



**Escuela Superior  
de Ingeniería y Tecnología**  
Universidad de La Laguna

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE  
AUTOCONSUMO EN UNA NAVE  
INDUSTRIAL**



**Grado de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática**

AUTORES

Javier Rodríguez Romero

Airam González Alonso



## HOJA DE IDENTIFICACIÓN

### TÍTULO DEL PROYECTO

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN UNA NAVE INDUSTRIAL

### DATOS DEL CLIENTE

Dirección: Calle Juan de la Sierva, Manzana 15, Parcela A, Nave 3

C.P.: 38109

Término municipal: El Rosario

Provincia: Santa Cruz de Tenerife.

### PERSONA FÍSICA O JURÍDICA QUE HA ENCARGADO EL PROYECTO

Nombre: Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología. Universidad de La Laguna.

Dirección: Avenida Astrofísico Francisco Sánchez.

C.P.: 38200

Teléfono: 922316502

### DATOS DEL AUTOR DEL PROYECTO

Autores:

Javier Rodríguez Romero NIF: 46795365A

Tel: 654765689

Airam González Alonso NIF: 74675785Z

Tel: 676348998

Correos de contacto:

Javier: [alu0101040356@ull.edu.es](mailto:alu0101040356@ull.edu.es)

Airam: [alu0100812329@ull.edu.es](mailto:alu0100812329@ull.edu.es)

Estudios: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

### RESPONSABLE DE LA TUTORÍA DEL PROYECTO

Nombre: Julián Monedero Andrés

Correo electrónico: [jmoneder@ull.edu.es](mailto:jmoneder@ull.edu.es)

## Índice documentos

Abstract .....	5
1. MEMORIA DESCRIPTIVA.....	6
1.1 Objeto .....	6
1.2. Alcance.....	6
1.3 Antecedentes .....	6
1.4 Normas y referencias .....	7
1.4.1 Disposiciones legales y normas aplicadas .....	7
1.4.2 Bibliografía.....	11
1.4.3 Software utilizado .....	12
1.5 Definiciones y abreviaturas .....	12
1.6 Situación y emplazamiento .....	14
1.7 Análisis de soluciones.....	17
1.8 Resultados finales .....	18
1.9 Planificación .....	24
2. ANEXOS .....	25
2.1 Memoria de cálculo .....	25
2.1.1 Dimensionamiento de la instalación .....	26
2.1.1.1 Paneles fotovoltaicos .....	26
2.1.1.2 Inversor.....	31
2.1.1.3 Secciones .....	37
2.1.2 Cableado .....	50
2.1.3 Canalizaciones .....	53
2.1.4 Estudio instalación de soportes .....	56
2.1.5 Protecciones.....	60
2.1.6 Puesta a tierra .....	64
2.2 Estudio energético y de viabilidad de la instalación .....	65
2.3 Estudio básico de seguridad y salud .....	78
2.3.1 Objeto .....	79
2.3.2 Descripción de la obra .....	79
2.3.3 Normas de seguridad y salud aplicables al trabajo .....	80
2.3.4 Riesgos y medidas preventivas y de protección.....	81
2.3.5 Plan de seguridad y salud en el trabajo.....	84
2.3.6 Obligaciones del coordinador, contratista, subcontratista y trabajadores autónomos.	85
2.4 Documentación técnica.....	87
2.4.1 Módulo fotovoltaico .....	88
2.4.2 Inversor.....	90



2.4.3 Protección sobretensiones CC.....	92
2.4.4 Protección sobretensiones AC.....	93
2.4.5 Interruptor diferencial AC .....	94
2.4.6 Interruptor magnetotérmico AC.....	96
2.4.7 Cableado CC .....	100
2.4.8 Cableado AC .....	101
2.4.9 Cableado protección tierra CC.....	106
2.4.10 Soportes k2System .....	108
2.5 Estudio instalación de soportes K2System .....	110
2.6 Plan de gestión de residuos.....	121
2.6.1 Clasificación de residuos .....	121
2.6.2 Estimación de la cantidad de residuos .....	121
2.6.3 Operaciones de reutilización, valorización o eliminación .....	122
3. PLANOS.....	123
3.1 Plano ubicación.....	124
3.2 Distribución:.....	125
3.2.1 Plano azotea .....	125
3.2.2 Plano planta baja.....	126
3.2.3 Plano isométrico .....	127
3.2.4 Esquema unifilar.....	128
4. PLIEGO DE CONDICIONES .....	129
4.1 Objeto .....	130
4.2 Diseño de la instalación .....	130
4.2.1 Características del generador fotovoltaico .....	130
4.2.2 Orientación e inclinación y sombras .....	130
4.2.3 Características de los componentes y materiales .....	131
4.3 Recepción y pruebas (mediciones, puesta en marcha) .....	137
4.4 Cálculo de la producción anual esperada.....	139
4.5 Garantía .....	140
4.5.1 Anulación de la garantía .....	141
4.5.2 Tiempo de respuesta de la prestación.....	141
4.6 Contrato de mantenimiento.....	142
4.6.1 Generalidades .....	142
4.6.2 Programa de mantenimiento.....	142
4.7 Reglamentación normativa aplicable.....	143
5. MEDICIONES Y PRESUPUESTO .....	145

## Abstract

The object of this project is design an photovoltaic installation to generate enough energy to reach the consumption needed for the "Técnicas Hidráulicas" industry, located in "Polígono La Campana", El Rosario.

In this project, an energy study has been carried out to size the installation. The relationship between the energy consumed from the network without photovoltaic panels, the energy generated in the future by the photovoltaic panels, and the energy delivered as surplus to the network has been studied. With these data, using current market prices, an economic study has been carried out of savings in the annual invoice, and then, with these savings has been carried out the estimate amortization for the installation.

As a result, the installation will have 10 photovoltaic modules with a maximum generation energy of 4kW, installed on the roof of the warehouse in a southwesterly direction.

The rest of the elements of the installation (inverter, protections, wiring, and supports) have been calculated following the procedures defined by the corresponding standards, detailed in the calculation memory.

In conclusion, the installation would meet the goals of the customer in terms of energetic consumption and economic cost and amortization.

# 1. MEMORIA DESCRIPTIVA

## 1.1 Objeto

El presente proyecto tiene como objeto el diseño, dimensionamiento e instalación de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica en una nave industrial, donde se ubica la empresa Técnicas Hidráulicas S.L, en la localidad de El Chorrillo.

Mediante un estudio previo realizado sobre el consumo y la generación a producir, se buscará abastecer el consumo de energía necesario con energía renovable, con lo cual se reducirá tanto el impacto medioambiental producido por la generación de energía utilizando combustibles fósiles proveniente de la compañía suministradora, así como una reducción en la factura eléctrica anual.

## 1.2. Alcance

El alcance de este proyecto abarca todo el sistema de instalación fotovoltaica de la nave industrial, desde los módulos fotovoltaicos situados en el tejado de la misma, hasta los dispositivos de maniobra, protección y conexión a la red de la nave.

También es competencia del proyecto el dimensionamiento de la instalación, y aportar el estudio de consumo frente a la generación prevista del sistema anualmente para justificar mediante el ahorro energético la implementación del sistema de generación fotovoltaico.

## 1.3 Antecedentes

Nuestra instalación fotovoltaica partirá desde la base de una instalación eléctrica al uso con una potencia contratada de 5,260KW. Hemos optado por realizar una instalación de diez módulos fotovoltaicos que pueda asegurar un autoconsumo parcial/total la mayor parte del año aprovechando las condiciones climáticas favorables de la zona en cuestión.

La instalación se prevé realizar en la cubierta suroeste de la nave industrial, el mejor emplazamiento estudiado para aprovechar el mayor número de horas de luz incidiendo sobre ésta.

Destacamos la intención de nuestro proyecto de apoyar la transición de producción energética hacia las energías renovables, reduciendo el impacto medioambiental además del costo de la misma.

## 1.4 Normas y referencias

### 1.4.1 Disposiciones legales y normas aplicadas

- LEY 82/1980, de 30 de diciembre, sobre Conservación de la Energía
- LEY 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Derogada parcialmente por Ley 13/2003, de 23 de mayo, reguladora del contrato de concesión de obras públicas. Modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad
- LEY 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico que deroga la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico
- REAL DECRETO 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Modificado por REAL DECRETO 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.
- REAL DECRETO 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico y modifica el R.D. 1955/2000.
- 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. Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados.

- REAL DECRETO 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición
- LEY 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados
- Plan Nacional de Residuos de Construcción y Demolición (PNRCD) 2001-2006
- Resolución de 20 de enero de 2009, de la Secretaría de Estado de Cambio Climático, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros, por el que se aprueba el Plan Nacional Integrado de Residuos para el periodo 2008-2015
- Resolución de 16 de noviembre de 2015, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 6 de noviembre de 2015, por el que se aprueba el Plan Estatal Marco de Gestión de Residuos (PEMAR) 2016-2022
- REAL DECRETO 646/2020, de 7 de julio, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero
- Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos
- LEY 1/1999, de 29 de enero, de Residuos de Canarias (Derogados por artículos 34 y 35 por la LEY 5/2000, de 9 de noviembre)
- LEY 5/2000, de 9 de noviembre, por la que se derogan los artículos 34 y 35 de la Ley 1/1999, de 29 de enero
- DECRETO 161/2001, de 30 de julio, por el que se aprueba el Plan Integral de Residuos de Canarias

- DECRETO 112/2004, de 29 de julio, por el que se regula el procedimiento y requisitos para el otorgamiento de las autorizaciones de gestión de residuos y se crea el Registro de Gestores de Residuos de Canarias
- Resolución de 20 de diciembre de 2013, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de ministros de 13 de diciembre de 2013, por el que se aprueba el Programa Estatal de Prevención de Residuos 2014-2020
- REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias. Y posteriores modificaciones
- LEY 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas
- GUÍA TÉCNICA DE APLICACIÓN DEL REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO DE BAJA TENSIÓN, publicada por el Ministerio de Ciencia y Tecnología
- LEY 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales (BOE de 19/11/95). Desarrollada por el REAL DECRETO 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades (BOE de 31/01/04). Modificada por la Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales
- LEY 21/1992, de 16 de julio, de Industria (BOE de 23/07/92)
- LEY SOBRE LA SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO. R.D. NUM. 485/1997 de 14 de Abril de 1997. R.D. 486/1997 de 14 de Abril de 1997. R.D. 1215/1997 de 18 de Julio de 1997
- REAL DECRETO 865/2003, de 4 de julio por el que se establecen los criterios higiénicos – sanitarios para la prevención y control de la legionelosis

- REAL DECRETO 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción (BOE de 25/10/97)
- REAL DECRETO 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación y posteriores modificaciones
- REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Modificado por 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 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. La cual deroga al REAL DECRETO 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red 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 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo
- REAL DECRETO-LEY 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores
- REAL DECRETO 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica
- NTE-IEP. Norma tecnológica de 24-03-1973, para Instalaciones Eléctricas de Puesta a Tierra.

## 1.4.2 Bibliografía

- MONEDERO ANDRÉS, Julián. Diapositivas: fundamentos de energía solar. **Cap 5: sistemas fotovoltaicos.**
- Datos Mensuales de Irradiación. **En:** *PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM* [en línea]. **Disponible en:** [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/#MR](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#MR) [consulta: 10/05/2021].
- Datos de consumo del cliente. **En:** *edistribucion* [en línea]. **Disponible en:** <https://www.edistribucion.com/> [consulta: 05/05/2021]
- Precio Voluntario para el Pequeño consumidor PVPC. **En:** *Red Eléctrica de España, esios* [en línea]. **Disponible en:** [//">https://www.esios.ree.es/es/pvpc //](https://www.esios.ree.es/es/pvpc) [consulta: 09/07/2021]
- Máximos y mínimos históricos de T<sup>a</sup> absoluta. **En:** *Agencia Estatal de Meteorología, aemet* [en línea]. **Disponible en:** [http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/efemerides\\_extremos?\\*w=0&k=coo&l=C449C&datos=det&x=C449C&m=13&v=TMX](http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/efemerides_extremos?*w=0&k=coo&l=C449C&datos=det&x=C449C&m=13&v=TMX) [consulta: 02/09/2021]
- K2-base Proyecto instalación de soportes. **En:** *k2-systems* [en línea]. **Disponible en:** <https://base.k2-systems.com/#/dashboard> [consulta: 01/09/2021]
- RECIO MAÍLLO, Lisardo, 2019. Cálculos de caídas de tensión. Valores oficiales de conductividad para Cu y Al. **En:** *prysmanclub* [en línea]. **Disponible en:** <https://www.prysmianclub.es/calculos-de-caidas-de-tension-valores-oficiales-de-conductividad-para-cu-y-al/> [consulta: 12/05/2021]
- Pliego de condiciones. **En:** *IDAE.* [en línea]. **Disponible en:** <https://www.idae.es/home> [consulta: 28/08/2021]



### 1.4.3 Software utilizado

- Microsoft Excel: Utilizado para la realización de hojas de cálculo relacionadas a los estudios sobre dimensionamiento de la instalación, amortización económica etc.
- Microsoft Word: Empleado para realizar la redacción del proyecto.
- Microsoft Project: Herramienta utilizada para la gestión de recursos de nuestro proyecto y asignación de tiempos de las fases de instalación.
- AutoCad14: Software utilizado para la realización de los planos de planta de nuestro proyecto.
- Proficad: Software utilizado para realizar los esquemas unifilares de nuestra instalación eléctrica.
- K2Systems: Software online utilizado para el cálculo y dimensionamiento de soportes de sujeción de módulos fotovoltaicos.

## 1.5 Definiciones y abreviaturas

### Radiación solar

- Radiación solar: Energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Irradiancia: densidad de potencia incidente en una superficie [ $\text{kW} / \text{m}^2$ ].
- Irradiación: Energía incidente por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. [ $\text{kW} / \text{m}^2$ ].

### Instalación

- Sistema fotovoltaico conectado a la red: Aquellos que operan en paralelo a la red eléctrica convencional.

- Inversor: Dispositivo que transforma tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.
- Interruptor magnetotérmico: Dispositivo capaz de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito cuando ésta sobrepasa ciertos valores máximos o se produce un cortocircuito. Protegen los elementos eléctricos.
- Interruptor diferencial: Dispositivo electromecánico que se coloca en las instalaciones eléctricas de corriente alterna con el fin de proteger a las personas ante contactos directos e indirectos.
- Fusible: Componente eléctrico hecho de material conductor que se coloca en el circuito para interrumpir el paso de la corriente eléctrica cuando esta sea excesiva.
- Limitador de sobretensiones: Dispositivo que actúa limitando la tensión para proteger la maquinaria.
- Puesta a tierra: Conexión de las superficies conductoras expuestas a una zona sin energía.

### **Módulos**

- Módulos fotovoltaicos: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente: – Irradiancia solar:  $1000 \text{ W/m}^2$  – Distribución espectral: AM 1,5 G – Temperatura de célula:  $25 \text{ }^\circ\text{C}$
- Potencia pico: Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

## Ejecución proyecto

- Promotor: cualquier persona física o jurídica por cuenta de la cual se realice una obra
- Projectista: el autor o autores, por encargo del promotor, de la totalidad o parte del proyecto de obra.
- Coordinador en materia de seguridad y salud durante la elaboración del proyecto de obra: el técnico competente designado por el promotor para coordinar, durante la fase del proyecto de obra, la aplicación de los principios de seguridad y salud.
- Dirección facultativa: el técnico o técnicos competentes designados por el promotor, encargados de la dirección y del control de la ejecución de la obra.
- Contratista: la persona física o jurídica que asume contractualmente ante el promotor, con medios humanos y materiales, propios o ajenos, el compromiso de ejecutar la totalidad o parte de las obras con sujeción al proyecto y al contrato.
- Subcontratista: la persona física o jurídica que asume contractualmente ante el contratista, empresario principal, el compromiso de realizar determinadas partes o instalaciones de la obra, con sujeción al proyecto por el que se rige su ejecución.
- Trabajador autónomo: la persona física distinta del contratista y subcontratista, que realiza de forma personal y directa una actividad profesional, sin sujeción a un contrato de trabajo, y que asume contractualmente ante el promotor, el contratista o el subcontratista el compromiso de realizar determinadas partes o instalaciones de la obra.

## 1.6 Situación y emplazamiento

La nave industrial, base de nuestro proyecto se encuentra en la Calle Juan De la Cierva, Manzana 15, Parcela A, Nave 3, 38109, Santa Cruz de Tenerife.

- Datos geográficos del emplazamiento:

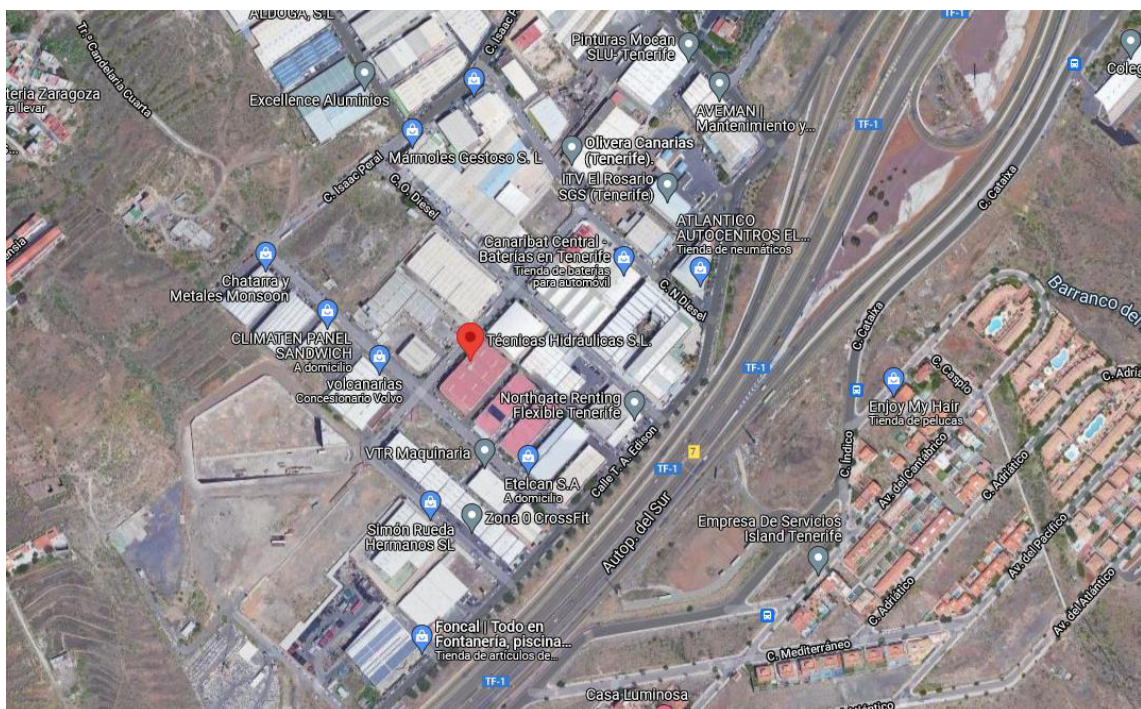
Elevación nivel del mar (m): 213 m

Latitud: 28°24'49.2" Norte

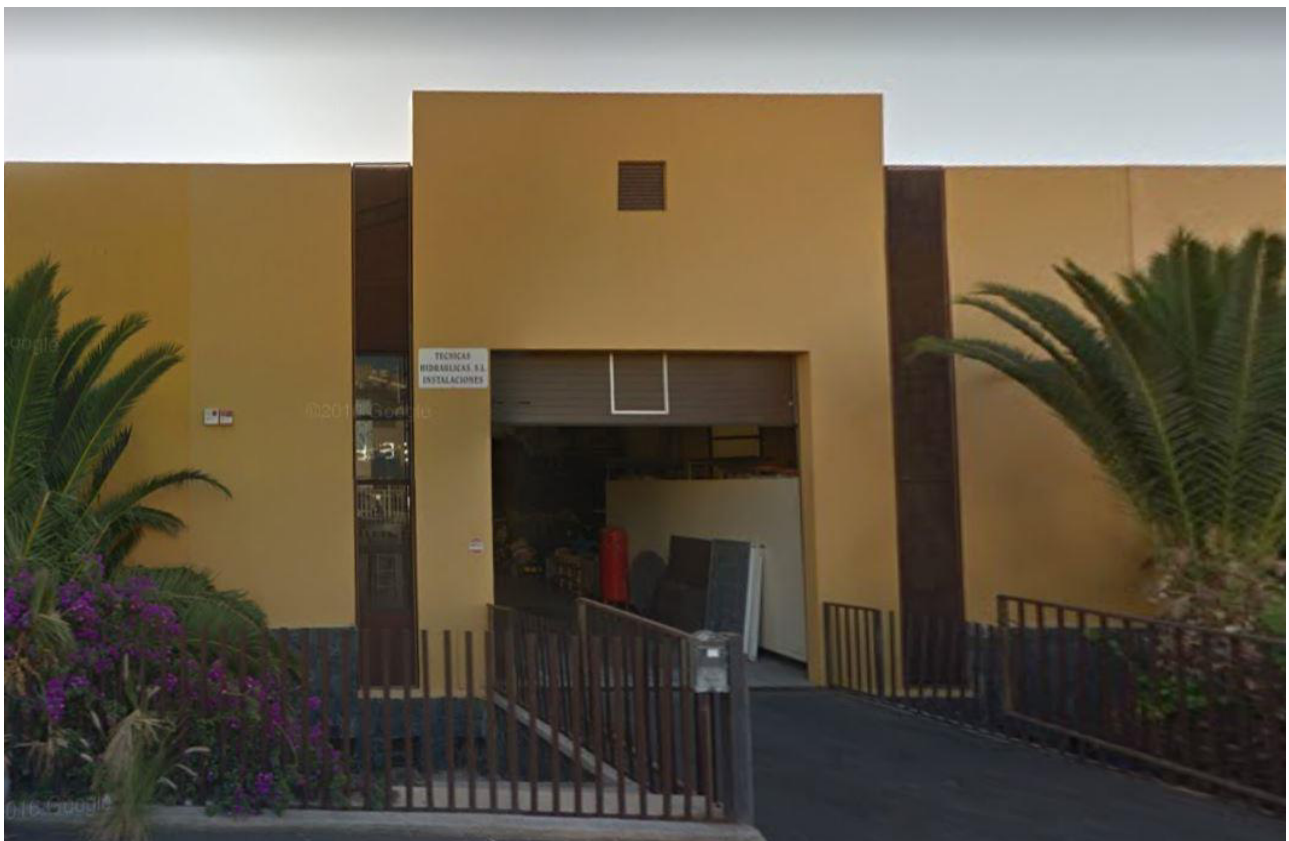
Longitud: 16°18'58.7" Oeste



*Isla de Tenerife - Islas Canarias - España*





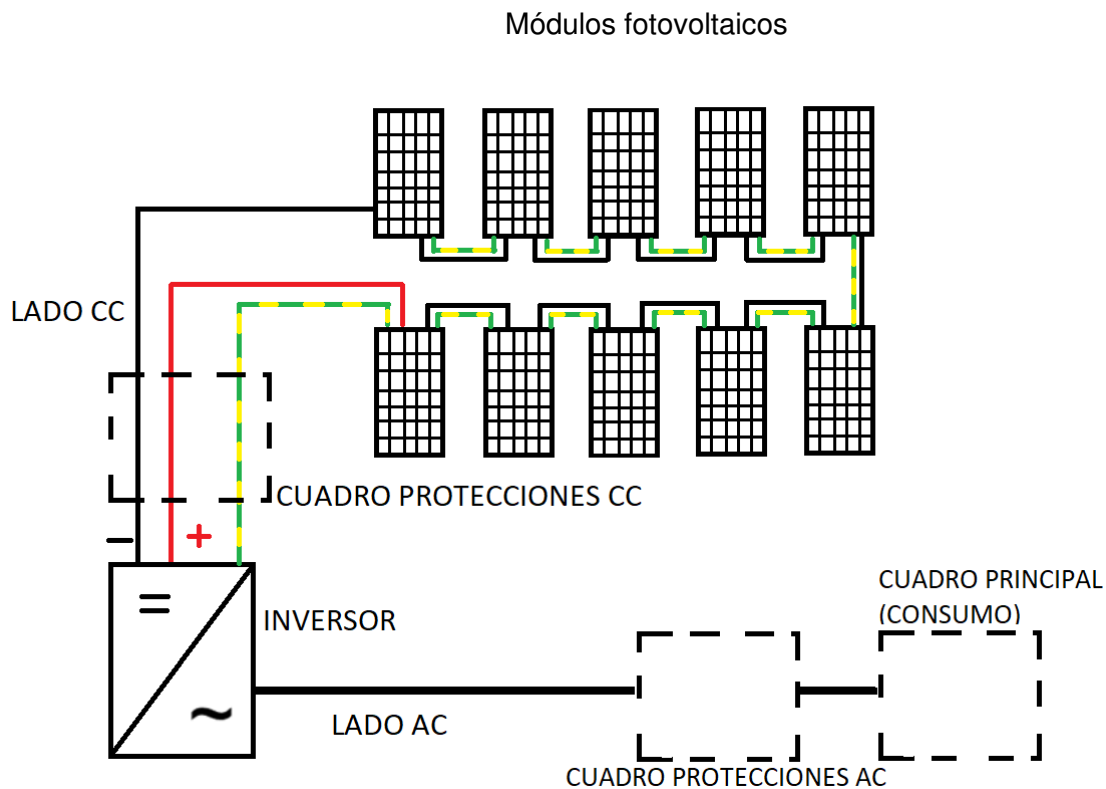


## 1.7 Análisis de soluciones

El análisis de la solución final obtenida para suplir las necesidades energéticas del cliente se encuentra en el documento 2.2 del proyecto “Anexo: Estudio energético de la instalación”, en el cual se detallan los resultados obtenidos tras estudiar la potencia que generará el sistema fotovoltaico teniendo en cuenta la irradiancia producida en el entorno geográfico que nos ocupa, aplicando los correspondientes coeficientes de rendimiento o Performance Ratio. Estos datos se han contrastado con las curvas de consumo mes a mes del cliente, para ajustar el resultado final a las necesidades reales, determinando la necesidad de instalar 10 paneles fotovoltaicos en serie formando un único string, mediante los cuales se alcanza el consumo diario de 3kWh aproximadamente en las horas punta de uso.

## 1.8 Resultados finales

Los resultados finales obtenidos tras los estudios de dimensionamiento quedan definidos en el siguiente esquema. La instalación fotovoltaica contará con 10 módulos, un circuito de cableado de corriente continua (CC) que conectará el string de módulos en serie con el cuadro de protecciones de CC, la salida de este cuadro conectará con el inversor, que inyectará corriente alterna a la instalación a través del cuadro de protecciones de AC.



- **MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Hemos realizado un estudio de la capacidad de generación que tendrá un sistema fotovoltaico formado por 10 módulos “ERA Solar ESPSC 400M”.

Para ello hemos recogido una serie de datos referentes a la propia ubicación del sistema generador, a los paneles fotovoltaicos, al inversor y a los elementos de protección referentes a los circuitos de corriente continua y alterna.

En referencia al panel seleccionado, tenemos una dispersión del +3%, un NOTC de 45°C, 400W de potencia de pico y un coeficiente de temperatura de 0,0038 W/°C. Con estos valores aplicados como coeficientes de rendimiento en conjunto con el resto de coeficientes referentes a los otros componentes del sistema, pudimos dimensionar la instalación

obteniendo un resultado de 10 módulos fotovoltaicos para generar una potencia que supla en la medida de lo posible el consumo energético anual del cliente.

Es por esto por lo que hemos realizado un estudio del consumo frente a la generación mes a mes, en el cual se puede apreciar visualmente mediante gráficos que la solución obtenida se ajusta a las necesidades de consumo del cliente.

Además, el módulo tiene unas dimensiones que no suponen un problema a la hora de situarlas en la cubierta de la nave, optando por la posición vertical de los mismos aprovechando la propia inclinación del agua en la que se instalarán.



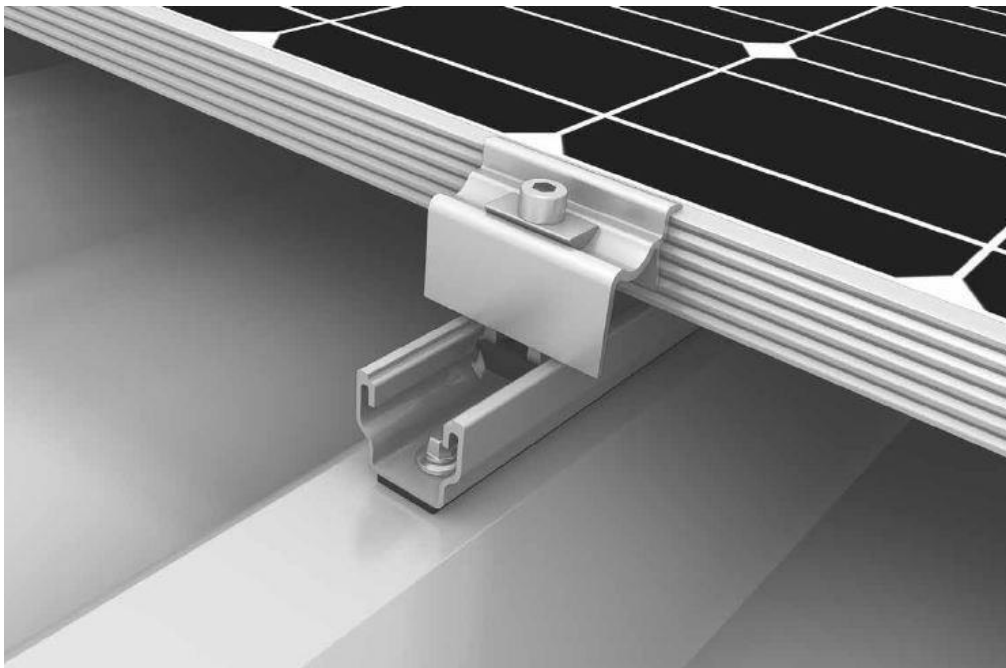
- **SOPORTES**

Para la instalación de soportes, se ha llevado a cabo un estudio utilizando el software online facilitado por K2Systems, extensamente explicado en el anexo. En él se ha especificado las condiciones y características de:



- Ubicación (elevación, tipo de tejado, método de fijación, tipo de cubierta, altura del edificio, inclinación etc)
- Cargas (presión debida a velocidad del viento, cargas de nieve...)
- Módulos (número de módulos, dimensiones, peso, potencia)

Con estos datos previos, se ha especificado el campo de instalación de los módulos y posteriormente el tipo de fijación a utilizar (K2 MultRail). El software ha calculado en base a estos datos las cargas producidas en los módulos y en el sistema de fijación, obteniendo como resultado el número de fijaciones a instalar y la posición de las mismas para considerar apto al sistema.



- **INVERSOR**

Hemos seleccionado el inversor Huawei SUN2000-4KTL-M0 para nuestra instalación, ya que es un seguro de calidad con premios de Inter Solar award de 2019, aportando una eficiencia máxima del 98,6%, siendo sencillo de instalar con un peso total de 17kg.

Además, está preparado para trabajar con baterías, dejando la instalación habilitada por si en un futuro interesa incluirlas en el sistema fotovoltaico.

Desde el punto de vista de diseño, este generador cumple los requerimientos para asegurar el funcionamiento de la instalación. Se han realizado los cálculos necesarios para justificar que las tensiones mínimas y máximas de entrada al inversor están dentro de los valores requeridos por el fabricante, asegurando según la eficiencia europea un 97,1% de rendimiento.

Además, el inversor tiene capacidad para dar una salida en de 4kW, potencia suficiente para suplir los picos de consumo habituales durante la utilización de maquinaria de soldadura etc.

### Smart Energy Center



**Mayores ingresos**  
Eficiencia máxima del 98,6 %



**Fácil y sencillo**  
17 kg



**Preparado para batería**  
Interfaz integrada de almacenamiento



**Seguro y fiable**  
Protección de falla de arco

- **CABLEADO**

Para el circuito de corriente continua, se han seleccionado conductores unipolares de doble aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE) y caucho de etileno-propileno (EPR), que son materiales poliméricos termoestables adecuados para soportar la acción de la intemperie, de acuerdo con la norma UNE 21123.



La sección tanto del cableado de continua como de corriente alterna se ha calculado teniendo en cuenta los criterios de intensidad y de caída de tensión máxima, fijada en un 1,5% para cada uno de los circuitos.


Siempre aplicando el criterio más restrictivo para asegurar nuestra instalación, hemos obtenido unos valores de 4mm<sup>2</sup> de sección tanto para el cableado unipolar de continua, como para el cableado de manguera de 5 hilos de AC.




Se instalará un total de 30 metros de conducción en el tramo de continua y en torno a 10 metros en el tramo de alterna, serán instalados con su respectiva canalización de tubo flexible de PVC, abaratando el costo facilitando la instalación frente a canalizaciones metálicas.



- **PROTECCIONES**

Subcuadro CC		
Elemento	Descripción	Imagen
1 x Fusible	MISOL - MS-PTV-FUS-15A-1000VDC 10x38 gPV/PV	
2 x Portafusibles	Autosolar - CMS101 Portafusibles Vmax 1000 V, In 15 A, I <sub>max</sub> 30 A. Carril DIN 60715.	

<p>1 x Protección ante sobretensiones CC</p>	<p>Protección ante sobretensiones. Máx. tensión PV (UCPV) 1000V.</p>	
--	--	---

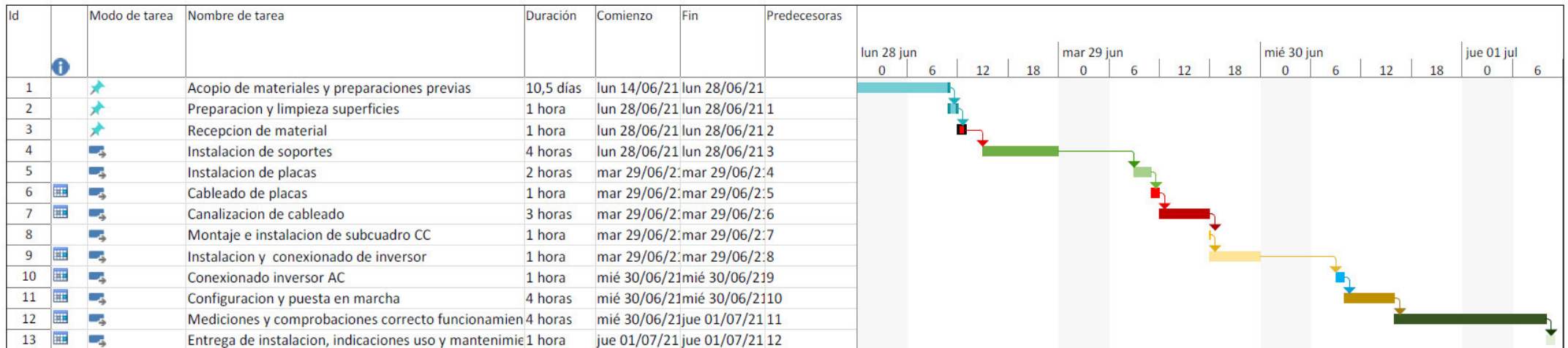
Subcuadro AC		
Elemento	Descripción	Imagen
<p>1 x Protección ante sobretensiones AC</p>	<p>Citel – DS440-230/G Tensión entrada 400 V. Tensión desconexión 440 V.</p>	
<p>1 x Interruptor diferencial</p>	<p>Chint – NL1-25 Interruptor diferencial 4P, 30 mA disparo, tensión nominal 400 V. Intensidad nominal 25 A.</p>	
<p>1 x Interruptor magnetotérmico</p>	<p>Chint - NB1-4-10C Interruptor automático 4P. Tensión nominal 400 V. Intensidad de disparo 10 A.</p>	

## 1.9 Planificación

Para determinar la duración estimada de realización del proyecto, se ha realizado un diagrama de Gantt teniendo en cuenta los tiempos estimados de realización de cada una de las fases de la obra aplicando la posibilidad de superposición y exclusión mutua de trabajos.

Se ha realizado el diagrama utilizando el software Microsoft Project Manager, el cual nos ha permitido:

- Planificar, evaluar y controlar los recursos.
- Estimar el tiempo.
- Estudiar la viabilidad de los requerimientos del cliente



## 2. ANEXOS

### 2.1 Memoria de cálculo

#### INDICE MEMORIA DE CÁLCULO

2. ANEXOS.....	25
2.1 Memoria de cálculo .....	25
2.1.1 Dimensionamiento de la instalación .....	26
2.1.1.1 Paneles fotovoltaicos .....	26
2.1.1.2 Inversor .....	31
2.1.1.3 Secciones .....	37
2.1.2 Cableado .....	50
2.1.3 Canalizaciones.....	53
2.1.4 Estudio instalación de soportes.....	56
2.1.5 Protecciones .....	60
2.1.6 Puesta a tierra.....	64

## 2.1.1 Dimensionamiento de la instalación

### 2.1.1.1 Paneles fotovoltaicos

Nuestra instalación de paneles fotovoltaicos conectados a la red debe atender a los siguientes requisitos técnicos de diseño:

- Todos los paneles conectados a una misma entrada del inversor, deben ser de la misma marca, modelo y potencia de pico.
- Los paneles deben estar libres de sombras, por lo que la distribución de los mismos atiende a esta característica esencial, situándolos en el agua que da hacia el suroeste para aprovechar mayor horas de luz.
- Los módulos irán en este caso conectados en serie, formando un único string de 10 paneles, de tal forma que la tensión, corriente y potencia están dentro del rango de funcionamiento de la parte de CC del inversor.

Hemos realizado un estudio de la energía producida por nuestro sistema fotovoltaico, teniendo en cuenta una serie de pérdidas en el sistema que vienen englobadas en un concepto denominado PR (Performance Ratio). Este se calcula para cada instante (horario, diario, mensual, anual), de acuerdo con la expresión:

$$PR = PR_{TEMP} \cdot PR_{FRE} \cdot PR_{CC} \cdot PR_{DIS} \cdot PR_{INV} \cdot PR_{CA}$$

$PR_{TEMP}$  = Coeficiente de rendimiento con la temperatura

$PR_{FRE}$  = Coeficiente de rendimiento por pérdidas Fresnell

$PR_{CC}$  = Coeficiente de rendimiento por pérdidas de resistencia en serie en CC

$PR_{DIS}$  = Coeficiente de rendimiento por pérdidas de dispersión

$PR_{INV}$  = Coeficiente de rendimiento por pérdidas de conversión CC/CA (inversor)

$PR_{CA}$  = Coeficiente de rendimiento por pérdidas de resistencia en serie en CA

Performance Ratio (PR):		
<b>PR<sub>temp</sub></b>	$1 - (T_{pm} - 25) \cdot C_{temp}$	
<b>T<sub>pm</sub></b>	$(G(i) \cdot (NOTC - 20)) / (800 + T_{amb})$	
<b>PR<sub>fre</sub></b>	Tabla fresnell para Canarias	
<b>PR<sub>CC</sub></b>	0,985	1,39%
<b>PR<sub>Dis</sub></b>	1	
<b>PR<sub>inv</sub></b>	0,971	Eficiencia europea
<b>PR<sub>CA</sub></b>	0,985	1,5%

### 1 Datos cálculo PR

Placa	ERA-Mono-PERC-400M	
Dispersion	3	%
NOTC	45	C°
Potencia Pico	400	W
C <sub>temp</sub>	0,0038001	W/C°
Nº placas	10	

### 2 Datos del módulo

- PR<sub>TEMP</sub> = Coeficiente de rendimiento con la temperatura

Cabe destacar que los módulos disminuyen su potencia según aumenta la temperatura, las pérdidas de este tipo se miran en %/°C y atienden a la siguiente ecuación:

$$PR_{TEMP} = 1 - (T_{pm} - 25) \cdot C_{TEMP}$$

Donde:

- C<sub>TEMP</sub> = Coeficiente de temperatura del módulo
- T<sub>PM</sub> = Temperatura del módulo

$$T_{PM} = I \cdot \frac{NOTC - 20}{800} + T_{md}$$

Donde:

- I = Irradiancia en el módulo fotovoltaico
- NOTC = Temperatura de Operación normal del módulo
- T<sub>md</sub> = T<sup>a</sup> ambiente



- $PR_{FRE}$  = Coeficiente de rendimiento por pérdidas Fresnell

Estas pérdidas son debidas a reflexiones oblicuas en el vidrio del panel fotovoltaico y en las células. Éstas pérdidas cambian durante el día según el ángulo de inclinación del sol. Como este dato cambia durante el día, se utilizan tablas con valores promedios, en nuestro caso referentes al territorio canario.

**Table II:** Performance due to the fresnel losses,  $P_{FRE,i}$ , for the Canary Islands mean latitude  $28.45^{\circ}N$  and mean day of the month.

Month	Fixed System	Azimuthal Tracking	Polar Tracking	Double Axis Tracking
January	0.948	0.988	0.992	1.000
February	0.926	0.989	0.994	1.000
March	0.913	0.991	1.000	1.000
April	0.898	0.993	0.993	1.000
May	0.914	0.994	0.982	1.000
June	0.886	0.994	0.989	1.000
July	0.883	0.993	0.991	1.000
August	0.902	0.993	0.989	1.000
September	0.887	0.991	0.999	1.000
October	0.934	0.990	0.997	1.000
November	0.937	0.987	0.992	1.000
December	0.944	0.986	0.990	1.000

- $PR_{CC}$  = Coeficiente de rendimiento por pérdidas de resistencia en serie en CC

Éstas pérdidas corresponden a las pérdidas por efecto Joule en el cableado, así como en las conexiones, fusibles y caídas de tensión en los diodos. Un valor aproximado para una instalación fotovoltaica bien diseñada es aproximar estas pérdidas en torno al 1,5% ( $PR_{CC} = 0,985$ ).

- $PR_{DIS}$  = Coeficiente de rendimiento por pérdidas de dispersión

Este tipo de pérdidas se deben a las diferencias en la energía producida entre los módulos fotovoltaicos. Dado que nuestros módulos a instalar tienen una tolerancia de +3 %, tendremos un performance ratio debido a la dispersión de 1.

- $PR_{INV}$  = Coeficiente de rendimiento por pérdidas de conversión CC/CA (inversor)

Tomaremos como valor de rendimiento la eficiencia europea del inversor, dato que proporciona el fabricante en las hojas de datos técnicos. Concretamente para nuestro inversor Huawei Sun2000 4KTL-M0 tenemos una eficiencia europea de 0,971.

Inversor	
$\eta_{EUR}$	$(0,03*\eta_5)+(0,06\eta_{10})+(0,13*\eta_{20})+(0,1*\eta_{30})+(0,48*\eta_{50})+(0,2*\eta_{100})$
$\eta_{EUR}$	0,971 (dato obtenido de las hojas técnicas del inversor)

- $PR_{CA}$  = Coeficiente de rendimiento por pérdidas de resistencia en serie en CA

Las pérdidas en el tramo de CA corresponden a aquellas por efecto Joule en el cableado, conexiones, magnetotérmicos, diferenciales etc. Un valor aproximado para una instalación fotovoltaica bien diseñada y el cual utilizaremos para nuestro dimensionamiento es de 1,5% ( $PR_{CA} = 0,985$ ).

Hemos elegido el panel Monocristalino modelo ESPSP 400M ERA con las siguientes características que cumplen con los requisitos anteriormente descritos. Para suplir las necesidades de potencia de la instalación necesitaremos un total de 10 módulos situados en serie formando un único string.

## MONOCRYSTALLINE, 72-CELL SERIES

### ELECTRICAL PERFORMANCE

Module type: ESPSC	380M / 385M / 390M / 395M /	400M
Maximum Power(Wp)	380W	385W 390W 395W 400W
Open circuit Voltage(Voc)	48.9V	49.1V 49.3V 49.5V 49.8V
Short circuit Current(Isc)	9.75A	9.92A 10.12A 10.23A 10.36A
Maximum Power Voltage(Vm)	40.5V	40.8V 41.1V 41.4V 41.7V
Maximum Power Current(I <sub>m</sub> )	9.39A	9.44A 9.49A 9.55A 9.60A
Module efficiency	19.16%	19.42% 19.67% 19.92% 20.17%
Maximum Series Fuse	15A	
Watts positive tolerance	0~+3%	
Number of Diode	3	
Standard Test Conditions	1000W/M <sup>2</sup> ,25°C,AM1.5	
Maximum System Voltage	1000V/DC	
Temperature-Coefficient Isc	+0.08558%/°C	
Temperature-Coefficient Uoc	-0.29506%/°C	
Temperature-Coefficient P <sub>mpp</sub>	-0.38001%/°C	
Normal Operating Cell Temperature	-40°C...+85°C	
Load Capacity for the cover of the module (glass)	5400Pa(IEC61215)(snow)	
Load Capacity for the front & back of the module	2400Pa(IEC61215)(wind)	
Product Certificate	TUV(IEC 61215,IEC 61730),CE, ROHS,PID Resistant,INMETRO	
Company Certificate	ISO9001,ISO14001,ISO18001	

### 2.1.1.2 Inversor

Hemos seleccionado el inversor Huawei SUN2000-4KTL-M0 con las siguientes características.

#### Smart Energy Center



#### Mayores ingresos

Eficiencia máxima del 98,6 %



#### Fácil y sencillo

17 kg



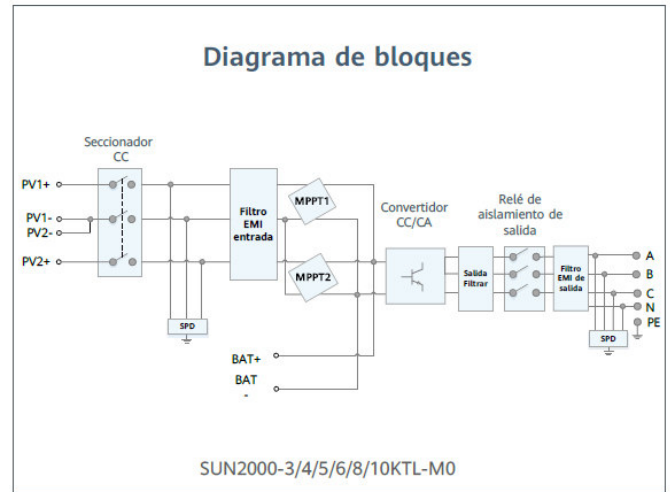
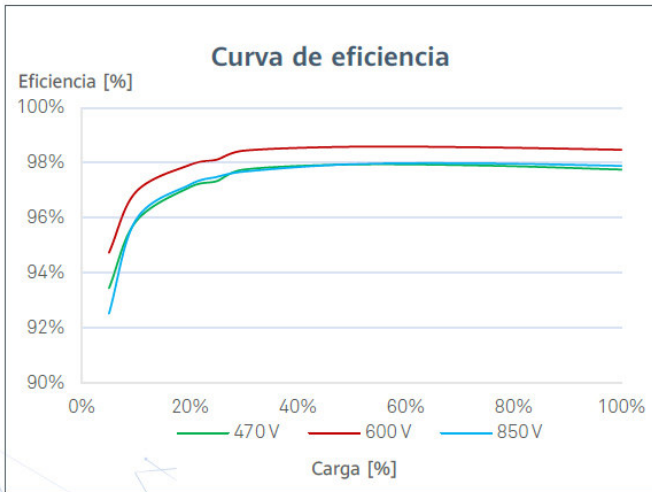
#### Preparado para batería

Interfaz integrada de almacenamiento



#### Seguro y fiable

Protección de falla de arco



### Características y protecciones

Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización de aislamiento	Sí
Protección contra descargas atmosféricas CC <sup>4</sup>	Sí
Protección contra descargas atmosféricas CA <sup>4</sup>	Sí
Monitorización de la corriente residual	Sí
Protección contra sobretensión de CA	Sí
Protección contra cortocircuito de CA	Sí
Protección contra sobretensión de CA	Sí
Protección ante arco eléctrico	Sí
Control de receptor ripple	Sí
DC MBUS al optimizador	No

### Datos generales

Rango de temperatura de operación	-25 ~ + 60 °C (Derating por encima de 45 °C @ Potencia nominal de salida)
Humedad de operación relativa	0 %RH ~ 100 %RH
Altitud de operación	0 - 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 3,000 m)
Ventilación	Convección natural
Pantalla	Indicadores LED; Aplicación WLAN + FusionSolar integrada
Comunicación	RS485; WLAN vía Smart Dongle-WLAN/WLAN-FE; Ethernet vía Smart Dongle-WLAN-FE; 4G / 3G / 2G vía Smart Dongle-4G
Peso (incluida ménsula de montaje)	17 kg
Dimensiones (incluida ménsula de montaje)	525 x 470 x 166 mm
Grado de protección	IP65
Consumo de noche la durante energía	< 5.5 W

### Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2, IEC 62116
Estándares de conexión a red eléctrica	G98, G99, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, NRS 097-2-1, IEC61727, IEC62116, DEWA 2.0

<sup>1</sup> El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

<sup>2</sup> Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

<sup>3</sup> C10 / 11: 10,000 VA

<sup>4</sup> Clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11



Especificaciones técnicas	SUN2000 -3KTL-M0	SUN2000 -4KTL-M0	SUN2000 -5KTL-M0	SUN2000 -6KTL-M0	SUN2000 -8KTL-M0	SUN2000 -10KTL-M0
<b>Eficiencia</b>						
Eficiencia Máxima	98.2%	98.3%	98.4%	98.6%	98.6%	98.6%
Eficiencia europea	96.7%	97.1%	97.5%	97.7%	98.0%	98.1%
<b>Input</b>						
Entrada DC máxima recomendada	6,000 Wp	8,000 Wp	10,000 Wp	12,000 Wp	14,880 Wp	14,880 Wp
Máx. tensión de entrada <sup>1</sup>			1,100 V			
Rango de tensión de operación de MPPT <sup>2</sup>			140 V ~ 980 V			
Tensión de entrada mínima			200 V			
Rango de tensión de potencia máxima de MPPT	140 V ~ 850 V	190 V ~ 850 V	240 V ~ 850 V	285 V ~ 850 V	380 V ~ 850 V	470 V ~ 850 V
Tensión nominal de entrada			600 V			
Máx. intensidad por MPPT			11 A			
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT			15 A			
Cantidad de rastreadores MPP			2			
Máx. número de entradas por MPPT			1			
<b>Salida</b>						
Tres fases						
Conexión a red eléctrica						
Potencia nominal activa de CA	3,000 W	4,000 W	5,000 W	6,000 W	8,000 W	10,000 W
Máx. potencia aparente de CA	3,300 VA	4,400 VA	5,500 VA	6,600 VA	8,800 VA	11,000 VA <sup>3</sup>
Tensión nominal de Salida			220 V ac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W / N+PE			
Frecuencia nominal de red de CA			50 Hz / 60 Hz			
Máx. intensidad de salida	5.1 A	6.8 A	8.5 A	10.1 A	13.5 A	16.9 A
Factor de potencia ajustable			0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo			
Máx. distorsión armónica total			≤ 3 %			

- Justificación de características técnicas del inversor

Para la entrada de corriente continua, dispone de una tensión máxima admisible de 1100 V que suplen de manera holgada lo exigido por la instalación, un valor en torno a los 500V de tensión máxima, por lo que está preparado para soportar un mayor número de paneles solares si en el futuro se precisa un aumento de los mismos.

La eficiencia del panel se situará en torno al 97-98% en función de la tensión de entrada. Dispone de salida trifásica para el conexionado a nuestro cuadro eléctrico de CA, y una potencia nominal activa de CA de 4000W que suplen las necesidades de consumo de la instalación prácticamente en la totalidad de su uso.

A continuación, realizaremos los cálculos de tensión mínima y máxima que suministrarán nuestros paneles generadores para comprobar que entran dentro de los parámetros admisibles de entrada del inversor seleccionado.

- Justificación tensión mínima de entrada al inversor:

La tensión mínima de entrada al inversor ( $V_{ocmin}$ ) dará lugar cuando la temperatura de la célula ( $T_{CELL}$ ) sea máxima, para ello, hemos recogido los datos de temperatura ambiente absoluta máxima de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), estudiada en la estación de medición más cercana al emplazamiento de la instalación.

$$T_{CELL\ MAX} = G_{MAX} \cdot \frac{(NOCT - 25)}{800} + T_{amb}$$

Donde:

- $T_{CELL}$  = Temperatura de la célula ( $^{\circ}C$ )
- NOCT = Normal Operating Cell Temperature =  $45^{\circ}C$
- $G$  = Irradiancia ( $W/m^2$ )
- $T_{amb}$  = Temperatura ambiente ( $^{\circ}C$ )

Voc	49.8V
Coeficiente de temperatura $K_{VOC}$ (Voc)	-0.29506%/ $^{\circ}C$
Temperatura ambiente máxima	42.6 $^{\circ}C$
Temperatura ambiente	25 $^{\circ}C$
Irradiancia máxima ( $G_{MAX}$ )	1000 $W/m^2$

- Cálculo de la temperatura máxima de la célula

$$T_{cell\ max} = 1000 \cdot \frac{45 - 25}{800} + 42.6 = 67.6^{\circ}C$$

- Cálculo tensión mínima de entrada al inversor (1 string de 10 paneles)

$$V_{ocmin\ string} = Voc * N^{\circ}\ paneles * \left[ 1 + \left( \frac{T_{amb} - T_{CELL\ MAX} \cdot k}{100} \right) \right]$$

$$V_{ocmin\ string} = 49.8 * 10 * \left[ 1 + \left( \frac{(25 - 67.6) \cdot (-0.29506)}{100} \right) \right] = 435.40\ V$$

Se cumple que la tensión mínima de nuestro sistema generador (435.40 V) está por encima del mínimo voltaje de entrada requerido por el fabricante en la ficha técnica del inversor (**190V**).

<b>JUSTIFICACIÓN TENSIÓN MÍNIMA DE ENTRADA AL INVERSOR</b>	
Tensión mínima de entrada $\geq$ Tensión mínima admisible	
435.40V $\geq$ 190V	

- Justificación tensión máxima de entrada al inversor:

Para calcular la tensión máxima de entrada al inversor, tendremos en cuenta que se dará cuando las condiciones de temperatura de la célula alcancen el mínimo valor ( $T_{CELL\ MIN}$ ). El resto de cálculos se realizarán siguiendo las ecuaciones establecidas en el apartado anterior para el cálculo de la tensión mínima de entrada al inversor.

Voc	49.8V
Coefficiente de temperatura K (Voc)	-0.29506%/°C
Temperatura ambiente mínima	8.1°C
Temperatura ambiente	25°C
Irradiancia mínima ( $G_{MIN}$ )	0 W/m <sup>2</sup>

- Cálculo de la temperatura mínima de la célula

$$T_{CELL\ MIN} = G_{MIN} \cdot \frac{(NOCT - 25)}{800} + T_{amb}$$

$$T_{CELL\ MIN} = 0 \cdot \frac{(45 - 25)}{800} + 8.1 = 8.1^{\circ}C$$

- Cálculo tensión máxima de entrada al inversor (1 string de 10 paneles)

$$Vocmax\ string = Voc * N^{\circ}\ paneles * \left[ 1 + \left( \frac{(T_{CELL\ MIN} - T_{amb}) \cdot k}{100} \right) \right]$$

$$Vocmax\ string = 49.8 * 10 * \left[ 1 + \left( \frac{(8.1 - 25) \cdot (-0.29506)}{100} \right) \right] = 522.83\ V$$



Se cumple que la tensión máxima de nuestro sistema generador (522.83) está por encima del máximo voltaje de entrada requerido por el fabricante en la ficha técnica del inversor (**190V**).

<b>JUSTIFICACIÓN TENSIÓN MÁXIMA DE ENTRADA AL INVERSOR</b>
Tensión máxima de entrada <= Tensión máxima admisible
522.83 V <= 850 V

- Justificación intensidad máxima en condiciones estándares de medida de entrada al inversor. Datos de intensidades obtenidas de hojas de características de los respectivos fabricantes de los módulos fotovoltaicos y del inversor. Teniendo en cuenta que instalaremos un único string, la intensidad máxima al ser un sistema únicamente en serie será la máxima proporcionada por un panel (9.6A)

<b>JUSTIFICACIÓN INTENSIDAD MÁXIMA DE ENTRADA AL INVERSOR</b>
$I_{MP}$ (Intensidad máxima de potencia) <= Max I por MPPT
9.6A <= 11A

- Justificación intensidad máxima de cortocircuito en condiciones desfavorables de medida.

$I_{SC}$	10.36A
Coeficiente de temperatura $K_{ISC}$ (ISC)	-0.08558%/°C
Temperatura ambiente máxima	8.1°C
Temperatura ambiente	25°C
$T_{CELL MAX}$	73.85

La intensidad de cortocircuito será máxima cuando la temperatura de la célula sea máxima.

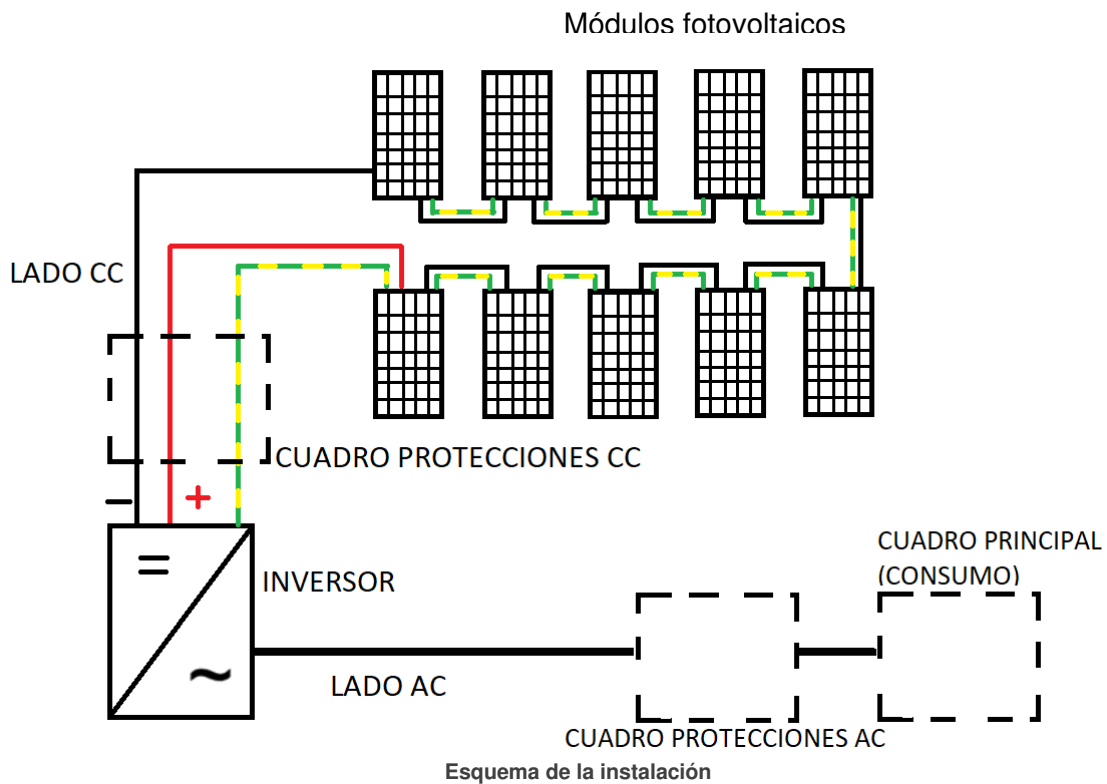
$$I_{SC MAX} = I_{SC} \cdot \left[ 1 + \frac{(T_{amb} - T_{CELL MAX}) \cdot K_{ISC}}{100} \right]$$

$$I_{SC\ MAX} = 9.6 \cdot \left[ 1 + \frac{(25 - 73.85) \cdot (-0.08558)}{100} \right] = 10.79A$$

JUSTIFICACIÓN INTENSIDAD MÁXIMA CORTOCIRCUITO DE ENTRADA AL INVERSOR
$I_{SC\ MAX}$ (Intensidad de cortocircuito máxima de potencia) $\leq$ Max I de cortocircuito por MPPT
10.79A $\leq$ 15A

### 2.1.1.3 Secciones

Esquema de la instalación:



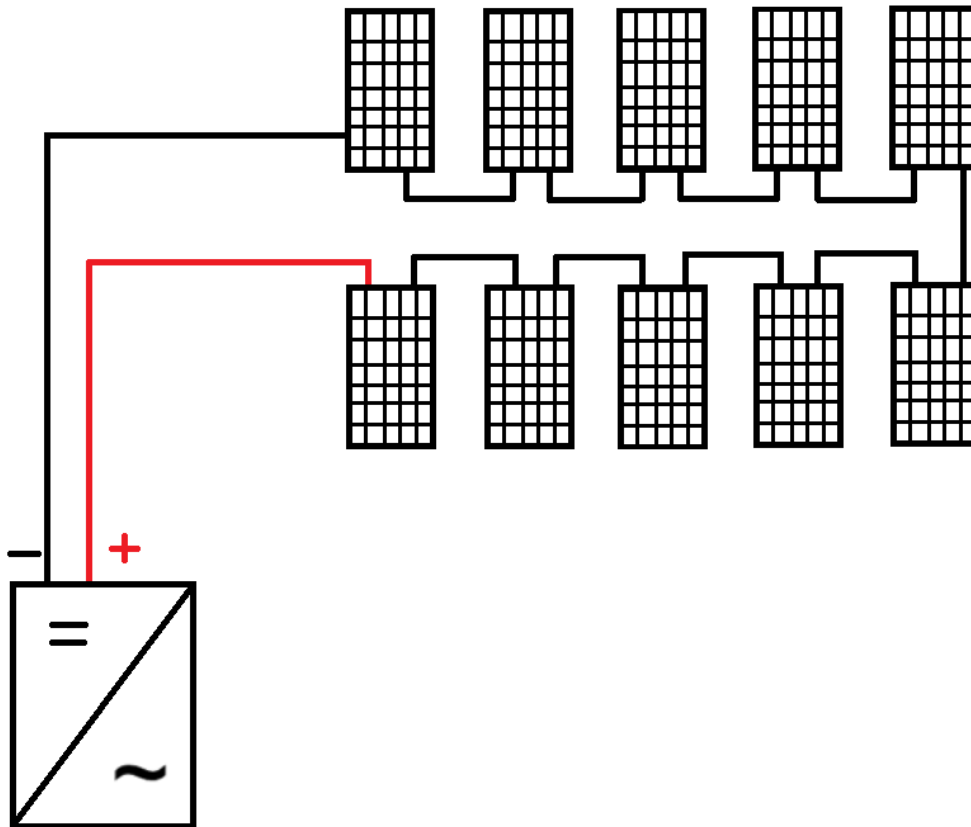
### Cálculos tramo CC

En esta sección calcularemos la sección del cableado necesaria para soportar las corrientes máximas que circularán por la misma y teniendo en cuenta la caída de tensión

máxima permitida para este tipo de instalaciones, es por ello que calcularemos esta sección en base a dos criterios fundamentales, el de intensidad máxima y el de caída de tensión,

atendiendo siempre a la normativa vigente que regula cada uno de los elementos a tener en cuenta para nuestro cálculo.

También determinaremos el tipo de instalación que se va a utilizar para el cableado, el tipo de conductor utilizado así como su protección.



Distribución de paneles fotovoltaicos y conexionado al inversor

También con esta distribución de los paneles en dos filas de string conseguiremos mayor equidad de la afección por las sombras.

Datos tramo CC	
Nº paneles por string	10
Nº de string	1
Longitud	30m
Tipo de instalación	B1 (Conductores aislados en un conducto sobre pared)
Conductor	Cobre
Protección	XLPE

CÁLCULO SECCIÓN DE CONDUCTORES TRAMO DE CC				
DATOS TRAMO CC		DATOS PANEL FOTOVOLTAICO		
DATOS		MAX POTENCIA	400	W
Nº PANELES POR STRING	10	OPEN CIRCUIT VOLTAGE	49,8	V
Nº DE STRING	1	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	10,36	A
LONGITUD LINEA (m)	30	MÁXIMA POTENCIA DE VOLTAJE	41,7	V
CONDUCTIVIDAD DEL COBRE (γ)	56	MÁX POTENCIA DE CORRIENTE	9,6	A

Hemos realizado los cálculos necesarios para determinar la sección de cable mínima admisible para suplir las necesidades de nuestra instalación.

Para ello hemos tenido en cuenta dos criterios esenciales, el criterio por intensidad máxima admisible y el criterio por caída de tensión.

### Cálculo de sección por intensidad admisible:

Para el cálculo de la intensidad admisible tomaremos como punto de partida la intensidad de cortocircuito de nuestro panel fotovoltaico ya que nos proporciona la mayor intensidad que podrá circular por el mismo. Sobre este valor aplicaremos los siguientes factores que afectan debido al tipo de instalación.

- Intensidad de cortocircuito

$$I_{SC} = 10,36A$$

Coeficientes de corrección para el tramo exterior de CC según normativas:

- Por acción solar directa, según la norma UNE 20435: 0,9
- Por instalación fotovoltaica generadora, según IEC 62548: 1,4
- Por Tª de 50°C en intemperie, según apartado 4.2.2.21 REBT: 0,9

Temperatura en °C	20	25	30	35	40	45	50
Aislados con polietileno reitulado	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,90

- Por agrupación de circuitos (1 string) según UNE-HD 60364-5-52: 1
- Por valor de irradiancia de 1000 a 1200: 1,25
- Cálculo de intensidad máxima aplicando coeficientes de corrección:

$$I_b = \frac{I_{sc} \cdot 1,4 \cdot 1,25}{0,9 \cdot 1} = \frac{10,36 \cdot 1,4 \cdot 1,25}{0,9 \cdot 1} = 22,38A$$

### Estudio cálculo de sección admisible tramo CC (criterio de intensidad)

La sección admisible para la intensidad máxima que circulará por el cable la obtenemos directamente de las tablas de la norma UNE-HD 60364-5-52:2014.

La sección elegida debe soportar una intensidad admisible ( $I_z$ ) mayor a la intensidad máxima que circulará por la línea ( $I_b$ ).

Por tanto, atendiendo a las tablas obtenemos que para nuestra instalación de tipo B1 (conductores aislados en un conducto sobre pared), con aislamiento de polietileno reticulado XLPE y dos conductores de cobre, obtenemos una sección admisible por criterio de intensidad máxima admisible en el tramo de CC de 2,5mm<sup>2</sup>

**TABLA B.52-1 (UNE-HD 60364-5-52: 2014) Métodos de instalación de referencia**

Instalación de referencia			Tabla y columna				
			Intensidad admisible para los circuitos simples				
			Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR		
			Número de conductores				
			2	3	2	3	
	Local	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 7b	Tabla C.52-1 bis columna 6b
	Local	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 2	Tabla C.52-1 bis columna 6b	Tabla C.52-1 bis columna 5b
		Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B1	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 10b	Tabla C.52-1 bis columna 8b
		Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B2	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 8b	Tabla C.52-1 bis columna 7b
		Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 11	Tabla C.52-1 bis columna 9b
		Cable multiconductor en conductos enterrados	D1	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5	Tabla C.52-2 bis columna 6
		Cables con cubierta unipolares o multipolares directamente en el suelo	D2				
		Cable multiconductor al aire libre Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable	E	Tabla C.52-1 bis columna 9a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 12	Tabla C.52-1 bis columna 10b
		Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	F	Tabla C.52-1 bis columna 10a	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 13	Tabla C.52-1 bis columna 11
		Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	Ver UNE-HD 60364-5-52			

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)



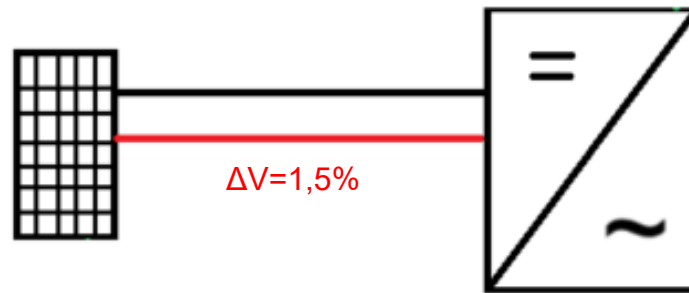
**TABLA C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014)**  
**Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire**

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																	
	A1	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2					
A2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3					
B1	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3					
B2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3					
C	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3					
E	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3					
F	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3					
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
<b>Sección mm<sup>2</sup></b>																		
<b>Cobre</b>																		
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	-
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	28	28	30	32	-
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	36	40	44	-
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	-
185	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	-
240	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	-
<b>Aluminio</b>																		
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	-
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	-
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	-
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	-
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	-
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110
35	-	-	-	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136
50	-	-	-	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167
70	-	-	-	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215
95	-	-	-	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262
120	-	-	-	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306
150	-	-	-	-	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353	-
185	-	-	-	-	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406	-
240	-	-	-	-	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482	-

Aislamientos termoestables (90°C)		Aislamientos termoplásticos (70°C)	
XLPE: Polietileno reticulado	EPR: Etileno-propileno	PVC: Policloruro de vinilo	

• **Cálculo de sección por caída de tensión**

Para el cálculo de la sección mínima admisible por criterio de caída de tensión tomaremos como referencia lo estipulado por el punto 5 de la ITC-BT 40 del REBT, la cual determina que la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no debe ser superior al 1,5 %. Por tanto determinamos que entre nuestro sistema generador de paneles solares y el inversor habrá una caída máxima de tensión del 1,5%.



- **Cálculo de sección según:**

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot L \cdot I_{sc}}{\gamma \cdot \Delta u}$$

Donde:

- S= Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- L= Longitud de la línea = 30m
- I<sub>sc</sub> = Intensidad de cortocircuito del panel fotovoltaico = 10,36A
- $\gamma$  = conductividad del cobre = 56 m/Ω x mm<sup>2</sup>
- Caída de tensión máxima en tramo CC = 1,5% sobre 400V (salida del inversor)

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot 30m \cdot 10,36A}{\frac{56m}{\Omega} \cdot mm^2 \cdot 1,5\%(400V)} = 2,97mm^2$$

### **Estudio cálculo de sección admisible tramo CC (criterio de caída de tensión)**

La sección normalizada según la norma utilizada UNE-HD 60364-5-52:2014 para nuestra instalación de tipo B1 (conductores aislados en un conducto sobre pared), con aislamiento de polietileno reticulado XLPE y dos conductores de cobre, obtenemos una sección admisible por criterio de caída de tensión en el tramo de CC de 4mm<sup>2</sup>, cuya intensidad máxima admisible es de 38A.



**TABLA C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014)**  
**Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire**

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																			
	A1	PVC 3	PVC 3	PVC 2		XLPE 3	XLPE 2													
A2	PVC 3	PVC 2			XLPE 3	XLPE 2														
B1				PVC 3	PVC 2				XLPE 3	XLPE 2			XLPE 2							
B2			PVC 3	PVC 2				XLPE 3	XLPE 2											
C					PVC 3				PVC 2		XLPE 3		XLPE 2							
E							PVC 3			PVC 2		XLPE 3	XLPE 2							
F								PVC 3				PVC 2	XLPE 3	XLPE 2						
	1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13	
<b>Sección mm<sup>2</sup></b>																				
<b>Cobre</b>																				
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	–		
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	28	28	30	32	30	32	–
<b>4</b>	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	40	44	–
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	52	57	–
10	33	36	40	43	45	48	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	78	–	
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	–		
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146	–	
35	–	–	–	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182	–	
50	–	–	–	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220	–	
70	–	–	–	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282	–	
95	–	–	–	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343	–	
120	–	–	–	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397	–	
150	–	–	–	–	–	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	–	
185	–	–	–	–	–	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	–	
240	–	–	–	–	–	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	–	
<b>Alu- minio</b>																				
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	–		
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	–		
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	–		
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	–		
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	–		
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110	–	
35	–	–	–	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136	–	
50	–	–	–	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167	–	
70	–	–	–	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215	–	
95	–	–	–	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262	–	
120	–	–	–	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306	–	
150	–	–	–	–	–	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353	–	
185	–	–	–	–	–	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406	–	
240	–	–	–	–	–	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482	–	

**Resultados cálculo de sección en el tramo de CC**

Atendiendo al criterio más restrictivo a la hora de calcular la sección admisible de nuestros conductores, nos quedamos con el resultado obtenido tras calcular mediante el criterio de caída de tensión máxima.

Con ello determinamos que los conductores de nuestra instalación tendrán una sección de cableado de 4mm<sup>2</sup> en el tramo de CC, permitiendo el paso de corriente con un valor no superior a 38 A.

**Justificación del criterio de caída de tensión admisible con la sección normalizada seleccionada**

$$\Delta u = \frac{2 \cdot 2 \cdot 30m \cdot 10,36A}{\frac{56m}{\Omega} \cdot mm^2 \cdot 4mm^2} = 1,39\%$$

**Tabla resumen de los resultados obtenidos en el tramo de CC**

<b>CÁLCULO SECCIÓN DE CONDUCTORES TRAMO DE CC</b>			
<b>DATOS TRAMO CC</b>		<b>DATOS PANEL FOTOVOLTAICO</b>	
<b>DATOS</b>		MAX POTENCIA	400 W
Nº PANELES POR STRING	10	OPEN CIRCUIT VOLTAGE	49,8 V
Nº DE STRING	1	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	10,36 A
LONGITUD LINEA (m)	30	MÁXIMA POTENCIA DE VOLTAJE	41,7 V
CONDUCTIVIDAD DEL COBRE (γ)	56	MÁX POTENCIA DE CORRIENTE	9,6 A
<b>SECCIÓN CALCULADA POR CRITERIO DE INTENSIDAD ADMISIBLE</b>		<b>SECCIÓN CALCULADA POR CRITERIO DE CAIDA DE TENSION</b>	
<b>DATOS</b>		$S = (2 \cdot 2 \cdot L \cdot I) / (\gamma \cdot \Delta u)$	
INTENSIDAD DE CC (I <sub>sc stc</sub> ) (A)	10,36	<b>DATOS</b>	
TIPO DE INSTALACIÓN	B1	CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA TRAMO CC	1,50%
INTENSIDAD CON FACTORES DE CORRECCIÓN APLICADOS (I <sub>b</sub> ) (A)	22,38	SECCIÓN ADMISIBLE (mm <sup>2</sup> )	2,97
<b>Coefficientes de corrección tramo exterior</b>		SECCIÓN NORMALIZADA	<b>4</b>
POR ACCIÓN SOLAR DIRECTA	0,9	INTENSIDAD ADMISIBLE I <sub>z</sub>	<b>38</b>
POR T <sup>2</sup> EN INTEMPERIE 50º	0,9		
POR AGRUPACIÓN DE CIRCUITOS	1		
POR INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA GENERADORA	1,4		
COEF IRRADIANCIA >1000	1,25		
SECCIÓN ADMISIBLE (mm <sup>2</sup> )	2,5		

## Cálculos tramo AC

A continuación, realizaremos los cálculos correspondientes a la sección necesaria para el cableado de corriente alterna que irá desde la salida del inversor a nuestro cuadro de protecciones de alterna.

También determinaremos al igual que en el caso de corriente continua el tipo de canalización, la protección del cableado y el conductor que emplearemos.

Analizaremos tanto el criterio de intensidad como de caída de tensión a la hora de seleccionar la sección correcta para nuestro cableado, aplicando a la elección final, al igual que en el tramo de CC, el criterio más restrictivo.

DATOS TRAMO AC	
LONGITUD LÍNEA (m)	2
CONDUCTIVIDAD DEL COBRE ( $\gamma$ )	56
Nº DE CONDUCTORES	3
PROTECCIÓN	XLPE
TIPO DE INSTALACIÓN	B2

DATOS DEL INVERSOR	
TENSIÓN DE SALIDA (V)	400
INTENSIDAD MÁXIMA DE SALIDA (A)	6,8

## Cálculo de sección por criterio de intensidad

Teniendo en cuenta la intensidad máxima que proporciona nuestro inversor, aplicaremos un factor de corrección de 0,80 como dicta el REBT, por agrupación de 3 cables (corriente alterna trifásica).

Número de cables	1	2	3	más de 3
Factor de corrección	1,00	0,89	0,80	0,75

Intensidad nominal del cable, aplicando factor de corrección:

$$I_b = \text{Intensidad del inversor} \times \text{factor de corrección}$$

$$I_b = \frac{6,8A}{0,8} = 8,5A$$




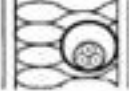






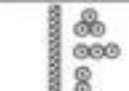

### Estudio cálculo de sección admisible tramo AC (criterio de intensidad)

La sección admisible para la intensidad máxima que circulará por el cable la obtenemos directamente de las tablas de la norma UNE-HD 60364-5-52:2014.

La sección elegida debe soportar una intensidad admisible ( $I_z$ ) mayor a la intensidad máxima que circulará por la línea ( $I_b$ )

Por tanto, atendiendo a las tablas obtenemos que para nuestra instalación de tipo B2 (cable multiconductor en un conducto sobre pared), con aislamiento de polietileno reticulado XLPE y dos conductores de cobre, obtenemos una sección admisible por criterio de intensidad máxima admisible en el tramo de AC de  $1,5\text{mm}^2$

**TABLA B.52-1 (UNE-HD 60364-5-52: 2014) Métodos de instalación de referencia**

Instalación de referencia			Tabla y columna				
			Intensidad admisible para los circuitos simples				
			Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR		
			Número de conductores				
			2	3	2	3	
	Local	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 7b	Tabla C.52-1 bis columna 6b
	Local	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 2	Tabla C.52-1 bis columna 6b	Tabla C.52-1 bis columna 5b
		Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B1	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 10b	Tabla C.52-1 bis columna 8b
		Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B2	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 8b	Tabla C.52-1 bis columna 7b
		Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 11	Tabla C.52-1 bis columna 9b
		Cable multiconductor en conductos enterrados	D1	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5	Tabla C.52-2 bis columna 6
		Cables con cubierta unipolares o multipolares directamente en el suelo	D2				
		Cable multiconductor al aire libre Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable	E	Tabla C.52-1 bis columna 9a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 12	Tabla C.52-1 bis columna 10b
		Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	F	Tabla C.52-1 bis columna 10a	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 13	Tabla C.52-1 bis columna 11
		Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	Ver UNE-HD 60364-5-52			

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)

TABLA C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014)  
Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire

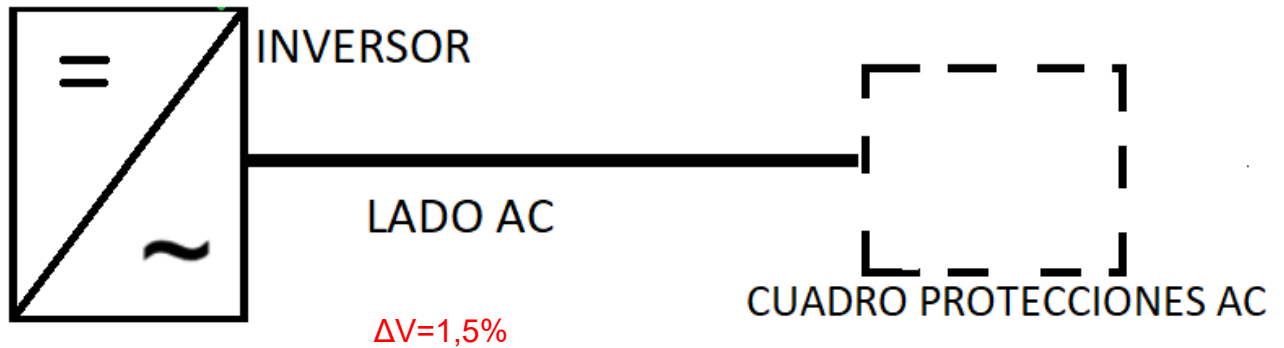
Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																		
	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3						
A1																			
A2																			
B1																			
B2																			
C																			
E																			
F																			
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13	
Sección mm <sup>2</sup> Cobre	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240				
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	-
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	28	28	30	32	-	-
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	-	-
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-	-
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-	-
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-	-
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146	-
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182	-
50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220	-
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282	-
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343	-
120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397	-
150	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	-	-
185	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	-	-
240	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	-	-
Abs-minio																			
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	-	-
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	-	-
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	-	-
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	-	-
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	-	-
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110	-
35	-	-	-	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136	-
50	-	-	-	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167	-
70	-	-	-	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215	-
95	-	-	-	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262	-
120	-	-	-	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306	-
150	-	-	-	-	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353	-	-
185	-	-	-	-	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406	-	-
240	-	-	-	-	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482	-	-

Aislamientos termoestables (90°C)					Aislamientos termoplásticos (70°C)				
XLPE: Polietileno reticulado	EPR: Etileno-propileno	PVC: Policloruro de vinilo							

### Cálculo de sección por criterio caída de tensión

Para el cálculo de la sección mínima admisible por criterio de caída de tensión tomaremos como referencia lo estipulado por el punto 5 de la ITC-BT 40 del REBT, la cual determina que la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no debe ser superior al 1,5 %.

Por tanto determinamos que entre nuestro inversor, el cual da comienzo a la parte de corriente alterna y nuestro cuadro de protecciones, no puede haber una caída de tensión superior al 1,5% sobre la tensión de salida del inversor (400V)



- **Cálculo de sección según:**

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{sc}}{\gamma \cdot \Delta u}$$

Donde:

- S= Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- L= Longitud de la línea = 2m
- I<sub>sc</sub> = Intensidad de cortocircuito del panel fotovoltaico = 8,5A
- γ = conductividad del cobre = 56 m/Ω x mm<sup>2</sup>
- Caída de tensión máxima en tramo CC = 1,5% sobre 400V (salida del inversor)

$$S = \frac{2 \cdot 2m \cdot 6,8A}{56m/\Omega \cdot mm^2 \cdot 1,5\%(400V)} = 3,64mm^2$$

### **Estudio cálculo de sección admisible tramo CC (criterio de caída de tensión)**

La sección normalizada según la norma utilizada UNE-HD 60364-5-52:2014 para nuestra instalación de tipo B2 (cable multiconductor en un conducto sobre pared), con aislamiento de polietileno reticulado XLPE y dos conductores de cobre, obtenemos una sección admisible por caída de tensión máxima admisible en el tramo de AC de 4mm<sup>2</sup>, cuya intensidad máxima admisible es de 38A.



**TABLA C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014)**  
**Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire**

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																		
	A1	PVC 3	PVC 2				XLPE 3	XLPE 2											
A2	PVC 3	PVC 2				XLPE 3	XLPE 2												
B1				PVC 3	PVC 2				XLPE 3	XLPE 2									
B2				PVC 3	PVC 2				XLPE 3	XLPE 2									
E							PVC 3		PVC 2			XLPE 3	XLPE 2						
F								PVC 3		PVC 2		PVC 2	XLPE 3	XLPE 2					
	1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
<b>Sección mm<sup>2</sup></b>																			
<b>Cobre</b>																			
1,5		11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	-
2,5		15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	-
<b>4</b>		20	20	22	24	25	26	26	28	30	31	32	34	36	36	38	40	44	-
6		25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-
10		33	36	40	43	45	48	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-
16		45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-
25		59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35		-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50		-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70		-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95		-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120		-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150		-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	-
185		-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	-
240		-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	-
<b>Aluminio</b>																			
2,5		11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	-
4		15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	-
6		20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	-
10		26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	-
16		35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	-
25		46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110
35		-	-	-	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136
50		-	-	-	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167
70		-	-	-	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215
95		-	-	-	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262
120		-	-	-	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306
150		-	-	-	-	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353	-
185		-	-	-	-	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406	-
240		-	-	-	-	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482	-

Aislamientos termoestables (90°C)		Aislamientos termoplásticos (70°C)
XLPE: Polietileno reticulado	EPR: Etileno-propileno	PVC: Policloruro de vinilo

**Resultados cálculo de sección en el tramo de AC**

Atendiendo al criterio más restrictivo a la hora de calcular la sección admisible de nuestros conductores, nos quedamos con el resultado obtenido tras calcular mediante el criterio de caída de tensión máxima. Con ello determinamos que los conductores de nuestra instalación tendrán una sección de cableado de 4mm<sup>2</sup> en el tramo de AC, permitiendo el paso de corriente con un valor no superior a 30 A.



**Tabla resumen de los resultados obtenidos en el tramo de AC**

CÁLCULO SECCIÓN DE CONDUCTORES TRAMO DE AC			
DATOS TRAMO AC		DATOS DEL INVERSOR	
LONGITUD LÍNEA (m)	2	TENSIÓN DE SALIDA (V)	400
		INTENSIDAD MÁXIMA DE SALIDA (A)	6,8
SECCIÓN CALCULADA POR CRITERIO DE INTENSIDAD ADMISIBLE		SECCIÓN CALCULADA POR CRITERIO DE CAIDA DE TENSION	
		$S = (2 \cdot L \cdot I) / (\gamma \cdot \Delta u)$	
INTENSIDAD CON FACTORES DE CORRECCIÓN (Ib)	6,8	CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA TRAMO CC	1,50%
TIPO DE INSTALACIÓN	B2	SECCIÓN ADMISIBLE (mm <sup>2</sup> )	2,91
SECCIÓN ADMISIBLE (mm <sup>2</sup> )	1,5	SECCIÓN NORMALIZADA (mm <sup>2</sup> )	<b>4,00</b>
		INTENSIDAD NOMINAL DEL CABLE (Iz) (A)	<b>30</b>

- **Sección cableado de protección (tierra)**

El cableado de protección (tierra) tendrá la misma sección de 4mm<sup>2</sup>.

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

### 2.1.2 Cableado

Atendiendo a la temperatura máxima de trabajo admisible para el tipo de protección utilizada en los conductores seleccionados (XLPE), la cual es de 60°C, debemos justificar que se encuentre por debajo de la temperatura de trabajo de nuestro sistema. Dicha temperatura la calculamos según el tipo de instalación, la temperatura ambiente y la intensidad nominales que circulará y que soporta el cableado según su sección, obteniendo que tanto para el tramo de CC como de AC, cumple las necesidades del criterio térmico.

$$Temp = T_0 + \Delta T \cdot \left(\frac{I_b}{I_z}\right)^2$$

<b>Temperaturas</b>	T0	40	(aérea)	T0	25	(subterránea)
	$\Delta T$	50		$\Delta T$	65	
	XLPE					

<b>Temperatura de trabajo (°C)</b>	
Tramo CC	Tramo AC
45,81	30,22

### 2.1.2.1 Cableado de CC

<b>Características</b>	
Sección	4mm <sup>2</sup>
Longitud	30m
Recubrimiento	Doble XLPE
Tipo	Unifilar

Para el tramo de CC, emplearemos cable solar fotovoltaico XUNZEL con sección de 4mm<sup>2</sup>, homologado con altas prestaciones y resistencia para interconexión de paneles solares seguras y eficientes. Adecuado para instalaciones externas, con color rojo para el (+) y negro para el (-). Dispone de doble aislamiento como exige la normativa para cables de instalaciones fotovoltaicas.



**Especificaciones:**

- Cable Solar XUNZEL de alta calidad para Instalaciones Solares Fotovoltaicas (H1ZzZ2-K | EN50618) homologado TÜV Rheinland
- Cobre electrolítico de alta calidad de hilo fino según DIN VDE0295 Clase5 e IEC 60228.
- Doble Aislamiento
- Rango Temperatura: -40°C hasta +90°C (200°C 5 segundos)
- Máxima Seguridad. Con Doble Aislamiento y protección Clase II
- Libre de Halógenos (EN50267, IEC 60754)
- Resistente al fuego con retardante de llama (IEC 60332-1-2)
- Conforme a Directiva Europea 2014/35 Baja Tensión
- Tensión Nominal: 1000VDC
- Resistente a cortocircuito hasta 200°C gracias a su doble aislamiento.
- Radio Máximo de Doblado: 10 x Ø Cable

**2.1.2.2 Cableado de CA**

<b>Características</b>	
Sección	4mm <sup>2</sup>
Longitud	10 m
Aislamiento	XLPE
Tipo	Cable 5 polos (3Fx1Nx1P)

**CARACTERÍSTICAS**

Código General Cable	Composición N° conduct. x Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior (mm)	Peso (kg/km)	Radio mín. de curvatura (mm)	Intensidad del aire 40 °C (A)	Intensidad enterrado 25 °C (A) <small>1,5*Km/W - 0,7m</small>	Caída de tensión COSφ=0,8 (V/A.km)	Caída de tensión COSφ=1 (V/A.km)
1992506	5x1,5	10,8	170	45	20	23	23,61	29,37
1992507	5x2,5	11,9	225	50	29	30	14,199	17,62
1992508	5x4	13,4	315	55	38	39	8,839	10,932
1992509	5x6	14,9	420	60	49	48	5,919	7,288
1992510	5x10	17,5	645	70	68	64	3,458	4,218
1992511	5x16	20,2	930	85	91	83	2,218	2,672
1992512	5x25	24,8	1.410	100	115	106	1,458	1,723
1992513	5x35	28,4	1.950	145	143	128	1,057	1,224
1992514	5x50	33,1	2.735	170	174	152	0,759	0,852
1992515	5x70	39,0	3.870	195	223	187	0,556	0,601
1992516	5x95	43,4	4.985	220	271	222	0,438	0,455
1992517	5x120	49,4	6.350	250	314	253	0,358	0,356
1992518	5x150	54,7	7.975	330	363	286	0,302	0,285
1992519	5x185	60,3	9.755	365	414	321	0,262	0,234
1992520	5x240	69,1	12.835	415	489	370	0,215	0,177

[1] Intensidades admisibles de acuerdo con IEC 60634-5-52.

### 2.1.2.3 Cableado protección (tierra)

Sección	4mm <sup>2</sup>
Longitud	30m
Aislamiento	XLPE
Tipo	Cable monopolar

#### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS / TECHNICAL CHARACTERISTICS:

Sección / Section	Espesor aislamiento / Insulation thickness (mm)	Diámetro final / Final diameter (mm)	Peso / Weight (kg/km)	Radio curvatura / Bend radius (mm)	Intensidad del aire / Air intensity (A)	Caida de cos $\phi = 0,8$ / Cos drop $\phi =$ 0,8 (V/A.km)	Tensión cos $\phi = 1$ / Cos voltage $\phi = 1$ (V/A.km)
1x0,5	0,6	2,1	9	13	-	-	-
1x0,75	0,6	2,3	11	14	-	-	-
1x1	0,6	2,5	14	15	-	-	-
1x1,5	0,7	2,9	20	20	17	22,156	27,563
1x2,5	0,8	3,5	30	25	23	13,332	16,538
1x4	0,8	4,1	45	25	31	8,302	10,258
1x6	0,8	4,6	65	30	40	5,561	6,839
1x10	1,0	6,0	110	40	55	3,255	3,958
1x16	1,0	7,0	160	45	74	2,090	2,508
1x25	1,2	8,6	245	55	97	1,377	1,616
1x35	1,2	9,7	335	60	120	0,999	1,148
1x50	1,4	11,5	475	70	145	0,720	0,800
1x70	1,4	13,4	665	80	185	0,528	0,564
1x95	1,6	15,4	875	95	225	0,419	0,427

## 2.1.3 Canalizaciones

### 2.1.3.1 Canalizaciones tramo de CC (Paneles-Inversor)

Este tramo de tubo con una longitud total de 30 metros irá desde los paneles solares hasta el inversor, con lo cual parte del tramo será al aire y debemos aplicar las características que estipula necesarias la ITC-BT-21 para este tipo de instalación.

Los conductores canalizaremos e este tramo serán el positivo, negativo y la tierra.

*Tabla 6. Características mínimas para canalizaciones de tubos al aire o aéreas*

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	4	Fuerte
Resistencia al impacto	3	Media
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5 °C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60 °C
Resistencia al curvado	4	Flexible
Propiedades eléctricas	1/2	Continuidad/aislado
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos $D \geq 1$ mm
Resistencia a la penetración del agua	2	Protegido contra las gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior mediana y exterior elevada
Resistencia a la tracción	2	Ligera
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	2	Ligera

Las canalizaciones las calcularemos siguiendo la ITC-BT-21, en la cual se definen los diámetros exteriores de los tubos que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables. Siguiendo la tabla adjunta a la ITC-BT-21, para una sección de cable de 4mm<sup>2</sup> y 3 cables (positivo, negativo y tierra) el diámetro exterior del tubo a implementar será de 20mm<sup>2</sup>.

Sección nominal de los conductores (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40

### 2.1.3.2 Canalizaciones tramo de AC (Inversor-Cuadro principal)

Este tramo de 2 metros de largo, consistirá en la canalización del cable multiconductor de 4 hilos proveniente del inversor hasta el cuadro principal.

La sección de este tubo, acorde a la ITC-BT-21 será de 2,5 veces la sección del cable que conducirá. Teniendo en cuenta la sección de cable de 4mm<sup>2</sup>, la sección mínima de tubo a emplear será de 12mm<sup>2</sup>. Por conveniencia de diseño se utilizará tubo de 20mm<sup>2</sup> de sección al igual que en el tramo de corriente continua.

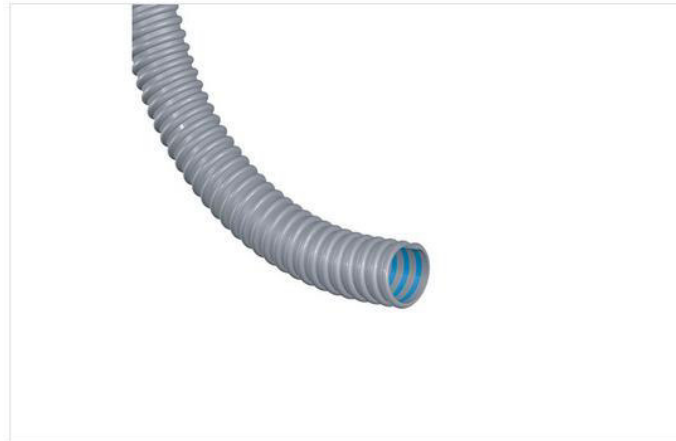
Realizaremos las canalizaciones utilizando tubo flexible de PVC corrugado del tipo TFA para la protección de cableado en el sector terciario, con diámetro nominal DN21 y 23.6

mm de diámetro interior. Tubo helicoidal flexible con espiral interior de PVC rígido, protección estanca (IP65), resistencia a la compresión de 320 N y resistencia a impacto de 6 J. Disponible en color Gris RAL 7011.

Este tipo de tubo se ha elegido en base a su menor coste económico frente a la canalización metálica y viendo que cumple con los requisitos técnicos de diseño.



**Tubo TFA** ( Ref. 10011021 )



Datos de las canalizaciones	
Longitud	32m
Sección	21mm <sup>2</sup>
Tipo de tubo	Tubo helicoidal Hecoflex plástico o equivalente

Características		Diagramas de carga	Montajes de instalación
ETIM	EC001177		Material PVC
Color	Gris RAL 7011		Cod. IEC.61386 2421
DN	DN21		Resistencia a compresión (N) 320 N
Ø d1 (mm)	23.6		Impacto (J) 6 J
Ø d2 (mm)	28.9		IP IP65
R (mm)	30		Temperatura de trabajo (°C) -5 / 60 °C
kg/u	0.165		Comportamiento fuego No propagador de la llama
u	25		

## 2.1.4 Estudio instalación de soportes

Se ha realizado un estudio utilizando el software libre online facilitado por K2 SYSTEMS, el cual está completo en el anexo correspondiente.

En él se ha especificado las condiciones y características de:

- Ubicación (elevación, tipo de tejado, método de fijación, tipo de cubierta, altura del edificio, inclinación etc)
- Cargas (presión debida a velocidad del viento, cargas de nieve...)
- Módulos (número de módulos, dimensiones, peso, potencia)

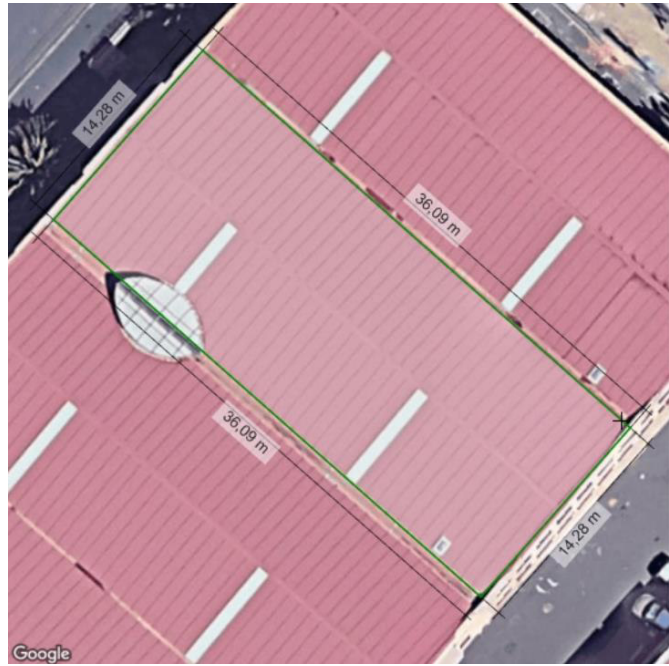
Con estos datos previos, se ha especificado el campo de instalación de los módulos y posteriormente el tipo de fijación a utilizar (K2 MultRail). El software ha calculado en base a estos datos las cargas producidas en los módulos y en el sistema de fijación, obteniendo como resultado el número de fijaciones a instalar y la posición de las mismas para considerar apto al sistema. Mediante estos cálculos se justifican los soportes empleados, los cuales aseguran la instalación en las condiciones meteorológicas adversas que puedan darse, estudiado para una vida útil de 25 años.

A continuación se adjunta una lista de imágenes con la configuración seleccionada para la generación del informe, con los siguientes datos de partida:

- Coordenadas geograficas: Latitud 28° 24' 49" N y Longitud 16° 18' 58" O
- Altura de cubierta: 8 metros
- Geometria de la cubierta:
  - Inclinacion de la cubierta: 16°
  - Tejado de dos aguas
  - Cubierta trapezoidal de aluminio
- Paneles fotovoltaicos:
  - 10 x ERA Solar ESPSC 400 M
  - Dimensiones: 1972x1002x40 mm
  - Peso: 22,5 kg
  - Instalación paralela a la cubierta

El resto de especificaciones de la instalación y de la ubicación se detallan en las siguientes imágenes:





**TEJADOS**

ALTURA DE EDIFICIO

INCLINACIÓN DEL TEJADO

DIRECCIÓN DE INCLINACIÓN DEL TEJADO

CUBIERTA

MÉTODO DE FIJACIÓN

**CARACTERÍSTICAS CUBIERTA**

DISTANCIA ENTRE CRESTAS

ANCHURA DE LA CRESTA

ALTURA DE CRESTA O ALTURA PANEL SANDWICH

MATERIAL DE LA LÁMINA

GROSOR DE LA LÁMINA

**CREAR CAMPO DE MÓDULOS**

Definido por el usuario

FABRICANTE

NOMBRE

LONGITUD

ANCHO

GROSOR

PESO

POTENCIA

**CREAR CAMPO DE MÓDULOS**

**CAMPOS DE MÓDULOS**

SISTEMA DE MONTAJE

DISTANCIA ENTRE MÓDULOS PARTE CORTA

COLOR

**INFORMACIÓN DE CAMPOS DE MÓDULOS**

10 Módulos  
4,000 kW<sub>p</sub>

MÉTODO DE INTRODUCCIÓN  
Zona

CATEGORÍA DE DAÑOS  
CC1

VIDA ÚTIL  
25 años

**CARGA DE VIENTO**  
ZONA DE CARGA DE VIENTO  
C

CATEGORÍA DE TERRENO  
III

PRESIÓN DE VELOCIDAD DE RÁFAGAS  
0,76 kN/m<sup>2</sup>

**CARGA DE NIEVE**  
ZONA DE CARGA DE NIEVE  
7

ENTORNO  
Terreno ordinario

Rejilla de nieve

CARGA DE NIEVE EN TEJADO  
0,00 kN/m<sup>2</sup>

Consequences classes  
Source: EN 1990:2002+A1:2005  
„Eurocode – Basis of structural design“  
B3 Reliability differentiation  
B3.1 Consequences classes  
(1) For the purpose of reliability differentiation, consequences classes (CC) may be established by considering the consequences of failure or malfunction of the structure as given in Table B1.  
**Table B1 - Definition of consequences classes**

Consequences Class	Description	Examples of buildings and civil engineering works
CC3	High consequence for loss of human life, or economic, social or environmental consequences very great	Grandstands, public buildings where consequences of failure are high (e.g. a concert hall)
CC2	Medium consequence for loss of human life, economic, social or environmental consequences considerable	Residential and office buildings, public buildings where consequences of failure are medium (e.g. an office building)
CC1	Low consequence for loss of human life, and economic, social or environmental consequences small or negligible	Agricultural buildings where people do not normally enter (e.g. storage buildings), greenhouses

(2) The criterion for classification of consequences is the importance, in terms of consequences of failure, of the structure or structural member concerned. See B3.3  
(3) Depending on the structural form and decisions made during design, particular members of the structure may be designated in the same, higher or lower consequences class than for the entire structure.  
NOTE At the present time the requirements for reliability are related to the structural members of the construction works.



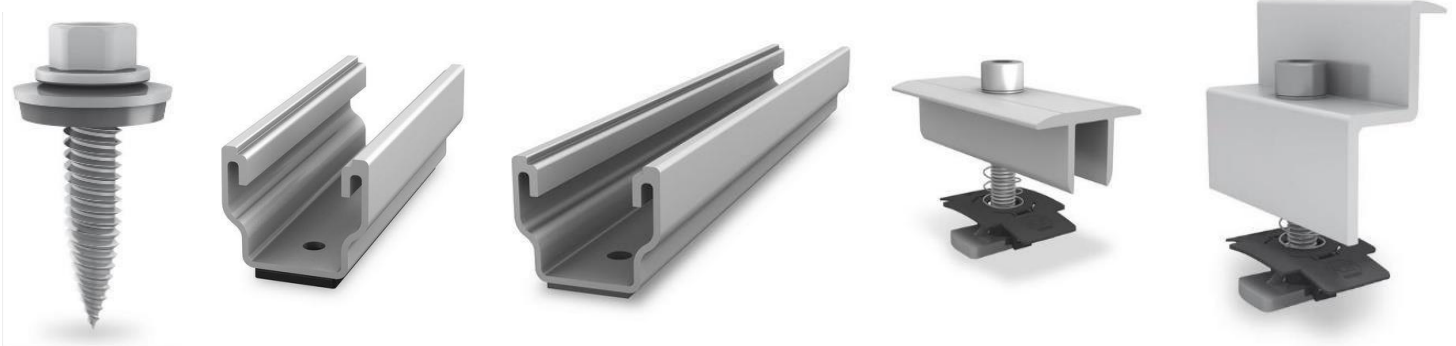
Una vez introducidos todos los datos requeridos los resultados del montaje de los soportes frente a las cargas son los siguientes:



Elementos a instalar en el sistema de soportes:

## LISTA DE ARTÍCULOS

Posición	Id. de artículo	Descripción del artículo	Cantidad	Peso
1	1005207	Thread-forming metal screw 6.0x25	80	0,5 kg
2	1005170	EndClamp Set 39-41	8	0,6 kg
3	1004908	MiddleClamp XS Set 39-44	16	1,1 kg
4	2001300	MultiRail 10	8	0,5 kg
5	2002793	MultiRail 25	16	2,4 kg
<b>Total</b>				<b>5,1 kg</b>



## 2.1.5 Protecciones

### 2.1.5.1 Protecciones circuito CC

Para proteger tanto los equipos como los circuitos de corriente continua correspondientes al string formado por los 10 paneles fotovoltaicos utilizaremos fusibles para cada conductor por separado y un descargador de sobretensiones.

Los fusibles protegerán frente a sobrecargas de intensidad que se puedan dar aguas abajo interrumpiendo la corriente para proteger la instalación.

La intensidad admisible del fusible debe ser inferior a la intensidad admisible del conductor (38A) y superior a la intensidad máxima que circulará por la línea en condiciones normales (12,95A), es por ello que se debe cumplir la ecuación:

$$I_z > I_n > I_b$$

Donde:

- $I_z$  = Intensidad admisible del conductor = 38A
- $I_n$  = Intensidad nominal de la protección = 15A
- $I_b$  = Intensidad nominal de la línea = 12,95A

La tensión admisible del fusible ha de ser superior a la tensión máxima que circulará por la línea de CC, en nuestro caso, con los 10 paneles en serie, la tensión máxima será de 500V.

REQUERIMIENTOS TÉCNICOS FUSIBLE
Intensidad nominal de la protección ( $I_n$ ) 15A > Intensidad nominal de la línea ( $I_b$ ) (12,95A)
Tensión admisible del fusible (1000V) > Tensión máxima de la línea (500V)

El fusible elegido cumpliendo con las condiciones anterior para asegurar el correcto funcionamiento de la protección es el MISOL solar fuse con características:

Intensidad máxima admisible	15A
Tension máxima admisible	1000V CC
Dimensiones	10x38mm

También cumple con las especificaciones del fusible en serie definido en las hojas de características del panel fotovoltaico:

Maximum Series Fuse

15A

Acorde a las características del fusible, hemos seleccionado el portafusibles del fabricante AutoSolar que se ajusta a las especificaciones de dimensiones y tensión máxima a soportar (1000V CC), además fabricado con material autoextinguible asegura que en el caso de que se accione el fusible lo haga en condiciones seguras.

Con la finalidad de proteger la instalación frente a rayos y problemas de conexionado que puedan provocar picos de tensión transitorios o aumentos de tensión permanentes, se instalará un descargador de sobretensiones.

REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DESCARGADOR SOBRETENSIONES
Poder de corte (40kA) > Intensidad de cortocircuito de la línea (3kA)
Tensión máxima de servicio (600V) > Tensión máxima de la línea (500V)

A continuación, procederemos a calcular si el poder de corte ( $I_{pc}$ ) es mayor a la intensidad de cortocircuito con la finalidad de justificar la elección del descargador de sobretensiones válido.

$$I_{pc} > I_{cc}$$

Donde la intensidad de cortocircuito se calcula como:

$$I_{cc} = 0,8 \cdot \frac{V}{R}$$

Esta ecuación se obtiene considerando la tensión en el inicio de la instalación como 0,8 veces la tensión de suministro y aplicando la relación con la resistencia de la propia línea, la cual se calcula según:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S}$$

Donde:

- ⇒  $\rho$  = resistividad del cobre ( $0,01786 \Omega \cdot \frac{mm^2}{m}$ )
- ⇒ L = Longitud del cable (m) = 2m
- ⇒ S = Sección del cable ( $mm^2$ ) =  $4mm^2$

#### PROTECCIONES TRAMO DE CC

PROTECCIONES TRAMO DE CC								
ELEMENTO	Iz (A)	Ib (A)	In	Ib>In>Iz	PC (kA)	Rmin	Icc (max)	PC>Icc max
FUSIBLE MISOL PV SOLAR 15A	38	12,95	15 A	✓	N/A	0,1339285 7	2974,72	N/A
DESCARGADOR SOBRETENSIONES DEHN DG YPV SCI 1000	38	12,95	12,5kA	N/A	40kA	0,1339285 7	2974,72	✓

### 2.1.5.2 Protecciones circuito AC

Partiendo este circuito desde la salida del inversor, donde tendremos la corriente alterna, debemos instalar las protecciones para proteger tanto contactos directos como indirectos sobretensiones y sobrecargas del circuito.

Para ello instalaremos un interruptor diferencial, un interruptor magnetotérmico, y un descargador de sobretensiones.

- Cálculo de la corriente de cortocircuito del tramo de AC

A continuación, procederemos a calcular si el poder de corte ( $I_{pc}$ ) es mayor a la intensidad de cortocircuito con la finalidad de justificar la elección de las protecciones.

$$I_{pc} > I_{cc}$$

Donde la intensidad de cortocircuito se calcula como:

$$I_{CC} = 0,8 \cdot \frac{V}{R}$$

Esta ecuación se obtiene considerando la tensión en el inicio de la instalación como 0,8 veces la tensión de suministro y aplicando la relación con la resistencia de la propia línea, la cual se calcula según:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S}$$

Donde:

- $\rho$  = resistividad del cobre ( $0,01786 \Omega \cdot \frac{mm^2}{m}$ )
- L = Longitud del cable (m) = 100m
- S = Sección del cable ( $mm^2$ ) =  $4mm^2$

- Interruptor diferencial

REQUERIMIENTOS TÉCNICOS INTERRUPTOR DIFERENCIAL
Poder de corte (10kA) > Intensidad de cortocircuito de la línea (716.8A)
Tensión nominal de empleo = 380-400V (Trifásica)
$I_n$ 30 mA
4 polos
PC (Poder de corte) > $I_{CC}$ (Intensidad de cortocircuito)

- Interruptor magnetotérmico

REQUERIMIENTOS TÉCNICOS INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO
Poder de corte (6kA) > Intensidad de cortocircuito de la línea (716.8A)
Tensión de servicio 400V
$I_n$ 10 A
4 polos
$I_b > I_n > I_z$
PC (Poder de corte) > $I_{CC}$ (Intensidad de cortocircuito)

- $I_z$  = Intensidad admisible del conductor = 30A
- $I_n$  = Intensidad nominal de la protección = 10A
- $I_b$  = Intensidad nominal de la línea = 6.8A



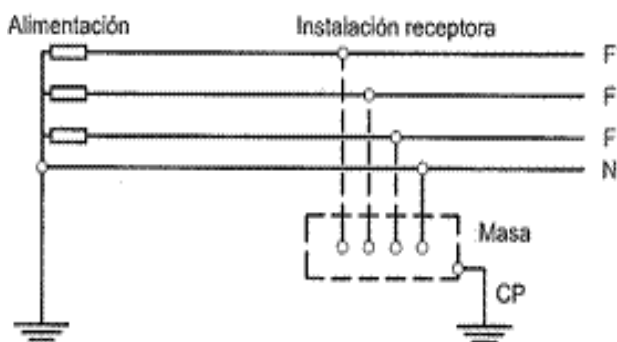
- Descargador de sobretensiones

REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DESCARGADOR SOBRETENSIONES TRANSITORIAS
Poder de corte (40kA) > Intensidad de cortocircuito de la linea (716.8A)
Tensión de servicio 400V
Tension de descarga para $U_T > 440 V$
PC (Poder de corte) > $I_{CC}$ (Intensidad de cortocircuito)

PROTECCIONES TRAMO DE AC								
ELEMENTO	$I_z$	$I_b$	$I_n$	$I_b > I_n > I_z$	PC (kA)	Rmin	$I_{cc}$ (max)	PC > $I_{ccmax}$
INTERRUPTOR DIFERENCIAL CHINT-NL1-25A-30mA	30	6,8	25	✓	1500A	0,44642857	716,8	✓
INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO CHINT-NB1-10A-B	30	6,8	10	✓	6kA	0,44642857	716,8	✓
DESCARGADOR SOBRETENSIONES CITEL DS440-230/G	30	6,8	20kA	NA	40kA	0,44642857	716,8	✓

### 2.1.6 Puesta a tierra

Siguiendo la ITC-BT-19 del REBT, la cual define el tipo de instalación existente como TT que dispone de un sistema de puesta a tierra independiente de la tierra del transformador, queda permitida la utilización del mismo sistema de puesta a tierra para la instalación generadora de autoconsumo interconectada a la red, uniendo para ello la tierra de cada uno de los circuitos al mismo punto del cuadro general de protecciones.



Sistema de conexionado TT

## 2.2 Estudio energético y de viabilidad de la instalación

Para poder dimensionar correctamente la instalación y justificar los cálculos, hemos realizado un estudio de la potencia generada por el sistema frente al consumo real de la nave industrial a lo largo de un año, estos datos han sido extraídos de la información proporcionada por la empresa distribuidora de energía eléctrica e-distribución a través de su página web para obtener el consumo por horas durante todo un año y para la energía generada se ha estimado a partir de la página web Photovoltaic Geographical Information System y las especificaciones de localización, inclinación y orientación de nuestra instalación así como las características de los módulos fotovoltaicos.

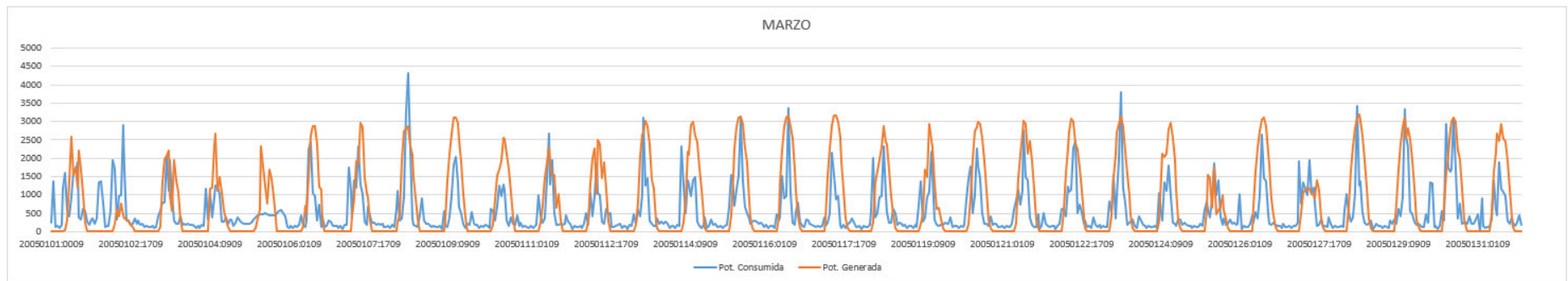
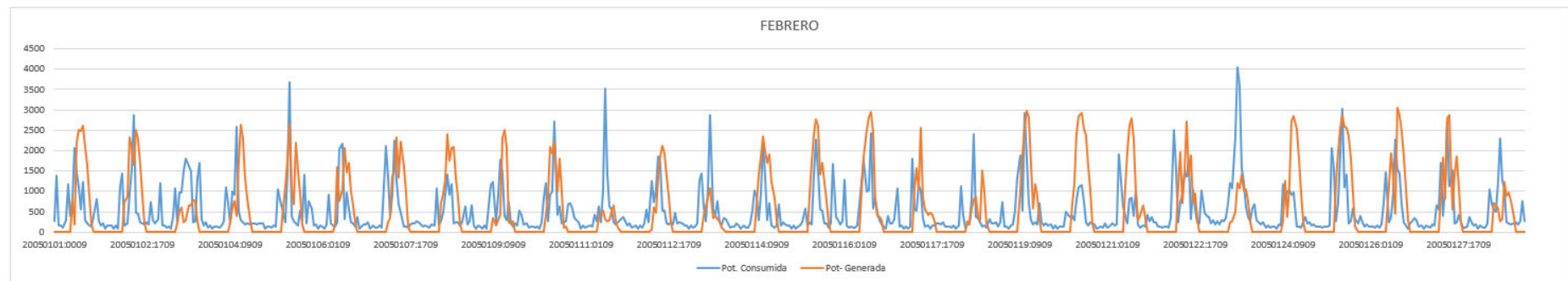
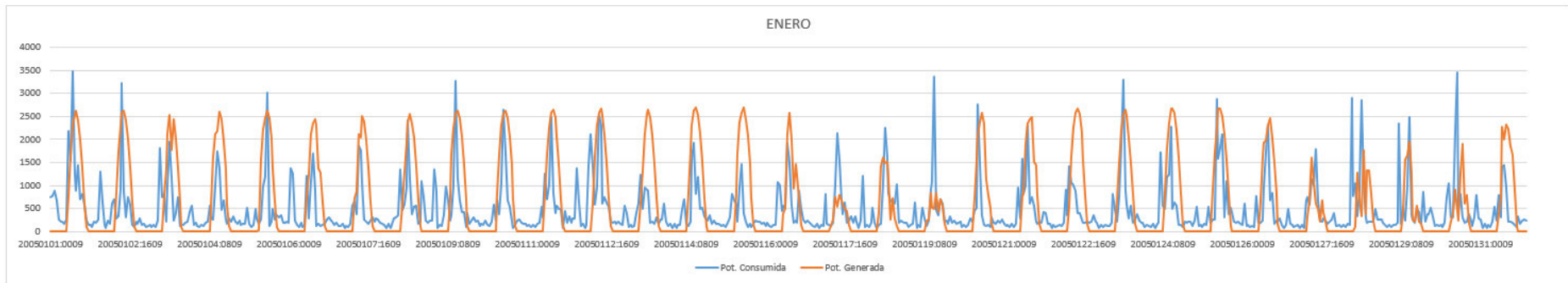
La estimación de la energía inyectada se ha realizado de acuerdo con la siguiente ecuación:

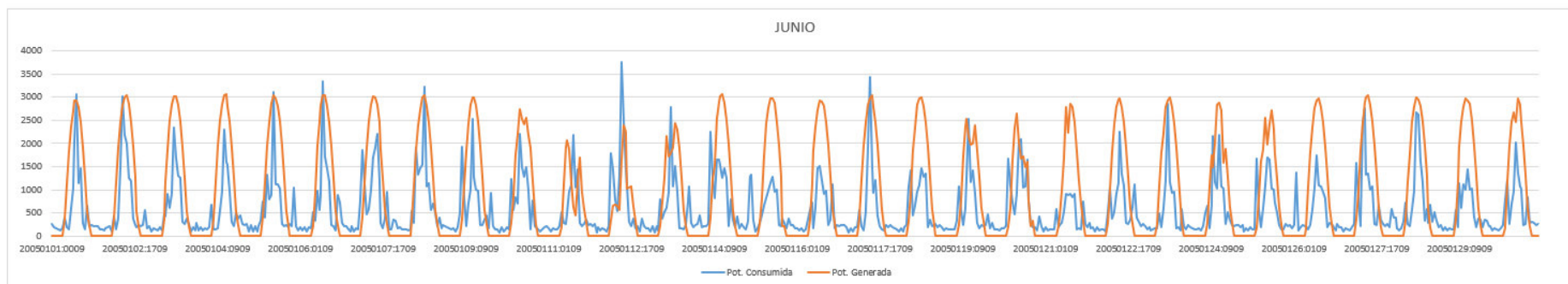
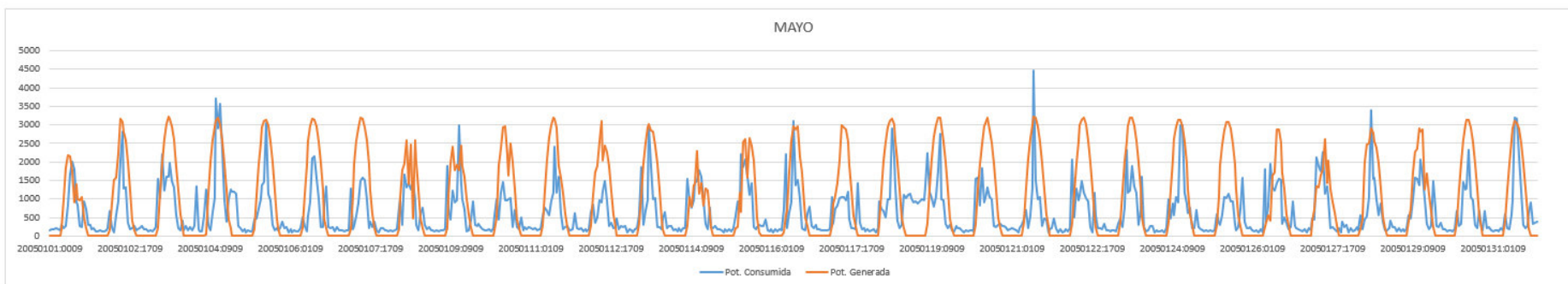
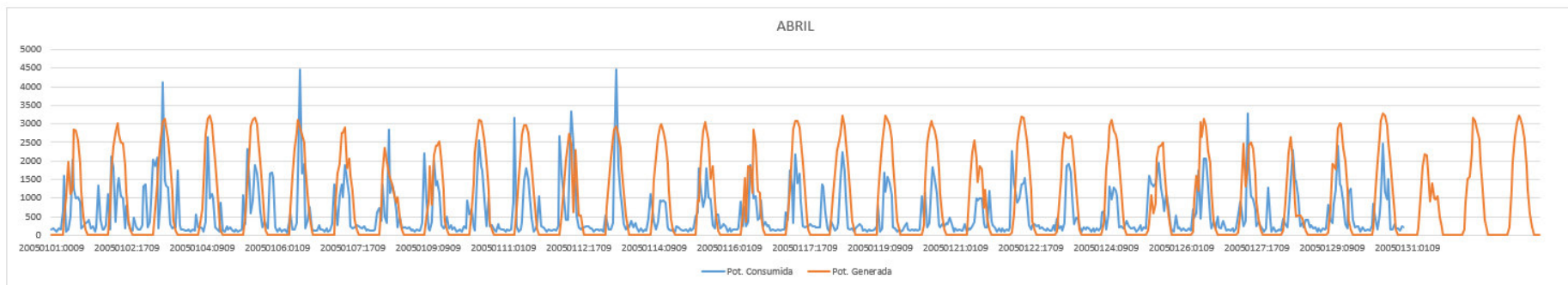
$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}}$$

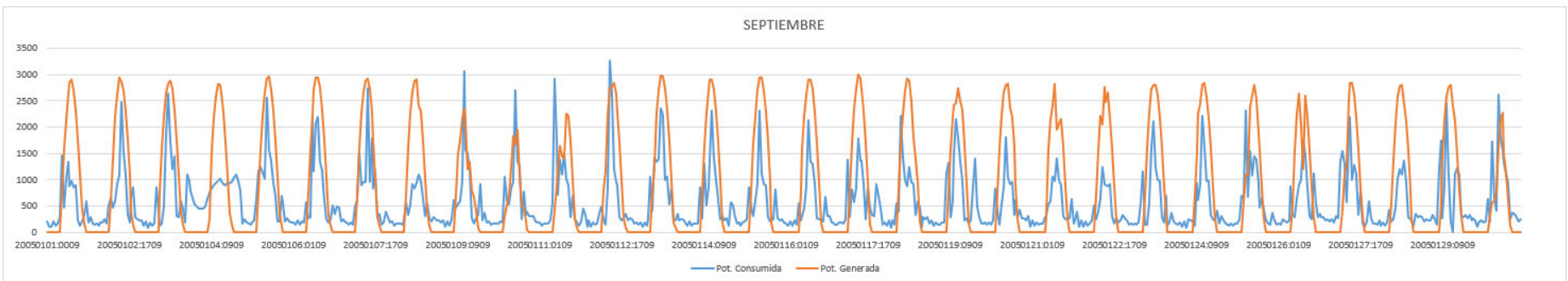
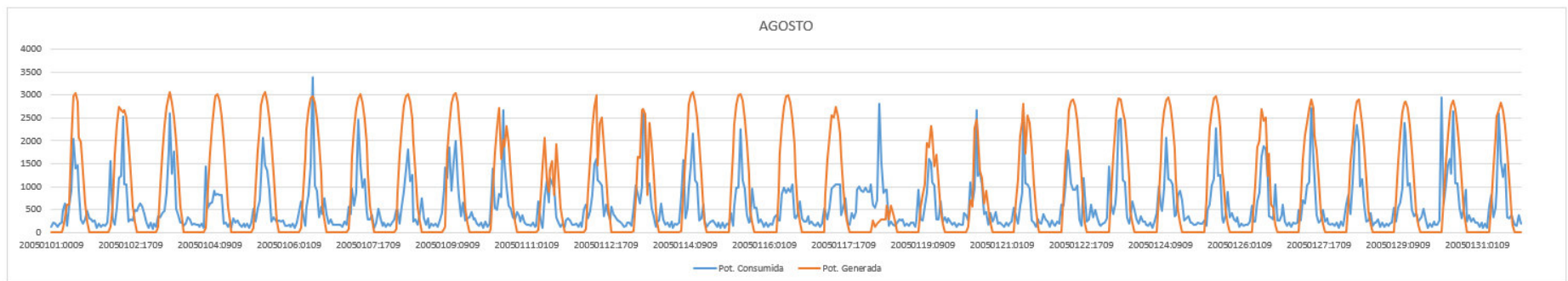
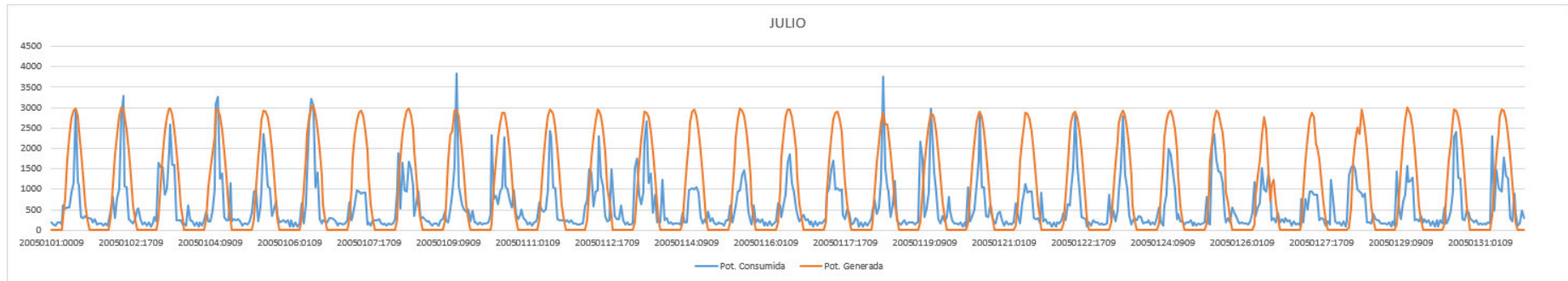
Donde:

- $G_{dm}$  es el valor medio de la irradiancia sobre los paneles fotovoltaicos con un  $\alpha$  de  $-48^\circ$  y una inclinación de  $16^\circ$
- $P_{mp}$  es la potencia pico del generador
- PR es el coeficiente de rendimiento de la instalación
- $G_{CEM}$  es la irradiancia máxima de  $1000 \text{ W/m}^2$

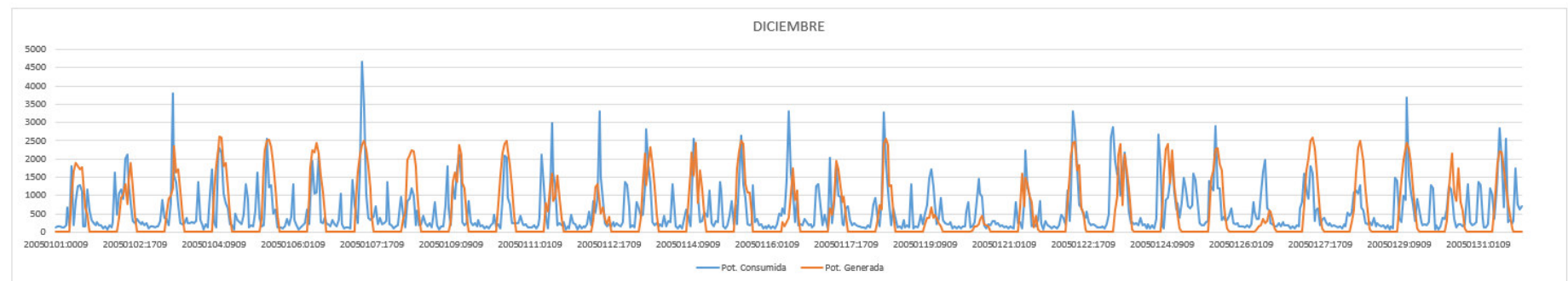
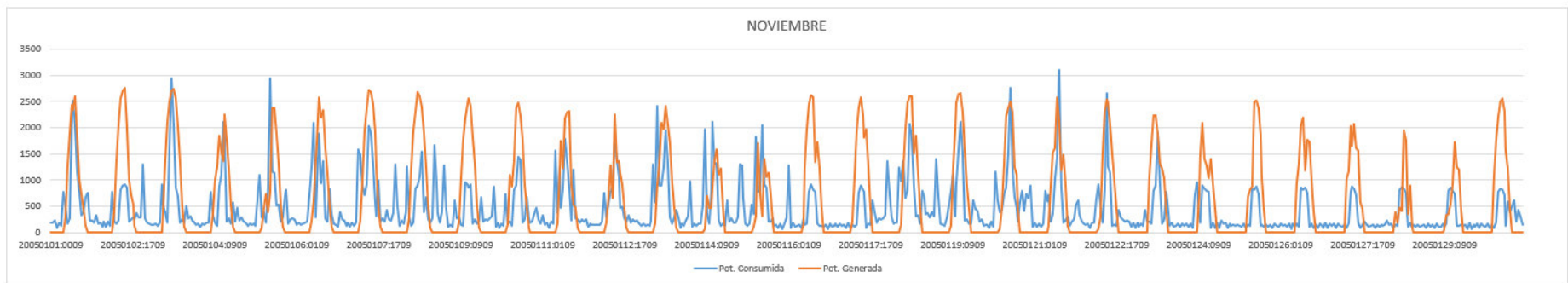
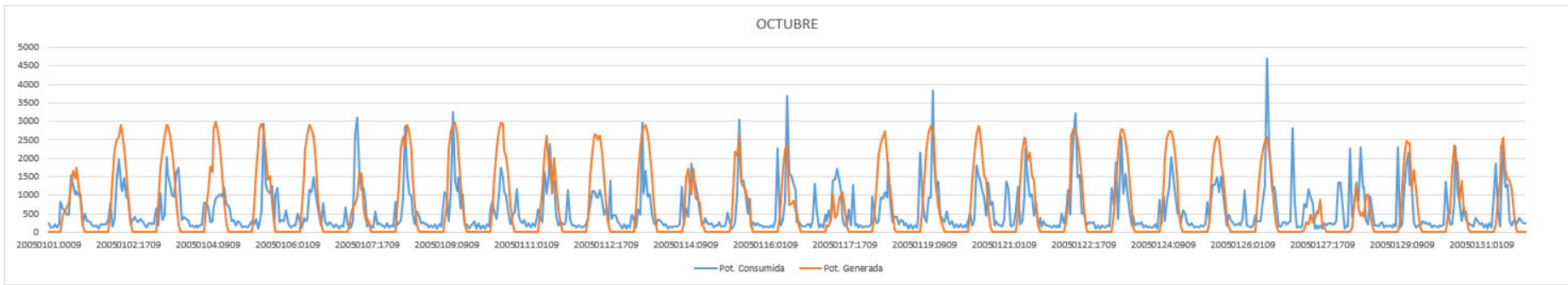
Mes	Gdm (W/m2)	PR	Promedio energía consumida (Wh/día)	Promedio energía producida (Wh)/día
Enero	169,6	0,881	485,2	577,9
Febrero	148,8	0,869	517,9	500,2
Marzo	224,8	0,848	539,7	731,9
Abril	266,3	0,831	570,8	848,0
Mayo	286,1	0,841	629,4	921,3
Junio	298,3	0,809	579,4	922,8
Julio	310,1	0,800	576,4	944,5
Agosto	269,8	0,819	562,7	841,6
Septiembre	260,6	0,807	580,7	802,9
Octubre	195,1	0,855	584,6	644,6
Noviembre	166,9	0,863	458,7	558,4
Diciembre	139,7	0,872	593,0	473,4



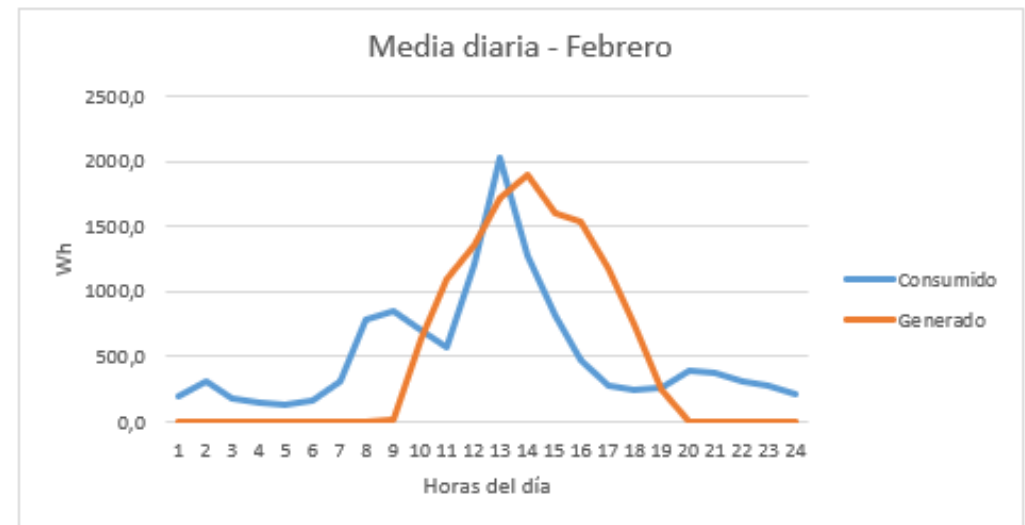
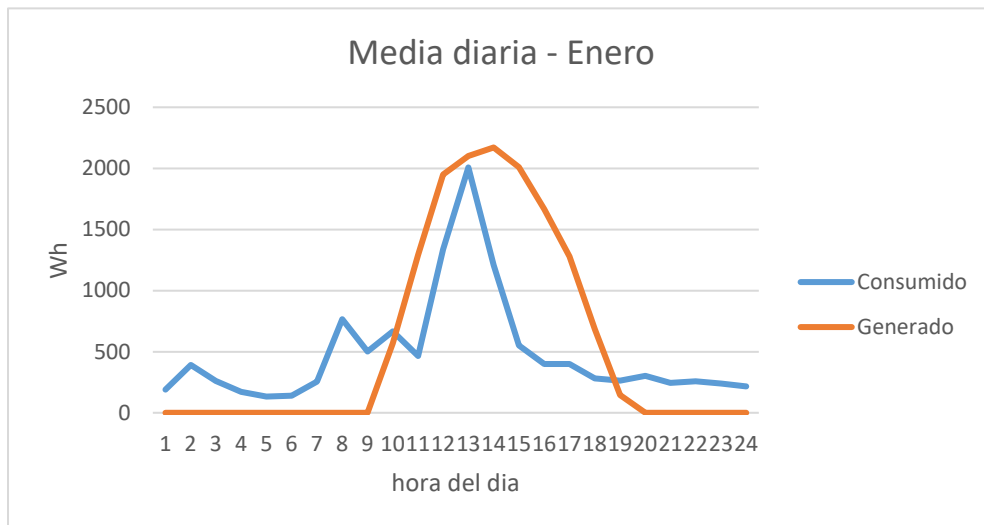


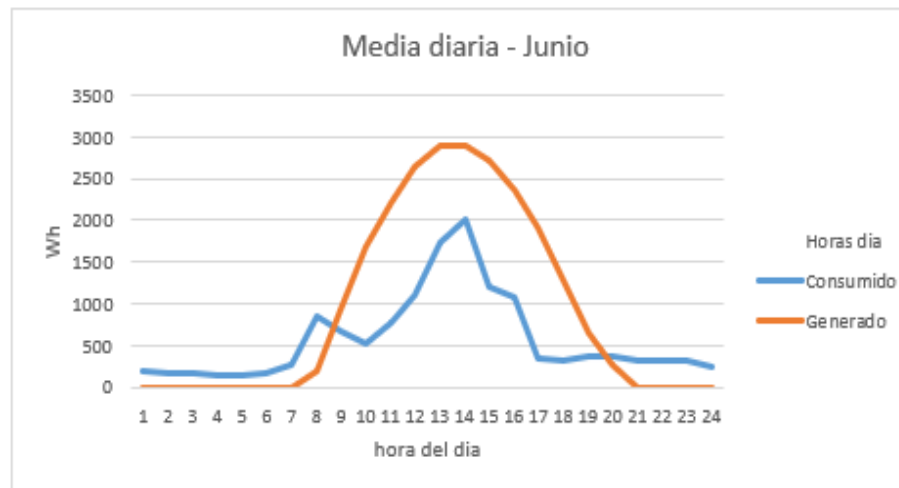
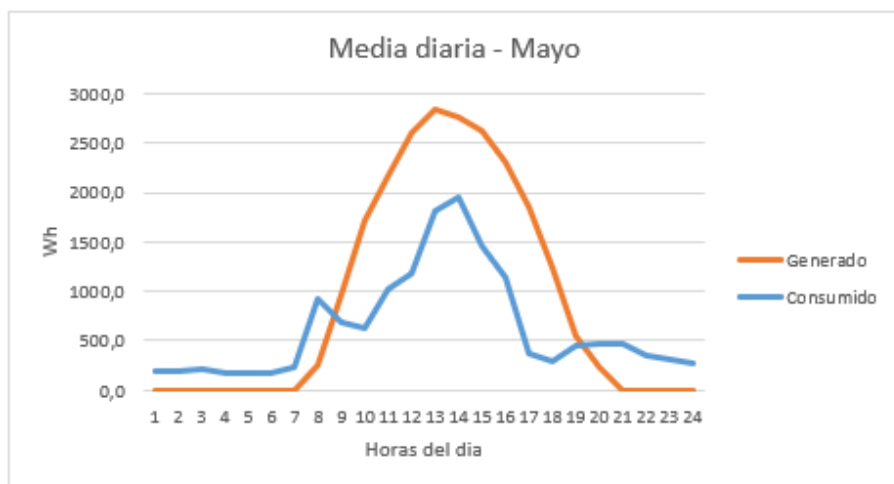
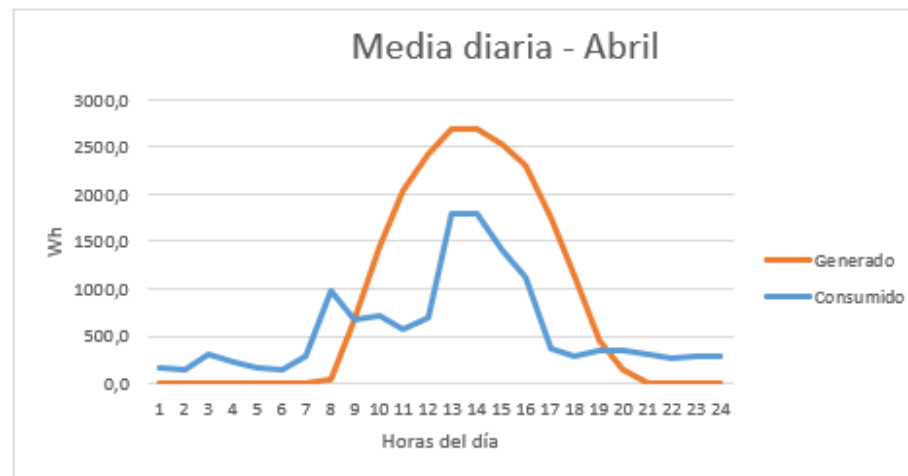
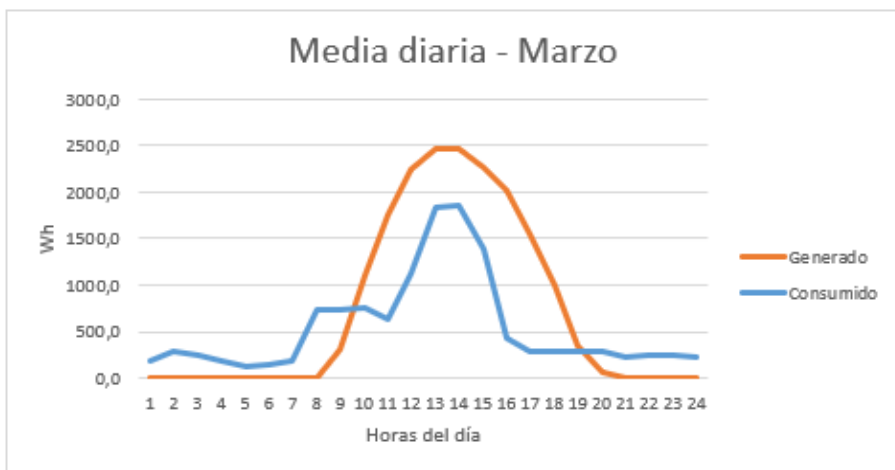


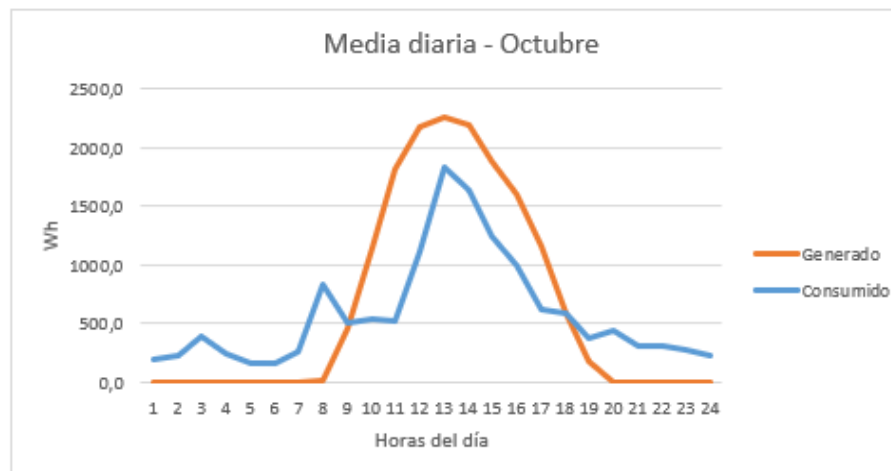
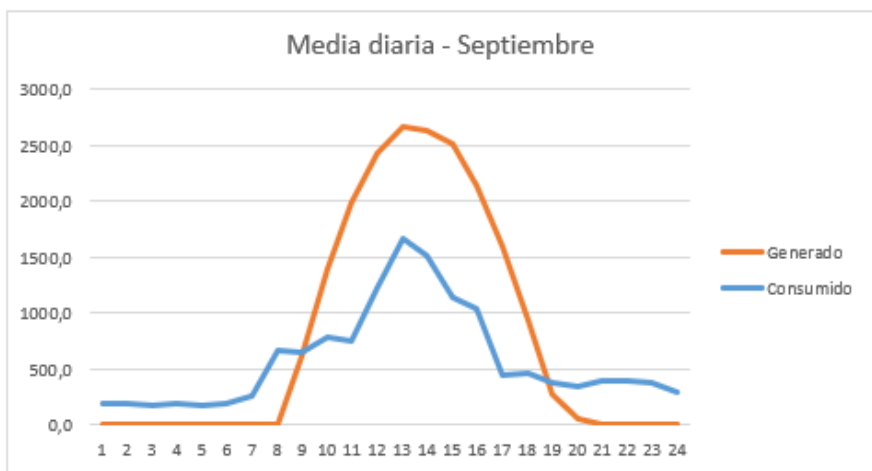
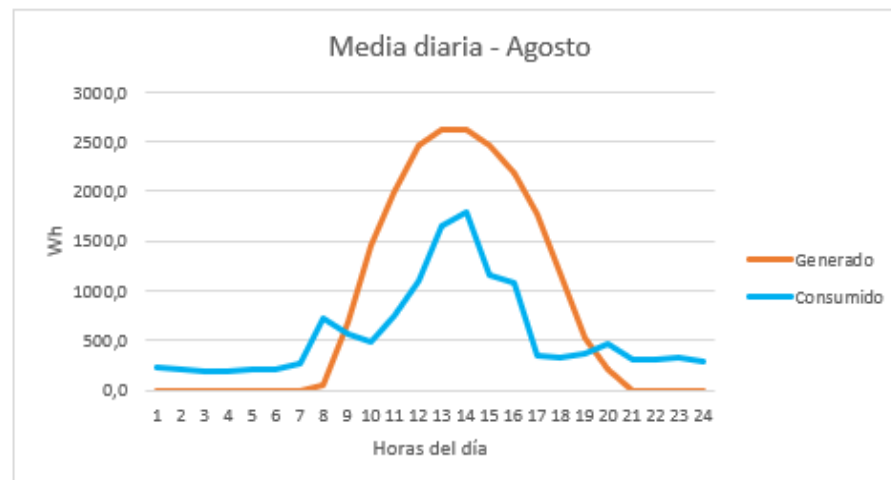
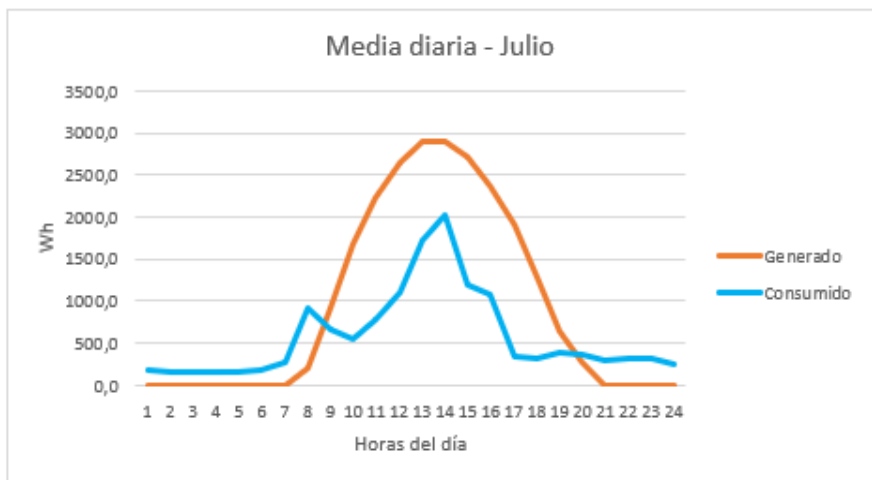


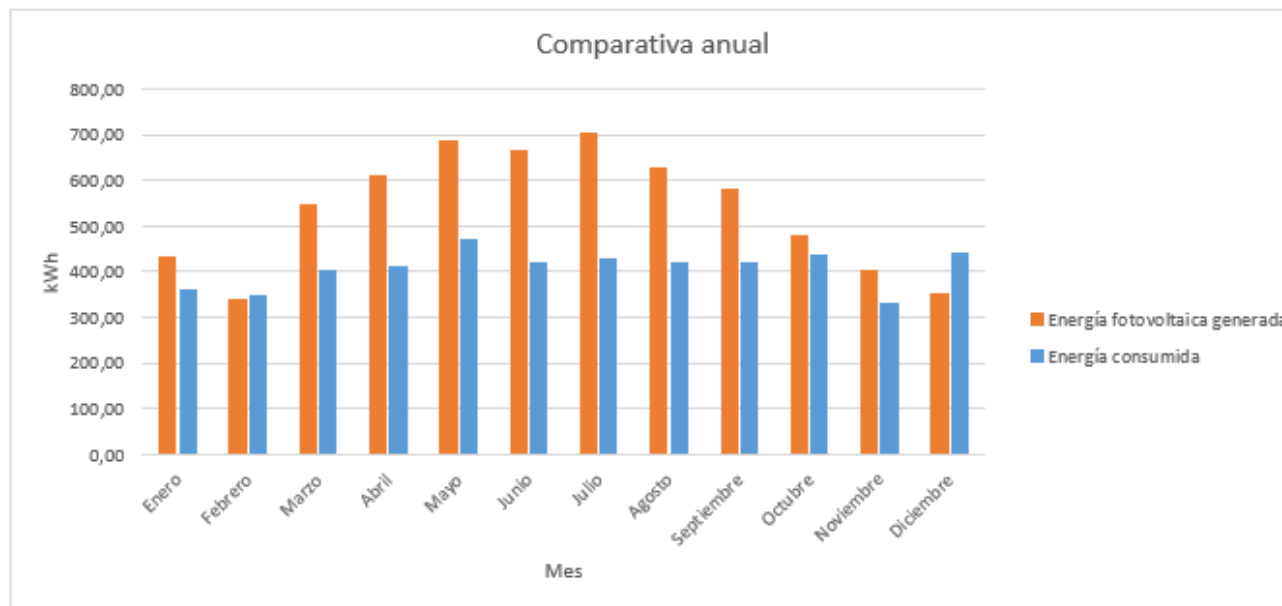
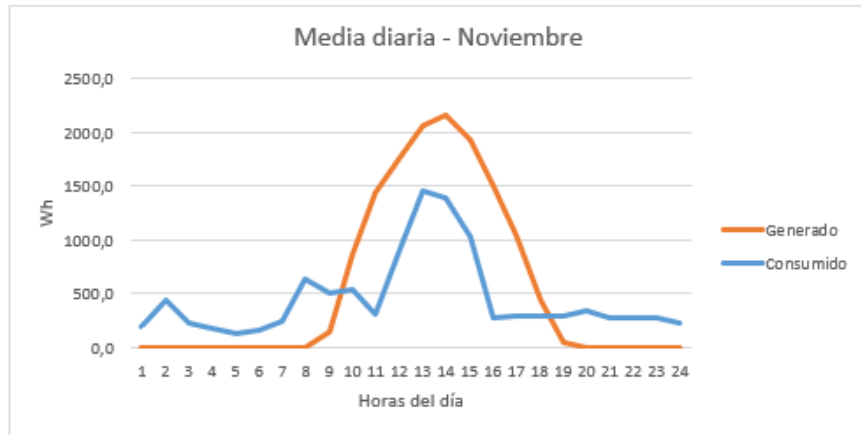


El último paso del estudio energético y para comprobar que no existe sobredimensionamiento y que la potencia elegida es la adecuada para el consumo existente se comparan a continuación la media del consumo y la producción de cada día durante los meses de enero y junio reflejando los periodos de mayor y menor radiación durante el año:









A continuación se ha realizado un estudio económico basándonos en los datos energéticos anteriores y se ha comparado el coste de la energía eléctrica consumida (exceptuando costes fijos e impuestos) por cada tramo horario durante el año de muestra con el ahorro que supondría la instalación del sistema de generación fotovoltaico, partiendo para ello de los datos obtenidos en la página web de Red Eléctrica de España (ESIOS) para el coste por kWh según el tramo horario del año de muestra y para el precio del kWh de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC), quedando reflejado el resultado en la siguiente tabla.

Mes del año	Energía consumida red sin placas fotovoltaicas (kWh)	Energía generada por placas fotovoltaico (kWh)	Energía generada con placas fotovoltaicas autoconsumida (kWh)	Energía consumida red con placas fotovoltaicas (kWh)	Energía exportada con placas fotovoltaicas (kWh)	Coste energía consumida red sin placas fotovoltaicas (€)	Coste energía consumida red con placas fotovoltaicas (€)	Ahorro directo con placas fotovoltaicas (€)	Importe energía exportada a red (€)	Ahorro total (€)
<b>Enero</b>	360,99	429,92	200,68	160,31	229,24	35,66	20,81	14,85	9,84	24,69
<b>Febrero</b>	348,01	336,16	161,89	186,13	174,28	31,28	22,58	8,70	6,10	14,80
<b>Marzo</b>	401,55	544,51	262,02	139,54	282,49	33,54	16,17	17,37	7,75	25,12
<b>Abril</b>	410,94	610,53	271,68	139,26	338,84	30,13	16,49	13,64	5,75	19,39
<b>Mayo</b>	468,30	685,47	333,69	134,61	351,78	24,08	15,25	8,83	6,79	15,62
<b>Junio</b>	417,14	664,42	308,66	108,48	355,76	23,34	11,90	11,44	10,38	21,82
<b>Julio</b>	428,82	702,71	318,92	109,91	383,80	23,47	12,37	11,10	13,48	24,58
<b>Agosto</b>	418,68	626,17	290,93	127,75	335,24	23,00	13,47	9,53	11,94	21,47
<b>Septiembre</b>	418,13	578,10	282,45	135,68	295,65	25,99	14,00	11,99	12,20	24,19
<b>Octubre</b>	434,95	479,62	262,90	172,05	216,72	28,03	18,94	9,09	7,58	16,67
<b>Noviembre</b>	330,27	402,05	183,29	146,97	218,76	25,50	15,62	9,88	8,89	18,77
<b>Diciembre</b>	441,19	352,24	213,19	228,00	139,05	27,94	21,86	6,08	6,07	12,15
<b>Total anual</b>	<b>4878,98</b>	<b>6411,91</b>	<b>3090,30</b>	<b>1788,68</b>	<b>3321,61</b>	<b>331,96</b>	<b>199,44</b>	<b>132,50</b>	<b>106,78</b>	<b>239,28</b>



Una vez obtenido los cálculos en cuanto al término de energía se añaden los costos reales (incluyendo término de potencia, costos fijos e impuestos) y la amortización de la instalación:

Concepto	Actual	Con placas fotovoltaicas
<b>Coste Anual Energía (€)</b>	357,46	199,44
<b>Coste Anual Excedentes (€)</b>	0,00	106,78
<b>Total Anual Energía (€)</b>	357,46	92,66
<b>Coste Anual Potencia (€)</b>	234,36	234,36
<b>Impuesto Electricidad (5,11269632 %)</b>	30,26	16,72
<b>Alquiler E. M. (€)</b>	17,66	17,66
<b>IGIC 3 % (€)</b>	15,34	9,81
<b>IGIC 7 % (€)</b>	1,21	1,21
<b>Total (€)</b>	656,29	372,42
<b>Ahorro anual (€)</b>		283,87
<b>Coste del proyecto (€)</b>		5042,69
<b>Amortización en 17 años y 6 meses</b>		

Por último se han estudiado las opciones que ofrecen las distintas administraciones para sufragar los gastos de la instalación, existiendo una reducción fiscal para las empresas que instalen energías renovables en el municipio provenientes del ayuntamiento del Rosario. Aplicando esta reducción sobre el Impuesto de Bienes e Inmuebles Urbanos (IBI) la amortización varía como se refleja en la siguiente tabla:

Impuesto de Bienes Inmuebles Urbanos 2020 (€)	902,53
Reducción fiscal por instalación energía renovable del 25% (€)	225,63
10 años de duración de la reducción fiscal (€)	2256,32
Coste del proyecto aplicando reducción fiscal a 10 años (€)	2786,37
Amortización incluyendo reducción fiscal	<b>9 años y 8 meses</b>

También se estudió la posibilidad de acceder a la subvención existente para energías renovables fotovoltaica, no reuniendo el proyecto los requisitos necesarios para ello ya que el proyecto no cumple con el importe mínimo subvencionable de 66.666,67 €.

## 2.3 Estudio básico de seguridad y salud

### ÍNDICE ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

2.3 Estudio básico de seguridad y salud.....	78
2.3.1 Objeto .....	79
2.3.2 Descripción de la obra.....	79
2.3.3 Normas de seguridad y salud aplicables al trabajo.....	80
2.3.4 Riesgos y medidas preventivas y de protección .....	81
2.3.5 Plan de seguridad y salud en el trabajo.....	84
2.3.6 Obligaciones del coordinador, contratista, subcontratista y trabajadores autónomos .....	85

### 2.3.1 Objeto

En este estudio, documento simplificado del estudio básico de seguridad y salud se establecerá una previsión de los procedimientos, equipos y medios auxiliares a utilizar en la obra, identificando los riesgos laborales y planteando las medidas necesarias a tomar para evitarlos o reducirlos, así como los servicios sanitarios a disponer en la obra. El estudio se ha redactado según lo estipulado por el artículo 5 del real decreto 1627/1997, en el cual se define que los proyectos que no cumplan ninguna de las siguientes características deberán disponer de estudio básico de seguridad y salud en lugar de estudio de seguridad y salud.

- Que el presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto sea igual o superior a 450.759,08€
- Que la duración estimada sea superior a 30 días laborales, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- Que el volumen de mano de obra estimada, entendiendo por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, sea superior a 500
- Que se trate de obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas

### 2.3.2 Descripción de la obra

La obra que nos ocupa consiste en una instalación generadora con paneles solares, dicha instalación contará con diversas actividades relacionadas a la propia línea de suministro eléctrico generada por nuestro sistema y a la instalación de los paneles solares.

Entre las actividades a realizar tenemos la colocación y montaje de canalizaciones, que llevarán desde el techo de la nave hasta la planta principal la línea de continua generada por los paneles solares.

También instalaremos accesorios, mecanismos de seguridad y maniobra, destinados a transformación, la distribución y consumo de energía eléctrica en corriente continua y alterna con voltajes que van hasta los 500V en el caso de continua y hasta los 380 (trifásica) en alterna.

Para los trabajos que requieran apertura y tapado de rozas se dispondrá de ayuda de albañilería, necesaria para dar entrada al cuadro principal (empotrado) de la nave, al cual inyectaremos la nueva línea de suministro eléctrico.

- Secuencia de procesos a realizar
  - Acopio de materiales
  - Replanteo de la instalación
  - Instalación de soportes en el techo de la nave industrial
  - Instalación de los paneles solares
  - Instalación del cuadro eléctrico con los mecanismos de protección de CC
  - Instalación del cuadro eléctrico con los mecanismos de protección de CA
  - Instalación del inversor
  - Colocación de tubos (canalizaciones)
  - Tendido del cableado correspondiente a la parte de continua y de alterna y posterior conexionado a red
  
- Medios utilizados
  - Herramientas manuales (taladro, cortadora de tubo, atornilladores, llaves...)
  - Plataforma elevadora de trabajo

### **2.3.3 Normas de seguridad y salud aplicables al trabajo**

- Real Decreto 1627/1997 por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

- Ley 31/ 1.995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 487/1.997 de 14 de abril, sobre Manipulación de cargas.
- Real Decreto 486/1.997 de 14 de abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1.997 de 14 de abril, sobre Señalización de seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 773/1.997 de 30 de mayo, sobre Utilización de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 1215/1.997 de 18 de julio, sobre Utilización de Equipos de Trabajo.

#### **2.3.4 Riesgos y medidas preventivas y de protección**

- Caída de altura
  - Medidas preventivas: Se repondrán las protecciones que se retiren provisionalmente una vez realizada la instalación de los paneles. En caso de utilización de sistema anticaídas, sólo podrán llevarse a cabo los trabajos con la presencia del recurso preventivo.
  - Protecciones colectivas: Redes de tipo S en huecos de fachada o escalera cuando el nivel de trabajo se sitúe por encima del peto o barandilla de protección.



- Protecciones individuales: En caso de realizarse trabajos en fachada, huecos de escalera u otras zonas con riesgo de caída de más de 2 metros, se utilizará arnés de seguridad con conector retráctil sujeto a línea de vida normalizada anclada al forjado superior o a un punto de amarre normalizado.
- Contacto eléctrico
- Medidas preventivas: Para evitar la conexión accidental a la red de la instalación eléctrica de la nave industrial, el último paso de la instalación que se llevará a cabo será el de llevar el cableado desde el cuadro de protecciones de AC correspondiente a nueva la línea generadora hasta el cuadro principal de la instalación, donde se conectará en paralelo con la acometida proveniente de la empresa suministradora.
  - Las pruebas de correcto funcionamiento de la instalación eléctrica serán anunciadas a todo el personal de la obra y de la actividad de la nave antes de ser iniciadas. Sólo personal con formación en instalaciones de electricidad manipulará o instalará paneles, cuadros o líneas eléctricas.
  - Revisión periódica del correcto funcionamiento de los sistemas de protección (fusibles, magnetotérmicos, diferenciales)
  - Correcto diseño de los circuitos de protección, secciones del cableado, etc (en cascada)
  - Protecciones individuales: Guantes para trabajos en tensión clase 0

- Trabajo en tejado
  - Medida preventiva: Atención a la altura, inclinación o posible carácter o estado resbaladizo. para evitar la caída de trabajadores herramientas o materiales.
  - Asimismo, cuando haya que trabajar sobre o cerca de superficies frágiles se deberán tomar las medidas preventivas adecuadas para evitar que los trabajadores las pisen inadvertidamente o caigan a través suyo.
- Caídas al mismo nivel
  - Medidas preventivas: Mantener orden y limpieza en las zonas de circulación y trabajo. Mantener iluminación suficiente de al menos 100 lux en las zonas de circulación y habilitar señalizaciones de desniveles u obstáculos
- Caídas a distinto nivel
  - Medida preventiva: Uso de una plataforma de trabajo reglamentada con un ancho mínimo de 60 cm, anclado y provisto de protección perimetral en caso de trabajar a más de 2 metros de altura.
- Radiación solar
  - Medidas preventivas: Uso de cremas protectoras con adecuada protección UV, evitar las exposiciones prolongadas al sol incluyendo si fuera necesario una programación de los días con previsiones de altas temperaturas, hidratación abundante.
  - Protecciones individuales: Uso de ropa de trabajo adecuada (transpirable, etc.)

- Inclemencias meteorológicas
  - Medidas preventivas: Suspender las actividades en determinadas circunstancias que lo requieran, prestando especial atención al viento y tormentas eléctricas.
  - Protección individual: Botas impermeables para trabajar con lluvia, mono de trabajo impermeable
  
- Sobreesfuerzos
  - Medidas preventivas: Establecer procedimientos de manipulación de cargas que no conlleven sobrecargas de más de 25kg por trabajador.
  - Protecciones individuales: Faja dorsolumbar para determinadas cargas, guantes para prevenir cortes transportando cargas
  
- Incendios
  - Medidas preventivas: Existencia de extintores de polvo polivalente ubicado en la nave, extintor de CO2 junto al cuadro eléctrico general.
  - Ubicación controlada de los productos inflamables.

### **2.3.5 Plan de seguridad y salud en el trabajo**

Según el artículo 7 del real decreto 1627/1997, en aplicación del estudio básico de seguridad y salud, cada contratista elaborará un plan de seguridad y salud en el trabajo en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en el estudio básico, en función de su propio sistema de ejecución de obra. En dicho plan se incluirán en su caso, las propuestas de medidas alternativas de prevención que el contratista proponga con la correspondiente justificación técnica,

que no podrán implicar disminución de los niveles de protección previstos en el estudio básico.

Estas propuestas alternativas pueden llevar la valoración económica correspondiente, siempre y cuando no disminuyan el importe total.

El plan de seguridad y salud deberá ser aprobado, antes del inicio de la obra, por el coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra.

### **2.3.6 Obligaciones del coordinador, contratista, subcontratista y trabajadores autónomos**

Obligación del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra:

- a) Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y de seguridad.
  - 1º Al tomar las decisiones técnicas y de organización con el fin de planificar los distintos trabajos o fases de trabajo que vayan a desarrollarse simultánea o sucesivamente.
  - 2º Al estimar la duración requerida para la ejecución de estos distintos trabajos o fases de trabajo.
  
- b) Coordinar las actividades de la obra para garantizar que los contratistas y, en su caso, los subcontratistas y los trabajadores autónomos apliquen de manera coherente y responsable los principios de la acción preventiva que se recogen en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra y, en particular, en las tareas o actividades a que se refiere en el artículo 10 del Real Decreto 1627/1997.
  
- c) Aprobar el plan de seguridad y salud elaborado por el contratista, y en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.

- d) Organizar la coordinación de las actividades empresariales previstas en el artículo 24 de la Ley de Prevención y Riesgos Laborales
- e) Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo
- f) Adoptar las medidas necesarias para que sólo las personas autorizadas puedan acceder a la obra. La dirección facultativa asumirá esta función cuando no fuera necesaria la designación del coordinador.

Obligación de los contratistas y subcontratistas:

a) Aplicar los principios de la acción preventiva que se recogen en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, en particular al desarrollar las tareas o actividades indicadas en el artículo 10 del presente Real Decreto.

b) Cumplir y hacer cumplir a su personal lo establecido en el plan de seguridad y salud al que se refiere el artículo 7.

c) Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales teniendo en cuenta en su caso las obligaciones sobre coordinación de actividades empresariales previstas en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, así como cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el anexo IV del Real Decreto 1627/1997 durante la ejecución de la obra.

d) Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y salud en la obra.

e) Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y de salud durante la ejecución de la obra o, en su caso, de la dirección facultativa.

Los trabajadores autónomos por su parte también estarán obligados a cumplir lo establecido en el plan de seguridad y salud, así como aplicar los principios de la acción preventiva que recoge el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.

## **2.4 Documentación técnica**

### **ANEXO FICHAS TÉCNICAS**

#### Documentación de materiales y componentes

2.4 Documentación técnica .....	87
2.4.1 Módulo fotovoltaico .....	88
2.4.2 Inversor .....	90
2.4.3 Protección sobretensiones CC .....	92
2.4.4 Protección sobretensiones AC .....	93
2.4.5 Interruptor diferencial AC .....	94
2.4.6 Interruptor magnetotérmico AC .....	96
2.4.7 Cableado CC .....	100
2.4.8 Cableado AC.....	101
2.4.9 Cableado protección tierra CC .....	106
2.4.10 Soportes k2System .....	108



### 2.4.1 Módulo fotovoltaico



**ERA**  
SOLAR

**ESPSC**  
Monocrystalline Solar Module

**KEY FEATURES**

- 5 Busbar Solar Cell:** 5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules . offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- High Power Output:** Higher module output up to 400W with Passivated Emmitter Rear Contact (PERC) technology.
- Low-light Performance:** Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- Reliable Warranty:** 10 years' product warranty. Power warranty of 90% up to 10 years and 80% up to 25 years.

158.75x158.75

<b>+</b>	WATTS POSITIVE TOLERANCE	<b>10</b>	YEARS PRODUCT WARRANTY	<b>10</b>	YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 90%	<b>25</b>	YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 80%
----------	--------------------------	-----------	------------------------	-----------	---------------------------------	-----------	---------------------------------

/07/  Zhejiang ERA Solar Technology Co., Ltd.  
www.erasolar.com.cn

ERA SOLAR  
We're solar



## 2.4.2 Inversor

### Smart Energy Center



**Mayores ingresos**  
Eficiencia máxima del 98,6 %



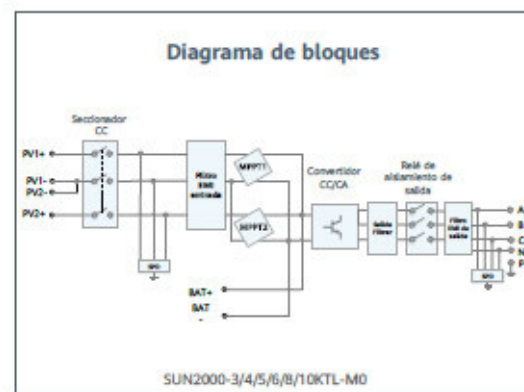
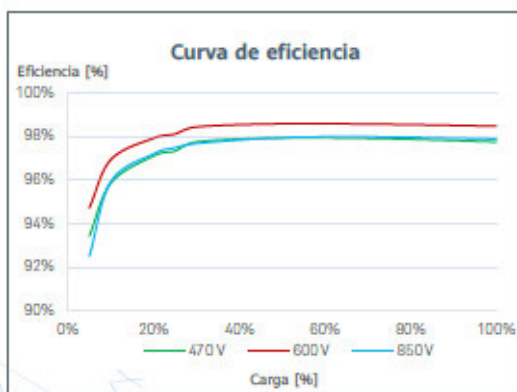
**Fácil y sencillo**  
17 kg



**Preparado para batería**  
Interfaz integrada de almacenamiento



**Seguro y fiable**  
Protección de falla de arco





**SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0  
Especificaciones técnicas**

Especificaciones técnicas	SUN2000 -3KTL-M0	SUN2000 -4KTL-M0	SUN2000 -5KTL-M0	SUN2000 -6KTL-M0	SUN2000 -8KTL-M0	SUN2000 -10KTL-M0
---------------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	----------------------

**Eficiencia**

Eficiencia Máxima	98.2%	98.3%	98.4%	98.6%	98.6%	98.6%
Eficiencia europea	96.7%	97.1%	97.5%	97.7%	98.0%	98.1%

**Input**

Entrada DC máxima recomendada	6,000 Wp	8,000 Wp	10,000 Wp	12,000 Wp	14,880 Wp	14,880 Wp
Máx. tensión de entrada <sup>1</sup>	1,100 V					
Rango de tensión de operación de MPPT <sup>2</sup>	140 V – 980 V					
Tensión de entrada mínima	200 V					
Rango de tensión de potencia máxima de MPPT	140 V – 850 V	190 V – 850 V	240 V – 850 V	285 V – 850 V	380 V – 850 V	470 V – 850 V
Tensión nominal de entrada	600 V					
Máx. intensidad por MPPT	11 A					
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	15 A					
Cantidad de rastreadores MPP	2					
Máx. número de entradas por MPPT	1					

**Salida**

Conexión a red eléctrica	Tres fases					
Potencia nominal activa de CA	3,000 W	4,000 W	5,000 W	6,000 W	8,000 W	10,000 W
Máx. potencia aparente de CA	3,300 VA	4,400 VA	5,500 VA	6,600 VA	8,800 VA	11,000 VA <sup>3</sup>
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W / N+PE					
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz					
Máx. intensidad de salida	5.1 A	6.8 A	8.5 A	10.1 A	13.5 A	16.9 A
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo					
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %					

**Características y protecciones**

Dispositivo de desconexión del lado de entrada	SI
Protección anti-isla	SI
Protección contra polaridad Inversa CC	SI
Monitorización de aislamiento	SI
Protección contra descargas atmosféricas CC <sup>4</sup>	SI
Protección contra descargas atmosféricas CA <sup>4</sup>	SI
Monitorización de la corriente residual	SI
Protección contra sobreintensidad de CA	SI
Protección contra cortocircuito de CA	SI
Protección contra sobretensión de CA	SI
Protección ante arco eléctrico	SI
Control de receptor ripple	SI
DC MBUS al optimizador	No

**Datos generales**

Rango de temperatura de operación	-25 – + 60 °C (Derating por encima de 45 °C @ Potencia nominal de salida)
Humedad de operación relativa	0 %RH ~ 100 %RH
Altitud de operación	0 - 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 3,000 m)
Ventilación	Convección natural
Pantalla	Indicadores LED; Aplicación WLAN + FusionSolar integrada
Comunicación	RS485; WLAN vía Smart Dongle-WLAN/WLAN-FE; Ethernet vía Smart Dongle-WLAN-FE; 4G / 3G / 2G vía Smart Dongle-4G
Peso (Incluida ménsula de montaje)	17 kg
Dimensiones (Incluida ménsula de montaje)	525 x 470 x 166 mm
Grado de protección	IP65
Consumo de noche la durante energía	< 5.5 W

**Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)**

Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2, IEC 62116
Estándares de conexión a red eléctrica	G98, G99, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, NRS 097-2-1, IEC61727, IEC62116, DEWA 2.0

<sup>1</sup> El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

<sup>2</sup> Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

<sup>3</sup> C10 / 11: 10,000 VA

<sup>4</sup> Clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11

## 2.4.3 Protección sobretensiones CC

### Datos técnicos: DEHNguard YPV SCI ... – compact

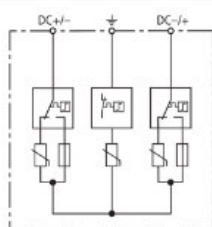


#### DG YPV SCI 1000 (950 530)

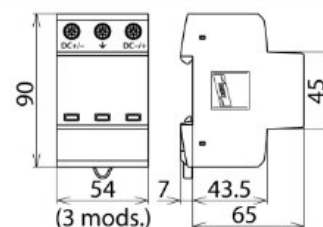
- Unidad completa precableada para utilización en sistemas fotovoltaicos
- Dispositivo combinado de desconexión y cortocircuito con aislamiento eléctrico seguro (tecnología SCI patentada)
- Circuito Y probado y resistente a fallos



Fotografía no vinculante



Esquema del DG YPV SCI 1000




Dimensiones del DG YPV SCI 1000

Descargador contra sobretensiones multipolar, con dispositivo de conmutación DC de 3 etapas para uso en sistemas fotovoltaicos.

Tipo	DG YPV SCI 1000
art. no.	950 530
DPS según EN 50539-11	Tipo 2
Coordinación energética al equipo final ( $\leq 10$ m)	Tipo 2 + Tipo 3
Máx. tensión PV ( $U_{CPV}$ )	1000 V
Resistencia de cortocircuito ( $I_{SCPV}$ )	1000 A
Corriente total de descarga (8/20 $\mu$ s) ( $I_{total}$ )	40 kA
Corriente nominal de descarga (8/20 $\mu$ s) [(DC+/DC-) $\rightarrow$ PE] ( $I_n$ )	12.5 kA
Corriente máx. de descarga (8/20 $\mu$ s) [(DC+/DC-) $\rightarrow$ PE] ( $I_{max}$ )	25 kA
Nivel de protección ( $U_p$ )	$\leq 4$ kV
Nivel de protección con 5 kA ( $U_p$ )	$\leq 3.5$ kV
Tiempo de respuesta ( $t_d$ )	$\leq 25$ ns
Margen de temperatura de servicio ( $T_U$ )	-40 °C ... +80 °C
Estado operativo / defectuoso	verde / rojo
Número de puertos	1
Sección de conexión (mín.)	1.5 mm <sup>2</sup> rígido / flexible
Sección de conexión (máx.)	35 mm <sup>2</sup> rígido / 25 mm <sup>2</sup> flexible
Montaje sobre	carril DIN 35 mm según EN 60715
Material de la carcasa	termoplástico, rojo, UL 94 V-0
Lugar de instalación	interior
Clase de protección	IP 20
Capacidad	3 módulo(s), DIN 43880
Certificados	KEMA, UL
Peso	300 g
Número aduanero (Nomenclatura Combinada EU)	85363030
GTIN	4013364152960
UPE	1 unidad(es)

Queda reservado el derecho a introducir modificaciones, en cuanto a la redacción, contenidos técnicos e información relativa a medidas, pesos y materiales en función de los avances de la técnica. Las fotografías no son vinculantes.

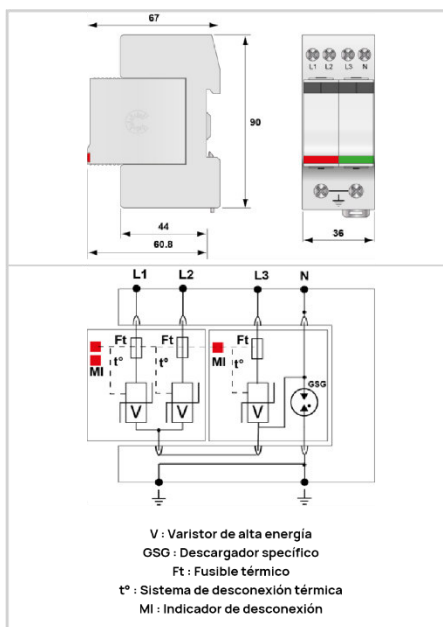
## 2.4.4 Protección sobretensiones AC

 **Protección Trifásica+N 230/400 V - Tipo 2 compacta enchufable**  
**CITEL DS440-230/G**



- ↳ Protección compacta trifásica
- ↳ In : 20 kA
- ↳ Imax : 40 kA
- ↳ Protección modo común y diferencial
- ↳ Módulo enchufable
- ↳ Teleseñalización en opción
- ↳ Conforme a la NF EN 61643-11, IEC 61643-11, UL1449 ed.4

BAJA TENSIÓN



Características eléctricas	
Tipo de protección (después de la prueba IEC)	2
Red	230/400 V Trifásica
Régimen de neutro	TT-TN
Tensión AC máx. de funcionamiento	Uc 255 Vac
Sobretensión temporal (TOV) 5 sec. (Sin desconexión)	UT 335 Vac soportado
Sobretensión temporal (TOV) 120 mn (Sin desconexión o con desconexión de seguridad)	UT 440 Vac desconexión
Sobretensión temporal N/PE (TOV Alta Tensión) (Sin desconexión o con desconexión de seguridad)	UT 1200 V/300A/200 ms soportado
Corriente residual (Corriente fuga a la Tierra)	Ipe Ninguna
Corriente serie	If Ninguna
Corriente de descarga nominal (15 impulsos 8/20µs)	In 20 kA
Corriente de descarga máxima (Capacidad máx. En onda 8/20µs por polo)	Imax 40 kA
Corriente de descarga máxima total (Capacidad máx. total en onda 8/20µs)	Imax Total 40 kA
Modo(s) de conexión	L/N y N/PE
Modo(s) de protección	Modo común/diferenciado
Tensión residual a 5 kA (@ 5 kA (8/20µs))	Up-5kA 1.5/0.9 kV
Nivel de protección L/N (@ In (8/20µs))	Up L/N 1.25 kV
Corriente de corto-circuito admisible	Iscrc 10 000 A
Características mecánicas	
Tecnología	MOV
Configuración protección	Trifásica+Neutro
Conexión a la red	por terminales de tornillos : 1.5-10mm <sup>2</sup> (L/N) o 2.5-25mm <sup>2</sup> (PE)
Formato	Caja modular desenchufable
Montaje	Carril DIN simétrico 35 mm (EN 60715)
Material plástico	Termoplástico UL94 V-0
Temperatura de operación	Tu -40/+85°C
Clase de protección	IP20
Modo de fallo	Desconexión
Indicador de desconexión	3 indicadores mecánicos
Módulo(s) enchufable	DSM440-230/G y DSM440-230/GPE
Teleseñalización	opción DS440S-230/G : por contacto seco
Dimensiones	Ver esquema
Peso	0.214 kg
Desconectores	
Desconectores térmicos	Interno
Disyuntor diferencial de la instalación	Tipo 'S' o ryardado
Fusibles	50 A mini. - 125 A max. - Fusibles tipo gG
Normas	
Conformidad con las normas	IEC 61643-11 / EN 61643-11 / UL1449 ed.4
Certificación	EAC
Código	



## 2.4.5 Interruptor diferencial AC

Interruptores diferenciales | Aparatación modular para carril DIN (P-030)



### Sensibilidad de disparo

10mA - protección frente a fugas en instrumentos de precisión y para uso en baños.  
30mA - protección adicional contra contactos directos.  
300mA/500mA - protección contra contactos indirectos, así como contra el riesgo de incendio.

### Tiempo de disparo

**instantáneo**

Garantiza un disparo instantáneo (sin retardos).

**A**

## NL1 Interruptor diferencial

### 1. General

#### 1.1 Función

Controlar los circuitos eléctricos.  
Proteger a las personas frente a los contactos indirectos y ofrecer protección adicional frente a contactos directos.  
Proteger las instalaciones contra el riesgo de incendio por fallos de aislamiento.

Los disyuntores de corriente residual se emplean en viviendas, así como en el sector terciario y la industria.


#### 1.2 Selección

**Forma de onda detectable**

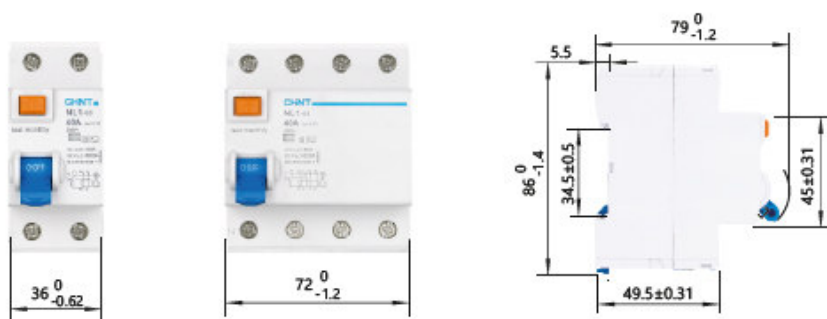
**Clase AC**

El disparo está garantizado en corrientes residuales AC sinusoidales de crecimiento lento.

## 2. Datos técnicos

	Estándar	IEC/EN 61008-1	
Características eléctricas	Tipo (forma de onda de derivación a tierra detectada)	AC	
	Corriente nominal $I_n$	A	25, 40, 63, 80, 100
	Polos		2P, 4P
	Tensión nominal $U_e$	V	230/400~240/415
	Sensibilidad nominal $I_{\Delta n}$	A	0.01 para 2p 25A, 0.03, 0.1, 0.3, 0.5
	Tensión de aislamiento $U_i$	V	500
	Poder nominal residual de conexión y corte $I_{\Delta m}$	A	500 ( $I_n=25A/40A$ ), 800( $I_n=80A/100A$ ) 630 ( $I_n=63A$ )
	Corriente de cortocircuito $I_{nc}=I_{\Delta c}$	A	6000/10000
	Fusible SCPD (dispositivo de protección contra cortocircuitos)	A	 10000
	Tiempo de corte inferior $I_{\Delta n}$	s	≤0.1 (Tipo normal)
	Frecuencia nominal	Hz	50/60
	Tensión nominal soportada al impulso (1.2/50) $U_{imp}$	V	6000
	Tensión de prueba dieléctrica a la frec. ind. durante 1 minuto	kV	2
Grado de contaminación		2	
Características mecánicas	Vida eléctrica		2000
	Vida mecánica		2000
	Indicador de corriente de pérdida		Sí
	Grado de protección		IP20
	Temperatura ambiente (con una media diaria ≤35°C)	°C	-5...+40
	Temperatura de almacenamiento	°C	-25...+70
Instalación	Tipos de terminales de conexión		Cable, Horquilla o Pin
	Tamaño de terminal de arriba a abajo para cable	mm <sup>2</sup>	25/35
		AWG	18-3/18-2
	Tamaño de terminal de arriba a abajo para peine de conexión	mm <sup>2</sup>	10/16
		AWG	18-8/18-5
	Par de apriete	N-m	2.5
		lbf-in.	22
Montaje		En riel DIN EN 60715 (35mm) a través de un dispositivo de enganche rápido	
Conexión		Entrada superior e inferior indistintamente	

## 3. Dimensiones generales y de montaje (mm)



## 2.4.6 Interruptor magnetotérmico AC

Interruptor automático (MCB) | Aparamenta modular para carril DIN (P-002)



### Interruptor automático NB1-63 / NB1-63H

#### 1. General

##### 1.1 Función

Protege los circuitos contra corrientes de cortocircuito, contra corrientes de sobrecarga, interruptor, aislamiento. Los interruptores NB1 se emplean en instalaciones domésticas, pero también en sistemas de distribución eléctrica industriales y comerciales.

##### 1.2 Selección

Datos técnicos de la red en el punto establecido: la corriente de cortocircuito en el punto de instalación del interruptor deberá ser siempre inferior al poder de corte de este dispositivo, para una tensión de red normal.

Curvas de disparo:

##### Curva B (3-5I<sub>n</sub>)

Protección para personas y cables largos en los sistemas TN e IT.

##### Curva C (5-10I<sub>n</sub>)

Protección para cargas resistivas e inductivas con baja corriente de irrupción.

##### Curva D (10-14I<sub>n</sub>)

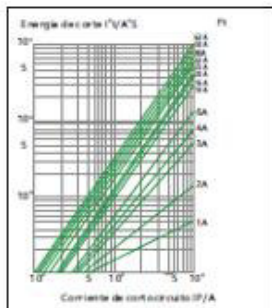
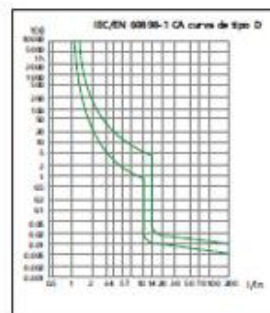
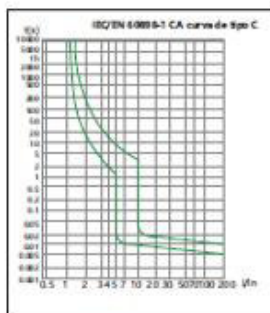
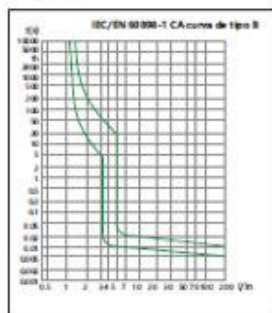
Protección para circuitos que generan cargas con corriente de irrupción alta en el cierre del circuito (transformadores LV/LV, indicadores de avería).

**A**

(P-003) Aparamenta Modular para carril DIN | Interruptores automáticos

### 2. Datos técnicos

#### 2.1 Curvas



**Interruptores automáticos | Aparata modular para carril DIN (P-004)**

2.2

	Estándar		IEC/EN 60898-1		
Características eléctricas	Corriente nominal In	A	1, 2, 3, 4, 6, 10, 13, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63		
	Polos		1P, 1P+N, 2P, 3P, 3P+N, 4P		
	Tensión nominal Ue	V	230/400~240/415		
	Tensión de aislamiento Ui	V	500		
	Frecuencia nominal		50/60Hz		
	Poder de corte nominal	A	6000 / 10000		
	Clase de limitación de energía		3		
	Tensión nominal soportada al impulso(1.2/50) Uimp	V	4000		
	Tensión de prueba dieléctrica a la frec. ind. durante 1 minuto	kV	2		
	Grado de contaminación		2		
	Pérdida de potencia por polo		Corriente nominal (A)	Pérdida máx. de potencia por polo(W)	
			1, 2, 3, 4, 6, 10	2	
			16, 20, 25, 32	3.5	
		40, 50, 63	5		
Característica de disparo termomagnético		B, C, D			
Características mecánicas	Vida eléctrica		4000		
	Vida mecánica		20000		
	Indicador de posición del contacto		Si		
	Grado de protección		IP20		
	Temperatura de referencia para ajustar el elemento térmico	°C	30		
	Temperatura ambiente (con una media diaria ≤35°C)	°C	-25...+60		
	Temperatura de almacenamiento	°C	-25...+70		
Instalación	Tipos de terminales de conexión		Cable, Horquilla o Pin		
	Tamaño de terminal de arriba a abajo para cable	mm <sup>2</sup>	25		
		AWG	18-4		
	Tamaño de terminal de arriba a abajo para peine de conexión	mm <sup>2</sup>	10		
		AWG	18-8		
	Par de apriete	N·m	2.0		
		In-lbs.	22		
Montaje	En carril DIN EN 60715 (35mm) a través de un dispositivo de enganche rápido				
Conexión	Entrada superior e inferior indistintamente				
Combinación con accesorios	Contacto auxiliar		Si		
	Bobina de disparo		Si		
	Bobina de mínima tensión		Si		
	Contacto de alarma		Si		



**P-005** Aparata modular para carril DIN | **Interruptores automáticos**
**2.3 Selectividad**

	In (A)	Aguas arriba: RT36-00 (fusible)								
		20	25	36	50	63	80	100	125	160
		Is (kA)								
Aguas abajo: NB1-63 NB1-63H Curva B, C	≤2	1.2	4	>12	>12	>12	>12	>12	>12	>12
	3	0.7	1.2	3.8	5.3	6	6	6	6	6
	4	0.6	0.9	2.5	3.8	6	6	6	6	6
	6	0.5	0.8	1.9	2.5	4.5	5	6	6	6
	10		0.7	1.4	2.2	3.2	3.6	6	6	6
	16			1.2	1.8	2.6	3	5.6	6	6
	20				1.5	2.2	2.5	4.6	6	6
	25				1.3	2	2.2	4.1	5.5	6
	32					1.7	1.9	3.8	4.5	6
	40						1.7	3	4	5
	50						1.5	2.6	3.5	4.5
63							2.4	3.3	4.5	

	In (A)	Aguas arriba: NMB-100S/H/R								
		16	20	25	32	40	50	63	80	100
		Is (kA)								
Aguas abajo: NB1-63, NB1-63H Curva B, C	≤10	0.19	0.19	0.3	0.4	0.5	0.5	0.5	0.63	0.8
	16			0.3	0.4	0.5	0.5	0.5	0.63	0.8
	20					0.5	0.5	0.5	0.63	0.8
	25						0.5	0.5	0.63	0.8
	32							0.5	0.63	0.8
	40								0.63	0.8
	50									0.8
	63									

**2.4 Coordinación**

	In (A)	Aguas arriba: Serie Rt16						
		40	50	63	80	100	125	160
		Is (kA)						
Aguas abajo: NB1-63, NB1-63H Curva B, C	1-6	40	40	40	40	40	40	40
	8-10	40	40	40	40	40	40	40
	13	40	40	40	40	35	35	35
	16	40	40	40	40	30	30	30
	20	40	40	40	40	30	30	30
	25	40	40	40	40	30	30	30
	32	40	40	40	40	30	30	30
	40	40	40	40	40	30	30	30
	50	30	30	30	30	30	30	30
	63	20	20	20	20	15	15	15

	In (A)	Aguas arriba: NMB					
		NMB-125S	NMB-125H	NMB-125R	NMB-250S	NMB-250H	NMB-250R
		Is (kA)					
Aguas abajo: NB1-63, NB1-63H Curva B, C	1-6	15	18	18	15	15	15
	10-20	12	15	15	12	12	12
	32-40	12	15	15	12	12	12
	50-60	12	15	15	12	12	12

**Interruptores automáticos | Aparata modular para carril DIN (P-006)**
**2.5 Corrección por temperatura**

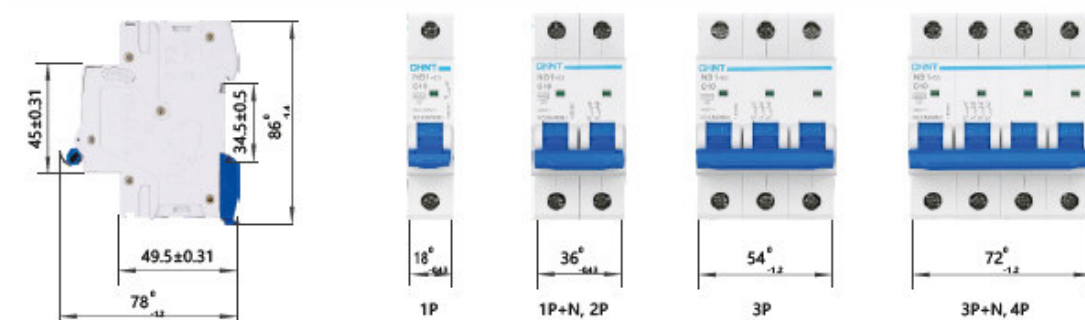
La corriente máxima permitida en un interruptor depende de la temperatura ambiente del lugar donde se encuentre dicho interruptor. La temperatura ambiente es la temperatura que hace en el interior de la caja o cuadro de distribución en el que se encuentren instalados los interruptores.

**La temperatura de referencia es de 30°C**

Temperatura ambiente Corriente nominal (A)	-25	-15	-5	0	10	20	30	40	50	60
1	1.26	1.23	1.19	1.15	1.11	1.05	1	0.96	0.93	0.88
2	2.52	2.46	2.38	2.28	2.2	2.08	2	1.92	1.86	1.76
3	3.78	3.69	3.57	3.42	3.3	3.12	3	2.88	2.79	2.64
4	5.04	4.92	4.76	4.56	4.4	4.16	4	3.84	3.76	3.52
6	7.56	7.38	7.14	6.84	6.6	6.24	6	5.76	5.64	5.28
10	12.7	12.5	12	11.5	11.1	10.6	10	9.6	9.3	8.9
16	20.48	20	19.2	18.4	17.76	16.96	16	15.36	14.88	14.24
20	25.6	25	24	23	22.2	21.2	20	19.2	18.6	17.8
25	32	31.25	30	28.75	27.75	26.5	25	24	23.25	22.25
32	41.28	40	38.72	37.12	35.52	33.92	32	30.72	29.76	28.16
40	51.2	50	48	46.4	44.8	42.4	40	38.4	37.2	35.6
50	65.5	63	60.5	58	56	53	50	48	46.5	44
63	81.9	80.01	76.86	73.71	70.56	66.78	63	60.48	58.9	55.44

Cuando diversos interruptores que funcionan a la vez se montan uno junto al otro en el interior de una caja pequeña, el aumento de la temperatura en el interior de la caja provoca una reducción en la capacidad nominal de corriente.

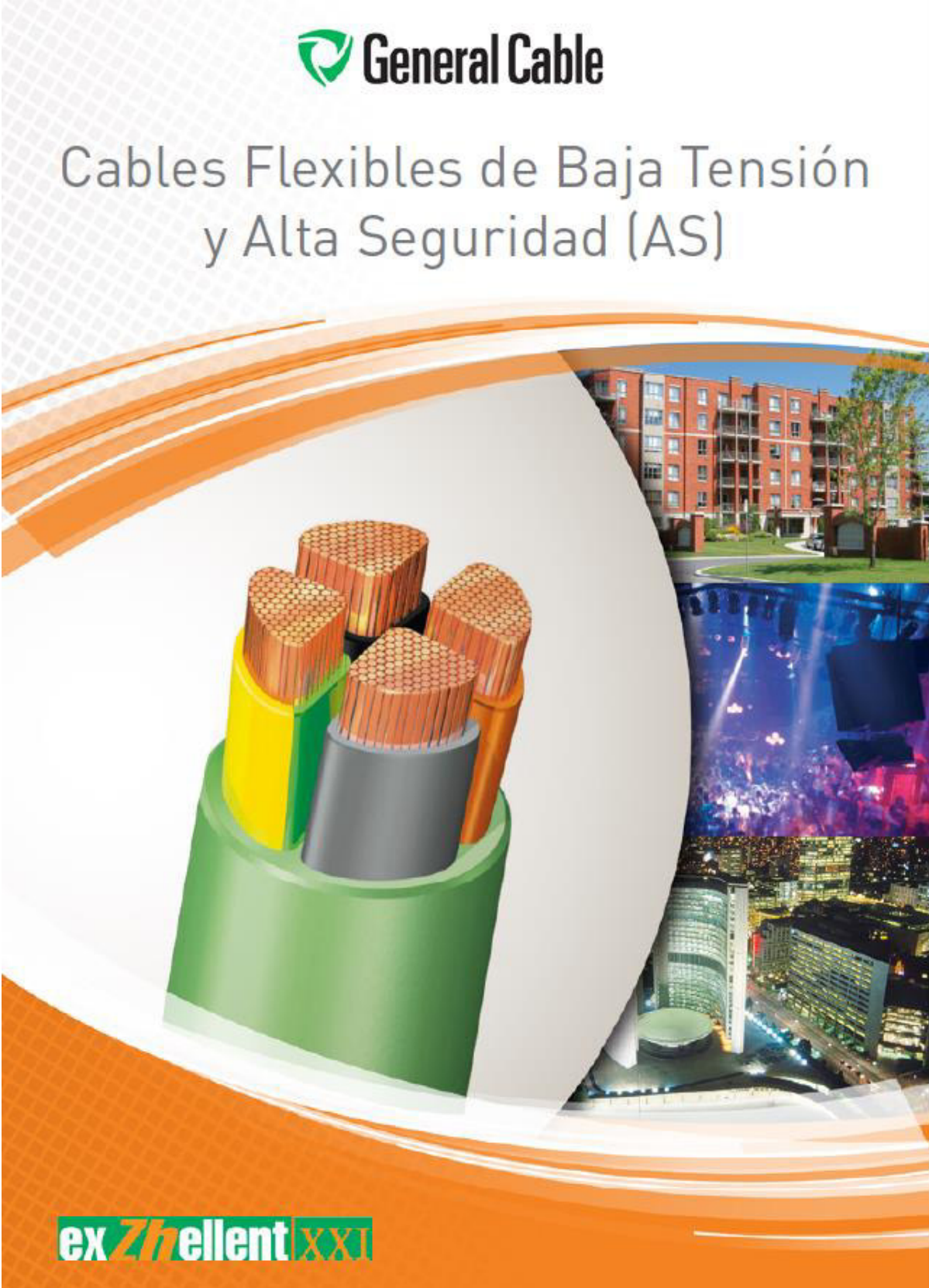
En consecuencia, deberá asignar a la capacidad nominal (ya degradada si fuera necesario en función de la temperatura) un factor de corrección de 0.8.

**3. Dimensiones generales y de montaje (mm)**






## 2.4.8 Cableado AC



**General Cable**

Cables Flexibles de Baja Tensión  
y Alta Seguridad (AS)

**exZhellent XXI**

The advertisement features a central graphic of a green cable jacket containing four copper conductors with yellow, green, grey, and orange insulation. This graphic is set against a background of a large, curved orange and white shape. To the right, a collage of images shows a modern brick apartment building, a swimming pool at night with colorful lights, and a city skyline at night.

exZhellent XXI

## EXZHELLENT XXI 1000V

### RZ1-K (AS)

#### APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

1. La serie de cables Exzhellent® XXI RZ1-K está constituida por cables flexibles unipolares y multipolares de 0,6/1 kV. La temperatura máxima de servicio del cable es de 90 °C, siendo capaz de trabajar a muy baja temperatura [-40 °C].
2. A partir de la sección de 50 mm<sup>2</sup> inclusive, se ofrece la configuración Sectorflex® con conductor sectorial flexible que, manteniendo idénticas prestaciones eléctricas y los mismos terminales y accesorios convencionales que el cable circular, consigue un menor diámetro y peso del cable, incrementando significativamente su manejabilidad y facilidad de instalación.
3. Los cables de Alta Seguridad (AS) son No Propagadores de la Llama ni del Incendio, de reducida opacidad de los humos emitidos, libres de halógenos y de reducida acidez y corrosividad de los gases emitidos durante la combustión.
4. Son cables obligatorios para ser instalados en viviendas (línea general de alimentación y derivaciones individuales) según indica el Reglamento de Baja Tensión en las correspondientes ITC-BT-14 y 15, en los locales de pública concurrencia según ITC-BT-28, écoles, etc.

INSTALACIONES  
GENERALES

LOCALES DE PÚBLICA  
CONCURRENCIA

NO PROPAGADORES  
DE INCENDIO

LSOH LIBRE  
DE HALÓGENOS

FLEXIBILIDAD

SECTORFLEX

AHORRO DE TIEMPO  
DE INSTALACIÓN



**EXZHELLENT XXI 1000V**  
RZ1-K [AS]

exZhellement XXI

**CONSTRUCCIÓN**

**1. Conductor**

Cobre, flexible clase 5.  
Sectoral para secciones a partir de 50 mm<sup>2</sup> inclusive.

**2. Aislamiento**

Poliétileno reticulado (XLPE).  
Libre de halógenos.

**3. Cubierta exterior**

Polioléfina termoplástica  
Libre de halógenos.

**TENSIÓN**

0.6/1 kV

**AVANTAGES SECTORFLEX**

- Menor diámetro [-10%]



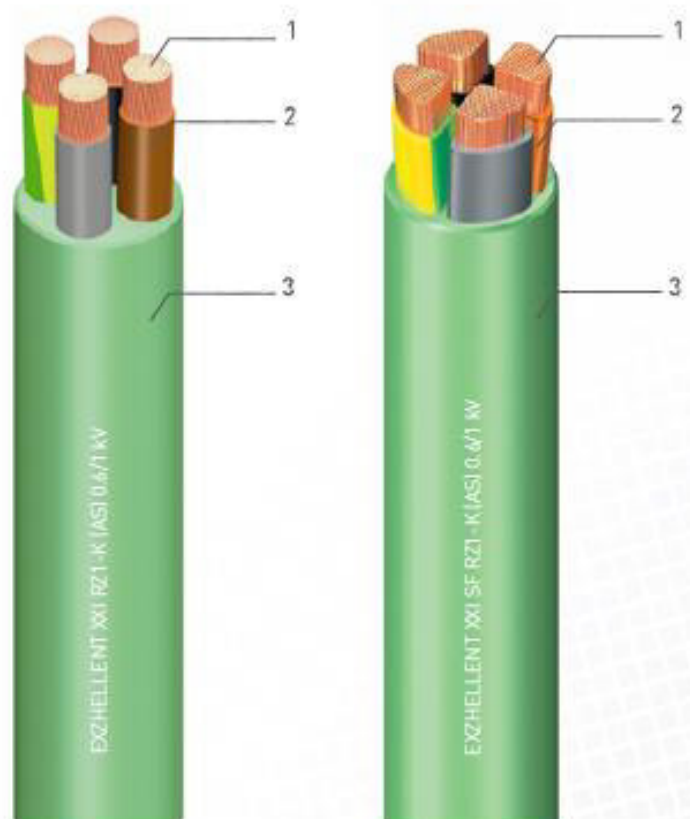
- Menor peso [-11%]



- Mayor facilidad de instalación y tendido.



- Utilización de terminales y accesorios convencionales.





exZhelent XXI

# EXZHELLENT XXI 1000V

RZ1-K (AS)

## NORMAS

<b>UNE-EN 21123-4 / IEC 60502-1</b>	Normas constructivas y ensayos.
<b>UNE-EN 60332-3-24 / IEC 60332-3-24</b>	No propagador del incendio.
<b>UNE-EN 60332-1-2 / IEC 60332-1-2</b>	No propagador de la llama.
<b>UNE-EN 60754 / IEC 60754</b>	Baja acidez y corrosividad de los gases. Contenido en halógenos.
<b>UNE-EN 61034-2 / IEC 61034-2</b>	Baja opacidad de los humos emitidos.



## Estándares



NO PROPAGACIÓN  
DEL INCENDIO  
UNE-EN 60332-3-24  
IEC 60332-3-24



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



BAJA ACIDEZ Y  
CORROSIVIDAD DE  
LOS GASES EMITIDOS  
UNE-EN 60754-2  
IEC 60754-2



BAJA OPACIDAD DE  
LOS HUMOS EMITIDOS  
UNE-EN 61034-2  
IEC 61034-2



LIBRE DE  
HALÓGENOS  
UNE-EN 60754-1  
IEC 60754-1



CONDUCTOR  
FLEXIBLE



MUY BAJA  
TEMPERATURA  
-40 °C



CONDUCTOR  
SECTORFLEX

**CARACTERÍSTICAS**

Código General Cable	Composición N° conduct. x Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior (mm)	Peso (kg/km)	Radio mín. de curvatura (mm)	Intensidad del aire 40 °C [A] <sup>(1)</sup>	Intensidad enterrado 25 °C [A] <sup>(1)</sup> <small>1,5*Km/W - 0,7m</small>	Caída de tensión COSφ=0,8 [V/A.km]	Caída de tensión COSφ=1 [V/A.km]
1992506	5x1,5	10,8	170	45	20	23	23,61	29,37
1992507	5x2,5	11,9	225	50	29	30	14,199	17,62
1992508	5x4	13,4	315	55	38	39	8,839	10,932
1992509	5x6	14,9	420	60	49	48	5,919	7,288
1992510	5x10	17,5	645	70	68	64	3,458	4,218
1992511	5x16	20,2	930	85	91	83	2,218	2,672
1992512	5x25	24,8	1.410	100	115	106	1,458	1,723
1992513	5x35	28,4	1.950	145	143	128	1,057	1,224
1992514	5x50	33,1	2.735	170	174	152	0,759	0,852
1992515	5x70	39,0	3.870	195	223	187	0,556	0,601
1992516	5x95	43,4	4.985	220	271	222	0,438	0,455
1992517	5x120	49,4	6.350	250	314	253	0,358	0,356
1992518	5x150	54,7	7.975	330	363	286	0,302	0,285
1992519	5x185	60,3	9.755	365	414	321	0,262	0,234
1992520	5x240	69,1	12.835	415	489	370	0,215	0,177

[1] Intensidades admisibles de acuerdo con IEC 60634-5-52.

## 2.4.9 Cableado protección tierra CC

### ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

La serie de cables EXZHELLENT XXI está constituida por cables flexibles monopolares de 300/500V en las secciones de 0,5-0,75 y 1 mm<sup>2</sup>, correspondiendo su designación a ES05Z1-K y cables de 450/750V para secciones superiores, correspondiendo a la designación H07Z1-K.

El diseño, construcción y ensayos, cumple con la norma UNE 211002. Estos cables disponen del CERTIFICADO AENOR DE PRODUCTO. Cables H07Z1-K CERTIFICADO AENOR Nº 042/000941; AENOR <HAR> 000618

### TECHNICAL SPECIFICATIONS

The EXZHELLENT XXI cable series comprises flexible 300/500V unipolar cables in 0.5-0.75 and 1-mm<sup>2</sup> sections, designated as ES05Z1-K, and 450/750V cables for larger sections, designated as H07Z1-K.

Design, construction and tests comply with the UNE 211002 standard. These cables have AENOR PRODUCT CERTIFICATION. Cables H07Z1-K CERTIFICATION AENOR No. 042/000941; AENOR <HAR> 000618



### CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTALES / BASIC FEATURES:

Características y nombre del ensayo / Features and test type	Norma UNE-EN / UNE-EN standard	Norma actual IEC / Current IEC standard
No propagación de la llama / Non-flame propagation	60332-1-2	60332-1-2
No propagación del incendio / Non-fire propagation	60332-3	60332-3
No emisión de halógenos (acidez y corrosividad)/ Does not emit halogens (acidity and corrosiveness)	50267	60754
No emisión de humos opacos / Does not emit opaque smoke	61034	61034




**CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS / TECHNICAL CHARACTERISTICS:**

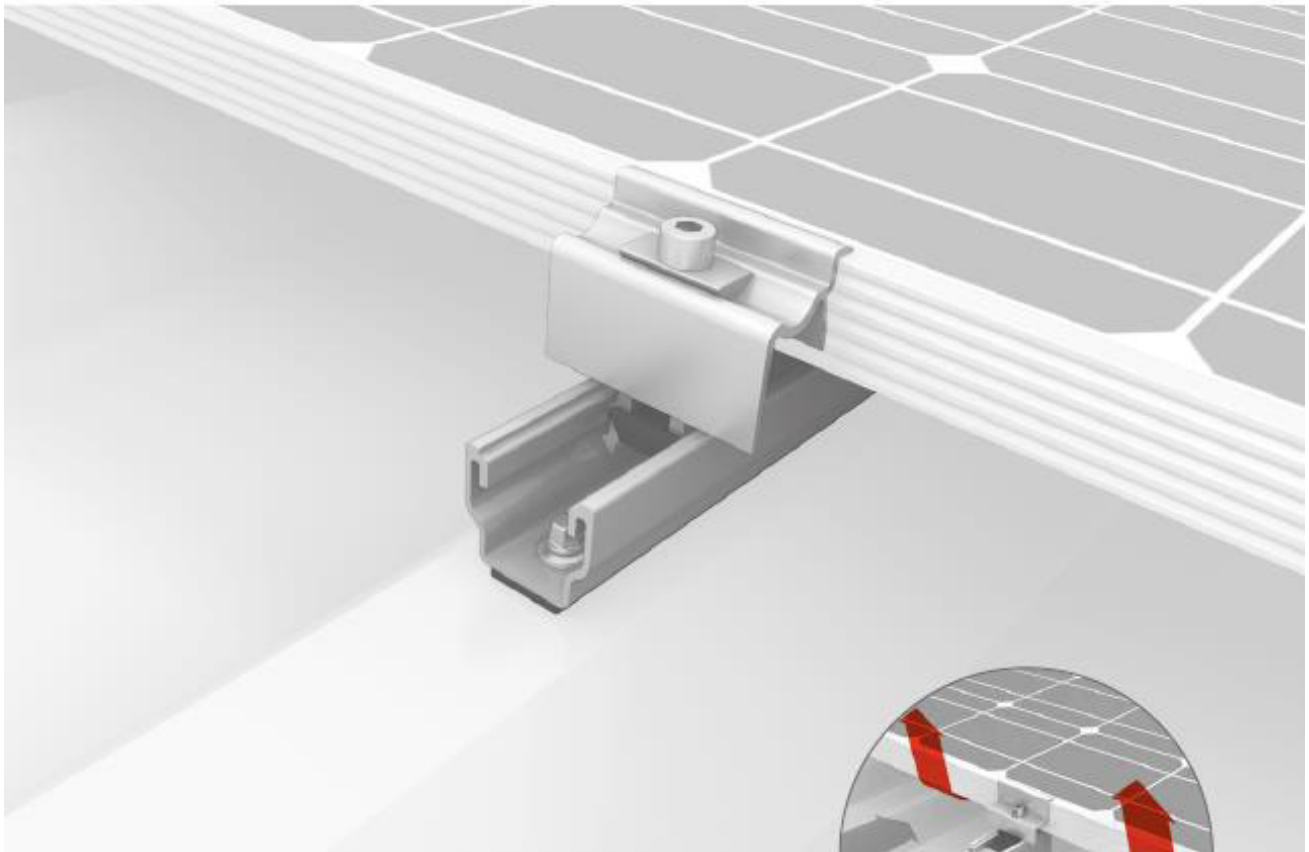
Sección / Section	Espesor aislamiento / Insulation thickness (mm)	Diámetro final / Final diameter (mm)	Peso / Weight (kg/km)	Radio curvatura / Bend radius (mm)	Intensidad del aire / Air intensity (A)	Caida de cos $\phi = 0,8$ / Cos drop $\phi =$ 0,8 (V/A.km)	Tensión cos $\phi = 1$ / Cos voltage $\phi = 1$ (V/A.km)
1x0,5	0,6	2,1	9	13	-	-	-
1x0,75	0,6	2,3	11	14	-	-	-
1x1	0,6	2,5	14	15	-	-	-
1x1,5	0,7	2,9	20	20	17	22,156	27,563
1x2,5	0,8	3,5	30	25	23	13,332	16,538
1x4	0,8	4,1	45	25	31	8,302	10,258
1x6	0,8	4,6	65	30	40	5,561	6,839
1x10	1,0	6,0	110	40	55	3,255	3,958
1x16	1,0	7,0	160	45	74	2,090	2,508
1x25	1,2	8,6	245	55	97	1,377	1,616
1x35	1,2	9,7	335	60	120	0,999	1,148
1x50	1,4	11,5	475	70	145	0,720	0,800
1x70	1,4	13,4	665	80	185	0,528	0,564
1x95	1,6	15,4	875	95	225	0,419	0,427



## 2.4.10 Soportes k2System



### Sistema MultiRail



- / Sencillo y probado, tanto como guía corta o elemento adaptable en diferentes longitudes
- / Rápida planificación empleando poco material y gran eficacia
- / Guía base sólida para elevación en chapa trapezoidal con S-Dome Small



## Componentes



### Tornillos para chapa fina

Con discos obturadores



### RailUp Set

- / Mejora la ventilación trasera
- / Simplifica la instalación de microinversores

## Modelos de MultiRail



### MultiRail 10

- / Longitud 100 mm
- / Montaje horizontal



### MultiRail 25

- / Longitud 250 mm
- / Para mayor flexibilidad y requerimientos de grandes cargas

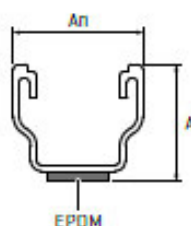


### MultiRail 4,20

- / Longitud 4.200 mm
- / Perfil largo para cortar a longitudes personalizadas
- / Sin junta EPDM; pegado manual

## Datos técnicos

	MultiRail 10, 25, 4,20
Campo de aplicación	Tejados inclinados 5 - 75° con chapa trapezoidal o chaps sándwich
Tipo de fijación / anclaje al techo	Fijación con tornillos para chapa auto-taladrantes
Requisitos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grosor de chapa: <math>\geq 0,4</math> mm acero y <math>\geq 0,5</math> mm acero aluminio</li> <li>• Chapa sándwich: Necesaria autorización del fabricante</li> <li>• Anchura de la greca: como mínimo 22 mm</li> <li>• Separación entre grecas: Independiente</li> </ul>
Materiales	Aluminio (EN AW-6063 T66); EPDM
An = anchura [mm]	39
Al = Altura [mm]	35
L = longitud de perfil [mm]	<ul style="list-style-type: none"> <li>• MultiRail 10: 100</li> <li>• MultiRail 25/4: 250</li> <li>• MultiRail 4,20: 4200</li> </ul>
Unión en cruz con	SingleRail



## 2.5 Estudio instalación de soportes K2System

Sistemas de montaje para instalaciones solares



**K2 SYSTEMS GMBH**

**BASE DE CÁLCULO**

PROYECTO: TFG

AUTOR: Javier Rodríguez Romero y Airam González Alonso

FECHA: 04/09/2021

**Sistemas de montaje para instalaciones solares**

**INFORMACIÓN DEL PROYECTO**
**INFORMACIÓN GENERAL**

Nombre	TFG
Sistema de montaje	MultiRail
Cliente	Miguel Angel Arias Técnicas Hidráulicas
Persona de contacto	Miguel Angel Arias
Autor	Javier Rodríguez Romero - Airam González Alonso

**UBICACIÓN**

Dirección	España		
Elevación de terreno	594,10 m		
Tipo de tejado	Tejado a dos aguas		
Método de fijación	Cubierta del tejado		
Cubierta	Trapezoidal		
Altura del edificio	8,00 m		
Inclinación del tejado	16 °		
Distancia al borde	0,00 m	Calidad de la chapa	Aluminio 165
Distancia entre crestas	101,0 mm	Grosor de la lámina	0,500 mm
Anchura de la cresta	30,0 mm		
Altura de cresta o altura panel sandwich	40,0 mm		

**CARGAS**

Código de Diseño	UNE EN	Vida útil	25 años
Categoría de daños	CC2		

Presión de velocidad de ráfagas  $q_{p,25} = 0,758 \text{ kN/m}^2$

Carga de nieve en suelo  $s_k = 0,000 \text{ kN/m}^2$

**MÓDULOS**

Fabricante	ERA Solar	Cantidad	10
Nombre	ESPSC 400 M	Potencia	4,000 kWp
Dimensiones LaxAnxAI	1972 x 1002 x 40,00 mm		
Peso	22,5 kg		
Potencia	400 W		

Sistemas de montaje para instalaciones solares



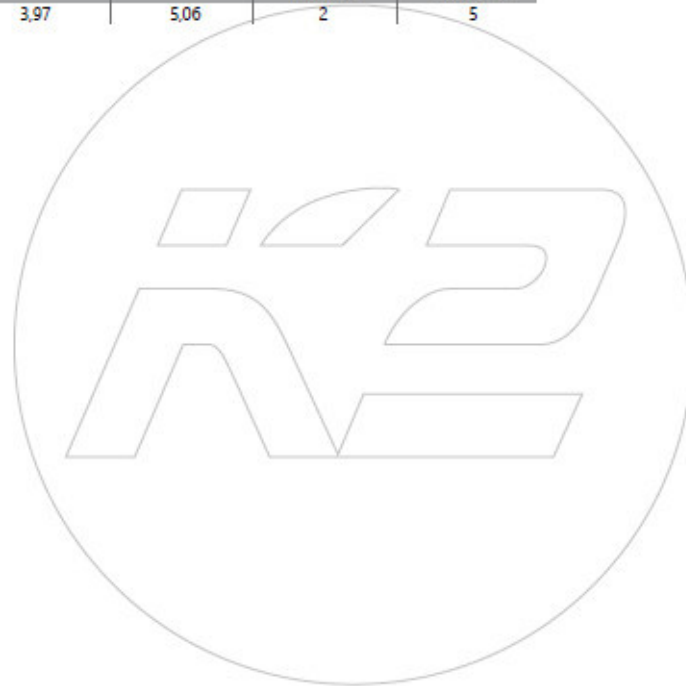
**PLAN DE MONTAJE**

**LEYENDA**

- 6,53                      Distancia al borde del techo [m]
- Fijación
- Guías de base

**CAMPOS DE MÓDULOS**

Campo de módulos	Ancho [ m ]	Longitud [ m ]	Anchura en módulos	Largo en módulos
1	3,97	5,06	2	5



Sistemas de montaje para instalaciones solares



PLAN DE MONTAJE - RESUMEN

---

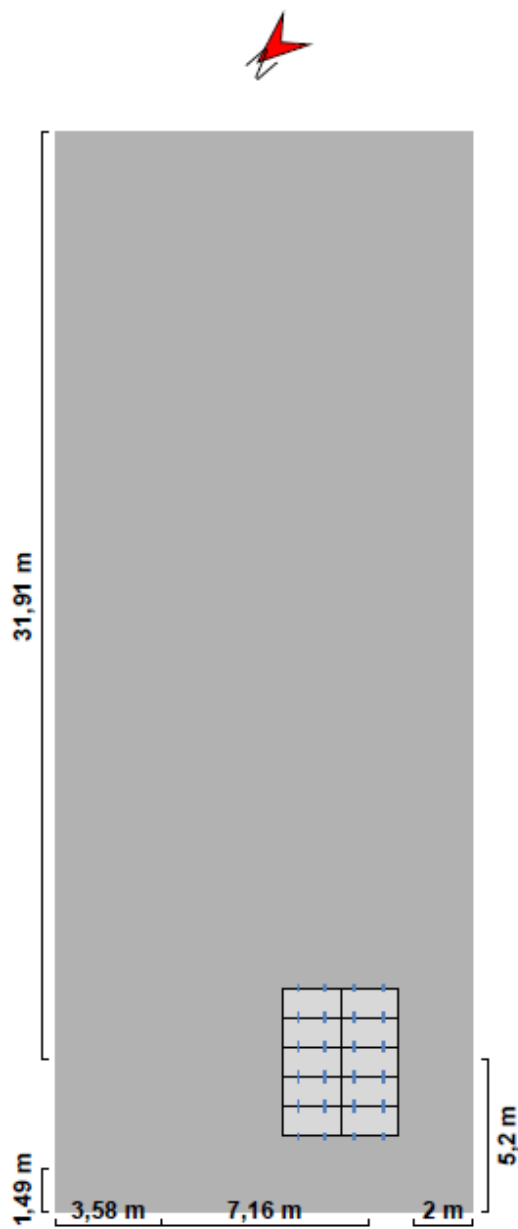




Sistemas de montaje para instalaciones solares



PLAN DE MONTAJE - POSICIÓN DE GUÍAS BASE



**Sistemas de montaje para instalaciones solares**

**RESULTADOS**
**COMPONENTES**

Fijación	Thread-forming metal screw 6.0x25
Guía de base	K2 MultiRail

**CARGAS EN LOS MÓDULOS**

Zona	A [m <sup>2</sup> ]	Verificación de seguridad estructural [Pa]				Verificación de idoneidad de uso [Pa]			
		Presión Perpendicular	Presión Paralelo	Succión Perpendicular	Succión Paralelo	Presión Perpendicular	Presión Paralelo	Succión Perpendicular	Succión Paralelo
Area de campo	1,98	891,8	217,0	-971,2	31,8	704,6	171,7	-737,8	31,8

**RESULTADO DE LA UTILIZACIÓN**

Zona	Tipo de MultiRail	Pletina central		Pletina final		
		Utilización Pletina de módulo	Capacidad de carga Tornillo [%]	Utilización Pletina de módulo	Capacidad de carga Tornillo [%]	
Area de campo	2 x 250/4	22,3	83,8	2 x 100/2	19,7	83,8

**INDICACIONES**

- Los datos y resultados tienen que ser verificados in situ en cuanto a las condiciones y comprobados por una persona con la cualificación técnica suficiente. Por favor, tenga en cuenta nuestras <http://k2-systems.com/es/base-cgu> condiciones generales de uso (CGU) disponibles, especialmente el Art. 2 ("Condiciones técnicas y profesionales en las instalaciones del cliente"), Art. 7 ("Exclusión de garantías") y Art. 8 ("Exclusión de responsabilidad").

**Sistemas de montaje para instalaciones solares**

**INFORME DE ANÁLISIS ESTRUCTURAL**
**INFORMACIÓN GENERAL**

Nombre	TFG
Sistema de montaje	MultiRail
Cliente	Miguel Angel Arias Técnicas Hidraulicas
Persona de contacto	Miguel Angel Arias
Autor	Javier Rodríguez Romero - Airam González Alonso

**UBICACIÓN**

Dirección	España		
Elevación de terreno	594,10 m		
Tipo de tejado	Tejado a dos aguas		
Método de fijación	Cubierta del tejado		
Cubierta	Trapezoidal		
Altura del edificio	8,00 m		
Inclinación del tejado	16 °		
Distancia al borde	0,00 m	Calidad de la chapa	Aluminio 165
Distancia entre crestas	101,0 mm	Grosor de la lámina	0,500 mm
Anchura de la cresta	30,0 mm		
Altura de cresta o altura pa nel sandwich	40,0 mm		

**CARGAS**

Código de Diseño	UNE EN		
Categoría de daños	CC2	Vida útil	25 años

**CARGA DE VIENTO**

Velocidad de viento	$v_b = 29,0$ m/s
Categoría de terreno	III: Pueblos, periferias, zonas boscosas
Presión de velocidad de ráfagas	$q_{\mu,50} = 0,823$ kN/m <sup>2</sup>
Factor de ajuste de la vida útil	$f_w = 0,921$
Presión de velocidad de ráfagas	$q_{\mu,25} = 0,758$ kN/m <sup>2</sup>

**ZONAS DEL TEJADO**

Zona	Superficie de carga [m <sup>2</sup> ]	$C_{pe\max}$	$C_{pe\min}$	presión del viento [kN/m <sup>2</sup> ]	acción viento [kN/m <sup>2</sup> ]
Area de campo	1,98	0,213	-1,026	0,162	-0,778

Sistemas de montaje para instalaciones solares

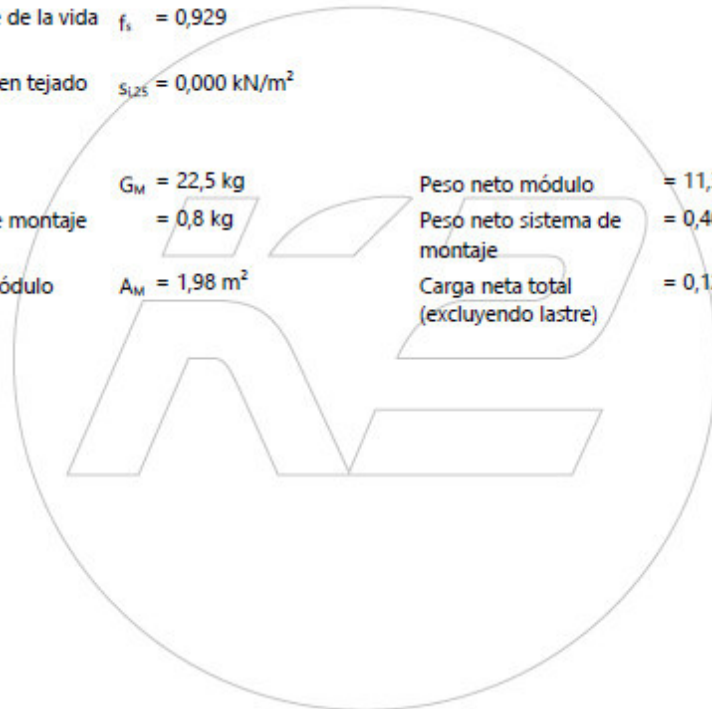


**CARGA DE NIEVE**

Entorno	Terreno ordinario
Carga de nieve en suelo	$s_k = 0,000 \text{ kN/m}^2$
Rejilla de nieve	No
Coefficiente de forma para nieve	$\mu_s = 0,800$
Factor de inclinación del tejado	$d_i = 0,961$
Carga de nieve en tejado	$s_{i,50} = 0,000 \text{ kN/m}^2$
Factor de ajuste de la vida útil	$f_s = 0,929$
Carga de nieve en tejado	$s_{i,25} = 0,000 \text{ kN/m}^2$

**CARGA NETA**

Peso módulos	$G_M = 22,5 \text{ kg}$	Peso neto módulo	$= 11,39 \text{ kg/m}^2$
Peso sistema de montaje	$= 0,8 \text{ kg}$	Peso neto sistema de montaje	$= 0,40 \text{ kg/m}^2$
Superficie de módulo	$A_M = 1,98 \text{ m}^2$	Carga neta total (excluyendo lastre)	$= 0,12 \text{ kN/m}^2$



Sistemas de montaje para instalaciones solares



COMBINACIONES DE CARGA

CAPACIDAD DE CARGA

Coefficiente parcial de seguridad para carga permanente desfavorable (STR)  $\gamma_{G,sup}$  1,35

Coefficiente parcial de seguridad para carga permanente favorable (STR)  $\gamma_{G,inf}$  1,00

Coefficiente parcial de seguridad para carga permanente desestabilizadora (EQU)  $\gamma_{G,dst}$  1,10

Coefficiente parcial de seguridad para carga permanente estabilizadora (EQU)  $\gamma_{G,stab}$  0,90

Coefficiente parcial de seguridad para primera carga variable  $\gamma_Q$  1,50

Coefficiente parcial de seguridad para n cargas variables  $\gamma_Q$  1,50

Coefficiente de combinación para viento  $\psi_{0,W}$  0,60

Coefficiente de combinación para nieve  $\psi_{0,S}$  0,50

Factor de importancia permanente  $\kappa_{F,G}$  1,00

Factor de importancia variable  $\kappa_{F,Q}$  1,00

Combinación de caso de carga 00:  $E_d = \gamma_{G,sup} * \kappa_{F,G} * G_k + \gamma_Q * \kappa_{F,Q} * S_{I,n}$

Combinación de caso de carga 02:  $E_d = \gamma_{G,sup} * \kappa_{F,G} * G_k + \gamma_Q * \kappa_{F,Q} * W_{k,Presión}$

Combinación de caso de carga 03:  $E_d = \gamma_{G,sup} * \kappa_{F,G} * G_k + \gamma_Q * \kappa_{F,Q} * (W_{k,Presión} + \psi_{0,S} * S_{I,n})$

Combinación de caso de carga 04:  $E_d = \gamma_{G,sup} * \kappa_{F,G} * G_k + \gamma_Q * \kappa_{F,Q} * (S_{I,n} + \psi_{0,W} * W_{k,Presión})$

Combinación de caso de carga 05:  $E_d = \kappa_{F,G} * G_k + \gamma_A * \kappa_{F,A} * S_{ad,n} + \kappa_{F,Q} * \psi_{1,W} * W_{k,Presión}$

Combinación de caso de carga 06:  $E_d = \gamma_{G,inf} * G_k + \gamma_Q * \kappa_{F,Q} * W_{k,Succión}$

IDONEIDAD DE USO

Coefficiente de combinación para viento  $\psi_{0,W}$  0,60

Coefficiente de combinación para nieve  $\psi_{0,S}$  0,50

Combinación de caso de carga 00:

$$E_d = G_k + S_{I,n}$$

Combinación de caso de carga 01:

$$E_d = G_k + W_{k,Presión}$$

Combinación de caso de carga 02:

$$E_d = G_k + W_{k,Presión} + \psi_{0,S} * S_{I,n}$$

Combinación de caso de carga 03:

$$E_d = G_k + S_{I,n} + \psi_{0,W} * W_{k,Presión}$$

Combinación de caso de carga 04:

$$E_d = G_k + S_{ad,n} + \psi_{1,W} * W_{k,Presión}$$

Combinación de caso de carga 05:

$$E_d = G_k + W_{k,Succión}$$

Combinación de caso de carga 06:

**Sistemas de montaje para instalaciones solares**

**IMPACTO MÁXIMO**

Zona	Verificación de seguridad estructural [kN/m <sup>2</sup> ]				Verificación de idoneidad de uso [kN/m <sup>2</sup> ]			
	Presión Perpendicular	Presión Paralelo	Succión Perpendicular	Succión Paralelo	Presión Perpendicular	Presión Paralelo	Succión Perpendicular	Succión Paralelo
Area de campo	0,393	0,043	-1,056	0,032	0,273	0,032	-0,667	0,032

**VALORES DE RESISTENCIA DE LOS COMPONENTES**
**PLETINA DE MÓDULO**

No. mpo de módulo	Pletina de módulo	R <sub>d,Succión,Perpendicular</sub> [kN]	R <sub>d,Presión,Perpendicular</sub> [kN]	R <sub>d,Presión,Paralelo</sub> [kN]
1	MiddleClamp XS Set 39-44	5,00	-	1,04
1	EndClamp Set 39-41	2,62	-	1,16

**GUÍA DE BASE**

No. mpo de módulo	Guía de base	A [cm <sup>2</sup> ]	I <sub>y</sub> [cm <sup>4</sup> ]	I <sub>x</sub> [cm <sup>4</sup> ]	W <sub>y</sub> [cm <sup>3</sup> ]	W <sub>x</sub> [cm <sup>3</sup> ]
1	K2 MultiRail	2,160	2,66	4,74	1,65	2,43

**FIJACIÓN**

No. mpo de módulo	Fijación	R <sub>d,Succión,Perpendicular</sub> [kN]	R <sub>d,Presión,Perpendicular</sub> [kN]	R <sub>d,Presión,Paralelo</sub> [kN]
1	Thread-forming metal screw 6.0x25	0,29	-	0,47

**RESULTADO DE LA UTILIZACIÓN**

Zona	Tipo de	Pletina central		Tipo de	Pletina final	
		Utilización Pletina de módulo	Capacidad de carga Tomillo [%]		Utilización Pletina de módulo	Capacidad de carga Tomillo [%]
Area de campo	2 x 250/4	23,9	90,6	2 x 100/2	21,3	90,6

**EL SISTEMA SE HA VERIFICADO CORRECTAMENTE.**



Sistemas de montaje para instalaciones solares



**LISTA DE ARTÍCULOS**

Posición	Id. de artículo	Descripción del artículo	Cantidad	Peso
1	1005207	Thread-forming metal screw 6.0x25	80	0,5 kg
2	1005170	EndClamp Set 39-41	8	0,6 kg
3	1004908	MiddleClamp XS Set 39-44	16	1,1 kg
4	2001300	MultiRail 10	8	0,5 kg
5	2002793	MultiRail 25	16	2,4 kg
<b>Total</b>				<b>5,1 kg</b>



## 2.6 Plan de gestión de residuos

### 2.6.1 Clasificación de residuos

Los posibles residuos generados durante la obra se han codificado según lo estipulado en la Orden MAM 304/2002, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos, según la Lista Europea de Residuos (LER) aprobada por la Decisión 2005/5327CE, quedan definidos los siguientes grupos:

RCD = Residuos de Construcción

<b>Material según Orden Ministerial MAM/304/2002</b>
<b>RCD de Nivel II (RCD de naturaleza no pétreo)</b>
1 Madera
2 Metales (cableado)
3 Papel y cartón
4 Plástico

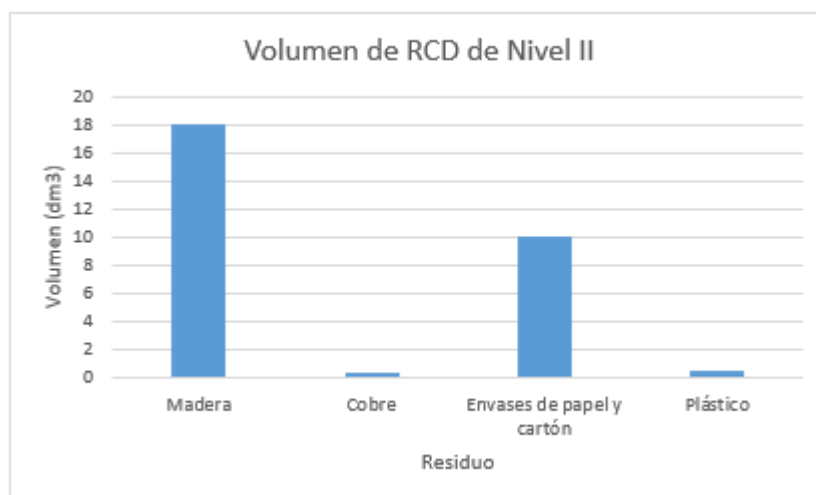
### 2.6.2 Estimación de la cantidad de residuos

Se ha realizado una estimación de la cantidad de residuos generados en la obra, partiendo de las mediciones del proyecto, en función del peso de materiales integrantes, determinando el peso de los restos de los materiales sobrantes (mermas, roturas, cable sobrante) y del embalaje de los productos suministrados.

A partir del peso del residuo, se ha estimado su volumen mediante una densidad aparente definida por el cociente entre el peso del residuo y el volumen que ocupa una vez depositado en el contenedor.

<b>Material según Orden Ministerial MAM/304/2002</b>	<b>Código LER</b>	<b>Densidad aparente kg/dm<sup>3</sup></b>	<b>Peso (kg)</b>	<b>V (dm<sup>3</sup>)</b>
<b>RCD de Nivel II</b>				
1 Madera				
Madera	17 02 01	1,10	20	18
2 Metales				
Cobre, bronce, latón	17 04 01	1,50	0,375	0,25
3 Papel y cartón				
Envases de papel y cartón	15 01 01	0,75	7,5	10
4 Plástico				
Plástico	17 02 03	0,60	0,24	0,4

Material	Volumen (dm3)
Madera	18
Cobre	0,25
Envases de papel y cartón	10
Plástico	0,4



### 2.6.3 Operaciones de reutilización, valorización o eliminación

Realizados el acopio de los residuos generados durante la obra, se procederá a su transporte a la empresa de gestión de residuos competente de la zona (punto limpio y contenedores de reciclaje).

En la siguiente tabla se recogen los datos mencionados:

Material según Orden Ministerial MAM/304/2002	Código LER	Tratamiento
<b>RCD de Nivel II</b>		
1 Madera	17 02 01	Reciclado
2 Metales	17 04 01	Reciclado
3 Envases de papel y cartón	15 01 01	Depósito/Tratamiento
4 Plástico	17 02 03	Reciclado

## 3. PLANOS

### Índice de planos

3. PLANOS .....	123
3.1 Plano ubicación .....	124
3.2 Distribución:.....	125
3.2.1 Plano azotea .....	125
3.2.2 Plano planta baja .....	126
3.2.3 Plano isométrico.....	127
3.2.4 Esquema unifilar .....	128

### 3.1 Plano ubicación

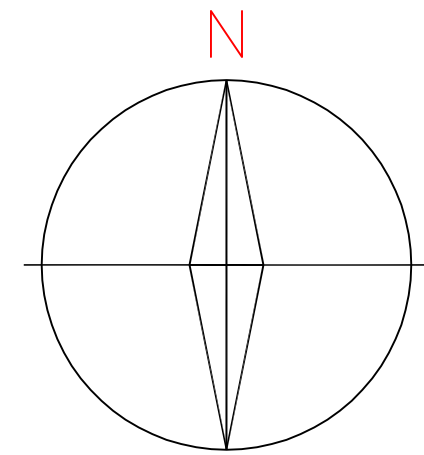
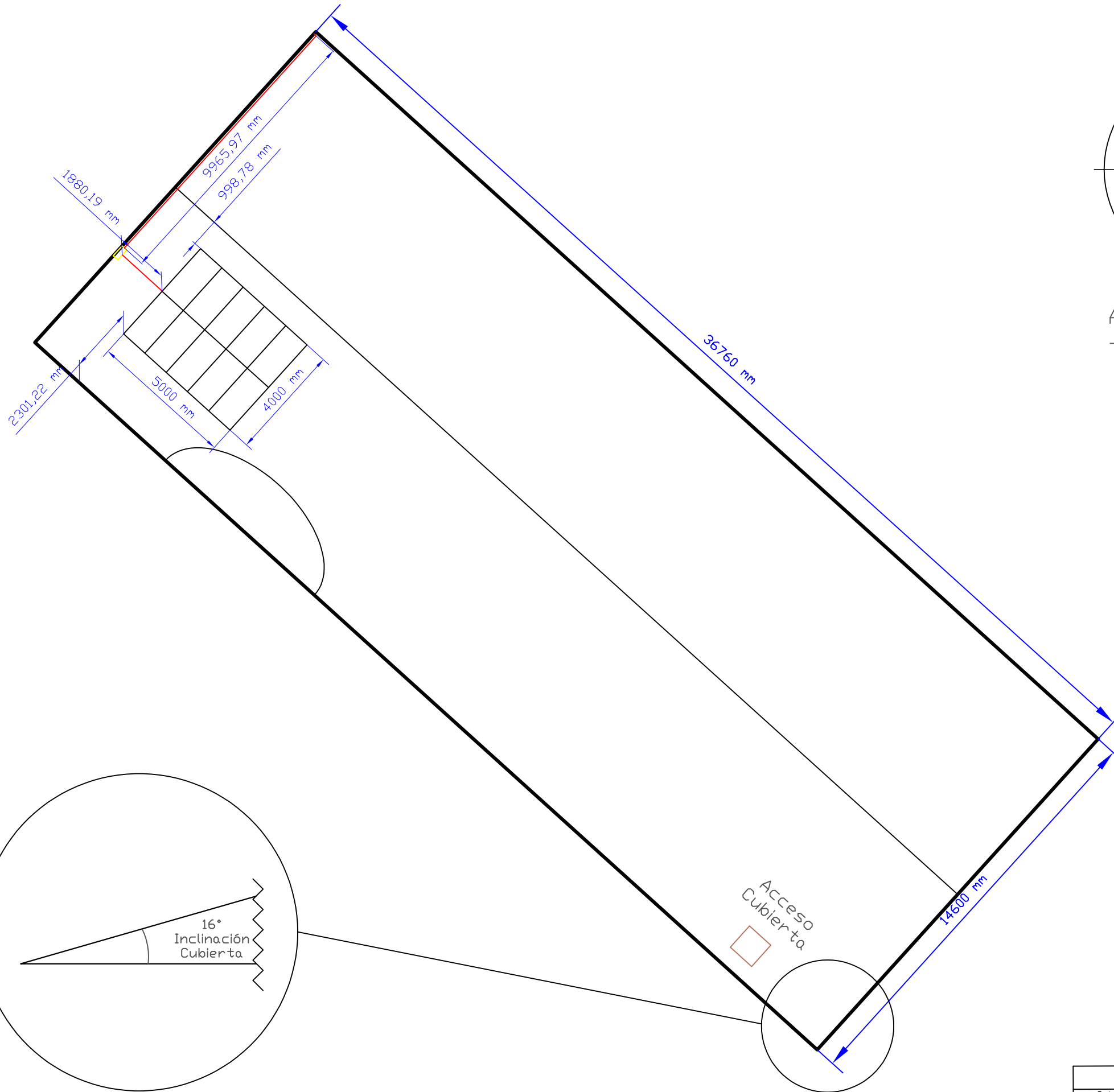


Isla de Tenerife - Islas Canarias - España

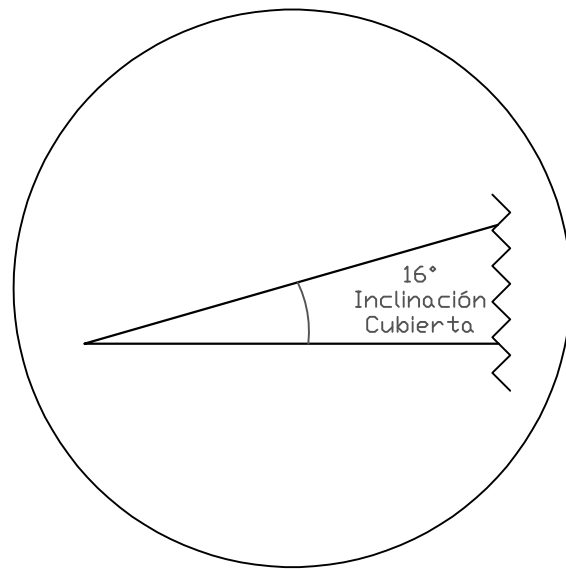
## **3.2 Distribución:**

### **3.2.1 Plano azotea**





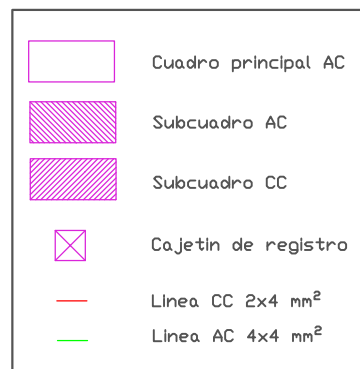
Azimut  
-48°



Acceso  
Cubierta

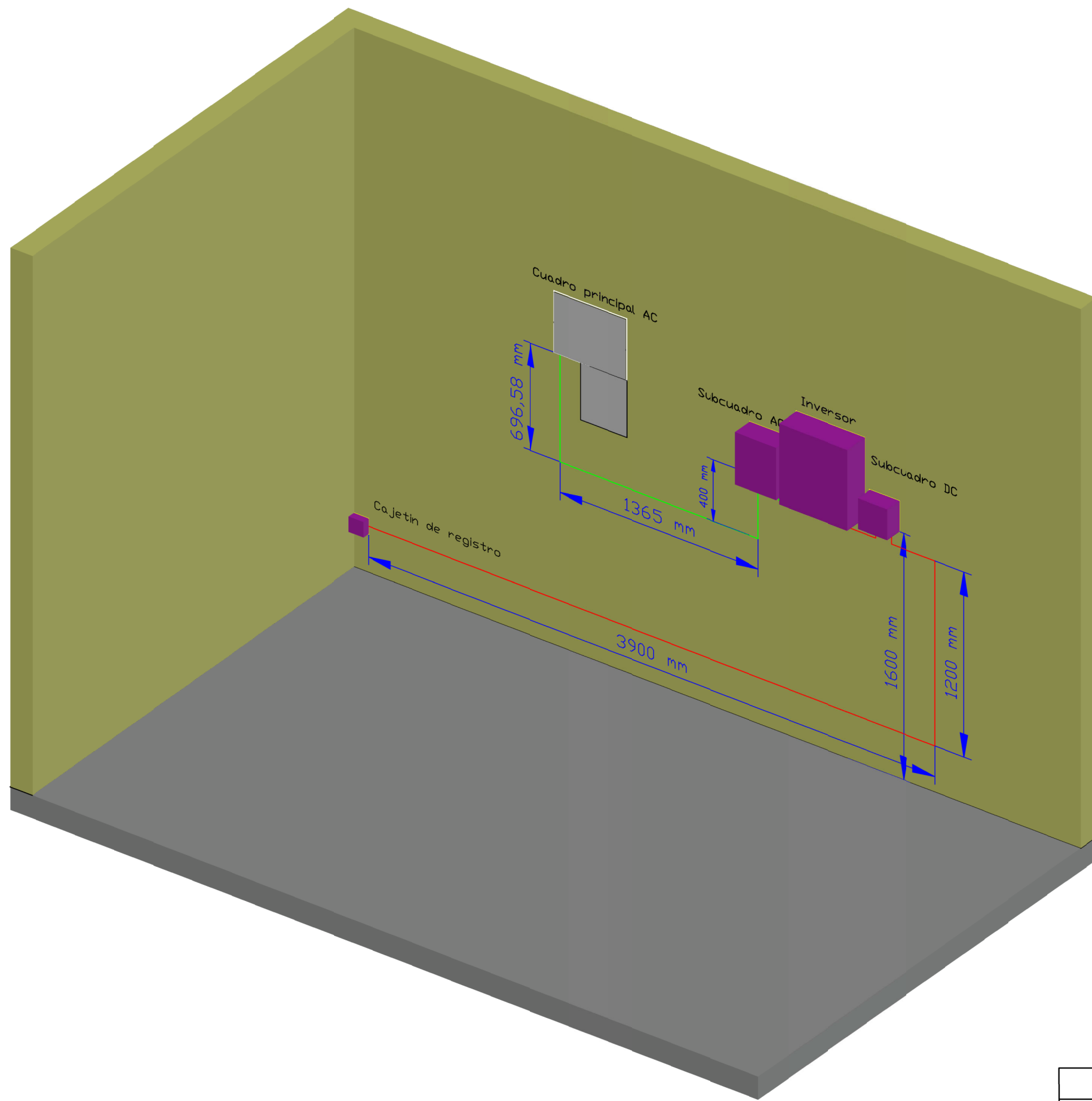
PROYECTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			
Fecha	12/05/21	 Universidad de La Laguna	G.I.E.I.A Grado Ingeniería Electrónica Industrial Universidad de La Laguna
Dibujado	Javier Rodríguez Romero Airam González Alonso		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:150	AZOTEA		Nº P.: Proyecto 0 Nom.Arch: Plano cubierta

### 3.2.2 Plano planta baja



PROYECTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			
Fecha	12/05/21	Autor	
Dibujado	Javier Rodríguez Romero		
	Airam Gonzalez Alonso		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA:	AZOTEA		Nº P. : Proyecto 0 Nom.Arch: GIEIA_TFG
			G.I.E.I.A Grado Ingeniería Electrónica Industrial Universidad de La Laguna

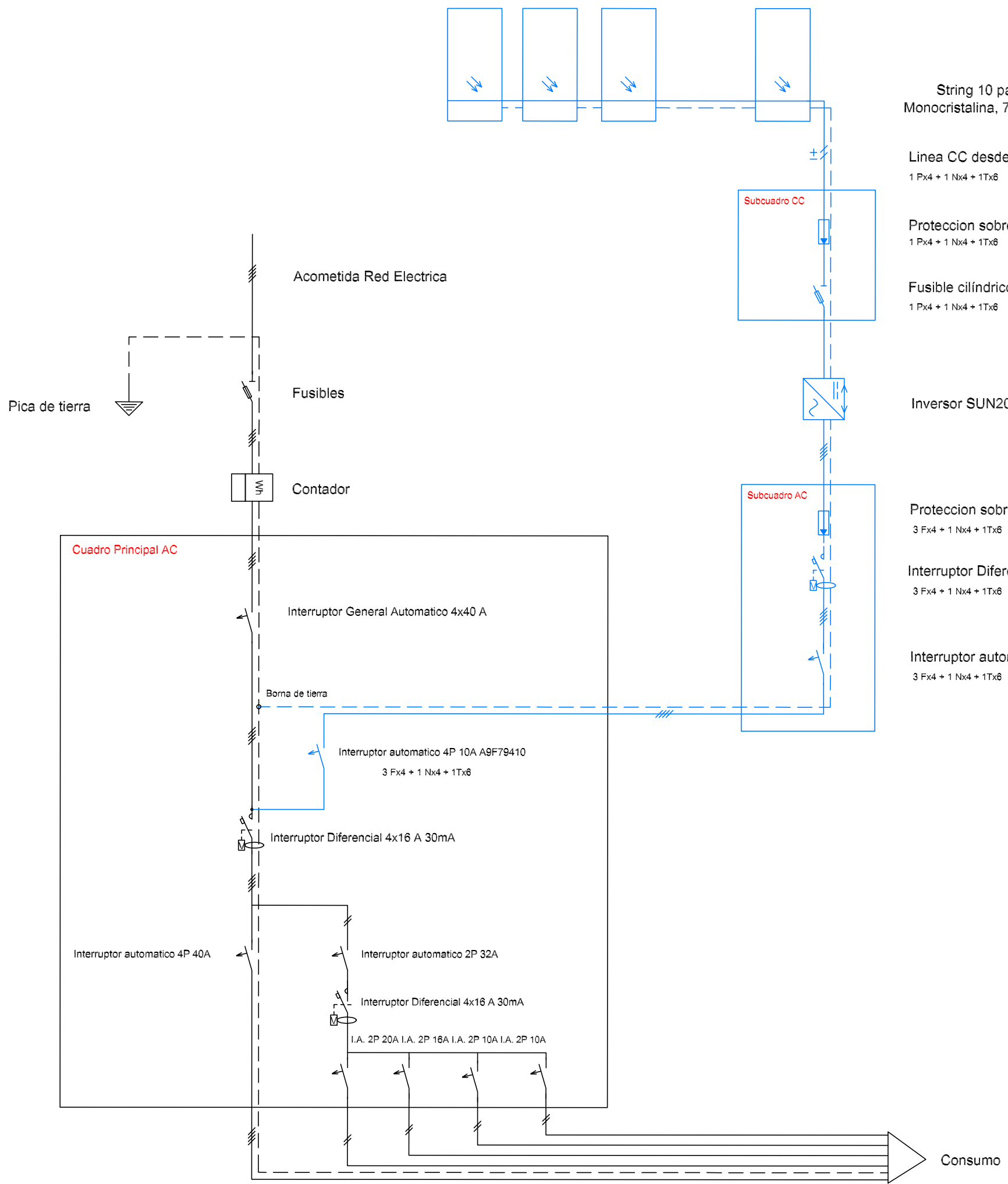
### 3.2.3 Plano isométrico



PROYECTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			
Fecha	12/05/21		<b>G.I.E.I.A</b> Grado Ingeniería Electrónica Industrial Universidad de La Laguna
Dibujado	Javier Rodríguez Romero		
	Airam González Alonso		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:25	<b>Detalle esquina</b>		Nº P. : Proyecto 0 Nom.Arch: Plano detalle esquina

### **3.2.4 Esquema unifilar**





String 10 paneles solares ESPCS 400M  
Monocristalina, 72 celdas, 1979x1002x40 mm

Linea CC desde Placas Solares  
1 Px4 + 1 Nx4 + 1Tx6

Proteccion sobretensiones CSD3-40/600 IR 600 VDC Tipo 2  
1 Px4 + 1 Nx4 + 1Tx6

Fusible cilindrico gPV 10x38 15A 1000VDC  
1 Px4 + 1 Nx4 + 1Tx6

Inversor SUN2000-4KTL-M0


Proteccion sobretensiones DS440-280 Tipo 2  
3 Fx4 + 1 Nx4 + 1Tx6

Interruptor Diferencial 4P (3+N) 40A, 30mA, 10kA, Tipo A  
3 Fx4 + 1 Nx4 + 1Tx6

Interruptor automatico 4P 10A A9F79410  
3 Fx4 + 1 Nx4 + 1Tx6

— Instalación existente  
— Instalación nueva FV

Simbología segun Norma UNE-EN 60617 (IEC 60617)

PROYECTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			
Fecha	12/05/21		<b>G.I.E.I.A</b> Grado Ingeniería Electrónica Industrial Universidad de La Laguna
Dibujado	Javier Rodríguez Romero Airam González Alonso		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA:	Esquema Unifilar		Nº P. : Proyecto 0 Nom.Arch: Esquema Unifilar

Consumo

## 4. PLIEGO DE CONDICIONES

### Índice pliego de condiciones

4. PLIEGO DE CONDICIONES.....	129
4.1 Objeto.....	130
4.2 Diseño de la instalación.....	130
4.2.1 Características del generador fotovoltaico.....	130
4.2.2 Orientación e inclinación y sombras.....	130
4.2.3 Características de los componentes y materiales.....	131
4.3 Recepción y pruebas (mediciones, puesta en marcha).....	137
4.4 Cálculo de la producción anual esperada.....	139
4.5 Garantía.....	140
4.5.1 Anulación de la garantía.....	141
4.5.2 Tiempo de respuesta de la prestación.....	141
4.6 Contrato de mantenimiento.....	142
4.6.1 Generalidades.....	142
4.6.2 Programa de mantenimiento.....	142
4.7 Reglamentación normativa aplicables.....	143

## **4.1 Objeto**

En el pliego de condiciones determinaremos las condiciones técnicas mínimas que debe cumplir nuestra instalación fotovoltaica. También tendrá por finalidad regular todas las obras e instalaciones que se lleven a cabo en la ejecución del proyecto.

Se establecerán las condiciones mínimas de calidad exigibles tanto para los elementos que componen la instalación como para la ejecución de la obra, aplicando la legislación pertinente al contratista, subcontratista, ingeniería y técnicos de la obra.

## **4.2 Diseño de la instalación**

### **4.2.1 Características del generador fotovoltaico**

Todos los módulos que formen parte de la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de utilizarse modelos distintos, el diseño deberá garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por esta causa.

En el caso de utilizar módulos no cualificados, deberá justificarse la razón debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En cualquiera de los casos ha de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

### **4.2.2 Orientación e inclinación y sombras**

La orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos y las posibles sombras sobre el mismo serán inferiores a los límites recogidos. Los paneles deben estar libres de sombras, por lo que la distribución de estos atiende a esta característica esencial, situándolos en el agua que da hacia el suroeste para aprovechar mayores horas de luz.

En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

### 4.2.3 Características de los componentes y materiales

#### - Generalidades

Como principio básico de nuestra instalación se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos fotovoltaicos e inversores), como a materiales (conductores, canalizaciones y cajas (cuadros eléctricos), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento homologado para instalaciones fotovoltaicas.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes. Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de estos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

Todos los componentes y materiales seleccionados en este proyecto pueden ser sustituidos por equivalentes siempre que cumplan las mismas exigencias técnicas y la normativa y características expuestas en el presente pliego de condiciones.

### - **Sistemas generadores fotovoltaicos**

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como estar certificado con alguna norma de calidad (ISO9001, ISO14001, ISO18001).

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación:

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo sea aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 10 \%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.
- La estructura del generador se conectará a tierra.
- Se instalarán los elementos de seguridad y protección correspondientes (fusibles, interruptores) que permitan seccionar el circuito generador por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento de la instalación.

### - Estructura de soporte

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En caso contrario se deberá incluir en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto un apartado justificativo de los puntos objeto de incumplimiento y su aceptación deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por la NBE y demás normas aplicables.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará aprovechando la propia inclinación de la cubierta de instalación de 16º, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.



La estructura soporte será calculada según la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

#### - **Inversor**

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

- Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo. Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:
- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además, soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si los hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25% y el 100% de la potencia nominal. A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

#### - **Cableado**

- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC y CA deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.
- Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas. Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

#### - **Conexión a red**

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

#### - **Medidas**

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 8 y 9) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

#### - **Protecciones**

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

#### - **Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas**

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 10) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.
- Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

#### - **Armónicos y compatibilidad electromagnética**

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 10) sobre armónico y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

### **4.3 Recepción y pruebas (mediciones, puesta en marcha)**

El instalador entregará al usuario final un albarán que contenga el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán preferentemente en español para facilitar su comprensión.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversor, protecciones) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, tras las cuales serán certificados por el fabricante para garantizar su correcto funcionamiento.

- **Pruebas previas a la puesta en marcha**

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este pliego, serán como mínimo las siguientes:

- Mediciones de la potencia generada (rendimiento de la instalación)

Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM).

La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación bajo unos determinados valores de irradiancia solar y temperatura a otras condiciones de operación diferentes. Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

- Procedimiento de medida:

Se describe a continuación el equipo mínimo necesario para calcular la potencia instalada:

- 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente.
- 1 termómetro de temperatura ambiente.
- 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA).
- 1 pinza amperimétrica de CC y CA.

El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia, las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de  $\pm 2$  horas alrededor del mediodía solar, se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia, se medirá con la pinza amperimétrica la

intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es  $P_{cc, inv}$

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seccionando los distintos circuitos de CC y CA.

#### - **Recepción provisional de la instalación**

Una vez finalizadas las pruebas y la puesta en marcha se podrá proceder a la fase de la recepción provisional de la instalación, no obstante, el acta de recepción provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte de la instalación han funcionado correctamente durante un periodo mínimo de 240 horas sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este pliego de condiciones.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos al vertedero.
- Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados.

## **4.4 Cálculo de la producción anual esperada**

En el anexo de estudio consumo-generación incluiremos las curvas enfrentadas de carga de la instalación y de generación del sistema fotovoltaico. Las producciones del sistema mensuales serán calculadas en base a la irradiancia, el azimuth correspondiente a nuestra cubierta y a las características del panel aplicando debidamente el rendimiento (Performance Ratio PR) a nuestra instalación.



Para poder calcular la potencia generada por nuestro sistema, hemos realizado los cálculos anteriormente explicados en la memoria de cálculo aplicados sobre los datos extraídos de la web de “PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM” desde la cual obtuvimos los valores de irradiancia por días, mes y año situando el objeto de estudio en la ubicación de la nave industrial.

El rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR: Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, tendrá en cuenta los siguientes aspectos:

- $PR_{TEMP}$  = Coeficiente de rendimiento con la temperatura
- $PR_{FRE}$  = Coeficiente de rendimiento por pérdidas Fresnell
- $PR_{CC}$  = Coeficiente de rendimiento por pérdidas de resistencia en serie en CC
- $PR_{DIS}$  = Coeficiente de rendimiento por pérdidas de dispersión
- $PR_{INV}$  = Coeficiente de rendimiento por pérdidas de conversión CC/CA (inversor)
- $PR_{CA}$  = Coeficiente de rendimiento por pérdidas de resistencia en serie en CA

## 4.5 Garantía

La garantía que se ofrecerá para la instalación cubrirá todos los elementos suministrados por la misma. En el caso de defectos de fabricación, instalación o diseño se establecerá un periodo mínimo garantizado de 3 años.

En el caso de los paneles solares, se establecerá un periodo de 10 años, al igual que lo ofertado por el fabricante elegido.

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

Por otra parte, es ocupación del instalador la reparación de fallos de funcionamiento que se produzcan si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, ateniéndose a lo establecido en la legislación vigente respecto a vicios ocultos.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

#### **4.5.1 Anulación de la garantía**

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el apartado anterior.

#### **4.5.2 Tiempo de respuesta de la prestación**

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas y realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

## 4.6 Contrato de mantenimiento

### 4.6.1 Generalidades

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años. El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

### 4.6.2 Programa de mantenimiento

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.
- Mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

La visita a la instalación en los plazos indicados y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.

- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la

mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia hasta de 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.
- Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.
- Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

## **4.7 Reglamentación normativa aplicable**

Es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
- Decreto 2413/1973, de 20 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

## 5. MEDICIONES Y PRESUPUESTO

Las unidades de medida utilizadas en el presupuesto y su significado son las que siguen:

- Ud. - Unidad
- m. l - Metro lineal
- h - horas

Los códigos están establecidos con el siguiente criterio:

- UO - Unidad de Obra
- MT - Material
- MO - Mano de Obra
- MA - Maquinaria
- UA - Unidades Auxiliares

Cualquier material puede ser sustituido por uno equivalente de otra marca/modelo siempre y cuando cumpla los requisitos necesarios reflejados en el apartado de cálculos de este proyecto.

Código	Unidades	Unidad de medida	Descripción	Marca - modelo	Precio € por unidad	Precio € total
<b>UO 01</b>	Instalación de soportes para placas fotovoltaicas					
<b>MT01 001</b>	80	Ud.	Tornillo autorroscante 6,0 x 25 mm	K2 System	0,34	27,20
<b>MT01 002</b>	8	Ud.	Agarre extremos set 39 - 41	K2 System	1,56	12,48
<b>MT01 003</b>	16	Ud.	Agarre medio XS set 39-44	K2 System	1,49	23,84
<b>MT01 004</b>	8	Ud.	MultiRail 10	K2 System	2,29	18,32
<b>MT01 005</b>	16	Ud.	MultiRail 25	K2 System	2,86	45,76
<b>MO01 001</b>	4	h.	Oficial 1ª electricista		44,50	178,00
<b>MO01 002</b>	4	h.	Peón electricista		22,00	88,00



					Total €	393,60
<b>UO 02</b>	Instalación en soportes para placas fotovoltaicas					
<b>MT01 001</b>	10	Ud.	Modulo solar fotovoltaico policristalino de 72 celdas. 1979x1002x40 mm. V máx. 41,7 V, I máx. 9,60 A. P máx. 400 W.	ERA SOLAR – ESPSC 400 M	133,17	1331,70
<b>MT01 002</b>	10	Ud.	Terminal macho fotovoltaica PV4 4 mm <sup>2</sup>	Escosol – SF01304	3,90	39,00
<b>MT01 003</b>	10	Ud.	Terminal hembra fotovoltaica PV4 4 mm <sup>2</sup>	Escocol - SF01305	3,90	39,00
<b>MO01 001</b>	2	h.	Oficial 1 <sup>a</sup> electricista		44,50	89,00
<b>MO01 002</b>	2	h.	Peón electricista		22,00	44,00
					Total €	1542,7
<b>UO 03</b>	Subcuadro CC					
<b>MT03 001</b>	1	Ud.	Cuadro de automáticos estanco IP65 de 1 fila 8 módulos de Legrand serie Plexo3. 200 x 200 x 115 mm.	Legrand	22,92	22,92
<b>MT03 002</b>	1	Ud.	Portafusibles Vmax 1000 V, In 15 A, Imax 30 A. Carril DIN 60715.	Autosolar - CMS101	3,16	3,16
<b>MT03 003</b>	2	Ud.	Fusible 15 A 1000VDC 10x38 gPV/PV	MISOL - MS-PTV-FUS-15A-10	2,37	4,74
<b>MT03 004</b>	1	Ud.	Protección ante sobretensiones. Máx. tensión PV (U <sub>CPV</sub> ) 1000V.	DEHN – DG YPV SCI 1000	156,30	156,30
<b>MO03 001</b>	1	h.	Oficial 1 <sup>a</sup> electricista		44,50	44,50
<b>MO03 002</b>	1	h.	Peón electricista		22,00	22,00
					Total €	97,32
<b>UO 04</b>	Inversor					
<b>MT04 001</b>	1	Ud.	Rango de tensiones entrada: 190 – 850 V Potencia nominal AC – 4000 W V salida – 400 V trifásica I salida máxima – 6,8 A	Huawei – SUN2000-4 KTL – MO	1139,25	1139,25
<b>MO04 001</b>	1	h.	Oficial 1 <sup>a</sup> electricista		44,50	44,50
					Total €	1183,75

UO 05		Subcuadro AC				
MT05 001	1	Ud.	Cuadro eléctrico hermético de superficie de 1 fila y 12 módulos. IP65.	Legrand - LE-601941	54,60	54,60
MT05 002	1	Ud.	Protección sobretensiones AC. Tensión entrada 400 V. Tensión desconexión 440 V.	Citel – DS440-230/G	119,42	119,42
MT05 003	1	Ud.	Interruptor diferencial 4P, 30 mA disparo, tensión nominal 400 V. Intensidad nominal 25 A.	Chint – NL1-25	35,04	35,04
MT05 004	1	Ud.	Interruptor automático 4P. Tensión nominal 400 V. Intensidad de disparo 10 A.	Chint - NB1-4-10C	24,27	24,27
MO05 001	1	h.	Oficial 1ª electricista		44,50	44,50
MO05 002	1	h.	Peón electricista		22,00	22,00
					Total €	299,83
UO 06		Cableado, canalizaciones y registros				
MT06 001	30	m. l	Cableado especial fotovoltaica negro CC sección 4 mm <sup>2</sup>	Xunzel PV H1Z2Z2-K	1,80	54,00
MT06 001	30	m. l	Cable especial fotovoltaica rojo CC sección 4 mm <sup>2</sup>	Xunzel PV H1Z2Z2-K	1,80	54,00
MT06 004	30	m. l	Cable unifilar AC verde - amarillo sección 4 mm <sup>2</sup> . 0,6/1 kV. XLPE. Libre de halógenos.	General Cable - EXZHELLENT CPR 750V	0,5778	17,34
MT06 003	10	m. l	Cable multifilar 5x4 AC azul sección 4 mm <sup>2</sup> . XLPE. 0,6/1 kV. Libre de halógenos.	General Cable - RZ1-K 0,6/1kV	3,34	33,40
MT06 005	100	Ud.	Terminales punta hueca aislada de aluminio 4 mm <sup>2</sup>	Pen – 4 mm <sup>2</sup>	3,88	3,88
MT06 006	2	Ud.	Paquete de 25 m de tubo helicoidal flexible de PVC con espiral interior rígida	Pemsa - PG21 TFA	25,79	51,58
MT06 007	1	Ud.	Paquete de Taco-brida negro de 8 mm	Index – TACOBINE8	7,99	7,99
MT06 008	1	Ud.	Paquete de brida de sujeción negra 12,5x40x265 mm	Index - BN48200	2,61	2,61
MT06 009	3	Ud.	Caja de registro 100x100x45 mm. IP 55	Famatel - 3003	3,36	10,08
MO06 001	4	Ud.	Oficial 1ª electricista		44,50	178,00
MO06 002	4	Ud.	Peón electricista		22,00	88,00
					Total €	500,88

	Total presupuesto	4018,08
	IGIC 6,5 % €	261,1752
	Gastos Generales 13% €	522,3504
	Beneficio Industrial 6 % €	241,0848
	Total proyecto €	5042,69