

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

**TRABAJO DE FIN DE GRADO**

“Instalación fotovoltaica para autoconsumo en el  
Centro Oceanográfico de Canarias”

Autor: David Jerez Ravelo

Tutor: José Francisco Gómez González

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

**julio 2022**

Autor: David Jerez Ravelo

## 0. Hoja de identificación

### TÍTULO DEL PROYECTO

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN EL CENTRO OCEANOGRÁFICO DE CANARIAS

### EMPLAZAMIENTO

Dirección: Calle La Farola del Mar, 15, Dársena pesquera, San Andrés

C.P.: 38120

Término municipal: Santa Cruz de Tenerife

Provincia: Santa Cruz de Tenerife

### PETICIONARIO Y PROMOTOR

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

Dirección: Camino San Francisco de Paula, S/N 38001, San Cristóbal de La Laguna, Santa Cruz de Tenerife.

Teléfono: 922318309

### DATOS DEL AUTOR DEL PROYECTO

Autor: David Jerez Ravelo

NIF: 51154856-G

Tel.: 626 674 533

Correo electrónico: [alu0101222134@ull.edu.es](mailto:alu0101222134@ull.edu.es)

Estudios: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática.

### RESPONSABLE DE LA TUTORÍA DEL PROYECTO

Nombre: José Francisco Gómez González

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

## **ÍNDICE DEL PROYECTO**

- 0. HOJA DE IDENTIFICACIÓN**
- 1. MEMORIA**
- 2. ANEXOS**
- 3. PLANOS**
- 4. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS**
- 5. MEDICIONES Y PRESUPUESTO**



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

## **TRABAJO DE FIN DE GRADO**

“Instalación fotovoltaica para autoconsumo en el Centro  
Oceanográfico de Canarias”

# **1. MEMORIA**

Autor: David Jerez Ravelo

Tutor: José Francisco Gómez González

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

**julio 2022**

# ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. MEMORIA .....	5
1.0 Abstract .....	6
1.0 Resumen .....	6
1.1 Objeto.....	7
1.2 Alcance.....	8
1.3 Antecedentes.....	8
1.4 Normas y referencias.....	12
1.4.1 Disposiciones legales y normas aplicadas .....	12
1.4.2 Programas de cálculo .....	14
1.4.3 Bibliografía.....	14
1.5 Requisitos de diseño .....	15
1.5.1 Situación y emplazamiento de la instalación.....	15
1.5.2 Descripción de la nave.....	16
1.5.3 Previsión de potencia de la instalación .....	17
1.6 Análisis de soluciones .....	18
1.7 Resultados finales .....	20
1.7.1 Módulos fotovoltaicos .....	20
1.7.2 Inversores fotovoltaicos .....	22
1.7.3 Estructura soporte .....	23
1.7.4 Cableado .....	25
1.7.4.1 Cableado de corriente continua .....	25
1.7.4.2 Cableado de corriente alterna.....	26
1.7.5 Protecciones.....	27
1.7.5.1 Protecciones de corriente continua .....	28
1.7.5.2 Protecciones de corriente alterna.....	30
1.7.6 Puesta a tierra .....	32
1.8 Planificación .....	33
1.9 Resumen de presupuesto.....	34
1.10 Conclusions .....	35
1.10 Conclusiones .....	36

# 1. MEMORIA

## 1.0 Abstract

The Oceanographic Center of the Canary Islands, in its initiative to promote actions to improve energy efficiency and reduce carbon dioxide emissions, proposes the implementation of a photovoltaic system for self-consumption in one of the center's buildings. All the above, together with the continuous increase in the cost of energy in the Canary Islands, have led to the design of a photovoltaic solar installation of 81 kWp on the sloping roof of the building.

This project and the documents it contains, hold the necessary information for both the implementation process and the subsequent maintenance of the installation. In this way, the different possible options will be analyzed and the one that guarantees the greatest benefit and optimization of the processes in the long term will be developed in detail. Therefore, all the technical and graphic documentation that justifies the final configuration of the system will be provided.

The entire project has been drafted and developed considering the applicable national regulations. This includes the Low Voltage Electrotechnical Regulations, Royal Decrees, and applicable UNE standards. Likewise, the municipal ordinances of the City Council of Santa Cruz de Tenerife have been considered due to the location of the project.

In summary, 180 photovoltaic panels of 450 Wp distributed in 18 strings of 10 modules each will be installed. There will be 3 three-phase SMA inverters of 25 kW each, giving a total nominal power of 75 kW. In addition, the necessary wiring, electrical conduits, and protections will be considered to ensure the operation of the installation and the safety of people.

## 1.0 Resumen

El Centro Oceanográfico de Canarias, en su iniciativa por impulsar acciones de mejora de la eficiencia energética y reducción de las emisiones de dióxido de carbono, plantea la implantación de un sistema fotovoltaico para autoconsumo en una de las naves del centro. Todo lo anterior, sumado al aumento continuado del coste de la energía en Canarias han derivado en el diseño de una instalación solar fotovoltaica de 81 kWp sobre la cubierta inclinada de la nave.

Este proyecto y los documentos que alberga, contienen la información necesaria tanto para el proceso de ejecución como el posterior mantenimiento de la instalación. De este modo, se analizarán las distintas opciones posibles y se desarrollará con detalle aquella que garantice un mayor beneficio y una optimización de los procesos a largo plazo. Por tanto, se aportará toda la documentación técnica y gráfica que justifique la configuración final del sistema.

Todo el proyecto ha sido redactado y desarrollado teniendo en cuenta la normativa nacional aplicable. Esto incluye el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, Reales Decretos y normas UNE aplicables. Asimismo, se ha tenido en cuenta las ordenanzas municipales del Ayuntamiento de Santa Cruz de Tenerife por la localización del proyecto.

A modo de resumen, se instalarán 180 paneles fotovoltaicos de 450 Wp distribuidos en 18 cadenas de 10 módulos cada una. Se dispondrán 3 inversores SMA trifásicos de 25 kW cada uno, dando una potencia nominal de 75 kW en total. Además, se tendrán en cuenta los cableados, las canalizaciones y las protecciones necesarias para garantizar el funcionamiento de la instalación y la seguridad de las personas.

## 1.1 Objeto

El objeto de este proyecto es el diseño y dimensionamiento de una instalación fotovoltaica para autoconsumo sobre la cubierta inclinada de una nave industrial dedicada a la investigación en el ámbito de la acuicultura. Por tanto, en el presente documento se describen de forma clara y precisa los aspectos de ingeniería que se deberán tener en cuenta tanto en la fase de ejecución como en el posterior mantenimiento de la instalación fotovoltaica y de sus componentes.

Asimismo, se pretende buscar el equilibrio de costes mediante la realización de un estudio de viabilidad para dicha actuación. Para ello, se tendrán en cuenta los actuales precios de la energía y el coste que supone en función de los equipos y trabajos desarrollados en el interior de la nave industrial.

## 1.2 Alcance

Este proyecto pretende diseñar y dimensionar la instalación fotovoltaica y sus componentes para una de las naves del Centro Oceanográfico de Canarias, entidad perteneciente al Instituto Español de Oceanografía. Para ello, ha sido necesario identificar las actividades que tendrán lugar en el interior de dicha nave y, de este modo, poder ajustar la instalación fotovoltaica a los consumos generados por los equipos en funcionamiento.

Quedará fuera del alcance de este proyecto las obras de acondicionamiento o reforma que deban tener lugar en el recinto, así como la instalación eléctrica global de la nave o cualquier otro tipo de actuación no contemplada en este documento.

## 1.3 Antecedentes

La acuicultura, definida como el cultivo de organismos acuáticos (peces, moluscos, crustáceos y plantas acuáticas), contribuye significativamente en la seguridad alimentaria de muchos países. FAO estima que en 2030 más del 65% de los alimentos acuáticos procederán de la acuicultura. Pero, este continuo crecimiento constituye un reto para la actividad, por lo que la acuicultura moderna dependerá de la combinación de biología e innovación tecnológica para asegurar su sostenibilidad.

España fue el tercer país productor de pescado de la UE en 2018, con 60.535 toneladas, de las que el 67,5% fueron de dorada y lubina, especies de peces marinos de las que Canarias produjo el 21,0% del peso total a nivel nacional con un valor de primera venta de 46,3 millones de euros (11,8% del total nacional).



El sistema de cultivo utilizado en Canarias para obtener esta producción de peces son las jaulas marinas flotantes (Figura 1). Este sistema permite reducir considerablemente los costes de producción. En estas estructuras, situadas en zonas litorales protegidas de la dinámica marina, se realiza el engorde de los alevines, desde 5-15 g de peso inicial hasta la talla comercial (400 g), en tan solo 11-15 meses. Esta ventaja competitiva de la industria acuícola del Archipiélago para alcanzar pesos comerciales en menor tiempo que en otras latitudes se debe a la temperatura moderada de sus aguas costeras.



*Figura 1.- Jaulas flotantes en el municipio de Arona*

El Gobierno de Canarias ha catalogado a la industria acuícola como un sector estratégico, que contribuye a la diversificación económica del Archipiélago. Sin embargo, debido al esperado aumento de producción acuícola, existen amenazas que el sector tiene que corregir como: el impacto ambiental generado por las instalaciones en el mar, el efecto negativo que la contaminación, terrestre o portuaria, produce en la actividad acuícola, la competencia por el espacio con otros usos que empujan a la búsqueda de ubicaciones menos conflictivas.

Para asegurar su viabilidad, el sector debe minimizar su “huella ecológica”, siendo necesario para ello, diseñar prácticas de acuicultura responsable y sistemas de producción energéticamente más eficientes.

La Estrategia de Desarrollo de la Acuicultura Española recoge las nuevas Directrices de la UE para el Desarrollo de una Acuicultura más Sostenible y Competitiva (2021-2030). Estas directrices se estructuran en las siguientes áreas temáticas: Procedimientos administrativos, Planificación espacial y acceso al agua, Información al consumidor, Productores y organización del mercado, Salud pública y animal y bienestar animal, Aspectos ambientales, Cambio climático, Investigación e Innovación, Control, Integración de la acuicultura en la economía local, y Datos y monitoreo.

Los sistemas de recirculación acuícola (RAS por sus siglas en inglés) se han postulado como tecnología clave en la producción comercial de especies acuáticas, al asegurar la óptima gestión de los factores productivos. Son sistemas que permiten trasladar el cultivo de peces desde las jaulas flotantes a tanques situados en tierra con gran flexibilidad de localización.

Los RAS usan tecnología y conceptos directamente relacionados con las directrices estratégicas en la UE. Entre sus principales ventajas están minimizar los conflictos espaciales y de acceso al agua con otros usos, el ahorro de agua y energía, el riguroso control de los parámetros asegurando así la estabilidad del medio, el alto nivel de bioseguridad, el bienestar de los organismos producidos y bajo impacto ambiental, al permitir el tratamiento del efluente. El control ambiental permite incrementar significativamente las oportunidades competitivas del sector, con una mayor productividad, más fiable y duradera a lo largo del año, aportando un plus acorde al objetivo prioritario de aceptación social e información al consumidor.

El desarrollo de este tipo de infraestructura favorecería la resiliencia y competitividad, la diversificación de la producción acuícola, que junto al desarrollo de “tecnología verde”, energéticamente (recirculación) y ambientalmente más eficiente (vertidos, energías renovables), facilitarían el crecimiento del sector al corregir situaciones que suponen una clara amenaza para su desarrollo.

El Centro Oceanográfico de Canarias (COC), perteneciente al Instituto Español de Oceanografía (IEO-CSIC), desarrolla su investigación en el cultivo de nuevas especies de interés comercial y el desarrollo de tecnologías en el ámbito de la acuicultura, aspectos en los que ha conseguido avances significativos. Sin embargo, para asegurar la viabilidad del sector, es imperativo diseñar prácticas de acuicultura responsable usando sistemas de producción más eficientes, entre los que se encuentran los sistemas de recirculación acuáticos conocidos como RAS. Con el objetivo de mejorar la eficiencia energética y reducir la emisión de dióxido de carbono, este estudio contempla el uso de energías renovables para cubrir la demanda energética, y concretamente la implantación de un sistema de producción de energía solar fotovoltaica para autoconsumo. La instalación ha sido diseñada para cubrir la demanda energética de los equipos y trabajos que se desarrollarán en el interior de una de las naves del centro.

Los componentes básicos de un sistema de recirculación como el que se plantea en este estudio se muestran en la Figura 2. Estos sistemas realizan un continuado filtrado del agua y, además permiten modificar ciertas variables determinantes en el crecimiento de los organismos.

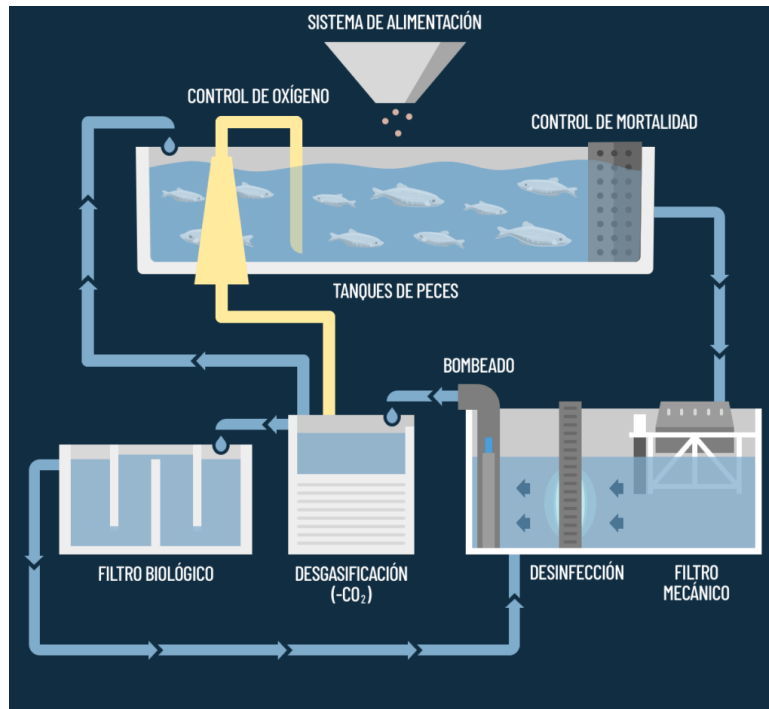


Figura 2.- Componentes de un RAS

Los objetivos que se pretende alcanzar con un sistema de este tipo son:

- Menor demanda de agua
- Menor superficie de instalación
- Mayor densidad de organismos
- Control de la calidad del agua
- Mayor protección frente a condiciones atmosféricas desfavorables

Este trabajo estudia la viabilidad del uso de energías renovables para el autoconsumo de un sistema de producción acuícola terrestre en las instalaciones del Centro Oceanográfico de Canarias. Dicha infraestructura estaría acompañada de los correspondientes despachos, salas de alimentación o laboratorios para englobar, en un mismo espacio, todos los recursos necesarios. Los resultados permitirían situar explotaciones similares en lugares con un menor impacto y, asimismo, garantizar un uso más eficiente de los recursos.

## 1.4 Normas y referencias

### 1.4.1 Disposiciones legales y normas aplicadas

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del sector eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre Conservación de la Energía.
- Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de la infraestructura para la calidad y la seguridad industrial.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- 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.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto – Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen el modelo de contrato tipo y modelo de facturas para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas al a red de baja tensión.
- 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.

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), aprobado por el RD 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia e Innovación.
- Ley 51/2002, de 27 de diciembre, de reforma de la Ley 39/1988, de 28 de diciembre, Reguladora de las Haciendas Locales.
- Real Decreto-Ley 2/2003, de 25 de abril, de medidas de reforma económica.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- Orden de 25 de mayo de 2007 (B.O.C. número 121, de 18 de junio de 2007), por la que se regula el procedimiento telemático para la puesta en servicio de instalaciones eléctricas de baja tensión.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Decreto 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.
- Resolución de la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias, de febrero de 2010, sobre tarado de desconexión por mínima frecuencia en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.
- 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.
- Real Decreto 842/2013, de 31 de octubre, por el que se aprueba la clasificación de los productos de construcción y de los elementos constructivos en función de sus propiedades de reacción y de resistencia frente al fuego.
- Real Decreto 110/2015, de 20 de febrero, sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos.
- Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

- Real Decreto 187/2016, de 6 de mayo, por el que se regulan las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión Fomento de la Autogeneración de Energía Eléctrica, aprobado por el RD 907/1982, de 2 de abril.
- Ordenanzas Municipales del Ayuntamiento de Santa Cruz de Tenerife.
- Normas UNE aplicables

#### 1.4.2 Programas de cálculo

El software empleado para la realización de este proyecto es el siguiente.

- **PVGIS** – Información sobre radiación solar y rendimiento de sistemas fotovoltaicos en cualquier ubicación de Europa y África, así como gran parte de Asia y América.
- **Visor GRAFCAN** – Herramienta de localización y visualizador geográfico de Canarias
- **Google Maps** – Aplicación internacional de mapas y geografía
- **AutoCAD** – Software de diseño asistido por computadora para la realización de planos del proyecto.
- **SolarEdge Design** – Plataforma web para el diseño y planificación de la instalación solar.
- **K2 System Base** - Herramienta online para el cálculo de estructuras soporte de instalaciones fotovoltaicas.
- **SMA Sunny Design** – Software de simulación y diseño de instalaciones fotovoltaicas
- **DIALux** – Software de diseño gráfico y modelado para la planificación de iluminación en interiores y exteriores.
- **Microsoft Office Word** – Programa de ofimática para la edición de documentos
- **Microsoft Office Excel** – Programa de cálculo, gráficas y tablas.

#### 1.4.3 Bibliografía

- Enrique Carnicer Royo, *Aire Acondicionado - Biblioteca del instalador*, ed. Thomson Paraninfo, 5ª edición.
- Benilde Bueno, *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión*, ed. Marcombo, 7ª Edición.
- [APROMAR, 2020. Informe Asociación Empresarial de Acuicultura de España \(APROMAR\).](#)
- [www.agrocabildo.org](http://www.agrocabildo.org)
- [www.gobiernodecanarias.org/pesca/temas/cultivos\\_marinos/](http://www.gobiernodecanarias.org/pesca/temas/cultivos_marinos/)
- [www.derwent.es/principales-beneficios-de-los-sistemas-de-recirculacion-acuicola](http://www.derwent.es/principales-beneficios-de-los-sistemas-de-recirculacion-acuicola)
- [www.autosolar.es](http://www.autosolar.es)

- [www.sma.de/es](http://www.sma.de/es)
- [www.pirobloc.com/blog-es/calculo-perdidas-carga/](http://www.pirobloc.com/blog-es/calculo-perdidas-carga/)
- [www.re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](http://www.re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)
- [www.idae.es/home](http://www.idae.es/home)

## 1.5 Requisitos de diseño

En función de los diferentes factores que afectan al diseño y dimensionamiento de los componentes de la instalación fotovoltaica, se pretende dar la solución óptima para cumplir los requisitos de diseño fijados previa redacción del proyecto.

### 1.5.1 Situación y emplazamiento de la instalación

La instalación fotovoltaica se sitúa sobre la nave propiedad del Centro Oceanográfico de Canarias, en *CALLE LA FAROLA DEL MAR 15*, en la Dársena pesquera perteneciente al término municipal de *SANTA CRUZ DE TENERIFE* (Figura 3).

Las coordenadas UTM del punto medio de la instalación fotovoltaica son las siguientes:

*X: 382.925,74 m    Y: 3.153.116,45 m*



*Figura 3.- Ubicación de la instalación fotovoltaica*

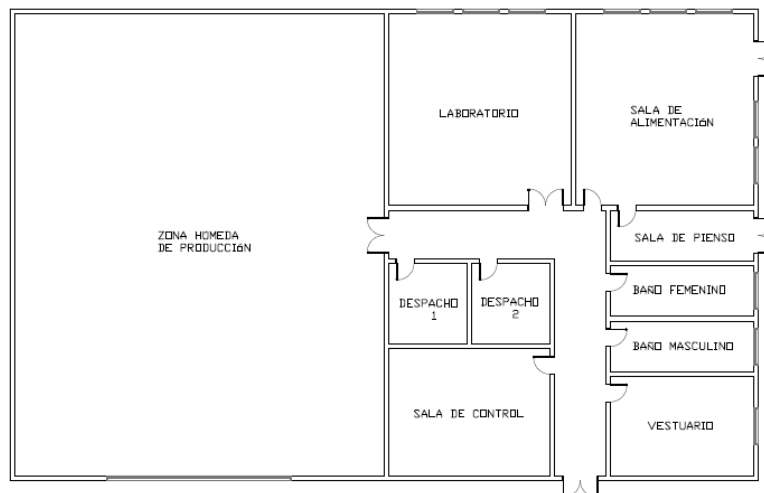
### 1.5.2 Descripción de la nave

La nave industrial que es objeto de este proyecto se prevé destinar para la producción de diferentes especies de peces marinos con el objetivo de fomentar la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías en el ámbito de la acuicultura. En ese sentido, la nave cuenta con 1000 m<sup>2</sup> aproximadamente, que serán repartidos en diferentes estancias como despachos, laboratorios, salas de alimentación y, principalmente, la zona húmeda de producción donde se ubicará un sistema de recirculación de agua salada. El área de las distintas zonas puede encontrarse en la Tabla I.

*Tabla I – Superficies*

Zona	Superficie (m <sup>2</sup> )
Sala de pienso	21,31
Sala de alimentación	99,86
Sala de control	60,16
Laboratorio	102,45
Vestuario	41,66
Baño Masculino	21,31
Baño Femenino	21,31
Despacho 1	18,60
Despacho 2	18,60
Pasillo	59,78
Zona húmeda de producción	500,00

Además de las zonas recogidas en la tabla anterior, se dispone de una puerta de acceso al interior de la nave (zona seca), así como de 2 puertas secundarias empleadas para la entrada y salida de materias como alimento y/o basura. Asimismo, existe una puerta de grandes dimensiones para el acceso y apertura de la zona húmeda de la instalación y múltiples ventanas que facilitan la ventilación de la nave (Figura 4).



*Figura 4.- Distribución interior de la nave*



La nave tiene unas dimensiones de 40x25x10 m y el material principal de fabricación de la misma es acero inoxidable. Además, cuenta con una cubierta trapezoidal constituida por dos aguas de caídas de 10º con direcciones norte y sur, aunque con una ligera desviación.

### 1.5.3 Previsión de potencia de la instalación

El Centro Oceanográfico de Canarias ha suministrado un listado de los equipos y elementos que se prevé incluir en el interior de la nave. Además de esto, ha proporcionado las horas de trabajo estimadas para cada equipo.

En base a esto, se tiene una previsión de consumo de energía de **455,13 kWh** diarios lo que supone un elevado consumo de energía para el centro que, actualmente, toma directamente de la distribuidora E-distribución. En la Tabla II, se muestran de manera resumida los consumos estimados para cada una de las distintas zonas de la nave.

*Tabla II – Previsión de la demanda energética de la instalación*

<b>Zona</b>	<b>Consumo (kWh/día)</b>
<i>Sala de pienso</i>	0,96
<i>Sala de Alimentación</i>	3,98
<i>Sala de control</i>	7,95
<i>Pasillo</i>	0,41
<i>Laboratorio</i>	11,66
<i>Vestuario</i>	1,78
<i>Baño Masculino</i>	0,18
<i>Baño Femenino</i>	0,18
<i>Despacho 1</i>	3,94
<i>Despacho 2</i>	3,94
<i>Zona húmeda</i>	420,16
<b>TOTAL</b>	<b>455,13</b>

La justificación y el análisis en detalle de estos resultados será desarrollado con precisión en el ANEXO II de este proyecto.

Además, se cuenta con una instalación trifásica completamente independiente del resto de naves del centro. Dicha instalación cuenta con su propio contador propiedad de la compañía distribuidora.

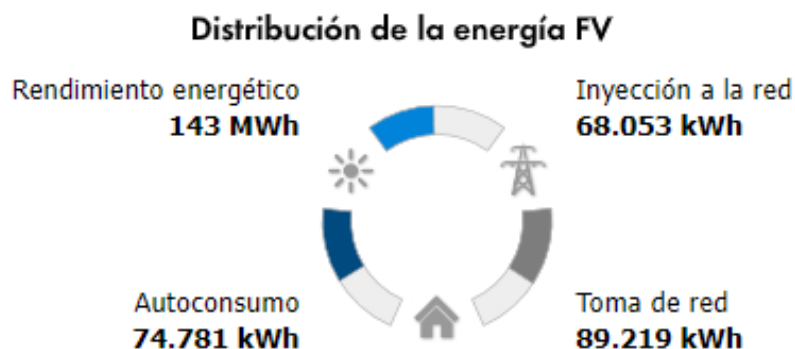
## 1.6 Análisis de soluciones

Las principales opciones barajadas para la realización del presente proyecto han respondido a las actuales y futuras necesidades del centro. En ese sentido, se ha planteado la posibilidad de diseñar un sistema fotovoltaico contemplando, en un primer lugar, la inclusión de baterías o algún sistema de almacenamiento para incrementar el aprovechamiento de la energía solar producida y, por tanto, del autoconsumo en cuestión. No obstante, debido a la alta demanda de energía que requieren los equipos del centro, dicha posibilidad ha sido descartada, pudiéndose plantear la futura ampliación de la instalación fotovoltaica. Existe la posibilidad de acogerse a diferentes fondos europeos dada la importancia y enorme calibre de la institución.

En adición a lo anterior, se ha planteado la opción de ocupar por completo la cubierta de la nave con paneles fotovoltaicos. Sin embargo, la orientación de una de las aguas hacia el norte y, dada la orografía del terreno en la parte trasera del centro, han forzado las características finales del sistema que se estudiarán en apartados posteriores.

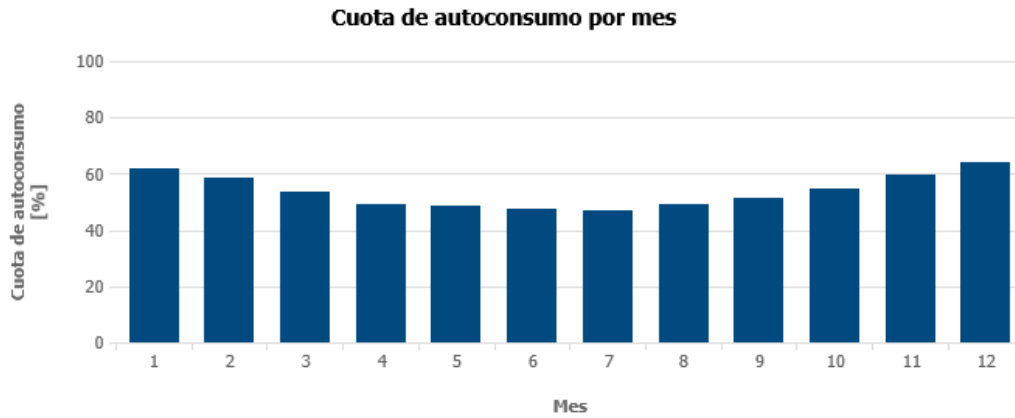
Asimismo, las condiciones climatológicas de la zona favorecen enormemente la posibilidad de implantar un sistema fotovoltaico. Concretamente, se trata de una localización con una notable incidencia solar y con una baja existencia de sombras por situarse la nave a pocos metros del mar. Además, la existencia de diversas instalaciones próximas al centro, llevan a pensar que existe una alta probabilidad de éxito en la ejecución de un proyecto de esta envergadura.

Para prever la rentabilidad del proyecto se han realizado diversas simulaciones mediante el software, del fabricante SMA, Sunny Design. Los resultados se muestran en la Figura 5.



*Figura 5.- Distribución de la energía fotovoltaica anual*

Como ya se ha mencionado anteriormente, el elevado consumo de la instalación, situándose gran parte de este en las horas nocturnas, reducen al 50% el autoconsumo previsto de la instalación. No obstante, se presenta como una solución bastante interesante para cubrir la mayor demanda de energía posible, tal como se muestra en la Figura 6.

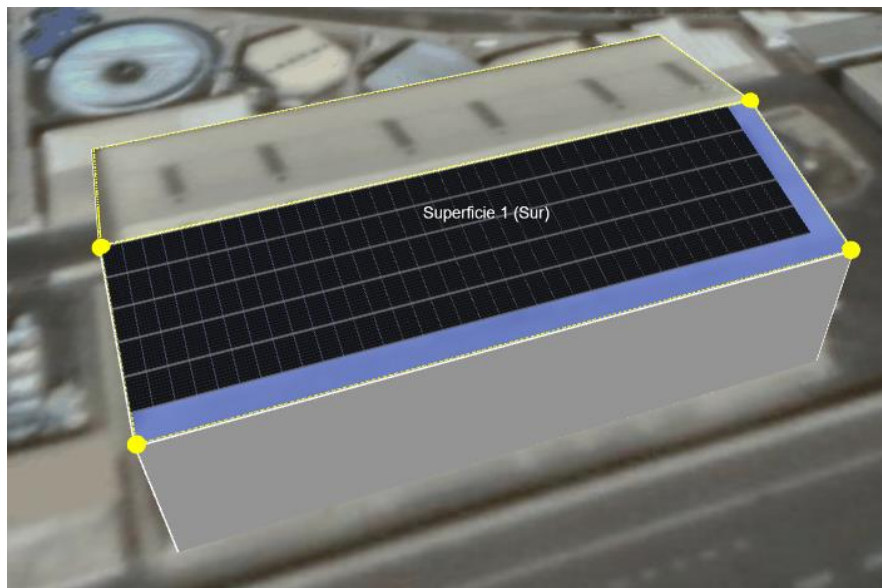


*Figura 6.- Cuota de autoconsumo por mes*

Todo lo anterior, sumado al elevado coste económico que debe afrontar el Centro Oceanográfico de Canarias para poder mantener los diferentes componentes del sistema motivada por la actual subida constante del precio de la energía, así como la necesidad de adaptar las actividades productivas a un nuevo futuro más limpio y sostenible, han llevado al desarrollo de un sistema fotovoltaico para autoconsumo de 81 kWp, acogido a compensación de excedentes.

## 1.7 Resultados finales

Atendiendo a los diferentes puntos estudiados en los apartados anteriores y, desarrollados en mayor profundidad en los documentos anexos a este proyecto, se ha optado por la configuración de un sistema solar fotovoltaico de 81 kWp situado sobre la cubierta inclinada de orientación sur de la nave de estudio. Por tanto, se deberán considerar los distintos elementos que harán posible la ejecución y posterior funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica (Figura 7).



*Figura 7.- Distribución final de módulos fotovoltaicos*

Además, todos los cableados serán canalizados hasta el cuarto denominado sala de control situado a mitad de la nave aproximadamente. En esta sala, se situarán los inversores así como las correspondientes protecciones de la fotovoltaica y se enlazarán con el cuadro general de baja tensión de la nave.

Todo esto podrá visualizarse con mayor detalle en el documento de planos de este mismo proyecto.

### 1.7.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos seleccionados para esta aplicación serán de la marca JA SOLAR, concretamente el modelo JAM72S20-450/MR, con una potencia pico unitaria de 450 W (Figura 8). Los paneles serán enlazados en 18 strings de 10 paneles cada uno que serán realizados de la manera más eficiente y económica posible para garantizar unos plazos de ejecución asumibles y una optimización a la hora de trabajar. Las características

concretas del módulo se aportan en la ficha técnica adjunta a este proyecto. No obstante se muestra un resumen en la Tabla III.

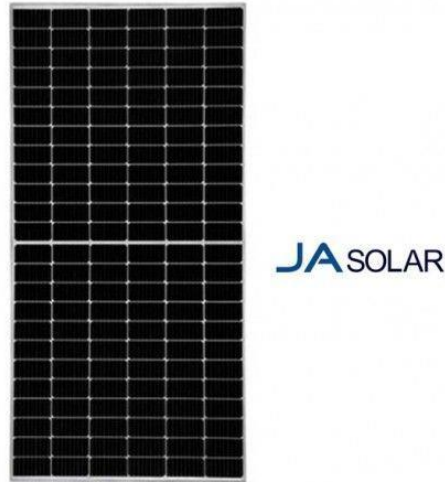


Figura 8.- Módulo JA SOLAR de 450 Wp

Tabla III – Módulo JA SOLAR JAM72S20-450/MR

Potencia nominal	450 W
Tensión en el punto de Máxima Potencia ( $V_{mp}$ )	41,52 V
Corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{mp}$ )	10,84 A
Tensión en circuito abierto ( $V_{oc}$ )	49,70 V
Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ )	11,36 A
Rango de temperatura	-40°C~+85°C
Coeficiente de temperatura de $P_{máx}$	-0,350%/°C
Coeficiente de temperatura de $V_{oc}$	-0,272%/°C
Coeficiente de temperatura de $I_{sc}$	+0,044%/°C
Tensión máxima del sistema	1000 V / 1500 V <sub>DC</sub>
Límite de corriente	20 A
TONC	45 °C
Dimensiones	2112 x 1052 x 35 mm
Peso	24,7 kg
Número de células	144 (6x24)

## 1.7.2 Inversores fotovoltaicos

La corriente procedente de los módulos será llevada a los inversores de la instalación. El inversor constituye una pieza fundamental de cualquier instalación solar pues, es el encargado de convertir la corriente continua de los módulos en corriente alterna a tensión y frecuencia normalizadas (400 V, 50 Hz) para el aprovechamiento de esta energía en el desarrollo de actividades de la nave.

Se instalarán 3 inversores trifásicos de la marca SMA y modelo SUNNY TRIPOWER 25000TL de 25 kW de potencia de salida (Figura 9). De este modo, al seccionar la instalación en tres inversores, se garantiza el funcionamiento de la fotovoltaica en el caso de caída de uno de ellos o mantenimiento de algún sector de la cubierta de la nave. En total se tendrá una potencia nominal de salida en alterna a 400 V de 75 kW.



*Figura 9.- Inversor Sunny Tripower 25000TL*

Las características del inversor se muestran en la Tabla IV.

*Tabla IV – Inversor Sunny Tripower 25000-TL*

Potencia máxima del generador fotovoltaico	45000 Wp
Potencia asignada de CC	25550 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP / tensión asignada de entrada	390 V a 800 V / 600 V
Tensión de entrada mín. / de inicio	150 V / 188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A / B	33 A / 33 A
Corriente de cortocircuito máx. por entrada A / B	43 A / 43 A
Número de entradas MPP independientes / strings por entrada MPP	2 / A:3; B:3
Potencia asignada	25000 W
Potencia máx. aparente	25000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 230 V / 400 V
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V
Frecuencia de red de CA / rango	55 Hz / 44 Hz a 55 Hz
Frecuencia asignada de red / tensión asignada de red	50 Hz / 230 V
Corriente máx. de salida / Corriente asignada de salida	36,2 A / 36,2 A

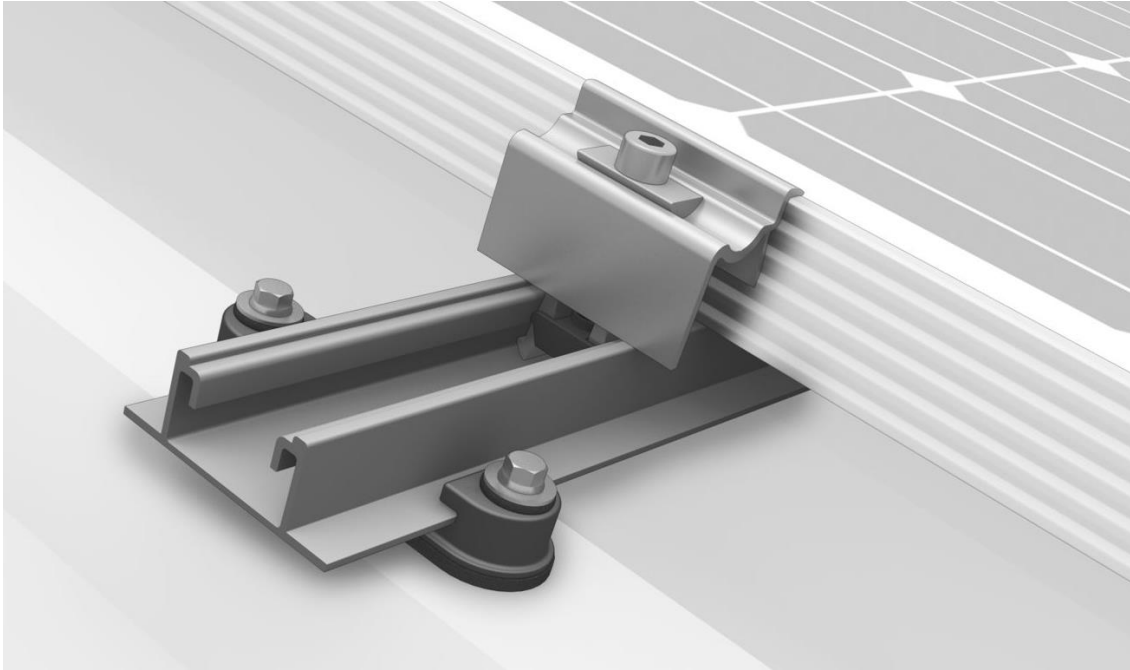
### 1.7.3 Estructura soporte

La estructura portante de los paneles fotovoltaicos anteriormente mencionados ha sido diseñada y completamente verificada mediante el programa de cálculo del fabricante K2 System. Por tanto, todos los elementos necesarios para el anclaje de los módulos serán tomados de este fabricante.

Como se ha especificado en apartados anteriores, los módulos irán instalados de manera coplanar a la cubierta sur de la nave, por lo que el sistema de fijación escogido ha sido SpeedRail del fabricante K2 System.

Este sistema facilita enormemente el proceso de ejecución de la instalación por sus características constructivas. Estará formado por el soporte de montaje SpeedClip para la fijación de los raíles a la cubierta de chapa trapezoidal, rieles de aluminio desnudo, grapas tanto intermedias como finales para el agarre de módulos y piezas de bloqueo para impedir la movilidad longitudinal de los módulos.

En el ANEXO VI se aporta el estudio de cargas de viento y nieve de la zona así como la configuración de las distintas piezas del sistema y un detalle técnico de cada uno de los elementos ya mencionados (Figuras 10 y 11).



*Figura 10.- Sistema de fijación SpeedRail*



*Figura 11.- Vista de perfil Raíl + SpeedClip*



## 1.7.4 Cableado

La instalación en todo lo relativo a secciones de cables, protecciones, tubos y demás factores relativos a elementos de interconexión se ajustará al Reglamento Electrotécnico en Baja Tensión. Los cálculos y dimensionados se han realizado de acuerdo con el mencionado reglamento.

Todos los conductores serán de cobre, y su sección será suficiente para asegurar que las caídas de tensión en cables, empalmes y cajas de protección sean inferiores al 1,5% de la tensión de trabajo del sistema en cualquier condición de operación.

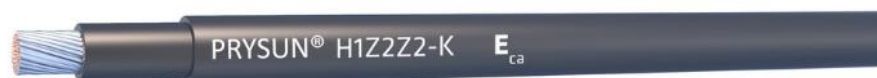
### 1.7.4.1 Cableado de corriente continua

Todo el cableado de la parte de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21.123.

Se empleará cable flexible de cobre aislado del tipo H1Z2Z2K-(AS), marca PRYSMIAN, modelo PrySun o equivalente, con tensión de aislamiento 0,6/1kV, de 2x(1x10mm<sup>2</sup>) de sección que están indicados para instalaciones eléctricas de generación eléctrica basadas en la energía solar fotovoltaica, para ser instalados en el interior o exterior (Figura 12).

Las conexiones serán estancas, utilizándose para ello terminales Multi-Contacto MC4 o equivalente, empalmes, conexiones, sistemas y dispositivos que presenten grado de protección IP 65 de acuerdo con la normativa vigente sobre instalaciones a intemperie según lo especificado en la ITC BT-30.

Las canalizaciones se realizarán mediante tubo flexible corrugado de PVC y de 25 mm de diámetro (Figura 13).



*Figura 12.- Cableado de corriente continua*



*Figura 13.- Canalizaciones en continua*

A continuación se muestra la información más relevante de este cableado de la instalación (Tabla V).

*Tabla V – Cableado y canalizaciones de corriente continua hasta cada uno de los tres inversores (INV)*

	<b>Circuito / String</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>Sección (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Canalización (mm)</b>
<b>INV 1</b>	<b>1</b>	80	10	25
	<b>2</b>	77	10	25
	<b>3</b>	74	10	25
	<b>4</b>	71	10	25
	<b>5</b>	68	10	25
	<b>6</b>	65	10	25
<b>INV 2</b>	<b>7</b>	62	10	25
	<b>8</b>	59	10	25
	<b>9</b>	56	10	25
	<b>10</b>	56	10	25
	<b>11</b>	59	10	25
	<b>12</b>	62	10	25
<b>INV 3</b>	<b>13</b>	65	10	25
	<b>14</b>	68	10	25
	<b>15</b>	71	10	25
	<b>16</b>	74	10	25
	<b>17</b>	77	10	25
	<b>18</b>	80	10	25

#### 1.7.4.2 Cableado de corriente alterna

Para el cableado de corriente alterna, se empleará cable flexible de cobre aislado del tipo RZ1-K, marca PRYSMIAN, modelo AFUMEX Class 1000 o equivalente, con tensión de aislamiento 0,6/1kV, de 4x(1x10mm<sup>2</sup>) de sección según UNE 21.123-4, estando tendidos bajo tubo flexible corrugado de PVC de 32 mm de diámetro, resistente a los rayos UVA, según UNE-EN 50085 (Figura 14).

Las canalizaciones se realizarán mediante tubo flexible corrugado de PVC y de 32 mm de diámetro (Figura 15).



Figura 14.- Cableado de corriente alterna



Figura 15.- Canalizaciones en alterna

En la Tabla VI se muestra la información de cableado en corriente alterna.

Tabla VI – Cableado y canalizaciones de corriente alterna

Circuito	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Canalización (mm)
<i>Inversores – Cuadro de Baja Tensión de la nave</i>	10	10	32

### 1.7.5 Protecciones

Las protecciones de la instalación se han dimensionado teniendo en cuenta lo dispuesto en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Se hace necesario diferenciar entre la parte de corriente continua (módulos fotovoltaicos) y el correspondiente tramo de alterna de acople a la red ya existente de la nave. Se proponen unos elementos de protección determinados, sin embargo será posible emplear otra aparatamenta de protección siempre que se cumpla lo desarrollado en el ANEXO III de este proyecto.

### 1.7.5.1 Protecciones de corriente continua

En el tramo de corriente continua es necesario albergar los siguientes elementos de protección:

- Fusibles de protección
- Descargador de sobretensiones fotovoltaico

La justificación y dimensionamiento de estos elementos se desarrolla en el ANEXO III de este proyecto. Se muestran los elementos escogidos en la Tabla VII.

*Tabla VII – Protecciones de corriente continua hasta cada uno de los tres inversores (INV)*

	String	Calibre de fusible	Modelo escogido fusible	Máxima corriente de descarga	Modelo escogido sobretensiones
<b>INV 1</b>	<b>1</b>	16 A	16A PV - 3061350	40 kA	A9L40281 Schneider
	<b>2</b>	16 A	16A PV - 3061350	40 kA	A9L40281 Schneider
	<b>3</b>	16 A	16A PV - 3061350	40 kA	A9L40281 Schneider
	<b>4</b>	16 A	16A PV - 3061350	40 kA	A9L40281 Schneider
	<b>5</b>	16 A	16A PV - 3061350	40 kA	A9L40281 Schneider
	<b>6</b>	16 A	16A PV - 3061350	40 kA	A9L40281 Schneider
<b>INV 2</b>	<b>7</b>	16 A	16A PV - 3061350	40 kA	A9L40281 Schneider
	<b>8</b>	16 A	16A PV - 3061350	40 kA	A9L40281 Schneider
	<b>9</b>	16 A	16A PV - 3061350	40 kA	A9L40281 Schneider
	<b>10</b>	16 A	16A PV - 3061350	40 kA	A9L40281 Schneider
	<b>11</b>	16 A	16A PV - 3061350	40 kA	A9L40281 Schneider
	<b>12</b>	16 A	16A PV - 3061350	40 kA	A9L40281 Schneider
<b>INV 3</b>	<b>13</b>	16 A	16A PV - 3061350	40 kA	A9L40281 Schneider
	<b>14</b>	16 A	16A PV - 3061350	40 kA	A9L40281 Schneider
	<b>15</b>	16 A	16A PV - 3061350	40 kA	A9L40281 Schneider
	<b>16</b>	16 A	16A PV - 3061350	40 kA	A9L40281 Schneider
	<b>17</b>	16 A	16A PV - 3061350	40 kA	A9L40281 Schneider
	<b>18</b>	16 A	16A PV - 3061350	40 kA	A9L40281 Schneider

Todos estos elementos irán instalados en un cuadro de montaje de protecciones para corriente continua, totalmente independiente de las protecciones de la parte de corriente alterna. Se muestran todos estos elementos en las Figuras 16, 17 y 18.



*Figura 16.- Protección de sobretensiones Schneider*



*Figura 17.- Fusibles de protección 16 A*



*Figura 18.- Caja de 72 módulos Schneider*

### 1.7.5.2 Protecciones de corriente alterna

Para el tramo de corriente alterna, se albergan las protecciones recogidas en la normativa aplicable. Se dispondrán los elementos de protección, recogidos en la Tabla VIII, para cada uno de los tramos de unión de los inversores con el Cuadro General de Baja Tensión de la nave:

- Interruptor magnetotérmico
- Interruptor diferencial
- Protección de sobretensiones

*Tabla VIII – Protecciones de corriente alterna*

<b>Circuito</b>	<b>Interruptor magnetotérmico</b>	<b>Interruptor diferencial</b>	<b>Sobretensiones</b>
<b><i>Inversor 1 - CGBT</i></b>	4P, Curva C, 50 A <b>SH204-C50 - ABB</b>	4P, 63 A, 300 mA, AC <b>A9R84463</b>	4P, 25 kA <b>A9L16297</b>
<b><i>Inversor 2 - CGBT</i></b>	4P, Curva C, 50 A <b>SH204-C50 - ABB</b>	4P, 63 A, 300 mA, AC <b>A9R84463</b>	4P, 25 kA <b>A9L16297</b>
<b><i>Inversor 3 - CGBT</i></b>	4P, Curva C, 50 A <b>SH204-C50 - ABB</b>	4P, 63 A, 300 mA, AC <b>A9R84463</b>	4P, 25 kA <b>A9L16297</b>

Todos los elementos recogidos en la tabla anterior y, mostrados en las Figuras 19, 20 y 21, se albergarán en un cuadro específico de corriente alterna.



*Figura 19.- Interruptor magnetotérmico ABB*



*Figura 20.- Interruptor diferencial Schneider*



*Figura 21.- Protección de sobretensiones Schneider*



*Figura 22.- Caja de protecciones de alterna Schneider*

### 1.7.6 Puesta a tierra

La instalación de puesta a tierra cumplirá con lo estipulado en la ITC BT-18 y con el art. 15 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre. Estará compuesta por un anillo de 4 picas de 3 metros de largo cobreadas y de separación 8 metros entre ellas. El conexionado de las picas se efectuará mediante conductor de cobre desnudo de 35 mm<sup>2</sup> de sección (Figura 23). Comprenderá la toma de tierra de la parte de continua de la instalación. No obstante la línea que unirá los módulos fotovoltaicos estará compuesta por cable solar de 10 mm<sup>2</sup> de sección y se unirá a la puesta a tierra compuesta por arqueta de polipropileno con cerco y tapa de registro (atornillada) de fundición, puente de comprobación mediante caja seccionadora y pica de cobre de 3 metros de largo (Figura 24).

La información relativa a su desarrollo, ejecución e instalación quedará ampliada en el ANEXO III de este documento.

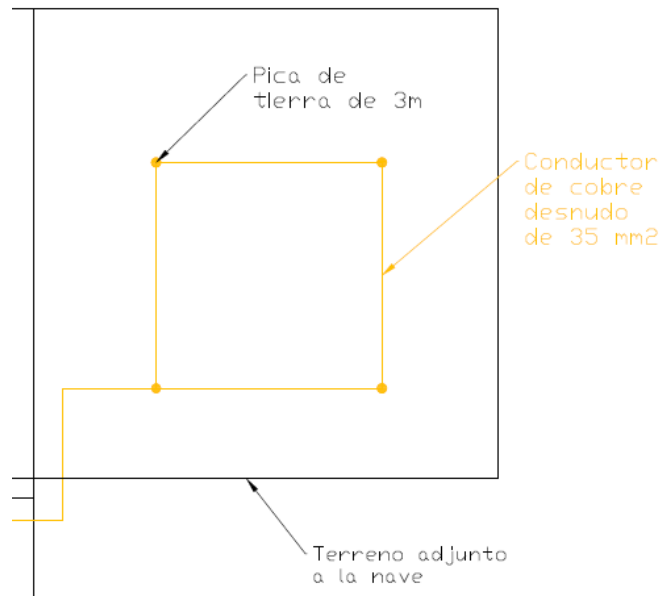


Figura 23.- Puesta a tierra diseñada

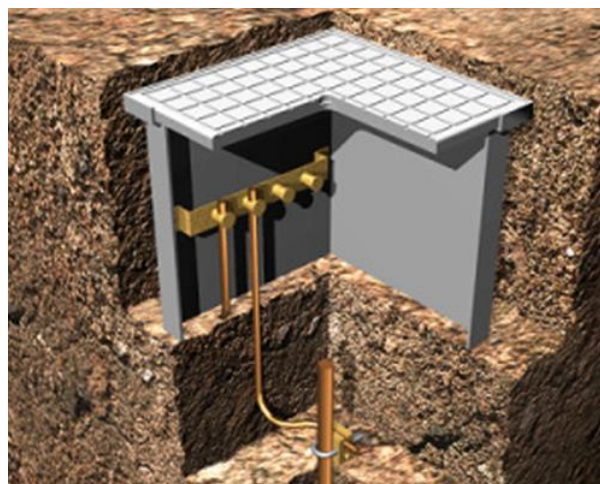


Figura 24.- Puesta de tierra de ejemplo



## 1.8 Planificación

De modo estimativo se presenta la planificación del proyecto de ejecución de la instalación fotovoltaica contando desde el inicio de la tramitación de permisos y documentos legales necesarios.

Se ha tenido en cuenta una jornada laboral de 8 horas de lunes a viernes para todos los trabajadores involucrados en el desarrollo del proyecto.

Asimismo, la fecha de inicio del proyecto está prevista para el día 14 de julio de 2022, y se prevé iniciar las obras en el emplazamiento en cuestión para el 21 de julio de 2022.

De este modo, la duración total del proyecto será de 14 días desde el inicio de la redacción de la documentación. El diagrama de Gantt del proyecto se presenta en la Figura 25.

Actividad	Días	Fecha inicio	Fecha fin	Días de julio													
				14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
1 Trámites legales, Documentación e Ingeniería	5	14/07/2022	20/07/2022	■	■	■	■	■	■								
2 Acopio de materiales	2	19/07/2022	20/07/2022							■	■						
3 Recepción de materiales en obra	1	21/07/2022	21/07/2022								■						
4 Instalación de estructura portante de módulos	3	21/07/2022	25/07/2022								■	■	■				
5 Instalación de módulos fotovoltaicos	3	21/07/2022	25/07/2022								■	■	■				
6 Instalación de cableado y canalizaciones	5	21/07/2022	27/07/2022								■	■	■	■	■		
7 Instalación de inversores y protecciones	1	27/07/2022	27/07/2022													■	
8 Pruebas	1	28/07/2022	28/07/2022														■

Figura 25.- Diagrama de Gantt

## 1.9 Resumen de presupuesto

Teniendo en cuenta todos los costes de la instalación fotovoltaica y de la ejecución de este proyecto se presenta un resumen del presupuesto general del mismo. El detalle de cada una de las partidas y desarrollo de los capítulos del documento se pueden encontrar posteriormente en este proyecto.

### INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO DE 81 kWp

CAPÍTULO	RESUMEN	EUROS	%
01	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	40.610,26	73,54
02	ESTRUCTURA SOPORTE	7.522,24	13,62
03	INSTALACIÓN ELÉCTRICA	5.826,81	10,55
04	MAQUINARIA Y TRANSPORTE	629,22	1,14
05	SEGURIDAD Y SALUD	637,15	1,15
<b>TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL</b>		<b>55.225,68</b>	
	13,00% Gastos generales.....	7.179,34	
	6,00% Beneficio industrial.....	3.313,54	
	<b>SUMA DE G.G. y B.I.</b>	<b>10.492,88</b>	
	7,00% I.G.I.C.....	<b>4.600,30</b>	
<b>TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA</b>		<b>70.318,86</b>	
<b>TOTAL PRESUPUESTO GENERAL</b>		<b>70.318,86</b>	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de SETENTA MIL TRESCIENTOS DIECIOCHO EUROS con OCHENTA Y SEIS CÉNTIMOS

en Santa Cruz de Tenerife, a 20 de junio de 2022.

**El promotor**

**La dirección facultativa**

Fdo.: David Jerez Ravelo  
INGENIERO TÉCNICO

## 1.10 Conclusions

After analysing the different configuration options for the photovoltaic installation, an 81 kWp system without storage has been designed on the south-facing, 10° sloping roof of the building under study. The supporting calculations, graphical information drawings, development of alternatives and energy and amortization results are shown in the following documents of this project.

One of the main benefits of the implementation of a solar photovoltaic system as described above, lies in the projection of a cleaner and more sustainable future. After the latest news concerning energy and its cost, this project is one of the most important initiatives in the modernization and rethinking of the productive activities of our society.

Beyond the importance that an improvement in the energy efficiency of the centre's building may have, the development of recirculation systems for fish production in this area involves addressing some other problems in our immediate environment. Such as:

- Reduction of the visual impact of marine production cages located on the Canary coasts, and their conflict with tourism.
- Sustainable development and promotion of science and innovation.
- Improvement of productivity in marine fish farming.

In conclusion, the drafting and execution of this project is not only limited to the energy sector but expands to other areas of society with a great repercussion and impact. Therefore, after analysing all these implications, it is considered an engineering project with an enormous vision for the future.

## 1.10 Conclusiones

Tras haber analizado las distintas opciones de configuración de la instalación fotovoltaica, se ha diseñado un sistema de 81 kWp sin almacenamiento en la cubierta inclinada de orientación sur e inclinación 10º de la nave sometida a estudio. Los cálculos justificativos, planos de información gráfica, desarrollo de alternativas y resultados energéticos y de amortización se muestran en los sucesivos documentos de este proyecto.

Uno de los principales beneficios de la implantación de un sistema solar fotovoltaico como el descrito, radica en la proyección de un futuro más limpio y sostenible. Tras los últimos datos de actualidad referente a la energía y su coste, hacen de este proyecto una de las iniciativas más importantes en la modernización y replanteo de las actividades productivas de nuestra sociedad.

Más allá de la importancia que pueda tener una mejora de la eficiencia energética de la nave del centro, el desarrollo de sistemas de recirculación para la producción de peces en este ámbito supone tratar algunos otros problemas en nuestro entorno más cercano. Como pueden ser:

- Reducción del impacto visual de jaulas de producción marina situadas en las costas canarias, y su conflicto con el turismo.
- Desarrollo sostenible y fomento de la ciencia e innovación.
- Mejora de la productividad en el cultivo de peces marinos.

En conclusión, la redacción y ejecución de este proyecto no se reduce únicamente al sector de la energía, sino que se expande a otras áreas de la sociedad con una gran repercusión e impacto. Por tanto, tras analizar todas estas implicaciones se considera un proyecto de ingeniería con una enorme visión de futuro.



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

## **TRABAJO DE FIN DE GRADO**

“Instalación fotovoltaica para autoconsumo en el Centro  
Oceanográfico de Canarias”

## **2. ANEXOS**

Autor: David Jerez Ravelo

Tutor: José Francisco Gómez González

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

**julio 2022**

Autor: David Jerez Ravelo

## ÍNDICE DE ANEXOS

**ANEXO I** – Documentos de partida

**ANEXO II** – Cálculos de previsión de potencia

**ANEXO III** – Cálculos de instalación fotovoltaica

**ANEXO IV** – Producción energética y amortización

**ANEXO V** – Estudio Básico de Seguridad y Salud

**ANEXO VI** – Fichas técnicas y otros documentos

# **ANEXO I**

## **Documentos de partida**



## ÍNDICE DE ANEXO I

1. Equipos necesarios .....	3
2. Requisitos de la instalación hidráulica .....	4
3. Climatología de la zona .....	5

## 1. Equipos necesarios

El Centro Oceanográfico de Canarias ha proporcionado un listado de los equipos necesarios en las diferentes salas de la nave sometida a estudio. Además de esto, nos ha proporcionado un valor estimativo del tiempo de uso de cada uno de los equipos. En la Tabla I se recogen todos estos equipos diferenciando la zona en la que se localizan.

*Tabla I – Listado de equipos necesarios*

	<b>Equipo</b>	<b>Uds.</b>	<b>Trabajo (h/día)</b>
<b>Sala de pienso</b>	Alumbrado tipo 1	2,00	1,00
	Aire acondicionado	1,00	2,00
<b>Sala de Alimentación</b>	Alumbrado tipo 1	12,00	4,00
	Nevera	1,00	2,00
	Batidora	1,00	0,50
	Congeladores	2,00	2,00
	Cámara congeladora	1,00	2,00
	Pesa digital	2,00	2,00
<b>Sala de control</b>	Alumbrado tipo 1	6,00	2,00
	Ordenador	1,00	24,00
	Aire acondicionado	1,00	4,00
<b>Pasillo</b>	Alumbrado tipo 1	7,00	2,00
<b>Laboratorio</b>	Alumbrado tipo 1	16,00	8,00
	Nevera	1,00	2,00
	Estufa	1,00	0,50
	Equipo óptico 1	1,00	8,00
	Equipo óptico 2	1,00	8,00
	Ordenador	2,00	8,00
	Agitador	2,00	1,00
	Autoclave	1,00	0,50
	Microondas	1,00	0,50
<b>Vestuario</b>	Alumbrado tipo 1	3,00	2,00
	Termo eléctrico	1,00	1,00
<b>Baño masculino</b>	Alumbrado tipo 1	3,00	2,00
<b>Baño femenino</b>	Alumbrado tipo 1	3,00	2,00
<b>Despacho 1</b>	Alumbrado tipo 2	6,00	8,00
	Ordenador	1,00	8,00
	Aire acondicionado	1,00	2,00
<b>Despacho 1</b>	Alumbrado tipo 2	6,00	8,00
	Ordenador	1,00	8,00
	Aire acondicionado	1,00	2,00
<b>Zona Húmeda</b>	Alumbrado tipo 3	50,00	12,00
	Bomba Recirculación	1,00	24,00
	Bomba de captación	1,00	1,00
	Ultravioleta	1,00	24,00
	Soplante	1,00	24,00
	Hidro limpiadora	1,00	0,50

## 2. Requisitos de la instalación hidráulica

Para la zona húmeda de producción, como ya se ha mencionado anteriormente, se tiene previsto la implantación de un sistema de recirculación de agua salada. En él, se consideran sucesivos equipos, ya contemplados en el listado de previsión de potencia, como son:

- Bomba de recirculación
- Bomba de captación
- Ultravioleta
- Soplante

Para el correcto dimensionamiento del consumo de la instalación resultante, es necesario realizar una estimación de los equipos a emplear. Concretamente, para ello, el centro ha aportado algunos datos de importancia.

La instalación hidráulica constará de 8 tanques de 15 m<sup>3</sup> distribuidos de manera lineal en dos columnas. La tasa de renovación de dichos tanques será de al menos 1 renovación completa cada hora, lo que se corresponde con un caudal de renovación de 120 m<sup>3</sup>. Esto deberá ser tenido en cuenta a la hora de dimensionar los equipos de recirculación y, de este modo, estimar el consumo de energía.

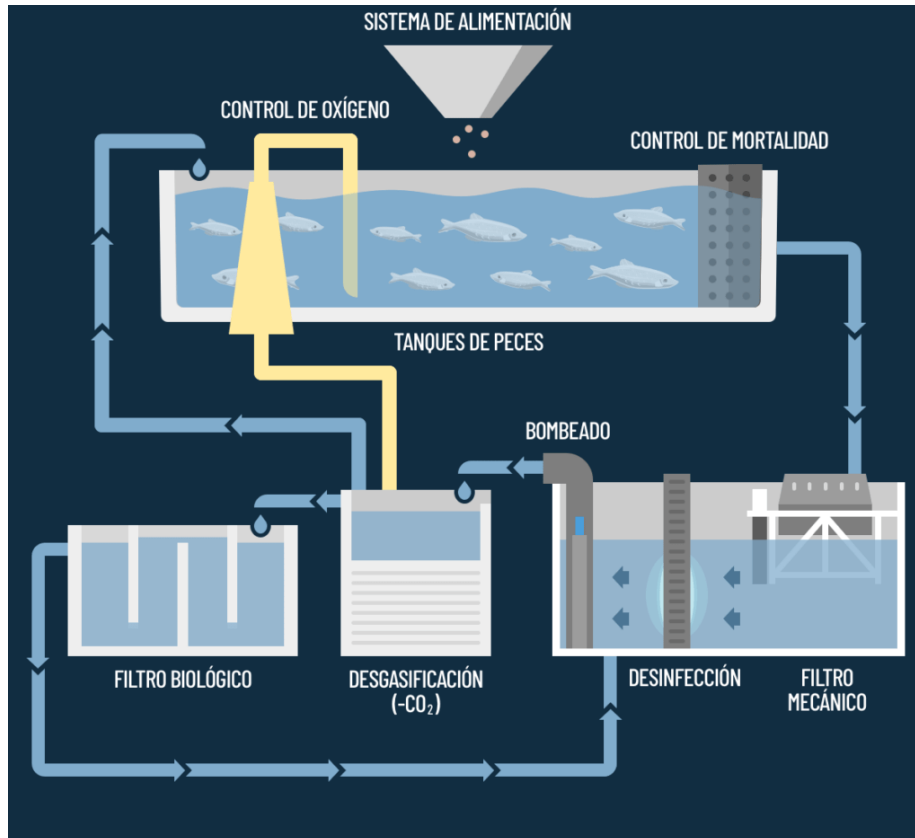


Figura 1.- Esquema del sistema de recirculación

Es importante resaltar que el objetivo no es el diseño del sistema de recirculación. El principal objetivo será la estimación de la potencia eléctrica de los equipos a emplear.

### 3. Climatología de la zona

Además de los equipos previstos para instalar en la nave y, por tanto, demandantes de la energía, se han tenido en cuenta algunos datos importantes de la climatología media anual de la zona.

A continuación, se recogen los datos de temperaturas medias, mínimas y máximas mensuales, así como los datos de radiación solar de la zona (Tabla II). Todos estos valores han sido tomados de la página web de agrocabildo perteneciente al Cabildo de Tenerife. Los datos se refieren a registros medios calculados cada 10 minutos en base a datos tomados cada minuto, en el año 2020.

*Tabla II – Datos de temperatura y radiación solar*

<b>Mes</b>	<b>Temperatura media (°C)</b>	<b>Temperatura máxima (°C)</b>	<b>Temperatura mínima (°C)</b>	<b>Radiación solar (Wh/m<sup>2</sup>)</b>
Enero	17,70	29,60	11,10	3589,80
Febrero	20,10	29,90	13,30	4450,60
Marzo	18,50	30,20	13,20	4577,80
Abril	19,70	29,90	14,70	5430,80
Mayo	21,40	33,70	15,40	6712,50
Junio	22,60	29,90	17,30	5403,80
Julio	24,60	37,80	19,30	7313,00
Agosto	25,70	40,20	20,20	6513,10
Septiembre	25,40	36,60	19,20	5308,30
Octubre	23,00	33,50	18,60	3929,40
Noviembre	21,20	33,10	14,00	3268,30
Diciembre	18,60	27,30	13,60	2862,70
<b>Media anual</b>	<b>21,54</b>	<b>32,64</b>	<b>15,83</b>	<b>4946,68</b>

Es importante resaltar que todos los valores recogidos en la tabla anterior son referidos a la estación meteorológica situada en Igueste de San Andrés. Se ha decidido emplear esta estación en lugar de la situada en Santa Cruz de Tenerife, principalmente por la proximidad al mar, además de que las condiciones climatológicas de Igueste se asemejan mucho más a las que nos podemos encontrar en la ubicación de la nave de estudio (Figura 2).

## Ficha técnica estación

<b>Estación: IGUESTE</b>	
<b>Provincia:</b> Santa Cruz de Tenerife	<b>Estado:</b> Activa
<b>Localidad [Municipio]:</b> Igueste De San Andrés [Santa Cruz de Tenerife]	<b>Fecha instalación:</b> 01/09/2011
<b>Paraje:</b> IGUESTE	<b>Último datos registrado:</b> 14/05/2022 13:00:00
<b>Localización</b>	
<b>Latitud:</b> 28.53230	<b>UTM X:</b> 386769
<b>Longitud:</b> -16.15732	<b>UTM Y:</b> 3156717
<b>Altitud:</b> 75 msnm	
<b>Instrumentos instalados</b>	
<b>Datalogger:</b> DLx	
<b>Número sensores instalados:</b> 6	

*Figura 2.- Ficha técnica de la estación meteorológica*

En base a lo expuesto, se puede concluir que existen unas condiciones favorables para la implantación de un sistema fotovoltaico para autoconsumo. La radiación solar de la zona es notable y las temperaturas se mantienen, por lo general, bastante constantes, aunque existen picos máximos que serán estudiados en sucesivos documentos de este proyecto.

# **ANEXO II**

## **Cálculos de previsión de potencia**

## ÍNDICE DE ANEXO II

1. Dimensionamiento de aires acondicionados .....	3
2. Dimensionamiento de las bombas del sistema.....	4
3. Previsión de potencia de la instalación.....	12

## 1. Dimensionamiento de aires acondicionados

Como se puede observar en el listado de equipos aportado por el Centro Oceanográfico de Canarias, se definen varios sistemas de aire acondicionado. Sin embargo, dependiendo de la potencia del equipo, tendremos variaciones en la previsión de potencia final. Al tratarse de equipos de consumo elevado, se ha realizado un análisis y dimensionamiento de los equipos de frío necesarios en las distintas estancias indicadas.

Atendiendo a la bibliografía de este proyecto, se ha tomado como referencia para el dimensionamiento de los equipos lo expuesto en el libro de *Aires acondicionados* de Enrique Carnicer Royo. En él se fijan una serie de factores de aplicación en función de las características de la habitación que albergará el equipo de frío. Así, es posible determinar la potencia requerida para cada uno de los aires acondicionados solicitados (Tabla I).

Tabla I – Cálculo de carga de enfriamiento de las distintas estancias

<i>Cálculo de aires acondicionados</i>				
Estancia	Apartado	Dimensión	Factor	Carga de enfriamiento (frigorías por hora)
<b>SALA DE PIENSO</b>	PAREDES (metros lineales)	20,10	24,60	494,46
	TECHO (metros cuadrados)	21,31	13,45	286,65
	PERSONAS Y VENTILACIÓN (nº personas)	0,00	150,00	0,00
	LÁMPARAS Y EQUIPO ELÉCTRICO EN USO (W)	59,00	0,86	50,74
	PUERTAS Y ARCOS (metros lineales)	0,00	246,00	0,00
	SUMA TOTAL	-	-	831,85
	TOTAL CARGA DE ENFRIAMIENTO	-	1,10	<b>915,04</b>
<b>DESPACHOS</b>	PAREDES (metros lineales)	16,35	24,60	402,21
	TECHO (metros cuadrados)	18,60	13,45	250,17
	PERSONAS Y VENTILACIÓN (nº personas)	1,00	150,00	150,00
	LÁMPARAS Y EQUIPO ELÉCTRICO EN USO (W)	380,00	0,86	326,80
	PUERTAS Y ARCOS (metros lineales)	0,00	246,00	0,00
	SUMA TOTAL	-	-	1129,18
	TOTAL CARGA DE ENFRIAMIENTO	-	1,10	<b>1242,10</b>
<b>SALA DE CONTROL</b>	PAREDES (metros lineales)	25,35	24,60	623,61
	TECHO (metros cuadrados)	38,28	13,45	514,87
	PERSONAS Y VENTILACIÓN (nº personas)	0,00	150,00	0,00
	LÁMPARAS Y EQUIPO ELÉCTRICO EN USO (W)	377,00	0,86	324,22
	PUERTAS Y ARCOS (metros lineales)	0,00	246,00	0,00
	SUMA TOTAL	-	-	1462,70
	TOTAL CARGA DE ENFRIAMIENTO	-	1,10	<b>1608,97</b>

En base a lo anterior, los equipos de aire seleccionados son de la marca Mitsubishi y los modelos, así como la potencia eléctrica, se recogen en la Tabla II.

Tabla II – Modelos de aire acondicionado seleccionados

Estancia	Modelo	Potencia (W)
Sala de pienso	MSZ-BT20VGK	450,00
Despacho 1	MSZ-BT20VGK	450,00
Despacho 2	MSZ-BT20VGK	450,00
Sala de control	MSZ-BT25VGK	700,00



Se adjunta la ficha técnica de estos equipos en el ANEXO VI.

## 2. Dimensionamiento de las bombas del sistema

Para poder estimar la potencia de las bombas hidráulicas del sistema de recirculación, se deben considerar los dos equipos indicados por el centro. En este caso, tenemos:

- Bomba de recirculación: empleada para la distribución y gestión interna del agua de la planta.
- Bomba de captación: empleada para cubrir las pérdidas de agua que se deban a la evaporación del fluido en las distintas partes del sistema.

En la documentación gráfica adjunta a este proyecto, se pueden observar las características generales que se prevén para la instalación hidráulica de la nave. En la Figura 1 se muestra una visión general de la misma.

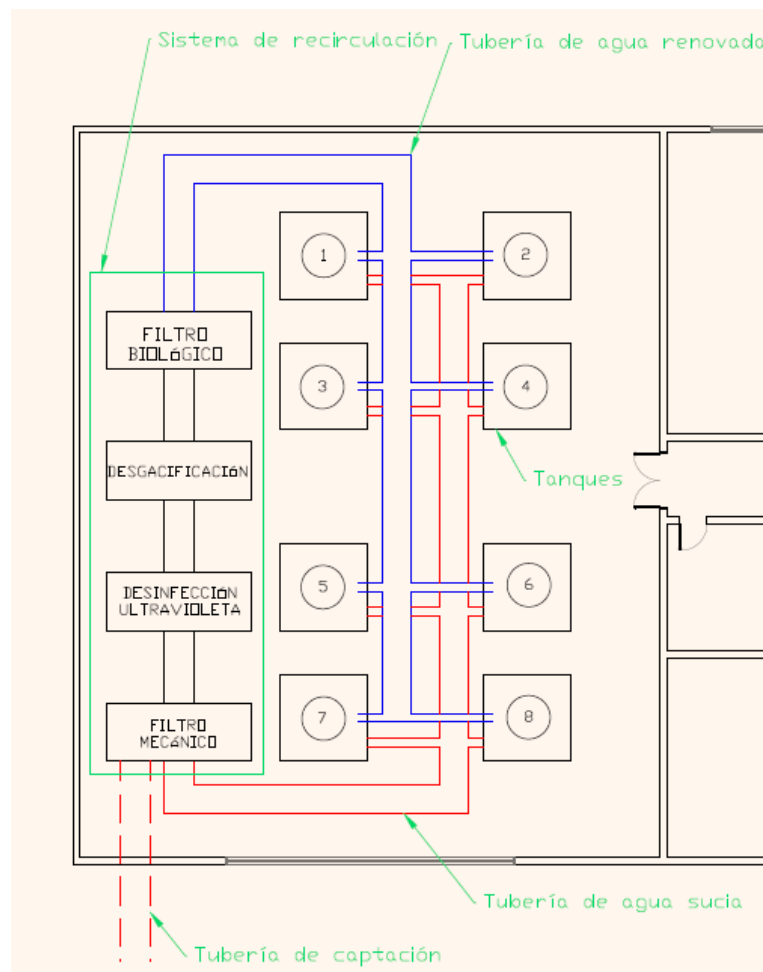


Figura 1.- Esquema de instalación hidráulica

Lo primero que será necesario determinar serán los diámetros de las distintas tuberías de la instalación para poder determinar las pérdidas, tanto primarias como secundarias, que deberá afrontar, en este caso, la bomba de recirculación.

Para poder realizar estos cálculos estimativos, se han fijado y considerado los siguientes parámetros:

1. No existen pérdidas de carga por la diferencia de altura. Toda la instalación se encuentra a la misma cota.
2. La instalación de agua renovada se llevará por la parte superior.
3. La instalación de agua sucia se llevará por la parte inferior.
4. La velocidad del agua en las tuberías se supone de entre 0,5 y 3,5 m/s.
5. No interesan velocidades muy bajas por sedimentación ni muy elevadas por desgaste de tuberías.

Según los requerimientos del centro, tenemos lo siguiente:

$$8 \text{ tanques} \times \frac{15 \text{ m}^3}{\text{tanque}} = 120 \text{ m}^3 \rightarrow \text{renovación total cada hora} \rightarrow 120 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \rightarrow \text{caudal bomba}$$

Teniendo en cuenta el caudal de la bomba, pasamos al dimensionamiento de la tubería mayor. Para lo cual fijaremos una velocidad de 2 m/s.

Pasamos los 120 m<sup>3</sup>/h a m<sup>3</sup>/s:

$$120 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \times \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = 0,033 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

Por tanto, tendemos:

$$Q = v \cdot A = v \cdot \pi \cdot \frac{D^2}{4} \rightarrow D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot v}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,033}{\pi \cdot 2}} = 0,145 \text{ m}$$

Si nos ajustamos a los diámetros normalizados del mercado:

$$D \geq 145 \text{ mm} \rightarrow D = 160 \text{ mm}$$

Ahora deberemos recalcular la velocidad del agua en la tubería:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 0,033}{\pi \cdot (0,160)^2} = 1,641 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Como se puede observar, la velocidad del fluido se encuentra dentro del rango permitido.

Pasamos, ahora, al dimensionamiento de las tuberías de entrada y salida de cada tanque. Para ello, será necesario calcular los caudales de los conductos individuales. Sabemos que debe cumplirse que toda el agua que circula por la tubería principal será repartida entre las distintas tuberías de menor diámetro. Es decir:

$$Q_{TOTAL} = 8 \times Q_i \rightarrow v_{TOTAL} \cdot \pi \cdot \frac{D_{TOTAL}^2}{4} = 8 \times v_i \cdot \pi \cdot \frac{D_i^2}{4}$$

$$V_{TOTAL} \times \frac{D_{TOTAL}^2}{8} = V_i \times D_i^2 \rightarrow D_i^2 = \frac{V_{TOTAL}}{V_i} \times \frac{D_{TOTAL}^2}{8}$$

$$D_i = \sqrt{\frac{1,641}{2} \times \frac{0,160^2}{8}} = 0,051 \text{ m}$$

Fijamos un diámetro comercial de 50 mm

Por tanto, para una sola tubería individual tendríamos lo siguiente:

$$\frac{Q_{TOTAL}}{8} = Q_i \rightarrow \frac{0,033}{8} = v_i \times \frac{\pi \cdot D_i^2}{4}$$

$$\frac{4 \times 0,033}{8 \times \pi \times D_i^2} = v_i = \frac{4 \times 0,033}{8 \times \pi \times 0,05^2} = 2,10 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

La velocidad del agua en las tuberías individuales sería de 2,10 m/s, lo cual se encuentra también dentro del rango permitido. Por tanto, recapitulando, tenemos:

- Tubería principal de **160 mm** de diámetro con velocidad del fluido de **1,641 m/s**
- Tuberías individuales de **50 mm** de diámetro con velocidad del fluido de **2,10 m/s**

A continuación, se detallan los accesorios y metros de tubería aproximados que será necesario tener en cuenta para el cálculo de las pérdidas de carga en las tuberías dimensionadas. Es importante tener en cuenta que el objetivo final no es otro que el de dimensionar y estimar la potencia eléctrica de las bombas del sistema.

Accesorios considerados:

- 6 codos de 90°
- 16 T con salida bilateral
- 18 válvulas de PVC tipo mariposa, de las cuales 16 serán para las entradas y salidas de los tanques y 2 de ellas serán para la apertura y cierre del sistema completo.
- 1 válvula de retención para impedir el retorno del fluido al inicio del ciclo.

Metro de tubería estimados:

- 32 m de tubería de PVC de 50 mm de diámetro (**Tuberías individuales**)
- 60 m de tubería de PVC de 160 mm de diámetro (**Tubería general**)

**Cálculo de pérdidas de carga primarias en tuberías**

Para estimar las pérdidas de carga primarias, es decir, por rozamiento que tiene lugar en las tuberías, emplearemos la ecuación de Darcy-Weisbach. En ella, se definen las pérdidas de carga por fricción de la tubería como:

$$h_{PRIMARIAS} = 0,0826 \times f \times \left(\frac{Q^2}{D^5}\right) \times L$$

Para aplicar la ecuación anterior, es necesario hallar el coeficiente de fricción por medio de la siguiente expresión:

$$f = 0,3164 \times Re^{-0,25}$$

No obstante, el número de Reynolds dependerá de la velocidad del fluido y el diámetro de cada tubería.

$$Re = \frac{v \cdot D}{\gamma}$$

Donde  $\gamma$  representa la viscosidad cinemática del agua que será de **1,004 x 10<sup>-6</sup> m<sup>2</sup>/s**.

Debemos distinguir dos casos:

- Tubería de 50 mm  $\rightarrow Re = \frac{v \cdot D}{\gamma} \rightarrow Re = \frac{2,10 \cdot 50 \cdot 10^{-3}}{1,004 \cdot 10^{-6}} = 104581,7$
- Tubería de 160 mm  $\rightarrow Re = \frac{v \cdot D}{\gamma} \rightarrow Re = \frac{1,641 \cdot 160 \cdot 10^{-3}}{1,004 \cdot 10^{-6}} = 261513,9$

Teniendo en cuenta lo anterior, tendremos los siguientes coeficientes de fricción para cada diámetro de tubería.

- Tubería de 50 mm  $\rightarrow f = 0,3164 \times Re^{-0,25} = 0,3164 \times 104581,7^{-0,25} = 0,0176$
- Tubería de 160 mm  $\rightarrow f = 0,3164 \times Re^{-0,25} = 0,3164 \times 261513,9^{-0,25} = 0,014$

De este modo, ya estamos en condiciones de aplicar la ecuación inicial de Darcy-Weisbach para cada diámetro:

$$h_{50mm} = 0,0826 \times 0,0176 \times \left( \frac{(0,033/8)^2}{(50 \times 10^{-3})^5} \right) \times 32 \text{ m} = \mathbf{2,53 \text{ m}}$$

$$h_{160mm} = 0,0826 \times 0,014 \times \left( \frac{(0,033)^2}{(160 \times 10^{-3})^5} \right) \times 60 \text{ m} = \mathbf{0,72 \text{ m}}$$

Ya tendríamos estimadas las pérdidas de carga primarias en las tuberías.

### **Cálculo de pérdidas de carga secundarias en accesorios**

Para los accesorios, deberemos de aplicar la siguiente ecuación:

$$h_i = k_i \times \frac{v^2}{2 \cdot g}$$

Donde  $k_i$  representa el coeficiente de fricción de cada accesorio. Los valores de estos coeficientes han sido tomados de la Comisión Nacional del Agua de México y quedan recogidos en la Tabla III:

*Tabla III – Coeficientes de fricción aproximados. CONAGUA*

<b>Accesorio</b>	<b><math>K_i</math></b>
Codos de 90°	0,40
T con salida bilateral	1,80
Válvulas de PVC tipo mariposa	0,24
Válvula de retención	2,50

- **6 codos de 90°** ( $K_i = 0,40$ ;  $v = 1,641$  m/s)

$$h_i = 0,40 \times \frac{1,641^2}{2 \cdot 9,81} = 0,055 \text{ m} \rightarrow 6 \times 0,055 = 0,33 \text{ m}$$

- **16 T con salida bilateral** ( $K_i = 1,80$ ;  $v = 1,641$  m/s)

$$h_i = 1,80 \times \frac{1,641^2}{2 \cdot 9,81} = 0,25 \text{ m} \rightarrow 16 \times 0,25 = 4 \text{ m}$$

- **16 válvulas de PVC tipo mariposa** ( $K_i = 0,24$ ;  $v = 2,10$  m/s)

$$h_i = 0,24 \times \frac{2,10^2}{2 \cdot 9,81} = 0,054 \text{ m} \rightarrow 16 \times 0,054 = 0,864 \text{ m}$$

- **2 válvulas de PVC tipo mariposa** ( $K_i = 0,24$ ;  $v = 1,641$  m/s)

$$h_i = 0,24 \times \frac{1,641^2}{2 \cdot 9,81} = 0,033 \text{ m} \rightarrow 2 \times 0,033 = 0,066 \text{ m}$$

- **1 válvula de retención** ( $K_i = 2,50$ ;  $v = 1,641$  m/s)

$$h_i = 2,50 \times \frac{1,641^2}{2 \cdot 9,81} = 0,34 \text{ m}$$

Con todo esto, se puede determinar el total de pérdidas de carga de la instalación hidráulica de recirculación que será de:

$$h_{TOTAL} = h_{PRIMARIAS} + h_{ACCESORIOS} = 2,53 + 0,72 + 0,33 + 4 + 0,864 + 0,066 + 0,34$$

$$h_{TOTAL} = 8,854 \text{ m}$$

**Elección de la bomba de recirculación**

Conociendo las pérdidas, tanto primarias como secundarias, aproximadas de la instalación hidráulica, podemos pasar a la elección de la bomba de superficie necesaria. Se ha considerado la marca **SAER** para la elección de este equipo, concretamente la serie **MG2 65** por sus características (Figura 2).

**MG2 65**

≡ 2900 1/min

**CARATTERISTICHE IDRAULICHE**

**HYDRAULIC FEATURES**

**CARACTERISTICAS HIDRAULICAS / CARACTERISTIQUES HYDRAULIQUES / HYDRAULISCHE EIGENSCHAFTEN / CARACTERÍSTICAS HIDRÁULICAS**

Tipo Type Typ	P <sub>2</sub>		In (A) 3~ V 400Δ	Is/In	U.S.g.p.m. Q m <sup>3</sup> /h l/min	0	132	154	176	198	220	242	264	286	308	330	352	396	440	484	528	572	616	660	704
	kW	HP				0	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	90	100	110	120	130	140	150	160
						0	500	583	667	750	833	917	1000	1083	1167	1250	1333	1500	1667	1833	2000	2167	2333	2500	2666
MG2 65-125B	5,5	7,5	10,3	8,6		21,5	21	21	20,9	20,9	20,8	20,7	20,5	20	19,9	19	18,1	16,4	14						
MG2 65-125A	7,5	10	14,7	8,3		26,5	26	26	25,9	25,9	25,8	25,7	25,6	25,4	25	24,5	24	22	19,4	17					
MG2 65-160C	9,2	12,5	17,1	8,6		32,8	32,3	31,8	31,6	31,2	30,8	30,6	30,1	29,3	28,7	27,8	27,1	25,2	23,1	20,3					
MG2 65-160B	11	15	20	6,3		39,3	38,8	38,6	38,3	38	37,8	37,5	37	36,7	36,2	35,8	35	33,5	31,6	29,2					
MG2 65-160A	15	20	26,8	6,6		43	43	42,8	42,7	42,5	42,3	41,9	41,7	41,4	40,8	40,4	39,7	38,2	36,2	33,5	30	28			
MG2 65-200C	15	20	26,8	6,6	H	43					42	41,6	41	40,5	39,8	39	38	35,9	33	31	27	23			
MG2 65-200B	18,5	25	34,2	8,2	(m)	48					47,9	47,3	47	46,9	46,2	45,8	45	42,8	40	36,9	33	30	25		
MG2 65-200A	22	30	40	8,5		55					55,1	55	54,9	54,2	54	53,5	53	51,5	49,5	47	44,2	41	36		
MG2 65-200NC	18,5	25	34,2	8,2		44,3			46,2	45,9	45,4	45	44	43,1	42,1	41,1	39,9	37,8	35,3	32,4	29,5	25,8	21,4		
MG2 65-200NB	22	30	40	8,5		50,7			53,6	53,6	53,6	53	52,9	52,3	51,6	50,8	50	48,3	46,4	44,3	41,7	38,5	35,3	31,3	27,5
MG2 65-250NC	22	30	40	8,7		68,2					68,8	68,5	68	67,5	67	66,3	65,3	63,8	62,8						
MG2 65-250NB	30	40	54,2	7,3		76					75	74,7	74,4	74	73,5	73	72,5	72	69	67	63,5				
MG2 65-250NA	37	50	64,6	7,3		89					89,5	89,2	89	88,5	88	87	86,5	85	84	82	79,5	76			

Curve di prestazione pag. 71 / Performances Curves pag. 71 / Curvas de rendimiento pag. 71 / Courbes de performances pag. 71 / Leistungskurven pag. 71 / Curvas de rendimento pag. 71

Figura 2.- Serie MG2 65

En la figura 2, se puede observar la elección de la bomba. Ésta deberá mover un caudal de **120 m<sup>3</sup>/h** y, para una altura de **30 m**, con la bomba **MG2 65-160A** tendremos un amplio margen de reserva para poder contemplar las pérdidas en filtros y demás puntos del sistema. En ese caso, la potencia del motor será de **15 kW**.

Además de lo anterior, es importante resaltar que la bomba se encuentra construida en su totalidad en bronce por lo que resulta bastante adecuada para el trabajo con agua salada.

**Elección de la bomba de captación**

La bomba de captación se encargará de mover un 10% del volumen total de la instalación cada 24 horas debido a las pérdidas por evaporación. Es decir:

$$\frac{10}{100} \times 120 \text{ m}^3 = 12 \text{ m}^3$$

Además, las pérdidas de la tubería de captación serán despreciables frente a los cerca de 9 metros que deberá salvar dicho equipo. De este modo la opción escogida se muestra en la Figura 3.

# MG2 32

≅ 2900 l/min

**CARATTERISTICHE IDRAULICHE**

**HYDRAULIC FEATURES**

**CARACTERISTICAS HIDRAULICAS / CARACTERISTIQUES HYDRAULIQUES / HYDRAULISCHE EIGENSCHAFTEN / CARACTERÍSTICAS HIDRÁULICAS**

Tipo Type Typ	P <sub>2</sub>		In (A) 3~ V 400 Δ	Is / In	Q	U.S.g.p.m.	0	26	35	44	53	62	70	79	88	110	132	154	
	kW	HP				m <sup>3</sup> /h	0	6	8	10	12	14	16	18	20	25	30	35	
						l/min	0	100	133	167	200	233	267	300	333	417	500	583	
<b>MG2 32-200NB</b>	5,5	7,5	11,5	8,6	H (m)	53,6	53	52,8	52,5	51,7	51,1	50,2	49,8	47,4	43	35			
MG2 32-200NA	7,5	10	14,7	8,3		63	62,8	62,6	62,5	62,3	62,2	62	60,6	59,5	57,5	49,7	38,6		
MG2 32-250E	7,5	10	14,7	8,3		64		63	62,6	62,4	61,8	61,3	60,9	59	56				
MG2 32-250D	9,2	12,5	17,1	8,6		70		69,8	69,6	69,3	68,9	68,4	68,1	67,3	65,3	63			
MG2 32-250C	11	15	20	6,3		76,3		76,3	76	75,7	75,3	74,8	74,4	73,8	71,4	68,8			
MG2 32-250B	15	20	26,8	6,6		86		83,5	83	82,2	81,9	81,3	80,8	80	79,2	75	55		
MG2 32-250A	18,5	25	26,8	8,2		94		92	91	90,5	90	89,5	89	88,4	87,3	86	66		

Curve di prestazione pag. 71 / Performances Curves pag. 71 / Curvas de rendimiento pag. 71 / Courbes de performances pag. 71 / Leistungskurven pag. 71 / Curvas de rendimiento pag. 71

Figura 3.- Serie MG2 32

Por tanto, la bomba elegida es la **MG2 32-200NB** de **5,5 kW** de potencia, capaz de mover unos **12 m<sup>3</sup>/h** y salvar una altura de **51,7 m**.

Se adjuntan las fichas técnicas de las bombas escogidas en el ANEXO VI de este proyecto.



### 3. Previsión de potencia de la instalación

Con todo lo anterior y, teniendo en cuenta el listado de los equipos aportado por el Centro Oceanográfico de Canarias, se resume la demanda de potencia diaria de la instalación en la Tabla IV.

Tabla IV – Previsión de potencia de la instalación

	<b>Equipo</b>	<b>Uds.</b>	<b>Pot/ud (W/ud)</b>	<b>Potencia (W)</b>	<b>Trabajo (h/día)</b>	<b>Consumo (kWh/día)</b>
<b>Sala de pienso</b>	Alumbrado tipo 1	2,00	29,50	59,00	1,00	0,06
	Aire acondicionado	1,00	450,00	450,00	2,00	0,90
<b>Sala de Alimentación</b>	Alumbrado tipo 1	12,00	29,50	354,00	4,00	1,42
	Nevera	1,00	300,00	300,00	2,00	0,60
	Batidora	1,00	200,00	200,00	0,50	0,10
	Congeladores	2,00	155,00	310,00	2,00	0,62
	Cámara congeladora	1,00	600,00	600,00	2,00	1,20
	Pesa digital	2,00	10,00	20,00	2,00	0,04
<b>Sala de control</b>	Alumbrado tipo 1	6,00	29,50	177,00	2,00	0,35
	Ordenador	1,00	200,00	200,00	24,00	4,80
	Aire acondicionado	1,00	700,00	700,00	4,00	2,80
<b>Pasillo</b>	Alumbrado tipo 1	7,00	29,50	206,50	2,00	0,41
<b>Laboratorio</b>	Alumbrado tipo 1	16,00	29,50	472,00	8,00	3,78
	Nevera	1,00	300,00	300,00	2,00	0,60
	Estufa	1,00	4000,00	4000,00	0,50	2,00
	Equipo óptico 1	1,00	5,00	5,00	8,00	0,04
	Equipo óptico 2	1,00	3,00	3,00	8,00	0,02
	Ordenador	2,00	200,00	400,00	8,00	3,20
	Agitador	2,00	35,00	70,00	1,00	0,07
	Autoclave	1,00	2700,00	2700,00	0,50	1,35
	Microondas	1,00	1200,00	1200,00	0,50	0,60
<b>Vestuario</b>	Alumbrado tipo 1	3,00	29,50	88,50	2,00	0,18
	Termo eléctrico	1,00	1600,00	1600,00	1,00	1,60
<b>Baño masculino</b>	Alumbrado tipo 1	3,00	29,50	88,50	2,00	0,18
<b>Baño femenino</b>	Alumbrado tipo 1	3,00	29,50	88,50	2,00	0,18
<b>Despacho 1</b>	Alumbrado tipo 2	6,00	30,00	180,00	8,00	1,44
	Ordenador	1,00	200,00	200,00	8,00	1,60
	Aire acondicionado	1,00	450,00	450,00	2,00	0,90
<b>Despacho 1</b>	Alumbrado tipo 2	6,00	30,00	180,00	8,00	1,44
	Ordenador	1,00	200,00	200,00	8,00	1,60
	Aire acondicionado	1,00	450,00	450,00	2,00	0,90
<b>Zona Húmeda</b>	Alumbrado tipo 3	50,00	23,00	1150,00	12,00	13,80
	Bomba Recirculación	1,00	15000,00	15000,00	24,00	360,00
	Bomba de captación	1,00	5500,00	5500,00	1,00	5,50
	Ultravioleta	1,00	840,00	840,00	24,00	20,16
	Soplante	1,00	800,00	800,00	24,00	19,20
	Hidro limpiadora	1,00	3000,00	3000,00	0,50	1,50

Si tenemos en cuenta la tabla anterior, podemos distinguir por zonas los siguientes consumos (Tabla V).

*Tabla V – Consumos por zonas*

	<b>Consumo (kWh/día)</b>
<b>Sala de pienso</b>	0,96
<b>Sala de alimentación</b>	3,98
<b>Sala de control</b>	7,95
<b>Pasillo</b>	0,41
<b>Laboratorio</b>	11,66
<b>Vestuario</b>	1,78
<b>Baño masculino</b>	0,18
<b>Baño femenino</b>	0,18
<b>Despacho 1</b>	3,94
<b>Despacho 1</b>	3,94
<b>Zona Húmeda</b>	420,16
<b>Consumo diario</b>	<b>455,13</b>
<b>Consumo anual</b>	<b>163847,88</b>

Por tanto, se puede concluir que la nave sometida a estudio prevé un consumo diario de **455,13 kWh**, lo que supone un consumo anual de **163.847,88 kWh**, considerándose el mismo consumo estimado en todos los meses del año.

# **ANEXO III**

## **Cálculos de instalación fotovoltaica**

**ÍNDICE DE ANEXO III**

1. Instalación fotovoltaica .....	3
1.1 Módulos fotovoltaicos .....	3
1.2 Inversores.....	4
1.2.1 Distribución de paneles.....	7
1.2.2 Cálculos térmicos .....	10
1.3 Soporte de paneles fotovoltaicos .....	12
1.4 Dimensionado del cableado.....	14
1.4.1 Longitud de cableado .....	14
1.4.2 Conductividad.....	15
1.4.3 Tensión de servicio.....	15
1.4.4 Caída de tensión .....	15
1.4.5 Sección del cableado.....	17
1.4.6 Canalizaciones .....	20
1.5 Protecciones.....	23
1.5.1 Protecciones en corriente continua.....	21
1.5.2 Protecciones en corriente alterna .....	23
1.6 Puesta a tierra .....	24
2. Previsión de generación fotovoltaica .....	26
3. Pérdidas .....	27
3.1 Pérdidas por orientación e inclinación .....	27
3.2 Pérdidas de radiación solar por sombras.....	29
3.3 Pérdidas por temperatura .....	30
3.4 Pérdidas por cableado.....	32
3.5 Pérdidas por dispersión y suciedad .....	32
4. Generación de la planta fotovoltaica.....	33
4.1 Performance Ratio (PR) .....	33
4.2 Producción energética .....	34

## 1. Instalación fotovoltaica

En vista de los datos aportados por el centro oceanográfico y de los cálculos realizados para el dimensionamiento de los distintos equipos del centro, se precisa el diseño y los cálculos justificativos de la solución final adoptada.

La instalación fotovoltaica, como ya se ha mencionado en puntos anteriores, no responderá exactamente a la cobertura de la demanda energética total de la nave debido a los elevados consumos. De este modo, se pretende buscar la solución óptima que comprende la cobertura máxima en paneles de la cubierta sur de la nave con las características y configuraciones más eficientes para la ejecución del proyecto.

La instalación fotovoltaica estará compuesta por una planta generadora (paneles fotovoltaicos) y los correspondientes inversores necesarios para convertir la corriente continua en corriente alterna utilizable por los equipos del interior del centro. Además de esto, se tendrán en cuenta las protecciones necesarias para el correcto funcionamiento de la planta garantizando así la seguridad de las personas y los equipos.

### 1.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos empleados para el diseño de la instalación fotovoltaica serán de la marca JA SOLAR de 450 Wp cada uno. En total se tendrán 180 módulos situados en la cubierta sur de la nave dando una potencia pico total del campo fotovoltaico de 81 kWp (Figura 1). Concretamente se trata del modelo JA SOLAR JAM72S20-450/MR. Dichos módulos se situarán sobre la cubierta inclinada de chapa trapezoidal de la nave con el objetivo de cubrir el máximo espacio posible. No obstante, se dejarán algunas distancias de seguridad. El diseño final se muestra en la documentación gráfica de este proyecto.



*Figura 1.- Distribución de módulos fotovoltaicos*

Se ha escogido este módulo por la compatibilidad que ofrece con los inversores escogidos. Además, se ha tratado de buscar la opción que proporcionara una mayor potencia pico instalada con un equilibrio en costes y ejecución de obra.

Las características más relevantes del módulo escogido se muestran en la Tabla I. La hoja de especificaciones técnicas se adjunta a este proyecto.

*Tabla I – Módulo JA SOLAR JAM72S20-450/MR*

Potencia nominal	450 W
Tensión en el punto de Máxima Potencia ( $V_{mp}$ )	41,52 V
Corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{mp}$ )	10,84 A
Tensión en circuito abierto ( $V_{oc}$ )	49,70 V
Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ )	11,36 A
Rango de temperatura	-40°C~+85°C
Coeficiente de temperatura de $P_{m\acute{a}x}$	-0,350%/°C
Coeficiente de temperatura de $V_{oc}$	-0,272%/°C
Coeficiente de temperatura de $I_{sc}$	+0,044%/°C
Tensión máxima del sistema	1000 V / 1500 V <sub>DC</sub>
Límite de corriente	20 A
TONC	45 °C
Dimensiones	2112 x 1052 x 35 mm
Peso	24,7 kg
Número de células	144 (6x24)

## 1.2 Inversores

Para la elección de los inversores, se ha tomado de referencia el programa de simulación Sunny Design de SMA. Tras un análisis exhaustivo de las opciones proporcionadas por el sistema, se ha definido una instalación compuesta por **tres inversores de 25000 Wp** cada uno de ellos.

En concreto, el modelo escogido ha sido el Sunny Tripower 25000-TL del fabricante SMA.

Este inversor consta de dos entradas de corriente continua (A, B) y una salida de corriente alterna. Las principales características del mismo se muestran en la Tabla II.

Tabla II – Inversor Sunny Tripower 25000-TL

Potencia máxima del generador fotovoltaico	45000 Wp
Potencia asignada de CC	25550 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP / tensión asignada de entrada	390 V a 800 V / 600 V
Tensión de entrada mín. / de inicio	150 V / 188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A / B	33 A / 33 A
Corriente de cortocircuito máx. por entrada A / B	43 A / 43 A
Número de entradas MPP independientes / strings por entrada MPP	2 / A:3; B:3
Potencia asignada	25000 W
Potencia máx. aparente	25000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 230 V / 400 V
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V
Frecuencia de red de CA / rango	55 Hz / 44 Hz a 55 Hz
Frecuencia asignada de red / tensión asignada de red	50 Hz / 230 V
Corriente máx. de salida / Corriente asignada de salida	36,2 A / 36,2 A

Con el software de simulación Sunny Design, se obtiene una compatibilidad correcta entre los paneles y los inversores escogidos (Figura 2).

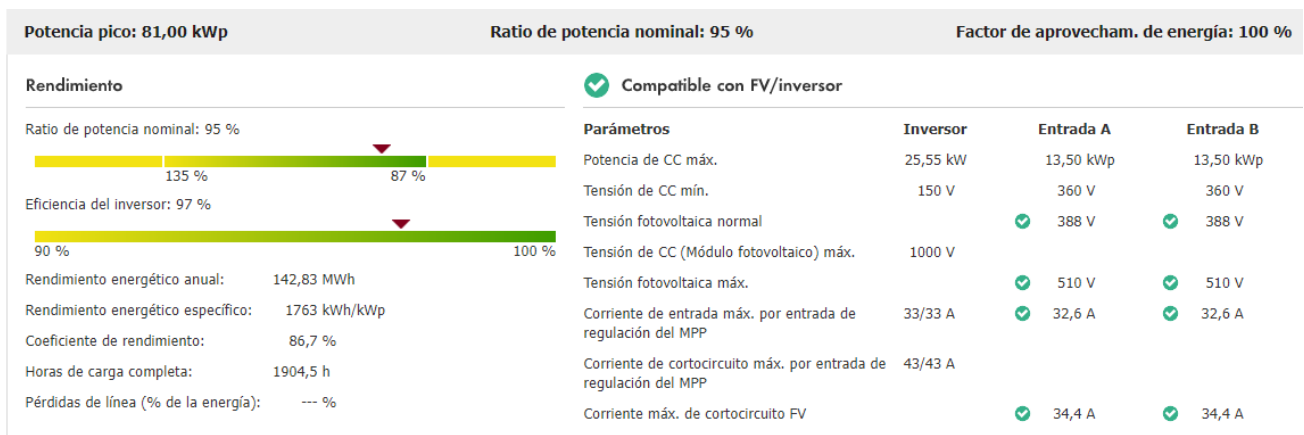


Figura 2.- Compatibilidad del sistema

No obstante, para verificar la correcta ejecución y el funcionamiento de la planta se deberá realizar las comprobaciones y verificaciones pertinentes.

El número máximo de paneles en serie que se puede instalar viene dado por la siguiente expresión:

$$n^{\circ} \text{paneles en serie} = \frac{V_{string}}{V_{mp}}$$

Para conocer la tensión del string, deberemos tener presente la curva de rendimiento de nuestro inversor (Figura 3).

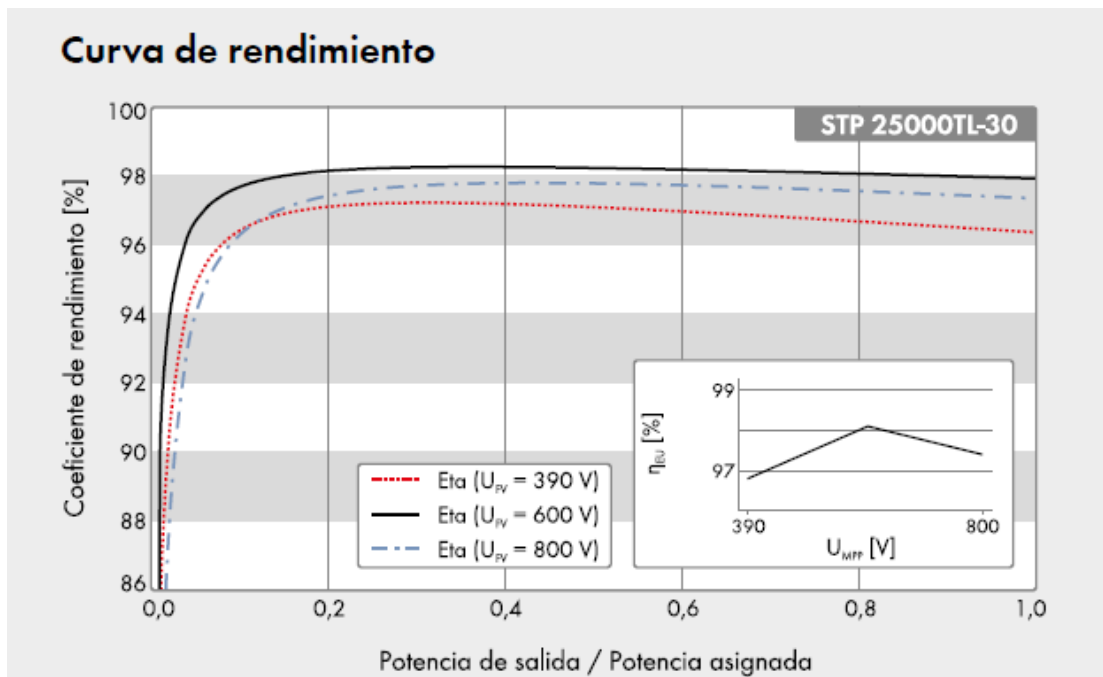


Figura 3.- Curva de rendimiento del inversor

Se observa cómo, en el punto de máxima potencia (curva negra) la tensión es de 600 V. Teniendo en cuenta que la tensión  $V_{mp}$  del módulo fotovoltaico es de 41,52 V, tendremos:

$$n^{\circ} \text{paneles en serie} = \frac{V_{string}}{V_{mp}} = \frac{600 \text{ V}}{41,52 \text{ V}} = 14,45 \text{ paneles}$$

Por tanto, dado que el número máximo de paneles en serie que se instalarán será de 10, verificamos que se cumple esta condición.

$$10 < 14,45 \text{ paneles}$$



Además de lo anterior, se deberán verificar otras condiciones para la correcta elección del número de módulos fotovoltaicos y la compatibilidad del sistema. Puesto que todos los strings han sido configurados con 10 módulos, los cálculos serán los mismos para cada uno de los strings y, asimismo, para los tres inversores seleccionados.

$$I. \quad V_{oc, string} < V_{m\acute{a}x, inversor}$$

Nuestro módulo fotovoltaico, como se ha expuesto anteriormente, posee una tensión en circuito abierto de 49,70 V. En ese caso:

$$V_{oc, string} = 49,70 V \times 10 = 497 V$$

Por otro lado, el inversor posee una tensión máxima de entrada de 1000 V. Por lo tanto se verifica que:

$$497 V < 1000 V$$

$$II. \quad V_{oc, string} < V_{m\acute{a}x, m\acute{o}dulo}$$

Puesto que la tensión máxima del módulo también es de 1000 V se cumple dicha condición.

$$497 V < 1000 V$$

$$III. \quad V_{mp, string}, \text{ dentro del rango de trabajo del inversor}$$

En ese caso, la tensión de máxima potencia del módulo es de 41,52 V por lo que en cada string:

$$V_{mp, string} = 41,52 V \times 10 = 415,2 V$$

El rango de trabajo del inversor es 390 V – 800 V, por lo que se verifica que:

$$390 V < 415,2 V < 800 V$$

### 1.2.1 Distribución de paneles

Para determinar el número máximo de strings que podemos colocar en paralelo, debemos considerar la potencia máxima del inversor y la potencia total de módulos que se conectan en serie. De este modo, tenemos que:

$$n^{\circ}m\acute{a}x \text{ de strings} = \frac{P_{m\acute{a}x \text{ inversor}}}{P_{m\acute{o}dulo} \times n^{\circ} \text{ m\acute{o}dulos en serie}} = \frac{45000}{450 \times 10} = 10 \text{ strings}$$

En nuestro caso, tenemos un máximo de 6 strings para cada inversor (3 en cada entrada), por lo que, en ningún caso se supera el máximo permitido (Tabla III).

Por lo tanto, teniendo esto en cuenta, se deben cumplir las siguientes condiciones:

- I.  $N^{\circ}$  de strings  $\leq$   $N^{\circ}$  de strings que admite el inversor

Atendiendo a la hoja de especificaciones del inversor, el número máximo de strings que se admite para cada entrada es de 3. Dicho valor no es superado en ningún caso.

Tabla III – Distribución de paneles

Inversor	MPPT	String	Nº módulos
1 SUNNY TRIPower 25000TL	A	1	10
		2	10
		3	10
	B	4	10
		5	10
		6	10
1 SUNNY TRIPower 25000TL	A	7	10
		8	10
		9	10
	B	10	10
		11	10
		12	10
1 SUNNY TRIPower 25000TL	A	13	10
		14	10
		15	10
	B	16	10
		17	10
		18	10

- II.  $I_{inversor} > I_{m\acute{a}x \text{ de entrada al inversor}}$

Según la hoja de especificaciones del inversor, la corriente que admiten ambas entradas del mismo (A y B) es de 33 A.

Por tanto, si tenemos 3 strings en cada entrada tendremos, según especificaciones del módulo:

$$I_{m\acute{a}x \text{ de entrada al inversor}} = I_{mp} \times 3 = 10,84 \text{ A} \times 3 = 32,52 \text{ A}$$

De este modo, se cumple que:

$$33 \text{ A} > 32,52 \text{ A}$$

Finalmente, la distribución de los paneles fotovoltaicos escogida es la que se muestra en la Figura 4.

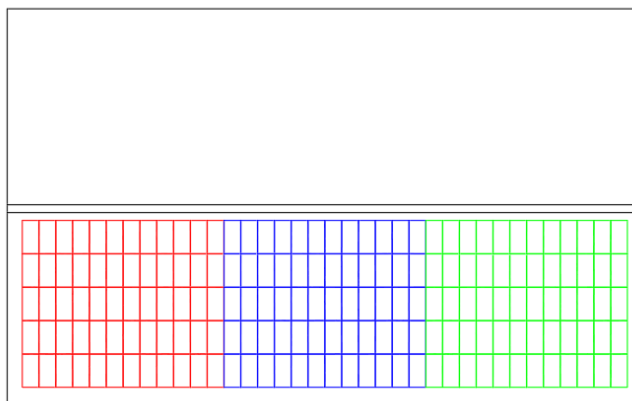


Figura 4.- Paneles fotovoltaicos en cubierta sur

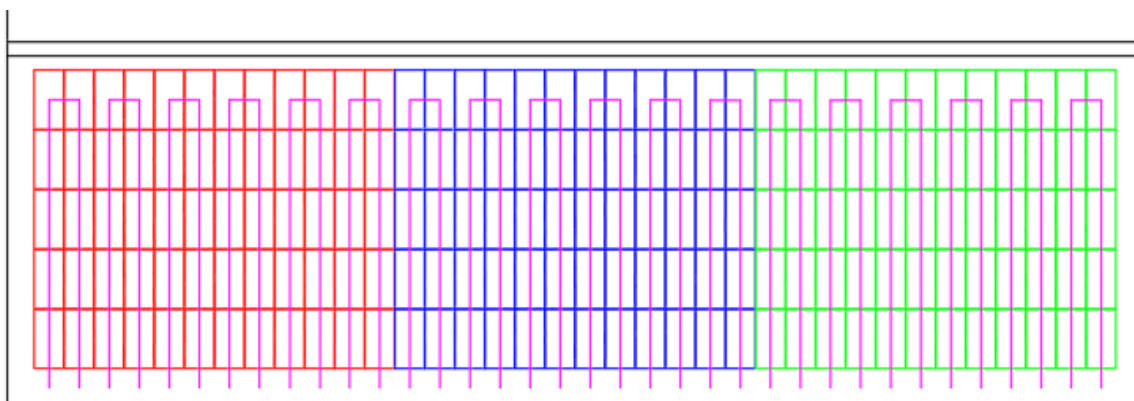
En esta imagen, cada grupo de paneles señalados por colores se corresponde con un inversor distinto. Así se tienen 60 módulos fotovoltaicos para cada inversor Sunny Tripower 25000-TL.

A modo de resumen, la Tabla IV que contiene la información básica de distribución de paneles diseñada.

Tabla IV – Resumen configuración de strings

Inversor	MPPT	String	Nº módulos	V string (V)	I string (V)	I MPPT (A)	I MPPT < Imáx
1 SUNNY TRIPOWER 25000TL	A	1	10	497	10,84	32,52	32,52 < 33
		2	10	497	10,84		
		3	10	497	10,84		
	B	4	10	497	10,84	32,52	32,52 < 33
		5	10	497	10,84		
		6	10	497	10,84		
1 SUNNY TRIPOWER 25000TL	A	7	10	497	10,84	32,52	32,52 < 33
		8	10	497	10,84		
		9	10	497	10,84		
	B	10	10	497	10,84	32,52	32,52 < 33
		11	10	497	10,84		
		12	10	497	10,84		
1 SUNNY TRIPOWER 25000TL	A	13	10	497	10,84	32,52	32,52 < 33
		14	10	497	10,84		
		15	10	497	10,84		
	B	16	10	497	10,84	32,52	32,52 < 33
		17	10	497	10,84		
		18	10	497	10,84		

Por lo que, atendiendo a lo anterior, la configuración de los strings quedaría de la siguiente manera (Figura 5).



*Figura 5.- Configuración final de strings*

En los planos del proyecto se detalla con mayor precisión todos los aspectos gráficos y de configuración arriba mencionados.

### 1.2.2 Cálculos térmicos

Será necesario la correcta verificación de las temperaturas a las que se encontrarán las células fotovoltaicas en condiciones extremas. Es decir, se deberá comprobar que aun cuando las condiciones climatológicas no sean las esperadas, la planta fotovoltaica se encuentre dentro del rango de trabajo de los inversores.

Según el ANEXO I de Documentos de partida, se tienen los siguientes valores de irradiancia y temperaturas máxima y mínima. Los valores de irradiancia máxima y mínima han sido tomados de la página web PVGIS de la comisión europea (Tabla V). Disponible en la bibliografía de la memoria de este proyecto.

*Tabla V – Condiciones climatológicas*

<b>Irradiancia (W/m<sup>2</sup>)</b>	
Mínima	1185,00 (diciembre)
Máxima	1230,53 (julio)
<b>Temperatura (°C)</b>	
Mínima	11,10 (enero)
Máxima	40,20 (agosto)

Por otro lado, los parámetros térmicos del panel fotovoltaico en cuestión se recogen en la Tabla VI.

Tabla VI – Parámetros térmicos panel fotovoltaico

Coeficiente de temperatura de $P_{m\acute{a}x}$	-0,350%/°C
Coeficiente de temperatura de $V_{oc}$	-0,272%/°C
Coeficiente de temperatura de $I_{sc}$	+0,044%/°C

Con los datos anteriores, es posible determinar la temperatura de trabajo de la célula fotovoltaica de los paneles, que servirá para estimar la temperatura que se alcanza en función de la temperatura ambiente en condiciones extremas. Por tanto, la temperatura de operación nominal de la célula (TONC) y la irradiancia solar (E), determinan la temperatura de la célula.

$$T_{c\acute{e}lula} = T_{amb} + \frac{(TONC - 20) \times E}{800}$$

Analizaremos los casos extremos.

- Temperatura ambiente = 11,10°C.
- Irradiancia = 1185,00 W/m<sup>2</sup>.
- Temperatura de operación nominal de la célula = 45°C.

$$T_{c\acute{e}lula} = 11,10 + \frac{(45 - 20) \times 1185,00}{800} = 48,13 \text{ °C}$$

El incremento de voltaje con la temperatura se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$\Delta V_{Tmin} = \frac{-0,272}{100} \times V_{string} \times (T_{min} - T_{c\acute{e}lula}) = \frac{-0,272}{100} \times 497,00 \times (11,10 - 48,13) = 50,06 \text{ V}$$

Por tanto, en el día más frío, el valor de voltaje de entrada al inversor será de:

$$V_{total} = V_{string} + \Delta V_{Tmin} = 497,00 + 50,06 = 547,06 \text{ V}$$

Finalmente se comprueba que dicho valor se encuentra dentro del rango de trabajo del inversor.

$$390 \text{ V} < 547,06 \text{ V} < 800 \text{ V}$$

Por otro lado, cuando hablamos de temperatura e irradiancia máxima, tendremos:

- Temperatura ambiente = 40,20°C
- Irradiancia = 1230,53 W/m<sup>2</sup>
- Temperatura de operación nominal de la célula = 45°C

$$T_{célula} = 40,20 + \frac{(45 - 20) \times 1230,53}{800} = 78,65 \text{ °C}$$

El incremento de voltaje con la temperatura para el día de mayor temperatura será:

$$\Delta V_{T_{\min}} = \frac{-0,272}{100} \times V_{string} \times (T_{\min} - T_{célula}) = \frac{-0,272}{100} \times 497,00 \times (40,20 - 78,65) = 51,98 \text{ V}$$

Por tanto, en el día más caliente, el valor de voltaje de entrada al inversor será de:

$$V_{total} = V_{string} + \Delta V_{T_{\min}} = 497,00 + 51,98 = 548,98 \text{ V}$$

Finalmente se comprueba que dicho valor se encuentra dentro del rango de trabajo del inversor.

$$390 \text{ V} < 548,98 \text{ V} < 800 \text{ V}$$

### 1.3 Soporte de paneles fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos irán instalados en la cubierta inclinada de la nave objeto de este proyecto. Además, los paneles se situarán coplanares a la chapa trapezoidal de la nave por lo que únicamente será necesario tener en cuenta los anclajes a la misma. Dicha estructura deberá ser capaz de soportar las posibles cargas de viento de la zona así como garantizar el correcto agarre de los módulos a la chapa de la nave.

De este modo, se fijarán los paneles mediante el sistema de montaje SpeedRail del fabricante K2-Systems. Se ha empleado el software de simulación facilitado por la compañía para el cálculo de las fijaciones así como del análisis técnico y estructural de todo el sistema en su conjunto. Dichos resultados se aportan en el ANEXO VI de este proyecto.

El sistema de montaje SpeedRail ofrece una gran versatilidad a la hora de ejecutar la instalación fotovoltaica. Es el sistema más indicado para chapas de naves industriales trapezoidales. Se compone de diversas piezas que dan sentido a la estructura soporte. Así tenemos:

- Clip de velocidad: Punto de anclaje a la chapa y guía de raíles que nos permite la fijación mediante tornillo taladrador para chapa trapezoidal (Figura 6).



Figura 6.- Clip de velocidad

- Bloqueo de velocidad: Nos permite la fijación en un punto para controlar la expansión térmica lineal y evitamos, de esta manera, la transferencia de fuerzas a la membrana del techo (Figura 7).

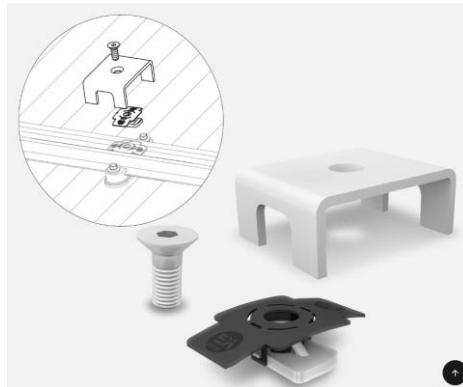


Figura 7.- Bloqueo de velocidad

- Grapas de fijación y raíles de aluminio: El agarre de los paneles se realiza mediante grapas de fijación tanto intermedias como finales. Dichas grapas se encajan dentro de la perfilera de aluminio y, de este modo, la estructura queda perfectamente sujeta (Figura 8).

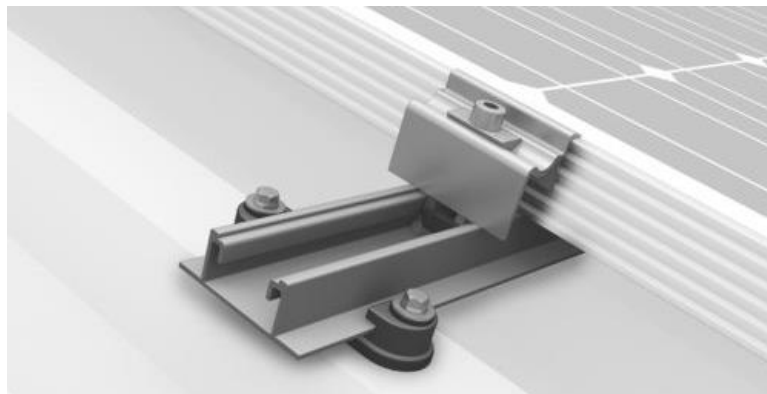


Figura 8.- Raíles de aluminio y grapas de fijación

De manera orientativa, se muestra en la Figura 9 un aspecto general de la estructura final de soporte de los módulos fotovoltaicos.

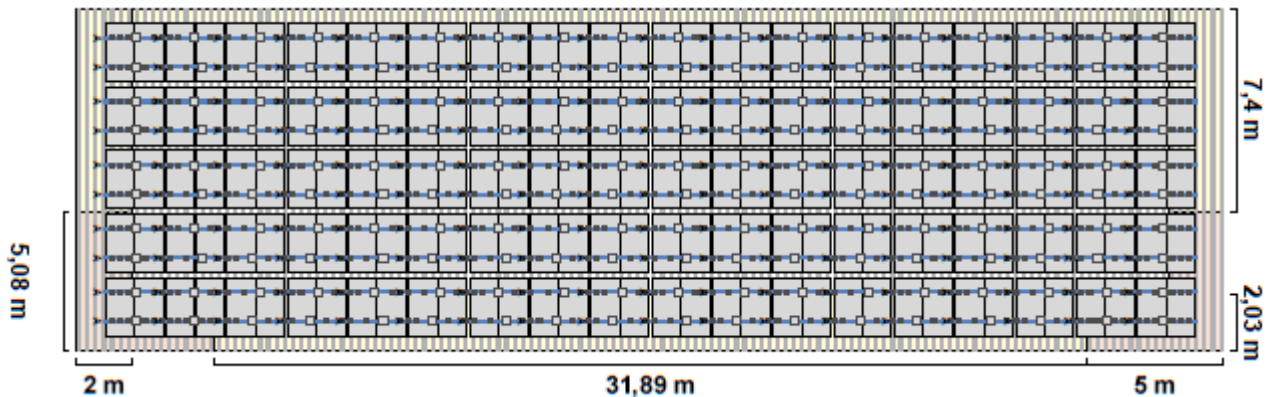


Figura 9.- Estructura soporte de módulos

## 1.4 Dimensionado del cableado

El cableado constituye una parte fundamental e imprescindible de la instalación fotovoltaica. Para garantizar la seguridad de las personas así como el correcto funcionamiento de la planta solar, será necesario realizar diversos cálculos de dimensionamiento para poder fijar así el tipo de conductores más adecuado para esta aplicación.

### 1.4.1 Longitud de cableado

Las longitudes de los distintos strings de paneles solares se muestran en la tabla VII. Es necesario tener en cuenta que dichas longitudes se corresponden con la distancia desde el string al punto medio de la cubierta, por donde bajarán las canalizaciones, que finalizarán en la habitación denominada "Sala de control" diseñada para tal efecto. En esta sala, se encontrarán los inversores así como los cuadros de baja tensión y contador de la compañía.

Es necesario destacar que las distancias mostradas en la tabla se encuentran sobredimensionadas entorno al 10% del valor real para garantizar de este modo la llegada del conductor de manera suficientemente holgada al inversor correspondiente. En el apartado de planos del proyecto se puede comprobar de manera más precisa los distintos cableados y las zonas por donde discurrirán.

Por otro lado, las longitudes de los inversores al punto de conexión serán de 10 metros debido a la proximidad con el cuadro de la nave (Tabla VII).



Tabla VII – Longitudes de cableado en corriente continua hasta cada inversor (INV)

	Circuito / String	Longitud (m)
INV 1	1	80
	2	77
	3	74
	4	71
	5	68
	6	65
INV 2	7	62
	8	59
	9	56
	10	56
	11	59
	12	62
INV 3	13	65
	14	68
	15	71
	16	74
	17	77
	18	80

#### 1.4.2 Conductividad

Todos los cables empleados en este proyecto serán de cobre unipolares con un valor de conductividad típico de  $56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$ .

#### 1.4.3 Tensión de servicio

La tensión de servicio de la instalación será de 400/230 V.

#### 1.4.4 Caída de tensión

Según el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) en su ITC-BT-40, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

Por tanto, se tomará una caída de tensión máxima de 1% para la parte de Corriente Continua (CC) y una 0,5% para la parte de Corriente Alterna (CA).

Para todos los strings, tendremos una disposición de 10 paneles en serie por lo que, la potencia de cada línea será:

$$P = P_{\text{módulo}} \times n^{\circ}_{\text{módulos}} = 450 \text{ W} \times 10 \text{ módulos} = 4500 \text{ W}$$

Del mismo modo, el voltaje de cada string vendrá dado por la tensión de máxima potencia de cada módulo, que hemos visto que es 41,52 V. Entonces:

$$V = V_{mp} \times n^{\circ}_{\text{módulos}} = 41,52 \text{ V} \times 10 \text{ módulos} = 415,2 \text{ V}$$

Así, tenemos que la intensidad circulante de cada línea de corriente continua o string será:

$$I = \frac{P}{V} = \frac{4500 \text{ W}}{415,2 \text{ V}} = 10,84 \text{ A}$$

Si realizamos un sobredimensionamiento de dicha intensidad del 125%, tendremos:

$$I_{\text{sobredimensionada}} = I \times 1,25 = 10,84 \times 1,25 = \mathbf{13,55 \text{ A}}$$

Por otro lado, para la línea de corriente alterna que va desde la salida del inversor al punto de conexión, la intensidad circulante viene especificada en la ficha técnica del inversor. En este caso, para cada inversor, se tiene una intensidad máxima de salida de **36,2 A** (Figura 10).

Salida (CA)			
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	15000 W	20000 W	25000 W
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA	20000 VA	25000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V		
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V		
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz		
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V		
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/21,7 A	29 A/29 A	<b>36,2 A/36,2 A</b>
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo		
THD	≤ 3%		
Fases de inyección/conexión	3/3		

Figura 10.- Intensidad máxima de salida del inversor

### 1.4.5 Sección del cableado

La instalación de cableado elegida será tipo B1 de cables unipolares de cobre. Para las líneas de los strings en CC será aislamiento XLPE monofásico y para las líneas de CA de los inversores al punto de conexión será aislamiento XLPE también pero, en este caso, trifásicas. Por tanto, podemos calcular las secciones de los cableados en función de las longitudes mencionadas anteriormente y las intensidades estimadas.

Tendremos, por tanto, que distinguir entre las líneas de corriente alterna y las líneas de corriente continua. En cada caso, la sección del conductor se obtendrá como:

$$S_{monofásica} = \frac{2 \times L \times I}{\gamma \times \Delta u} \qquad S_{trifásica} = \frac{\sqrt{3} \times L \times I}{\gamma \times \Delta u}$$

- Strings del inversor 1. Teniendo en cuenta el sobredimensionamiento de la intensidad de las líneas.

$$S(\text{string 1 a INV 1}) = \frac{2 \times 80 \text{ m} \times 13,55 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,01 \times 415,2 \text{ V}} = 9,32 \text{ mm}^2$$

$$S(\text{string 2 a INV 1}) = \frac{2 \times 77 \text{ m} \times 13,55 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,01 \times 415,2 \text{ V}} = 8,97 \text{ mm}^2$$

$$S(\text{string 3 a INV 1}) = \frac{2 \times 74 \text{ m} \times 13,55 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,01 \times 415,2 \text{ V}} = 8,62 \text{ mm}^2$$

$$S(\text{string 4 a INV 1}) = \frac{2 \times 71 \text{ m} \times 13,55 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,01 \times 415,2 \text{ V}} = 8,27 \text{ mm}^2$$

$$S(\text{string 5 a INV 1}) = \frac{2 \times 68 \text{ m} \times 13,55 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,01 \times 415,2 \text{ V}} = 7,92 \text{ mm}^2$$

$$S(\text{string 6 a INV 1}) = \frac{2 \times 65 \text{ m} \times 13,55 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,01 \times 415,2 \text{ V}} = 7,57 \text{ mm}^2$$

- Strings del inversor 2. Teniendo en cuenta el sobredimensionamiento de la intensidad de las líneas.

$$S (\text{string 7 a INV 2}) = \frac{2 \times 62 \text{ m} \times 13,55 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,01 \times 415,2 \text{ V}} = 7,23 \text{ mm}^2$$

$$S (\text{string 8 a INV 2}) = \frac{2 \times 59 \text{ m} \times 13,55 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,01 \times 415,2 \text{ V}} = 6,88 \text{ mm}^2$$

$$S (\text{string 9 a INV 2}) = \frac{2 \times 56 \text{ m} \times 13,55 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,01 \times 415,2 \text{ V}} = 6,53 \text{ mm}^2$$

$$S (\text{string 10 a INV 2}) = \frac{2 \times 56 \text{ m} \times 13,55 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,01 \times 415,2 \text{ V}} = 6,53 \text{ mm}^2$$

$$S (\text{string 11 a INV 2}) = \frac{2 \times 59 \text{ m} \times 13,55 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,01 \times 415,2 \text{ V}} = 6,88 \text{ mm}^2$$

$$S (\text{string 12 a INV 2}) = \frac{2 \times 62 \text{ m} \times 13,55 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,01 \times 415,2 \text{ V}} = 7,23 \text{ mm}^2$$

- Strings del inversor 3. Teniendo en cuenta el sobredimensionamiento de la intensidad de las líneas.

$$S (\text{string 13 a INV 3}) = \frac{2 \times 65 \text{ m} \times 13,55 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,01 \times 415,2 \text{ V}} = 7,57 \text{ mm}^2$$

$$S (\text{string 14 a INV 3}) = \frac{2 \times 68 \text{ m} \times 13,55 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,01 \times 415,2 \text{ V}} = 7,92 \text{ mm}^2$$

$$S (\text{string 15 a INV 3}) = \frac{2 \times 71 \text{ m} \times 13,55 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,01 \times 415,2 \text{ V}} = 8,27 \text{ mm}^2$$

$$S (\text{string 16 a INV 3}) = \frac{2 \times 74 \text{ m} \times 13,55 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,01 \times 415,2 \text{ V}} = 8,62 \text{ mm}^2$$

$$S (\text{string 17 a INV 3}) = \frac{2 \times 77 \text{ m} \times 13,55 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,01 \times 415,2 \text{ V}} = 8,97 \text{ mm}^2$$

$$S (\text{string 18 a INV 3}) = \frac{2 \times 80 \text{ m} \times 13,55 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,01 \times 415,2 \text{ V}} = 9,32 \text{ mm}^2$$

- Línea de corriente alterna del inversor al punto de conexión. Será igual para los tres inversores.

$$S (\text{Inversor a Punto de conexión}) = \frac{\sqrt{3} \times 10 \text{ m} \times 36,2 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 0,005 \times 400 \text{ V}} = 5,60 \text{ mm}^2$$

En ese caso:

$$S (\text{Inversor a Punto de conexión}) \geq 6 \text{ mm}^2$$

A modo de resumen, se muestra en la Tabla VIII las secciones finales normalizadas escogidas para cada línea del circuito, según los cálculos realizados anteriormente. Todas las secciones estarán dimensionadas teniendo en cuenta lo dispuesto en la ITC-BT-19 del REBT en el cual se recogen las intensidades máximas admisibles para cada modo de instalación y sección de cable escogida. Se ha comprobado que se cumplen todas las prescripciones de dicha instrucción técnica.

Tabla VIII – Secciones normalizadas de cableados

Circuito	Longitud (m)	Sección normalizada (mm <sup>2</sup> )
String 1	80	10
String 2	77	10
String 3	74	10
String 4	71	10
String 5	68	10
String 6	65	10
String 7	62	10
String 8	59	10
String 9	56	10
String 10	56	10
String 11	59	10
String 12	62	10
String 13	65	10
String 14	68	10
String 15	71	10
String 16	74	10
String 17	77	10
String 18	80	10
Inversor a Punto de conexión	10	10

### 1.4.6 Canalizaciones

Las canalizaciones, es decir, el diámetro de los tubos que contendrá el cableado de la instalación se ha tomado haciendo uso de la ITC-BT-21 del REBT. En la Figura 11 se indica el diámetro exterior de los tubos en función del número de conductores y su sección nominal.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

Figura 11.- Diámetro exterior de tubos (ITC-BT-21)

Atendiendo a lo anterior, para las canalizaciones de los strings de los módulos fotovoltaicos tendremos 3 conductores correspondientes a las líneas positivo, negativo y toma a tierra. En ese caso, dado que la sección normalizada es de  $10 \text{ mm}^2$  en todos los casos, se escoge un diámetro exterior normalizado de canalización de **25 mm**

Por otro lado, para las líneas que van desde cada uno de los inversores al punto de conexión, disponemos de 5 conductores (3 fases, neutro y toma a tierra), por lo que para una sección de  $10 \text{ mm}^2$  nos corresponde un diámetro exterior normalizado de canalización de **32 mm**

## 1.5 Protecciones

Para el dimensionado de las protecciones de la instalación se hace necesario distinguir entre corriente continua y corriente alterna.

### 1.5.1 Protecciones en corriente continua

Para la protección de la parte de continua de la fotovoltaica, se emplearán fusibles tipo gG calibrados para la intensidad del circuito al que protegen.

Para el dimensionamiento de los fusibles, deberán cumplirse las siguientes dos condiciones:

$$1. \quad I_C \leq I_N \leq I_{m\acute{a}x \text{ admisible}}$$

Para esta primera condición, se tiene en cuenta que la intensidad circulante por cada uno de los strings será de 10,84 A, que si sobredimensionamos un 125%, será de 13,55 A. Por otro lado la intensidad máxima admisible para el cable de  $10 \text{ mm}^2$  escogido es de 68 A. En ese caso:

$$13,55 \text{ A} \leq 16 \text{ A} \leq 68 \text{ A}$$

$$2. \quad I_F \leq 1,30 \cdot I_{m\acute{a}x \text{ admisible}}$$

Atendiendo a la segunda condición,  $I_F$  se obtiene como  $1,9 \cdot I_N$ , según lo recogido en la Tabla IX.

Tabla IX – Corriente convencional de fusión

$I_n$ (A)	Tiempo convencional (h)	$I_f$ Corriente convencional de fusión
$I_n \leq 4$	1	$2,1 I_n$
$4 < I_n \leq 16$	1	$1,9 I_n$
$16 < I_n \leq 63$	1	$1,6 I_n$
$63 < I_n \leq 160$	2	$1,6 I_n$
$160 < I_n \leq 400$	3	$1,6 I_n$
$400 < I_n$	4	$1,6 I_n$

Por tanto, dado que la intensidad nominal seleccionada es de 16 A y, la intensidad admisible del conductor es de 68 A, se verifica que:

$$I_F = 1,9 \cdot 16 = 30,4 \text{ A} \leq 1,30 \cdot 68 \text{ A} = 88,4 \text{ A}$$

Así, los fusibles de protección de las líneas de continua serán de los calibres normalizados recogidos en la Tabla X.

Tabla X – Calibre de fusibles

<b>Circuito</b>	<b>Intensidad (A)</b>	<b>Calibre fusible (A)</b>
String 1	10,84	16
String 2	10,84	16
String 3	10,84	16
String 4	10,84	16
String 5	10,84	16
String 6	10,84	16
String 7	10,84	16
String 8	10,84	16
String 9	10,84	16
String 10	10,84	16
String 11	10,84	16
String 12	10,84	16
String 13	10,84	16
String 14	10,84	16
String 15	10,84	16
String 16	10,84	16
String 17	10,84	16
String 18	10,84	16



Por otro lado, será necesario un limitador de sobretensiones por cada una de las líneas. Se empleará un descargador de sobretensiones con un poder de corte superior a los 25 kA, como se especifica en las Especificaciones Particulares de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.

### 1.5.2 Protecciones en corriente alterna

Para los tramos de corriente alterna de cada uno de los inversores, será necesario colocar los interruptores magnetotérmicos y diferenciales de cada una de las líneas. Para ello, debe cumplirse la siguiente condición:

$$I_b < I_N < I_Z$$

Donde:

- $I_b$  = corriente que circula por el cable sobredimensionada un 125%.
- $I_N$  = intensidad nominal del magnetotérmico.
- $I_Z$  = corriente máxima admisible según REBT.

En nuestro caso, para cada inversor la intensidad circulante por el cable sobredimensionada un 125% será de  $36,2 \text{ A} \times 1,25 = \mathbf{45,25 \text{ A}}$ . Por otro lado la intensidad máxima admisible para el cable de  $10 \text{ mm}^2$  de sección será, según ITC-BT-19 del REBT, de 57 A. Por lo tanto el calibre de magnetotérmico escogido será de 50 A, de modo que se cumpla que:

$$45,25 \text{ A} < 50 \text{ A} < 57 \text{ A}$$

Además de lo anterior, el poder de corte del magnetotérmico vendrá dado por la corriente de cortocircuito que se pueda dar en el conductor. Para estimarla:

$$R = \frac{L}{S \times \gamma} = \frac{10 \text{ m}}{10 \text{ mm}^2 \times 56 \frac{\Omega}{\text{m} \cdot \text{mm}^2}} = 17,86 \times 10^{-3} \text{ m}\Omega$$

$$I_{CC} = 0,8 \times \frac{V}{R} = 0,8 \times \frac{400 \text{ V}}{17,86 \times 10^{-3} \text{ m}\Omega} = 17,917 \text{ kA}$$

Por tanto, en base a los cálculos realizados, será necesario 3 interruptores magnetotérmicos de 4 polos con una intensidad nominal de 50 A y poder de corte de 20 kA o superior.

Además, se instalarán 3 interruptores diferenciales de 63 A, 4 polos y una sensibilidad de 30 mA.

Además de lo anterior, se empleará un descargador de sobretensiones con un poder de corte superior a los 25 kA, como se especifica en las Especificaciones Particulares de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.

## 1.6 Puesta a tierra

La puesta a tierra se establece principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

En nuestro caso, será necesario el dimensionamiento de la puesta a tierra correspondiente a la unión de todas las partes metálicas de los módulos fotovoltaicos. Por otro lado, la tierra necesaria para el correcto funcionamiento de inversores y del cableado en alterna será directamente acoplado a la toma de tierra existente de la instalación eléctrica de la nave.

Según el REBT en su ITC-BT-18:

*“El electrodo de la puesta a tierra se dimensionará de forma que su resistencia de tierra, en cualquier circunstancia previsible, no sea superior al valor especificado por ella, en cada caso. Este valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:*

- 24 V en local o emplazamiento conductor
- 50 V en los demás casos.

*Si las condiciones de la instalación son tales que pueden dar lugar a tensiones de contacto superiores a los valores señalados anteriormente, se asegurará la rápida eliminación de la falta mediante dispositivos de corte adecuados a la corriente de servicio.”*

Asimismo, en la ITC-BT-26, se indica que:

*“La resistencia a tierra obtenida con la aplicación de valores de esta tabla debería ser, en la práctica, inferior a 15 ohm para edificios con pararrayos y de 37  $\Omega$  para edificios sin pararrayos.”*

Por tanto, será necesario, en primer lugar identificar la naturaleza del terreno que albergará la puesta a tierra. En este caso, se dispone de un pequeño terreno adjunto a la nave correspondiente a suelo pedregoso cubierto de césped. Para determinar la resistividad del terreno se hará uso de la Tabla XI, información disponible en la ITC-BT-18 del REBT.

Tabla XI – Resistividad del terreno en función de su naturaleza

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

Por tanto, nos corresponde un valor de resistividad de 300  $\Omega \cdot m$  aproximadamente.

Se hará uso de picas de longitud de 3 metros por lo que, en ese caso, la resistencia de cada pica se obtiene como:

$$R_{pica} = \frac{\text{Resistividad}}{L_{pica}} = \frac{300}{3} = 100 \Omega$$

Como hemos mencionado, deberemos de obtener una resistencia de tierra inferior a 37  $\Omega$  dado que no existe pararrayos en la nave. Para ello situaremos en paralelo 4 picas de 3 metros. En ese caso:

$$R_{tierra} = \frac{1}{\frac{1}{100} + \frac{1}{100} + \frac{1}{100} + \frac{1}{100}} = 25 \Omega$$

Se verifica que: **25  $\Omega$  < 37  $\Omega$**

La puesta a tierra estará formada por 4 picas de 100  $\Omega$  y 3 metros de longitud cada una ubicadas en los vértices de un anillo con separación de 6 metros de longitud como se

muestra en la Figura 12. El conductor de la toma a tierra será cobre desnudo de **35 mm<sup>2</sup>** de sección por recomendación de la ITC-BT-18.

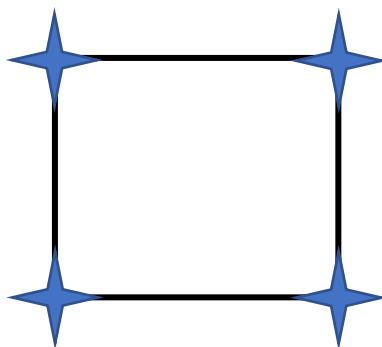


Figura 12.- Puesta a tierra

## 2. Previsión de generación fotovoltaica

Como se ha expuesto en los documentos de este proyecto, la instalación fotovoltaica estará situada en el municipio de Santa Cruz de Tenerife, concretamente en la localidad de la Dársena Pesquera. Haciendo uso de la herramienta PVGIS de la comisión europea, se han extraído los datos de producción fotovoltaica esperada en la zona en función de la potencia instalada, y las inclinaciones y ángulos de azimut tomados. En nuestro caso tenemos:

- Potencia pico instalada: **81 kWp**
- Ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos: **10°**
- Ángulo de azimut con respecto al sur: **-20°**

En ese caso, los resultados obtenidos de producción fotovoltaica separada en la zona se recogen en la Tabla XII.

Tabla XII – Producción solar esperada

	Producción esperada (kWh)	Radiación media (kWh/m <sup>2</sup> )
Enero	8616,00	126,00
Febrero	9170,2	135,40
Marzo	12061,90	180,30
Abril	13277,90	200,80
Mayo	14614,90	220,70
Junio	14714,60	223,10
Julio	15434,80	233,80
Agosto	14705,10	222,40
Septiembre	12873,60	192,20
Octubre	11094,50	163,70
Noviembre	8706,70	127,20
Diciembre	8142,30	118,50
<b>TOTAL</b>	<b>143412,63</b>	

Esta producción se atiene a un conjunto de pérdidas que se deberán estimar en los sucesivos apartados para comprobar la correcta ejecución de la instalación y estimar de manera más aproximada la producción real de la instalación.

### 3. Pérdidas

Para poder determinar las pérdidas que se tienen en la instalación fotovoltaica de este proyecto, deberemos atender al pliego de condiciones del mismo, donde se dictan las instrucciones, estipuladas por el IDAE, para el cálculo de dichas pérdidas.

#### 3.1 Pérdidas por orientación e inclinación

En el pliego de condiciones técnicas, se define exactamente tanto el ángulo de inclinación como el ángulo de orientación (Figura 13).

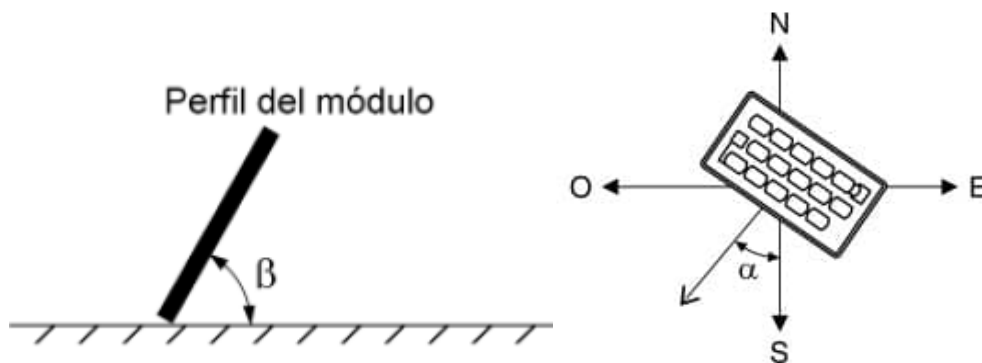


Figura 13.- Ángulos de inclinación y azimut

Las pérdidas, entonces, por orientación e inclinación se calcularán en función del ángulo de inclinación  $\beta$  y el ángulo de azimut  $\alpha$ .

En nuestro caso, como se ha descrito anteriormente, tenemos los siguientes valores de inclinación y azimut:

- $\beta = 10^\circ$ ; se corresponde con la inclinación de la cubierta de la nave.
- $\alpha = -20^\circ$ ; se corresponde con la desviación respecto al sur de la nave.

La latitud del punto de ubicación de la nave de estudio y, por tanto, de ubicación de los módulos fotovoltaicos es, según la herramienta Grafcan:

- Latitud:  $28^\circ 29' 58,08''$  N; Por tanto, tenemos:  **$28^\circ$**

Así, haciendo uso del siguiente diagrama, seremos capaces de estimar las pérdidas por orientación e inclinación que se producen en nuestra instalación (Figura 14).

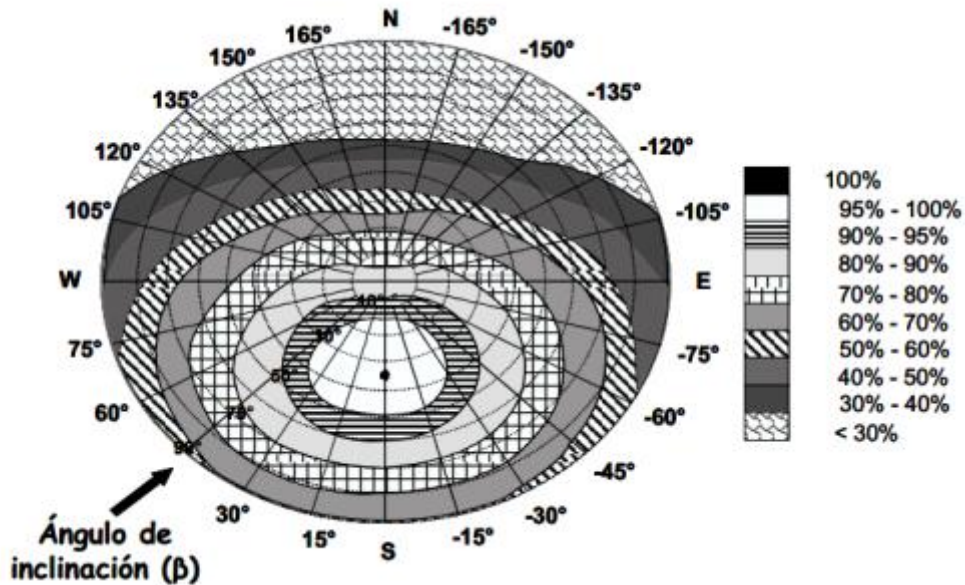


Figura 14.- Diagrama de pérdidas por sombreado e inclinación

No obstante, deberemos corregir los valores obtenidos para  $41^\circ$  y aplicarlo a nuestra latitud mediante las siguientes expresiones:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación límite } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud del lugar})$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación límite } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud del lugar})$$

Por tanto, para un azimut de  $-20^\circ$  con respecto al sur tendremos:

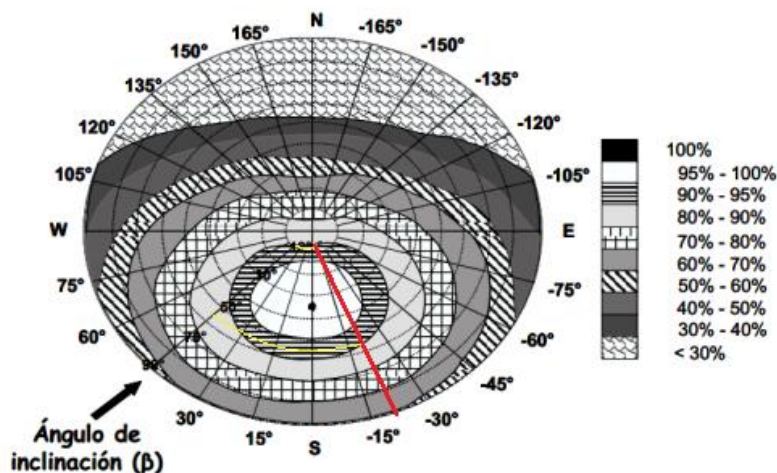


Figura 15.- Inclinaciones máxima y mínima a  $41^\circ$

De la figura anterior se puede obtener una inclinación máxima de  $55^\circ$  y mínima de  $5^\circ$ .

En ese caso, aplicando las fórmulas anteriores, tenemos:

$$\text{Inclinación máxima} = 55^\circ - (41^\circ - 28^\circ) = 42^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 5^\circ - (41^\circ - 28^\circ) = -8^\circ \rightarrow \text{Tomaremos como } 0^\circ$$

Comprobamos que se verifica por tanto que:

$$\text{Inclinación máxima} = 42^\circ > \beta = 10^\circ > 0^\circ = \text{Inclinación mínima}$$

Finalmente, se pueden obtener las pérdidas por orientación e inclinación mediante la expresión siguiente:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4}(\beta - \phi + 10)^2]$$

Donde  $\beta = 10^\circ$  y  $\phi =$  latitud del lugar de  $28^\circ$ .

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4}(10 - 28 + 10)^2] = 0,77\%$$

Según lo recogido en el pliego de condiciones, en ningún caso las pérdidas por orientación e inclinación deberán ser superiores al 10%. Por tanto, se verifica para nuestro caso.

### 3.2 Pérdidas de radiación solar por sombras

En nuestro caso, dada la proximidad del centro y, por tanto, de la nave de estudio al mar, no se tienen demasiados obstáculos ni elementos que puedan interferir con el correcto funcionamiento de la instalación fotovoltaica. No obstante, en la figura siguiente se puede observar el perfil solar peninsular. En el caso de Canarias, debemos elevar dicho perfil unos  $12^\circ$  en sentido ascendente vertical (Figura 16).

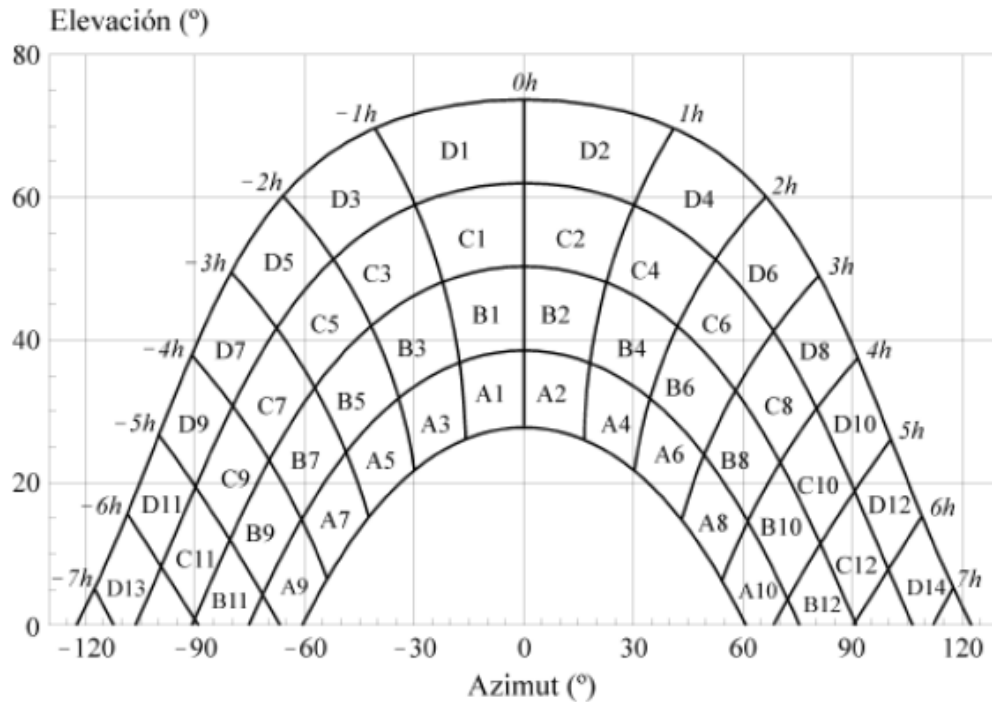


Figura 16.- Perfil solar peninsular

Existe un edificio propiedad del Centro Oceanográfico justo en frente la nave. Sin embargo, la elevación del mismo con respecto a los paneles no supone un problema atendiendo al diagrama anterior.

Asimismo, dado que los módulos se instalarán coplanares a la cubierta de la nave, tampoco será necesario determinar una distancia mínima entre las filas de los mismos.

En definitiva, se puede considerar unas pérdidas de sombreado del 0% para esta instalación.

### 3.3 Pérdidas por temperatura

La variación de temperaturas a lo largo de todo el año hace que las pérdidas en la instalación se vean afectadas en función de este parámetro en distintas épocas del año. A la hora de realizar las pruebas oportunas de los paneles fotovoltaicos, la potencia que genera está estipulada para una temperatura de 25°C. Por este motivo, cuando la temperatura difiere de ese valor, estaremos teniendo unas pérdidas en nuestro sistema.

Así, según los datos de partida, tenemos las siguientes temperaturas medias en los distintos meses del año (Tabla XIII).



Tabla XIII – Temperaturas medias mensuales

<b>Mes</b>	<b>Temperatura media (°C)</b>
Enero	17,70
Febrero	20,10
Marzo	18,50
Abril	19,70
Mayo	21,40
Junio	22,60
Julio	24,60
Agosto	25,70
Septiembre	25,40
Octubre	23,00
Noviembre	21,20
Diciembre	18,60
<b>Media anual</b>	<b>21,54</b>

Para determinar la temperatura de trabajo de la célula, debemos aplicar el procedimiento descrito en apartados anteriores. Es decir, la temperatura de trabajo de la célula vendrá dada por:

$$T_{célula} = T_{amb} + \frac{(TONC - 20) \times E}{800}$$

Además, las pérdidas para cada mes podrán obtenerse según la expresión siguiente:

$$Pérdidas (\%) = g \times (T_{célula} - 25)$$

Donde g se corresponde con el coeficiente de temperatura de potencia del módulo que, según ficha técnica, tiene un valor de 0,35 %/°C.

Se muestra, por tanto, en la Tabla XIV los resultados correspondientes a este apartado y un resumen de los valores obtenidos en cada variable de estudio.

Tabla XIV – Pérdidas por temperatura

<b>Mes</b>	<b>T (°C)</b>	<b>Irradiancia (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>T<sup>a</sup> célula (°C)</b>	<b>Pérdidas (%)</b>
<i>Enero</i>	17,70	1184,5	54,72	10,40
<i>Febrero</i>	20,10	1196,0	57,48	11,37
<i>Marzo</i>	18,50	1210,8	56,34	10,97
<i>Abril</i>	19,70	1224,9	57,98	11,54
<i>Mayo</i>	21,40	1223,2	59,62	12,12
<i>Junio</i>	22,60	1228,1	60,98	12,59
<i>Julio</i>	24,60	1226,9	62,94	13,28
<i>Agosto</i>	25,70	1225,1	63,98	13,64
<i>Septiembre</i>	25,40	1209,3	63,19	13,37
<i>Octubre</i>	23,00	1195,2	60,35	12,37
<i>Noviembre</i>	21,20	1183,4	58,18	11,61
<i>Diciembre</i>	18,60	1178,9	55,44	10,65

### 3.4 Pérdidas por cableado

Según lo estudiado en apartados anteriores se ha tenido en cuenta que las pérdidas en la parte de continua sean inferiores al 1% y, de la parte de alterna se correspondan como máximo a un 0,5%. Por tanto, según el REBT y lo dispuesto en este proyecto, las pérdidas referidas al cableado no superarán en ningún caso el 1,5%.

### 3.5 Pérdidas por dispersión y suciedad

Para la estimación de pérdidas por dispersión y suciedad, no se dispone de datos suficientes que nos permitan determinar con exactitud este apartado. No obstante, atendiendo a las recomendaciones del IDAE, se ha considerado unas pérdidas en este apartado del 2% para dispersión y entorno al 2% para polvo y suciedad.

## 4. Generación de la planta fotovoltaica

### 4.1 Performance Ratio (PR)

El Performance Ratio o coeficiente de rendimiento, constituye una de las magnitudes más importantes para la evaluación de la efectividad de una instalación fotovoltaica. Se expresa como la relación entre el rendimiento energético real con respecto al rendimiento energético teórico posible.

Para calcularlo, se parte del 100% de rendimiento y se van restando cada una de las pérdidas que se tienen. Podemos considerar dos tipos de pérdidas. Las pérdidas estacionarias (Tabla XV), serán variables con el mes del año, en este caso hablamos de las pérdidas por temperatura. Las demás pérdidas se consideran constantes a lo largo de todos los meses del año (Tabla XVI).

Tabla XV – Pérdidas estacionarias

Mes	Pérdidas (%)
Enero	10,40
Febrero	11,37
Marzo	10,97
Abril	11,54
Mayo	12,12
Junio	12,59
Julio	13,28
Agosto	13,64
Septiembre	13,37
Octubre	12,37
Noviembre	11,61
Diciembre	10,65

Tabla XVI – Otras pérdidas

	Pérdidas (%)
Orientación e inclinación	0,77
Cableado	1,5
Dispersión	2
Suciedad	2

El Performance Ratio, vendrá dado por la siguiente expresión:

$$PR = (100 - P_{orientación} - P_{cableado} - P_{dispersión} - P_{suciedad} - P_{temperatura}) \times \mu_{inversor}$$

Nuestro inversor tiene un rendimiento del 98,1 % para Europa. Teniendo lo anterior en cuenta, el PR mensual quedará de la siguiente manera (Tabla XVII).

Tabla XVII – Performance Ratio mensual

Mes	PR
Enero	0,82
Febrero	0,81
Marzo	0,81
Abril	0,81
Mayo	0,80
Junio	0,79
Julio	0,79
Agosto	0,79
Septiembre	0,79
Octubre	0,80
Noviembre	0,81
Diciembre	0,82

## 4.2 Producción energética

Para obtener la producción energética esperada a nivel mensual, deberemos tener en cuenta lo dispuesto en el pliego de condiciones de este proyecto. En él, se indica la fórmula para determinar el PR de la instalación. Sin embargo, dado que ya conocemos este dato del apartado anterior, podemos aplicar la expresión siguiente para estimar la producción diaria y luego mensual.

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

Donde:

- $G_{CEM} = 1 \text{ kW}/\text{m}^2$
- $P_{mp}$  : Potencia pico del generador (kWp)
- $E_D$  : Producción expresada en kWh/día
- $G_{dm(\alpha,\beta)}$  : Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m<sup>2</sup>·día)

Entonces, aplicando lo anterior, si tenemos los datos de PR y demás variables, podemos despejar nuestra incógnita de producción diaria. Si multiplicamos por los días del mes, tendremos la producción mensual. Todos los datos y resultados se recogen en la Tabla XVIII.

Tabla XVIII – Producción energética estimada de la instalación

<b>Mes</b>	<b>PR</b>	<b><math>G_{dm}</math> (kWh/m<sup>2</sup>·día)</b>	<b><math>E_d</math>(kWh/día)</b>	<b><math>E_{mensual}</math> (kWh/mes)</b>
<b>Enero</b>	0,82	4,06	269,67	8359,62
<b>Febrero</b>	0,81	4,83	316,90	8873,10
<b>Marzo</b>	0,81	5,82	381,85	11837,36
<b>Abril</b>	0,81	6,69	438,93	13167,93
<b>Mayo</b>	0,8	7,12	461,38	14302,66
<b>Junio</b>	0,79	7,44	476,09	14282,57
<b>Julio</b>	0,79	7,54	482,48	14957,02
<b>Agosto</b>	0,79	7,17	458,81	14223,06
<b>Septiembre</b>	0,79	6,41	410,18	12305,28
<b>Octubre</b>	0,8	5,28	342,14	10606,46
<b>Noviembre</b>	0,81	4,24	278,19	8345,59
<b>Diciembre</b>	0,82	3,82	253,72	7865,46

Comparando los valores que se obtienen con los presentados al inicio de este apartado, recogidos mediante el programa PVGIS, se observa una correcta aproximación de los valores estimados y por tanto unas garantías de la correcta definición de los cálculos ejecutados. Dicho esto, se corrobora una producción más notable en los meses de verano (junio, julio y agosto) y, del mismo modo, se observa una clara bajada de la producción solar en los meses de diciembre, enero e incluso febrero.

# **ANEXO IV**

## **Producción energética y amortización**

## ÍNDICE DE ANEXO IV

1. Producción energética .....	3
2. Consumo anual de la nave .....	4
3. Factura eléctrica y amortización .....	5

## 1. Producción energética

Para un correcto análisis de los costes y amortización de la instalación fotovoltaica propuesta, será necesario determinar cuál será la producción energética en el cómputo anual de la misma. En el ANEXO III de cálculos de instalación fotovoltaica se ha determinado la producción esperada anual en función de las pérdidas de la instalación y las expresiones y procedimientos recomendados por el IDAE.

En la Tabla I se muestra, a modo de resumen, los resultados energéticos esperados en la instalación fotovoltaica que se considerará constante durante los años de vida del sistema.

*Tabla I – Producción energética fotovoltaica esperada*

<b>Mes</b>	<b>Producción esperada (kWh)</b>
<i>Enero</i>	8.359,62
<i>Febrero</i>	8.873,10
<i>Marzo</i>	11.837,36
<i>Abril</i>	13.167,93
<i>Mayo</i>	14.302,66
<i>Junio</i>	14.282,57
<i>Julio</i>	14.957,02
<i>Agosto</i>	14.223,06
<i>Septiembre</i>	12.305,28
<i>Octubre</i>	10.606,46
<i>Noviembre</i>	8.345,59
<i>Diciembre</i>	7.865,46
<b>Total anual</b>	<b>139.126,11</b>

Como se puede observar, se espera una producción anual de alrededor de **139.126,11 kWh**. No obstante, los meses de verano presentan una producción significativamente mayor a los meses más fríos, aunque esto no será tenido en cuenta, pues se considera que la producción de más de unos meses compensará la escasa producción de otros.

Tras corroborar los datos obtenidos mediante cálculos analíticos con los simulados mediante la herramienta PVGIS, se puede considerar una muy buena aproximación el cómputo de energía anual obtenido.



## 2. Consumo anual de la nave

Como se ha desarrollado en el ANEXO II de cálculos de previsión de potencia de la instalación interior de la nave, el consumo diario del centro se prevé de alrededor de **455,13 kWh**. Esto supone un consumo anual de **163.847,88 kWh**.

Como se ha desarrollado anteriormente, en este proyecto, se trata de una instalación de funcionamiento continuado día y noche. Debido a estas peculiaridades, no se ha aplicado un almacenamiento de energía y, por tanto, la cuota de autoconsumo que se ha supuesto será del 50%.

De ese modo, podemos afirmar que, del total de energía consumida por la instalación al año, un 50% de la misma será tomada directamente del sol. Así tenemos:

$$Energía_{autoconsumo} = \frac{50}{100} \times Consumo_{anual}$$

$$Energía_{autoconsumo} = \frac{50}{100} \times 163.847,88 kWh$$

$$Energía_{autoconsumo} = \mathbf{81.923,94 kWh}$$

Por tanto, tenemos **81.923,94 kWh** que serán directamente tomados de la energía producida por los paneles fotovoltaicos. El restante de energía necesaria será tomado de la red eléctrica y, por tanto, se acogerá al precio estipulado por kWh por la compañía eléctrica. Además, se pretende compensar el excedente de energía fotovoltaica no consumido por la instalación con la comercializadora, de manera que tenemos lo siguiente (Tabla II).

*Tabla II – Conceptos de energía*

<b>Concepto</b>	<b>Energía (kWh)</b>
<i>Autoconsumo</i>	81.923,94
<i>Excedente a red</i>	57.202,17
<i>Tomado de red</i>	81.923,94

### 3. Factura eléctrica y amortización

Para simplificar los cálculos y poder estimar de manera aproximada el punto de amortización y los beneficios que produciría la instalación en toda su vida útil, se ha supuesto los siguientes conceptos de factura eléctrica:

- Por un lado, el coste del kWh que presenta una instalación de este tipo actualmente es de 20 céntimos el kWh. Este dato, bastante conservador, nos dará cuenta del coste de la energía que la instalación debería tomar de la red.
- Por otro lado, el precio al que se pretende compensar el excedente de fotovoltaica de la instalación es, de manera aproximada, de 5 céntimos el kWh.

Teniendo en cuenta lo anterior, podemos comparar el coste de la factura eléctrica anual con fotovoltaica frente a sin fotovoltaica:

#### 1. Factura eléctrica sin fotovoltaica

$$\text{Coste anual (€)} = \text{Consumo (kWh)} \cdot \text{Coste kWh} \left( \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

$$\text{Coste anual (€)} = 163.847,88 \text{ (kWh)} \cdot 0,20 \left( \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

$$\text{Coste anual (€)} = \mathbf{32.769,58 \text{ €}}$$

#### 2. Factura eléctrica con fotovoltaica

$$\text{Coste (€)} = \left[ \text{Compra}_{red} \text{ (kWh)} \cdot \text{Coste} \left( \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \right] - \left[ \text{Venta}_{red} \text{ (kWh)} \cdot \text{Precio} \left( \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \right]$$

$$\text{Coste (€)} = \left[ 81.923,94 \text{ kWh} \cdot 0,20 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] - \left[ 57.202,17 \text{ kWh} \cdot 0,05 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$$

$$\text{Coste anual (€)} = \mathbf{13.524,68 \text{ €}}$$

Por tanto, teniendo en cuenta lo anterior, la instalación fotovoltaica supone un ahorro anual en la factura eléctrica de la nave de:

## ANEXO IV – Producción energética y amortización

$$\text{Ahorro (€)} = \text{Coste}_{\text{sin FV}} - \text{Coste}_{\text{con FV}} = 32.769,58 - 13.524,68$$

$$\text{Ahorro anual (€)} = 19.244,90 \text{ €}$$

Finalmente, para el estudio de la amortización de la instalación en 25 años, supondremos unos costes de mantenimiento anuales del 2,5% del capital de inversión inicial (Tabla III).

*Tabla III – Amortización de la instalación*

Año de estudio	Capital amortizado	Costes de mantenimiento	Ahorro anual
0	- 70.318,86 €	- €	19.244,90 €
1	- 51.073,96 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
2	- 33.587,03 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
3	- 16.100,10 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
4	1.386,83 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
5	18.873,75 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
6	36.360,68 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
7	53.847,61 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
8	71.334,54 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
9	88.821,47 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
10	106.308,40 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
11	123.795,33 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
12	141.282,25 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
13	158.769,18 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
14	176.256,11 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
15	193.743,04 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
16	211.229,97 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
17	228.716,90 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
18	246.203,82 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
19	263.690,75 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
20	281.177,68 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
21	298.664,61 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
22	316.151,54 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
23	333.638,47 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
24	351.125,40 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €
25	368.612,32 €	- 1.757,97 €	19.244,90 €

En base a lo anterior, se estima que la instalación quedará completamente amortizada a los 4 años de haber ejecutado el proyecto. Por tanto, se presenta como una oportunidad muy rentable y, aunque puede analizarse con mayor detalle teniendo en cuenta el incremento de precios o la inflación anual, igualmente se considera una decisión bastante acertada, desde el punto de vista económico.

# **ANEXO V**

## **Estudio básico de seguridad y salud**

**ÍNDICE DE ANEXO V**

1. Objeto .....	2
2. Datos generales del proyecto .....	3
3. Normativa aplicable .....	3
4. Datos generales de obra .....	3
4.1 Descripción de la obra.....	3
4.2 Interferencias con servicios.....	4
4.3 Fases / Actividades previstas en la obra .....	4
4.4 Maquinaria prevista en la obra .....	5
4.5 Medios auxiliares previstos en la obra .....	5
5. Identificación y análisis de los riesgos laborales .....	5
5.1 Análisis de los riesgos laborales clasificados por fases / actividades de obra .....	5
5.2 Análisis de los riesgos laborales clasificados por maquinaria utilizada en obra .....	13
5.3 Análisis de los riesgos laborales clasificados por medios auxiliares en obra .....	17
6. Instalaciones de salubridad .....	23
7. Obligaciones del promotor.....	24
8. Coordinador en materia de seguridad y salud .....	24
9. Plan de seguridad y salud .....	25
10. Obligaciones de contratistas y subcontratistas.....	25
11. Obligaciones de los trabajadores autónomos.....	26
12. Libro de incidencias .....	27
13. Paralización de los trabajos.....	27
14. Derechos de los trabajadores.....	28

## 1. Objeto

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud tiene por objeto servir de base para que las Empresas Contratistas y cualesquiera otras que participen en la ejecución de las obras a que hace referencia el proyecto en el que se encuentra incluido este Estudio Básico, las lleven a efecto en las condiciones que puedan alcanzarse respecto a garantizar el mantenimiento de la salud, la integridad física y la vida de los trabajadores de las mismas, cumpliendo así lo que prescribe el R.D. 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción, y el resto de la normativa complementaria y de aplicación.

## 2. Datos generales del proyecto

El presente Estudio de Seguridad y Salud se refiere al Proyecto de **“INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN EL CENTRO OCENOGRÁFICO DE CANARIAS”**, según RD 244/2019, cuyos datos generales son:

**MUNICIPIO:** Santa Cruz de Tenerife

**PROMOTOR:** Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología. Universidad de La Laguna

**AUTOR DEL PROYECTO:** David Jerez Ravelo

**TUTOR DEL PROYECTO:** José Francisco Gómez González

**PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA:** SETENTA MIL TRESCIENTOS DIECIOCHO EUROS con OCHENTA Y SEIS CÉNTIMOS.

**PLAZO DE EJECUCIÓN:** 7 días

**REDACTOR DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD:** David Jerez Ravelo

## 3. Normativa aplicable

- Ley 31/95 prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 1627/97 que establece las disposiciones mínimas de seguridad y de salud aplicables a las obras de construcción.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.

- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido.

## **4. Datos generales de obra**

### **4.1 Descripción de la obra**

La obra se ejecutará en el municipio de Santa Cruz de Tenerife, concretamente en la nave que el CENTRO OCEANOGRÁFICO DE CANARIAS dispone en dicha localidad.

La instalación solar fotovoltaica que se pretende construir se desarrollará en la cubierta de la nave de unos 10 m de altura. El acceso a la cubierta donde se realizará la obra se realizará a través de una plataforma elevadora.

### **4.2 Interferencias con servicios**

Las interferencias con servicios de todo tipo son causa frecuente de accidentes, por ello se considera muy importante detectar su existencia y localización, con el fin de poder evaluar y delimitar claramente los diversos riesgos.

Los servicios afectados de cuya existencia tengamos noticias serán correctamente ubicados y señalizados, desviándose los mismos, si ello es posible; pero en aquellas ocasiones en que sea necesario trabajar sin dejar de dar determinado servicio, se adoptarán otras medidas preventivas reflejadas en este estudio de seguridad y salud.

En la realización de las obras, no es necesario el corte del acceso de vehículos y de peatones al edificio, ya que la obra se desarrolla en una zona de la nave no expuesta al tráfico de peatones ni de vehículos. Para las instalaciones de enlace, conexión en cuadro de contador actual, etc. que, si precise el corte de los mismos, se procederá mediante soluciones provisionales debidamente señalizadas.

Las interferencias detectadas son:

- Canalizaciones eléctricas



### **4.3 Fases / Actividades previstas en la obra**

A continuación, se indican las principales fases de obra:

- Actuaciones previas.

Se consideran las actuaciones previas al inicio de la obra, como las acometidas de electricidad y agua, colocación de señales de obra, vallado del recinto, instalación de casetas provisionales en su caso, etc. También se incluye el replanteo de la obra y el acopio de materiales.

- Estructura metálica.

Se considera estructura metálica al montaje de la estructura prefabricada de aluminio, así como los elementos necesarios para la fijación de los paneles fotovoltaicos a la cubierta, como soportes, vigas, barras contraviento, etc.

- Instalación de paneles fotovoltaicos.

Se consideran como trabajos de instalación de paneles fotovoltaicos, a la fijación de los mismos a la estructura, así como a la conexión eléctrica de estos para el correcto funcionamiento de la instalación.

- Instalación eléctrica.

Se consideran trabajos de electricidad a la instalación de los circuitos, mecanismos, elementos de corte y seguridad necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación.

### **4.4 Maquinaria prevista en la obra**

La maquinaria que se empleará en la ejecución de la obra será la siguiente:

- Camión grúa
- Taladro portátil
- Sierra radial eléctrica
- Herramientas manuales

### **4.5 Medios auxiliares previstos en la obra**

Los medios auxiliares que se emplearán en la ejecución de la obra serán los siguientes:

- Plataforma elevadora

## 5. Identificación y análisis de los riesgos laborales

Diariamente, al inicio de los trabajos, se revisarán todos los medios de protección colectiva, reparando o reponiendo los que se encuentren deteriorados. Así mismo, cuando se entreguen los equipos de protección individual a los trabajadores de la obra, se le entregaran también unas normas de actuación durante su estancia en la obra, indicando la obligatoriedad del uso de los EPI'S.

### 5.1 Análisis de los riesgos laborales clasificados por fases / actividades de obra

La secuencia de trabajos será la siguiente:

1. Actuaciones previas
2. Estructura metálica para fijación de los paneles
3. Instalación de paneles fotovoltaicos
4. Instalación eléctrica

A continuación, se identifican y analizan los riesgos por fases de obra:

#### 1. Fase de obra: Actuaciones previas

##### Riesgos y causas:

- Atropellos originados por maquinaria
- Vuelcos o deslizamientos de vehículos
- Caídas en el mismo nivel
- Generación de polvo
- Desplome del material acopiado
- Aplastamiento de articulaciones
- Sobreesfuerzos

##### Equipos de protección colectiva:

- Señalización
- Vallado de la obra
- Tapado de zanjas de acometidas por medio de tablas de madera

##### Equipos de protección individual:

- Guantes de uso general
- Botas de seguridad
- Casco homologado
- chaleco reflectante

Medidas preventivas:

Se realizará un reconocimiento del terreno comprobando que no existe ningún riesgo que no esté previsto en este estudio básico de seguridad y salud.

Se realizará el vallado de la obra, para impedir la entrada a la misma, dejando puertas para los accesos peatonales y de vehículos de obra, permitiendo la circulación de peatones.

Se observarán las instalaciones existentes para confirmar la existencia de instalaciones enterradas en la obra.

En cada fase de obra se colocarán las señales de obra necesarias, existiendo una coordinación entre ellas y la actividad a desarrollar.

Se comprobará que existen los siguientes documentos:

- Plan de seguridad y salud, aprobado y visado por el coordinador de seguridad y salud en fase de obra.
- Libro de incidencias, firmado y sellado por el coordinador y la empresa adjudicataria.
- Comunicación de apertura del centro de trabajo.
- Libro de subcontratación, habilitado por la autoridad laboral competente.

## **2. Fase de obra: Estructura metálica para fijación de los paneles**

Riesgos y causas:

- Caídas al mismo o distinto nivel
- Golpes o cortes con objetos o maquinas
- Proyección de objetos
- Ruido
- Pisada sobre objetos punzantes
- Caída de objetos o máquinas
- Sobre esfuerzos trabajo de rodillas, agachado o doblado.
- Contactos eléctricos directos por mala conservación de máquinas eléctricas

Equipos de protección colectiva:

- Utilizar maquinaria con marcado CE provistas de todos los elementos de seguridad necesarios.
- Iluminación adecuada
- Señalización
- Barandilla de protección de perímetros de cubiertas, compuesta por guardacuerpos metálicos cada 2,5 m.

Equipos de protección individual:

- Guantes de uso general
- Botas de seguridad
- Casco homologado
- Gafas protectoras de ojos y cara

- Protecciones auditivas contra el ruido
- Cinturón portaherramientas
- Cinturones de sujeción o anticaídas de altura
- Línea horizontal de seguridad
- Traje impermeable material plástico sintético
- Guantes y manoplas de material aislante
- Casco aislante
- Ropa aislante
- Botas de seguridad aislantes

Medidas preventivas:

La iluminación mediante portátiles se hará con portalámparas estancos con mango aislante y rejilla de protección de la bombilla. La energía eléctrica los alimentará a 24V. Las zonas de trabajo han de tener una iluminación mínima de 100 lux, medidos a una altura sobre el suelo en torno a los dos metros.

Estará prohibido el conexionado de cables eléctricos a los cuadros de alimentación sin utilizar las clavijas macho-hembra.

Estará prohibido el trabajo en un nivel inferior al del tajo.

### **3. Fase de obra: Instalación de paneles fotovoltaicos**

Riesgos y causas:

- Piso resbaladizo
- Corrientes de aire
- Exposición a condiciones meteorológicas adversas como frío, calor intenso, exposición a la intemperie.
- Caídas al mismo o distinto nivel
- Caída de objetos o máquinas
- Golpes o cortes con objetos o máquinas
- Proyección de objetos
- Pisada sobre objetos punzantes
- Sobreesfuerzos trabajo de rodillas, agachado o doblado.
- Contactos eléctricos directos por mala conservación de máquinas eléctricas.
- Contactos eléctricos indirectos.

Equipos de protección colectiva:

- Señalización
- Barandilla de protección de perímetros de forjados, compuesta por guardacuerpos metálicos cada 2,5 m.
- Red vertical de seguridad de malla de poliamida de 10x10 cm de paso, anudada con cuerda D=3 mm en módulos de 10x5m.

Equipos de protección individual:

- Guantes de uso general
- Botas de seguridad
- Casco homologado
- Gafas protectoras de ojos y cara
- Protecciones auditivas contra el ruido
- Cinturón portaherramientas
- Cinturones de sujeción o anticaídas de altura
- Línea horizontal de seguridad
- Traje impermeable material plástico sintético
- Guantes y manoplas de material aislante
- Casco aislante
- Ropa aislante
- Botas de seguridad aislantes

Medidas preventivas:

Como primera medida a ejecutar, se ejecutarán los petos y recercados de los huecos que existan.

El acceso a planos inclinados se hará por huecos en el suelo de dimensiones nunca inferiores a 50x70 cm, con escaleras de mano que sobrepasen en un metro la altura a salvar.

La comunicación y circulaciones necesarias sobre la cubierta inclinada se resolverán con pasarelas implantadas inferiormente para que absorbiendo la pendiente queden horizontales.

La escalera se apoyará en la cota horizontal más elevada del hueco a pasar, para reducir, sensaciones de vértigo.

Las plataformas de izado serán gobernadas para su recepción mediante cabos, no con las manos.

Los paneles se acopiarán repartidas por los faldones para evitar sobrecargas.

Se mantendrán instalados los andamios metálicos apoyados de construcción del cerramiento.

Se paralizarán todos los trabajos sobre cubiertas cuando existan vientos superiores a 60 km/h, lluvia, helada y nieve.

Estará prohibida la circulación bajo cargas suspendidas.

Los huecos del forjado horizontal permanecerán tapados con madera clavada durante la construcción de los tabiquillos de formación de las pendientes de los tableros.

Además de lo anterior se comprobará que:

- Que los operarios tienen los EPIS correspondientes para la realización de las tareas, y que vienen definidos en el Plan de Seguridad y Salud.
- Que utilicen correctamente los EPIS, definidos anteriormente.
- Que el estado de anclaje de las líneas de vida está en servicio.
- Que se mantiene la limpieza y el orden en la obra.
- Que los operarios que realizan el trabajo son cualificados para esta tarea.
- Que en los bordes de los forjados se colocan redes de seguridad.
- Que se paralicen los trabajos con vientos superiores a 60 km/h (lluvia, heladas o nieve).
- Que no se acopia el material al borde del forjado.
- Que la iluminación en el tajo es la apropiada.
- Que no permanecen operarios en las zonas de circulación bajo cargas suspendidas.
- Que se guarda la distancia de seguridad con líneas eléctricas aéreas.
- Que en los trabajos en altura en los que no haya protección suficiente, los operarios llevan el arnés de seguridad para el que se habrán previsto puntos fijos de enganche en la estructura con la necesaria resistencia.

#### **4. Fase de obra: Instalación eléctrica**

##### Riesgos y causas:

- Caídas al mismo o distinto nivel
- Golpes, cortes o atrapamientos con objetos o maquinas
- Contactos eléctricos directos
- Contactos eléctricos indirectos
- Cortocircuitos y arco eléctrico

##### Equipos de protección individual:

- Guantes y manoplas de material aislante
- Casco aislante
- Ropa aislante
- Botas de seguridad aislantes

##### Medidas preventivas:

##### **Trabajos sin tensión:**

Antes de comenzar la aplicación del procedimiento para suprimir la tensión es necesario un paso previo: la identificación de la zona y de los elementos de la instalación donde se va a realizar el trabajo. Esta identificación forma parte de la planificación del trabajo.

En instalaciones complejas, para evitar confusiones debidas a la multitud de equipos y redes existentes, se recomienda diseñar procedimientos por escrito, para llevar a cabo las operaciones destinadas a suprimir la tensión.

A continuación, se desarrollará el proceso en cinco etapas mediante el cual se suprime la tensión de la instalación donde se van a realizar los «trabajos sin tensión», conocido habitualmente como «las cinco reglas de oro»:

1. Desconectar.
2. Prevenir cualquier posible realimentación.
3. Verificar la ausencia de tensión.
4. Poner a tierra y en cortocircuito.
5. Proteger frente a elementos próximos en tensión, en su caso, y establecer una señalización de seguridad para delimitar la zona de trabajo.

*Reposición de la tensión:*

En general, para restablecer la tensión se seguirá el proceso inverso al empleado para suprimir la tensión:

1. Retirada, si las hubiera, de las protecciones adicionales y de la señalización que indica los límites de la zona de trabajo.
2. Retirada, si la hubiera, de la puesta a tierra y en cortocircuito, empezando por retirar las pinzas de los elementos más próximos y al final la pinza de la puesta a tierra.
3. Desbloqueo y/o la retirada de la señalización de los dispositivos de corte.
4. Cierre de los circuitos para reponer la tensión.

Es preciso extremar las precauciones antes de comenzar dichas etapas. En el transcurso de las citadas operaciones debe prestarse especial atención a los siguientes aspectos:

- Notificación previa a todos los trabajadores involucrados de que va a comenzar la reposición de la tensión.
- Comprobación de que todos los trabajadores han abandonado la zona, salvo los que deban actuar en la reposición de la tensión.
- Asegurarse de que han sido retiradas la totalidad de las puestas a tierra y en cortocircuito.
- Informar, en su caso, al responsable de la instalación de que se va a realizar la conexión.
- Accionar los aparatos de maniobra correspondientes.

***Trabajos con tensión:***

Los trabajos en tensión deberán ser realizados por trabajadores cualificados, siguiendo un procedimiento previamente estudiado y, cuando su complejidad o novedad lo requiera, ensayado sin tensión, y que se ajuste a los requisitos indicados a continuación.

Los trabajos en lugares donde la comunicación sea difícil, por su orografía, confinamiento u otras circunstancias, deberán realizarse estando presentes, al menos, dos trabajadores con formación en materia de primeros auxilios.

Principales precauciones que deberán ser adoptadas:

- Mantener las manos protegidas mediante guantes aislantes adecuados.
- Realizar el trabajo sobre una alfombra o banqueta aislantes que, asimismo, aseguren un apoyo seguro y estable.
- Vestir ropa de trabajo sin cremalleras u otros elementos conductores.
- No portar pulseras, cadenas u otros elementos conductores.
- Usar herramientas aisladas, específicamente diseñadas para estos trabajos.
- Aislar, en la medida de lo posible, las partes activas y elementos metálicos en la zona de trabajo mediante protectores adecuados (fundas, capuchones, películas plásticas aislantes, etc.). Entre los equipos y materiales citados se encuentran:
- Los accesorios aislantes (pantallas, cubiertas, vainas, etc.) para el recubrimiento de partes activas o masas.
- Los útiles aislantes o aislados (herramientas, pinzas, puntas de prueba, etc.).
- Las pértigas aislantes.
- Los dispositivos aislantes o aislados (banquetas, alfombras, plataformas de trabajo, etc.).
- Los equipos de protección individual frente a riesgos eléctricos (guantes, gafas, cascos, etc.).

Los equipos y materiales para la realización de trabajos en tensión se elegirán teniendo en cuenta:

- las características del trabajo y de los trabajadores
- la tensión de servicio, y se utilizarán, mantendrán y revisarán siguiendo las instrucciones de su fabricante.

Los trabajadores dispondrán de un apoyo sólido y estable, que les permita tener las manos libres, y de una iluminación que les permita realizar su trabajo en condiciones de visibilidades adecuadas. Los trabajadores no llevarán objetos conductores, tales como pulseras, relojes, cadenas o cierres de cremallera metálicos que puedan contactar accidentalmente con elementos en tensión.

La zona de trabajo deberá señalizarse y/o delimitarse adecuadamente, siempre que exista la posibilidad de que otros trabajadores o personas ajenas penetren en dicha zona y accedan a elementos en tensión, o puedan interferir en los trabajos, provocar distracciones, sobresaltos, etc.

En la realización de trabajos al aire libre se deberán tener en cuenta las posibles condiciones ambientales desfavorables, de forma que el trabajador quede protegido en todo momento. Los trabajos se prohibirán o suspenderán en caso de tormenta, lluvia o viento fuerte, nevadas, o cualquier otra condición ambiental desfavorable que dificulte la visibilidad, o la manipulación de las herramientas. Los trabajos en instalaciones interiores directamente conectadas a líneas aéreas eléctricas se interrumpirán en caso de tormenta.



La reposición de fusibles en instalaciones de baja tensión:

- No será necesario que la efectúe un trabajador cualificado, pudiendo realizarla un trabajador autorizado, cuando la maniobra del dispositivo porta fusible conlleve la desconexión del fusible y el material de aquel ofrezca una protección completa contra los contactos directos y los efectos de un posible arco eléctrico,
- Se realizará mediante el uso del útil normalizado adecuado a cada tipo de fusible, queda prohibido expresamente el uso de alicates para tal cometido,
- Se procurará, en la medida de lo posible, realizar “sin carga” o con la menor carga posible, para evitar la producción de arcos eléctricos.

Se recomienda, durante los trabajos en tensión, no hablar por teléfono, ni portar móviles que pudieran “sorprender” al activarse, al trabajador durante la realización de los mismos.

De los EPI's necesarios durante los trabajos en tensión en baja tensión, destacan, los guantes dieléctricos, que deben cumplir una serie de requisitos:

a) Marcas obligatorias:

- Símbolo (doble triángulo)
- Nombre, marca registrada o identificación del fabricante
- Categoría, si procede
- Talla
- Clase
- Mes y año de fabricación
- Marca

b) Cada guante deberá llevar alguno de los siguientes sistemas:

- Una banda rectangular, o una banda sobre la que puedan perforarse agujeros, o bien, otra marca cualquiera apropiada que permita conocer las fechas de puesta en servicio, verificaciones y controles periódicos.

c) Recomendaciones para la utilización de los guantes:

- Para la correcta utilización de los guantes se tendrán presentes las indicaciones del fabricante.

A título orientativo se pueden señalar las siguientes:

#### Almacenamiento

- Los guantes se deben almacenar en su embalaje.
- Se tendrá cuidado de que los guantes no se aplasten, ni doblen, ni se coloquen en las proximidades de radiadores u otras fuentes de calor artificial o se expongan directamente a los rayos del sol, a la luz artificial o a fuentes de ozono.

## 5.2 Análisis de los riesgos laborales clasificados por maquinaria utilizada en obra

### Camión grúa

#### Riesgos y causas:

- Accidentes en trayecto hacia el punto de trabajo
- Vuelco del camión-grúa.
- Atrapamientos por útiles o transmisiones
- Caídas al subir o bajar a la zona de mandos.
- Corrimientos de tierra inducidos en excavaciones próximas
- Aplastamiento por caída de carga suspendida
- Contacto eléctrico de la pluma con líneas aéreas
- Incendios por sobretensión
- Quemaduras en trabajos de reparación o mantenimiento
- Atropello de personas.
- Desplome de la carga.
- Golpes por la carga a paramentos.

#### Medidas preventivas:

- Se prohíbe sobrepasar la carga máxima admisible fijada por el fabricante del camión en función de la extensión brazo-grúa.
- Las rampas de acceso a los tajos no superarán la pendiente del 20% en prevención de atoramientos o vuelco.
- Se prohíbe realizar suspensión de cargas de forma lateral cuando la superficie de apoyo del camión esté inclinada hacia el lado de la carga, en previsión de los accidentes por vuelco.
- Se prohíbe arrastrar cargas con el camión-grúa.
- Las cargas en suspensión, para evitar golpes y balanceos se guiarán mediante cabos de gobierno.
- Se prohíbe la permanencia de personas en torno al camión-grúa a distancias inferiores a 5 m.
- Se prohíbe la permanencia bajo las cargas en suspensión.
- Mantenga la máquina alejada de terrenos inseguros, propensos a hundimientos.
- Evite pasar el brazo de la grúa sobre el personal.
- Suba y baje del camión-grúa por los lugares previstos para ello.
- Asegure la inmovilización del brazo de la grúa antes de iniciar ningún desplazamiento.
- No permita que nadie se encarama sobre la carga.
- Limpie sus zapatos del barro o grava que pudieran tener antes de subir a la cabina. Si se resbalan los pedales durante una maniobra o durante la marcha, puede provocar accidentes.
- No realice nunca arrastres de carga o tirones sesgados.
- No intente sobrepasar la carga máxima autorizada para ser izada.
- Levante una sola carga cada vez.

- Asegúrese de que la máquina está estabilizada antes de levantar cargas. Ponga en servicio los gastos estabilizadores totalmente extendidos, es la posición más segura.
- No abandone la máquina con la carga suspendida.
- No permita que haya operarios bajo las cargas suspendidas.
- Evite el contacto con el brazo telescópico en servicio, puede sufrir atrapamientos.
- Antes de poner en servicio la máquina, compruebe todos los dispositivos de frenado.
- Utilice siempre las prendas de protección que se le indiquen en la obra.
- El conductor tendrá prohibido dar marcha atrás sin la presencia y ayuda de un señalista, así como abandonar el camión con una carga suspendida.
- Todos los ganchos de cuelgue, aparejos, balancines y eslingas o estribos dispondrán siempre de pestillos de seguridad.
- El gruista tendrá siempre a la vista la carga suspendida y, si ello no fuera posible en alguna ocasión, todas sus maniobras estarán dirigidas por un señalista experto.
- No se permitirá que persona alguna ajena al operador acceda a la cabina del camión o maneje sus mandos.
- El camión grúa nunca deberá estacionar o circular a distancias inferiores a los dos metros del borde de excavaciones o de cortes del terreno.

## **Sierra radial eléctrica**

### Riesgos y causas:

- Contactos eléctricos directos
- Anulación de protecciones
- Conexión mediante hilos desnudos
- Contactos térmicos
- Cortes o amputaciones
- Abrasiones
- Ruido

### Equipos de protección individual:

- Calzado de seguridad
- Protectores auditivos
- Gafas de seguridad
- Guantes de cuero
- Mascarilla con filtro mecánico recambiable, contra las partículas de polvo

### Medidas preventivas:

- Antes de depositar el aparato en el suelo, desconectarlo y esperar a que se pare.
- Apagar y desenchufar los equipos antes de realizar cualquier operación de mantenimiento, cambio de disco, etc.
- Bajo ningún concepto se conectará ningún aparato eléctrico a la red mediante hilos desnudos.
- Comprobar siempre el estado del disco a utilizar.

- Cualquier tipo de anomalía en el aislamiento de la maquina será puesta en conocimiento de un responsable para su retirada.
- Las labores de mantenimiento y reparación de la máquina se llevarán a cabo siempre por personal experto.
- No someter al disco a sobreesfuerzos laterales de torsión o aplicación de una presión excesiva.
- No usar aparatos eléctricos con las manos mojadas o sobre superficies húmedas.
- No utilizar la maquina en posturas que obliguen a mantenerla por encima del nivel de los hombros, ya que, en caso de pérdida de control, las lesiones pueden afectar a la cara, pecho o extremidades superiores.
- Prohibido dejar la sierra abandonada en el suelo.
- Prohibido usar discos deteriorados o rotos.
- Usar siempre el disco adecuado al material que se va a cortar.
- Usar siempre en lugares ventilados.
- Prohibido usar la radial sin los elementos de protección.

## Herramientas manuales

### Riesgos y causas:

- Quemaduras físicas y químicas.
- Proyecciones de objetos y/o fragmentos.
- Ambiente pulvígeno.
- Riesgo por impericia
- Caída de las herramientas a distinto nivel
- Caídas al mismo nivel por tropiezo
- Caída de objetos y/o de máquinas.
- Caídas de personas al mismo nivel.
- Contactos eléctricos directos o indirectos.
- Cuerpos extraños en ojos.
- Golpes y/o cortes con objetos punzantes.
- Ruido.

### Equipos de protección individual:

- Casco homologado.
- Protecciones auditivas y oculares, en caso necesario.
- Guantes de cuero.
- Calzado con puntera reforzada.
- Cinturón de seguridad para trabajos en altura.

### Medidas preventivas:

- Las herramientas se utilizarán sólo en aquellas operaciones para las que han sido concebidas y se revisarán siempre antes de su empleo, desechándose cuando se detecten defectos en su estado de conservación. Se mantendrán siempre limpias de grasa u otras materias deslizantes y se colocarán siempre en los

portaherramientas o estantes adecuados, evitándose su depósito desordenado o arbitrario o su abandono en cualquier sitio o por los suelos.

- Todas las herramientas eléctricas, estarán dotadas de doble aislamiento de seguridad.
- No se usará una herramienta eléctrica sin enchufe; si hubiera necesidad de emplear mangueras de extensión éstas se harán de la herramienta al enchufe y nunca a la inversa.
- La desconexión de las herramientas, no se hará con un tirón brusco.
- Estarán acopiadas en el almacén de obra, llevándolas al mismo una vez finalizado el trabajo, colocando las herramientas más pesadas en las baldas más próximas al suelo.
- Los trabajos con estas herramientas se realizarán siempre en posición estable.
- En su manejo se utilizarán guantes de cuero o de P.V.C. y botas de seguridad, así como casco y gafas anti proyecciones, en caso necesario.

### **5.3 Análisis de los riesgos laborales clasificados por medios auxiliares utilizados en obra**

#### **Plataforma elevadora**

##### Riesgos y causas:

- Caídas a distinto nivel
- Vuelco del equipo
- Caída de materiales sobre personas y/o bienes
- Caídas al vacío
- Caída de personas a distinto nivel o mismo nivel
- Golpes, choques o atrapamientos del operario o de la propia plataforma contra objetos fijos o móviles.
- Contactos eléctricos directos o indirectos
- Caídas al mismo nivel
- Atrapamiento entre alguna de las partes móviles de la estructura y entre ésta y el chasis

##### Equipos de protección individual:

- Casco homologado
- Calzado con puntera reforzada
- Cinturón de seguridad.

##### Medidas preventivas:

#### **Características constructivas de seguridad**

Fundamentalmente están relacionadas con las características de estructura y estabilidad, la presencia de estabilizadores y las estructuras extensibles.

- a) Cálculos de estructura y estabilidad.

El fabricante es responsable del cálculo de resistencia de estructuras, determinación de su valor, puntos de aplicación, direcciones y combinaciones de cargas y fuerzas específicas que originan las condiciones más desfavorables. Asimismo, es responsable de los cálculos de estabilidad, identificación de las diversas posiciones de las PEMP y de las combinaciones de cargas y fuerzas que, conjuntamente, originan las condiciones de estabilidad mínimas.

b) Chasis y estabilizadores.

La plataforma de trabajo debe estar provista de los siguientes dispositivos de seguridad:

- Dispositivo que impida su traslación cuando no esté en posición de transporte. (PEMP con conductor acompañante y las autopropulsadas del Tipo 1).
- Dispositivo (por ej. un nivel de burbuja) que indique si la inclinación o pendiente del chasis está dentro de los límites establecidos por el fabricante.
- Para las PEMP con estabilizadores accionados mecánicamente este dispositivo deberá ser visible desde cada puesto de mando de los estabilizadores. Las PEMP del tipo 3 deben disponer de una señal sonora audible que advierta cuando se alcanzan los límites máximos de inclinación.
- Las bases de apoyo de los estabilizadores deben estar construidas de forma que puedan adaptarse a suelos que presenten una pendiente o desnivel de al menos 10°.

c) Estructuras extensibles.

Las PEMP deben estar equipadas con dispositivos de control que reduzcan el riesgo de vuelco o de sobrepasar las tensiones admisibles. Distinguimos entre las PEMP del grupo A y las del grupo B para indicar los métodos aconsejables en cada caso:

- **Grupo A:**
  - o Sistema de control de carga y registrador de posición
  - o Control de posición con criterios de estabilidad y de sobrecarga reforzada
- **Grupo B:**
  - o Sistema de control de carga y registrador de posición
  - o Sistemas de control de la carga y del momento
  - o Sistemas de control del momento con criterio de sobrecarga reforzado
  - o Control de posición con criterios de estabilidad y de sobrecarga reforzada

Conviene destacar que los controles de carga y de momento no pueden proteger contra una sobrecarga que sobrepase largamente la capacidad de carga máxima.

***Sistemas de accionamiento de las estructuras extensibles***

Los sistemas de accionamiento deben estar concebidos y construidos de forma que impidan todo movimiento intempestivo de la estructura extensible.

a) Sistemas de accionamiento por cables.

- Los sistemas de accionamiento por cables deben comprender un dispositivo o sistema que en caso de un fallo limiten a 0,2 m. el movimiento vertical de la plataforma de trabajo con la carga máxima de utilización.
- Los cables de carga deben ser de acero galvanizado sin empalmes excepto en sus extremos no siendo aconsejables los de acero inoxidable.
- Las características técnicas que deben reunir son:
  - Diámetro mínimo 8 mm
  - Nº mínimo de hilos 114.
  - Clase de resistencia de los hilos comprendida entre 1.570 N/mm<sup>2</sup> y 1.960 N/mm<sup>2</sup>.

La unión entre el cable y su terminal debe ser capaz de resistir al menos el 80 % de la carga mínima de rotura del cable.

b) Sistemas de accionamiento por cadena

- Los sistemas de accionamiento por cadena deben comprender un dispositivo o sistema que en caso de un fallo limiten a 0,2 m. el movimiento vertical de la plataforma de trabajo con la carga máxima de utilización. No deben utilizarse cadenas con eslabones redondos.
- La unión entre las cadenas y su terminal debe ser capaz de resistir al menos el 100 % de la carga mínima de rotura de la cadena.

c) Sistemas de accionamiento por tornillo

- La tensión de utilización en los tornillos y en las tuercas debe ser al menos igual a 1/6 de la tensión de rotura del material utilizado.
- El material utilizado para los tornillos debe tener una resistencia al desgaste más elevada que la utilizada para las tuercas que soporten la carga.
- Cada tornillo debe tener una tuerca que soporte la carga y una tuerca de seguridad no cargada. La tuerca de seguridad no debe quedar cargada más que en caso de rotura de la tuerca que soporta la carga. La plataforma de trabajo no podrá elevarse desde su posición de acceso si la tuerca de seguridad está cargada.
- Los tornillos deben estar equipados, en cada una de sus extremidades, de dispositivos que impidan a las tuercas de carga y de seguridad que se salga el tornillo (por ej., topes mecánicos).

d) Sistemas de accionamiento por piñón y cremallera.

- La tensión de utilización de piñones y cremalleras debe ser al menos igual a 1/6 de la tensión de rotura del material utilizado. Deben estar provistos de un dispositivo de seguridad accionado por un limitador de sobre velocidad que pare progresivamente la plataforma de trabajo con la carga máxima de utilización y mantenerla parada en caso de fallo del mecanismo de elevación. Si el dispositivo de seguridad está accionado, la alimentación de la energía debe ser detenida automáticamente.

## **Plataforma de trabajo**

### Equipamiento

La plataforma estará equipada con barandillas o cualquier otra estructura en todo su perímetro a una altura mínima de 0,90 m. y dispondrá de una protección que impida el paso o deslizamiento por debajo de las mismas o la caída de objetos sobre personas de acuerdo con el RD 486/1997 sobre lugares de trabajo: Anexo I.A.3.3 y el RD 1215/1997 sobre equipos de trabajo: Anexo 1.1.6. (La norma UNE-EN 280 especifica que la plataforma debe tener un pretil superior a 1,10 m. de altura mínima, un zócalo de 0,15 m. de altura y una barra intermedia a menos de 0,55 m. del zócalo o del pretil superior; en los accesos de la plataforma, la altura del zócalo puede reducirse a 0,1 m. La barandilla debe tener una resistencia a fuerzas específicas de 500 N por persona aplicadas en los puntos y en la dirección más desfavorable, sin producir una deformación permanente).

Tendrá una puerta de acceso o en su defecto elementos móviles que no deben abrirse hacia el exterior. Deben estar concebidos para cerrarse y bloquearse automáticamente o que impidan todo movimiento de la plataforma mientras no estén en posición cerrada y bloqueada. Los distintos elementos de las barandillas de seguridad no deben ser extraíbles salvo por una acción directa intencionada.

El suelo, comprendida toda trampilla, debe ser antideslizante y permitir la salida del agua (por ej. enrejado o metal perforado). Las aberturas deben estar dimensionadas para impedir el paso de una esfera de 15 mm de diámetro.

Las trampillas deben estar fijadas de forma segura con el fin de evitar toda apertura intempestiva. No deben poder abrirse hacia abajo o lateralmente.

El suelo de la plataforma debe poder soportar la carga máxima de utilización  $m$  calculada según la siguiente expresión:

$$m = n \times mp + me$$

Donde:

$mp = 80$  kg (masa de una persona)

$me \geq 40$  kg (valor mínimo de la masa de las herramientas y materiales)

$n = n^{\circ}$  autorizado de personas sobre la plataforma de trabajo

Deberá disponer de puntos de enganche para poder anclar los cinturones de seguridad o arneses para cada persona que ocupe la plataforma.

Las PEMP del tipo 3 deben estar equipadas con un avisador sonoro accionado desde la propia plataforma, mientras que las del tipo 2 deben estar equipadas con medios de comunicación entre el personal situado sobre la plataforma y el conductor del vehículo portador.

Las PEMP autopropulsadas deben disponer de limitador automático de velocidad de traslado.



### Sistemas de mando

La plataforma debe tener dos sistemas de mando, un primario y un secundario. El primario debe estar sobre la plataforma y accesible para el operador. Los mandos secundarios deben estar diseñados para sustituir los primarios y deben estar situados para ser accesibles desde el suelo. Los sistemas de mando deben estar perfectamente marcados de forma indeleble de fácil comprensión según códigos normalizados. Todos los mandos direccionales deben activarse en la dirección de la función volviendo a la posición de paro o neutra automáticamente cuando se deje de actuar sobre ellos. Los mandos deben estar diseñados de forma que no puedan ser accionados de forma inadvertida o por personal no autorizado (por ej. un interruptor bloqueable).

### Sistemas de seguridad de inclinación máxima

La inclinación de la plataforma de trabajo no debe variar más de 5° respecto a la horizontal o al plano del chasis durante los movimientos de la estructura extensible o bajo el efecto de las cargas y fuerzas de servicio. En caso de fallo del sistema de mantenimiento de la horizontalidad, debe existir un dispositivo de seguridad que mantenga el nivel de la plataforma con una tolerancia suplementaria de 5°.

### Sistema de bajada auxiliar

Todas las plataformas de trabajo deben estar equipadas con sistemas auxiliares de descenso, sistema retráctil o de rotación en caso de fallo del sistema primario.

### Sistema de paro de emergencia

La plataforma de trabajo debe estar equipada con un sistema de paro de emergencia fácilmente accesible que desactive todos los sistemas de accionamiento de una forma efectiva, conforme a la norma UNE-EN 418 Seguridad de las máquinas. Equipo de parada de emergencia, aspectos funcionales.

### Sistemas de advertencia

La plataforma de trabajo debe estar equipada con una alarma u otro sistema de advertencia que se active automáticamente cuando la base de la plataforma se inclina más de 5° de la inclinación máxima permitida en cualquier dirección.

### ***Estabilizadores, salientes y ejes extensibles***

Deben estar equipados con dispositivos de seguridad para asegurar de modo positivo que la plataforma no se moverá mientras los estabilizadores no estén situados en posición. Los circuitos de control deben asegurar que los motores de movimiento no se podrán activar

mientras los estabilizadores no se hayan desactivado y la plataforma no esté bajada a la altura mínima de transporte.

## ***Sistemas de elevación***

### **Sistemas de seguridad**

Cuando la carga nominal de trabajo de la plataforma esté soportada por un sistema de cables metálicos o cadenas de elevación o ambos, el factor de seguridad del cable o cadena debe ser de 8 como mínimo, basado en la carga unitaria de rotura a la tracción referida a la sección primitiva.

Todos los sistemas de conducción hidráulicos y neumáticos, así como los componentes peligrosos deben tener una resistencia a la rotura por presión cuatro veces la presión de trabajo para la que han sido diseñados. Para los componentes no peligrosos esta resistencia será dos veces la presión de trabajo. Se consideran componentes peligrosos aquellos que, en caso de fallo o mal funcionamiento, implicaría un descenso libre de la plataforma.

### **Sistemas de protección**

Cuando la elevación de la plataforma se realice mediante un sistema electromecánico, éste estará diseñado para impedir el descenso libre en caso de fallo en el generador o del suministro de energía. Cuando la elevación de la plataforma se realice mediante un sistema hidráulico o neumático, el sistema debe estar equipado para prevenir una caída libre en caso de rotura de alguna conducción hidráulica o neumática. Los sistemas hidráulicos o neumáticos de los estabilizadores o cualquier otro sistema deben estar diseñados para prevenir su cierre en caso de rotura de alguna conducción hidráulica o neumática.

### **Otras protecciones**

Los motores o partes calientes de las PEMP deben estar protegidas convenientemente. Su apertura sólo se podrá realizar con llaves especiales y por personal autorizado. Los escapes de los motores de combustión interna deben estar dirigidos lejos de los puestos de mando.

## ***Dispositivos de seguridad***

### **Eléctricos**

Los interruptores de seguridad que actúen como componentes que dan información deben satisfacer la norma EN 60947-5:1997 (Anexo K: prescripciones especiales para los auxiliares de mando con maniobra positiva de apertura).

### Hidráulicos y neumáticos

Deben estar concebidos e instalados de forma que ofrezcan niveles de seguridad equivalentes a los dispositivos de seguridad eléctricos. Los componentes hidráulicos y neumáticos de estos dispositivos y sistemas que actúen directamente sobre los circuitos de potencia de los sistemas hidráulicos y neumáticos deben estar duplicados si el fallo de un componente puede engendrar una situación peligrosa. Los distribuidores pilotados de estos componentes deben estar concebidos e instalados de forma que mantengan la seguridad en caso de fallo de energía, es decir parar el movimiento correspondiente.

### Mecánicos

Deben estar concebidos e instalados de forma que ofrezcan niveles de seguridad equivalentes a los dispositivos de seguridad eléctricos. Esta exigencia se satisface por las varillas, palancas, cables, cadenas, etc., si resisten al menos dos veces la carga a la que son sometidos.

## **Otras medidas de protección frente a riesgos específicos**

### Riesgo de electrocución

Este riesgo se manifiesta en tanto en cuanto las plataformas puedan alcanzar líneas eléctricas aéreas, sean de alta o de baja tensión. Según el Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión (Decreto 3151/ 1968), se entiende como tales las de corriente alterna trifásica a 50 Hz de frecuencia, cuya tensión nominal eficaz entre fases sea igual o superior a 1 kV.

Para prevenir el riesgo de electrocución se deberán aplicar los criterios establecidos en el RD 614/2001 sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico; en concreto según indica el Art. 4.2, todo trabajo en una instalación eléctrica, o en su proximidad, que conlleve riesgo eléctrico se debe efectuar sin tensión.

Cuando no se pueda dejar sin tensión la instalación se deben seguir las medidas preventivas indicadas en el Anexo V.A Trabajos en proximidad. Disposiciones generales y lo indicado en el Anexo V.B Trabajos en proximidad. Disposiciones particulares del citado RD 614/2001. Se recomienda, a fin de facilitar la correcta interpretación y aplicación del citado R.D. consultar la correspondiente Guía Técnica elaborada por el INSHT.

Complementariamente, se recomienda consultar la NTP-72: Trabajos con elementos de altura en presencia de líneas eléctricas aéreas.

## **6. Instalaciones de salubridad**

En la obra está prevista una media de 4 trabajadores, por lo que no está prevista la instalación de caseta provisional para vestuario y retretes. Para estos menesteres, se usarán los vestuarios y servicios de la propia fábrica, previa aprobación del coordinador de seguridad y salud.

## **7. Obligaciones del promotor**

Antes del inicio de los trabajos, el promotor designará un Coordinador en materia de Seguridad y Salud, cuando en la ejecución de las obras intervengan más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos. La designación del Coordinador en materia de Seguridad y Salud no eximirá al promotor de las responsabilidades.

El promotor deberá efectuar un aviso a la autoridad laboral competente antes del comienzo de las obras, que se redactará con arreglo a lo dispuesto en el Anexo III del Real Decreto 1627/1.997 debiendo exponerse en la obra de forma visible y actualizándose si fuera necesario.

## **8. Coordinador en materia de seguridad y salud**

La designación del Coordinador en la elaboración del proyecto y en la ejecución de la obra podrá recaer en la misma persona. El Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, deberá desarrollar las siguientes funciones:

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y seguridad.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que las empresas y personal actuante apliquen de manera coherente y responsable los principios de 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 actividades a que se refiere el Artículo 10 del Real Decreto 1627/1.997.
- Aprobar el Plan de Seguridad y Salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.
- Organizar la coordinación de actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.
- Adoptar las medidas necesarias para que solo las personas autorizadas puedan acceder a la obra.

La Dirección Facultativa asumirá estas funciones cuando no fuera necesaria la designación del Coordinador.

## **9. Plan de seguridad y salud**

En aplicación del Estudio Básico de Seguridad y Salud, el contratista, antes del inicio de la obra, elaborará un Plan de Seguridad y Salud en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en este Estudio Básico y 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, y que no podrán implicar disminución de los niveles de protección previstos en este Estudio Básico.

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. Este podrá ser modificado por el contratista en función del proceso de ejecución de la misma, de la evolución de los trabajos y de las posibles incidencias o modificaciones que puedan surgir a lo largo de la obra, pero que siempre con la aprobación expresa del Coordinador. Cuando no fuera necesaria la designación del Coordinador, las funciones que se le atribuyen serán asumidas por la Dirección Facultativa.

Quienes intervengan en la ejecución de la obra, así como las personas u órganos con responsabilidades en materia de prevención en las empresas intervinientes en la misma y los representantes de los trabajadores, podrán presentar por escrito y de manera razonada, las sugerencias y alternativas que estimen oportunas. El Plan estará en la obra a disposición de la Dirección Facultativa.

## **10. Obligaciones de contratistas y subcontratistas**

El contratista y subcontratistas estarán obligados a:

1. Aplicar los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos laborales y en particular:
  - El mantenimiento de la obra en buen estado de limpieza.
  - La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
  - La manipulación de distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.
  - El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de las obras, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.

- La delimitación y acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de materiales, en particular si se trata de materias peligrosas.
  - El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
  - La recogida de materiales peligrosos utilizados.
  - La adaptación del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
  - La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
2. Cumplir y hacer cumplir a su personal lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.
  3. Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales, teniendo en cuenta las obligaciones sobre coordinación de las 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 1627/1.997.
  4. Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiera a seguridad y salud.
  5. Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra. Serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el Plan y en lo relativo a las obligaciones que le correspondan directamente o, en su caso, a los trabajos autónomos por ellos contratados. Además responderán solidariamente de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las medidas previstas en el Plan.

Las responsabilidades del Coordinador, Dirección Facultativa y el Promotor no eximirán de sus responsabilidades a los contratistas y a los subcontratistas.

## **11. Obligaciones de los trabajadores autónomos**

Los trabajadores autónomos están obligados a:

1. Aplicar los principios de la acción preventiva que se recoge en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, y en particular:
  - El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
  - El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
  - La recogida de materiales peligrosos utilizados.
  - La adaptación del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
  - La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
  - Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.
2. Cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997.

3. Ajustar su actuación conforme a los deberes sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, participando en particular en cualquier medida de su actuación coordinada que se hubiera establecido.
4. Cumplir con las obligaciones establecidas para los trabajadores en el Artículo 29, apartados 1 y 2 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
5. Utilizar equipos de trabajo que se ajusten a lo dispuesto en el Real Decreto 1215/1.997.
6. Elegir y utilizar equipos de protección individual en los términos previstos en el Real Decreto 773/1.997.
7. Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud.

Los trabajadores autónomos deberán cumplir lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.

## **12. Libro de incidencias**

En cada centro de trabajo existirá, con fines de control y seguimiento del Plan de Seguridad y Salud, un Libro de Incidencias que constará de hojas por duplicado y que será facilitado por el Colegio profesional al que pertenezca el técnico que haya aprobado el Plan de Seguridad y Salud.

Deberá mantenerse siempre en obra y en poder del Coordinador. Tendrán acceso al Libro, la Dirección Facultativa, los contratistas y subcontratistas, los trabajadores autónomos, las personas con responsabilidades en materia de prevención de las empresas intervinientes, los representantes de los trabajadores, y los técnicos especializados de las Administraciones públicas competentes en esta materia, quienes podrán hacer anotaciones en el mismo.

Efectuada una anotación en el Libro de Incidencias, el Coordinador estará obligado a emitir en el plazo de veinticuatro horas una copia a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará dichas anotaciones al contratista y a los representantes de los trabajadores.

## **13. Paralización de los trabajos**

Cuando el Coordinador y durante la ejecución de las obras, observase incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, advertirá al contratista y dejará constancia de tal incumplimiento en el Libro de Incidencias, quedando facultado para, en circunstancias de riesgo grave e inminente para la seguridad y salud de los trabajadores, disponer la paralización de tajos o, en su caso, de la totalidad de la obra.

Dará cuenta de este hecho a los efectos oportunos, a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará al contratista, y en su caso a los subcontratistas y/o autónomos afectados de la paralización y a los representantes de los trabajadores.

## **14. Derechos de los trabajadores**

Los contratistas y subcontratistas deberán garantizar que los trabajadores reciban una información adecuada y comprensible de todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y salud en la obra.

Una copia del Plan de Seguridad y Salud y de sus posibles modificaciones, a los efectos de su conocimiento y seguimiento, será facilitada por el contratista a los representantes de los trabajadores en el centro de trabajo.



# **ANEXO VI**

## **Documentos y fichas técnicas**

## ÍNDICE ANEXO VI

1. Ficha técnica equipos de aire acondicionado
2. Ficha técnica Bomba MG2 65-160A
3. Ficha técnica Bomba MG2 32-200NB
4. Ficha técnica del módulo fotovoltaico
5. Certificado de conformidad del módulo fotovoltaico
6. Ficha técnica del inversor fotovoltaico
7. Certificado de conformidad del inversor fotovoltaico
8. Informe estructural K2-System
9. Protección de sobretensiones en corriente continua
10. Fusible de protección en corriente continua
11. Protección magnetotérmica en corriente alterna
12. Protección diferencial en corriente alterna
13. Protección de sobretensiones en corriente alterna

**PRESTACIONES**



Compatible con Alexa



MSZ-BT20/25/35/50VGK



MUZ-BT20/25/35VG



MUZ-BT50VG

MODELO		MSZ-BT20VGK	MSZ-BT25VGK	MSZ-BT35VGK	MSZ-BT50VGK
Unidad interior		MSZ-BT20VGK	MSZ-BT25VGK	MSZ-BT35VGK	MSZ-BT50VGK
Unidad exterior		MUZ-BT20VG	MUZ-BT25VG	MUZ-BT35VG	MUZ-BT50VG
Capacidad	Frío Nominal (Mín-Máx)	kW 2,0 (0,5-2,9)	2,5 (0,5-3,0)	3,5 (0,9-3,5)	5,0 (1,3-5,0)
	Calor Nominal (Mín-Máx)	kW 2,5 (0,7-3,2)	3,15 (0,7-3,5)	3,6 (0,9-4,1)	5,4 (1,4-6,5)
	kCal/h (frío)	kCal/h 1.720	2.150	3.010	4.300
	kCal/h (calor)	kCal/h 2.150	2.709	3.096	4.644
Consumo Nominal	Frío	kW 0,45	0,7	1,24	2,05
	Calor	kW 0,55	0,75	0,930	1,55
Consumo eléctrico anual*	Frío	kWh/año 86	108	180	265
	Calor (zona climática intermedia)	kWh/año 487	577	727	1.209
	Calor (Zona climática cálida)	kWh/año 234	268	304	543
Coeficiente energético*	EER / COP	4,44 / 4,55	3,57 / 4,20	2,82 / 3,87	2,44 / 3,48
	SEER (Etiqueta)	8,1 (A++)	8,1 (A++)	6,8 (A++)	6,6 (A++)
	SCOP (Etiqueta) Zona climática intermedia	4,3 (A+)	4,6 (A++)	4,6 (A++)	4,4 (A+)
	SCOP (Etiqueta) Zona climática cálida	5,3 (A+++)	5,7 (A+++)	5,9 (A+++)	5,4 (A+++)
Unidad Interior	Caudal de aire (Baja / Media / Alta / Máxima)	m³/min 4,2 / 5,2 / 6,8 / 8,7 / 10,9	4,2 / 5,2 / 6,8 / 8,7 / 10,9	4,2 / 5,2 / 6,8 / 8,7 / 13,2	6,3 / 7,6 / 9,0 / 11,0 / 13,2
	Nivel sonoro (Baja / Media / Alta / Máxima)	dB(A) 19 / 22 / 30 / 37 / 43	19 / 22 / 30 / 37 / 43	19 / 22 / 31 / 38 / 46	29 / 33 / 36 / 40 / 46
	Potencia sonora	dB(A) 57	57	60	60
	Dimensiones alto x ancho x fondo	mm 280 x 838 x 235	280 x 838 x 235	280 x 838 x 235	280 x 838 x 235
	Peso	kg 9	9	9	9
Unidad Exterior	Caudal de aire	m³/min 30,3	32,2	32,2	30,4
	Nivel sonoro	dB(A) 50	50	52	50
	Potencia sonora	dB(A) 63	63	64	64
	Dimensiones alto x ancho x fondo	mm 538 x 699 x 249	538 x 699 x 249	538 x 699 x 249	550 x 800 x 285
	Peso	kg 23	24	24	35
Refrigerante R32	Pre-carga kg / PCA / TCO <sub>2</sub> eq	0,45 / 675 / 0,30	0,5 / 675 / 0,34	0,5 / 675 / 0,34	0,7 / 675 / 0,47
Tensión/Fases - Intensidad Máxima	V/F - A	230/1 - 5,6	230/1 - 7,0	230/1 - 7,0	230/1 - 10,0
Diám. tuberías líquido/gas	mm	6,35 / 9,52	6,35 / 9,52	6,35 / 9,52	6,35 / 12,7
Long. Máx. tubería vert/total	m	12 / 20	12 / 20	12 / 20	12 / 20
Rango de operación	Tª exterior para refrigeración	°C -10 ~ +46	-10 ~ +46	-10 ~ +46	-10 ~ +46
	Tª exterior para calefacción	°C -15 ~ +24	-10 ~ +24	-10 ~ +24	-10 ~ +24
PVR	Unidad interior	<b>410 €</b>	<b>425 €</b>	<b>455 €</b>	<b>745 €</b>
	Unidad exterior	<b>395 €</b>	<b>420 €</b>	<b>440 €</b>	<b>1.050 €</b>
	Set (interior + exterior)	<b>805 €</b>	<b>845 €</b>	<b>895 €</b>	<b>1.795 €</b>

\*Consumo de energía, según los resultados obtenidos en ensayos estándar. El consumo de energía real depende de las condiciones de uso del aparato y del lugar en el que esté instalado. Rendimiento estacional según directiva ErP 517/2014/EU. I Alimentación 230V/50Hz I Long. de tubería utilizada para cálculo de capacidad en condiciones nominales: 5m. I Consultar disponibilidad.

**OPCIONALES**

**INTERIOR**

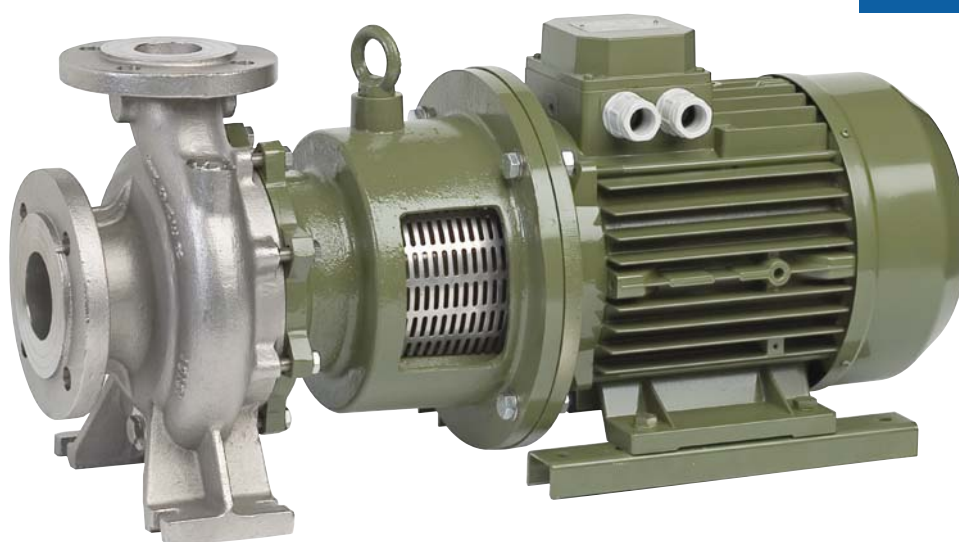
MAC-093SS-E	Kit de limpieza conectable a aspiradora	<b>34 €</b>
MAC-1200RC-E	Soporte de pared para mando inalámbrico	<b>9 €</b>
MAC-2370FT-E	Filtro purificador de aire de plata ionizada	<b>45 €</b>
MAC-334IF	Interface de integración a M-NET	<b>189 €</b>
MAC-397IF	Interface de integración con señales externas	<b>160 €</b>

**EXTERIOR**

MAC-889SG	Deflector de aire para MUZ-BT50	<b>178 €</b>
MAC-883SG	Deflector de aire para MUZ-BT20~35	<b>114 €</b>



**MG1-M**



**MGX2**

# MG1-MG2

## POMPE CENTRIFUGHE NORMALIZZATE CON GIUNTO RIGIDO CENTRIFUGAL PUMPS WITH STUB SHAFT BOMBAS CENTRIFUGAS NORMALIZADAS CON MANGUITO RIGIDO

### ITALIANO

#### IMPIEGHI

Impianti di ricircolo, di riscaldamento, di condizionamento, di recupero calore, impianti di approvvigionamento idrico, gruppi di pressurizzazione e gruppi antincendio.

#### CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE

Pompe di tipo centrifugo monoblocco monogirante con giunto ad innesto, accoppiate ad un motore asincrono normalizzato di forma B3/B5. MG1: pompa ad asse nudo, MG2: gruppo elettropompa. L'accoppiamento è ottenuto mediante un supporto completo di cuscinetto a sfera su cui è fissato l'albero pompa integrato con un giunto ad innesto. Il gruppo motore e la parte rotante della pompa, sono estraibili senza dovere rimuovere il corpo pompa dalle tubazioni dell'impianto.

**Idrraulica:** corpo pompa con dimensioni e prestazioni secondo norme EN 733, girante chiusa equilibrata dinamicamente e con fori di equilibrio per il bilanciamento della spinta assiale. Albero interamente in acciaio inox, cuscinetti a sfera lubrificati a grasso, flangie (UNI EN 1092-2): fino a DN 150: PN16, da DN 200: PN10. Tenuta meccanica: vedere pag. 152, a richiesta tenute speciali. Per i materiali di costruzione fare riferimento a pag. 30.

**Motore:** asincrono a 2 poli con ventilazione esterna. Forma costruttiva B3/B5

Protezione: IP55

Isolamento: classe F

Tensioni standard: 220-240V fino a 4 kW, 380-415V / 660-720V a partire da 5,5 kW.

Frequenza: 50 Hz

#### DATI CARATTERISTICI

DN aspirazione: da 50 a 100 – DN mandata: da 32 a 80.

Q<sub>max</sub>: 255 m<sup>3</sup>/h @ 2900 1/min

H<sub>max</sub>: 100 m @ 2900 1/min

Temperatura del liquido pompato: da -15°C a +120°C

Pressione massima d'esercizio (massima pressione ammissibile considerando la somma della pressione massima in aspirazione e della prevalenza a portata nulla):

Tipo	Corpo pompa	Temperatura del liquido pompato	PN max standard	PN max a richiesta
MG	Ghisa	-15°C / +120°C	10	16
MG-M	Bronzo	-15°C / +120°C	10	/
MGX	Acciaio inossidabile	-15°C / +50°C	10	16
		+50°C / +120°C		14

Temperatura max ambiente: 40°C (oltre chiedere informazioni).

#### TOLLERANZE PRESTAZIONI

Pompe: UNI-EN-ISO 9906 Appendice A – a richiesta livello 1  
Motore: norme IEC 60034-1.

#### INSTALLAZIONE E CARATTERISTICHE DI FUNZIONAMENTO

L'elettropompe possono essere posizionate con l'asse orizzontale, inclinato o verticale sempre con il motore verso l'alto. Le caratteristiche di funzionamento di catalogo e di targhetta si intendono per servizio continuo ed acqua pulita, (peso specifico = 1000 kg/m<sup>3</sup>) con altezza manometrica massima di aspirazione di 1,5 m c.a. Per altezze manometriche superiori e fino ad un massimo di 6-7 m. c.a., le caratteristiche si riducono nei vari valori di portata. La tubazione aspirante deve essere assolutamente stagna e per i dati di catalogo deve avere i seguenti diametri minimi (Tubazioni di diametro inferiore riducono i valori di portata):

DN (aspirazione pompa) - mm	DN (tubo aspirazione) - mm
50	80
65	100
80	150
100	200

#### VERSIONI SPECIALI

Materiali di costruzione (pag. 30)

Tenute meccaniche diverse (pag. 152)

Tenuta meccanica normalizzata secondo UNI EN 12756

Tensioni speciali

#### ACCESSORI A RICHIESTA

Kit controflangie

Motore con protezione PTC

### ENGLISH

#### USES

Recirculating plants, heating, air conditioning, heat recovery, plants of water supply procurement, pressurising units and fire-fighting systems.

#### CONSTRUCTIVE CHARACTERISTICS

MG1-MG2 electropumps are of the single-impeller, single-block centrifugal type with rigid coupling, coupled to a standard B3/B5 form asynchronous motor. MG1: bare shaft pump, MG2: pump with motor. The coupling is obtained by means of a block with ball bearing on which the pump shaft is secured and integrated with a rigid coupling. The motor unit and the rotating part of the pump can be taken away without removing the pump body from the system piping.

**Hydraulics:** pump body with dimension and performances according to EN 733 rules, closed impeller dynamically balanced and with balance holes for the for the balancing of the axial thrust. Shaft completely in stainless steel, greased ball bearings, flanges (UNI EN 1092-2): up to DN 150: PN16, from DN 200: PN10. Mechanical seal; see page 152, special seals on request.

For constructive materials, please, refer to page 30.

**Motor:** asynchronous with 2 poles and with external ventilation.

Structural form: B3/B5

Protection: IP55

Insulation: class F

Standard tensions: 220-240V up to 4 kW, 380-415V / 660-720V starting from 5,5 kW.

Frequency: 50 Hz

#### FEATURES

DN aspiration: from 50 up to 100 – DN delivery: from 32 up to 80.

Q<sub>max</sub>: 255 m<sup>3</sup>/h @ 2900 1/min

H<sub>max</sub>: 100 m @ 2900 1/min

Temperature of the pumped liquid: from -15°C up to +120°C

Max operation pressure (max allowed pressure in consideration of the sum of max. suction pressure and of the head with null flow rate):

Version	Pump body	Temperature of the pumped liquid	PN max standard	PN max on request
MG	Cast Iron	-15°C / +120°C	10	16
MG-M	Bronze	-15°C / +120°C	10	/
MGX	Stainless steel	-15°C / +50°C	10	16
		+50°C / +120°C		14

Max environment temperature: 40°C (for higher temperature, please, verify).

#### PERFORMANCE TOLERANCES

Pumps: UNI EN ISO 9906 Appendix A, level 1 on request.  
Motor: IEC 60034-1 rules.

#### INSTALLATION AND OPERATION CHARACTERISTICS

The electric pumps can be positioned with horizontal, sloping or vertical axis always with the motor upwards. The operating characteristics of the catalogue and label are to be understood for continuous service and with clear water (specific weight = 1000 kg/m<sup>3</sup>) with a max manometric suction height of approximately 1,5 m.

For higher manometric heights and up to a max of approximately 6-7 m, the characteristics decrease in the various delivery data.

The suction piping must be absolutely hermetic and for the catalogue data it must have the following minimum diameters (pipes of smaller diameters reduce the delivery values):

DN (pump suction) - mm	DN (suction pipe) - mm
50	80
65	100
80	150
100	200

#### SPECIAL VERSIONS

Constructive materials (page 30)

Different mechanical seals (page 152)

Mechanical seal normalized according to UNI EN 12756

Special tensions

#### ACCESSORIES ON REQUEST

Kit counterflanges

Motors with PTC protection

### ESPAÑOL

#### APLICACIONES

Sistemas de recirculación, calefacción, aire acondicionado, recuperación de calor, instalaciones de abastecimiento hidrico, grupos de presurización y instalaciones antincendio.

#### CARACTERISTICAS DE CONSTRUCCION

Las electrobombas MG1-MG2 son de tipo centrifugo monoblocco monoturbina con acoplamiento permanente, acopladas a un motor asincrono normalizado tipo B3/B5. MG1: bomba de eje libre, MG2: grupo electrobomba. El acoplamiento se obtiene por un soporte dotado de cojinete de bolas en el que está fijado el eje de la bomba integrado con un acoplamiento permanente. El grupo motor y la parte giratoria de la bomba se extraen sin tener que desmontar el cuerpo de la bomba de las tuberías de la instalación.

**Hidraulica:** cuerpo de bomba con dimensiones y prestaciones según normas EN 733, impulsor cerrado equilibrado dinámicamente y con orificios de equilibrio por el balanceo del estuerzo de propulsión de eje. Eje completamente en acero inoxidable, rodamientos de bolas engrasados, bridas (UNI EN 1092-2): hasta DN 150: PN16, de DN 200: PN10.

Empaquetadura mecánica: ver página 152, empaquetaduras especiales bajo demanda.

Por los materiales de construcción hacer referencia a la página 30.

**Motor:** asincrono de 2 a 4 polos con ventilación exterior.

Construcción tipo: B3/B5 – Protección: IP55 – Aislamiento: clase F

Tensiones estándar: 220-240V hasta 4 kW, 380-415V / 660-720V a partir de 5,5 kW.

Frecuencia: 50 Hz

#### LIMITES DE EMPLEO

DN aspiración: de 50 hasta 100 – DN caudal: de 32 hasta 80.

Q<sub>max</sub>: 255 m<sup>3</sup>/h @ 2900 1/min

H<sub>max</sub>: 100 m @ 2900 1/min

Temperatura del liquido bombeado: de -15°C hasta +120°C

Presión máxima de funcionamiento: (máxima presión admitida en consideración de la suma de la presión máxima en aspiración y de la carga hidrostática con caudal nulo):

Versión	Cuerpo bomba	Temperatura del liquido bombeado	PN max standard	PN max Sobre petición
MG	Fundición gris	-15°C / +120°C	10	16
MG-M	Bronce	-15°C / +120°C	10	/
MGX	Acero inox	-15°C / +50°C	10	16
		+50°C / +120°C		14

Temperatura máxima ambiente: 40°C (para valores superiores consultar verificación).

#### TOLERANCIAS PRESTACIONES

Bombas: UNI EN ISO 9906 Párrafo A, nivel 1 bajo demanda.  
Motor: normas IEC 60034-1.

#### INSTALACION Y CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO

Las electrobombas pueden montarse en posición horizontal, vertical o angular, pero siempre con el motor situado en la parte superior. Las características de funcionamiento indicadas tanto en el catálogo como en la placa, se refieren a un uso continuo y en agua limpia, (peso específico = 1000 kg/m<sup>3</sup>) con una altura manométrica máxima de aspiración de aproximadamente 1,5 m.

Para alturas manométricas superiores y hasta un máximo de aproximadamente 6-7 m, las características se reducen en los diferentes valores de caudal. La tubería de aspiración ha de ser completamente estanca y por los datos del catálogo debe tener los siguientes diámetros mínimos (tuberías de diámetro inferior reducen los valores de caudal):

DN (aspiración bomba) - mm	DN (tubo de aspiración) - mm
50	80
65	100
80	150
100	200

#### VERSIONES ESPECIALES

Material de construcción (página 30)

Empaquetaduras mecánicas diferentes (página 152)

Empaquetadura mecánica estandarizada según UNI EN 12756

Tensiones especiales

#### ACCESORIOS BAJO PEDIDO

Conjunto bridas

Motor con protección PTC

# MG

## Materiali componenti a contatto con il liquido

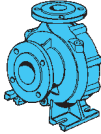


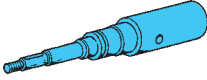


Materials of the components in contact with the liquid

Materiales de los componentes en contacto con el líquido

Matériaux des composants à contact avec le liquide

Materialien der Bestandteile im Kontakt mit der Flüssigkeit

Materiais dos componentes a contacto com os líquidos

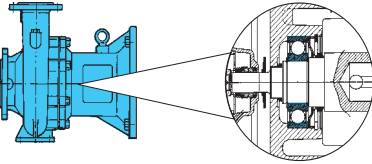
COMPONENTE COMPONENT - COMPONENTE - COMPOSANT BAUTEIL - COMPONENTE	VERSIONE VERSION - VERSIÓN - VERSION - VERSION - VERSÃO			
	STANDARD	MGX	MG-M	
Corpo pompa Pump body Cuerpo bomba Corps pompe Pumpengehäuse Corpo da bomba 	Ghisa Cast iron Fundición gris Fonte Gußeisen Ferro fundido EN-GJL-250		Acciaio inox Stainless steel Acero inox Acier inoxydable Rostfreier Stahl Aço inoxidável AISI 316	Bronzo Bronze Bronze Bronze Bronze Bronze G-CuSn10
Girante Impeller Impulsor Turbine Laufrad Turbina 	Ghisa Cast iron Fundición gris Fonte Gußeisen Ferro fundido EN-GJL-250	Ottone Brass Latón Laiton Messing Latão	Acciaio inox Stainless steel Acero inox Acier inoxydable Rostfreier Stahl Aço inoxidável AISI 316	Bronzo Bronze Bronze Bronze Bronze Bronze G-CuSn10
Disco/coperchio porta tenuta Seal holding cover/disc Disco/tapa anillo intermedio Plateau/couvercle porte Garniture mécanique Scheibe/Dichtungsdeckel Soporte seco mecanico 	Ghisa Cast iron Fundición gris Fonte Gußeisen Ferro fundido EN-GJL-250		Acciaio inox Stainless steel Acero inox Acier inoxydable Rostfreier Stahl Aço inoxidável AISI 316	Bronzo Bronze Bronze Bronze Bronze Bronze G-CuSn10
Albero Shaft Eje Arbre Welle Eixo 			Acciaio inox AISI 316 Stainless steel AISI 316 - Acero inox AISI 316 Acier inox AISI 316 - Edelstahl AISI 316 - Aço inox AISI 316  Acciaio Duplex Steel Duplex - Acero Duplex - Acier Duplex Edelstahl Duplex - Aço Duplex	
Tenuta mecc. Mechanical seal Cierre mecánico Garniture mécanique Mechanische Dichtung Seco mecanico 		Q <sub>1</sub> VEG BVEG		Q <sub>1</sub> Q <sub>1</sub> VG U <sub>3</sub> U <sub>3</sub> VG Q <sub>1</sub> U <sub>3</sub> VG
Guarnizione Gasket Empaquetadura Joint Dichtung Empanque 		Fibra naturale Natural fibre Fibra natural Fibre naturelle Naturfaser Fibra natural		Fibra naturale antiacido Anti-icer natural fibre Fibra natural antiacido Fibre naturelle anti-acide. Säurebeständige Naturfaser Fibra natural anti-ácido

# MG

## Caratteristiche costruttive

Constructional Features • Características de Construcción

Caracteristiques de Construction • Baueigenschaften • Características de Fabricação

	<p>La peculiarità costruttiva delle nostre elettropompe MG1 ed MG2 è quella di avere l'albero giunto della pompa sostenuto da un cuscinetto a sfere prelubrificato a grasso.</p> <p>The constructive peculiarity of the electric pumps MG1 and MG2 is that the pump shaft-coupling is supported by a sphere bearing pre-lubricated by grease.</p> <p>La peculiaridad constructiva de nuestras electrobombas MG1 y MG2 es la de haber el ejemanguito de la bomba sostenido por un cojinete de bolas prelubricado por grasa.</p> <p>La particularité constructive de nos électropompes MG1 et MG2 est l'arbre-accouplement de la pompe qui est supporté par un roulement à billes pré-lubrifié à graisse.</p> <p>Die konstruktive Eigenschaft der Pumpen der Baureihe MG1 und MG2 ist die durch ein geschmiertes Kugellager getragene Kupplungswelle der Pumpe.</p> <p>A peculiaridade na fabricação de nossas electrobombas MG1 e MG2 é aquela de possuir um eixo-acoplado da bomba suportado por um rolamento de esferas pré-lubrificado com graxa.</p>
---	---

Altre versioni speciali a richiesta / Other special versions on request / Otras versiones especiales bajo demanda / Autres versions spéciales sur demande / Andere Sonderausführungen auf Anfrage / Versões especiais sob requisição

Elenco completo dei componenti a pag. 153 / Complete list of the components on page 153 / Lista completa de los componentes a la página 153 / Liste complète des composants à la page 153 / Komplette Liste der Bestandteile auf der Seite 153 / Listado complete dos componentes pag. 153

# MG

≈ 2900 l/min

## Diagramma delle caratteristiche idrauliche

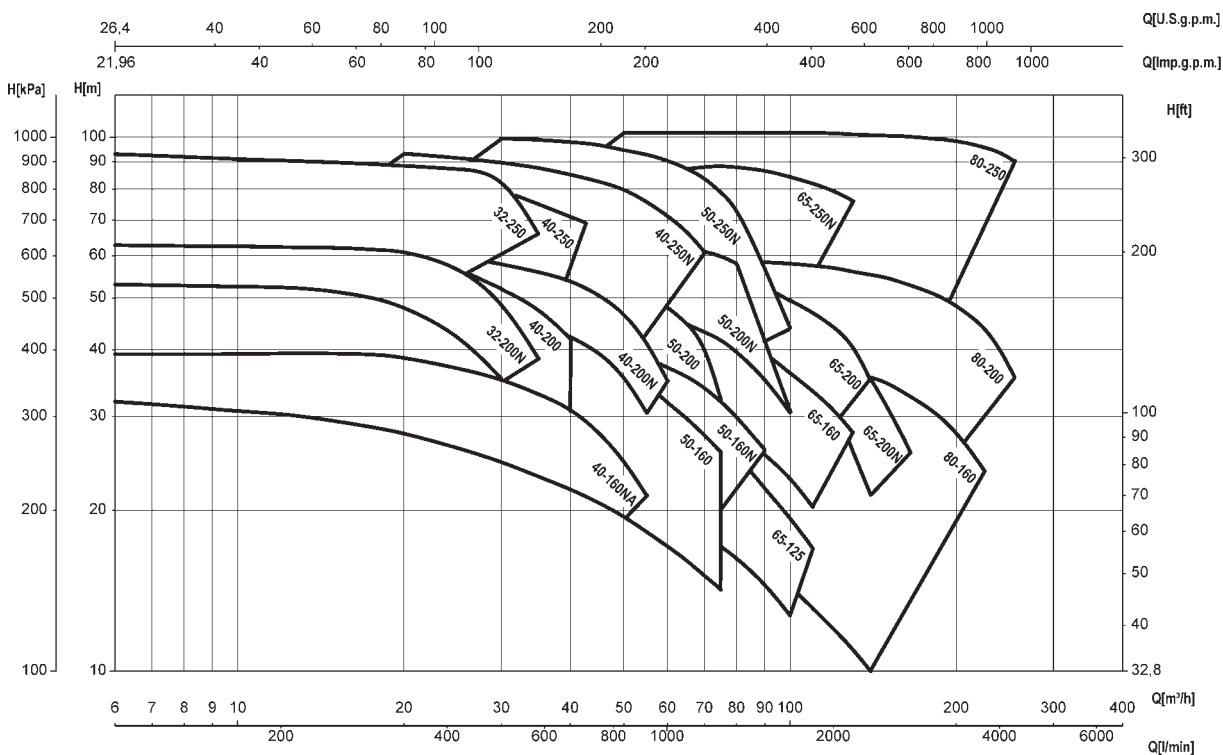
*Diagram of the hydraulic features*

*Diagrama de las carateristicas hidraulicas*

*Diagramme des carateristiques hydrauliques*

*Diagramm der hydraulischen eigenschaften*

*Diagrama das carateristicas hidráulicas*



# MG2 32

≅ 2900 1/min

## CARATTERISTICHE IDRAULICHE

## HYDRAULIC FEATURES

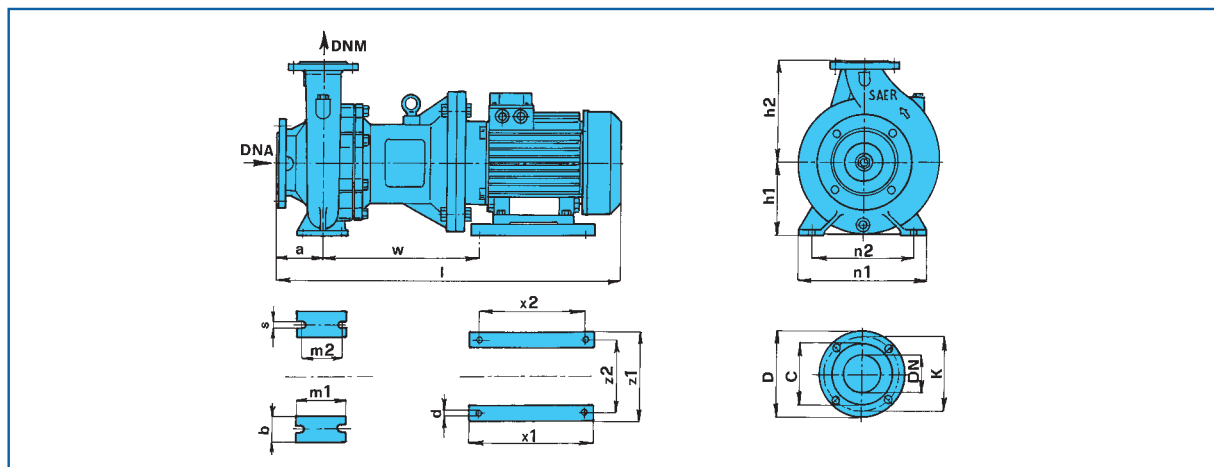
CARACTERISTICAS HIDRAULICAS / CARACTERISTIQUES HYDRAULIQUES / HYDRAULISCHE EIGENSCHAFTEN / CARACTERÍSTICAS HIDRÁULICAS

Tipo Type Typ	P <sub>2</sub>		In (A) 3~ V 400Δ	Is / In	U.S.g.p.m. Q m <sup>3</sup> /h l/min	0	26	35	44	53	62	70	79	88	110	132	154
	kW	HP				0	6	8	10	12	14	16	18	20	25	30	35
						0	100	133	167	200	233	267	300	333	417	500	583
MG2 32-200NB	5,5	7,5	11,5	8,6	H (m)	53,6	53	52,8	52,5	51,7	51,1	50,2	49,8	47,4	43	35	
MG2 32-200NA	7,5	10	14,7	8,3		63	62,8	62,6	62,5	62,3	62,2	62	60,6	59,5	57,5	49,7	38,6
MG2 32-250E	7,5	10	14,7	8,3		64		63	62,6	62,4	61,8	61,3	60,9	59	56		
MG2 32-250D	9,2	12,5	17,1	8,6		70		69,8	69,6	69,3	68,9	68,4	68,1	67,3	65,3	63	
MG2 32-250C	11	15	20	6,3		76,3		76,3	76	75,7	75,3	74,8	74,4	73,8	71,4	68,8	
MG2 32-250B	15	20	26,8	6,6		86		83,5	83	82,2	81,9	81,3	80,8	80	79,2	75	55
MG2 32-250A	18,5	25	26,8	8,2		94		92	91	90,5	90	89,5	89	88,4	87,3	86	66

Curve di prestazione pag. 71 / Performances Curves pag. 71 / Curvas de rendimiento pag. 71 / Courbes de performances pag. 71 / Leistungskurven pag. 71 / Curvas de rendimento pag. 71

## DIMENSIONI E PESI

DIMENSIONS AND WEIGHT / DIMENSIONES Y PESOS / DIMENSIONS ET POIDS / ABMESSUNGEN UND GEWICHTE / DIMENSÕES E PESO



Tipo Type Typ	DNA	DNM	l	a	m1	m2	n1	n2	h1	h2	s	b	w	x1	x2	z1	z2	d	kg
MG2 32-200NB	50	32	730	80	100	70	240	190	160	180	14	50	279	320	280	261	216	13x4	83,5
MG2 32-200NA	50	32	730	80	100	70	240	190	160	180	14	50	279	320	280	261	216	13x4	87,5
MG2 32-250E	50	32	755	100	100	70	320	250	180	225	14	65	284	320	280	261	216	13x4	98
MG2 32-250D	50	32	781	100	100	70	320	250	180	225	14	65	304	320	280	261	216	13x4	104
MG2 32-250C	50	32	860	100	100	70	320	250	180	225	14	65	328	410	370	319	254	13x4	120
MG2 32-250B	50	32	860	100	100	70	320	250	180	225	14	65	328	410	370	319	254	13x4	130
MG2 32-250A	50	32	860	100	100	70	320	250	180	225	14	65	328	410	370	319	254	13x4	130,5

DNA				*Foní • Holes Agujeros • Troues Locher • Furos ø   n°
D	K	C	DN	
165	125	102	50	19   4

DNM				*Foní • Holes Agujeros • Troues Locher • Furos ø   n°
D	K	C	DN	
140	100	78	32	19   4



# MG2 65

≅ 2900 1/min

### CARATTERISTICHE IDRAULICHE

### HYDRAULIC FEATURES

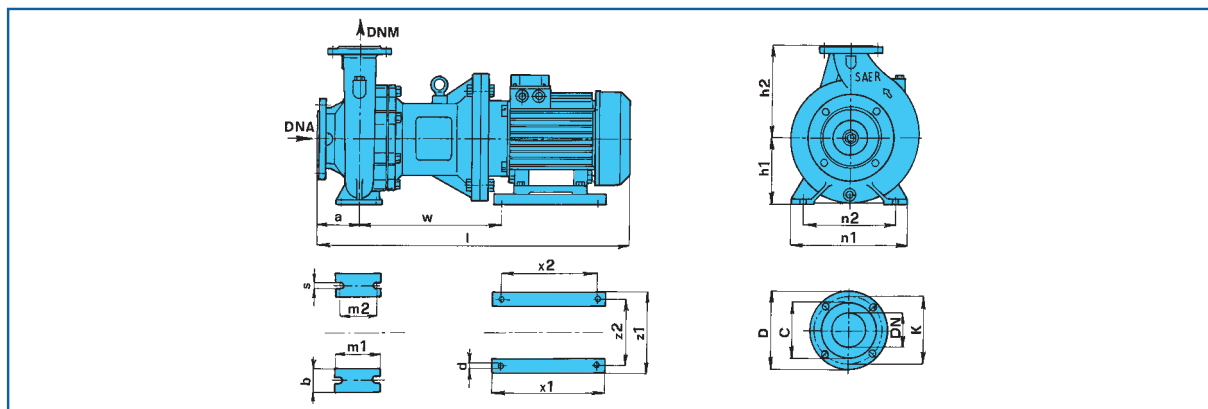
CARACTERISTICAS HIDRAULICAS / CARACTERISTIQUES HYDRAULIQUES / HYDRAULISCHE EIGENSCHAFTEN / CARACTERÍSTICAS HIDRÁULICAS

Tipo Type Typ	P <sub>2</sub>		I <sub>n</sub> (A) 3~ V 400Δ	I <sub>s</sub> /I <sub>n</sub>	U.S.g.p.m. Q m <sup>3</sup> /h l/min	0	132	154	176	198	220	242	264	286	308	330	352	396	440	484	528	572	616	660	704	
	kW	HP				0	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	90	100	110	120	130	140	150	160	
						0	500	583	667	750	833	917	1000	1083	1167	1250	1333	1500	1667	1833	2000	2167	2333	2500	2666	
MG2 65-125B	5,5	7,5	10,3	8,6	H (m)	21,5	21	21	20,9	20,9	20,8	20,7	20,5	20	19,9	19	18,1	16,4	14							
MG2 65-125A	7,5	10	14,7	8,3		26,5	26	26	25,9	25,9	25,8	25,7	25,6	25,4	25	24,5	24	22	19,4	17						
MG2 65-160C	9,2	12,5	17,1	8,6		32,8	32,3	31,8	31,6	31,2	30,8	30,6	30,1	29,3	28,7	27,8	27,1	25,2	23,1	20,3						
MG2 65-160B	11	15	20	6,3		39,3	38,8	38,6	38,3	38	37,8	37,5	37	36,7	36,2	35,8	35	33,5	31,6	29,2						
MG2 65-160A	15	20	26,8	6,6		43	43	42,8	42,7	42,5	42,3	41,9	41,7	41,4	40,8	40,4	39,7	38,2	36,2	33,5	30	28				
MG2 65-200C	15	20	26,8	6,6		43					42	41,6	41	40,5	39,8	39	38	35,9	33	31	27	23				
MG2 65-200B	18,5	25	34,2	8,2		48					47,9	47,3	47	46,9	46,2	45,8	45	42,8	40	36,9	33	30	25			
MG2 65-200A	22	30	40	8,5		55					55,1	55	54,9	54,2	54	53,5	53	51,5	49,5	47	44,2	41	35			
MG2 65-200NC	18,5	25	34,2	8,2		44,3			46,2	45,9	45,4	45	44	43,1	42,1	41,1	39,9	37,8	35,3	32,4	29,5	25,8	21,4			
MG2 65-200NB	22	30	40	8,5		50,7			53,6	53,6	53,6	53	52,9	52,3	51,6	50,8	50	48,3	46,4	44,3	41,7	38,5	35,3	31,3	27,5	
MG2 65-250NC	22	30	40	8,7		68,2					68,8	68,5	68	67,5	67	66,3	65,3	63,8	62,8							
MG2 65-250NB	30	40	54,2	7,3		76					75	74,7	74,4	74	73,5	73	72,5	72	69	67	63,5					
MG2 65-250NA	37	50	64,6	7,3		89					89,5	89,2	89	88,5	88	87	86,5	85	84	82	79,5	76				

Curve di prestazione pag. 71 / Performances Curves pag. 71 / Curvas de rendimento pag. 71 / Courbes de performances pag. 71 / Leistungskurven pag. 71 / Curvas de rendimento pag. 71

### DIMENSIONI E PESI

DIMENSIONS AND WEIGHT / DIMENSIONES Y PESOS / DIMENSIONS ET POIDS / ABMESSUNGEN UND GEWICHTE / DIMENSÕES E PESO

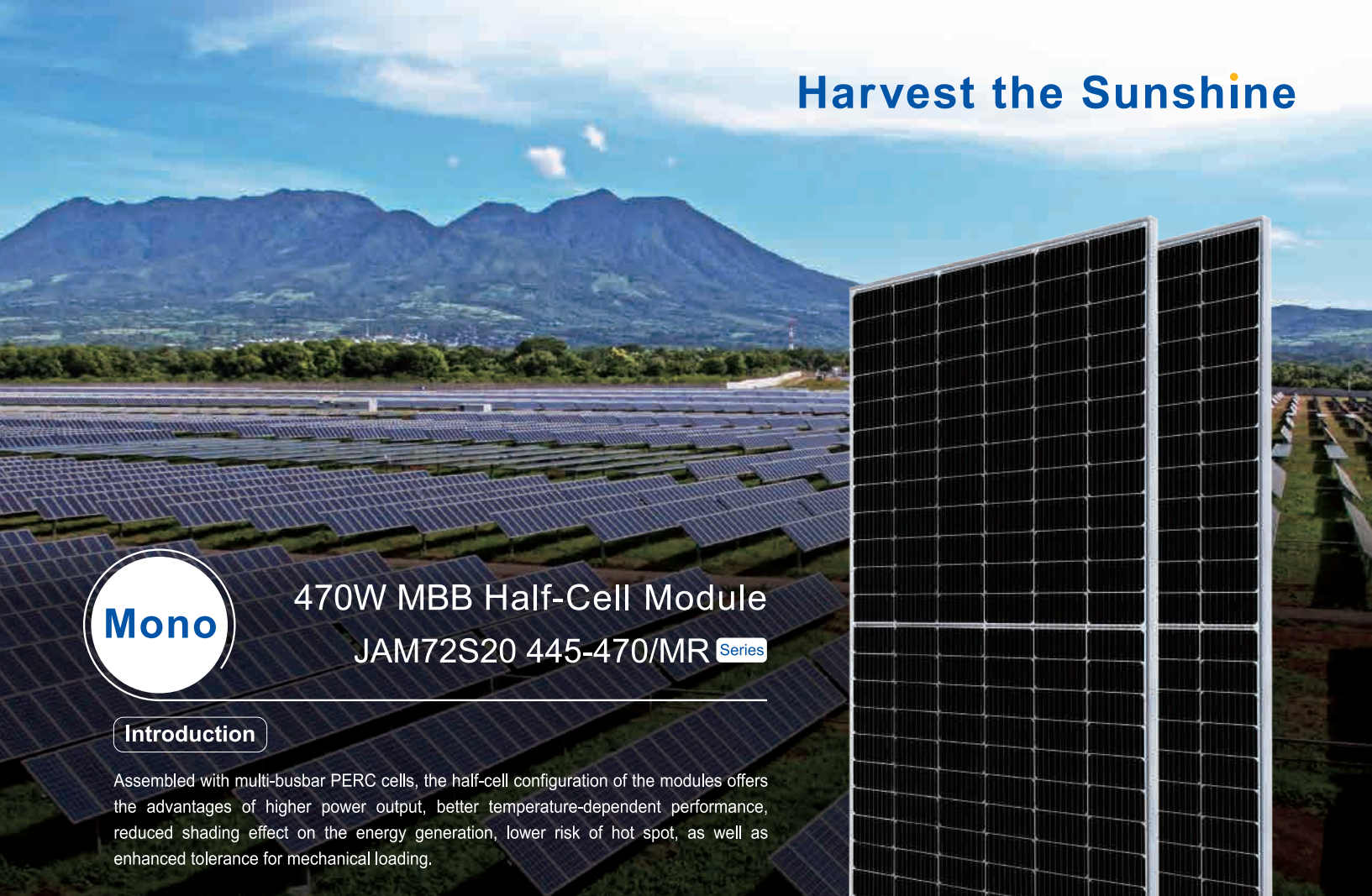


Tipo Type Typ	DNA	DNM	l	a	m1	m2	n1	n2	h1	h2	s	b	w	x1	x2	z1	z2	d	kg
MG2 65-125 B	80	65	750	100	125	95	280	212	160	180	14	65	279	320	280	261	216	13X4	81,5
MG2 65-125 A	80	65	750	100	125	95	280	212	160	180	14	65	279	320	280	261	216	13X4	85,5
MG2 65-160 C	80	65	781	100	125	95	280	212	160	200	14	65	304	320	280	261	216	13X4	96
MG2 65-160 B	80	65	860	100	125	95	280	212	160	200	14	65	408	250	210	292	254	14X4	112,5
MG2 65-160 A	80	65	860	100	125	95	280	212	160	200	14	65	408	250	210	292	254	14X4	123
MG2 65-200 C	80	65	860	100	125	95	320	250	180	225	14	65	328	410	370	319	254	14X4	129
MG2 65-200 B	80	65	940	100	125	95	320	250	180	225	14	65	350	410	370	319	254	14X4	151,5
MG2 65-200 A	80	65	994	100	125	95	320	250	180	225	14	65	435	320	241	350	279	14X4	175
MG2 65-200 NC	80	65	940	100	125	95	320	250	180	225	14	65	350	410	370	319	254	14X4	151,5
MG2 65-200 NB	80	65	994	100	125	95	320	250	180	225	14	65	435	320	241	350	279	14X4	175
MG2 65-250 NC	80	65	1029	100	160	120	360	280	200	250	18	80	412	410	370	350	279	14X4	188,5
MG2 65-250 NB	80	65	1089	100	160	120	360	280	200	250	18	80	482	365	305	395	318	18X4	223,5
MG2 65-250 NA	80	65	1089	100	160	120	360	280	200	250	18	80	482	365	305	395	318	18X4	244

DNA				
D	K	C	DN	*Fori • Holes Agujeros • Troux Löcher • Furos ø n°
200	160	138	80	19 4

DNM				
D	K	C	DN	*Fori • Holes Agujeros • Troux Löcher • Furos ø n°
185	145	122	65	19 4*

\* A richiesta n° 8  
Upon request n° 8



## 470W MBB Half-Cell Module

JAM72S20 445-470/MR Series

### Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

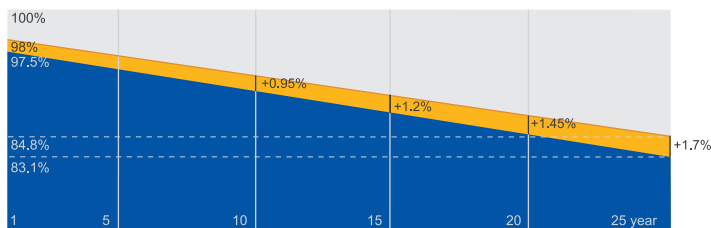


Better mechanical loading tolerance

### Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



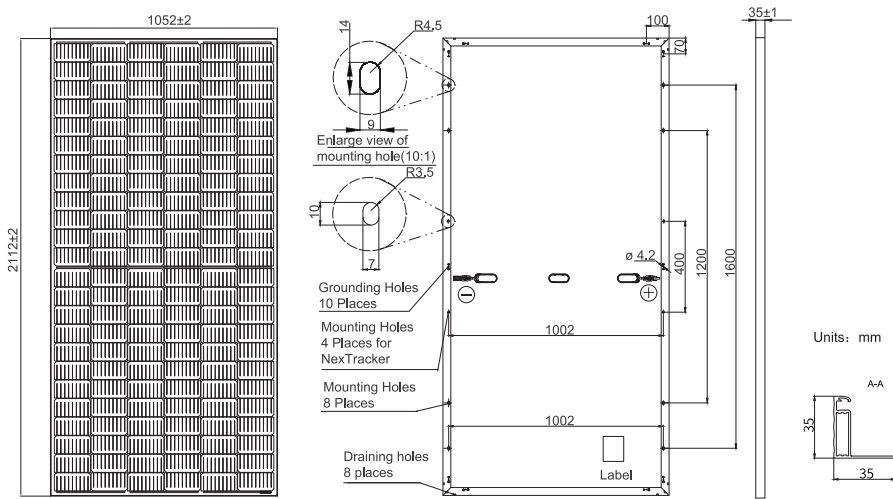
■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

### Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



**MECHANICAL DIAGRAMS**



Remark: customized frame color and cable length available upon request

**SPECIFICATIONS**

Cell	Mono
Weight	24.7kg±3%
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

**ELECTRICAL PARAMETERS AT STC**

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.3	20.5	20.7	20.9	21.2
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α <sub>Isc</sub> )	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β <sub>Voc</sub> )	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ <sub>Pmp</sub> )	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

**ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT**

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42
Max Power Current(Imp) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86
NOCT	Irradiance 800W/m <sup>2</sup> , ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G					

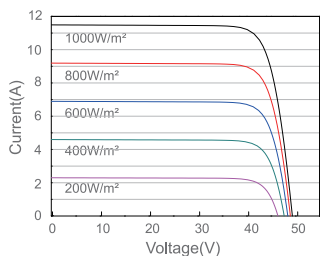
\*For NexTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

**OPERATING CONDITIONS**

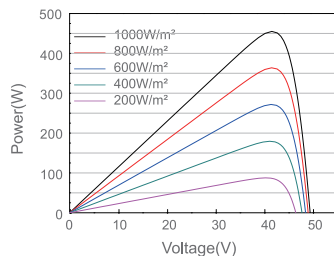
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 C ~+85 C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft <sup>2</sup> )
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft <sup>2</sup> )
NOCT	45±2 C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

**CHARACTERISTICS**

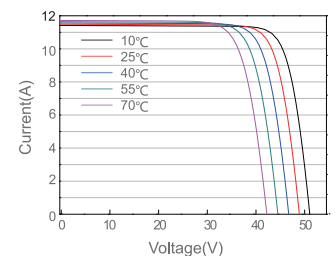
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR





Product Service

# Attestation of Conformity

No. N8A 072092 0296 Rev. 18

**Holder of Certificate:** **Shanghai JA Solar Technology Co., Ltd.**  
No. 118, Lane 3111  
West Huancheng Road  
Fengxian District  
201401 Shanghai  
PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA

**Product:** **Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules**  
**Mono-Crystalline Silicon Photovoltaic Module**

This Attestation of Conformity is issued on a voluntary basis according to the Low Voltage Directive 2014/35/EU relating to electrical equipment designed for use within certain voltage limits. It confirms that the listed equipment complies with the principal protection requirements of the directive and is based on the technical specifications applicable at the time of issuance. It refers only to the particular sample submitted for testing and certification. For details see: [www.tuvsud.com/ps-cert](http://www.tuvsud.com/ps-cert)

**Test report no.:** 704061604115-45

**Date,** 2020-09-29

( Zhulin Zhang )

Page 1 of 4

After preparation of the necessary technical documentation as well as the EU declaration of conformity the required CE marking can be affixed on the product. The declaration of conformity is issued under the sole responsibility of the manufacturer. Other relevant EU-directives have to be observed.



# Attestation of Conformity

No. N8A 072092 0296 Rev. 18

## Model(s):

1500 V DC Maximum System voltage, Fire Safety Class A or C Modules:  
 JAM72D00-xxx/BP/1500V, JAM72D00-xxx/BP, xxx= 330 to 385 in steps of 5;  
 JAM60D00-xxx/BP/1500V, JAM60D00-xxx/BP, xxx= 275 to 320 in steps of 5;  
 JAM60D00-xxx/PR/1500V, JAM60D00-xxx/PR, xxx= 285 to 320 in steps of 5;  
 JAM72D00-xxx/PR/1500V, JAM72D00-xxx/PR, xxx= 340 to 385 in steps of 5;  
 JAM60D00-xxx/MB/1500V, JAM60D00-xxx/MB, xxx= 310 to 315 in steps of 5;  
 JAM72D00-xxx/MB/1500V, JAM72D00-xxx/MB, xxx= 370 to 380 in steps of 5;  
 JAM72D09-xxx/BP/1500V, JAM72D09-xxx/BP, xxx= 360 to 400 in steps of 5;  
 JAM60D09-xxx/BP/1500V, JAM60D09-xxx/BP, xxx= 300 to 345 in steps of 5;  
 JAM72D10-xxx/MB/1500V, JAM72D10-xxx/MB, xxx= 385 to 420 in steps of 5;  
 JAM60D10-xxx/MB/1500V, JAM60D10-xxx/MB, xxx= 320 to 350 in steps of 5;  
 JAM72D10-xxx/BP/1500V, JAM72D10-xxx/BP, xxx= 385 to 415 in steps of 5;  
 JAM60D10-xxx/BP/1500V, JAM60D10-xxx/BP, xxx= 320 to 345 in steps of 5;  
 JAM66D10-xxx/MB/1500V, JAM66D10-xxx/MB, xxx= 360 to 380 in steps of 5;  
 JAM78D10-xxx/MB/1500V, JAM78D10-xxx/MB, xxx= 435 to 455 in steps of 5;  
 JAM72D20-xxx/MB/1500V, JAM72D20-xxx/MB, xxx= 430 to 465 in steps of 5;  
 JAM60D20-xxx/MB/1500V, JAM60D20-xxx/MB, xxx= 355 to 385 in steps of 5;  
 JAM72D10-xxx/TB/1500V, JAM72D10-xxx/TB, xxx= 400 to 420 in steps of 5;  
 JAM60D10-xxx/TB/1500V, JAM60D10-xxx/TB, xxx= 335 to 350 in steps of 5;  
 JAM72D30-xxx/MB/1500V, JAM72D30-xxx/MB, xxx= 505 to 545 in steps of 5;  
 JAM66D30-xxx/MB/1500V, JAM66D30-xxx/MB, xxx= 465 to 500 in steps of 5;  
 JAM60D30-xxx/MB/1500V, JAM60D30-xxx/MB, xxx= 435 to 455 in steps of 5;

## 1000 V DC Maximum System voltage, Fire Safety Class C Modules:

JAM6(K)-72-xxx/PR, xxx= 345 to 370 in steps of 5;  
 JAM6(K)-60-xxx/PR, xxx= 285 to 310 in steps of 5;  
 JAM6(K)-72-xxx/4BB, xxx= 320 to 345 in steps of 5;  
 JAM6(K)-60-xxx/4BB, xxx= 265 to 285 in steps of 5;  
 JAM72S01-xxx/SC/1000V, xxx= 320 to 365 in steps of 5;  
 JAM60S01-xxx/SC/1000V, xxx= 265 to 305 in steps of 5;  
 JAM72S01-xxx/PR/1000V, xxx= 345 to 390 in steps of 5;  
 JAM60S01-xxx/PR/1000V, xxx= 285 to 325 in steps of 5;  
 JAM72S01-xxx/MR/1000V, xxx= 365 to 385 in steps of 5;  
 JAM60S01-xxx/MR/1000V, xxx= 305 to 320 in steps of 5;  
 JAM72S03-xxx/PR/1000V, xxx= 360 to 395 in steps of 5;  
 JAM60S03-xxx/PR/1000V, xxx= 300 to 330 in steps of 5;  
 JAM72S09-xxx/PR/1000V, xxx= 370 to 405 in steps of 5;  
 JAM60S09-xxx/PR/1000V, xxx= 310 to 335 in steps of 5;  
 JAM72S10-xxx/PR/1000V, xxx= 380 to 410 in steps of 5;  
 JAM60S10-xxx/PR/1000V, xxx= 315 to 345 in steps of 5;  
 JAM72S10-xxx/MR/1000V, xxx= 390 to 420 in steps of 5;  
 JAM60S10-xxx/MR/1000V, xxx= 325 to 345 in steps of 5;  
 JAM78S10-xxx/MR/1000V, xxx= 435 to 455 in steps of 5;  
 JAM66S10-xxx/MR/1000V, xxx= 345 to 380 in steps of 5;  
 JAM72S09-xxx/BP/1000V, xxx= 375 to 385 in steps of 5;  
 JAM60S09-xxx/BP/1000V, xxx= 315 to 320 in steps of 5;  
 JAM72S10-xxx/BP/1000V, xxx= 385 to 400 in steps of 5;  
 JAM60S10-xxx/BP/1000V, xxx= 320 to 330 in steps of 5;  
 JAM72S02-xxx/PR/1000V, xxx= 345 to 390 in steps of 5;  
 JAM60S02-xxx/PR/1000V, xxx= 285 to 325 in steps of 5;  
 JAM72S02-xxx/SC/1000V, xxx= 320 to 365 in steps of 5;  
 JAM60S02-xxx/SC/1000V, xxx= 265 to 305 in steps of 5;  
 JAM72S02-xxx/MR/1000V, xxx= 365 to 385 in steps of 5;  
 JAM60S02-xxx/MR/1000V, xxx= 305 to 320 in steps of 5;  
 JAM72S08-xxx/PR/1000V, xxx= 360 to 395 in steps of 5;  
 JAM60S08-xxx/PR/1000V, xxx= 300 to 330 in steps of 5;  
 JAM72S12-xxx/PR/1000V, xxx= 365 to 385 in steps of 5;  
 JAM60S12-xxx/PR/1000V, xxx= 305 to 330 in steps of 5;  
 JAM72S17-xxx/PR/1000V, xxx= 380 to 390 in steps of 5;  
 JAM60S17-xxx/PR/1000V, xxx= 315 to 325 in steps of 5;  
 JAM72S17-xxx/MR/1000V, xxx= 390 to 395 in steps of 5;  
 JAM60S17-xxx/MR/1000V, xxx= 315 to 335 in steps of 5;



# Attestation of Conformity

No. N8A 072092 0296 Rev. 18

## Model(s):

JAM72S10-xxx/MB/1000V, xxx= 395 to 415 in steps of 5;  
 JAM60S10-xxx/MB/1000V, xxx= 330 to 345 in steps of 5;  
 JAM72S20-xxx/MR/1000V, xxx= 430 to 470 in steps of 5;  
 JAM60S20-xxx/MR/1000V, xxx= 355 to 390 in steps of 5;  
 JAM72S30-xxx/MR/1000V, xxx= 510 to 550 in steps of 5;  
 JAM66S30-xxx/MR/1000V, xxx= 470 to 505 in steps of 5;  
 JAM60S30-xxx/MR/1000V, xxx= 435 to 460 in steps of 5;  
 JAM60S21-xxx/MR/1000V, xxx= 355 to 375 in steps of 5;

### 1000 V DC or 1500 V DC Maximum System voltage, Fire Safety Class C Modules:

JAM72S01-xxx/SC, xxx= 320 to 365 in steps of 5;  
 JAM60S01-xxx/SC, xxx= 265 to 305 in steps of 5;  
 JAM60S01-xxx/PR, xxx= 285 to 325 in steps of 5;  
 JAM72S01-xxx/MR, xxx= 365 to 385 in steps of 5;  
 JAM60S01-xxx/MR, xxx= 305 to 320 in steps of 5;  
 JAM72S03-xxx/PR, xxx= 360 to 395 in steps of 5;  
 JAM60S03-xxx/PR, xxx= 300 to 330 in steps of 5;  
 JAM72S09-xxx/PR, xxx= 370 to 405 in steps of 5;  
 JAM60S09-xxx/PR, xxx= 310 to 335 in steps of 5;  
 JAM72S10-xxx/PR, xxx= 380 to 410 in steps of 5;  
 JAM60S10-xxx/PR, xxx= 315 to 345 in steps of 5;  
 JAM72S10-xxx/MR, xxx= 390 to 420 in steps of 5;  
 JAM60S10-xxx/MR, xxx= 325 to 345 in steps of 5;  
 JAM78S10-xxx/MR, xxx= 435 to 455 in steps of 5;  
 JAM66S10-xxx/MR, xxx= 345 to 380 in steps of 5;  
 JAM72S09-xxx/BP, xxx= 375 to 385 in steps of 5;  
 JAM60S09-xxx/BP, xxx= 315 to 320 in steps of 5;  
 JAM72S10-xxx/BP, xxx= 385 to 400 in steps of 5;  
 JAM60S10-xxx/BP, xxx= 320 to 330 in steps of 5;  
 JAM72S02-xxx/PR, xxx= 345 to 390 in steps of 5;  
 JAM60S02-xxx/PR, xxx= 285 to 325 in steps of 5;  
 JAM72S02-xxx/SC, xxx= 320 to 365 in steps of 5;  
 JAM60S02-xxx/SC, xxx= 265 to 305 in steps of 5;  
 JAM72S02-xxx/MR, xxx= 365 to 385 in steps of 5;  
 JAM60S02-xxx/MR, xxx= 305 to 320 in steps of 5;  
 JAM72S08-xxx/PR, xxx= 360 to 395 in steps of 5;  
 JAM60S08-xxx/PR, xxx= 300 to 330 in steps of 5;  
 JAM72S12-xxx/PR, xxx= 365 to 385 in steps of 5;  
 JAM60S12-xxx/PR, xxx= 305 to 330 in steps of 5;  
 JAM72S17-xxx/PR, xxx= 380 to 390 in steps of 5;  
 JAM60S17-xxx/PR, xxx= 315 to 325 in steps of 5;  
 JAM72S17-xxx/MR, xxx= 390 to 395 in steps of 5;  
 JAM60S17-xxx/MR, xxx= 315 to 335 in steps of 5;  
 JAM72S10-xxx/MB, xxx= 395 to 415 in steps of 5;  
 JAM60S10-xxx/MB, xxx= 330 to 345 in steps of 5;  
 JAM72S20-xxx/MR, xxx= 430 to 470 in steps of 5;  
 JAM60S20-xxx/MR, xxx= 355 to 390 in steps of 5;  
 JAM78S10-xxx/MR-J, xxx= 435 to 455 in steps of 5;  
 JAM72S30-xxx/MR, xxx= 510 to 550 in steps of 5;  
 JAM66S30-xxx/MR, xxx= 470 to 505 in steps of 5;  
 JAM60S30-xxx/MR, xxx= 435 to 460 in steps of 5;  
 JAM60S21-xxx/MR, xxx= 355 to 375 in steps of 5;

### 1500 V DC Maximum System voltage, Fire Safety Class C Modules:

JAM6(K)-72-xxx/PR/1500V, xxx= 345 to 370 in steps of 5;  
 JAM6(K)-60-xxx/PR/1500V, xxx= 285 to 310 in steps of 5;  
 JAM6(K)-72-xxx/4BB/1500V, xxx= 320 to 345 in steps of 5;  
 JAM6(K)-60-xxx/4BB/1500V, xxx= 265 to 285 in steps of 5;  
 JAM72S01-xxx/SC/1500V, xxx= 320 to 365 in steps of 5;  
 JAM60S01-xxx/SC/1500V, xxx= 265 to 305 in steps of 5;  
 JAM72S01-xxx/PR, xxx= 345 to 390 in steps of 5;

Page 3 of 4

After preparation of the necessary technical documentation as well as the EU declaration of conformity the required CE marking can be affixed on the product. The declaration of conformity is issued under the sole responsibility of the manufacturer. Other relevant EU-directives have to be observed.



# Attestation of Conformity

No. N8A 072092 0296 Rev. 18

JAM60S01-xxx/PR/1500V, xxx= 285 to 325 in steps of 5;  
 JAM72S01-xxx/MR/1500V, xxx= 365 to 385 in steps of 5;  
 JAM60S01-xxx/MR/1500V, xxx= 305 to 320 in steps of 5;  
 JAM72S03-xxx/PR/1500V, xxx= 360 to 395 in steps of 5;  
 JAM60S03-xxx/PR/1500V, xxx= 300 to 330 in steps of 5;  
 JAM72S09-xxx/PR/1500V, xxx= 370 to 405 in steps of 5;  
 JAM60S09-xxx/PR/1500V, xxx= 310 to 335 in steps of 5;  
 JAM72S10-xxx/PR/1500V, xxx= 380 to 410 in steps of 5;  
 JAM60S10-xxx/PR/1500V, xxx= 315 to 345 in steps of 5;  
 JAM72S10-xxx/MR/1500V, xxx= 390 to 420 in steps of 5;  
 JAM60S10-xxx/MR/1500V, xxx= 325 to 345 in steps of 5;  
 JAM78S10-xxx/MR/1500V, xxx= 435 to 455 in steps of 5;  
 JAM66S10-xxx/MR/1500V, xxx= 345 to 380 in steps of 5;  
 JAM72S09-xxx/BP/1500V, xxx= 375 to 385 in steps of 5;  
 JAM60S09-xxx/BP/1500V, xxx= 315 to 320 in steps of 5;  
 JAM72S10-xxx/BP/1500V, xxx= 385 to 400 in steps of 5;  
 JAM60S10-xxx/BP/1500V, xxx= 320 to 330 in steps of 5;  
 JAM72S02-xxx/PR/1500V, xxx= 345 to 390 in steps of 5;  
 JAM60S02-xxx/PR/1500V, xxx= 285 to 325 in steps of 5;  
 JAM72S02-xxx/SC/1500V, xxx= 320 to 365 in steps of 5;  
 JAM60S02-xxx/SC/1500V, xxx= 265 to 305 in steps of 5;  
 JAM72S02-xxx/MR/1500V, xxx= 365 to 385 in steps of 5;  
 JAM60S02-xxx/MR/1500V, xxx= 305 to 320 in steps of 5;  
 JAM72S08-xxx/PR/1500V, xxx= 360 to 395 in steps of 5;  
 JAM60S08-xxx/PR/1500V, xxx= 300 to 330 in steps of 5;  
 JAM72S12-xxx/PR/1500V, xxx= 365 to 385 in steps of 5;  
 JAM60S12-xxx/PR/1500V, xxx= 305 to 330 in steps of 5;  
 JAM72S17-xxx/PR/1500V, xxx= 380 to 390 in steps of 5;  
 JAM60S17-xxx/PR/1500V, xxx= 315 to 325 in steps of 5;  
 JAM72S17-xxx/MR/1500V, xxx= 390 to 395 in steps of 5;  
 JAM60S17-xxx/MR/1500V, xxx= 315 to 335 in steps of 5;  
 JAM72S10-xxx/MB/1500V, xxx= 395 to 415 in steps of 5;  
 JAM60S10-xxx/MB/1500V, xxx= 330 to 345 in steps of 5;  
 JAM72S20-xxx/MR/1500V, xxx= 430 to 470 in steps of 5;  
 JAM60S20-xxx/MR/1500V, xxx= 355 to 390 in steps of 5;  
 JAM72S30-xxx/MR/1500V, xxx= 510 to 550 in steps of 5;  
 JAM66S30-xxx/MR/1500V, xxx= 470 to 505 in steps of 5;  
 JAM60S30-xxx/MR/1500V, xxx= 435 to 460 in steps of 5;  
 JAM60S21-xxx/MR/1500V, xxx= 355 to 375 in steps of 5;  
 xxx is standing for rated output power at STC

## Parameters:

Construction:	Framed or Frameless, with Junction box, Cable and Connectors.
Test Laboratory:	Yangzhou Opto-Electrical Products Testing Institute No. 10 West Kaifa Road, Yangzhou 225009 Jiangsu, P. R. China
Safety Class:	Class II
Maximum System Voltage:	1500 V DC or 1000 V DC
Fire Safety Class:	Class C or Class A according to UL790.

## Tested according to:

EN IEC 61730-1:2018  
 EN IEC 61730-1:2018/AC:2018-06  
 EN IEC 61730-2:2018  
 EN IEC 61730-2:2018/AC:2018-06

# SUNNY TRIPOWER

## 15000TL / 20000TL / 25000TL



STP 15000TL-30 / STP 20000TL-30 / STP 25000TL-30



### Rentable

- Rendimiento máximo del 98,4 %

### Seguro

- Descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo II)

### Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1000 V
- Diseño de plantas perfecto gracias al concepto de multistring
- Pantalla opcional

### Innovador

- Innovadoras funciones de gestión de red gracias a Integrated Plant Control
- Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7)

## SUNNY TRIPOWER

### 15000TL / 20000TL / 25000TL

El especialista flexible para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño

El Sunny Tripower es el inversor ideal para plantas de gran tamaño en el sector comercial e industrial. Gracias a su rendimiento del 98,4 %, no solo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto de multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

La integración de nuevas funciones de gestión de energía como, por ejemplo, Integrated Plant Control, que permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor, es una firme apuesta de futuro. Esto permite prescindir de unidades de control de orden superior y reducir los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7) es otra de las novedades que ofrece.

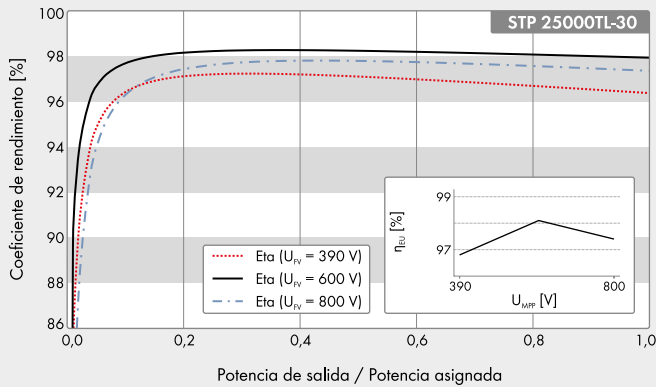


# SUNNY TRIPOWER

## 15000TL / 20000TL / 25000TL

Datos técnicos	Sunny Tripower 15000TL
<b>Entrada (CC)</b>	
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi = 1$ )/potencia asignada de CC	15330 W/15330 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	240 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3
<b>Salida (CA)</b>	
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	15000 W
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/21,7 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo
THD	≤ 3%
Fases de inyección/conexión	3/3
<b>Rendimiento</b>	
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%
<b>Dispositivos de protección</b>	
Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II	○
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II
<b>Datos generales</b>	
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)
Peso	61 kg (134,48 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)
Emisión sonora, típica	51 dB(A)
Autoconsumo nocturno	1 W
Topología/principio de refrigeración	Sin transformador/OptiCool
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%
<b>Equipamiento / función / accesorios</b>	
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Borne de conexión por resorte
Pantalla	○
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●
Relé multifunción/Power Control Module	○ / ○
OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●
Garantía: 5/10/15/20 años	● / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones previstos	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014
* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438	
Modelo comercial	STP 15000TL-30

## Curva de rendimiento



## Accesorios



Interfaz RS485  
DM-485CB-10



Power Control Module  
PWCMOD-10



Descargador de sobretensión  
de CC tipo II, entradas A y B  
DCSPD KIT3-10



Relé multifunción  
MFR01-10

● De serie ○ Opcional – No disponible  
Datos en condiciones nominales  
Actualizado: mayo de 2016

### Datos técnicos

#### Entrada (CC)

Potencia máxima de CC (con $\cos \phi = 1$ )/potencia asignada de CC
Tensión de entrada máx.
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada
Tensión de entrada mín./de inicio
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP

#### Salida (CA)

Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)
Potencia máx. aparente de CA
Tensión nominal de CA

Rango de tensión de CA

Frecuencia de red de CA/rango

Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red

Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida

Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable

THD

Fases de inyección/conexión

#### Rendimiento

Rendimiento máx./europeo

#### Dispositivos de protección

Punto de desconexión en el lado de entrada
Monitorización de toma a tierra/de red
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)

#### Datos generales

Dimensiones (ancho/alto/fondo)
Peso
Rango de temperatura de servicio
Emisión sonora, típica
Autoconsumo nocturno
Topología/principio de refrigeración
Tipo de protección (según IEC 60529)
Clase climática (según IEC 60721-3-4)
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)

#### Equipamiento / función / accesorios

Conexión de CC/CA
Pantalla
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus
Relé multifunción/Power Control Module
OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller
Garantía: 5/10/15/20 años
Certificados y autorizaciones (otros a petición)

\* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438

### Sunny Tripower 20000TL

### Sunny Tripower 25000TL

20440 W/20440 W	25550 W/25550 W
1000 V	1000 V
320 V a 800 V/600 V	390 V a 800 V/600 V
150 V/188 V	150 V/188 V
33 A/33 A	33 A/33 A
2/A:3; B:3	2/A:3; B:3

20000 W	25000 W
20000 VA	25000 VA

3 / N / PE; 220 V / 380 V  
3 / N / PE; 230 V / 400 V  
3 / N / PE; 240 V / 415 V

180 V a 280 V

50 Hz/44 Hz a 55 Hz  
60 Hz/54 Hz a 65 Hz

50 Hz/230 V

29 A/29 A

36,2 A/36,2 A

1/0 inductivo a 0 capacitivo

≤ 3%

3/3

98,4%/98,0%

98,3%/98,1%

●  
● / ●  
○  
● / ● / –  
●  
I / AC: III; DC: II

661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)

61 kg (134,48 lb)

–25 °C a +60 °C (–13 °F a +140 °F)

51 dB(A)

1 W

Sin transformador/OptiCool

IP65

4K4H

100%

SUNCLIX/Borne de conexión por resorte

○

○ / ●

● / ●

○ / ○

● / ● / ●

● / ●

● / ○ / ○ / ○

ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013\*, GS9/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014

Modelo comercial

STP 20000TL-30

STP 25000TL-30

# www.SunnyPortal.com

Monitorización, gestión y presentación profesionales de plantas fotovoltaicas



www.SMA-Iberica.com

SMA Solar Technology



**BUREAU  
VERITAS**

# Certificado de conformidad

**Solicitante:** SMA Solar Technology AG  
Sonnenallee 1  
34266 Niestetal  
Alemania

**Producto:** Inversor fotovoltaico

**Modelo:** STP 15000TL-30      STP 17000TL-30      STP 20000TL-30      STP 25000TL-30

## Uso reglamentario:

Los inversores listados previamente son trifásicos y disponen de un dispositivo de desconexión / conexión automática controlado por software, de acuerdo con la normativa que se detalla a continuación. El usuario final no tendrá acceso al software de ajustes.

La inyección de corriente continua del inversor a la red de distribución es inferior al 0,5 % de la corriente alterna nominal del inversor en condiciones normales. Su medición se realizó tal y como indica la "Nota de interpretación de equivalencia de la separación galvánica de la conexión de instalaciones generadoras en Baja Tensión" del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio".

## Cumplimiento de las reglas y normativas:

### UNE 217002:2020

Inversores para conexión a la red de distribución; Ensayos de los requisitos de inyección de corriente continua a la red, generación de sobretensiones y sistema de detección de funcionamiento en isla

### UNE 206007-1:2013

Requisitos de conexión a la red eléctrica Parte 1: Inversores para conexión a la red de distribución

### UNE 206006:2011

Ensayos de detección de funcionamiento en isla de múltiples inversores fotovoltaicos conectados a red en paralelo

**IEC 62109-2:2012 (4.8.2.1 Detección de la resistencia de aislamiento del campo fotovoltaico para inversores para matrices no puestas a tierra; 4.8.3.5.2 Prueba para la detección de exceso de corriente residual continua; 4.8.3.5.3 Prueba para la detección de los cambios bruscos de corriente residual)**

Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos particulares para inversores.

### DIN V VDE V 0126-1-1:2006 (4.1 Seguridad culpa individual)

Dispositivo de desconexión automática entre un generador y la red pública de baja tensión

### RD 661:2007

Por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

### RD 1699:2011

Por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

### RD 413:2014

Por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

En el momento de la emisión de este certificado, el producto representativo enumerado anteriormente corresponde a las normas y estándares establecidos.

**Número de informe:** 14TH0304-UNE206007-1\_1      **Programa de certificación:** NSOP-0032-DEU-ZE-V01  
**Número de certificado:** U21-0510      **Fecha:** 2021-06-09

**Organismo de certificación**



Thomas Lammel

Organismo de certificación de Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH acreditado con arreglo a la normativa europea DIN EN ISO/IEC 17065

Una representación parcial del certificado requiere la aprobación por escrito de Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH

Sistemas de montaje para instalaciones solares



**K2 SYSTEMS GMBH**

**BASE DE CÁLCULO**

PROYECTO: Oceanográfico

AUTOR: David Jerez

FECHA: 13/05/2022

## INFORMACIÓN DEL PROYECTO

### INFORMACIÓN GENERAL

Nombre	Oceanográfico
Sistema de montaje	SpeedRail
Autor	David Jerez

### UBICACIÓN

Dirección	C. Farola del Mar, 38120 San Andrés, Santa Cruz de Tenerife		
Elevación de terreno	0,68 m		
Tipo de tejado	Tejado a dos aguas		
Método de fijación	Cubierta del tejado		
Cubierta	Trapezoidal		
Altura del edificio	10,00 m		
Inclinación del tejado	10 °		
Distancia mínima al borde	0,50 m	Calidad de la chapa	acero inoxidable 320 GD
Distancia entre crestas	300,0 mm	Grosor de la lámina	0,500 mm
Anchura de la cresta	22,0 mm		
Altura de cresta o altura panel sandwich	40,0 mm		

### CARGAS

Código de Diseño	UNE EN		
Categoría de daños	CC1	Vida útil	25 años
Presión de velocidad de ráfagas	$q_{p,25} = 1,445 \text{ kN/m}^2$		
Carga de nieve en suelo	$s_k = 0,000 \text{ kN/m}^2$		

### MÓDULOS

Fabricante	Shanghai JA Solar Technology Co. Ltd.	Cantidad	180
Nombre	JAM72S20-450/MR (1000V)	Rendimiento global	81,000 kWp
Dimensiones LaxAnxAI	2112 x 1052 x 35,00 mm		
Peso	24,7 kg		
Rendimiento	450 W		

**PLAN DE MONTAJE**

Guías completas			Corte de la guía		
Tipo	Longitud total / m	Cantidad d 4,40 m	de guía / m	Longitud / m	Resto / m
A	2,197		4,400	2,197	2,193

**LEYENDA**

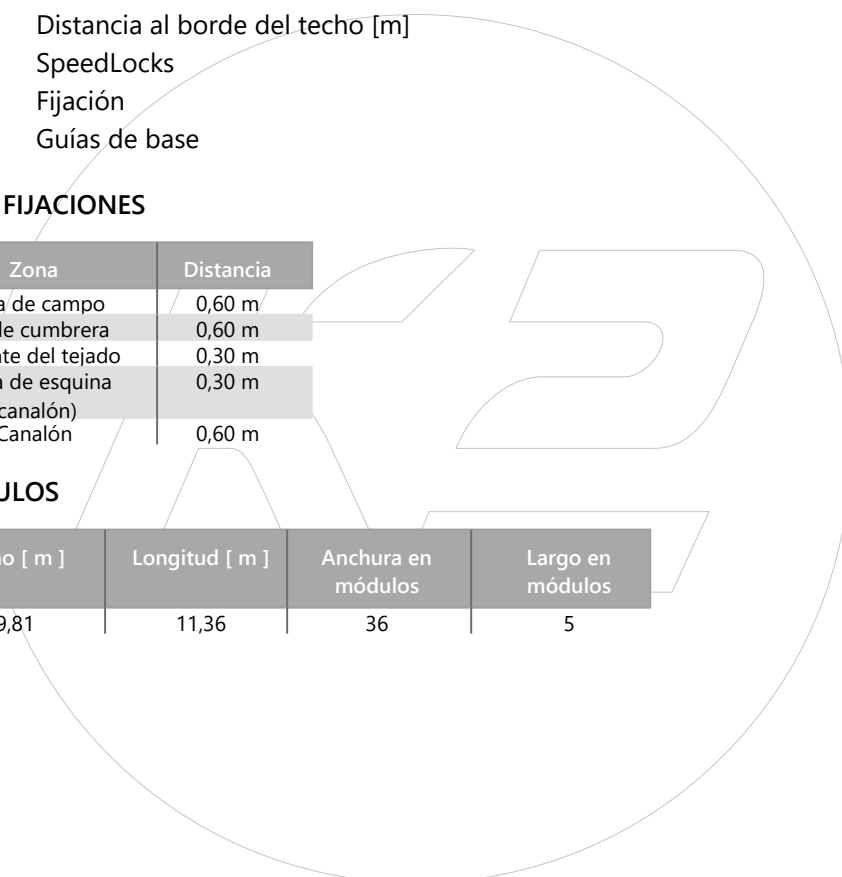
- 1,04      Distancia al borde del techo [m]
- SpeedLocks
- Fijación
- Guías de base

**DISTANCIA ENTRE FIJACIONES**

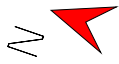
Campo de	Zona	Distancia
1	Area de campo	0,60 m
1	Borde cumbre	0,60 m
1	Saliente del tejado	0,30 m
1	Zona de esquina (canalón)	0,30 m
1	Canalón	0,60 m

**CAMPOS DE MÓDULOS**

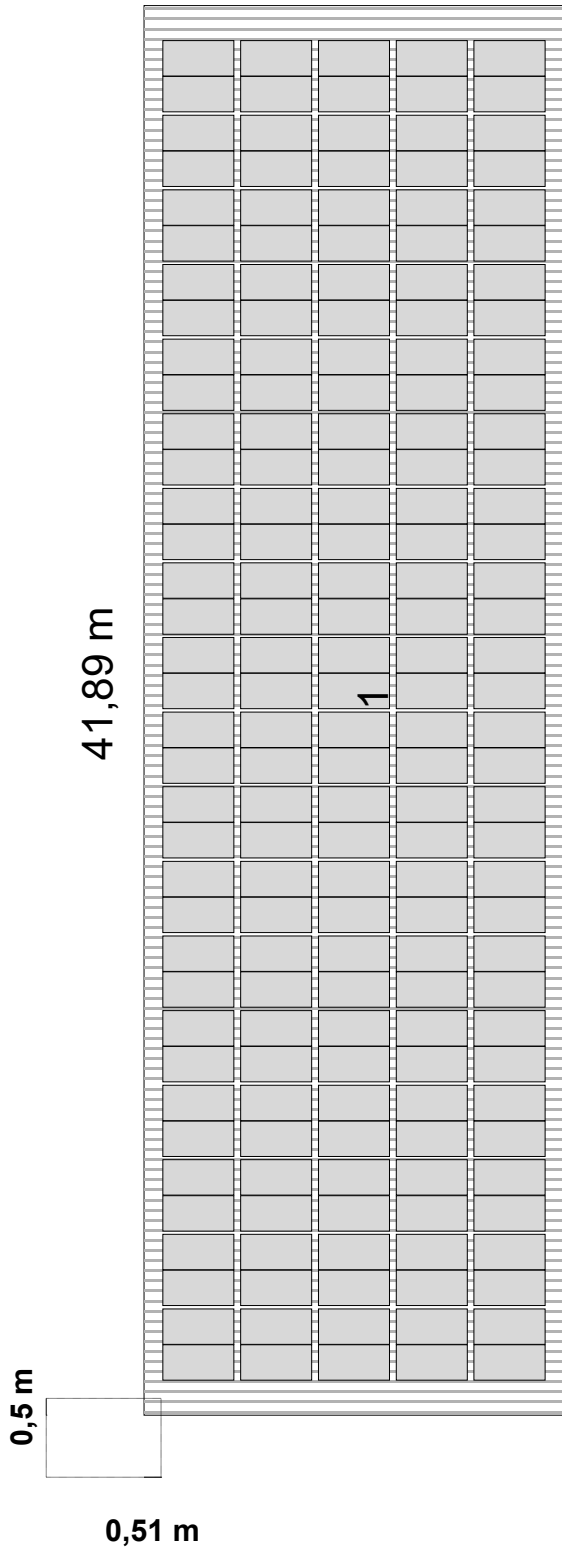
Campo de módulos	Ancho [ m ]	Longitud [ m ]	Anchura en módulos	Largo en módulos
1	39,81	11,36	36	5



PLAN DE MONTAJE - RESUMEN

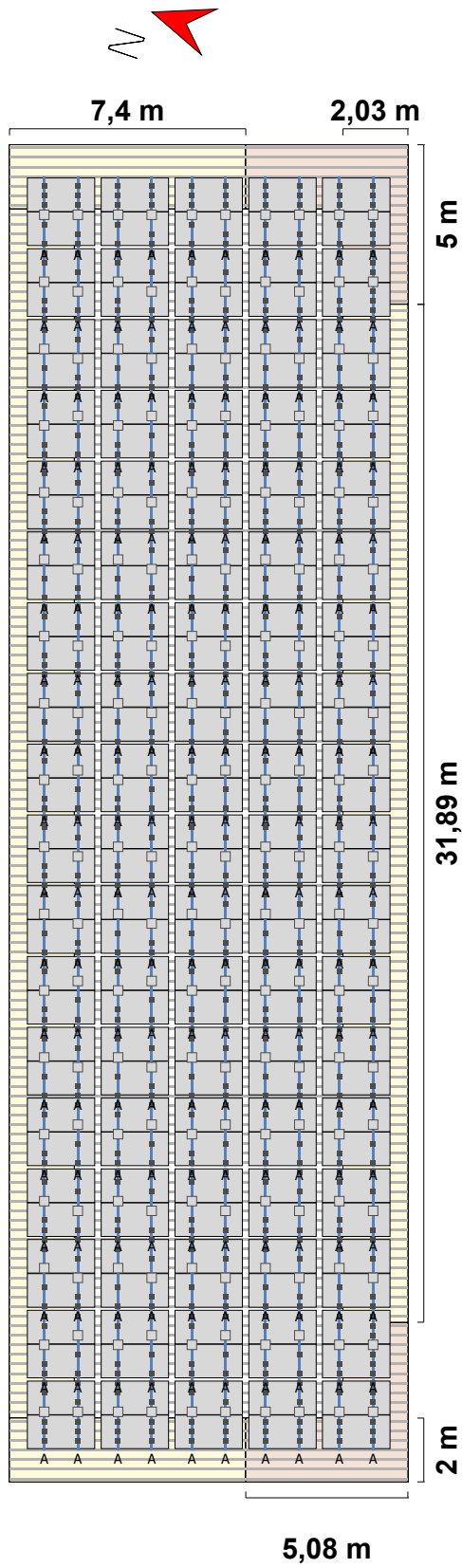


12,48 m





PLAN DE MONTAJE - POSICIÓN DE GUÍAS BASE





## RESULTADOS

### COMPONENTES

Fijación	SpeedClip
Tornillo	Thread-forming metal screw 6.0x38
Guía de base	K2 SpeedRail 22

### CARGAS EN LOS MÓDULOS

Zona	A-TrA [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	2,22	322,6	24,4	-1745,4	20,1	258,4	20,1	-1344,4	20,1
Borde cumbre	2,22	322,6	24,4	-1745,4	20,1	258,4	20,1	-1344,4	20,1
Saliente del tejado	2,22	322,6	24,4	-3123,2	20,1	258,4	20,1	-2425,0	20,1
a de esquina (cana	2,22	322,6	24,4	-3424,1	20,1	258,4	20,1	-2661,0	20,1
Canalón	2,22	322,6	24,4	-2630,8	20,1	258,4	20,1	-2038,8	20,1

### RESULTADO DE LA UTILIZACIÓN

No. Campo de	Zonas del tejado	Capacidad de carga			IdoU Per f [%]	Distancias		Valores máximos	
		Per σ [%]	Vol σ [%]	Fij F [%]		Fij [m]	RDB [m]	Vol Lmáx.[m]	Fij Fst Dmax[m]
1	Area de campo	21,1	21,7	59,2	18,0	0,600	---	0,421	0,850
1	Borde cumbre	26,5	27,2	73,9	22,8	0,600	---	0,396	0,812
1	Saliente del tejado	11,1	52,9	61,5	3,2	0,300	---	0,300	0,488
1	Zona de esquina (canalón)	12,4	59,2	68,9	3,6	0,300	---	0,300	0,436
1	Canalón	33,6	34,6	93,5	29,1	0,600	---	0,371	0,641

Per	Perfil
Fij	Fijación
σ	Tensión
f	Flexión
F	Fuerza
CL/Lmax [m]	Longitud máxima del voladizo
Fst Dmax [m]	Distancia máxima entre anclajes
RDB	Guía base
RS	Riel superior
IdoU	Idoneidad de uso
Vol	Voladizo

### INDICACIONES

- La cantidad de SpeedClips se ha calculado de tal manera que, según la instrucción de montaje, se pueda instalar un SpeedClip a la derecha y uno a la izquierda de cada conector de guías.
- 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").

## INFORME DE ANÁLISIS ESTRUCTURAL

### INFORMACIÓN GENERAL

Nombre	Oceanográfico
Sistema de montaje	SpeedRail
Autor	David Jerez

### UBICACIÓN

Dirección C. Farola del Mar, 38120 San Andrés, Santa Cruz de Tenerife

Elevación de terreno 0,68 m

Tipo de tejado Tejado a dos aguas

Método de fijación Cubierta del tejado

Cubierta Trapezoidal

Altura del edificio 10,00 m

Inclinación del tejado 10 °

Distancia mínima al borde 0,50 m

Distancia entre crestas 300,0 mm

Anchura de la cresta 22,0 mm

Altura de cresta o altura pa nel sandwich 40,0 mm

Calidad de la chapa acero inoxidable 320 GD

Grosor de la lámina 0,500 mm

### CARGAS

Código de Diseño UNE EN

Categoría de daños CC1

Vida útil 25 años

### CARGA DE VIENTO

Velocidad de viento  $v_b = 29,0$  m/s

Categoría de terreno 0: Alta mar (isla)

Presión de velocidad de ráfagas  $q_{p,50} = 1,569$  kN/m<sup>2</sup>

Factor de ajuste de la vida útil  $f_w = 0,921$

Presión de velocidad de ráfagas  $q_{p,25} = 1,445$  kN/m<sup>2</sup>

### ZONAS DEL TEJADO

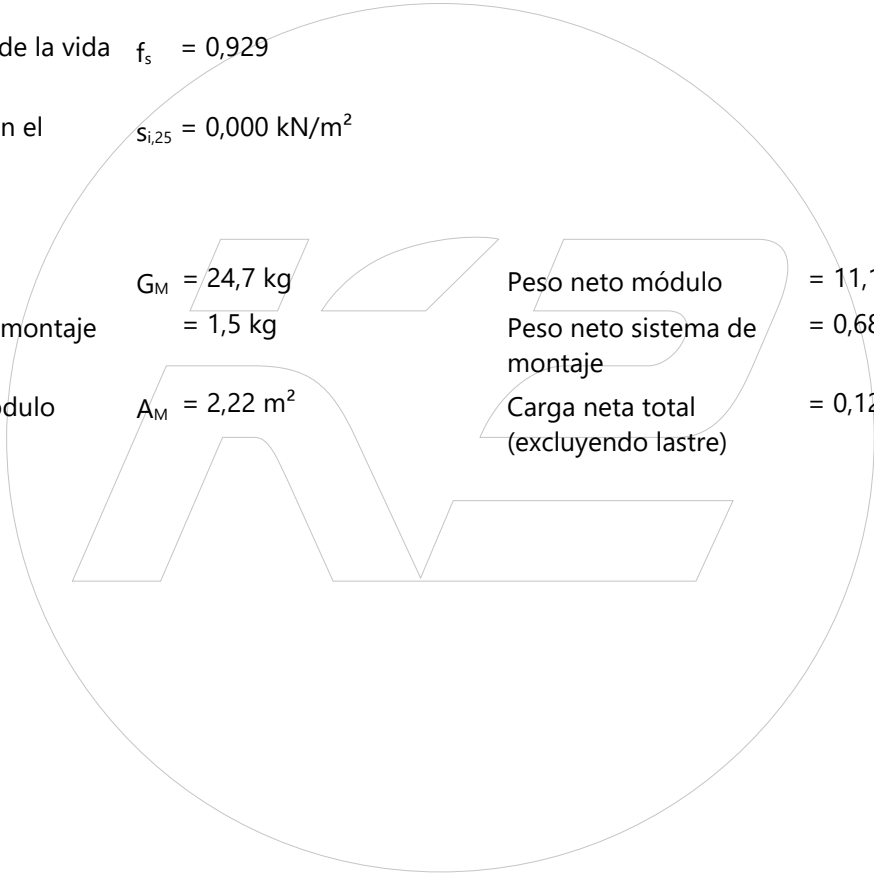
Zona	Superficie de carga [m <sup>2</sup> ]	C <sub>pe</sub> máx	C <sub>pe</sub> mín	Presión del viento [kN/r]	Acción viento [kN/m <sup>2</sup> ]
Area de campo	10,00	0,100	-0,650	0,144	-0,939
Borde cumbrera	10,00	0,100	-0,800	0,144	-1,156
Saliente del tejado	10,00	0,100	-1,300	0,144	-1,878
Arista de esquina (canalón)	10,00	0,100	-1,450	0,144	-2,095
Canalón	10,00	0,100	-1,000	0,144	-1,445

**CARGA DE NIEVE**

Entorno	Terreno abierto
Carga de nieve en suelo	$s_k = 0,000 \text{ kN/m}^2$
Rejilla de nieve	No
Coefficiente de forma para nieve	$\mu_i = 0,800$
Factor de inclinación del tejado	$d_i = 0,985$
Carga de nieve en el 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 el tejado	$s_{i,25} = 0,000 \text{ kN/m}^2$

**CARGA NETA**

Peso módulos	$G_M = 24,7 \text{ kg}$		Peso neto módulo	$= 11,12 \text{ kg/m}^2$
Peso sistema de montaje	$= 1,5 \text{ kg}$		Peso neto sistema de montaje	$= 0,68 \text{ kg/m}^2$
Superficie de módulo	$A_M = 2,22 \text{ m}^2$		Carga neta total (excluyendo lastre)	$= 0,12 \text{ kN/m}^2$



**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 viento (otras acciones variables)	$\psi_{1,W}$	0,20
Coefficiente de combinación para nieve	$\psi_{0,S}$	0,50
Factor de importancia variable	$\kappa_{FI,Q}$	0,85
Peso muerto característico	$G_k$	
Carga de nieve característica en el techo	$S_{i,n}$	
Carga de viento característica	$W_k$	

Combinación de caso de carga 00:	$E_d = \gamma_{G,sup} * \kappa_{FI,G} * G_k + \gamma_Q * \kappa_{FI,Q} * S_{i,n}$
Combinación de caso de carga 02:	$E_d = \gamma_{G,sup} * \kappa_{FI,G} * G_k + \gamma_Q * \kappa_{FI,Q} * W_{k,Presión}$
Combinación de caso de carga 03:	$E_d = \gamma_{G,sup} * \kappa_{FI,G} * G_k + \gamma_Q * \kappa_{FI,Q} * (W_{k,Presión} + \psi_{0,S} * S_{i,n})$
Combinación de caso de carga 04:	$E_d = \gamma_{G,sup} * \kappa_{FI,G} * G_k + \gamma_Q * \kappa_{FI,Q} * (S_{i,n} + \psi_{0,W} * W_{k,Presión})$
Combinación de caso de carga 05:	$E_d = \kappa_{FI,G} * G_k + \gamma_A * \kappa_{FI,A} * S_{ad,n} + \kappa_{FI,Q} * \psi_{1,W} * W_{k,Presión}$
Combinación de caso de carga 06:	$E_d = \gamma_{G,inf} * G_k + \gamma_Q * \kappa_{FI,Q} * W_{k,Succión}$

## 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:

Combinación de caso de carga 01:  $E_d = G_k + S_{i,n}$

Combinación de caso de carga 02:  $E_d = G_k + W_{k,Presión}$

Combinación de caso de carga 03:  $E_d = G_k + W_{k,Presión} + \psi_{0,S} * S_{i,n}$

Combinación de caso de carga 04:  $E_d = G_k + S_{i,n} + \psi_{0,W} * W_{k,Presión}$

Combinación de caso de carga 06:  $E_d = G_k + W_{k,Succión}$

## ACCIONES MÁXIMAS POR FIJACIÓN

Zona	A-TrA [m <sup>2</sup> ]	Verificación de seguridad estructural [kN]				Verificación de idoneidad de uso [kN]			
		Presión Perpendicular	Presión Paralelo	Succión Perpendicular	Succión Paralelo	Presión Perpendicular	Presión Paralelo	Succión Perpendicular	Succión Paralelo
Area de campo	10,00	0,225	0,017	-0,755	0,014	0,180	0,014	-0,575	0,014
Borde cumbre	10,00	0,225	0,017	-0,948	0,014	0,180	0,014	-0,726	0,014
Saliente del tejado	10,00	0,112	0,009	-0,795	0,007	0,090	0,007	-0,615	0,007
a de esquina (cana	10,00	0,112	0,009	-0,891	0,007	0,090	0,007	-0,690	0,007
Canalón	10,00	0,225	0,017	-1,204	0,014	0,180	0,014	-0,928	0,014

## VALORES DE RESISTENCIA DE LOS COMPONENTES

### 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>z</sub> [cm <sup>4</sup> ]	W <sub>y</sub> [cm <sup>3</sup> ]	W <sub>z</sub> [cm <sup>3</sup> ]
1	K2 SpeedRail 22	2,380	1,52	7,74	1,08	2,46

### 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	SpeedClip	1,43	-	2,62
1	Thread-forming metal screw 6.0x38	0,65	-	0,47

## RESULTADO DE LA UTILIZACIÓN

Campo de módulos	Zonas del tejado	Capacidad de carga			IdoU Per f [%]	Distancias		Vol Lmáx.[m]	Fij Fst Dmax[m]
		Per σ [%]	Vol σ [%]	Fij F [%]		Fij [m]	RDB [m]		
1	Area de campo	21,1	21,7	59,2	18,0	0,600	---	0,421	0,850
1	Borde cumbre	26,5	27,2	73,9	22,8	0,600	---	0,396	0,812
1	Saliente del tejado	11,1	52,9	61,5	3,2	0,300	---	0,300	0,488
1	Zona de esquina (canalón)	12,4	59,2	68,9	3,6	0,300	---	0,300	0,436
1	Canalón	33,6	34,6	93,5	29,1	0,600	---	0,371	0,641

Per  
Fij

Perfil  
Fijación

$\sigma$	Tensión
f	Flexión
F	Fuerza
CL/Lmax [m]	Longitud máxima del voladizo
Fst Dmax [m]	Distancia máxima entre anclajes
RDB	Guía base
RS	Riel superior
IdoU	Idoneidad de uso
Vol	Voladizo

**EL SISTEMA SE HA VERIFICADO CORRECTAMENTE.**





**LISTA COMPLETA DE ARTÍCULOS (CUBIERTA SUR )**

Posición	Id. de artículo	Descripción del artículo	Cantidad	Peso
1	1001164	SpeedClip	878	26,3 kg
2	1005193	Thread-forming metal screw 6.0x38	1756	12,3 kg
3	1003586	MiddleClamp XS Set 34-38	180	12,6 kg
4	1005169	EndClamp Set 34-36	360	27,0 kg
5	2003240	SpeedRail 22; 4.40 m	180	509,2 kg
6	1003558	SpeedLock 22 Set	180	9,0 kg

**Total**

**596,4 kg**





### Main

Range of product	Acti 9
Product name	Acti 9 iPRD PV-DC
Device short name	IPRD PV-DC
Product or component type	Surge arrester with pluggable cartridge
Poles description	2P
Output type	Contact (volt-free)
Signal contacts composition	1 SD (1 C/O)
Surge arrester type	Electrical distribution network
[Uoc] open circuit voltage	833 V

### Complementary

Surge arrester class type	Type 2
Surge arrester technology	MOV
[Ue] rated operational voltage	1000 V +/- 10 % DC
[In] nominal discharge current	15 kA
[Imax] maximum discharge current	40 kA
[Ucpv] maximum continuous operating voltage	Differential mode: 1000 V L+/L- Common mode: 1000 V L+/PE Common mode: 1000 V L-/PE
Maximum [Up] voltage protection level	Common mode <3.9 kV type 2 L+/PE Common mode <3.9 kV type 2 L-/PE Differential mode <3.9 kV type 2 L+/L-
Disconnecter device type	Integrated disconnecter
Local signalling	White/red flag
Signalling circuit voltage	AC: 250 V 50/60 Hz
Signalling output current	0.25 A
Mounting mode	Clip-on
Mounting support	DIN rail
9 mm pitches	6
Height	85 mm
Width	54 mm
Depth	69 mm
Net weight	400 g
Colour	White (RAL 9003)
Response time	<= 25 ns
Connections - terminals	Tunnel type terminal 2.5...25 mm <sup>2</sup> rigid Tunnel type terminal 2.5...16 mm <sup>2</sup> flexible Tunnel terminal 2.5...16 mm <sup>2</sup> flexible with ferrule
Wire stripping length	14 mm
Tightening torque	3.5 N.m

## Environment

Standards	EN 50539-11:2013 UTE C 61740-51
Product certifications	CE
IP degree of protection	IP40 on front face: IP20 on terminal:
IK degree of protection	IK03
Relative humidity	5...95 %
Operating altitude	2000 m
Ambient air temperature for operation	-25...60 °C
Ambient air temperature for storage	-40...85 °C

## Packing Units

Package 1 Weight	0.383 kg
------------------	----------

## Offer Sustainability

Sustainable offer status	Green Premium product
REACH Regulation	<a href="#">REACH Declaration</a>
REACH free of SVHC	Yes
EU RoHS Directive	Compliant <a href="#">EU RoHS Declaration</a>
Toxic heavy metal free	Yes
Mercury free	Yes
RoHS exemption information	<a href="#">Yes</a>
China RoHS Regulation	<a href="#">China RoHS Declaration</a>
Environmental Disclosure	<a href="#">Product Environmental Profile</a>
Circularity Profile	<a href="#">End Of Life Information</a>

## Contractual warranty

Warranty	18 months
----------	-----------

## Fuse - FUSE 10,3X38 16A PV - 3061350

Please be informed that the data shown in this PDF Document is generated from our Online Catalog. Please find the complete data in the user's documentation. Our General Terms of Use for Downloads are valid (<http://phoenixcontact.com/download>)



Fuse, 10.3x38 mm, up to 1000 V DC, gPV characteristics

The figure shows the 10 A version

### Why buy this product

- Use in PV lines with a nominal voltage of up to 1000 V DC

### Key Commercial Data

Packing unit	1 STK
Minimum order quantity	10 STK
Weight per Piece (excluding packing)	8.000 g
Custom tariff number	85361050
Country of origin	Slovenia

### Technical data

#### Environmental Product Compliance

China RoHS	No hazardous substances above threshold values
------------	--

#### General

Color	white
Flammability rating according to UL 94	V0

#### Dimensions

Length	38 mm
Diameter	10.3 mm

#### General

Fuse	Midget / 10.3 x 38
------	--------------------

# Fuse - FUSE 10,3X38 16A PV - 3061350

## Technical data

### General

Nominal current $I_N$	16 A
Nominal voltage $U_N$	1000 V AC/DC

### Standards and Regulations

Flammability rating according to UL 94	V0
--	----

## Classifications

### eCl@ss

eCl@ss 4.0	27142001
eCl@ss 4.1	27142001
eCl@ss 5.0	27142001
eCl@ss 5.1	27142002
eCl@ss 6.0	27142002
eCl@ss 7.0	27142002
eCl@ss 8.0	27142002
eCl@ss 9.0	27142002

### ETIM

ETIM 3.0	EC000035
ETIM 4.0	EC002704
ETIM 5.0	EC002704

### UNSPSC

UNSPSC 6.01	30211915
UNSPSC 7.0901	39121514
UNSPSC 11	39121514
UNSPSC 12.01	39121514
UNSPSC 13.2	39121514

## Approvals

### Approvals

---

Approvals

EAC

---

## Fuse - FUSE 10,3X38 16A PV - 3061350

### Approvals

Ex Approvals

---

#### Approval details

EAC EAC-Zulassung
-------------------

---

## General Information

Extended Product Type:	SH204-C50
Product ID:	2CDS214001R0504
EAN:	4016779702096
Catalog Description:	Miniature Circuit Breaker - SH200 - 4P - C - 50 A
Long Description:	SH204-C50 MiniCircuitBreaker

## Categories

Products » Low Voltage Products and Systems » Modular DIN Rail Products » Miniature Circuit Breakers MCBs

## Ordering

EAN:	4016779702096
Minimum Order Quantity:	1 piece
Customs Tariff Number:	85362010

## Dimensions

Product Net Width:	70 mm
Product Net Depth:	69 mm
Product Net Height:	85 mm
Product Net Weight:	0.5 kg

## Container Information

Package Level 1 Units:	1 piece
Package Level 1 Width:	80 mm
Package Level 1 Length:	78 mm
Package Level 1 Height:	92 mm
Package Level 1 Gross Weight:	0.51 kg
Package Level 2 EAN:	4016779991445

## Environmental

Ambient Air Temperature:	Operation -25 ... +55 °C Storage -40 ... +70 °C
Resistance to Shock acc. to IEC 60068-2-27:	25g / 2 shocks / 13 ms
Resistance to Vibrations acc. to IEC 60068-2-6:	5g, 20 cycles at 5 ... 150 ... 5 Hz with load 0.8 In
Environmental Conditions:	28 cycles with 55 °C / 90-96 % and 25 °C / 95-100 %
RoHS Status:	Following EU Directive 2002/95/EC August 18, 2005 and amendment

## Technical

Standards:	IEC/EN 60898-1
Number of Poles:	4
Tripping Characteristic:	C
Rated Current ( $I_n$ ):	50 A
Rated Operational Voltage:	acc. to IEC 60898-1 400 V AC
Power Loss:	13 W at Rated Operating Conditions per Pole 3.25 W
Rated Insulation Voltage ( $U_i$ ):	acc. to IEC/EN 60664-1 440 V
Operational Voltage:	Maximum (Incl. Tolerance) 440 V AC Minimum 12 V AC
Rated Frequency (f):	50 Hz 60 Hz
Rated Short-Circuit Capacity ( $I_{cn}$ ):	6 kA
Energy Limiting Class:	3
Overvoltage Category:	III
Pollution Degree:	2
Rated Impulse Withstand Voltage ( $U_{imp}$ ):	4 kV (6.2 kV @ sea level) (5.0 kV @ 2000 m)
Dielectric Test Voltage:	50 / 60 Hz, 1 min: 2 kV
Housing Material:	Insulation Group II, RAL 7035

<b>Degree of Protection:</b>	IP20
<b>Remarks:</b>	IP40 in enclosure with cover
<b>Electrical Endurance:</b>	10000 AC cycle
<b>Mechanical Endurance:</b>	20000 cycle
<b>Terminal Type:</b>	Screw Terminals
<b>Screw Terminal Type:</b>	Cage Terminal
<b>Connecting Capacity:</b>	Flexible with Ferrule 0.75 ... 25 mm <sup>2</sup> Flexible 0.75 ... 25 mm <sup>2</sup> Rigid 0.75 ... 25 mm <sup>2</sup> Stranded 0.75 ... 25 mm <sup>2</sup>
<b>Tightening Torque:</b>	2 N·m
<b>Recommended Screw Driver:</b>	Pozidriv 2
<b>Mounting on DIN Rail:</b>	TH35-7.5 (35 x 7.5 mm Mounting Rail) acc. to IEC 60715 TH35-15 (35 x 15 mm Mounting Rail) acc. to IEC 60715
<b>Mounting Position:</b>	Any

### Certificates and Declarations (Document Number)

<b>Declaration of Conformity - CE:</b>	2CDK403003D0401
<b>RoHS Information:</b>	2CDK400003K0201

### Classifications

<b>eClass:</b>	7.0 27141901
<b>ETIM 4:</b>	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
<b>ETIM 5:</b>	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
<b>Object Classification Code:</b>	F
<b>UNSPSC:</b>	39121614





# Hoja de características del producto

Especificaciones



## Interruptor diferencial; Acti9 iID; 4P; 63A; 300mA AC

A9R84463

### Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iID40
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	iID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	63 A
Tipo de red	AC
Sensibilidad de fuga a tierra	300 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo AC

### Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión y de corte	I <sub>dm</sub> 1500 A I <sub>m</sub> 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Corriente de sobretensión	250 A
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta

<b>Tipo de montaje</b>	Ajustable en clip
<b>Soporte de montaje</b>	Carril DIN
<b>Pasos de 9 mm</b>	8
<b>Altura</b>	91 mm
<b>Anchura</b>	72 mm
<b>Profundidad</b>	73,5 mm
<b>Peso del producto</b>	0,37 kg
<b>Color</b>	Blanco
<b>Durabilidad mecánica</b>	20000 ciclos
<b>Durabilidad eléctrica</b>	AC-1, estado 1 15000 ciclos
<b>Descripción de las opciones de bloqueo</b>	Dispositivo de cierre con candado
<b>Conexiones - terminales</b>	Terminal simple arriba o abajo 1...35 mm <sup>2</sup> rígido Terminal simple arriba o abajo 1...25 mm <sup>2</sup> flexible Terminal simple arriba o abajo 1...25 mm <sup>2</sup> flexible con terminal
<b>Longitud de cable pelado para conectar bornas</b>	14 mm para arriba o abajo conexión
<b>Par de apriete</b>	3,5 N.m arriba o abajo

## Entorno

<b>Normas</b>	EN/IEC 61008-1
<b>Grado de protección IP</b>	IP20 acorde a IEC 60529 IP40 - tipo de cable: envolvente modular) acorde a IEC 60529
<b>Grado de contaminación</b>	3
<b>Compatibilidad electromagnética</b>	Resistencia a impulsos 8/20 μs, 250 A acorde a EN/IEC 61008-1
<b>Temperatura ambiente de funcionamiento</b>	-5...60 °C
<b>Temperatura ambiente de almacenamiento</b>	-40...85 °C

## Unidades de embalaje

<b>Tipo de unidad del paquete 1</b>	PCE
<b>Número de unidades en empaque</b>	1
<b>Peso del empaque (Lbs)</b>	380,0 g
<b>Paquete 1 Altura</b>	7,5 cm
<b>Paquete 1 ancho</b>	8,2 cm
<b>Paquete 1 Longitud</b>	10 cm
<b>Tipo de unidad del paquete 2</b>	S03
<b>Número de unidades en el paquete 2</b>	27
<b>Peso del paquete 2</b>	10,747 kg
<b>Paquete 2 Altura</b>	30 cm
<b>Ancho del paquete 2</b>	30 cm
<b>Longitud del paquete 2</b>	40 cm

## Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	<a href="#">Declaración de REACH</a>
Directiva RoHS UE	Conforme <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	<a href="#">Declaración RoHS China</a> Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	<a href="#">Perfil ambiental del producto</a>
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.
Presencia de halógenos	Producto con contenido plástico sin halógenos

## Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

## Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------



### Principal

Gama de producto	IQuick PRD
Tipo de producto o componente	Limitador contra sobretensiones transitorias con cartuchos enchufables
Modelo de dispositivo	IQuick PRD20r
Número de polos	3P + N
Señalización remota	Donde
Composición contactos de señal	1 SD (1 C/A)
Tipo limitador sobretensión	Red de distribución eléctrica
Sistema de tierra	TN-S TT

### Complementario

Tipo clase limitador de sobrete	Tipo 2
Tecnología de limitador de sobrete	MOV + GDT
Tensión asignada de empleo	230 V AC 50/60 Hz 400 V AC 50/60 Hz
Corriente de descarga nominal	Modo común: 5 kA L/PE Modo común: 5 kA N/PE Modo diferencial: 5 kA L/N
Corriente máxima de descarga	Modo común: 20 kA L/PE Modo común: 20 kA N/PE Modo diferencial: 20 kA L/N
Uc max continuous opertg vltg	Modo común: 264 V N/PE Modo común: 350 V L/PE Modo diferencial: 350 V L/N
Nivel de protección de tensión	1.5 kV tipo 2 modo común L/PE 1.5 kV tipo 2 modo común N/PE 1.5 kV tipo 2 modo diferencial L/N
2 Caja mural + 2 conductos	Interr. auto. integr.
Corriente de cortocircuito	Isc cr: 25 kA
4 recaudadores modulares	Bandera blanco/rojo
Tensión circuito señalización	CA: 250 V 50/60 Hz
Corriente salida señal.	2 A
Modo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Perfil DIN simétrico de 35 mm
Pasos de 9 mm	14.7
Alto	94 mm
Ancho	131.5 mm
Profundidad	75.9 mm
Peso del producto	0.84 kg
Color	Blanco (RAL 9003)
Tiempo de respuesta	<= 25 ns
Conexiones - terminales	Terminal tipo túnel inferior 2.5...25 mm <sup>2</sup> Terminal tipo túnel superior 2.5...25 mm <sup>2</sup>
Par de apriete	2.5 N.m

### Medioambiente

Normas	EN 61643-11 IEC 61643-1
Etiquetas de calidad	NF KEMA-KEUR
Dos zócalos laterales	En cara frontal: IP40

En terminal: IP20

Interfaz de conexión y Canalis	IK05
Humedad relativa	5...90 %
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temparatura ambiente de trabajo	-25...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...70 °C

### Oferta sostenible

Estado de la Oferta sostenible	Producto no Green Premium
RoHS	Compliant - since 1312 - Schneider Electric declaration of conformity
REACH	La referencia no contiene SVHC por encima del umbral



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

## **TRABAJO DE FIN DE GRADO**

“Instalación fotovoltaica para autoconsumo en el Centro  
Oceanográfico de Canarias”

### **3. PLANOS**

Autor: David Jerez Ravelo

Tutor: José Francisco Gómez González

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

**julio 2022**

Autor: David Jerez Ravelo

## ÍNDICE DE PLANOS

1. Plano de situación
2. Plano de emplazamiento
3. Plano de planta interior de la nave
4. Plano de planta interior de la nave acotado
5. Plano de instalación hidráulica
6. Plano de la cubierta
7. Plano de cableado de CC
8. Plano de puesta a tierra
9. Plano de perfil y detalle
10. Esquema unifilar





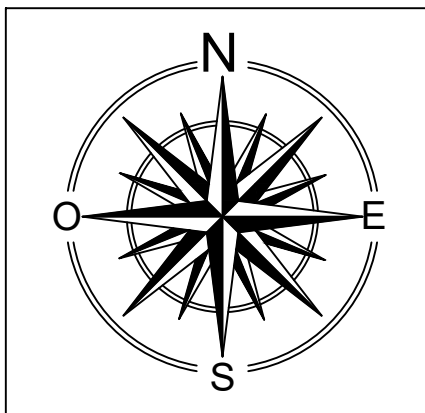
1:8.000



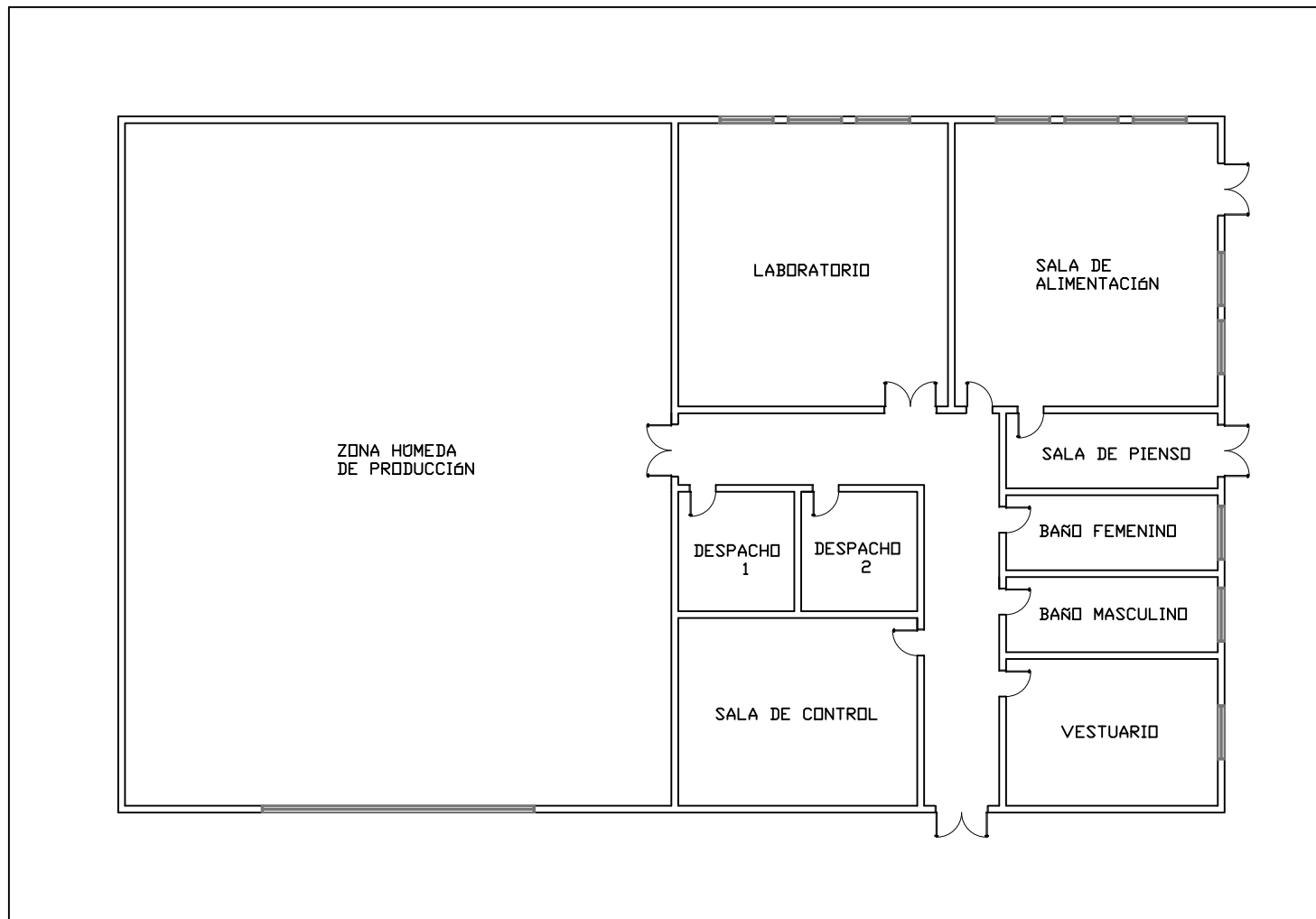
1:500.000

### Instalación fotovoltaica para autoconsumo en el Centro Oceanográfico de Canarias

Fecha	julio de 2022	 <b>ULL</b> Universidad de La Laguna	Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática
Autor	David Jerez Ravelo		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: Variable	PLANO DE SITUACIÓN		Número de plano: 1

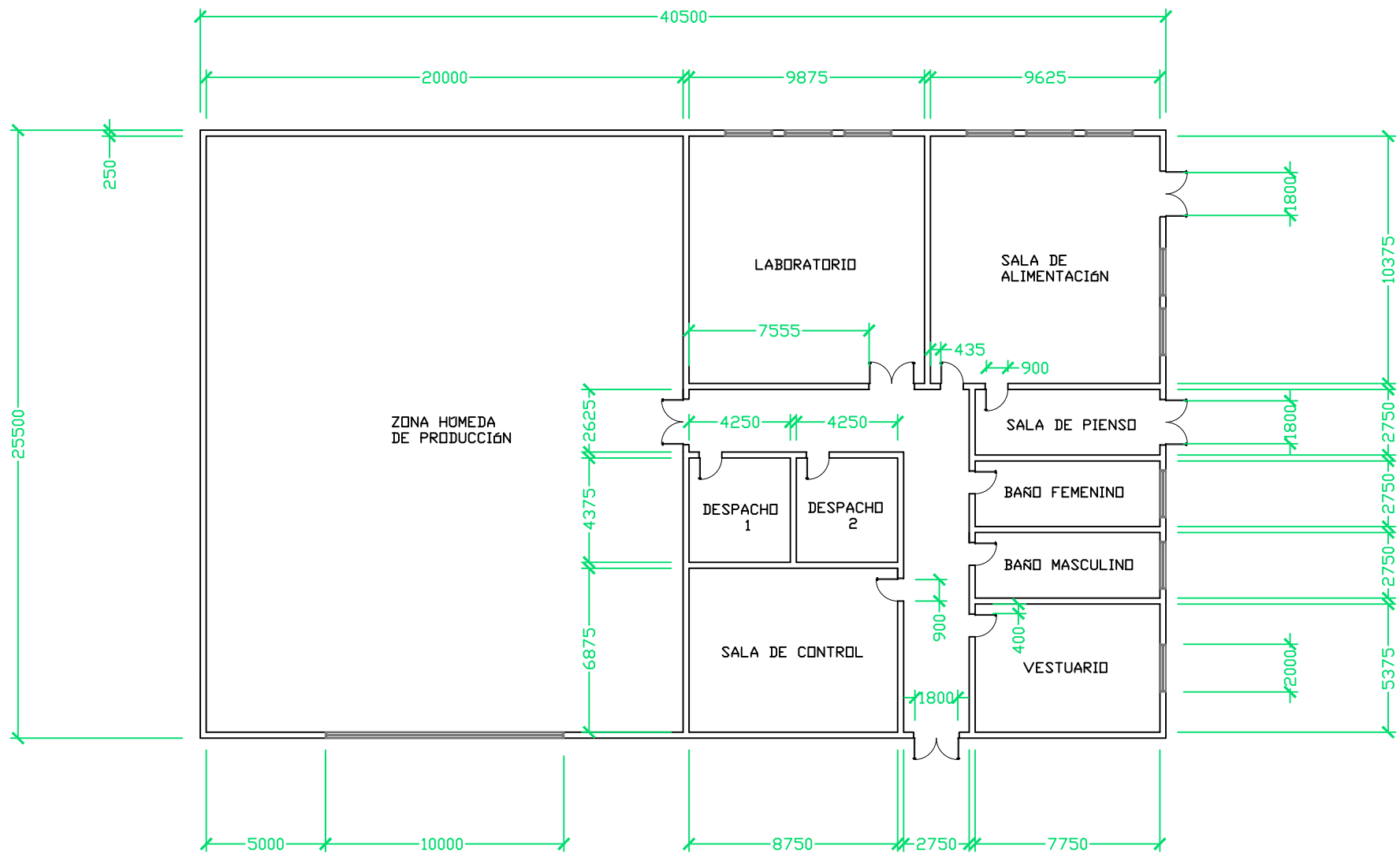


Instalación fotovoltaica para autoconsumo en el Centro Oceanográfico de Canarias			
Fecha	<i>julio de 2022</i>	 Universidad de La Laguna	Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática
Autor	<i>David Jerez Ravelo</i>		
Id. s. normas	<i>UNE-EN-DIN</i>		
ESCALA: 1:1.000	PLANO DE EMPLAZAMIENTO		Número de plano: 2



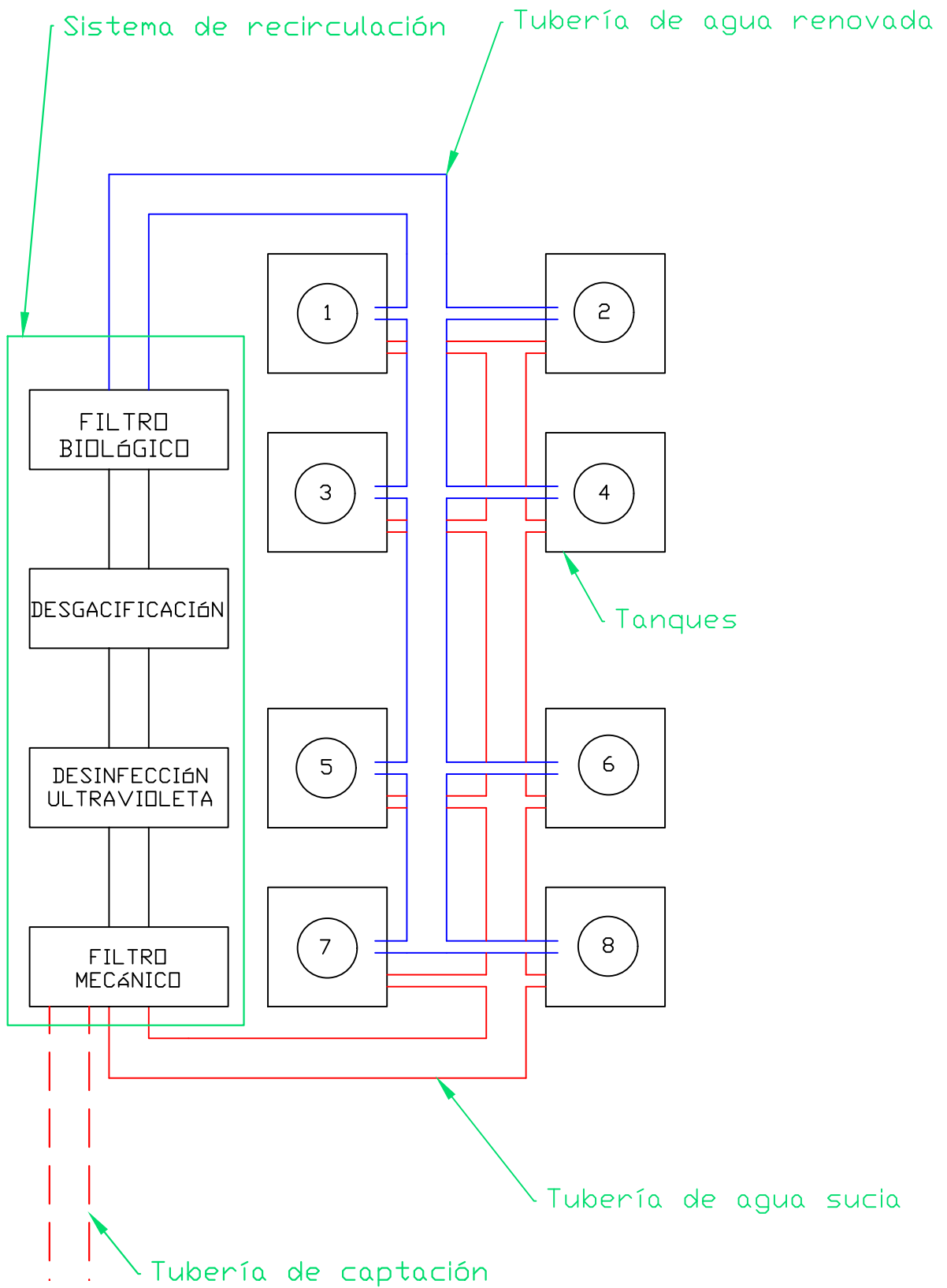
Instalación fotovoltaica para autoconsumo en el Centro Oceanográfico de Canarias

Fecha	julio de 2022	 Universidad de La Laguna	Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática
Autor	David Jerez Ravelo		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:250	PLANO DE PLANTA INTERIOR DE LA NAVE	Número de plano: 3	



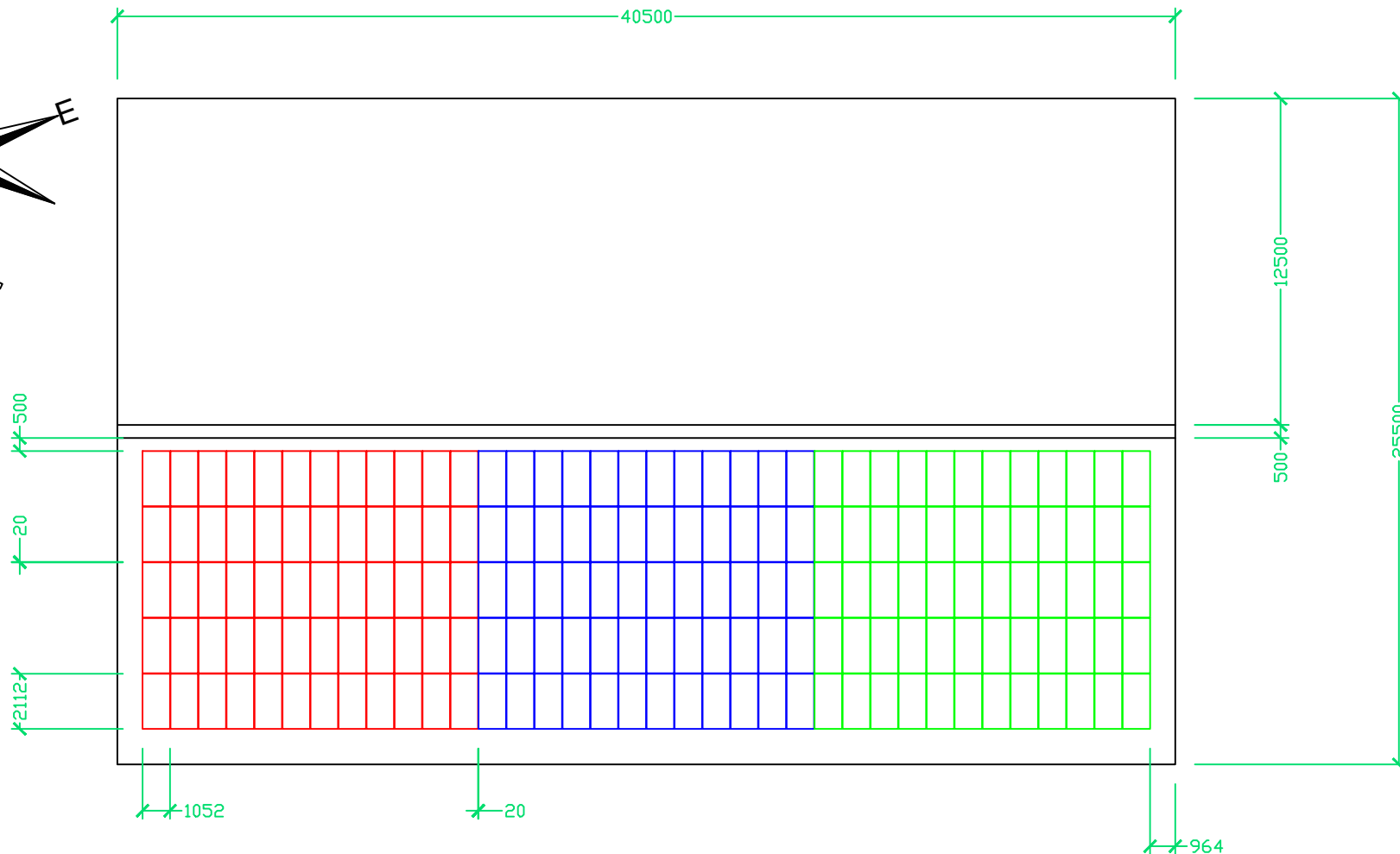
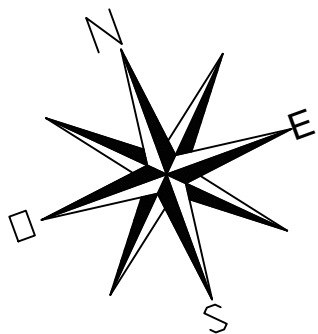
### Instalación fotovoltaica para autoconsumo en el Centro Oceanográfico de Canarias

Fecha	julio de 2022	 <b>ULL</b> Universidad de La Laguna	Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática
Autor	David Jerez Ravelo		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:250	PLANO DE PLANTA INTERIOR DE LA NAVE ACOTADO	Número de plano:	4



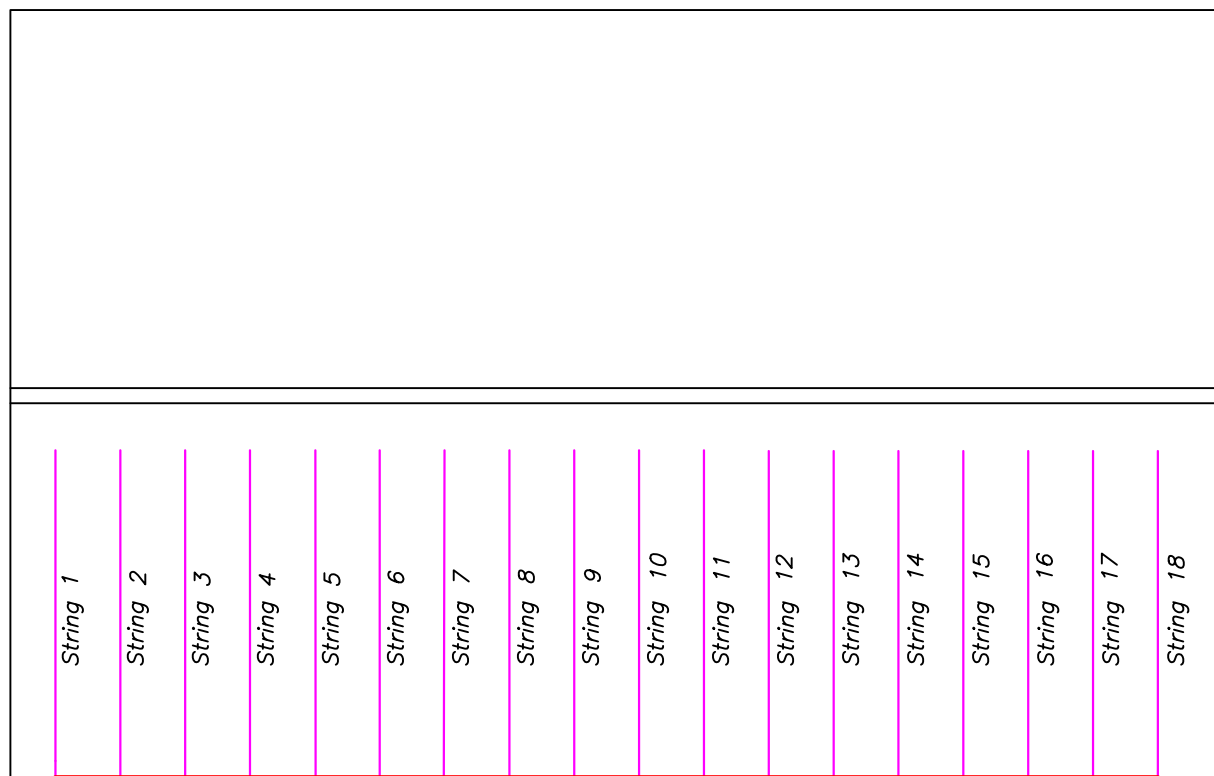
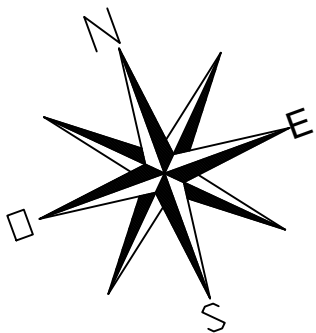
Instalación fotovoltaica para autoconsumo en el Centro Oceanográfico de Canarias

Fecha	julio de 2022		Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática
Autor	David Jerez Ravelo		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:150	PLANO DE INSTALACIÓN HIDRÁULICA	Número de plano: 5	





Leyenda del plano	
	Módulos fotovoltaicos de inversor 1
	Módulos fotovoltaicos de inversor 2
	Módulos fotovoltaicos de inversor 3

Instalación fotovoltaica para autoconsumo en el Centro Oceanográfico de Canarias			
Fecha	julio de 2022	 Universidad de La Laguna	Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática
Autor	David Jerez Ravelo		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:250	PLANO DE PLANTA DE LA CUBIERTA DE LA NAVE	Número de plano:	6



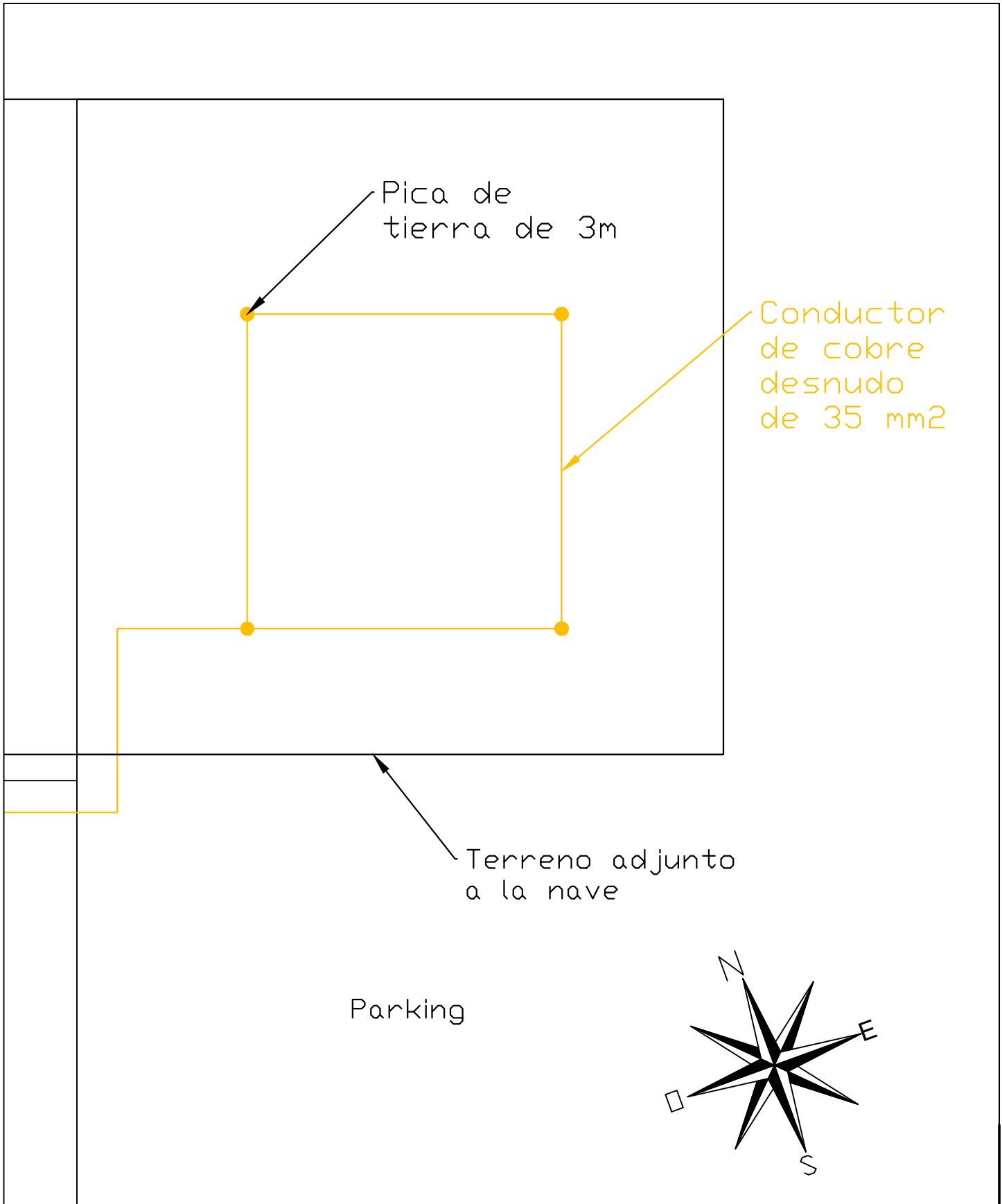
Punto medio de bajada de las canalizaciones a la sala de control

### Leyenda del plano

-  Cableado de CC 3x(1x10mm<sup>2</sup>)
-  Canalizaciones tubo flexible o rígido de 20 mm de diámetro

### Instalación fotovoltaica para autoconsumo en el Centro Oceanográfico de Canarias

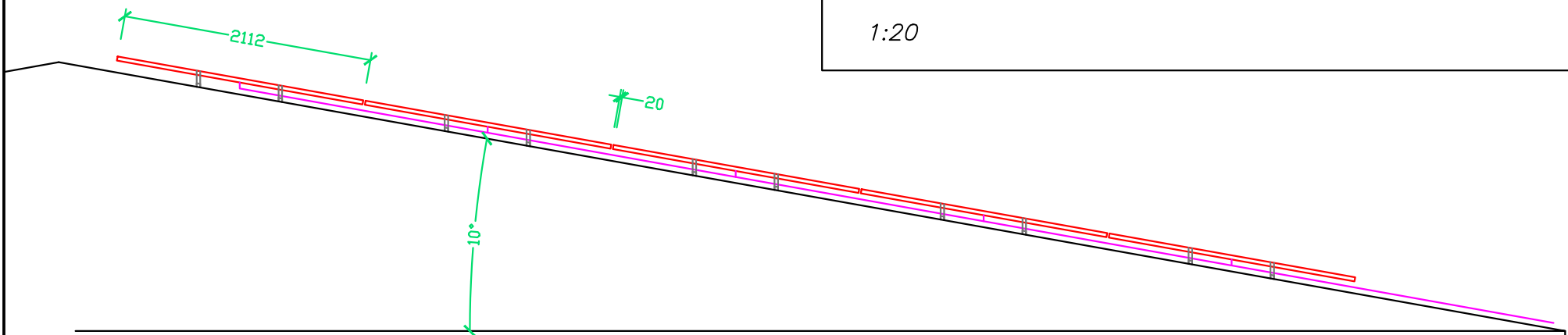
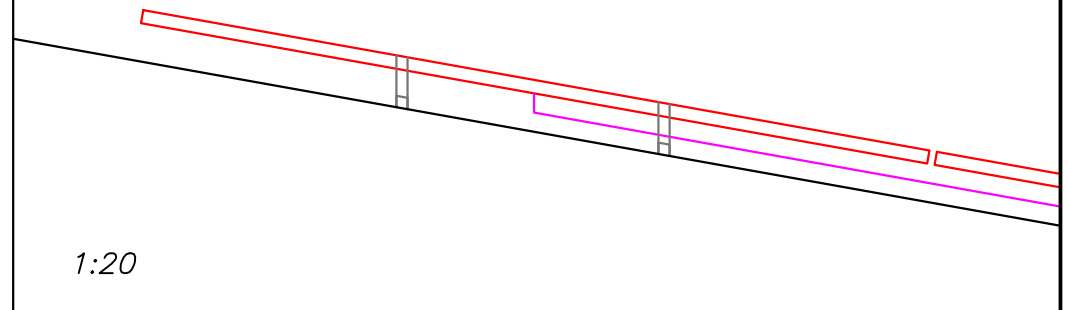
Fecha	julio de 2022	 Universidad de La Laguna	Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática
Autor	David Jerez Ravelo		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:250	PLANO DE CABLEADO DE CC Y CANALIZACIONES	Número de plano: 7	



<b>Instalación fotovoltaica para autoconsumo en el Centro Oceanográfico de Canarias</b>			
Fecha	<i>julio de 2022</i>	<b>ULL</b> Universidad de La Laguna	Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología <i>Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática</i>
Autor	<i>David Jerez Ravelo</i>		
<i>Id. s. normas</i>	<i>UNE-EN-DIN</i>		
ESCALA: 1:100	PLANO DE PUESTA A TIERRA		Número de plano: 8



## Detalle de estructura soporte

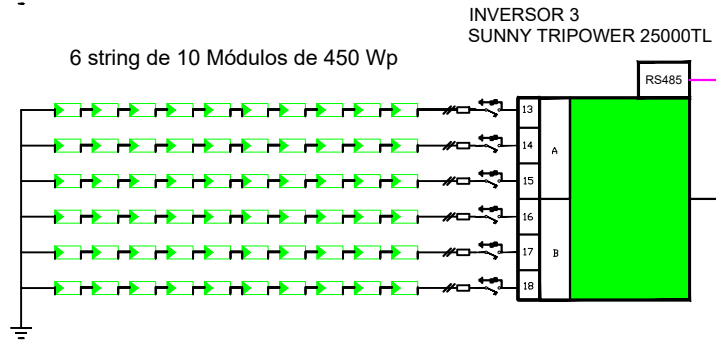
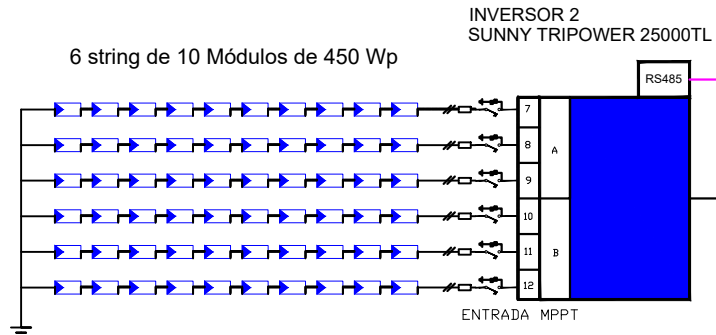
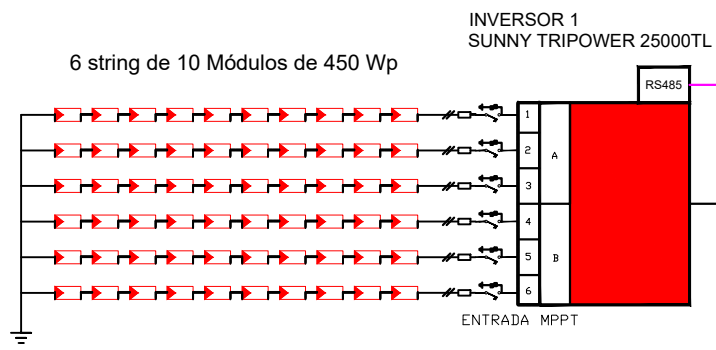


### Leyenda del plano

- Módulos fotovoltaicos de inversor 1
- Cableado de CC 3x(1x10mm<sup>2</sup>)
- Estructura, grapas y tornillería

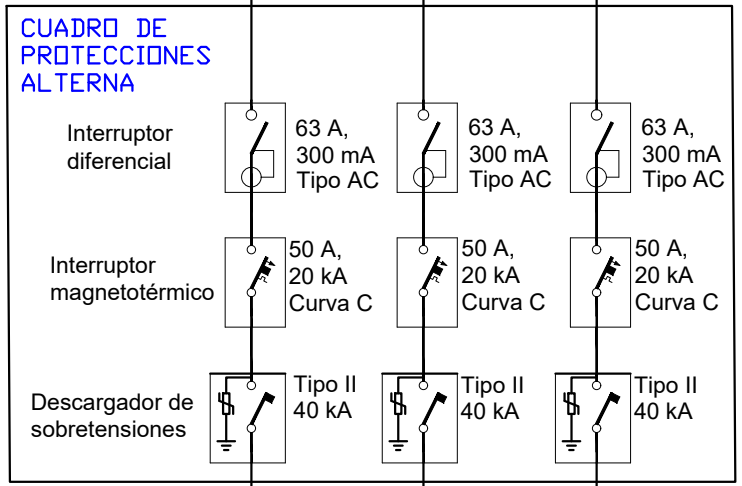
### Instalación fotovoltaica para autoconsumo en el Centro Oceanográfico de Canarias

Fecha	julio de 2022	 Universidad de La Laguna	Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática
Autor	David Jerez Ravelo		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:50	PLANO DE PERFIL DE LA NAVE Y DETALLE	Número de plano: 9	

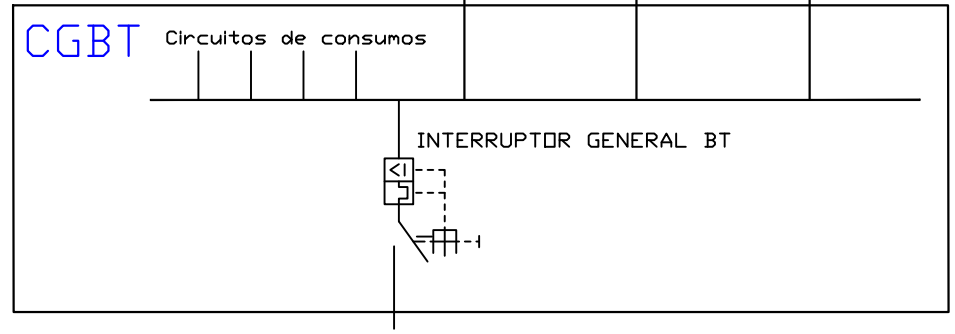


Módulo de datos RS485

3x(1x10)+10+TT , RZ1-K 0,6/1 kV  
3x(1x10)+10+TT , RZ1-K 0,6/1 kV  
3x(1x10)+10+TT , RZ1-K 0,6/1 kV



3x(1x10)+10+TT RZ1-K 0,6/1 kV Longitud = 10 m  
3x(1x10)+10+TT RZ1-K 0,6/1 kV Longitud = 10 m  
3x(1x10)+10+TT RZ1-K 0,6/1 kV Longitud = 10 m



**Leyenda**

- Fusible de 16 A
- Protección sobretensiones CC
- Cableado RS485 de comunicaciones

Instalación fotovoltaica para autoconsumo en el Centro Oceanográfico de Canarias			
Fecha	julio de 2022	 <b>ULL</b> Universidad de La Laguna	Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática
Autor	David Jerez Ravelo		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: N/A	ESQUEMA UNIFILAR		Número de plano: 10



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

## **TRABAJO DE FIN DE GRADO**

“Instalación fotovoltaica para autoconsumo en el Centro  
Oceanográfico de Canarias”

# **4. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS**

Autor: David Jerez Ravelo

Tutor: José Francisco Gómez González

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

**julio 2022**

Autor: David Jerez Ravelo

# ÍNDICE DEL PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

<b>4. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS</b> .....	<b>3</b>
4.1 Objeto.....	3
4.2 Generalidades .....	3
4.3 Definiciones .....	4
4.4 Diseño .....	7
4.4.1 Diseño del generador fotovoltaico.....	7
4.4.2 Diseño del sistema de monitorización.....	8
4.4.3 Integración arquitectónica.....	8
4.5 Componentes y materiales .....	8
4.5.1 Generalidades .....	8
4.5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos .....	9
4.5.3 Estructura soporte .....	11
4.5.4 Inversores.....	12
4.5.5 Cableado .....	13
4.5.6 Conexión a red .....	14
4.5.7 Medidas .....	14
4.5.8 Protecciones.....	14
4.5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.....	14
4.5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética .....	15
4.5.11 Medidas de seguridad.....	15
4.6 Recepción y pruebas .....	16
4.7 Cálculo de la producción anual esperada .....	17
4.8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento .....	18
4.8.1 Generalidades .....	18
4.8.2 Programa de mantenimiento.....	18
<b>ANEXO I</b> .....	<b>22</b>
I.1 Introducción .....	23
I.2 Procedimiento de medida .....	23
<b>ANEXO II</b> .....	<b>27</b>
II.1 Introducción .....	28
II.2 Procedimiento.....	28
<b>ANEXO III</b> .....	<b>30</b>
III.1 Objeto.....	31
III.2 Descripción del método .....	31
III.2.1 Obtención del perfil de obstáculos .....	31
III.2.2 Representación del perfil de obstáculos.....	31
III.2.3 Selección de la tabla de referencia para los cálculos .....	32
III.2.4 Cálculo final .....	32
III.3 Tablas de referencia .....	33
III.4 Distancia mínima entre filas de módulos.....	36

## 4. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

### 4.1 Objeto

Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

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

Este PCT está asociado a las líneas de ayuda para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Energías Renovables.

### 4.2 Generalidades

Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.

Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.

En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- 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.

- 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 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- 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.

## 4.3 Definiciones

### **Radiación solar**

#### ***Radiación solar***

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

#### ***Irradiancia***

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m<sup>2</sup>.

#### ***Irradiación***

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m<sup>2</sup>, o bien en MJ/m<sup>2</sup>.

### **Instalación**

#### ***Instalaciones fotovoltaicas***

Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

#### ***Instalaciones fotovoltaicas interconectadas***

Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

### ***Línea y punto de conexión y medida***

La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

### ***Interruptor automático de la interconexión***

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

### ***Interruptor general***

Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

### ***Generador fotovoltaico***

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

### ***Rama fotovoltaica***

Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

### ***Inversor***

Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

### ***Potencia nominal del generador***

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

### ***Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal***

Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

## **Módulos**

### ***Célula solar o fotovoltaica***

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

### ***Célula de tecnología equivalente (CTE)***

Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

### ***Módulo o panel fotovoltaico***

Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.



### ***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 W/m<sup>2</sup>
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

### ***Potencia pico***

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

### ***TONC***

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup> con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

### ***Integración arquitectónica***

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

#### ***Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos***

Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

#### ***Revestimiento***

Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

#### ***Cerramiento***

Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

#### ***Elementos de sombreado***

Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada.

La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida anteriormente, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

## 4.4 Diseño

### 4.4.1 Diseño del generador fotovoltaico

El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 4.5.2.

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 3.4. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

*Tabla I*

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI+S)</i>
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado anterior, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.

En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.

Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo con el anexo III.

#### **4.4.2 Diseño del sistema de monitorización**

El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A", Report EUR16338 EN.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

#### **4.4.3 Integración arquitectónica**

En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.

### **4.5 Componentes y materiales**

#### **4.5.1 Generalidades**

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

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 resulte 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.

En la Memoria de Diseño o Proyecto 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 los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

#### **4.5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos**

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la

Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

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 laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 3$  % 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.

Será deseable una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

### 4.5.3 Estructura soporte

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

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 para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, 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. En el caso de que la estructura sea 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.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la normativa vigente 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, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

#### 4.5.4 Inversores

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.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

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 micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

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.

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% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

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.

Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

#### **4.5.5 Cableado**

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.

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 deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.



El cable 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.

#### **4.5.6 Conexión a red**

Todas las instalaciones de hasta 100 kW 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.

#### **4.5.7 Medidas**

Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

#### **4.5.8 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 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión ( $1,1 U_m$  y  $0,85 U_m$  respectivamente) serán para cada fase.

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

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) 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 conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

#### **4.5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión

#### **4.5.11 Medidas de seguridad**

Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de tele desconexión y un sistema de telemedida.

La función del sistema de tele desconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de tele desconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de tele gestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

## 4.6 Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste 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 en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

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

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará 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 del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, 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 PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos

ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

#### 4.7 Cálculo de la producción anual esperada

En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

$G_{dm}(0)$ . Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m<sup>2</sup>·día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Agencia Estatal de Meteorología
- Organismo autonómico oficial
- Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDEA.

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ . Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m<sup>2</sup>·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro  $\alpha$  representa el azimut y  $\beta$  la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Otros.

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

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}} | kWh/día$$

Donde:

$P_{mp}$  = Potencia pico del generador

$G_{CEM}$  = 1 kW/m<sup>2</sup>

Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo (Tabla II).

Tabla II. Generador  $P_{mp} = 1$  kWp, orientado al Sur ( $\alpha = 0^\circ$ ) e inclinado  $35^\circ$  ( $\beta = 35^\circ$ ).

Mes	$G_{in}(0)$ [kWh/(m <sup>2</sup> ·día)]	$G_{in}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$ [kWh/(m <sup>2</sup> ·día)]	PR	$E_p$ (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
Promedio	4,51	4,96	0,803	3,94

## 4.8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

### 4.8.1 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 misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

### 4.8.2 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
- Mantenimiento correctivo

Plan de 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.

Plan de 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 en el punto 4.8.3 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 de hasta 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).

### 4.8.3 Garantías

#### Ámbito general de la garantía

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.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

#### Plazos

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

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.

#### Condiciones económicas

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.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

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.

#### 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 punto 4.8.3.

Lugar y tiempo de la prestación

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

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.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador 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.



# **ANEXO I**

## **MEDIDA DE LA POTENCIA INSTALADA DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA**

## I.1 Introducción

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.

## I.2 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  $P_{cc, inv}$ .

El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).

La temperatura ambiente se mide con un termómetro situado a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.

Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

Ecuaciones:

$$P_{cc, inv} = P_{cc, fov} (1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{cc, fov} = P_o R_{to, var} [1 - g(T_c - 25)] E / 1000 \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) E / 800 \quad (3)$$

$P_{cc, fov}$	Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W
$L_{cab}$	Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelos si hay, etc.
$E$	Irradiancia solar, en W/m <sup>2</sup> , medida con la CTE calibrada.
$g$	Coefficiente de temperatura de la potencia en 1/°C.
$T_c$	Temperatura de las células solares, en °C.
$T_{amb}$	Temperatura ambiente en la sombra, en °C, medida con el termómetro.
$TONC$	Temperatura de operación del módulo.
$P_o$	Potencia nominal del generador en CEM, en W.
$R_{to, var}$	Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.
$L_{tem}$	Pérdidas medias anuales por temperatura. En la ecuación (2) puede sustituirse el término $[1 - g(T_c - 25)]$ por $(1 - L_{ref})$ .
	$R_{to, var} = (1 - L_{pol})(1 - L_{dis})(1 - L_{ref}) \quad (4)$
$L_{pol}$	Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.
$L_{dis}$	Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.
$L_{ref}$	Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término $L_{ref}$ es cero.

Se indican a continuación los valores de los distintos coeficientes:

Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.

Cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la tabla III.

Tabla III

Parámetro	Valor estimado, media anual	Valor estimado, día despejado (*)	Ver observación
$L_{cab}$	0,02	0,02	(1)
$g$ (1/°C)	–	0,0035 (**)	–
TONC (°C)	–	45	–
$L_{tem}$	0,08	–	(2)
$L_{pol}$	0,03	–	(3)
$L_{dis}$	0,02	0,02	–
$L_{ref}$	0,03	0,01	(4)

(\*) Al mediodía solar  $\pm 2$  h de un día despejado. (\*\*) Válido para silicio cristalino.

*Observaciones:*

- (1) Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = RI^2 \quad (5)$$

$$R = 0,000002 L/S \quad (6)$$

$R$  es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

$L$  es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

$S$  es la sección de cada cable, en cm<sup>2</sup>.

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %.

- (2) Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>. Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.
- (3) Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior

del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.

- (4) Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar ( $\pm 2$  h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.

# **ANEXO II**

## **CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR DISTINTA DE LA ÓPTIMA**

## II.1 Introducción

El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo con las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el PCT.

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación  $\beta$ , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es  $0^\circ$  para módulos horizontales y  $90^\circ$  para verticales.
- Ángulo de azimut  $\alpha$ , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Su valor es  $0^\circ$  para módulos orientados al Sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados al Este y  $+90^\circ$  para módulos orientados al Oeste.

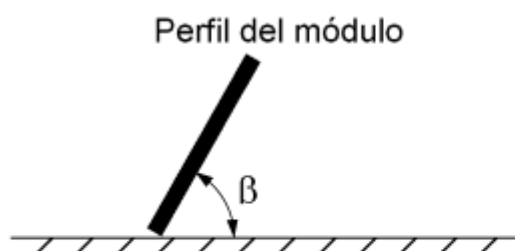


Fig. 1

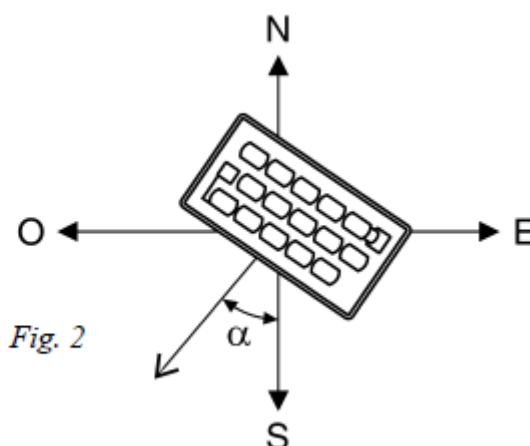


Fig. 2

## II.2 Procedimiento

Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo con las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la figura 3, válida para una latitud, N, de  $41^\circ$ , de la siguiente forma:

- Conocido el azimut, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación en el caso de  $\phi = 41^\circ$ . Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.
- Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se interceptan, se obtienen los valores para latitud  $N = 41^\circ$  y se corrigen de acuerdo con el apartado siguiente.

Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41°, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación}(\varnothing = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}).$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación}(\varnothing = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}), \text{ siendo } 0^\circ \text{ su valor mínimo.}$$

En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4}(\beta - \varnothing + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4}(\beta - \varnothing + 10)^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

[Nota:  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\varnothing$  se expresan en grados, siendo  $\varnothing$  la latitud del lugar].



# **ANEXO III**

## **CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS**

### **III.1 Objeto**

El presente anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debida a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

### **III.2 Descripción del método**

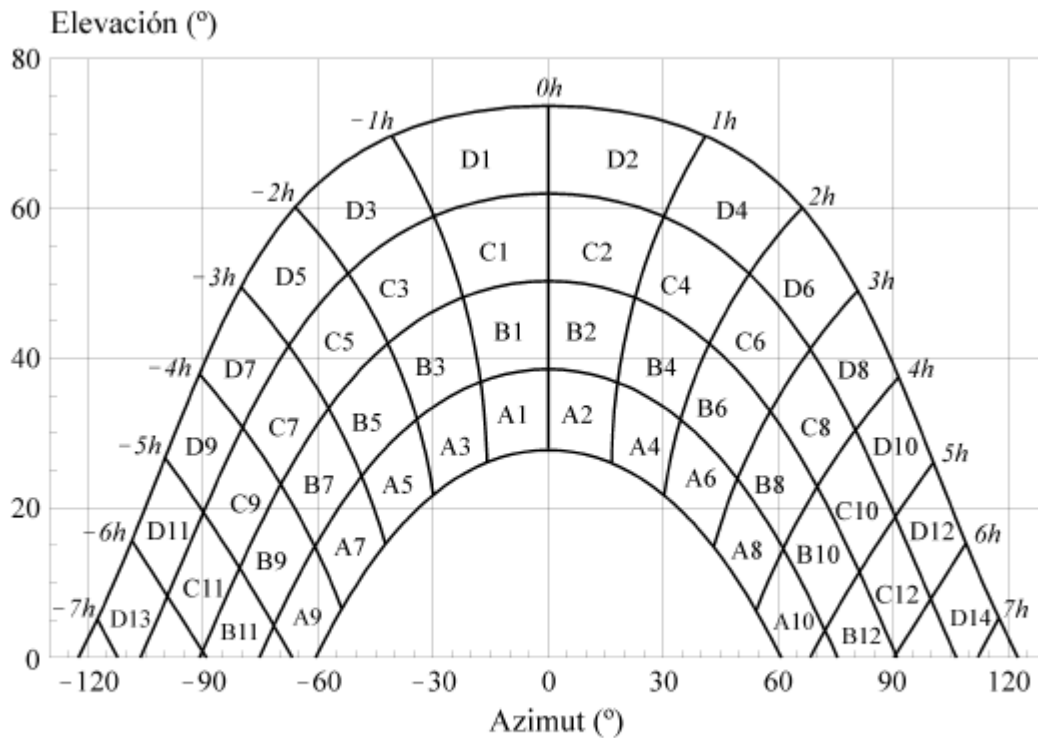
El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

#### **III.2.1 Obtención del perfil de obstáculos**

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

#### **III.2.2 Representación del perfil de obstáculos**

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 5, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse  $12^\circ$  en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2, ..., D14).



*Fig. 5. Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].*

### III.2.3 Selección de la tabla de referencia para los cálculos

Cada una de las porciones de la figura 5 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en la sección 3 de este anexo.

### III.2.4 Cálculo final

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

### III.3 Tablas de referencia

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación ( $\beta$  y  $\alpha$ , respectivamente). Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio (Tablas desde V-1 a V-11). Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente (véase la figura 5) resultase interceptada por un obstáculo.

Tabla V-1

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla V-2

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

Tabla V-3

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,15
11	0,00	0,01	0,02	0,15
9	0,23	0,50	0,37	0,10
7	1,66	1,06	0,93	0,78
5	2,76	1,62	1,43	1,68
3	3,83	2,00	1,77	2,36
1	4,36	2,23	1,98	2,69
2	4,40	2,23	1,91	2,66
4	3,82	2,01	1,62	2,26
6	2,68	1,62	1,30	1,58
8	1,62	1,09	0,79	0,74
10	0,19	0,49	0,32	0,10
12	0,00	0,02	0,02	0,13
14	0,00	0,00	0,00	0,13

Tabla V-4

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla V-5

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33
11	0,06	0,01	0,15	0,51
9	0,56	0,06	0,14	0,43
7	1,80	0,04	0,07	0,31
5	3,06	0,55	0,22	0,11
3	4,14	1,16	0,87	0,67
1	4,87	1,73	1,49	1,86
2	5,20	2,15	1,88	2,79
4	5,02	2,34	2,02	3,29
6	4,46	2,28	2,05	3,36
8	3,54	1,92	1,71	2,98
10	2,26	1,19	1,19	2,12
12	1,17	0,12	0,53	1,22
14	0,22	0,00	0,00	0,24

Tabla V-6

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55

Tabla V-7

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,43
11	0,00	0,01	0,27	0,78
9	0,09	0,21	0,33	0,76
7	0,21	0,18	0,27	0,70
5	0,10	0,11	0,21	0,52
3	0,45	0,03	0,05	0,25
1	1,73	0,80	0,62	0,55
2	2,91	1,56	1,42	2,26
4	3,59	2,13	1,97	3,60
6	3,35	2,43	2,37	4,45
8	2,67	2,35	2,28	4,65
10	0,47	1,64	1,82	3,95
12	0,00	0,19	0,97	2,93
14	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabla V-8

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,34	1,28	1,73	3,79
5	2,17	1,79	2,21	4,70
3	2,90	2,05	2,43	5,20
1	3,12	2,13	2,47	5,20
2	2,88	1,96	2,19	4,77
4	2,22	1,60	1,73	3,91
6	1,27	1,11	1,25	2,84
8	0,52	0,57	0,65	1,64
10	0,02	0,10	0,15	0,50
12	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,00	0,00	0,00	0,08

Tabla V-9

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24
11	0,00	0,05	0,60	1,28
9	0,43	1,17	1,38	2,30
7	2,42	1,82	1,98	3,15
5	3,43	2,24	2,24	3,51
3	4,12	2,29	2,18	3,38
1	4,05	2,11	1,93	2,77
2	3,45	1,71	1,41	1,81
4	2,43	1,14	0,79	0,64
6	1,24	0,54	0,20	0,11
8	0,40	0,03	0,06	0,31
10	0,01	0,06	0,12	0,39
12	0,00	0,01	0,13	0,45
14	0,00	0,00	0,00	0,27

Tabla V-10

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,56
11	0,00	0,04	0,60	2,09
9	0,27	0,91	1,42	3,49
7	1,51	1,51	2,10	4,76
5	2,25	1,95	2,48	5,48
3	2,80	2,08	2,56	5,68
1	2,78	2,01	2,43	5,34
2	2,32	1,70	2,00	4,59
4	1,52	1,22	1,42	3,46
6	0,62	0,67	0,85	2,20
8	0,02	0,14	0,26	0,92
10	0,02	0,04	0,03	0,02
12	0,00	0,01	0,07	0,14
14	0,00	0,00	0,00	0,12

Tabla V-11

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,36	2,37	2,56	4,61
3	3,49	2,06	2,10	3,67
1	2,81	1,52	1,44	2,22
2	1,69	0,78	0,58	0,53
4	0,44	0,03	0,05	0,24
6	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,36

### III.4 Distancia mínima entre filas de módulos

La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura  $h$  que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

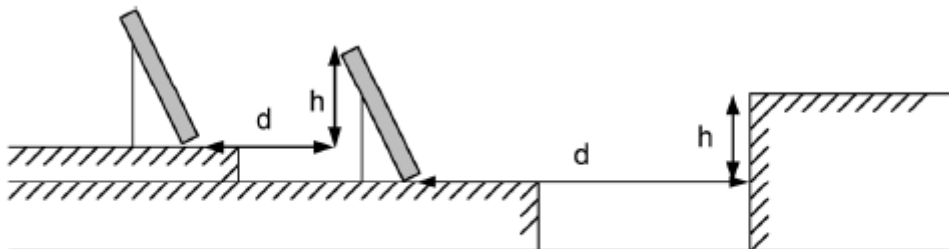
En cualquier caso,  $d$  ha de ser como mínimo igual a  $h \cdot k$ , siendo  $k$  un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor  $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$ .

En la tabla VII pueden verse algunos valores significativos del factor  $k$ , en función de la latitud del lugar.

*Tabla VII*

<i>Latitud</i>	29°	37°	39°	41°	43°	45°
<i>k</i>	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Asimismo, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a  $h \cdot k$ , siendo en este caso  $h$  la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos.



*Fig. 7*

Si los módulos se instalan sobre cubiertas inclinadas, en el caso de que el azimut de estos, el de la cubierta, o el de ambos, difieran del valor cero apreciablemente, el cálculo de la distancia entre filas deberá efectuarse mediante la ayuda de un programa de sombreado para casos generales suficientemente fiable, a fin de que se cumplan las condiciones requeridas.





ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

## **TRABAJO DE FIN DE GRADO**

“Instalación fotovoltaica para autoconsumo en el Centro  
Oceanográfico de Canarias”

## **5. MEDICIONES Y PRESUPUESTO**

Autor: David Jerez Ravelo

Tutor: José Francisco Gómez González

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

**julio 2022**

Autor: David Jerez Ravelo

## ÍNDICE DE MEDICIONES Y PRESUPUESTO

1.	Instalación fotovoltaica.....	1
2.	Estructura soporte.....	2
3.	Instalación eléctrica.....	3
4.	Maquinaria y transporte.....	5
5.	Seguridad y salud.....	6
6.	Resumen de presupuesto.....	7

CÓDIGO	UD	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>01</b>		<b>INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b>			
<b>01.01</b>		<b>MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</b>			
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
	ud	Módulo solar fotovoltaico marca JA SOLAR, modelo JAM72S20-450/MR, de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 450 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 41,52 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 10,84 A, tensión en circuito abierto (Voc) 49,70 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 11,36 A, eficiencia 20,3%, 144 células, vidrio exterior templado, capa adhesiva de etilvinilacetato (EVA), capa posterior de polifluoruro de vinilo, poliéster y polifluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 2112x1052x35 mm, peso 24,7 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores	180,000	174,76	31456,80
		<b>Subtotal materiales:</b>			<b>31456,80</b>
<b>2</b>		<b>Mano de obra</b>			
	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares	0,872	20,48	17,86
	h	Ayudante instalador de captadores solares	0,872	18,88	16,46
		<b>Subtotal mano de obra:</b>			<b>34,32</b>
<b>3</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2,000	31491,12	629,82
		<b>Costes directos:</b>			<b>32120,94</b>
<b>01.02</b>		<b>INVERSORES FOTOVOLTAICOS</b>			
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
	ud	Inversor trifásico de la marca SMA, modelo Sunny Tripower 25000TL, potencia máxima de entrada 25,55 kWp, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, rango de voltaje de entrada de 390 a 800 Vcc, potencia nominal de salida 25 kW, potencia máxima de salida 25 kVA, eficiencia máxima 98,1%, dimensiones 661x682x264 mm, con comunicación vía Wi-Fi para control remoto, puertos Ethernet y RS-485, y protocolo de comunicación Modbus.	3,000	2760,00	8280,00
		<b>Subtotal materiales:</b>			<b>8280,00</b>
<b>2</b>		<b>Mano de obra</b>			
	h	Oficial 1ª electricista	1,089	20,48	22,30
	h	Ayudante electricista	1,089	18,88	20,56
		<b>Subtotal mano de obra:</b>			<b>42,86</b>
<b>3</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2,000	8322,86	166,46
		<b>Costes directos:</b>			<b>8489,32</b>

CÓDIGO	UD	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>02</b>		<b>ESTRUCTURA SOPORTE</b>			
<b>02.01</b>		<b>ESTRUCTURA COPLANAR DE ALUMINIO</b>			
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
	ud	SpeedClip de la marca K2 Systems	878,000	0,71	623,38
	ud	Tornillos para chapa metálica	1756,000	0,34	597,04
	ud	Grapas de agarre intermedias	180,000	1,64	295,2
	ud	Grapas de agarre finales	360,000	1,72	619,2
	ud	Raíles de aluminio de 4.40 m	180,000	26,29	4732,2
	ud	Bloqueadores SpeedLock	180,000	2,63	473,4
		<b>Subtotal materiales:</b>			<b>7340,42</b>
<b>2</b>		<b>Mano de obra</b>			
	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares	0,872	20,48	17,86
	h	Ayudante instalador de captadores solares	0,872	18,88	16,46
		<b>Subtotal mano de obra:</b>			<b>34,32</b>
<b>3</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2,000	7374,74	147,49
		<b>Costes directos:</b>			<b>7522,24</b>

CÓDIGO	UD	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>03</b>		<b>INSTALACIÓN ELÉCTRICA</b>			
<b>03.01</b>		<b>CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA</b>			
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
	m	Cable eléctrico unipolar, Tecsun "PRYSMIAN", modelo H1Z2Z2-K, resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, con certificación TÜV, garantizado por 30 años, tipo PV1-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x10 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6/EI8, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5/EM8, aislamiento clase II, de color negro	1224,000	0,86	1052,64
	m	Tubo helicoidal de PVC, de 25 mm de diámetro y 2 mm de espesor, con precio incrementado un 10% en concepto de accesorios y piezas especiales	1224,000	1,49	1823,76
		<b>Subtotal materiales:</b>			<b>2876,40</b>
<b>2</b>		<b>Mano de obra</b>			
	h	Oficial 1ª electricista	0,100	20,48	2,05
	h	Ayudante electricista	0,180	18,88	3,40
		<b>Subtotal mano de obra:</b>			<b>5,45</b>
<b>3</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2,000	2881,85	57,64
		<b>Costes directos:</b>			<b>2939,48</b>
<b>03.02</b>		<b>PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA</b>			
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
	ud	Base modular para fusibles cilíndricos, unipolar (1P), intensidad nominal 16 A, según UNE-EN 60269-1.	18,000	0,630	11,34
	ud	Fusible cilíndrico, curva gG, intensidad nominal 16 A, tamaño 10,3x38 mm, según UNE-EN 60269-1.	18,000	4,29	77,22
	ud	Protector contra sobretensiones transitorias, de 3 módulos, bipolar (2P), tipo 2, intensidad máxima de descarga 40 kA, de 85x54x69 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según IEC 61643-11.	18,000	70,00	1260,00
		<b>Subtotal materiales:</b>			<b>1348,56</b>
<b>2</b>		<b>Mano de obra</b>			
	h	Oficial 1ª electricista	0,376	20,48	7,70
		<b>Subtotal mano de obra:</b>			<b>7,70</b>
<b>3</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2,000	1356,26	27,13
		<b>Costes directos:</b>			<b>1383,39</b>
<b>03.03</b>		<b>TOMA DE TIERRA CON PICA</b>			
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
	ud	Electrodo para red de toma de tierra cobreado con 300 µm, fabricado en acero, de 15 mm de diámetro y 3 m de longitud.	4,000	18,00	72,00
	m	Conductor de cobre desnudo, de 35 mm <sup>2</sup> .	24,000	2,81	67,44
	ud	Grapa abarcón para conexión de pica.	4,000	1,00	4,00
	ud	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300 mm, con tapa de registro.	1,000	74,00	74,00
	ud	Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica.	1,000	46,00	46,00
	ud	Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra.	0,333	3,50	1,17
	ud	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	1,000	1,15	1,15
		<b>Subtotal materiales:</b>			<b>265,76</b>

<b>2</b>	<b>Mano de obra</b>			
h	Oficial 1ª electricista	0,268	20,48	5,49
h	Ayudante electricista	0,268	18,88	5,06
h	Peón ordinario construcción	0,001	18,69	0,02
	<b>Subtotal mano de obra:</b>			<b>10,57</b>
<b>3</b>	<b>Costes directos complementarios</b>			
%	Costes directos complementarios	2,000	276,32	5,53
	<b>Costes directos:</b>			<b>281,85</b>
<b>03.04</b>	<b>CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA</b>			
<b>1</b>	<b>Materiales</b>			
m	Cable unipolar RZ1-K (AS), marca PRYSMIAN, modelo AFUMEX Class 1000, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1a,d1,a1 según UNE-EN 50575, con conductor multifilar de cobre clase 5 (-K) de 10 mm <sup>2</sup> de sección, con aislamiento de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1). Según UNE 211025	10,000	0,41	4,10
m	Tubo helicoidal de PVC, de 32 mm de diámetro y 2 mm de espesor, con precio incrementado un 10% en concepto de accesorios y piezas especiales	10,000	1,49	14,90
	<b>Subtotal materiales:</b>			<b>19,00</b>
<b>2</b>	<b>Mano de obra</b>			
h	Oficial 1ª electricista	0,021	20,48	0,43
	<b>Subtotal mano de obra:</b>			<b>0,43</b>
<b>3</b>	<b>Costes directos complementarios</b>			
%	Costes directos complementarios	2,000	19,43	0,39
	<b>Costes directos:</b>			<b>19,82</b>
<b>03.05</b>	<b>PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA</b>			
<b>1</b>	<b>Materiales</b>			
ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 63 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 20 kA, clase AC, modelo Acti 9 iLD40 "Schneider Electric", de 91x72x73,5 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 61008-1.	3,000	153,20	459,60
ud	Interruptor automático magnetotérmico, tetrapolar (4P), intensidad nominal 50 A, poder de corte 20 kA, curva C, de 70x69x85 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm), según UNE-EN 60947-2.	3,000	58,50	175,50
ud	Protector contra sobretensiones transitorias, de 4 módulos, tetrapolar (4P), tipo 2, intensidad máxima de descarga 40 kA, de 94x131,5x75,9 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según IEC 61643-11.	3,000	179,00	537,00
	<b>Subtotal materiales:</b>			<b>1172,10</b>
<b>2</b>	<b>Mano de obra</b>			
h	Oficial 1ª electricista	0,322	20,48	6,59
	<b>Subtotal mano de obra:</b>			<b>6,59</b>
<b>3</b>	<b>Costes directos complementarios</b>			
%	Costes directos complementarios	2,000	1178,69	23,57
	<b>Costes directos:</b>			<b>1202,27</b>

CÓDIGO	UD	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>04</b>		<b>MAQUINARIA Y TRANSPORTE</b>			
<b>04.01</b>		<b>MAQUINARIA Y TRANSPORTE</b>			
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
	h	Camión grúa de elevación de material solar fotovoltaico a la cubierta de la nave. Alcance superior a 10 m y capacidad de carga máxima de 6500 kg. Brazo hidráulico y soportes de anclaje a la superficie del suelo.	2,000	95,00	190,00
	días	Plataforma elevadora diesel articulada, con una altura de 13,72 m y un alcance horizontal de 7,47 m. Capacidad máxima de la plataforma 230 kg. Dimensiones compactas y giro de cola cero. Velocidades de desplazamiento rápidas	5,000	85,00	425,00
		<b>Subtotal materiales:</b>			<b>615,00</b>
<b>2</b>		<b>Mano de obra</b>			
	h	Operario de grúa	0,100	18,84	1,88
		<b>Subtotal mano de obra:</b>			<b>1,88</b>
<b>3</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2,000	616,88	12,34
		<b>Costes directos:</b>			<b>629,22</b>

CÓDIGO	UD	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>05</b>		<b>SEGURIDAD Y SALUD</b>			
<b>05.01</b>		<b>SEGURIDAD Y SALUD</b>			
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
	ud	Sistemas de protección individual. Gafas, casco, guantes mecánicos, guantes eléctricos, botas, mascarilla, arnés anticaídas	1,000	105,09	105,09
	ud	Sistemas de señalización. Cinta de balizamiento, carteles indicativos de riesgo serigrafiados de PVC.	1,000	133,07	133,07
	ud	Sistemas de protección colectiva. Instalación de anclajes de línea de vida provisional y suministro de la misma	1,000	386,50	386,50
		<b>Subtotal materiales:</b>			<b>624,66</b>
<b>2</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2,000	624,66	12,49
		<b>Costes directos:</b>			<b>637,15</b>



**INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO DE 81 kWp**

<b>CAPÍTULO</b>	<b>RESUMEN</b>	<b>EUROS</b>	<b>%</b>
01	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	40.610,26	73,54
02	ESTRUCTURA SOPORTE	7.522,24	13,62
03	INSTALACIÓN ELÉCTRICA	5.826,81	10,55
04	MAQUINARIA Y TRANSPORTE	629,22	1,14
05	SEGURIDAD Y SALUD	637,15	1,15
<b>TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL</b>		<b>55.225,68</b>	
	13,00% Gastos generales.....	7.179,34	
	6,00% Beneficio industrial.....	3.313,54	
	<b>SUMA DE G.G. y B.I.</b>	<b>10.492,88</b>	
	7,00% I.G.I.C.....	4.600,30	
<b>TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA</b>		<b>70.318,86</b>	
<b>TOTAL PRESUPUESTO GENERAL</b>		<b>70.318,86</b>	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de SETENTA MIL TRESCIENTOS DIECIOCHO EUROS con OCHENTA Y SEIS CÉNTIMOS

en Santa Cruz de Tenerife, a 20 de junio de 2022.

**El promotor**

**La dirección facultativa**

Fdo.: David Jerez Ravelo  
INGENIERO TÉCNICO

