenciales respecto de la tierra ya instalada en el taller.

# Capítulo 5. Prueba de servicio

Para los paneles solares se realizará una prueba de curva V-I, que mide las características del panel. Con amperímetros y voltímetros se medirá la salida de la placa y se analizarán los valores extraídos.

En el inversor se realizará una prueba de continuidad para garantizar que se han realizado las terminaciones correctas después del cableado de campo. Se medirá también con un voltímetro la tensión continua y alterna y la frecuencia del mismo para asegurar que está dentro de la normativa local.

Para las baterías, se empleará un voltímetro para cada una por separado que identificará si existe alguna en mal estado. La tensión que deberá medir el dispositivo puede alcanzar un máximo de 50,9 V, con batería cargada. También comprobar que cuando se demanda carga de la batería esta no baje de voltaje rápidamente, eso significará que se encuentra en mal estado.

Para los fusibles solares se medirá la continuidad de los mismos aplicando sondas a sus dos extremos metálicos.

Para la protección contra sobretensiones se utilizará un multímetro para ver el valor de resistencia, que se colocará en la barrera eléctrica y probará la resistencia en la entrada y salida del protector. El valor deberá ser muy alto, así que, si la lectura es inferior a la esperada o parece infinita, será señal de que está dañado. Se comprobará el color del dispositivo. Los protectores contra sobretensiones tienen una ventana de indicación de fallo, esta ventana deberá estar en verde. Si el color de la ventana está rojo deberá ser reemplazado. Por último, se verificará el contacto del cable y la caída de voltaje. Se medirá la resistencia entre cables y si la caída de voltaje del protector está dentro del rango nominal.

Para la prueba de diferenciales se requerirá de un multímetro y un comprobador de diferenciales y se verificarán la tensión de contacto, el tiempo de disparo, la corriente de disparo y la resistencia de puesta a tierra.

El magnetotérmico se deberá comprobar con un multímetro, midiendo continuidad y voltaje. Para la continuidad se desconectan los equipos eléctricos, primero se coloca en posición de encendido y se mide colocando una punta del equipo medidor en la entrada y otra en la salida. Si se percibe un pitido estará cerrado el circuito y funcionando correctamente, en caso contrario no lo estaría. Después, se comprobará en la posición de apagado y se volverá a medir. Si no se produce un pitido estará correcto, pero si se produjera entonces estaría dañado.

Para medir la tensión se conectarán los equipos eléctricos y se medirá alterna, con la palanca en posición de encendido se medirá el voltaje con un cable en la entrada del magnetotérmico y otro en la barra de tierra. Luego en la salida y otra vez en la barra de tierra. Si los valores de entrada y salida son muy parecidos, el interruptor estará funcionando eficientemente. Si se diera mucha diferencia en los valores tomados o no hubiera tensión en la salida, entonces estaría defectuoso. En la prueba con el interruptor en modo apagado se verificará que la tensión en la salida sea igual a cero. Si existiese algún valor de voltaje diferente entonces el componente está dañado.

# UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

E.T.S. DE INGENIERÍA AEROESPACIAL Y DISEÑO INDUSTRIAL



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

## Instalación Fotovoltaica aislada de la red para un taller de carpintería metálica y de aluminio

Trabajo Final de Grado

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

## PRESUPUESTO

Autor: **Paula Rodríguez Huélamo**

Tutor: Juan Ángel Saiz Jiménez





# Índice de Contenidos

Índice de Contenidos .....	i
Capítulo 1. Cuadro de precios elementales.....	2
Capítulo 2. Partidas .....	3
Capítulo 3. Mediciones .....	4
Capítulo 4. Valoración.....	4

# Capítulo 1. Cuadro de precios elementales

Ref	Ud	Descripción	Precio (€)	con iva
<b>MATERIALES</b>				
m1	Ud	Panel 500W Monocristalino PERC Tensite	69,51	87,99
m2	Ud	Inversor Trifásico S6-EH3P10K-H Solis 10 kW	1959,00	2370,39
m3	Ud	Batería Litio 4,8 kWh Pylontech US5000 48 V	1195,19	1446,18
m4	m	Cable EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K 1X6mm2 rojo	0,98	1,24
m5	m	Cable EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K 1X6mm2 negro	0,98	1,24
m6	m	Cable EXZHELLENT Compact 1000V 1X4mm2	2,23	2,82
m7	Ud	Soporte 10 panel Coplanar Inclinada 15-30° 30/35mm	304,15	385,00
m8	Ud	Pica de cobre de 1500x15mm	6,54	8,28
m9	Ud	10x38 Fusible cilíndrico gPV 20 A 491635	3,86	4,89
m10	Ud	10x38 Base portafusibles PMX PV 1000V DC 485150	5,38	6,81
m11	Ud	Protección sobretensiones Cirprotec CS2	46,60	58,99
m12	Ud	Diferencial Legrand 25 A 4P 30 mA Tipo A	130,51	157,92
m13	Ud	Magnetotérmico Legrand 25A 4P 6KA C	37,82	45,76
m14	Ud	Caja de protecciones ICP	9,99	12,09
m15	m	Canal Unex 40x60 en U43X	17,89	22,64
m16	Ud	Ángulo plano Unex 40x60 en U42X	9,80	12,41
m17	Ud	Ángulo exterior Unex 40x60 en U42X	11,79	14,93
m18	m	Bandeja lisa Unex 60x100 en U48X	16,99	21,50
m19	m	Tapa Unex 100mm en U48X	8,90	11,27
m20	Ud	Unión entre tramos sin perno Unex 60mm en U48X	3,81	4,82
m21	Ud	Soporte vertical Unex 150 en U48X	9,65	12,22
m22	Ud	Tornillo con tuerca Unex DIN 603 M8X25 en Acero galvanizado clase 6	0,87	1,10
m23	Ud	Bisagra horizontal Unex 60mm en U42X	3,93	4,97
m24	Ud	Tornillo con tuerca Unex DIN 603 M8X20 en U23X	0,31	0,40
m25	Ud	Perno rápido aislante Unex en U48X	0,22	0,28
<b>M.O.</b>				
h1	h	Oficial 1º Electricidad	13	
h2	h	Técnico Instalador eléctrico	9,5	

## Capítulo 2. Partidas

<b>Partida 1: Instalación de placas</b>		Ud	Cantidad	Total (€)	con IVA (€)
<b>MATERIAL</b>					
m1	Panel 500W Monocristalino PERC Tensite	Ud	20	1390,24	1759,80
m7	Soporte 10 panel Coplanar Inclinada 15-30° 30/35mm	Ud	2	608,30	770,00
<b>M.O.</b>					
h1	Oficial 1º Electricidad	h	12	156,00	
h2	Técnico Instalador eléctrico	h	12	114,00	
				-----	
				<b>2268,54</b>	sin IVA -----
					<b>2799,80</b>

<b>Partida 2: Instalación del inversor</b>		Ud	Cantidad	Total (€)	con IVA (€)
<b>MATERIAL</b>					
m2	Inversor Trifásico S6-EH3P10K-H Solis 10 kW	Ud	1	1959,00	2370,39
<b>M.O.</b>					
h2	Técnico Instalador eléctrico	h	3	28,50	
				-----	
				<b>1987,50</b>	sin IVA -----
					<b>2398,89</b>

<b>Partida 3: Instalación de baterías</b>		Ud	Cantidad	Total (€)	con IVA (€)
<b>MATERIAL</b>					
m3	Batería Litio 4,8 kWh Pylontech US5000 48 V	Ud	16	19123,04	23138,88
<b>M.O.</b>					
h2	Técnico Instalador eléctrico	h	2	19,00	
				-----	
				<b>19142,04</b>	sin IVA -----
					<b>23157,88</b>

<b>Partida 4: Cableado exterior</b>		Ud	Cantidad	Total (€)	con IVA (€)
<b>MATERIAL</b>					
m4	Cable EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K 1X6mm2 rojo	m	70	68,57	86,80
m5	Cable EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K 1X6mm2 negro	m	70	68,57	86,80
m9	10x38 Fusible cilíndrico gPV 20 A 491635	Ud	2	7,73	9,78
m10	10x38 Base portafusibles PMX PV 1000V DC 485150	Ud	2	10,76	13,62
m11	Protección sobretensiones Cirprotec CS2	Ud	1	46,60	58,99
m14	Caja de protecciones ICP	Ud	1	9,99	12,09
m15	Canal Unex 40x60 en U43X	m	65	1162,56	1471,60
m16	Ángulo plano Unex 40x60 en U42X	Ud	1	9,80	12,41
m17	Ángulo exterior Unex 40x60 en U42X	Ud	2	23,59	29,86
m8	Pica de cobre de 1500x15mm	Ud	2	13,08	16,56
<b>M.O.</b>					
h1	Oficial 1º Electricidad	h	10	130,00	
h2	Técnico Instalador eléctrico	h	10	95,00	
				-----	
				<b>1646,26</b>	sin IVA -----
					<b>2023,51</b>

### Partida 5: Cableado interior

**MATERIAL**

m6	Cable EXZHELLENT Compact 1000V 1X4mm2	m	10	22,28	28,20
m12	Diferencial Legrand 25 A 4P 30 mA Tipo A	Ud	1	130,51	157,92
m13	Magnetotérmico Legrand 25A 4P 6KA C	Ud	1	37,82	45,76
m18	Bandeja lisa Unex 60x100 en U48X	m	6	101,91	129,00
m19	Tapa Unex 100mm en U48X	m	6	53,42	67,62
m20	Unión entre tramos sin perno Unex 60mm en U48X	Ud	2	7,62	9,64
m21	Soporte vertical Unex 150 en U48X	Ud	4	38,62	48,88
m22	Tornillo con tuerca Unex DIN 603 M8X25 en Acero galvanizado clase 6	Ud	8	6,96	8,81
m23	Bisagra horizontal Unex 60mm en U42X	Ud	4	15,71	19,88
m24	Tornillo con tuerca Unex DIN 603 M8X20 en U23X	Ud	8	2,50	3,16
m25	Perno rápido aislante Unex en U48X	Ud	4	0,90	1,14

**M.O.**

h1	Oficial 1º Electricidad	h	8	104,00	
h2	Técnico Instalador eléctrico	h	8	76,00	

-----  
598,23 sin IVA-----  
**700,01**

## Capítulo 3. Mediciones

Mediciones	Ref	Ud	Cantidad
Partida 1	P1	Ud	1
Partida 2	P2	Ud	1
Partida 3	P3	Ud	1
Partida 4	P4	Ud	1
Partida 5	P5	Ud	1
Beneficio	B	%	7
Movilidad	M	€	300,00

## Capítulo 4. Valoración

Ref	Descripción	Total (€)	con IVA (€)
P1	Instalación de placas	2268,54	2799,80
P2	Instalación del inversor	1987,50	2398,89
P3	Instalación de baterías	19142,04	23157,88
P4	Cableado exterior	1646,26	2023,51
P5	Cableado interior	598,23	700,01
B	Beneficio	1666,77	
M	Movilidad	300,00	

-----  
27609,34 sin IVA-----  
**33046,85**

con IVA 21%

El coste de la instalación asciende a TREINTA Y TRES MIL CUARENTA Y SEIS EUROS CON OCHENTA Y CINCO CÉNTIMOS.

Valencia, JULIO de 2024  
Grado en Ingeniería Electrónica  
Industrial y Automática