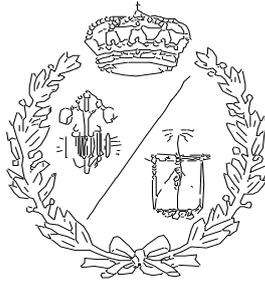


**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto Fin de Grado
**Diseño de una Instalación fotovoltaica de
autoconsumo colectivo**
**Design of a photovoltaic installation for
collective self-consumption**

Para acceder al Título de

GRUADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Autor: Manuel Román Arruti

Septiembre - 2023

RESUMEN

Este documento tiene como objetivo diseñar una instalación solar fotovoltaica para el autoconsumo colectivo, permitiendo la posibilidad de inyectar los excedentes de energía generados a la red eléctrica. Para lograrlo, se ha realizado un estudio de viabilidad económica en el cual se han comparado distintas combinaciones de cuatro modelos de paneles fotovoltaicos y cuatro inversores con diferentes características, como eficiencia, potencia y coste. El análisis se ha enfocado en identificar la opción más atractiva económicamente. Para realizar dicho análisis se ha evaluado en primer lugar las características de la cubierta del edificio objeto de este proyecto con el fin de determinar la irradiación solar que reciben los paneles a colocar. El cálculo de la irradiación solar recibida por los paneles ha tenido en cuenta el cálculo de las sombras producidas por los edificios colindantes, así como la orientación e inclinación de la cubierta.

Una vez determinada la irradiación solar recibida por la superficie de paneles fotovoltaicos a colocar, se ha procedido a determinar la energía eléctrica generada por la instalación. A continuación, teniendo en cuenta un presupuesto aproximado de la instalación fotovoltaica para las distintas combinaciones de paneles e inversores y el ahorro en la factura eléctrica del edificio en comparación con la no existencia de la instalación fotovoltaica, se ha determinado el PayBack Descontado durante los 25 años de vida estimada de la instalación. Como resultado del estudio de viabilidad económica se ha obtenido que la combinación más atractiva de las analizadas ha sido la de 85 módulo fotovoltaicos del modelo M10 PERC Series 400-415W, Ocean Solar Co., Ltd con tres inversores (un inversor SH6.0RT, un inversor SH8.0RT y un inversor SH10.0RT).

Tras el estudio económico, se ha realizado el dimensionamiento de la instalación eléctrica, que incluye la determinación de la longitud y sección de los cables necesarios. También se ha implementado un sistema de protección adecuado para asegurar un funcionamiento seguro y confiable de la instalación.

Con todos estos elementos en consideración, se ha elaborado un presupuesto detallado de la opción seleccionada ascendiendo el presupuesto total de ejecución por contrata a 44.822,84 €.

ABSTRACT

This document aims to design a photovoltaic solar installation for collective self-consumption, allowing the possibility of injecting surplus energy generated into the electrical grid. To achieve this, an economic feasibility study has been conducted, comparing different combinations of four models of photovoltaic panels and four inverters with varying characteristics such as efficiency, power, and cost. The analysis has focused on identifying the most economically attractive option.

To conduct this analysis, the characteristics of the roof of the building subject to this project were first evaluated to determine the solar irradiation received by the panels to be placed. The calculation of solar irradiation received by the panels took into account the calculation of shadows cast by neighboring buildings, as well as the orientation and tilt of the roof.

Once the solar irradiation received by the surface of the photovoltaic panels to be placed was determined, the generated electrical energy from the installation was calculated. Subsequently, considering an approximate budget for the photovoltaic installation for different combinations of panels and inverters, along with the savings in the building's electricity bill compared to the absence of the photovoltaic installation, the Discounted Payback Period over the estimated 25-year lifespan of the installation was determined.

As a result of the economic feasibility study, it was found that the most attractive combination among those analyzed consisted of 85 photovoltaic modules of the M10 PERC Series 400-415W model by Ocean Solar Co., Ltd, with three inverters (an SH6.0RT inverter, an SH8.0RT inverter, and an SH10.0RT inverter).

Following the economic study, the electrical installation was sized, including determining the length and cross-section of the necessary cables. An appropriate protection system was also implemented to ensure safe and reliable operation of the installation.

Taking all these elements into consideration, a detailed budget for the selected option was prepared, with the total execution budget amounting to €44,822.84 under contract.

ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTO I. MEMORIA.....	11
DOCUMENTO II. ANEXOS.....	38
DOCUMENTO III. PLANOS	122
DOCUMENTO IV. PLIEGO DE CONDICIONES	128
DOCUMENTO V. PRESUPUESTO	144

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Resultados de las distancias entre el SCP (sistema de coordenadas) y los vértices	52
Tabla 2 - Resultados de la transformación a coordenadas esféricas.....	52
Tabla 3 - Correspondiente $\beta=35^\circ$ y $\alpha= -30^\circ$ [5].....	54
Tabla 4 - Valores por mes de las pérdidas por degradación de los paneles fotovoltaicos ...	59
Tabla 5 - Resultados temperatura ambiental mínima y máxima [6]	60
Tabla 6 - Datos de los distintos inversores [7].....	62
Tabla 7 - Resultados del cálculo de máximos referidos al módulo ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO.....	62
Tabla 8 - Diferentes selecciones posibles para el módulo ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO.....	63
Tabla 9 - Resultados de la selección de inversores para el módulo ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO.....	65
Tabla 10 - Resultado del presupuesto para el módulo ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO.....	66
Tabla 11 - Variación del Pago y Cobro en los 25 años vista. El mantenimiento corresponde al módulo ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO.....	67
Tabla 12 - Coste anual en euros durante 25 años con instalación	69
Tabla 13 - Coste anual en euros durante 25 años sin instalación	70
Tabla 14 - PayBack de la instalación	71
Tabla 15 - Cálculos de secciones en continua de los diferentes circuitos.....	99
Tabla 16 – Cálculos de secciones en alterna	104

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Cubierta de edificio sobre el que se dimensiona instalación solar fotovoltaica [1]	14
Figura 2 - Edificio en perspectiva [2]	15
Figura 3 - Visualización del corte del edificio, modificada a partir de [1]	15
Figura 4 - Visualización de las claraboyas [1]	19
Figura 5 - Procedimiento del estudio de viabilidad empleado.....	19
Figura 6 - Diferenciación de las distintas partes de la superficie, modificada a partir de [1]	20
Figura 7 - Esquema de las posibles instalaciones generadoras [3]	23
Figura 8 - Esquema de instalaciones interconectadas (C1) [3].....	25
Figura 9 - Esquema 4 [3].....	26
Figura 10 - Esquema general de la instalación con distribución de los sistemas de montaje.	31
Figura 11 - Comparación de la generación y el consumo por mes	32
Figura 12 - Balance económico de la instalación	33
Figura 13 - Esquema de las tramitaciones administrativas.....	35
Figura 14 – Diagrama de trayectorias del Sol [5].....	51
Figura 15 - Representación AutoCAD del centro de referencia para el cálculo de las sombras	52
Figura 16 - Representación en el diagrama, modificado a partir de [5].....	53
Figura 17 – Datos introducidos para enero en la parte roja (1) [6].....	56
Figura 18 – Datos introducidos para enero en la parte azul (2) [6]	57
Figura 19 – Datos introducidos para enero en la parte amarilla (3) [6]	57
Figura 20 – Datos introducidos para enero en la parte naranja (4) [6].....	58
Figura 21 – Datos introducidos para la temperatura ambiental [6].....	60
Figura 22 - Primera parte del código	64
Figura 23 - Segunda parte del código	64

Figura 24 - Tercera parte del código	65
Figura 25 - Esquema de la instalación de corriente continua	83
Figura 26 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o varios cables multipolares [8].....	85
Figura 27 - Datos técnicos del cable PRYSUN H1Z2Z2-K [9]	85
Figura 28 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o varios cables multipolares [8].....	86
Figura 29 - Datos técnicos del cable PRYSUN H1Z2Z2-K [9]	86
Figura 30 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o varios cables multipolares [8].....	87
Figura 31 - Datos técnicos del cable PRYSUN H1Z2Z2-K [9]	87
Figura 32 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o varios cables multipolares [8].....	88
Figura 33 - Datos técnicos del cable PRYSUN H1Z2Z2-K [9]	88
Figura 34 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o varios cables multipolares [8].....	89
Figura 35 - Datos técnicos del cable PRYSUN H1Z2Z2-K [9]	89
Figura 36 - Métodos de instalación de referencia que forman la base de las corrientes admisibles tabuladas [8].....	90
Figura 37 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o varios cables multipolares [8].....	91
Figura 38 - Corrientes admisibles para los diferentes métodos de instalación [8].....	92
Figura 39 - Métodos de instalación de referencia que forman la base de las corrientes admisibles tabuladas [8].....	93
Figura 40 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o varios cables multipolares [8].....	94
Figura 41 - Métodos de instalación de referencia que forman la base de las corrientes admisibles tabuladas [8].....	95
Figura 42 - Métodos de instalación de referencia que forman la base de las corrientes admisibles tabuladas [8].....	96

Figura 43 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o varios cables multipolares [8].....	97
Figura 44 - Métodos de instalación de referencia que forman la base de las corrientes admisibles tabuladas [8].....	98
Figura 45 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o varios cables multipolares [8].....	101
Figura 46 - Métodos de instalación de referencia que forman la base de las corrientes admisibles tabuladas [8].....	102
Figura 47 - Corrientes admisibles para los diferentes métodos de instalación [8].....	103
Figura 48 - Características mínimas para las canalizaciones superficiales ordinarias [10]	107
Figura 49 - Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir [10].....	108
Figura 50 - Valores característicos de las sobrecargas de uso [11].....	112
Figura 51 - Valores del coeficiente de exposición c_e [11].....	114
Figura 52 - Coeficiente eólico en edificios de pisos [11].....	114
Figura 53 - Sobrecarga de nieve en capitales de provincia y ciudades autónomas [11]....	115

DOCUMENTO I. MEMORIA

ÍNDICE MEMORIA

DOCUMENTO I. MEMORIA.....	11
1 OBJETO	13
2 UBICACIÓN, DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO Y SUPERFICIE DISPONIBLE.....	14
3 EMPRESA DISTRIBUIDORA Y EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA.....	16
4 NORMATIVA DE APLICACIÓN	17
5 ELECCIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E INVERSORES	19
5.1 MÓDULO ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO.....	21
5.2 MÓDULO DM72-380-395, NINGBO RAYTECH NEW ENERGY MATERIALS CO., LTD	21
5.3 MÓDULO M10 PERC SERIES 400-415W, OCEAN SOLAR CO., LTD.....	21
5.4 MÓDULO ECO-530-550M-72LHC, ECO DELTA POWER CO., LTD.....	21
5.5 MÓDULO FOTOVOLTAICO SELECCIONADO	21
6 SISTEMA ELÉCTRICO.....	22
6.1 ACOMETIDA, LÍNEA GENERAL DE CONEXIÓN (LGC), CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN (CGP), CONTADORES Y DERIVACIÓN	26
6.2 CUADRO GENERAL DE DISTRIBUCIÓN	27
6.3 DISPOSITIVOS DE MANDO Y PROTECCIÓN.....	27
6.4 CANALIZACIÓN	27
6.5 CONDUCTORES.....	28
6.6 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	29
7 ESTRUCTURA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS	31
8 RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN	32
9 TRÁMITES ADMINISTRATIVOS	34
9.1 TRÁMITES PREVIOS A LA INSTALACIÓN.....	34
9.2 TRÁMITES POSTERIORES A LA INSTALACIÓN.....	34
10 BIBLIOGRAFÍA	36

1 OBJETO

El objetivo de este documento es llevar a cabo el diseño de una instalación solar fotovoltaica destinada al autoconsumo colectivo, con la posibilidad de inyectar los excedentes generados a la red de distribución eléctrica.

Se llevará a cabo un estudio de viabilidad económica en el cual se compararán diferentes tipos de paneles fotovoltaicos y diferentes inversores, cada uno con características distintas, como eficiencia, potencia y coste. El análisis tiene como finalidad identificar la opción más atractiva desde el punto de vista económico. Una vez seleccionada, se elaborará un presupuesto detallado de dicha opción para mayor precisión.

Para realizar estos cálculos, se tomará en cuenta la producción estimada de energía en función de la irradiación solar, las condiciones climáticas de la ubicación y la elección final de los dispositivos e instrumentos a utilizar en la instalación.

Adicionalmente, se llevará a cabo el dimensionamiento de la instalación eléctrica, incluyendo la determinación de la longitud y sección de los cables necesarios, así como la implementación de un sistema de protección adecuado para garantizar un funcionamiento seguro y confiable de la instalación.

2 UBICACIÓN, DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO Y SUPERFICIE DISPONIBLE

La instalación se ubicará en la dirección Calle Castilla, nº 40, Santander (Cantabria), con referencia catastral 4422014VP3131H0503PQ. Esta instalación solar fotovoltaica se realizará en un edificio de uso colectivo, de acuerdo con los estatutos de la comunidad de vecinos, y abastecerá el consumo de las instalaciones compartidas del mismo.

El edificio tiene una superficie total de 2692 m², con una inclinación en dos secciones: la primera inclinada a un ángulo de 28,753° respecto a la horizontal, y la segunda con un ángulo de 8,5329° respecto a la horizontal. La altura del edificio varía, siendo de 15 metros en su punto más alto y 10 metros en su punto más bajo. En términos de orientación, el edificio se encuentra orientado a 33,72° respecto al sur.

Los datos de inclinación y orientación son necesarios para la determinación de los valores reales de irradiación sobre la superficie del tejado del edificio, lo que afecta a la generación eléctrica de la instalación solar fotovoltaica a dimensionar.



Figura 1 – Cubierta de edificio sobre el que se dimensiona instalación solar fotovoltaica [1]

A pesar de disponer de una superficie considerable para la instalación, el edificio enfrenta un desafío importante debido a la presencia de sombras generadas por los edificios circundantes, los cuales son significativamente más altos. Además, el tejado del edificio sobre el que se dimensiona la instalación cuenta con claraboyas que hacen inviable la instalación de paneles solares en determinadas áreas.



Figura 2 - Edificio en perspectiva [2]

Dicho tejado cuenta con un corte hacia el final del vértice noreste de la superficie.

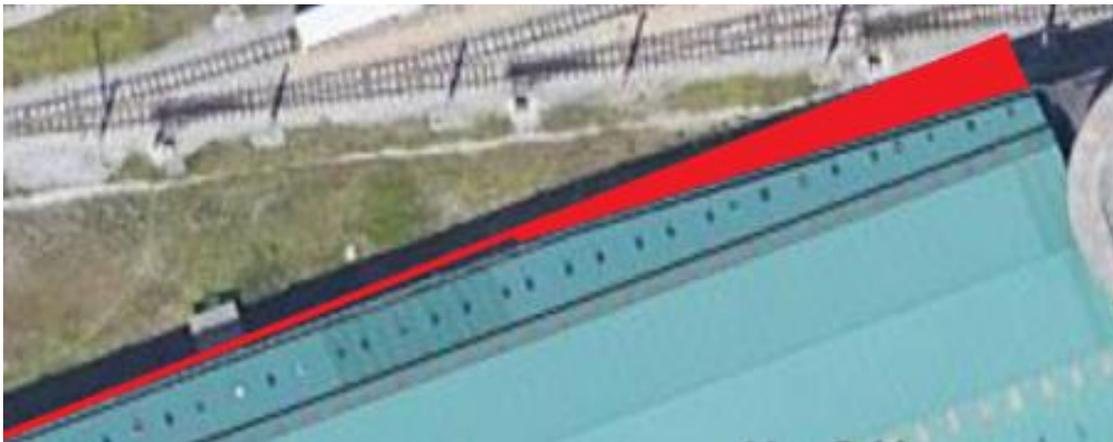


Figura 3 - Visualización del corte del edificio, modificada a partir de [1]

3 EMPRESA DISTRIBUIDORA Y EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA

La empresa encargada de la distribución de energía eléctrica en el lugar mencionado es "Viesgo Distribución Eléctrica S.L."

El propósito de la Planta Fotovoltaica que se dimensionará en este proyecto es generar energía eléctrica a partir de fuentes renovables con el objetivo de ser utilizada para autoconsumo. La energía generada será consumida instantáneamente, y en caso de haber excedentes, serán inyectados a la red eléctrica.

La evacuación de la energía se realizará en baja tensión, y el punto de evacuación estará ubicado aguas debajo de la protección general existente en la instalación, siguiendo las condiciones indicadas por la Compañía de Distribución Eléctrica de la Zona (Viesgo Distribución Eléctrica, S.L.). En este caso, la energía excedente será vertida a la red a través de la caja general de protección que actualmente suministra energía al edificio.

4 NORMATIVA DE APLICACIÓN

Son de aplicación para este proyecto las siguientes normativas:

- 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.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica y sus actualizaciones posteriores.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus actualizaciones posteriores.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, que aprueba el Código Técnico de la Edificación y sus actualizaciones posteriores.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y sus actualizaciones posteriores.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, que aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico y sus actualizaciones posteriores.
- 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 y sus actualizaciones posteriores.
- 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
- UNE-EN IEC 60670-1, Cajas y envoltorios para accesorios eléctricos en instalaciones eléctricas fijas para uso doméstico y análogos. Parte 1: Requisitos generales.
- UNE-EN 61439-3, Cuadros de distribución destinados a ser operados por personal no cualificado (DBO).
- UNE-EN 50085, Sistemas de canales para cables y sistemas de conductos cerrados de sección no circular para instalaciones eléctricas.
- UNE-HD 60364-5-52, Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.
- UNE 21089-1, Identificación de los conductores aislados de los cables.
- UNE-EN IEC 61730, Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV).

- UNE-EN 50380, Requisitos de marcado y de documentación para los módulos fotovoltaicos.
- UNE-EN 61215, Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 62093, Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos.
- UNE-EN 61683, Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- UNE-EN 62116, Inversores fotovoltaicos conectados a la red de las compañías eléctricas. Procedimiento de ensayo para las medidas de prevención de formación de islas en la red.
- UNE 21123, Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y sus actualizaciones posteriores.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 que establece el modelo de contrato tipo y factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5 ELECCIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E INVERSORES

Para la selección de los módulos e inversores a utilizar se ha realizado estudios de viabilidad para estimar cual sería el más apropiado en este caso.

En primer lugar, se ha de estudiar el espacio disponible para la colocación de los módulos. La superficie de 2692 m², cuenta con un total de 72 ventanas (43 por una cara y 29 por la otra) de 35x75 cm siendo 18,9 m² de la superficie anteriormente mencionada ocupados, quedándose la superficie disponible en 2673,1 m².



Figura 4 - Visualización de las claraboyas [1]

Una vez definida la superficie disponible para la colocación de los paneles fotovoltaicos, es necesario seguir el procedimiento mostrado a continuación:

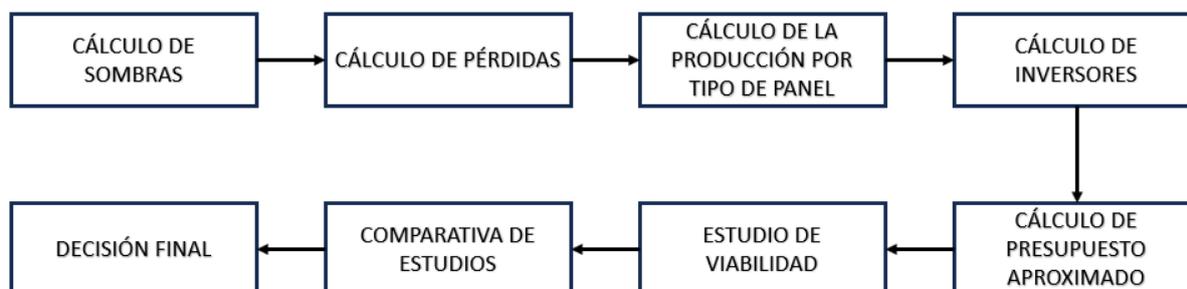


Figura 5 - Procedimiento del estudio de viabilidad empleado

Para el cálculo de la producción de electricidad entre muchos aspectos a considerar, es necesario tener en cuenta que la superficie disponible está formada por 4 partes diferenciadas por su inclinación y orientación, y por lo tanto por su irradiancia:

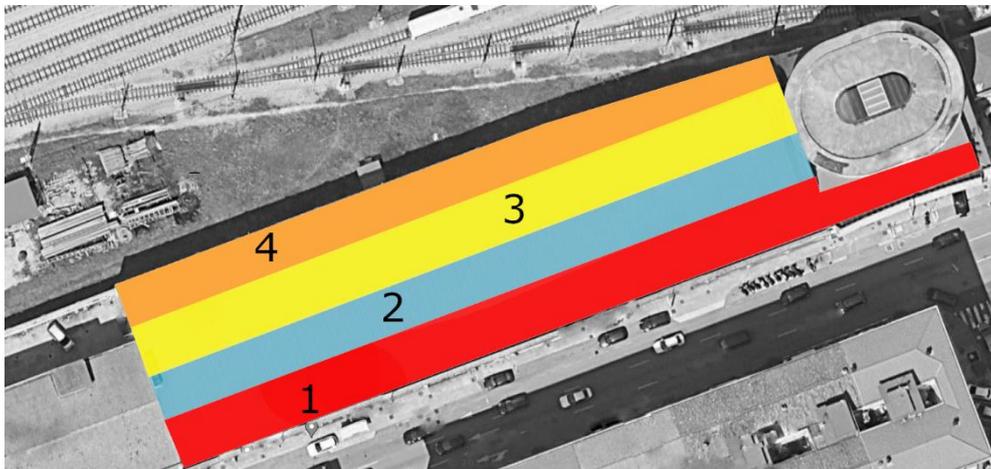


Figura 6 - Diferenciación de las distintas partes de la superficie, modificada a partir de [1]

- Parte Roja (1): inclinación de $28,753^\circ$ dando al sur
- Parte Azul (2): inclinación de $8,5329^\circ$ dando al sur
- Parte Amarilla (3): inclinación de $8,5329^\circ$ dando al norte
- Parte Naranja (4): inclinación de $28,753^\circ$ dando al norte

Se han seleccionado 4 módulos FV con distinto precio, potencia, eficiencia y vida útil para hacer una comparativa de qué modelo sería el más adecuado desde un punto de visto de rentabilidad económica. Los cuatro modelos evaluados han sido:

- Módulo ECO-480-500M-72SB, Eco Delta Power Co. (garantía de 15 años de 90,3% de su valor inicial de eficiencia, 480-500Wp, 0,3€/Wp).
- Módulo DM72-380-395, Ningbo Raytech New Energy Materials Co., Ltd. (garantía de 10 años de 91% de su valor inicial de eficiencia, 380-395, 0,219€/Wp).
- Módulo M10 PERC Series 400-415W, Ocean Solar Co., Ltd. (garantía de 12 años de 90% de su valor inicial de eficiencia, 400-415Wp, 0,211€/Wp).
- Módulo ECO-530-550M-72LHC, Eco Delta Power Co., Ltd. (garantía de 12 años de 91,95% de su valor inicial de eficiencia, 530-550W, 0,208€/Wp).

Del mismo modo, se han seleccionado 4 inversores con distintos precios, eficiencias y vidas útiles para hacer la comparativa. Los modelos evaluados han sido:

- Inversores SH5.0/6.0/8.0/10RT, TWE Solar GmbH (98-98,4% de rendimiento, 1500-1770€/Unidad).

5.1 MÓDULO ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO

Para este modelo el número mínimo de paneles a colocar para conseguir beneficio económico por tener una mayor generación de energía eléctrica con la instalación fotovoltaica en comparación con el consumo del edificio es 71. Puesto que no existe ninguna combinación posible de los inversores seleccionados se aumenta a 72. Los correspondientes cálculos están explicados en el Anexo II y los resultados en el Anexo III.

5.2 MÓDULO DM72-380-395, NINGBO RAYTECH NEW ENERGY MATERIALS CO., LTD

Para este panel el número mínimo de paneles para conseguir beneficio es 89. Puesto que no existe ninguna combinación posible de los inversores seleccionados se aumenta a 90. Los correspondientes cálculos están explicados en el Anexo II y los resultados en el Anexo III.

5.3 MÓDULO M10 PERC SERIES 400-415W, OCEAN SOLAR CO., LTD

Para este panel el número mínimo de paneles para conseguir beneficio es 85. Los correspondientes cálculos están explicados en el Anexo II y los resultados en el Anexo III.

5.4 MÓDULO ECO-530-550M-72LHC, ECO DELTA POWER CO., LTD

Para este panel el número mínimo de paneles para conseguir beneficio es 64. Los correspondientes cálculos están explicados en el Anexo II y los resultados en el Anexo III.

5.5 MÓDULO FOTOVOLTAICO SELECCIONADO

Habiendo realizado todos los estudios de viabilidad para los diferentes módulos fotovoltaicos planteados, se observa como el módulo fotovoltaico M10 PERC Series 400-415W, Ocean Solar Co., Ltd. es el más rentable como puede verse en el Anexo III, ya que permite obtener un mayor beneficio al cabo de los 25 años de vida estimada para esta instalación. Una vez seleccionado el módulo fotovoltaico a instalar se procede con el dimensionamiento del resto de la instalación.

6 SISTEMA ELÉCTRICO

Se utilizan las 'Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión'. De estas, la ITC-BT-40, es la que tiene como objeto y campo de aplicación las instalaciones generadoras.

Según esta, las instalaciones generadoras se clasifican atendiendo a su funcionamiento respecto a la red de distribución pública en:

- Instalaciones generadoras aisladas
- Instalaciones generadoras asistidas
- Instalaciones generadoras interconectadas, siendo estas:
 - c1) Las instalaciones generadoras con punto de conexión en la red de distribución de baja tensión en la que hay otros circuitos e instalaciones de baja tensión conectados a ella, independientemente de que la finalidad de la instalación sea tanto vender energía como alimentar cargas, en paralelo con la red.
 - c2) Las instalaciones generadoras con punto de conexión en la red de alta tensión mediante un transformador elevador de tensión, que no tiene otras redes de distribución de baja tensión que alimentan cargas ajenas, conectadas a él. Este esquema, está igualmente incluido en las condiciones del REBT, aunque por su consideración de instalación generadora conectada directamente a la red de AT requiere condiciones especiales de conexión, atendiendo a las reglamentaciones vigentes sobre protecciones y condiciones de conexión en alta tensión.

Esta instalación es una instalación generadora interconectada tipo c1.

El siguiente esquema representa todas las clasificaciones posibles según su funcionamiento respecto a la red de distribución pública mencionada anteriormente:

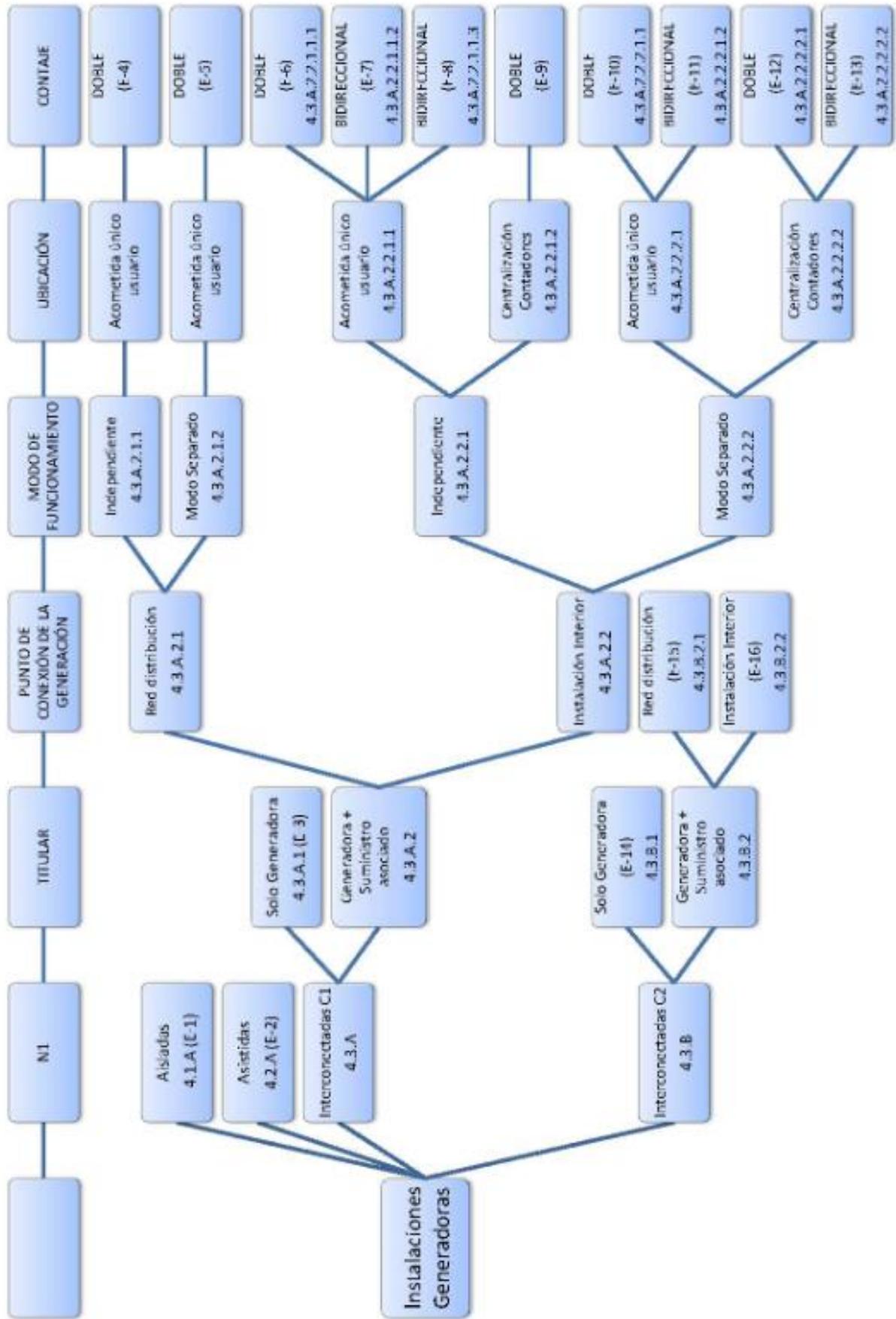


Figura 7 - Esquema de las posibles instalaciones generadoras [3]

Dichas instalaciones están constituidas estructuralmente por las mismas que las instalaciones de enlace (ITC-BT-12) y son:

- Caja General de Protección (CGP)
- Línea General de conexión (LGC)
- Interruptor general de maniobra (IGM)
- Equipo de medida de generación (EMG)
- Línea Individual del generador (LIG)
- Interruptor de Control de Potencia (ICP)
- Dispositivos de Protección Interiores (DPI)
- Equipo generador (GEN)

La conexión de la instalación generadora no deberá afectar al funcionamiento normal de la red ni a la calidad del suministro de los clientes conectados a ella. Tampoco deberá producir cambios en la filosofía de explotación, protección y desarrollo de esta. El punto de conexión debe tener elementos que cumplan las funciones de corte y aislamiento de la red, accesibles, en todo momento a la empresa distribuidora, a efectos de poder desconectar la instalación generadora.

<u>INTERCONECTADAS TIPO C1</u>	TITULAR	CONEXIÓN GENERACIÓN	FUNCIONAMIENTO	UBICACIÓN	MEDIDA
Esq-3	SÓLO GENERACIÓN (G)	RED DISTRIBUCIÓN (R)	INDEPENDIENTE (I)	ACOMETIDA (U) ÚNICO USUARIO	SÓLO GENERACIÓN (G)
Esq-4	SUMTRO ASOCIADO (A)	RED DISTRIBUCIÓN (R)	INDEPENDIENTE (I)	ACOMETIDA (U) ÚNICO USUARIO	DOBLE (D) GENERAC/CONSUMO
Esq-5	SUMTRO ASOCIADO (A)	RED DISTRIBUCIÓN (R)	MODO SEPARADO (S)	ACOMETIDA (U) ÚNICO USUARIO	DOBLE (D) GENERAC/CONSUMO
Esq-6	SUMTRO ASOCIADO (A)	INSTALACIÓN INTERIOR (P) LGA	INDEPENDIENTE (I)	ACOMETIDA (U) ÚNICO USUARIO	DOBLE (D) GENERAC/CONSUMO
Esq-7	SUMTRO ASOCIADO (A)	INSTALACIÓN INTERIOR (P) DI	INDEPENDIENTE (I)	ACOMETIDA (U) ÚNICO USUARIO	ÚNICO BIDIRECCIONAL (B)
Esq-8	SUMTRO ASOCIADO (A)	INSTALACIÓN INTERIOR (P) A DGMP o CMP	INDEPENDIENTE (I)	ACOMETIDA (U) ÚNICO USUARIO	ÚNICO BIDIRECCIONAL (B)
Esq-9	SUMTRO ASOCIADO (A)	INSTALACIÓN INTERIOR CENTRALIZACIÓN	INDEPENDIENTE (I)	CENTRALIZAC CONTADORES (C)	DOBLE (D) GENERAC/CONSUMO
Esq-10	SUMTRO ASOCIADO (A)	INSTALACIÓN INTERIOR (P) LGA	MODO SEPARADO (S)	ACOMETIDA (U) ÚNICO USUARIO	DOBLE (D) GENERAC/CONSUMO
Esq-11	SUMTRO ASOCIADO (A)	INSTALACIÓN INTERIOR (P) DI	MODO SEPARADO (S)	ACOMETIDA (U) ÚNICO USUARIO	ÚNICO BIDIRECCIONAL (B)
Esq-12	SUMTRO ASOCIADO (A)	INSTALACIÓN INTERIOR CENTRALIZACIÓN	MODO SEPARADO (S)	CENTRALIZAC CONTADORES (C)	DOBLE (D) GENERAC/CONSUMO
Esq-13	SUMTRO ASOCIADO (A)	INSTALACIÓN INTERIOR (P) DI	MODO SEPARADO (S)	CENTRALIZAC CONTADORES (C)	ÚNICO BIDIRECCIONAL (B)

Figura 8 - Esquema de instalaciones interconectadas (C1) [3]

Siendo el conexionado de esta instalación:

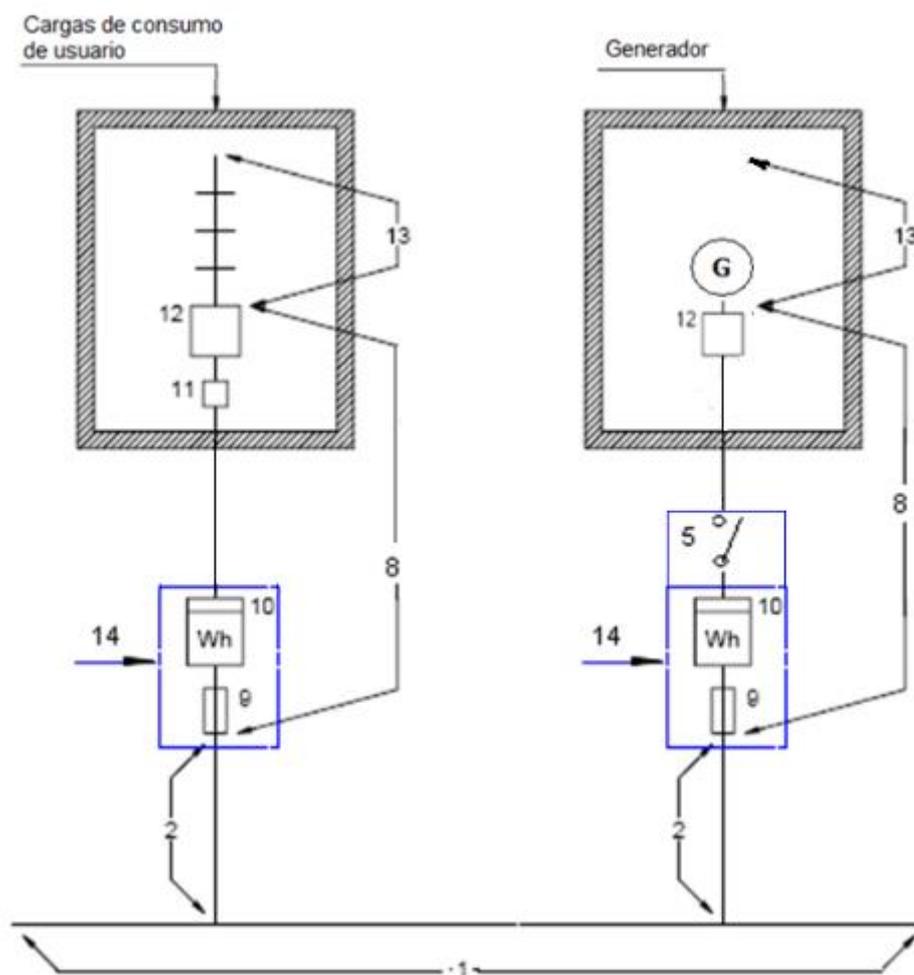


Figura 9 - Esquema 4 [3]

6.1 ACOMETIDA, LÍNEA GENERAL DE CONEXIÓN (LGC), CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN (CGP), CONTADORES Y DERIVACIÓN

Todos los componentes que integran esta sección son exclusivos de la instalación eléctrica del edificio y no sufrirán modificaciones en ningún momento. La potencia generada por la instalación fotovoltaica no afecta ni altera los elementos ya existentes, ya que la energía producida es plenamente compatible con todos los componentes en funcionamiento.

En consecuencia, la instalación fotovoltaica puede considerarse como una ampliación complementaria de la instalación eléctrica preexistente.

6.2 CUADRO GENERAL DE DISTRIBUCIÓN

El cuadro de distribución es aquel que está presente antes de la instalación, es decir, el que forma parte de la instalación eléctrica original. Esta caja no se verá afectada por la instalación fotovoltaica.

6.3 DISPOSITIVOS DE MANDO Y PROTECCIÓN

Los dispositivos de protección de la instalación fotovoltaica se instalarán en una caja auxiliar independiente del cuadro general de distribución, procurando que la distancia entre los elementos sea mínima, aunque no es un requisito indispensable. Esta caja de protecciones se colocará a una altura entre 1,4 y 2 m, medida desde el suelo, para facilitar su acceso.

Las envolventes de los cuadros deben cumplir con la normativa vigente, especialmente las normas UNE-EN IEC 60670-1 y UNE-EN 61439-3, asegurando un grado de protección mínimo de IP30.

Los dispositivos con requerimiento en la instalación son:

- Interruptor general automático de corte omnipolar, que cumpla la ITC-BT-22.
- Interruptor diferencial general, con una intensidad asignada igual o superior al automático y con una sensibilidad mínima de 30 mA, cumpliendo la ITC-BT-24.

Estos dispositivos serán instalados después del interruptor diferencial general de la instalación original, para garantizar la integridad de todos los elementos preexistentes.

Es importante que en la caja de protecciones se muestre de forma permanente el nombre o marca comercial de cada elemento, así como su fecha de instalación y la intensidad asignada al interruptor automático. Esto permitirá una adecuada identificación y mantenimiento de la instalación fotovoltaica.

6.4 CANALIZACIÓN

Las canalizaciones son elementos esenciales para la protección de los conductores en la instalación eléctrica, y deben seguir las pautas establecidas en las ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

En la instalación fotovoltaica, se utilizan dos tipos de canalizaciones distintas:

- Bandeja perforada: Esta se emplea para llevar los conductores desde los módulos fotovoltaicos hasta el extremo de la cubierta. La bandeja perforada debe cumplir con las prescripciones de la Norma UNE-EN 50.085 y contar con características mínimas

de resistencia. Es importante que el número de conductores que alberga la bandeja sea compatible con una disposición que facilite su tendido.

- Tubo empotrado en pared: Este método se utiliza para llevar el cableado desde la cubierta hasta los inversores y desde estos hasta el cuadro de protecciones. La superficie interior de los tubos debe estar en perfecto estado, sin aristas, fisuras o desperfectos que puedan dañar los conductores. Además, las características de protección en la unión entre el tubo y otros elementos no deben ser inferiores a las del propio tubo. La instalación de los tubos debe seguir las indicaciones de la norma UNE-HD 60364-5-52, junto con las ITC-BT-19 e ITC-BT-20.

En ambos casos, es esencial cumplir con las normativas mencionadas y garantizar que las canalizaciones proporcionen una adecuada protección para los conductores de la instalación eléctrica fotovoltaica.

Los cálculos están recogidos en el Anexo IV.

6.5 CONDUCTORES

Los conductores siempre serán de cobre en cuanto a material, encontrándose siempre con un aislamiento adecuado.

Para conectar desde los módulos fotovoltaicos hasta los inversores, se emplea un tipo especial de cable diseñado específicamente para esta aplicación. Estos conductores están optimizados para obtener un mayor rendimiento en la instalación y, además, poseen una vida útil más prolongada. También son autoextinguibles y emiten bajos niveles de gases nocivos en caso de incendio, lo que reduce los riesgos en situaciones de emergencia.

Con el fin de facilitar su identificación, los conductores estarán diferenciados mediante un sistema de colores en sus aislamientos. El conductor neutro se identificará con color azul, la tierra con verde y amarillo, y las diferentes fases podrán ser identificadas con negro, marrón y gris.

La sección de los conductores se calculará teniendo en cuenta la caída de tensión máxima admisible entre el origen de la instalación y cualquier punto dentro de ella. Esta caída de tensión no deberá superar el 1,5% para derivaciones individuales, el 3% para sistemas de alumbrado y el 5% para circuitos de fuerza [4]. Este cálculo garantiza un funcionamiento eficiente y seguro de la instalación fotovoltaica.

Es fundamental proteger los conductores de protección ante posibles daños mecánicos o químicos.

Los conductores aislados deberán tener una tensión mínima de 450/750 V y podrán ser colocados bajo tubos protectores, siempre procurando que estén empotrados o cuenten con una cubierta de protección. Estos tubos protectores deberán colocarse en huecos de construcción que estén hechos con materiales que tengan una resistencia al fuego mínima de RF-120, garantizando así la seguridad contra incendios.

En el caso de conductores rígidos, deberán tener una tensión mínima de 600/1000 V y siempre se colocarán sobre bandejas o fijados a las paredes. La instalación del cableado se realizará de manera que no comprometa las características de seguridad contra incendios.

En toda la instalación, se utilizarán cables que cumplan con la normativa UNE-EN 50.085-1 y que sean "no propagadores de la llama". Esto asegurará que los cables no contribuyan a la propagación de un incendio en caso de que ocurra algún accidente.

El cálculo de las secciones de toda la instalación se realiza de acuerdo con lo presentado en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Instrucción Técnica Complementaria 19.

Los cálculos están recogidos en el Anexo IV.

6.6 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Los sistemas de protección son componentes esenciales que aseguran la integridad de la instalación eléctrica y la seguridad de las personas que interactúan con ella, tanto si están manipulándola como si simplemente están cerca de la misma. Su función primordial es prevenir posibles accidentes, reducir riesgos y garantizar un funcionamiento seguro y confiable de la instalación fotovoltaica.

La instalación debe estar protegida contra sobretensiones transitorias según lo establecido en la ITC-BT-23 como instalación fija de categoría III o IV en función de su ubicación. Es recomendable seguir los criterios indicados en la ITC-BT-23 para la instalación de dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias y también contra sobretensiones temporales.

En todas aquellas instalaciones ubicadas en la intemperie no cubiertas por el Código Técnico de la Edificación (por ejemplo, huertos solares, parques eólicos, etc.) deberá considerarse la necesidad de instalar sistemas de protección externos contra el rayo.

Para la protección contra contactos indirectos se montará una protección diferencial que se puede integrar en un sistema de supervisión de la instalación (contactos auxiliares, gestión de planta, etc.).

Se recomienda la instalación de sistemas que eviten la falta de producción por un disparo intempestivo. Estos sistemas pueden ser, por ejemplo:

- Sistemas de reconexión automática
- Utilización de protecciones diferenciales adecuadas para evitar los disparos intempestivos previsibles

Además, se han utilizados los indicados por la ficha técnica del módulo fotovoltaico siendo la caja de protección de uniones IP 68.

Además, los inversores cuentan con:

- LVRT (Low Voltage Ride Through): ayuda a estabilizar la red y evitar cortes de energía.
- Protección anti-islanding: consiste en aquella función de protección encargada de evitar que dicha instalación permanezca energizada cuando la red sea desenergizada (ya sea por un evento programado o no programado).
- Protección cortocircuito AC.
- Protección de corriente de fuga.
- Interruptor de DC.
- Fusible de DC.
- SPD DC Type II/ AC Type II: es un equipo que protege los aparatos de las sobretensiones.

Por otro lado, la puesta a tierra deberá cumplir lo mostrado en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, más concretamente en la ITC-BT-18.

Los cálculos están en el Anexo IV.

7 ESTRUCTURA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

El sistema de sujeción es responsable de fijar los paneles solares en su lugar. En la práctica, existen diferentes grupos de estructuras empleadas como sistemas de sujeción:

- Sistema coplanar: Este sistema se utiliza en cubiertas inclinadas y generalmente consiste en un conjunto de perfiles donde se sujetan los módulos mediante grapas. La forma de anclar la perfilería a la cubierta puede variar según el tipo de tejado que exista, como paneles sándwich, tejas árabes o pizarras. Es importante destacar que si la cubierta está hecha de uralita, la instalación no se podría llevar a cabo sin su sustitución debido a las restricciones sobre la manipulación de la uralita.
- Estructura de vela o lastradas: Este sistema se emplea en instalaciones sobre cubiertas planas o en el suelo. Permite inclinar los paneles para mejorar la captación de la radiación solar. Estas estructuras suelen ser de aluminio y se fijan al terreno mediante hormigonado. No obstante, en la actualidad, existen sistemas igualmente válidos y más económicos, como bloques de hormigón diseñados específicamente para estas aplicaciones.

Estos sistemas de sujeción aseguran una correcta colocación de los paneles solares y optimizan su rendimiento al aprovechar de manera eficiente la radiación solar.

El sistema empleado en este proyecto debido a las características de la cubierta será coplanar de tejado a dos aguas. Se utilizarán dos sistemas diferentes dependiendo de la zona.

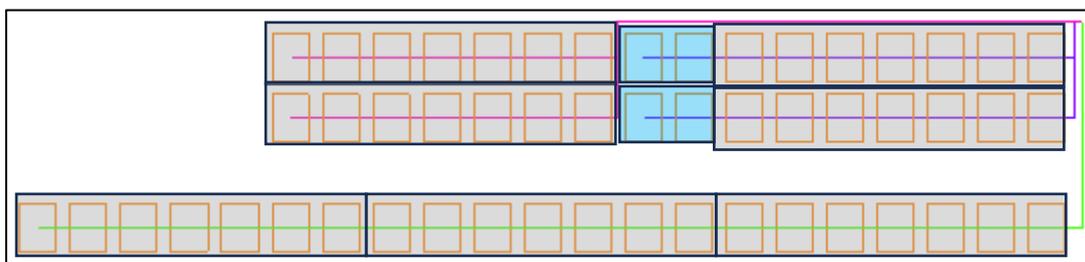


Figura 10 - Esquema general de la instalación con distribución de los sistemas de montaje.

Para la colocación de siete paneles fotovoltaicos juntos se utilizarán los sistemas de montaje HQ Mount Pre-assembled Aluminium Solar Carport (representados en gris en la Figura 10) y para las colocaciones de dos paneles fotovoltaicos juntos se utilizarán los sistemas HQ-GT4 Double Post Solar Ground Mounting Solution (representados en azul) ambos de Xiamen Mount Tech Co., Ltd como se muestran en la Figura 10.

8 RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La instalación de paneles fotovoltaicos aquí dimensionada se ha realizado teniendo en cuenta que sea aquella que requiera el mínimo número de paneles a instalar para poder garantizar un balance anual positivo respecto al cobro por inyección de excedentes y el pago por falta de energía eléctrica consumida en el edificio.

Como se puede apreciar en la gráfica, en los meses de invierno (enero, febrero, noviembre y diciembre) hay mayor consumo que generación, creando una necesidad de pago por falta de energía. En los meses de verano, ocurre el caso contrario, siendo la generación mayor que el consumo, y creando un cobro por excedentes.

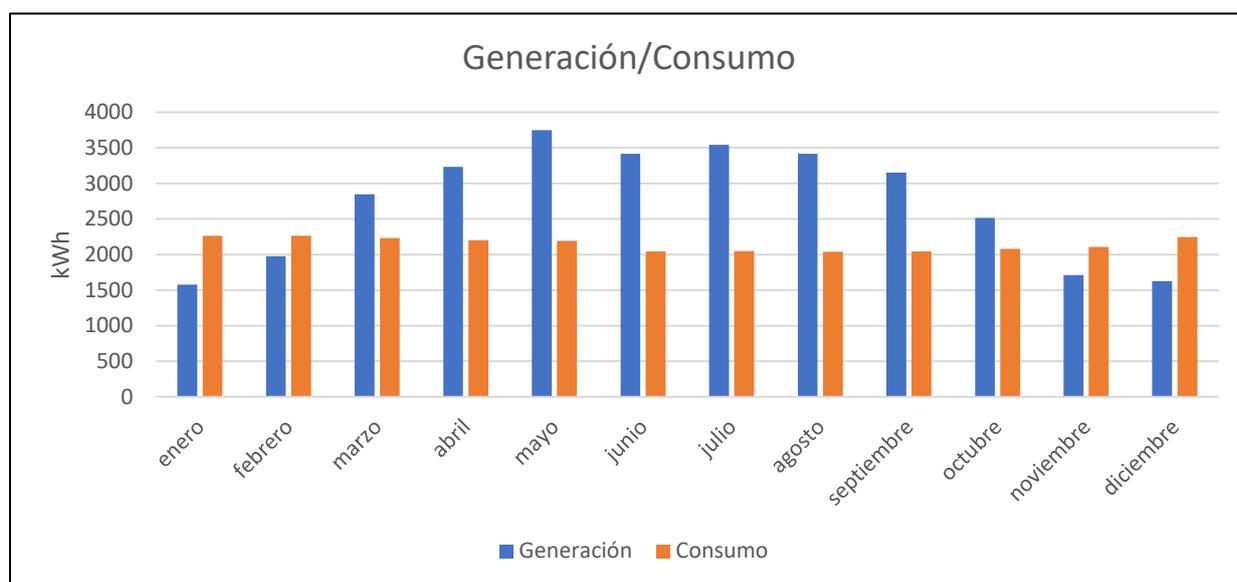


Figura 11 - Comparación de la generación y el consumo por mes

La siguiente gráfica muestra el balance de cobro y pago en euros, teniendo en cuenta que lo que se busca es que sea lo más próximo a 0 (la mínima instalación posible, con menor coste) pero siempre con balance positivo.

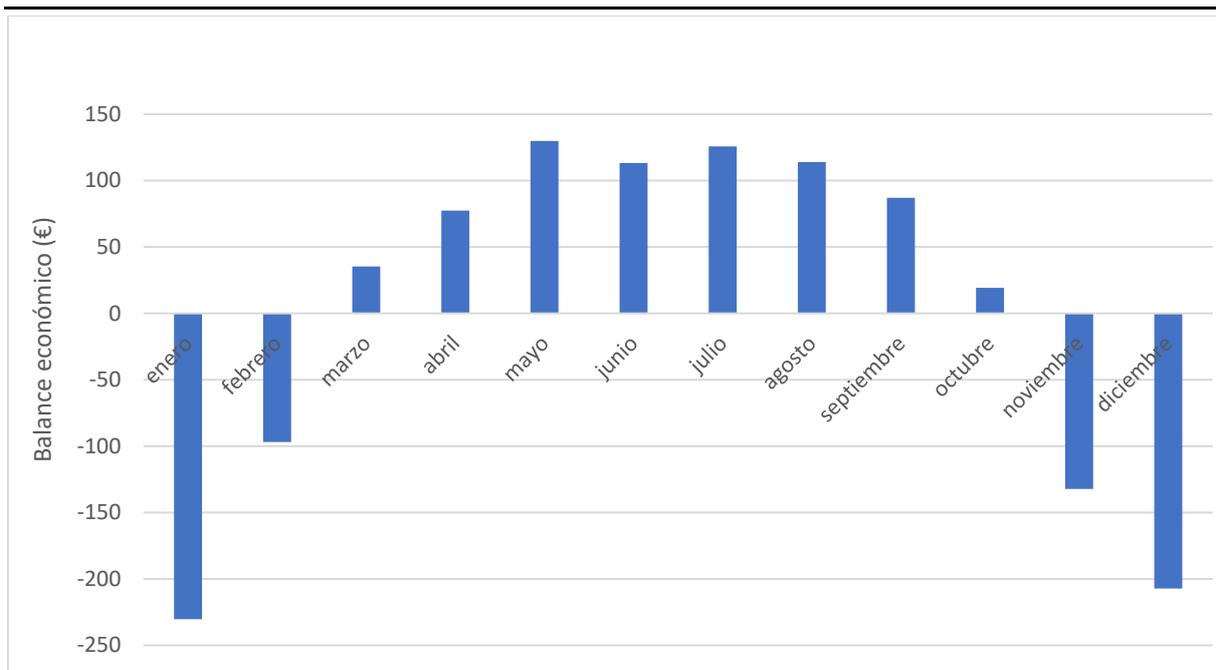


Figura 12 - Balance económico de la instalación

9 TRÁMITES ADMINISTRATIVOS

9.1 TRÁMITES PREVIOS A LA INSTALACIÓN

Los trámites exigidos por la legislación previa realización de la instalación son:

- Tramitación de las subvenciones. Para la obtención de las ayudas por la realización de instalaciones fotovoltaicas, estas deben de ser solicitadas previa realización de la instalación. Se pide mediante una orden de convocatoria en la sede correspondiente del órgano sustantivo al emplazamiento, que en este proyecto es la Consejería de Industria.
- Licencia de Obra. Solicitud al Ayuntamiento del permiso para la realización de la instalación, realizando los obligatorios pagos para su tramitación.

9.2 TRÁMITES POSTERIORES A LA INSTALACIÓN

Los trámites exigidos por la legislación tras la realización de la instalación son:

- Licencia de Actividad: es una licencia municipal obligatoria para que en un local, nave u oficina se pueda ejercer una actividad comercial, industrial o de servicios.
- Inspección inicial. Antes de la puesta en servicio de la instalación fotovoltaica, se ha de superar una inspección realizada por un Organismo de Control Autorizado (OCA).
- Certificado final de obra. Emisión por parte de la dirección técnica de fin de las obras, mostrando las principales características de la instalación.
- Legalización de la instalación. Inscripción de la planta fotovoltaica en el Servicio de Energía y la Consejería de Industria.

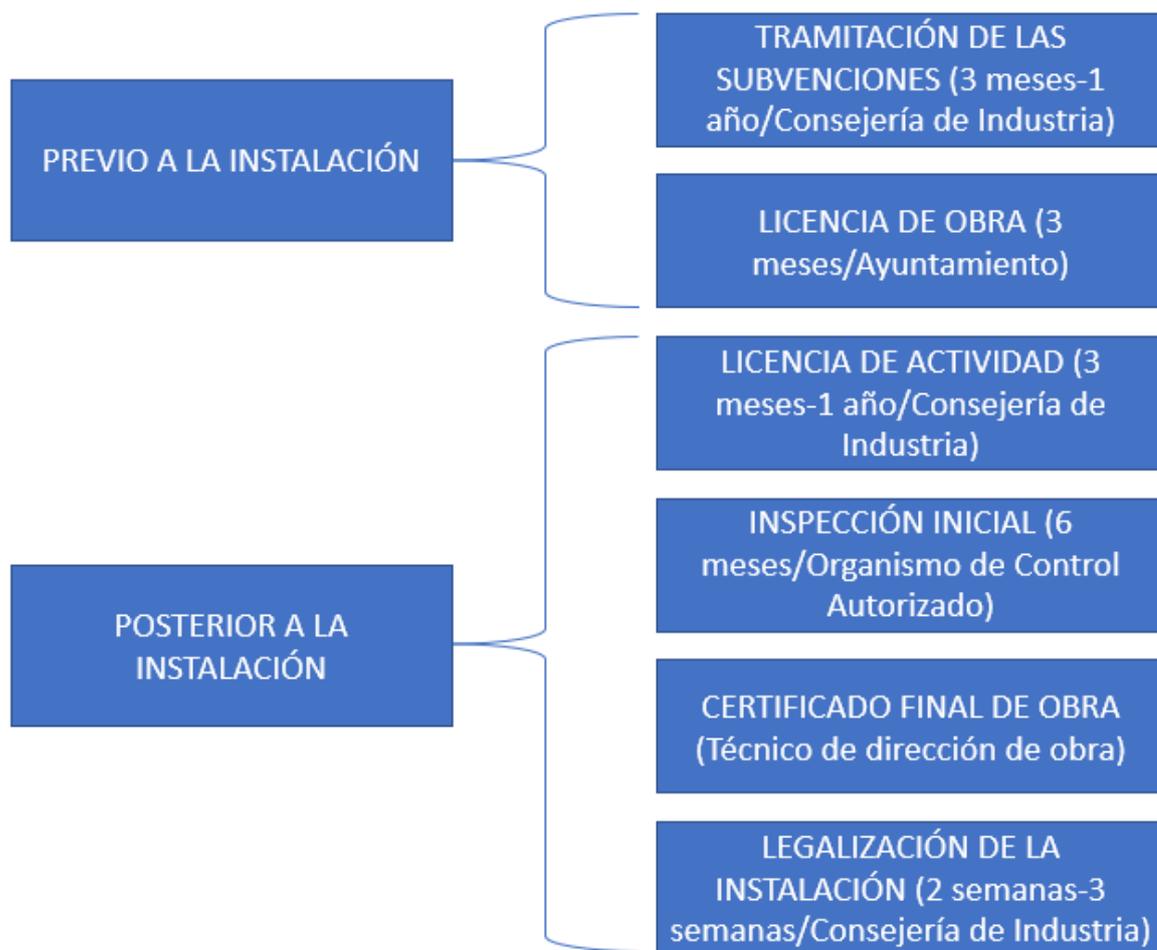


Figura 13 - Esquema de las tramitaciones administrativas

10 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Google, LLC, «Google Maps,» 6 junio 2023. [En línea]. Available: <https://www.google.es/maps/?hl=es>.
- [2] Google, LLC, «Google Earth,» 6 junio 2023. [En línea]. Available: <https://www.google.com/intl/es/earth/>.
- [3] C. y. T. Ministerio de Industria, «ITC - BT - 40,» 13 septiembre 2023. [En línea]. Available: https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/Guia_bt_40_sep13R1.pdf. [Último acceso: 15 julio 2023].
- [4] C. y. T. Ministerio de Industria, «ITC - BT - 19,» 3 septiembre 2023. [En línea]. Available: http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/Guia_Tecnica_REBT/guia_bt_19_sep03R1.pdf. [Último acceso: 15 julio 2023].
- [5] IDAE, «Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía,» [En línea]. Available: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwj5v7zO9Of_AhVpT6QEHTeUBaMQFnoECA8QAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.idae.es%2Fsites%2Fdefault%2Ffiles%2Fdocumentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas.
- [6] C. Europea, «PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM,» [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/. [Último acceso: 25 junio 2023].
- [7] SUNGROW, «SunGrowPower,» 15 julio 2023. [En línea]. Available: <https://spa.sungrowpower.com/upload/file/20220413/ES%20DS%20SH5.0RT%206.0RT%208.0RT%2010RT%20Ficha%20T%C3%A9cnica.pdf>. [Último acceso: 15 julio 2023].
- [8] «Norma UNE-HD 60364-5-52,» 8 noviembre 2022. nstalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones [En línea]. [Último acceso: 15 julio 2023].
- [9] P. Group, «Prysmian Group,» 2023. [En línea]. Available: <https://es.prysmiangroup.com/>. [Último acceso: 15 julio 2023].

- [10] C. y. T. Ministerio de Industria, «ITC - BT - 21,» 3 septiembre 2023. [En línea]. Available: https://www.tuveras.com/reglamentos/guiatecnica/guia_bt_21_sep03R1.pdf. [Último acceso: 15 julio 2023].
- [11] C. y. T. Ministerio de Industria, «Documento Básico - Seguridad Estructural - Acciones en la edificación,» abril 2009. [En línea]. Available: <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/SE/DBSE-AE.pdf>. [Último acceso: 15 julio 2023].
- [12] T. España, «TotalEnergies España,» TotalEnergies España, 1 julio 2023. [En línea]. Available: <https://www.totalenergies.es/es/hogares/atencion-al-cliente/que-necesitas/compensacion-excedentes-instalacion-solar>.
- [13] MiCocheElectrico, «MiCocheElectrico,» 1 julio 2023. [En línea]. Available: <https://micocheelectrico.com/coches-electricos-nissan/ficha-tecnica-y-precio-nissan-leaf/>. [Último acceso: 1 julio 2023].
- [14] TuTiempo, «TuTiempo,» TuTiempo, 1 julio 2023. [En línea]. Available: <https://www.tutiempo.net/clima/2022/ws-80230.html>. [Último acceso: 1 julio 2023].

DOCUMENTO II. ANEXOS

ÍNDICE ANEXOS

DOCUMENTO II. ANEXOS.....	38
ANEXO I. FICHAS TÉCNICAS	40
ANEXO II. DESARROLLO DEL ESTUDIO DE VIABILIDAD	50
ANEXO III. ESTUDIOS DE VIABILIDAD.....	72
ANEXO IV. CÁLCULOS ELÉCTRICOS	82
ANEXO V. CÁLCULOS MECÁNICOS	110
ANEXO VI. DATOS DE IRRADIANCIA.....	116

ANEXO I. FICHAS TÉCNICAS

En este Anexo se detallan las fichas técnicas utilizadas durante el proyecto.

ECO DELTA High Efficiency Mono SHINGLED MODULE



ECO-480-500M-72SB

ELECTRICAL DATA @ STC

ECO-480M-72SB ECO-485M-72SB ECO-490M-72SB ECO-495M-72SB ECO-500M-72SB

Peak Power(Pmax)	(W)	480	485	490	495	500
Maximum Power Voltage (Vmp)	(V)	38.80	38.80	38.90	39.00	39.00
Maximum Power Current(Imp)	(A)	12.37	12.50	12.60	12.69	12.82
Open-circuit Voltage (Voc)	(V)	46.60	46.60	46.70	46.80	46.80
Short-circuit Current(Isc)	(A)	13.16	13.22	13.28	13.34	13.40
Module Efficiency	(%)	20.50	20.70	20.90	21.12	21.33
Operating Temperature		-40°C~+85°C				
Maximum System Voltage		□1500V				
Maximum Series Fuse Rating		20A				
Power Tolerance		0~5W				

*STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000W/ m² , Module Temperature 25°C, AM 1.5
 *Performance deviation of Voc [V], Isc [A], Vm [V] and Im [A] : ±3%

ELECTRICAL DATA @ NMOT

ECO-480M-72SB ECO-485M-72SB ECO-490M-72SB ECO-495M-72SB ECO-500M-72SB

Peak Power(Pmax)	(W)	361	365	369	373	376
MPP Voltage (Vmp)	(V)	37.00	37.00	37.10	37.20	37.20
MPP Current(Imp)	(A)	9.77	9.87	9.95	10.02	10.13
Open Circuit Voltage (Voc)	(V)	44.40	44.40	44.50	44.60	44.60
Short Circuit Current(Isc)	(A)	10.62	10.67	10.72	10.76	10.81

*Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), Irradiance of 800W/ m² , Spectrum AM 1.5, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Temperature coefficient of Pmax		-0.34%
Temperature coefficient of Voc		-0.27%
Temperature coefficient of Isc		0.04%
NMOT		43±2°C

MECHANICAL DATA

Cell Type		Mono, 166 cut
Cell Arrangement		408pcs
Dimension (L×W×H)		2056 x 1140 x 35 mm
Weight		25kg
Front Cover		3.2mm Tempered Glass
Frame		Anodized Aluminium Alloy
Junction Box		IP68, 2 Bypass Diodes
Cable Type		4mm ²
Length of Cable		1200mm
Connector		PV Connector

OPTIONAL

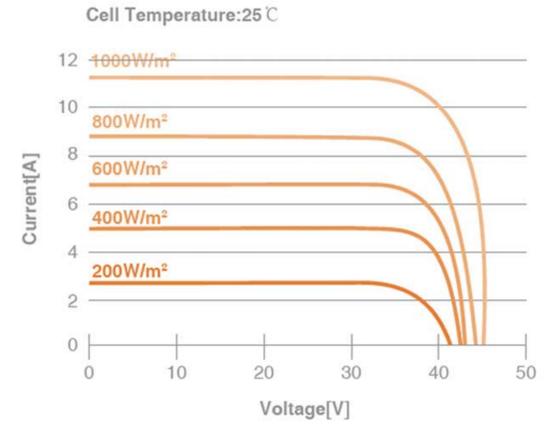
Frame		□Black
Backsheet		□Black
Connector		□Original MC4
Cable		□Customized
Junction Box		□IP68

PACKING MANNER

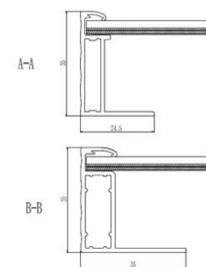
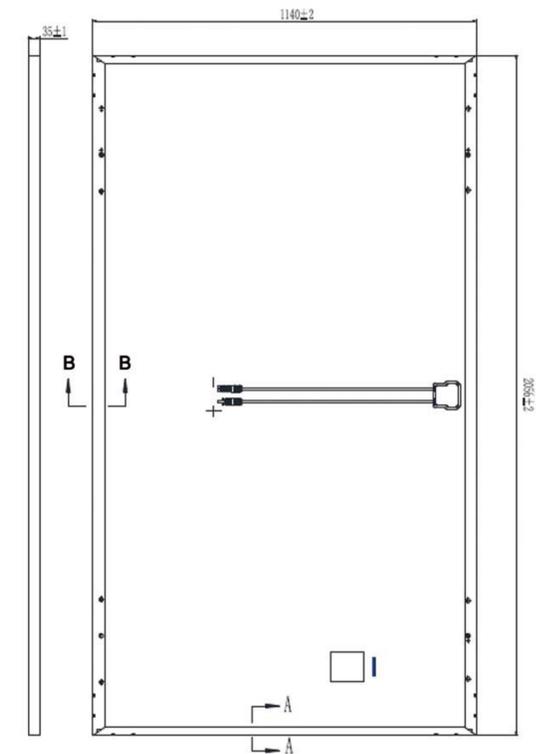
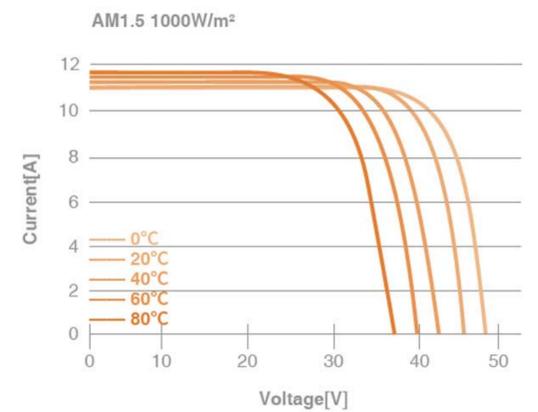
Packing Type		40'HQ
Piece/Pallet		31
Piece/Container		682

*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, ECO DELTA POWER CO., LTD Reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Current-Voltage Curve under different irradiance

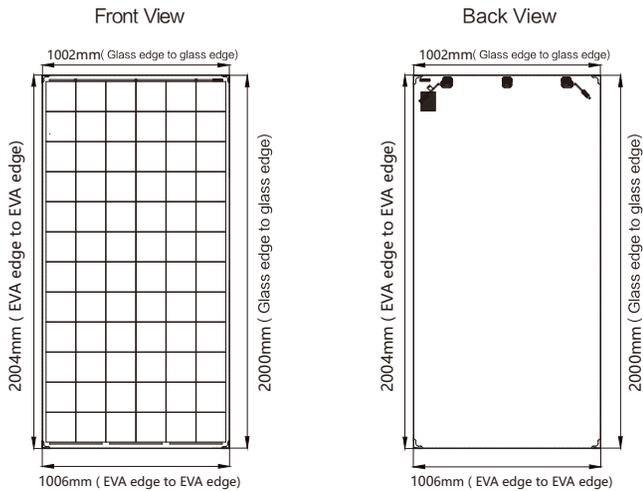


Current-Voltage Curve under different working temperatures



Premium Double-Glass Mono Module (72 Cells): 380-395W

ENGINEERING DRAWING MECHANICAL SPECIFICATIONS



Cell Type	Mono crystalline (158.75mm*158.75mm)
Solar Cells	72(6*12)
Module Dimension [mm]	2000*1002*6 (2004*1006*6with edge banding)
Weight [Kg]	28.0
Front Glass [mm]	2.5 Semi tempered coated glass
Interlayer	EVA/POE/PVB
Back Glass [mm]	2.5 Semi tempered glass
Junction Box	Ip67 Rated, 3 by-pass diodes
Connector	Multi-Contact MC4(or equivalent)
Frame	No frame
Maximum Load Capacity [Pa]	2400(wind load)/5400(snow load)

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

			DM72-380	DM72-385	DM72-390	DM72-395
STC: Air Mass AM1.5, Ir-radiance 1000W/m ² Cell temperature 25°C	Maximum Power at STC [Pmax]	[W]	380	385	390	395
	Open Circuit Voltage [Voc]	[V]	48.47	48.79	49.04	49.34
	Short Circuit Current [Isc]	[A]	9.98	10.06	10.13	10.20
	Voltage at Maximum Power point[Vm]	[V]	39.92	40.22	40.48	40.76
	Current at Maximum Power point[Im]	[A]	9.52	9.57	9.63	9.69
	Power Tolerance	[%]	0~+3%			
	Module Efficiency	[%]	18.9	19.2	19.4	19.7
NMOT: Air Mass AM1.5, Ir-radiance 800W/m ² Ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s.	Maximum Power at NMOT [Pmax]	[W]	281	285	289	292
	Open Circuit Voltage [Voc]	[V]	44.82	45.11	45.35	45.62
	Short Circuit Current [Isc]	[A]	8.05	8.11	8.17	8.23
	Voltage at Maximum Power point[Vm]	[V]	36.28	36.55	36.79	37.04
	Current at Maximum Power point[Im]	[A]	7.75	7.79	7.84	7.89
	Power Tolerance	[%]	0~+3%			

WORKING CONDITIONS TEMPERATURE COEFFICIENTS

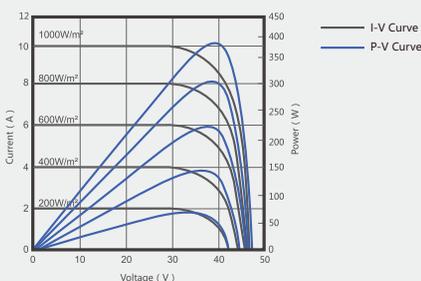
Maximum System Voltage	[V]	1000 DC(IEC) 1500 DC(IEC)
Operating Temperature	[°C]	-40~+85
Nominal Operating Cell Temperature	[°C]	45±3
Maximum rated current	[A]	15

Temperature Coefficient of Pmax	[%/°C]	-0.42
Temperature Coefficient of Voc	[%/°C]	-0.33
Temperature Coefficient of Isc	[%/°C]	0.04

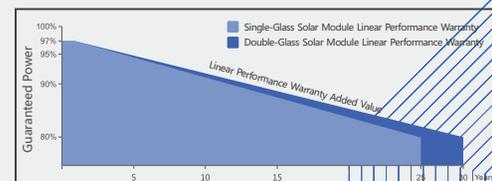
PACKAGE CONFIGURATION

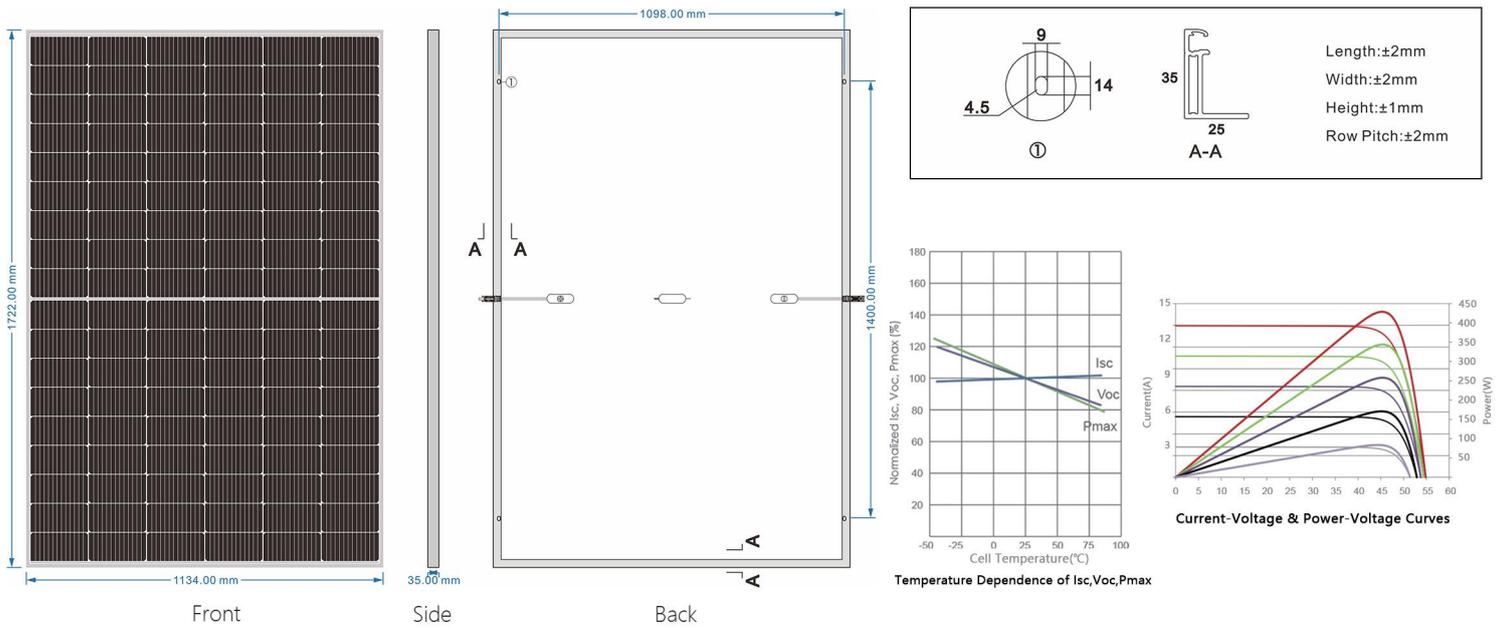
Per box 30 pieces	40" HQ 660 pieces
-------------------	-------------------

ELECTRICAL CURVES LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



NO MORE THAN 0.5% ANNUAL DEGRADATION OVER 30 YEARS





Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C

NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	AOX-54M10HC400W		AOX-54M10HC405W		AOX-54M10HC410W		AOX-72M10HC415W	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	400Wp	298Wp	405Wp	301Wp	410Wp	305Wp	415Wp	309Wp
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	30.42V	28.42V	30.52V	28.56V	30.62V	28.72V	30.79V	28.88V
Current at Maximum Power (Imp/A)	13.15A	10.47A	13.27A	10.55A	13.39A	10.62A	13.48A	10.69A
Open Circuit Voltage (Voc/V)	36.98V	34.90V	37.06V	34.98V	37.14V	35.05V	37.31V	35.21V
Short Circuit Current (Isc/A)	13.78A	11.13A	13.85A	11.19A	13.92A	11.24A	14.01A	11.32A
Module Efficiency(%)	20.50%		20.70%		21.00%		21.30%	

Mechanical Parameters

Cell Orientation	6*20 (120) solar half cells
Junction Box	IP 68 3 diodes
Output Cable	4.0mm ² solar cable(IEC) (+)≥350mm (-)≥350mm or customized
Glass	3.2mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Frame	35mm Anodized Aluminium Alloy
Weight	19.2kg
Dimension	1755*1038*35mm
Packaging	31pcs/pallets,858pcs/ 40HQ Container

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Product Warranty

Warranty for Materials and Processing	12 Year
Warranty for Extra Linear Power Output	30 Year

Operating Parameters

Operational Temperature	-40~+85 °C
Power Output Tolerance	0~5W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	1000/1500VDC(IEC)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	0.046%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.30%/°C

Product Certifications



Ocean Solar Co.,Ltd

E-mail:info@oceansolar.cn

Web:www.oceansolar.cn

© 2022 Ocean Solar All rights reserved.

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.



ECO DELTA MBB Mono Half-cut 182 Cell Double-glass-bifacial PV Module



ECO-530-550M-72LHC-DGDF

ELECTRICAL DATA @ STC		ECO-530M-72 LHC-DGDF	ECO-535M-72 LHC-DGDF	ECO-540M-72 LHC-DGDF	ECO-545M-72 LHC-DGDF	ECO-550M-72 LHC-DGDF
Peak Power(Pmax)	(W)	530	535	540	545	550
Maximum Power Voltage (Vmp)	(V)	41.57	41.80	42.03	42.26	42.49
Maximum Power Current(Imp)	(A)	12.75	12.80	12.85	12.90	12.95
Open-circuit Voltage (Voc)	(V)	49.63	49.76	49.89	50.02	50.15
Short-circuit Current(Isc)	(A)	13.50	13.55	13.60	13.65	13.70
Module Efficiency	(%)	20.47	20.67	20.86	21.05	21.25
Operating Temperature		-40°C~+85°C				
Maximum System Voltage		□1500V				
Maximum Series Fuse Rating		25A				
Power Tolerance		0~+3%				

*STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000W/ m² , Module Temperature 25°C, AM 1.5

ELECTRICAL DATA @ NMOT		ECO-530M-72 LHC-DGDF	ECO-535M-72 LHC-DGDF	ECO-540M-72 LHC-DGDF	ECO-545M-72 LHC-DGDF	ECO-550M-72 LHC-DGDF
Peak Power(Pmax)	(W)	401	405	409	413	417
MPP Voltage (Vmp)	(V)	38.45	38.65	38.88	39.07	39.27
MPP Current(Imp)	(A)	10.43	10.48	10.52	10.57	10.62
Open Circuit Voltage (Voc)	(V)	46.16	46.28	46.40	46.52	46.64
Short Circuit Current(Isc)	(A)	11.05	11.09	11.13	11.17	11.21

*Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), Irradiance of 800W/ m² , Spectrum AM 1.5, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Temperature coefficient of Pmax	-0.35%/k
Temperature coefficient of Voc	-0.25%/k
Temperature coefficient of Isc	0.04%/k
NMOT	43±2°C

MECHANICAL DATA

Cell Type	Mono-Crystalline, 182*91mm
Cell Arrangement	144pcs (2(6*12))
Dimension (L*W*H)	2285 x 1133 x 35 mm
Weight	31.8kg
Front Cover	2mm Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68, 3 Bypass Diodes
Cable Type	4mm ²
Length of Cable	1200mm
Connector	Compatible with MC4 PV Connector

OPTIONAL

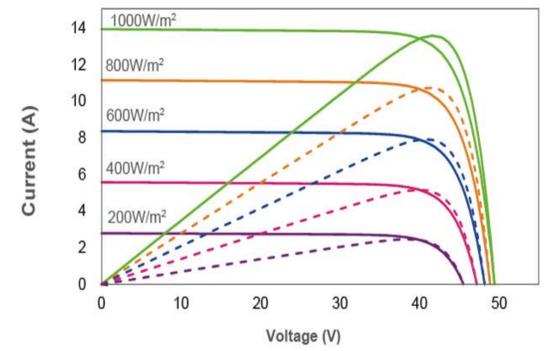
Frame	<input type="checkbox"/> Black
Backsheet	<input type="checkbox"/> 2mm Transparent Glass
Connector	<input type="checkbox"/> Original MC4
Cable	<input type="checkbox"/> Customized
Module Size	<input type="checkbox"/> Customized

PACKING MANNER

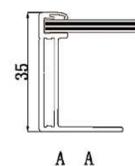
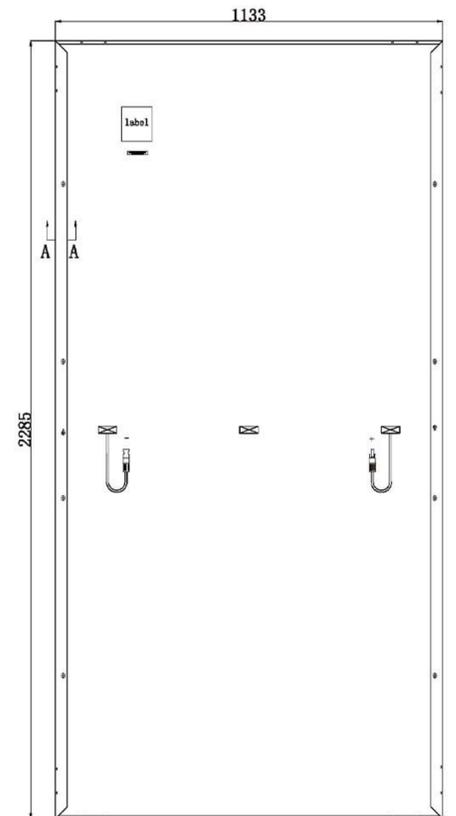
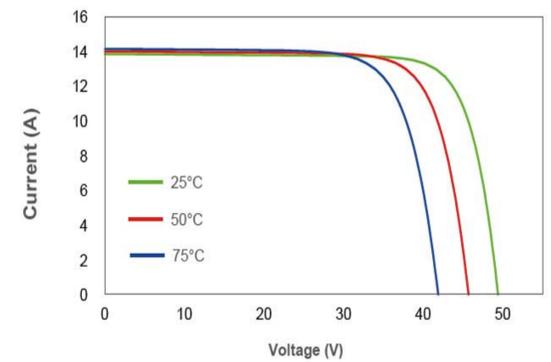
Packing Type	40'HQ
Piece/Pallet	30
Piece/Container	600

*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, ECO DELTA POWER CO., LTD Reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Current-Voltage Curve under different irradiance



Current-Voltage Curve under different working temperatures



Type designation	SH5.0RT	SH6.0RT	SH8.0RT	SH10RT
PV Input				
Max. PV input power	7500 W	9000 W	12000 W	15000 W
Max. PV input voltage			1000 V	
Startup voltage	180 V	250 V	250 V	250 V
Nominal input voltage			600 V	
MPP voltage range	150 V - 950 V	200 V - 950 V	200 V - 950 V	200 V - 950 V
MPP voltage range for nominal power	210 V - 850 V	250 V - 850 V	330 V - 850 V	280 V - 850 V
No. of MPPTs			2	
Max. number of PV strings per MPPT	1/1	1/1	1/1	1/2
Max. PV input current			25 A (12.5 A / 12.5 A)	
Max. current for input connector			16 A	
Short-circuit current of PV input	32 A (16 A / 16 A)	32 A (16 A / 16 A)	32 A (16 A / 16 A)	48 A (16 A / 32 A)
AC Input and Output				
Nominal AC output power	5000 W	6000 W	8000 W	10000 W
Nominal AC output current	7.3 A	8.7 A	11.6 A	14.5 A
Max. AC output apparent power	5000 VA	6000 VA	8000 VA	10000 VA
Max. AC output current	7.6 A	9.1 A	12.1 A	15.2 A
Nominal AC voltage		3 / N / PE, 220 / 380 V; 230 / 400 V; 240 / 415 V		
AC voltage range		270 - 480 V		
Nominal grid frequency / Grid frequency range		50 Hz / 45 - 55 Hz, 60 Hz / 55 - 65 Hz		
THD		<3 % (of nominal power)		
DC current injection		<0.5 % In		
Power factor		>0.99 / 0.8 leading to 0.8 lagging		
Protection				
LVRT			Yes	
Anti-islanding protection			Yes	
AC short circuit protection			Yes	
Leakage current protection			Yes	
DC switch (solar)			Yes	
DC fuse (battery)			Yes	
Overvoltage category		III [MAINS], II [PV] [BATTERY]		
SPD		DC Type II / AC Type II		
Battery Data				
Battery type			Li-ion battery	
Battery voltage			150 V - 600 V	
Max charge / discharge current			30 A* / 30 A*	
Max charge / discharge power	7500 W / 6000 W	9000 W / 7200 W	10600 W / 10600 W	10600 W / 10600 W
System Data				
Max. efficiency	98.0%	98.2%	98.4%	98.4%
European efficiency	97.2%	97.5%	97.9%	97.9%
Isolation method (solar / battery)		Transformerless / Transformerless		
Ingress protection rating		IP65		
Operating ambient temperature range		-25 °C - 60 °C		
Allowable relative humidity range (non-condensing)		0% - 100%		
Cooling method		Natural convection		
Max. operating altitude		4000 m (>3000 m derating)		
Noise (Typical)		30dB (A)		
Display		LED		
Communication		RS485, WLAN, Ethernet, CAN, 4×DI, 1×DO		
DC connection type		MC4 (PV) / Sunclix (Battery)		
AC connection type		Plug and play connector		
Compliance		IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, IEC / EN 61000-6-1, IEC / EN 61000-6-3, IEC / EN 61000-3, EN 62477-1, VDE-AR-N-4105, AS / NZS 4777.2		
Mechanical Data				
Dimensions (W * H * D)		460 * 540 * 170 mm		
Mounting method		Wall-mounting bracket		
Weight		27 kg		
Backup Data				
Nominal voltage		3 / N / PE, 220 Vac / 230 Vac / 240 Vac		
Frequency range		50Hz / 60Hz		
Total harmonic factor output voltage		2%		
Switch time to emergency mode		< 20ms		
Nominal output power	5000 W / 5000 VA	6000 W / 6000 VA	8000 W / 8000 VA	10000 W / 10000 VA
Peak output power	6000 W / 6000 VA, 5min 10000 W / 10000 VA, 10s	7200 W / 7200 VA, 5min 10000 W / 10000 VA, 10s	12000 W / 12000 VA, 5min	12000 W / 12000 VA, 5min
Parallel operation		Yes / 2		

* Depending on the connected battery



PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K



L C I E

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica: H1Z2Z2-K



Ensayos adicionales cable PRYSMIAN PRYSOLAR

Vida estimada	30 años *
Protección frente al agua	AD8 (test ac) **
	WET-I 1500
Resistencia a los rayos UVA	EN 50525-2-21 Ensayo mejorado de Prysmian Group específico FV: >1500 ciclos sumergido en agua a 70 °C con la máxima tensión continua (1800 Vdc)
Certificación	IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo E 720 h (360 ciclos)
Servicios móviles	Bureau Veritas LCIE
Doble aislamiento (clase II)	Sí
Temperatura máxima del conductor	Sí
Adecuado para sistemas anti-PID	90 °C (120 °C 20 000 h) 250 °C (cortocircuito)
Máxima tensión de tracción	Tensión máxima eficaz: 1200 V (>906 V) Tensión máxima de pico: 1697 V (>1468 V)
Resistencia al ozono	50 N/mm ² durante el tendido 15 N/mm ² en operación (instalado)
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; UNE-EN 50618 Tab.2 según UNE-EN 50396 tipo de prueba B
Prueba de contracción	IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; UNE-EN 60811-404).
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab. 2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab. 2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)
Resistencia de aislamiento a largo plazo (dc)	IEC 62930 Tab.2 y UNE-EN 50618 Tab.2 1000 h a 90 °C y 85 % de humedad para IEC 60068-2-78, UNE-EN- 60068-2-78
Respetuoso con el medio ambiente	IEC 62821-2; UNE-EN 50395-9 (240 h/85 °C agua /1,8 kVdc)
Ensayo de penetración dinámica	Directiva RoHS 2014/35/UE de la Unión Europea
Doblado a baja temperatura	IEC 62930 Anexo D; UNE-EN 50618 Anexo D
Resistencia al impacto en frío	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y UNE-EN 50618 Tab.2 según N 60811-1-4 y UNE-EN 60811-504 y -505
Durabilidad del marcado	Resistencia al impacto a -40 °C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506

* Para la estimación de la vida del cable se utilizó el ensayo de durabilidad térmica según la IEC 60216.

** La condición AD8 habitual es una autodeclaración de fabricante sin norma de referencia. Declara la posibilidad de funcionamiento del cable permanentemente sumergido pero el ensayo habitual está pensado para corriente alterna y hasta 450/750 V de tensión asignada del cable. Situación muy alejada de la realidad de las instalaciones fotovoltaicas. Los cables de Prysmian superan el ensayo especial WET-I 1500 a 1800 V en corriente continua.

Construcción

1. Conductor

Metal: cobre recocido estañado.

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

Temperatura máxima en el conductor:

90 °C (120 °C, por 20 000 h). 250 °C en cortocircuito.

2. Aislamiento

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

3. Cubierta

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

Colores: negro o rojo.

Aplicaciones

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores...). Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

Especialmente resistente a la acción del agua (AD8 + test especial para corriente continua WET-I 1500), en instalaciones subterráneas bajo tubo o conducto.

Indicado para el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

Sistemas de corriente continua (ITC-BT 53, UNE-HD 60364-7-712).

PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K



L C I E

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica: H1Z2Z2-K



Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm ²)	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (W/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Intensidad admisible bajo tubo enterrado (4) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	24	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	32	16,42
1x4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	42	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	53	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	70	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	91	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	116	1,59
1x35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	140	1,13
1x50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	166	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	204	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	241	0,42
1x120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	275	0,328
1x150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	311	0,264
1x185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	348	0,216
1x240	24,0	32,1	193	128	2304	0,0817	617	775	402	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar la corriente por 0,85.

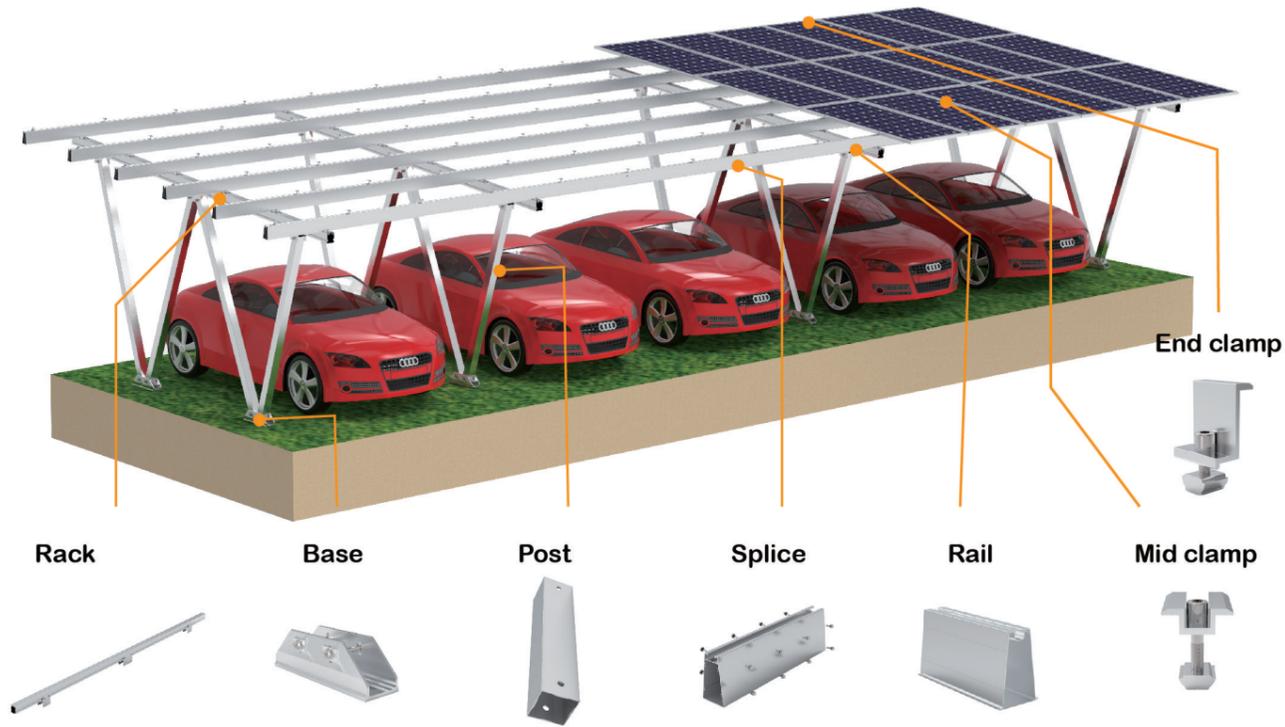
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

(4) Instalación bajo tubo enterrado con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W y temperatura del terreno 25 °C. XLPE2 con instalación tipo D1 (Cu) (monofásica o continua).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (30 años).

HQ-ASC01



PROJECT CASE

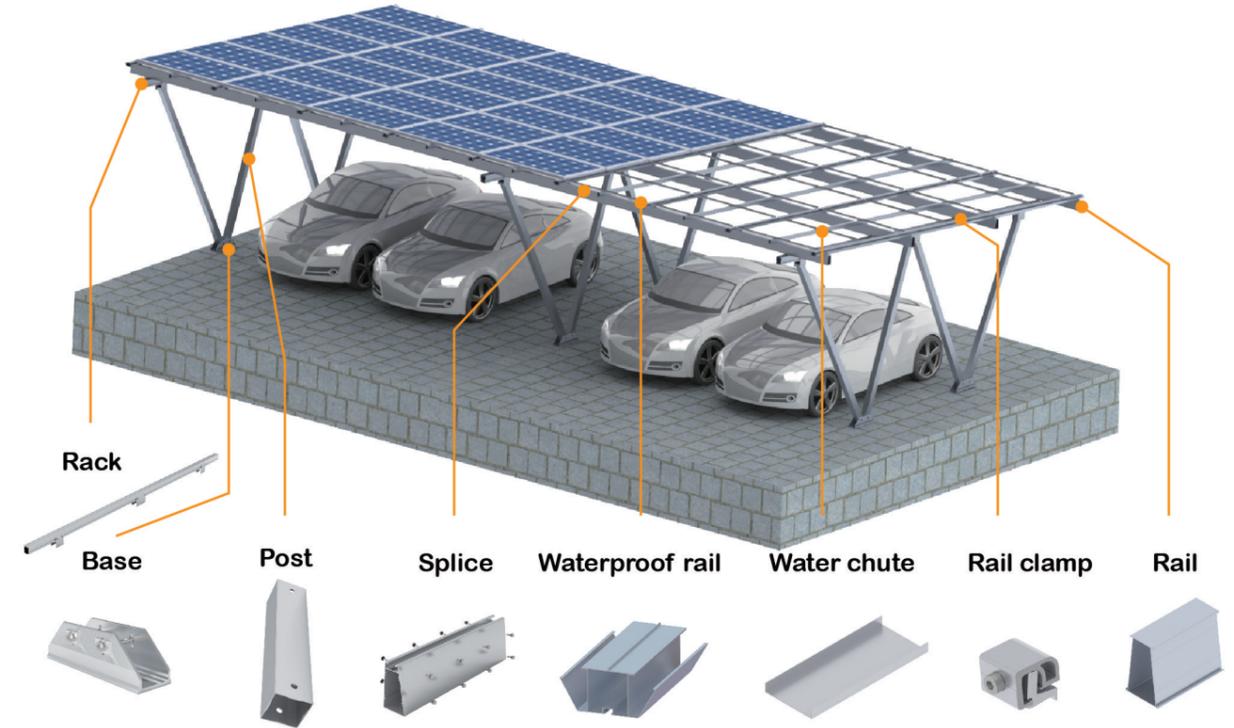


ADVANTAGE

HQ-ASC01 is a carport with aluminum structure.

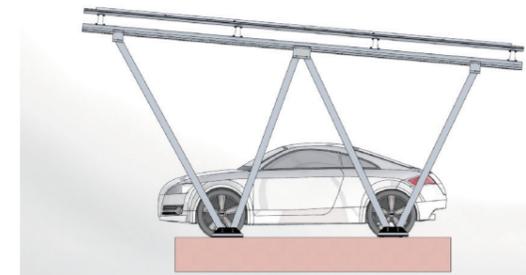
Customization for every project	Steel and waterproof structure available	Commercial and residential available	Pre-assembled rack save installation time

HQ-ASC02



INTRODUCTION

HQ-ASC02 is a waterproof carport Available for aluminum and carbon steel carport

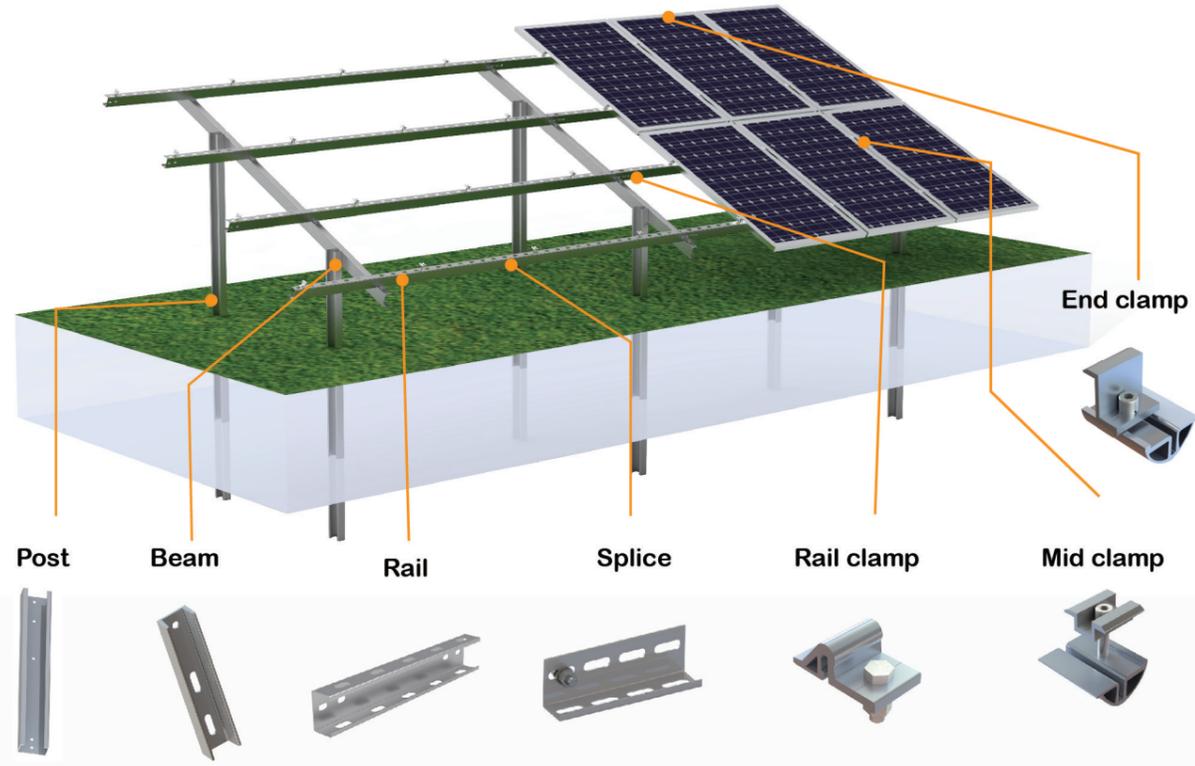


Tilt angle	0-30°
Wind speed	0-80m/s
Snow load	0-150cm
Design standard	AS/NZS1170, JIS C 8955: 2011/2017, DIN1055
Material	Q235B,AL6005-T5&SS304
Installation site	Ground open field

ADVANTAGE

Light and handy	Aesthetically pleasing	Waterproof	Pre-assembled

HQ-GT4



INTRODUCTION

HQ-GT4 is a double C post ground mounting solution.



Tilt angle	0-60°
Wind speed	0-80m/s
Snow load	0-150cm
Design standard	AS/NZS1170, JIS C 8955: 2011/2017, DIN1055
Material	Q235B,AL6005-T5&SS304
Installation site	Ground open field

ADVANTAGE



Cost effective 25 Years lifetime



Ramming foundation easy to install



Double post provide balance



Aluminum & Steel rail available

INSTALLATION



1 Pile test



2 Ramming pile installation



3 Install Beams



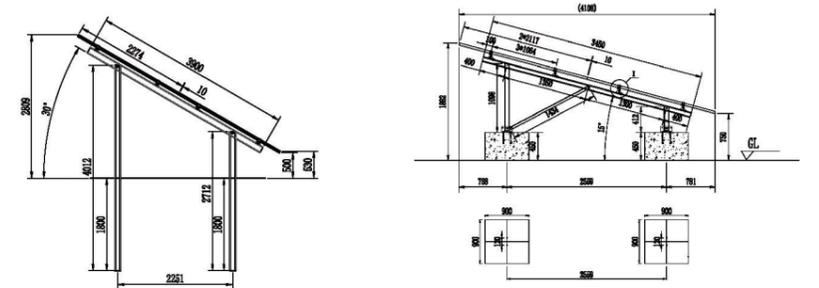
4 Install rails as drawing



5 Fixing solar panel with mounting clamps

DESIGN DRAWINGS

1. Ramming solution drawing
2. Concrete base drawing



PROJECT CASE



ANEXO II. DESARROLLO DEL ESTUDIO DE VIABILIDAD

La selección del panel fotovoltaico y de los inversores a colocar en la instalación de los modelos previamente seleccionados se ha realizado en base a los resultados de viabilidad económica realizados. Aquella combinación de modelo de panel e inversores cuya viabilidad económica ha resultado mayor se ha seleccionado para posteriormente proseguir con el dimensionamiento del cableado de la instalación. El estudio de viabilidad requiere realizar en primer lugar un presupuesto estimativo de la instalación que representaría la inversión a realizar. A continuación, es necesario estimar la producción de energía eléctrica de la instalación la cual permitirá un ahorro y unos ingresos que favorezcan la amortización de la inversión inicial en la instalación. La recuperación de la inversión en un menor tiempo hace más atractiva una combinación de paneles e inversores frente a otras.

Para el cálculo de la energía eléctrica generada por la instalación es necesario en primer lugar, calcular la influencia de la localización para la obstaculización de la irradiancia en los paneles solares mediante la formación de sombras. Después se extraen datos reales de PVGIS de la temperatura ambiental y de la irradiación para poder calcular la producción del panel a lo largo de un año. Por otro lado, se ha de calcular el número de inversores a utilizar para saber de manera aproximada el coste de la instalación para finalmente poder realizar el estudio de viabilidad en 25 años vista.

1 CÁLCULO DE SOMBRAS

Para este cálculo se seguirán los pasos marcados por el “PCR FV conectadas a red IDAE” [5] en el cual se describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debida a sombras circundantes.

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol.

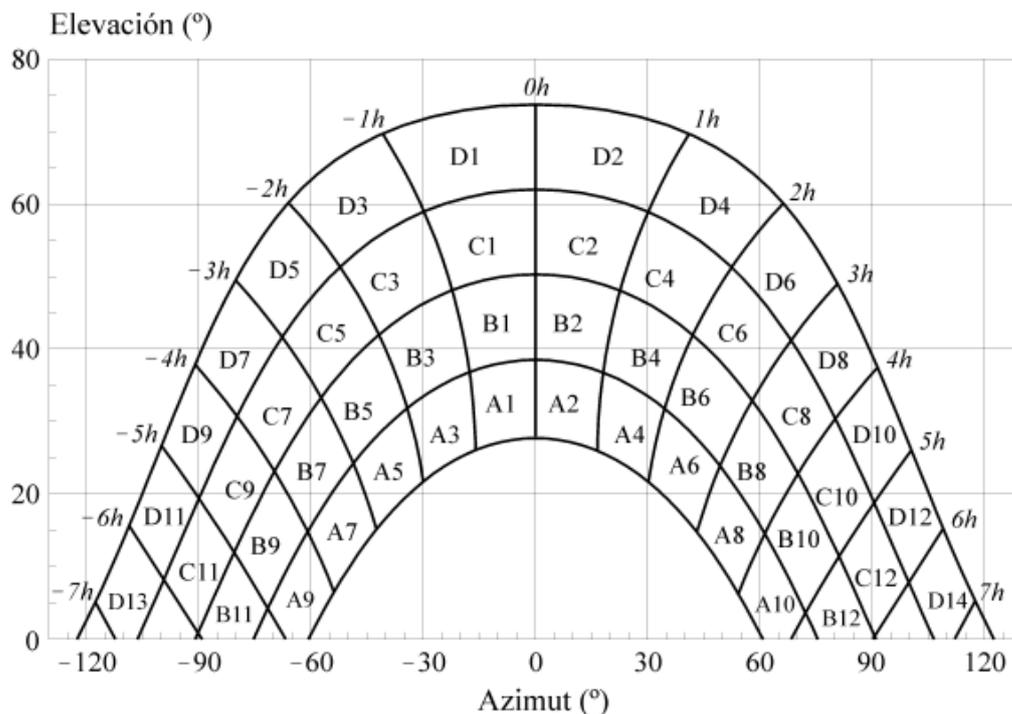


Figura 14 – Diagrama de trayectorias del Sol [5]

Se comienza por calcular las distancias en coordenadas cartesianas de los vértices de los edificios circundantes al centro inferior de la superficie de captación y alineado con el edificio para mayor facilidad a la hora de la medición. Para ello se realiza una simulación de la zona en AutoCAD y se miden:

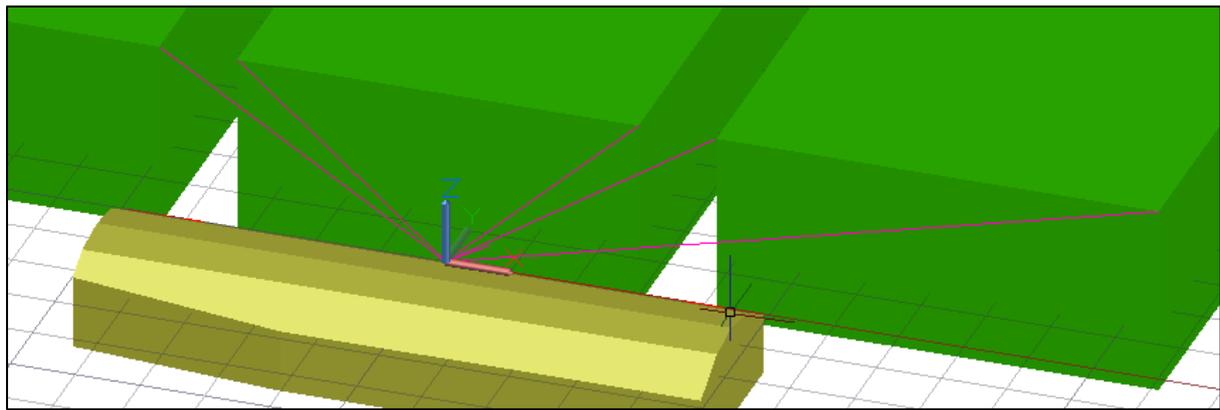


Figura 15 - Representación AutoCAD del centro de referencia para el cálculo de las sombras

Se dan los siguientes resultados de distancias para el centro:

Tabla 1 - Resultados de las distancias entre el SCP (sistema de coordenadas) y los vértices

Vertice	X	Y	Z
A	-49	14	20
B	-37	14	20
C	25	14	20
D	37	14	20
E	105,3079	14	20

Ahora se ha de transformar estas coordenadas cartesianas a coordenadas esféricas y obtener la elevación y el acimut. Para ello se siguen las siguientes fórmulas:

$$\alpha_P(\text{elevacion del punto } P) = \tan^{-1}\left(\frac{z}{\sqrt{x^2 + y^2}}\right)$$

$$\gamma_P(\text{acimut del punto } P) = \begin{cases} 90^\circ - \tan^{-1}\left(\frac{y}{x}\right) + \psi_C, & \text{Para el I y IV cuadrante} \\ -90^\circ - \tan^{-1}\left(\frac{y}{x}\right) + \psi_C, & \text{Para el II y III cuadrante} \end{cases}$$

Siendo ψ_C el ángulo de corrección, utilizado cuando el eje de coordenadas no coincide con el sistema de ejes cardinales. En nuestro caso:

$$\psi_C = -33,72^\circ$$

Quedando los siguientes resultados a las anteriores coordenadas:

Tabla 2 - Resultados de la transformación a coordenadas esféricas

Vertice	Acimut	Elevacion
A	-107,7746	21,4279595
B	-102,99444	26,819342
C	27,0311737	34,9152262
D	35,5544411	26,819342
E	48,7073038	10,661875

Se representa estos valores en el diagrama quedando:

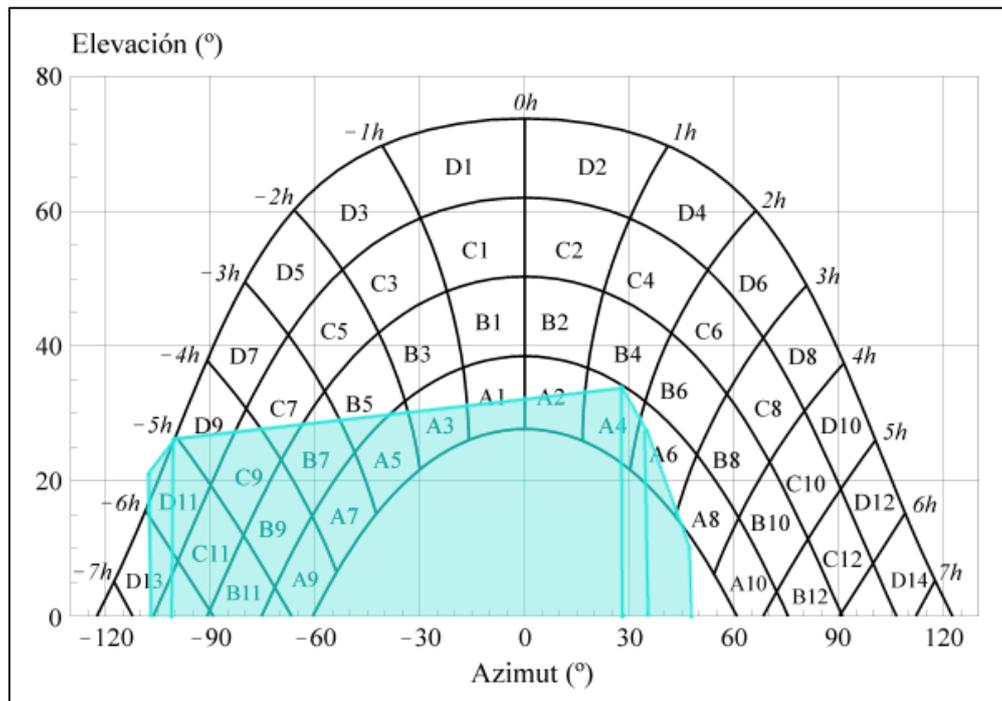


Figura 16 - Representación en el diagrama, modificado a partir de [5]

Las tablas incluidas dentro del “PCR FV conectadas a red IDAE” se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación (β y α , respectivamente). Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo. Luego:

Tabla 3 - Correspondiente $\beta=35^\circ$ y $\alpha= -30^\circ$ [5]

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

Teniendo en cuenta el grado de ocupación del dibujo en el diagrama se multiplica por 0,25, 0,5, 0,75 o 1 si está completamente lleno:

$$\begin{aligned}
 & (0,21 \cdot 1 + 1,34 \cdot 1 + 2,17 \cdot 0,75 + 2,9 \cdot 0,5 + 3,12 \cdot 0,25 + 2,88 \cdot 0,5 + 2,22 \cdot 0,75 + 1,27 \cdot 0,25) \\
 & + (0,03 \cdot 1 + 0,7 \cdot 1 + 1,28 \cdot 0,75 + 1,79 \cdot 0,25) \\
 & + (0,37 \cdot 1 + 1,05 \cdot 0,75 + 1,73 \cdot 0,25) + (0,22 \cdot 0,5 + 1,26 \cdot 1 + 2,5 \cdot 0,25) \\
 & = 14,55\%
 \end{aligned}$$

2 CÁLCULO DE PÉRDIDAS

Debido a las altas pérdidas por sombras (>14%), las cuales son comunes a todos los paneles se ha generalizado y considerado 20% de pérdidas totales en toda la instalación para los distintos paneles pues las variaciones entre unos y otros son similares.

Dentro de estas pérdidas estarían:

- Pérdidas por instrumentos utilizados (cables, equipos, ...): Tanto en la parte de continua DC como en la parte de alterna AC; desde la salida de los inversores hasta los contadores de energía de la instalación, se producen pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinadas. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que circula por ellos.
- Pérdidas por degradación del panel fotovoltaico: tienen su origen en la disminución del rendimiento del panel con el funcionamiento de la instalación. Estas aparecen en las fichas técnicas de cada panel y suelen ser de entorno al 85% a los 25 años.
- Pérdidas por falta de limpieza del panel fotovoltaico: pérdidas de potencia de un generador fotovoltaico por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos; reduce la superficie efectiva de captación a la vez que contribuyen al aumento de temperatura del panel. La suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión de entrega por el generador fotovoltaico, mientras que las suciedades localizadas dan lugar a un aumento de pérdidas por discordancia y a pérdidas debido a formación de puntos calientes.
- Pérdidas debidas al nivel de irradiancia: hacen que la potencia del panel sea distinta a las consideradas en los cálculos.
- Pérdidas debidas a la temperatura: Los módulos fotovoltaicos presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4% por cada 10°C de aumento de su temperatura de operación.
- Pérdidas del inversor: el inversor tiene su propio rendimiento el cual en este caso es del 98-98,4% dependiendo de la potencia de este.
- Pérdidas por indisponibilidad de la instalación: consistentes en períodos en los que se está haciendo alguna reparación o mantenimiento de la instalación, y por lo tanto no toda la instalación está produciendo.

3 CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN POR TIPO DE PANEL

Para el cálculo de la producción del panel seleccionado, pues dependiendo del mismo varían los resultados, se han de extraer los datos de irradiación dependientes de la localización, en este caso se ha empleado la base de datos “PV GIS” [6] disponible gratuitamente online. Estos datos de irradiación recibidos son iguales para todos los paneles considerados en este trabajo. Dichos datos se extraen por mes introduciendo la inclinación y el azimut dependiente de las distintas zonas de la cubierta del edificio indicadas previamente en este documento.

Ejemplos para enero:

Cursor:

Seleccionado: 43.462, -3.810

Elevación (m): 23

PVGIS ver. 5.2

Utilizar las sombras del terreno:

Horizonte calculado [↓ csv](#) [↓ json](#)

Cargar archivo de horizonte Seleccionar archivo Ninguno archivo selec.

[Switch to version 5.1](#)

CONECTADO A RED

FV CON SEGUIMIENTO

FV AUTÓNOMO

DATOS MENSUALES

DATOS DIARIOS

DATOS HORARIOS

TMY

☰
DATOS PROMEDIO DIARIOS DE IRRADIANCIA
?

Base de datos de radiación solar* PVGIS-SARAH2

Mes* Enero ✔

Hora UTC Hora local

Sobre plano fijo:

Irradiancia

Irradiancia cielo claro

Inclinación [°] 28.753 ✔

Azimut [°] -33.72 ✔

Sobre plano con seguimiento:

Irradiancia

Irradiancia cielo claro

Temperatura:

Perfil diario de temperatura

Figura 17 – Datos introducidos para enero en la parte roja (1) [6]

Cursor: **Utilizar las sombras del terreno:**
Seleccionado: 43.462, -3.810 Horizonte calculado
Elevación (m): 23 Cargar archivo de horizonte Ninguno archivo selec.
PVGIS ver. 5.2

CONECTADO A RED
FV CON SEGUIMIENTO
FV AUTÓNOMO
DATOS MENSUALES
DATOS DIARIOS
DATOS HORARIOS
TMY

DATOS PROMEDIO DIARIOS DE IRRADIANCIA

Base de datos de radiación solar* PVGIS-SARAH2
 Mes* Enero
 Hora UTC
 Hora local

Sobre plano fijo:
 Irradiancia
 Irradiancia cielo claro
 Inclinación [°] 8.533
 Azimut [°] -33.72

Sobre plano con seguimiento:
 Irradiancia
 Irradiancia cielo claro

Temperatura:
 Perfil diario de temperatura

Figura 18 – Datos introducidos para enero en la parte azul (2) [6]

Cursor: **Utilizar las sombras del terreno:**
Seleccionado: 43.462, -3.810 Horizonte calculado
Elevación (m): 23 Cargar archivo de horizonte Ninguno archivo selec.
PVGIS ver. 5.2

CONECTADO A RED
FV CON SEGUIMIENTO
FV AUTÓNOMO
DATOS MENSUALES
DATOS DIARIOS
DATOS HORARIOS
TMY

DATOS PROMEDIO DIARIOS DE IRRADIANCIA

Base de datos de radiación solar* PVGIS-SARAH2
 Mes* Enero
 Hora UTC
 Hora local

Sobre plano fijo:
 Irradiancia
 Irradiancia cielo claro
 Inclinación [°] 8.533
 Azimut [°] 146.28

Sobre plano con seguimiento:
 Irradiancia
 Irradiancia cielo claro

Temperatura:
 Perfil diario de temperatura

Figura 19 – Datos introducidos para enero en la parte amarilla (3) [6]

Cursor: Utilizar las sombras del terreno:

Seleccionado: 43.462, -3.810 Horizonte calculado Cargar archivo de horizonte

Elevación (m): 23 Ninguno archivo selec.

PVGIS ver. 5.2

CONECTADO A RED

FV CON SEGUIMIENTO

FV AUTÓNOMO

DATOS MENSUALES

DATOS DIARIOS

DATOS HORARIOS

TMY

DATOS PROMEDIO DIARIOS DE IRRADIANCIA

Base de datos de radiación solar* PVGIS-SARAH2

Mes* Enero

Hora UTC Hora local

Sobre plano fijo:

Irradiancia Irradiancia cielo claro

Inclinación [°] 28.753

Azimut [°] 146.28

Sobre plano con seguimiento:

Irradiancia Irradiancia cielo claro

Temperatura:

Perfil diario de temperatura

Figura 20 – Datos introducidos para enero en la parte naranja (4) [6]

Los datos de irradiancia obtenidos están recogidos en el Anexo VI.

A partir de los datos de irradiancia obtenidos se puede observar que la zona de la cubierta que recibe más irradiación es la roja (1), luego todos los paneles se colocarán en ella.

Con estos datos se puede calcular los kWh/m^2 mensuales los cuales se usarán para los kWh/kWp mensuales mediante la siguiente expresión:

$$\frac{kWh}{kWp} = \frac{kWh}{m^2} \cdot \eta_{panel\ fotovoltaico} \cdot \frac{m^2}{kWp} \cdot \eta_{limpieza}$$

- kWh/kWp : es la relación entre la electricidad generada por los paneles por potencia de paneles empleada para producirla.
- kWh/m^2 : es la relación entre la cantidad de electricidad generada por los paneles por unidad de superficie m^2 de paneles fotovoltaicos.
- $\eta_{panel\ fotovoltaico}$: rendimiento del panel fotovoltaico utilizado.
- m^2/kWp : es la relación de la superficie (m^2) del panel entre su potencia (kWp).
- $\eta_{limpieza}$: rendimiento referido a la capacidad de limpieza de los paneles, depende de la localización. Al ser la localización Santander, se deduce que llueve frecuentemente luego se le han asignado los siguientes valores:

Tabla 4 - Valores por mes de las pérdidas por degradación de los paneles fotovoltaicos

enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
0,84	0,83	0,81	0,80	0,83	0,77
julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
0,76	0,76	0,78	0,80	0,83	0,84

A continuación, se calcula la potencia instalada en la instalación solar fotovoltaica, en función del panel seleccionado mediante la siguiente expresión:

$$Potencia\ instalada = Número\ de\ placas \cdot Potencia\ por\ panel$$

Y, por consiguiente, se pueden calcular los kWh de electricidad producidos de un día promedio por mes mediante la siguiente expresión:

$$kWh_{día\ promedio} = \frac{kWh}{kWp} \cdot Potencia\ instalada$$

Finalmente, se llega a la generación por mes multiplicando por los días correspondientes por mes. Puesto que el estudio de viabilidad es a 25 años vista habría que haber tenido en cuenta los años bisiestos en los cuales el mes de febrero tiene un día más, pero puesto que la variación es mínima se descartan. Luego el cálculo quedaría:

$$Generación\ por\ mes = kWh_{día\ promedio} \cdot días\ del\ mes$$

4 CÁLCULO DE INVERSORES

El cálculo de los inversores también varía dependiendo del panel que seleccionemos pues los primeros cálculos vienen determinados por los mismos.

Se comienza extrayendo datos de la temperatura ambiente de la localización pertenecientes a los últimos 15 años, dichos datos son extraídos de “PV GIS” [6]:

Figura 21 – Datos introducidos para la temperatura ambiental [6]

Obteniendo así los siguientes resultados:

Tabla 5 - Resultados temperatura ambiental mínima y máxima [6]

Temperatura ambiental mínima (°C)	5,6
Temperatura ambiental máxima (°C)	21,8

A continuación, se divide el cálculo en tres partes, cada una de ellas para los diferentes *NOCTC* °C que tengan los paneles. Este valor indica la temperatura nominal de la célula estando en operación y su valor viene recogido en la ficha técnica del panel fotovoltaico.

En cada uno de estos se calculan diferentes parámetros eléctricos los cuales serían:

- $T_{mín\ módulo}$ (°C): corresponde a la temperatura mínima de funcionamiento del módulo.

- $T_{m\acute{a}x}$ *módulo* (°C): corresponde a la temperatura máxima de funcionamiento del módulo.
- $V_{OC\ m\acute{a}n}(V)$: corresponde a la tensión mínima de circuito abierto.
- $V_{MPP\ m\acute{a}n}(V)$: corresponde a la tensión a máxima potencia en la temperatura mínima de funcionamiento del módulo.
- $V_{MPP\ m\acute{a}x}(V)$: corresponde a la tensión a máxima potencia en la temperatura máxima de funcionamiento del módulo.
- $I_{SC}(A)$: corriente de corto circuito.
- $P_{MPP}(W)$: máxima potencia del panel.

Según sus fórmulas correspondientes:

- $T_{m\acute{a}n}$ *módulo* (°C) = $Temperatura\ ambiente_{m\acute{a}n} + 100 \cdot \frac{(NOCTC_{correspondiente} - 20(°C))}{800}$
- $T_{m\acute{a}x}$ *módulo* (°C) = $Temperatura\ ambiente_{m\acute{a}x} + 1000 \cdot \frac{(NOCTC_{correspondiente} - 20(°C))}{800}$
- $V_{OC\ m\acute{a}n}(V) = V_{OC} + V_{OC} \cdot Coeff\ V\ (\%/°C) \cdot (T_{m\acute{a}n}\ m\acute{o}dulo\ (°C) - 25(°C))$
- $V_{MPP\ m\acute{a}n}(V) = V_{MPP} + V_{MPP} \cdot Coeff\ V\ (\%/°C) \cdot (T_{m\acute{a}n}\ m\acute{o}dulo\ (°C) - 25(°C))$
- $V_{MPP\ m\acute{a}x}(V) = V_{MPP} + V_{MPP} \cdot Coeff\ V\ (\%/°C) \cdot (T_{m\acute{a}x}\ m\acute{o}dulo\ (°C) - 25(°C))$
- $I_{SC}(A) = I_{SC} + I_{SC} \cdot Coeff\ I\ (\%/°C) \cdot (T_{m\acute{a}x}\ m\acute{o}dulo\ (°C) - 25(°C))$
- $P_{MPP}(W) = P_{MPP} + P_{MPP} \cdot Coeff\ P\ (\%/°C) \cdot (T_{m\acute{a}x}\ m\acute{o}dulo\ (°C) - 25(°C))$

Ejemplo módulo ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO para $NOCTC\ °C_{m\acute{a}n} = 41°C$:

- $T_{m\acute{a}n}$ *módulo* (°C) = $5,6 + 100 \cdot \frac{(41-20(°C))}{800} = 8,225°C$
- $T_{m\acute{a}x}$ *módulo* (°C) = $21,8 + 1000 \cdot \frac{(41-20(°C))}{800} = 48,05°C$
- $V_{OC\ m\acute{a}n}(V) = 46,8 + 46,8 \cdot (-0,0027) \cdot (8,225(°C) - 25(°C)) = 48,92\ V$
- $V_{MPP\ m\acute{a}n}(V) = 39 + 39 \cdot (-0,0027) \cdot (8,225\ (°C) - 25(°C)) = 40,766\ V$
- $V_{MPP\ m\acute{a}x}(V) = 39 + 39 \cdot (-0,0027) \cdot (48,05\ (°C) - 25(°C)) = 36,31\ V$
- $I_{SC}(A) = 13,4 + 13,4 \cdot (0,0004) \cdot (48,05\ (°C) - 25(°C)) = 13,52\ A$
- $P_{MPP}(W) = 500 + 500 \cdot (-0,0034) \cdot (48,05\ (°C) - 25(°C)) = 460,815\ W$

Continuando con el procedimiento se ha de observar entre los datos previamente calculados los valores más altos para $V_{OC\ m\acute{a}n}$ y para I_{SC} los cuales son necesarios para calcular el número máximo de paneles en serie y el número de strings que se podrán conectar en paralelo.

Se tiene para los diferentes inversores los siguientes datos:

Tabla 6 - Datos de los distintos inversores [7]

	Inversor SH5.0-6.0-8.0-10RT			
	SH5.0RT	SH6.0RT	SH8.0RT	SH10.0RT
Voc (V)	1000	1000	1000	1000
Isc (A)	32	32	32	48
Potencia (W)	7500	9000	12000	15000
Precio/Unidad (€)	1500	1580	1660	1770

Siguiendo las siguientes fórmulas:

$$\text{Número máximo de paneles en serie} = \frac{V_{OC \text{ inversor}}(V)}{V_{OC \text{ panel}}(V)}$$

$$\text{Número máximo de strings en paralelo} = \frac{I_{SC \text{ inversor}}(A)}{I_{SC \text{ panel}}(A)}$$

Para ejemplificar se obtienen los siguientes resultados para el módulo fotovoltaico ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO, con los cuatro modelos de inversores considerados en este trabajo:

Tabla 7 - Resultados del cálculo de máximos referidos al módulo ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO

	Inversor SH5.0-6.0-8.0-10RT			
	SH5.0RT	SH6.0RT	SH8.0RT	SH10.0RT
Nº máximo paneles en serie	20,44	20,44	20,44	20,44
Nº máximo de strings en paralelo	2,36	2,36	2,36	3,54

A continuación, ha de averiguarse la combinación de número de paneles en serie y en paralelo para que consigan una potencia igual o menor a la marcada por el inversor como potencia máxima de entrada procedente del generador fotovoltaico, siempre procurando que sea lo más próximo a esta, mediante la siguiente fórmula:

Potencia entrada inversor

$$= \text{Número de paneles en serie} \cdot \text{Número de Strings en paralelo} \cdot P_N \text{ del panel}$$

Puede haber varias combinaciones posibles que den el mismo valor y por lo tanto sean igual de válidas. Para el módulo ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO serían las siguientes:

Tabla 8 - Diferentes selecciones posibles para el módulo ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO

Distintas posibilidades	Paneles en serie	Strings en paralelo	Paneles
SH5.0RT	15	1	15
SH6.0RT	18	1	18
	9	2	18
SH8.0RT	12	2	24
SH10.0RT	15	2	30

Ahora, se trataría de encontrar una combinación de inversores que satisfagan justo con los paneles deseados, ya que si no estaríamos perdiendo dinero. Esto se consigue resolviendo una ecuación diofántica pues las soluciones solo pueden ser coeficientes del conjunto de los números enteros de la forma:

$$ax \cdot by \cdot cz \cdot dt = \text{Número de paneles}$$

Siendo:

- a : paneles a poner por un inversor SH5.0RT
- b : paneles a poner por un inversor SH6.0RT
- c : paneles a poner por un inversor SH8.0RT
- d : paneles a poner por un inversor SH10.0RT
- Número de paneles: número máximo de paneles que se pueden colocar sobre la cubierta del edificio de garajes y previamente indicado en este documento.
- x, y, z, t : representan la solución del número de inversores a utilizarse de su respectivo tipo.

Debido a la complejidad de la resolución de este tipo de ecuaciones se ha creado un programa propio para la resolución de éstas, pues la solución óptima del número de inversores varía dependiendo del tipo de panel a utilizar.

Para la creación de dicho programa se ha utilizado el lenguaje de programación C. Para facilitar la escritura del código se ha utilizado el software Dev-C++ siendo este un entorno de desarrollo integrado (IDE).

Se comienza el programa declarando las variables correspondientes, siendo todas estas variables tipo int (números enteros). Además, se ha creado una variable tipo FILE pues se desea que las soluciones sean escritas en un fichero externo para mayor claridad.

A continuación, se pide al usuario que introduzca las distintas posibilidades que tiene el panel a utilizar con los inversores.

Las variables int utilizadas son:

- x, y, z y t : soluciones mencionadas anteriormente.

- paneles: número de paneles deseados por el usuario.
- coste: coste total de los inversores teniendo en cuenta la solución encontrada y el coste unitario de cada uno de los mismos.
- costeactualizado: variable utilizada para poder comparar las diferentes soluciones y sus precios, ordenándolos de mayor coste a menor y haciendo que la última solución encontrada sea la más barata.
- solucionencontrada: variable utilizada para finalizar el bucle principal del programa. Dependiendo del valor de esta, el bucle continúa o no.
- sh5, sh6, sh8 y sh10: número de paneles que se coloca por inversor.

```
int x, y, z, t, coste, costeactualizado, paneles, solucionencontrada, sh5, sh6, sh8, sh10;
FILE *file;

costeactualizado=100000;
solucionencontrada=1;

printf("Introduce paneles a colocar: \n");
scanf("%d", &paneles);
printf("Introduce paneles numero de paneles por inversor SH5.0RT: \n");
scanf("%d", &sh5);
printf("Introduce paneles numero de paneles por inversor SH6.0RT: \n");
scanf("%d", &sh6);
printf("Introduce paneles numero de paneles por inversor SH8.0RT: \n");
scanf("%d", &sh8);
printf("Introduce paneles numero de paneles por inversor SH10.0RT: \n");
scanf("%d", &sh10);
```

Figura 22 - Primera parte del código

Después, se abre un fichero en el cual se escribirán las soluciones en orden descendente de precio, siendo la última la solución más barata y por lo tanto la seleccionada para el estudio de viabilidad utilizando, como se ha explicado, la variable `costeactualizado`.

```
file = fopen("SolucionInversores.txt", "w");
if (file == NULL) {
    printf("Error al intentar abrir el fichero.\n");
    return;
}
```

Figura 23 - Segunda parte del código

A continuación, se crea un bucle, en el cual se busque una solución variando cada `x`, `y`, `z` y `t` hasta encontrarla. Si se encuentra se escribe en el documento y se le asigna un valor a `'solucionencontrada'` de tal forma que no continúe el primer bucle (`while`). En caso contrario se suma un panel y se trata de buscar otra vez una solución.

Durante todo el proceso se comparan las diferentes soluciones por su precio.

Por último, se cierra el fichero.

```

while(solucionencontrada == 1){
    for (x = 0; x <= paneles / sh5; x++) {
        for (y = 0; y <= paneles / sh6; y++) {
            for (z = 0; z <= paneles / sh8; z++) {
                for (t = 0; t <= paneles / sh10; t++) {
                    if ((sh5 * x + sh6 * y + sh8 * z + sh10 * t) == paneles) {
                        coste = 1500 * x + 1580 * y + 1660 * z + 1770 * t;
                        solucionencontrada=0;
                        if (coste < costeactualizado ){
                            fprintf(file, "Solucion: x = %d, y = %d, z = %d, t = %d, con coste: %d\n", paneles, x, y, z, t, coste);
                            costeactualizado = coste;
                        }
                    }
                }
            }
        }
    }
    paneles=paneles-1;
}
fclose(file);
    
```

Figura 24 - Tercera parte del código

Para el módulo ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO el programa aporta la siguiente solución:

$$24 \frac{\text{paneles}}{\text{inversores SH10.0RT}} \cdot 3 \text{ inversores SH10.0RT} = 72 \text{ paneles}$$

Tabla 9 - Resultados de la selección de inversores para el módulo ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO

Nº paneles en serie	15	9	12	15
Nº strings en paralelo	1	2	2	2
Potencia (W)	7500	9000	12000	15000
Nº inversores	0	0	3	0
Nº paneles fotovoltaicos / modelo inversor	0	0	72	0
Nº paneles fotovoltaicos de la instalación	72			
Coste (€) / modelo inversor	0	0	4980	0
Coste total de los inversores (€)	4980			

5 CÁLCULO APROXIMADO DEL PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN

Sabiendo el precio del tipo de paneles y de los inversores utilizados, y el número de estos, se calculan presupuestos parciales incluyendo solamente estos.

De estos, se calcula un presupuesto parcial referido al montaje y otros materiales del 20% de la suma del parcial de paneles e inversores pues depende de ellos principalmente.

La suma de estos 3 presupuestos parciales compone el 'Presupuesto de Ejecución Material'.

De este último, se calculan los 'Gastos Generales' siendo estos un 13% y el 'Beneficio Industrial' siendo un 6%.

Nuevamente, la suma de estas tres partidas compone el 'Total Parcial' al cual hay que aplicarle el correspondiente IVA siendo este un 21%.

Finalmente, nos quedarían los 'Costes por Mantenimiento' los cuales vamos a considerar un 2% del total de la inversión.

Para el módulo ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO:

Tabla 10 - Resultado del presupuesto para el módulo ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO

Presupuesto parcial paneles	10.800,00
Presupuesto parcial inversores	4.980,00
Presupuesto parcial otros materiales	3.156,00
Presupuesto parcial montaje	18.936,00
Presupuesto de ejecución material	2.461,68
Gastos generales (13%)	1.136,16
Beneficio industrial (6%)	22.533,84
Total Parcial	4.732,11
IVA (21%)	27.265,95
TOTAL PRESUPUESTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA (€)	545,32
Coste de mantenimiento instalación fotovoltaica (€)	

6 ESTUDIO DE VIABILIDAD

Se comienza obteniendo un resultado global de la producción y del consumo de energía eléctrica.

Para la producción se suman las generaciones mensuales. El consumo ha sido extraído de facturas del edificio en cuestión.

El precio por comprar la electricidad en caso de que no se llegue a abastecerla con la instalación será el medio de 2022 el cual es 0,335 €/kWh, considerado como pago. El precio por vender la electricidad en caso de excedentes será el extraído de la página oficial de 'TotalEnergies' el cual es 0,1 €/kWh, considerado como cobro.

Para las anteriores condiciones se ha tenido en cuenta la inflación que van a sufrir a posteriori los precios de la electricidad y el mantenimiento. Como inflación se ha cogido la media calculada entre los años 2010 y 2019 la cual es del 1,19%/año.

Tabla 11 - Variación del Pago y Cobro en los 25 años vista. El mantenimiento corresponde al módulo ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO

		PRECIO		
		Pago	Cobro	Mantenimiento
AÑO	0	-	-	
AÑO	1	0,34 €	0,10 €	534,95 €
AÑO	2	0,34 €	0,10 €	541,32 €
AÑO	3	0,34 €	0,10 €	547,77 €
AÑO	4	0,35 €	0,10 €	554,29 €
AÑO	5	0,35 €	0,10 €	560,89 €
AÑO	6	0,36 €	0,11 €	567,57 €
AÑO	7	0,36 €	0,11 €	574,33 €
AÑO	8	0,36 €	0,11 €	581,17 €
AÑO	9	0,37 €	0,11 €	588,09 €
AÑO	10	0,37 €	0,11 €	595,10 €
AÑO	11	0,38 €	0,11 €	602,18 €
AÑO	12	0,38 €	0,11 €	609,36 €
AÑO	13	0,39 €	0,12 €	616,61 €
AÑO	14	0,39 €	0,12 €	623,96 €
AÑO	15	0,40 €	0,12 €	631,39 €
AÑO	16	0,40 €	0,12 €	638,91 €
AÑO	17	0,40 €	0,12 €	646,51 €
AÑO	18	0,41 €	0,12 €	654,21 €
AÑO	19	0,41 €	0,12 €	662,01 €
AÑO	20	0,42 €	0,13 €	669,89 €
AÑO	21	0,42 €	0,13 €	677,87 €
AÑO	22	0,43 €	0,13 €	685,94 €
AÑO	23	0,43 €	0,13 €	694,11 €
AÑO	24	0,44 €	0,13 €	702,37 €
AÑO	25	0,45 €	0,13 €	710,74 €

El criterio estático de valoración de inversiones utilizado en el presente documento es el 'PayBack Descontado' durante 25 años.

Para calcular sus flujos de caja se calcula el dinero generado por venta de excedentes y el dinero gastado en compra cuando no se pueda abastecer con los paneles mes a mes. Dependiendo de la situación la fórmula utilizada cambia:

- Si el Consumo mensual es mayor o igual a la producción mensual de la instalación fotovoltaica:

$$\text{Coste} = (\text{Consumo} - \text{Produccion}) \cdot \text{Pago}$$

El consumo que no se puede abastecer por los paneles es comprado.

- Si el Consumo mensual es menor a la producción mensual de la instalación fotovoltaica:

$$\text{Ganancias} = \text{Consumo} \cdot \text{Pago} \cdot 0,05 - (\text{Produccion} - \text{Consumo} \cdot 0,95) \cdot \text{Cobro}$$

Se ha considerado que por la noche se produce el 5% del consumo mensual total, por lo tanto, este consumo será todo comprado, y durante el día la producción menos lo que queda de abastecer del consumo (95%) es vendido.

Tabla 12 - Coste anual en euros durante 25 años con instalación

CON INSTALACION												
Coste enero (€)	Coste febrero (€)	Coste marzo (€)	Coste abril (€)	Coste mayo (€)	Coste junio (€)	Coste julio (€)	Coste agosto (€)	Coste septiembre (€)	Coste octubre (€)	Coste noviembre (€)	Coste diciembre (€)	Coste Anual (€)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
236,46	104,71	-32,08	-73,72	-125,34	-109,18	-121,46	-109,82	-83,24	-16,37	138,95	213,68	22,58
239,28	105,96	-32,47	-74,60	-126,83	-110,48	-122,90	-111,13	-84,23	-16,57	140,61	216,23	22,85
242,13	107,22	-32,85	-75,49	-128,35	-111,80	-124,37	-112,46	-85,23	-16,76	142,28	218,80	23,13
245,01	108,49	-33,24	-76,39	-129,87	-113,13	-125,85	-113,80	-86,25	-16,96	143,97	221,41	23,40
247,93	109,79	-33,64	-77,30	-131,42	-114,48	-127,35	-115,15	-87,28	-17,17	145,69	224,05	23,68
250,88	111,09	-34,04	-78,22	-132,99	-115,84	-128,86	-116,52	-88,31	-17,37	147,42	226,71	23,96
253,87	112,42	-34,45	-79,15	-134,57	-117,22	-130,40	-117,91	-89,37	-17,58	149,18	229,41	24,25
256,89	113,76	-34,86	-80,09	-136,17	-118,62	-131,95	-119,31	-90,43	-17,79	150,96	232,15	24,54
259,95	115,11	-35,27	-81,05	-137,79	-120,03	-133,52	-120,73	-91,51	-18,00	152,75	234,91	24,83
263,05	116,48	-35,69	-82,01	-139,43	-121,46	-135,11	-122,17	-92,60	-18,21	154,57	237,71	25,12
266,18	117,87	-36,12	-82,99	-141,09	-122,90	-136,72	-123,63	-93,70	-18,43	156,41	240,54	25,42
269,35	119,27	-36,55	-83,98	-142,78	-124,37	-138,35	-125,10	-94,82	-18,65	158,28	243,40	25,73
272,56	120,69	-36,98	-84,98	-144,48	-125,85	-140,00	-126,59	-95,95	-18,87	160,16	246,30	26,03
275,80	122,13	-37,42	-85,99	-146,20	-127,35	-141,66	-128,10	-97,09	-19,10	162,07	249,24	26,34
279,09	123,58	-37,87	-87,01	-147,94	-128,86	-143,35	-129,62	-98,24	-19,32	164,00	252,20	26,66
282,41	125,06	-38,32	-88,05	-149,70	-130,40	-145,06	-131,17	-99,41	-19,55	165,95	255,21	26,97
285,78	126,55	-38,78	-89,10	-151,48	-131,95	-146,79	-132,73	-100,60	-19,79	167,93	258,25	27,29
289,18	128,05	-39,24	-90,16	-153,29	-133,52	-148,53	-134,31	-101,80	-20,02	169,93	261,32	27,62
292,62	129,58	-39,70	-91,23	-155,11	-135,11	-150,30	-135,91	-103,01	-20,26	171,95	264,44	27,95
296,11	131,12	-40,18	-92,32	-156,96	-136,72	-152,09	-137,53	-104,23	-20,50	174,00	267,58	28,28
299,63	132,68	-40,66	-93,42	-158,83	-138,35	-153,90	-139,17	-105,48	-20,75	176,07	270,77	28,62
303,20	134,26	-41,14	-94,53	-160,72	-140,00	-155,74	-140,82	-106,73	-20,99	178,17	274,00	28,96
306,81	135,86	-41,63	-95,66	-162,63	-141,67	-157,59	-142,50	-108,00	-21,24	180,29	277,26	29,30
310,47	137,48	-42,13	-96,79	-164,57	-143,35	-159,47	-144,20	-109,29	-21,50	182,44	280,56	29,65
314,16	139,12	-42,63	-97,95	-166,53	-145,06	-161,37	-145,91	-110,59	-21,75	184,61	283,90	30,01

Además, para calcular el flujo anual total se tiene en cuenta cuanto se pagaría de factura sin la instalación pues es un ahorro que se consigue con la misma.

$$\text{Coste sin instalación fotovoltaica} = \text{Consumo} \cdot \text{Pago}$$

Tabla 13 - Coste anual en euros durante 25 años sin instalación

SIN INSTALACION												
Coste enero (€)	Coste febrero (€)	Coste marzo (€)	Coste abril (€)	Coste mayo (€)	Coste junio (€)	Coste julio (€)	Coste agosto (€)	Coste septiembre (€)	Coste octubre (€)	Coste noviembre (€)	Coste diciembre (€)	Coste Anual (€)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
758,78	758,78	747,05	737,00	734,49	685,08	685,91	683,40	684,24	695,96	705,18	752,08	8.627,93
767,81	767,81	755,95	745,78	743,23	693,23	694,08	691,54	692,39	704,25	713,57	761,03	8.730,68
776,96	776,96	764,95	754,66	752,09	701,49	702,35	699,77	700,63	712,64	722,07	770,09	8.834,65
786,21	786,21	774,06	763,65	761,04	709,84	710,71	708,11	708,98	721,12	730,67	779,27	8.939,86
795,57	795,57	783,28	772,74	770,11	718,30	719,18	716,54	717,42	729,71	739,37	788,55	9.046,33
805,05	805,05	792,61	781,94	779,28	726,85	727,74	725,07	725,96	738,40	748,18	797,94	9.154,06
814,63	814,63	802,04	791,26	788,56	735,51	736,41	733,71	734,61	747,20	757,09	807,44	9.263,08
824,33	824,33	811,60	800,68	797,95	744,27	745,18	742,45	743,36	756,09	766,10	817,06	9.373,39
834,15	834,15	821,26	810,21	807,45	753,13	754,05	751,29	752,21	765,10	775,23	826,79	9.485,02
844,09	844,09	831,04	819,86	817,07	762,10	763,03	760,24	761,17	774,21	784,46	836,63	9.597,98
854,14	854,14	840,94	829,63	826,80	771,18	772,12	769,29	770,23	783,43	793,80	846,60	9.712,28
864,31	864,31	850,95	839,51	836,64	780,36	781,31	778,45	779,41	792,76	803,25	856,68	9.827,95
874,60	874,60	861,09	849,50	846,61	789,65	790,62	787,72	788,69	802,20	812,82	866,88	9.944,99
885,02	885,02	871,34	859,62	856,69	799,06	800,03	797,10	798,08	811,76	822,50	877,20	10.063,43
895,56	895,56	881,72	869,86	866,89	808,57	809,56	806,60	807,58	821,42	832,30	887,65	10.183,27
906,22	906,22	892,22	880,22	877,22	818,20	819,20	816,20	817,20	831,21	842,21	898,22	10.304,55
917,02	917,02	902,85	890,70	887,66	827,95	828,96	825,92	826,93	841,10	852,24	908,92	10.427,26
927,94	927,94	913,60	901,31	898,23	837,81	838,83	835,76	836,78	851,12	862,39	919,74	10.551,44
938,99	938,99	924,48	912,04	908,93	847,78	848,82	845,71	846,75	861,26	872,66	930,70	10.677,10
950,17	950,17	935,49	922,90	919,76	857,88	858,93	855,78	856,83	871,51	883,05	941,78	10.804,25
961,49	961,49	946,63	933,89	930,71	868,10	869,16	865,97	867,04	881,89	893,57	953,00	10.932,92
972,94	972,94	957,90	945,02	941,79	878,43	879,51	876,29	877,36	892,40	904,21	964,35	11.063,12
984,52	984,52	969,31	956,27	953,01	888,90	889,98	886,72	887,81	903,02	914,98	975,83	11.194,88
996,25	996,25	980,85	967,66	964,36	899,48	900,58	897,28	898,38	913,78	925,87	987,45	11.328,20
1.008,11	1.008,11	992,53	979,18	975,84	910,19	911,31	907,97	909,08	924,66	936,90	999,21	11.463,11

Dado que se utiliza el 'PayBack Descontado' es necesario tener en cuenta la tasa de descuento del proyecto. Dicha tasa de descuento se calcula mediante el 'Coste Medio Ponderado de Capital'. Para simplificar dicho cálculo, se han observado diferentes proyectos similares y de misma índole para establecer esta tasa en un 12%, siendo este valor genérico y con unas tasas de riesgo promedias. Luego:

$$\text{Flujo} = \frac{(\text{Coste anual electricidad sin instalación} - \text{Coste anual electricidad con instalación fotovoltaica}) - \text{Mantenimiento}}{(1 + i)^n}$$

Siendo:

- i: la tasa de descuento del 12%.
- n: año de los 25 planteados en el que se hace el cálculo.

Así pues, para el módulo ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO el Payback Descontado sería:

Tabla 14 - PayBack de la instalación

		Payback Descontado	
		Flujo	Pendiente
AÑO	0	-26.747,58 €	-26.747,58 €
AÑO	1	7.155,47 €	-19.592,11 €
AÑO	2	6.406,90 €	-13.185,21 €
AÑO	3	5.729,88 €	-7.455,32 €
AÑO	4	5.117,51 €	-2.337,82 €
AÑO	5	4.563,52 €	2.225,70 €
AÑO	6	4.062,28 €	6.287,99 €
AÑO	7	3.608,70 €	9.896,69 €
AÑO	8	3.198,16 €	13.094,84 €
AÑO	9	2.826,49 €	15.921,33 €
AÑO	10	2.489,95 €	18.411,28 €
AÑO	11	2.185,12 €	20.596,41 €
AÑO	12	1.908,95 €	22.505,36 €
AÑO	13	1.658,65 €	24.164,01 €
AÑO	14	1.431,72 €	25.595,73 €
AÑO	15	1.225,90 €	26.821,63 €
AÑO	16	1.039,13 €	27.860,77 €
AÑO	17	869,58 €	28.730,35 €
AÑO	18	715,56 €	29.445,91 €
AÑO	19	575,57 €	30.021,48 €
AÑO	20	448,25 €	30.469,73 €
AÑO	21	332,36 €	30.802,10 €
AÑO	22	226,79 €	31.028,89 €
AÑO	23	130,54 €	31.159,42 €
AÑO	24	42,68 €	31.202,11 €
AÑO	25	-37,59 €	31.164,52 €

ANEXO III. ESTUDIOS DE VIABILIDAD

En este Anexo se detallan los resultados concernientes a los estudios de viabilidad.

1 SIN INSTALACIÓN

SIN INSTALACION												
Coste enero (€)	Coste febrero (€)	Coste marzo (€)	Coste abril (€)	Coste mayo (€)	Coste junio (€)	Coste julio (€)	Coste agosto (€)	Coste septiembre (€)	Coste octubre (€)	Coste noviembre (€)	Coste diciembre (€)	Coste Anual (€)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
758,78	758,78	747,05	737,00	734,49	685,08	685,91	683,40	684,24	695,96	705,18	752,08	8.627,93
767,81	767,81	755,95	745,78	743,23	693,23	694,08	691,54	692,39	704,25	713,57	761,03	8.730,68
776,96	776,96	764,95	754,66	752,09	701,49	702,35	699,77	700,63	712,64	722,07	770,09	8.834,65
786,21	786,21	774,06	763,65	761,04	709,84	710,71	708,11	708,98	721,12	730,67	779,27	8.939,86
795,57	795,57	783,28	772,74	770,11	718,30	719,18	716,54	717,42	729,71	739,37	788,55	9.046,33
805,05	805,05	792,61	781,94	779,28	726,85	727,74	725,07	725,96	738,40	748,18	797,94	9.154,06
814,63	814,63	802,04	791,26	788,56	735,51	736,41	733,71	734,61	747,20	757,09	807,44	9.263,08
824,33	824,33	811,60	800,68	797,95	744,27	745,18	742,45	743,36	756,09	766,10	817,06	9.373,39
834,15	834,15	821,26	810,21	807,45	753,13	754,05	751,29	752,21	765,10	775,23	826,79	9.485,02
844,09	844,09	831,04	819,86	817,07	762,10	763,03	760,24	761,17	774,21	784,46	836,63	9.597,98
854,14	854,14	840,94	829,63	826,80	771,18	772,12	769,29	770,23	783,43	793,80	846,60	9.712,28
864,31	864,31	850,95	839,51	836,64	780,36	781,31	778,45	779,41	792,76	803,25	856,68	9.827,95
874,60	874,60	861,09	849,50	846,61	789,65	790,62	787,72	788,69	802,20	812,82	866,88	9.944,99
885,02	885,02	871,34	859,62	856,69	799,06	800,03	797,10	798,08	811,76	822,50	877,20	10.063,43
895,56	895,56	881,72	869,86	866,89	808,57	809,56	806,60	807,58	821,42	832,30	887,65	10.183,27
906,22	906,22	892,22	880,22	877,22	818,20	819,20	816,20	817,20	831,21	842,21	898,22	10.304,55
917,02	917,02	902,85	890,70	887,66	827,95	828,96	825,92	826,93	841,10	852,24	908,92	10.427,26
927,94	927,94	913,60	901,31	898,23	837,81	838,83	835,76	836,78	851,12	862,39	919,74	10.551,44
938,99	938,99	924,48	912,04	908,93	847,78	848,82	845,71	846,75	861,26	872,66	930,70	10.677,10
950,17	950,17	935,49	922,90	919,76	857,88	858,93	855,78	856,83	871,51	883,05	941,78	10.804,25
961,49	961,49	946,63	933,89	930,71	868,10	869,16	865,97	867,04	881,89	893,57	953,00	10.932,92
972,94	972,94	957,90	945,02	941,79	878,43	879,51	876,29	877,36	892,40	904,21	964,35	11.063,12
984,52	984,52	969,31	956,27	953,01	888,90	889,98	886,72	887,81	903,02	914,98	975,83	11.194,88
996,25	996,25	980,85	967,66	964,36	899,48	900,58	897,28	898,38	913,78	925,87	987,45	11.328,20
1.008,11	1.008,11	992,53	979,18	975,84	910,19	911,31	907,97	909,08	924,66	936,90	999,21	11.463,11

2 MÓDULO ECO-480-500M-72SB, ECO DELTA POWER CO

CON INSTALACION												
Coste enero (€)	Coste febrero (€)	Coste marzo (€)	Coste abril (€)	Coste mayo (€)	Coste junio (€)	Coste julio (€)	Coste agosto (€)	Coste septiembre (€)	Coste octubre (€)	Coste noviembre (€)	Coste diciembre (€)	Coste Anual (€)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
220,66	84,92	-40,60	-83,39	-136,55	-119,40	-132,05	-120,05	-92,66	-23,89	121,82	197,39	-123,81
223,29	85,93	-41,08	-84,39	-138,17	-120,82	-133,63	-121,48	-93,77	-24,18	123,27	199,74	-125,28
225,94	86,95	-41,57	-85,39	-139,82	-122,26	-135,22	-122,92	-94,88	-24,46	124,74	202,12	-126,77
228,64	87,99	-42,06	-86,41	-141,49	-123,72	-136,83	-124,39	-96,01	-24,76	126,22	204,53	-128,28
231,36	89,04	-42,56	-87,44	-143,17	-125,19	-138,46	-125,87	-97,16	-25,05	127,73	206,97	-129,81
234,11	90,10	-43,07	-88,48	-144,88	-126,68	-140,11	-127,37	-98,31	-25,35	129,25	209,43	-131,36
236,90	91,17	-43,58	-89,53	-146,60	-128,19	-141,78	-128,88	-99,49	-25,65	130,79	211,92	-132,92
239,72	92,25	-44,10	-90,60	-148,35	-129,72	-143,46	-130,42	-100,67	-25,96	132,34	214,45	-134,50
242,58	93,35	-44,63	-91,68	-150,11	-131,26	-145,17	-131,97	-101,87	-26,27	133,92	217,00	-136,10
245,47	94,47	-45,16	-92,77	-151,90	-132,82	-146,90	-133,54	-103,08	-26,58	135,51	219,59	-137,73
248,39	95,59	-45,70	-93,87	-153,71	-134,41	-148,65	-135,13	-104,31	-26,89	137,13	222,20	-139,37
251,35	96,73	-46,24	-94,99	-155,54	-136,01	-150,42	-136,74	-105,55	-27,22	138,76	224,85	-141,03
254,34	97,88	-46,79	-96,12	-157,39	-137,63	-152,21	-138,37	-106,81	-27,54	140,41	227,53	-142,71
257,37	99,05	-47,35	-97,27	-159,27	-139,27	-154,03	-140,02	-108,08	-27,87	142,09	230,24	-144,40
260,44	100,23	-47,91	-98,42	-161,16	-140,92	-155,86	-141,69	-109,37	-28,20	143,78	232,98	-146,12
263,54	101,42	-48,48	-99,60	-163,08	-142,60	-157,72	-143,37	-110,67	-28,53	145,49	235,75	-147,86
266,68	102,63	-49,06	-100,78	-165,03	-144,30	-159,59	-145,08	-111,99	-28,87	147,22	238,56	-149,63
269,85	103,85	-49,65	-101,98	-166,99	-146,02	-161,49	-146,81	-113,32	-29,22	148,98	241,40	-151,41
273,06	105,09	-50,24	-103,20	-168,98	-147,76	-163,42	-148,56	-114,67	-29,57	150,75	244,28	-153,21
276,32	106,34	-50,84	-104,43	-170,99	-149,52	-165,36	-150,33	-116,04	-29,92	152,55	247,18	-155,04
279,61	107,60	-51,44	-105,67	-173,03	-151,30	-167,33	-152,12	-117,42	-30,27	154,36	250,13	-156,88
282,94	108,89	-52,05	-106,93	-175,09	-153,10	-169,33	-153,93	-118,82	-30,64	156,20	253,11	-158,75
286,31	110,18	-52,67	-108,20	-177,17	-154,92	-171,34	-155,76	-120,23	-31,00	158,06	256,12	-160,64
289,72	111,49	-53,30	-109,49	-179,28	-156,77	-173,38	-157,62	-121,66	-31,37	159,94	259,17	-162,55
293,17	112,82	-53,94	-110,79	-181,42	-158,64	-175,45	-159,49	-123,11	-31,74	161,85	262,26	-164,49

		Payback Descontado	
		Flujo	Pendiente
AÑO	0	-26.747,58 €	-26.747,58 €
AÑO	1	7.155,47 €	-19.592,11 €
AÑO	2	6.406,90 €	-13.185,21 €
AÑO	3	5.729,88 €	-7.455,32 €
AÑO	4	5.117,51 €	-2.337,82 €
AÑO	5	4.563,52 €	2.225,70 €
AÑO	6	4.062,28 €	6.287,99 €
AÑO	7	3.608,70 €	9.896,69 €
AÑO	8	3.198,16 €	13.094,84 €
AÑO	9	2.826,49 €	15.921,33 €
AÑO	10	2.489,95 €	18.411,28 €
AÑO	11	2.185,12 €	20.596,41 €
AÑO	12	1.908,95 €	22.505,36 €
AÑO	13	1.658,65 €	24.164,01 €
AÑO	14	1.431,72 €	25.595,73 €
AÑO	15	1.225,90 €	26.821,63 €
AÑO	16	1.039,13 €	27.860,77 €
AÑO	17	869,58 €	28.730,35 €
AÑO	18	715,56 €	29.445,91 €
AÑO	19	575,57 €	30.021,48 €
AÑO	20	448,25 €	30.469,73 €
AÑO	21	332,36 €	30.802,10 €
AÑO	22	226,79 €	31.028,89 €
AÑO	23	130,54 €	31.159,42 €
AÑO	24	42,68 €	31.202,11 €
AÑO	25	-37,59 €	31.164,52 €

3 MÓDULO DM72-380-3895, NINGBO RAYTECH NEW ENERGY MATERIALS CO., LTD

CON INSTALACION												
Coste enero (€)	Coste febrero (€)	Coste marzo (€)	Coste abril (€)	Coste mayo (€)	Coste junio (€)	Coste julio (€)	Coste agosto (€)	Coste septiembre (€)	Coste octubre (€)	Coste noviembre (€)	Coste diciembre (€)	Coste Anual (€)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
227,61	93,62	-36,85	-79,14	-131,62	-114,91	-127,39	-115,55	-88,52	-20,59	129,35	204,56	-59,44
230,32	94,73	-37,29	-80,08	-133,19	-116,28	-128,91	-116,93	-89,57	-20,83	130,89	206,99	-60,15
233,06	95,86	-37,74	-81,04	-134,77	-117,66	-130,45	-118,32	-90,64	-21,08	132,45	209,46	-60,86
235,84	97,00	-38,19	-82,00	-136,38	-119,06	-132,00	-119,73	-91,72	-21,33	134,03	211,95	-61,59
238,64	98,16	-38,64	-82,98	-138,00	-120,48	-133,57	-121,16	-92,81	-21,58	135,62	214,48	-62,32
241,49	99,33	-39,10	-83,97	-139,65	-121,91	-135,16	-122,60	-93,92	-21,84	137,24	217,03	-63,06
244,36	100,51	-39,57	-84,97	-141,31	-123,37	-136,77	-124,06	-95,04	-22,10	138,87	219,61	-63,81
247,27	101,71	-40,04	-85,98	-142,99	-124,84	-138,40	-125,54	-96,17	-22,36	140,53	222,23	-64,57
250,22	102,92	-40,51	-87,00	-144,70	-126,32	-140,05	-127,03	-97,31	-22,63	142,20	224,88	-65,34
253,20	104,15	-41,00	-88,04	-146,42	-127,83	-141,72	-128,54	-98,47	-22,90	143,89	227,55	-66,12
256,21	105,39	-41,49	-89,09	-148,16	-129,35	-143,41	-130,07	-99,64	-23,17	145,61	230,26	-66,91
259,26	106,64	-41,98	-90,15	-149,93	-130,89	-145,11	-131,62	-100,83	-23,45	147,34	233,01	-67,71
262,35	107,91	-42,48	-91,22	-151,71	-132,45	-146,84	-133,19	-102,03	-23,73	149,10	235,78	-68,51
265,48	109,20	-42,99	-92,31	-153,52	-134,03	-148,59	-134,78	-103,25	-24,01	150,87	238,59	-69,33
268,64	110,50	-43,50	-93,41	-155,35	-135,62	-150,36	-136,38	-104,48	-24,30	152,67	241,43	-70,15
271,84	111,81	-44,02	-94,52	-157,20	-137,24	-152,15	-138,01	-105,72	-24,59	154,49	244,31	-70,99
275,07	113,14	-44,54	-95,64	-159,07	-138,87	-153,96	-139,65	-106,98	-24,88	156,33	247,22	-71,84
278,35	114,49	-45,07	-96,78	-160,96	-140,52	-155,80	-141,31	-108,25	-25,17	158,19	250,16	-72,69
281,66	115,85	-45,61	-97,94	-162,88	-142,20	-157,65	-143,00	-109,54	-25,47	160,07	253,14	-73,56
285,02	117,23	-46,15	-99,10	-164,82	-143,89	-159,53	-144,70	-110,85	-25,78	161,98	256,15	-74,43
288,41	118,63	-46,70	-100,28	-166,78	-145,61	-161,43	-146,42	-112,17	-26,09	163,91	259,20	-75,32
291,85	120,04	-47,26	-101,48	-168,77	-147,34	-163,35	-148,17	-113,50	-26,40	165,86	262,29	-76,22
295,32	121,47	-47,82	-102,69	-170,78	-149,09	-165,30	-149,93	-114,86	-26,71	167,84	265,42	-77,12
298,84	122,92	-48,39	-103,91	-172,81	-150,87	-167,26	-151,72	-116,22	-27,03	169,83	268,58	-78,04
302,40	124,38	-48,96	-105,15	-174,87	-152,67	-169,26	-153,52	-117,61	-27,35	171,86	271,77	-78,97

		Payback Descontado	
		Flujo	Pendiente
AÑO	0	-21.907,70 €	-21.907,70 €
AÑO	1	7.269,61 €	-14.638,08 €
AÑO	2	6.520,52 €	-8.117,56 €
AÑO	3	5.843,16 €	-2.274,41 €
AÑO	4	5.230,59 €	2.956,18 €
AÑO	5	4.676,57 €	7.632,75 €
AÑO	6	4.175,43 €	11.808,17 €
AÑO	7	3.722,05 €	15.530,23 €
AÑO	8	3.311,84 €	18.842,07 €
AÑO	9	2.940,61 €	21.782,67 €
AÑO	10	2.604,59 €	24.387,26 €
AÑO	11	2.300,37 €	26.687,63 €
AÑO	12	2.024,89 €	28.712,52 €
AÑO	13	1.775,36 €	30.487,88 €
AÑO	14	1.549,26 €	32.037,14 €
AÑO	15	1.344,34 €	33.381,48 €
AÑO	16	1.158,53 €	34.540,00 €
AÑO	17	989,98 €	35.529,98 €
AÑO	18	837,03 €	36.367,01 €
AÑO	19	698,15 €	37.065,16 €
AÑO	20	571,99 €	37.637,15 €
AÑO	21	457,30 €	38.094,45 €
AÑO	22	352,97 €	38.447,42 €
AÑO	23	257,99 €	38.705,41 €
AÑO	24	171,46 €	38.876,87 €
AÑO	25	92,54 €	38.969,40 €

4 MÓDULO M10 PERC SERIES 400-415W, OCEAN SOLAR CO., LTD

CON INSTALACION												
Coste enero (€)	Coste febrero (€)	Coste marzo (€)	Coste abril (€)	Coste mayo (€)	Coste junio (€)	Coste julio (€)	Coste agosto (€)	Coste septiembre (€)	Coste octubre (€)	Coste noviembre (€)	Coste diciembre (€)	Coste Anual (€)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
236,46	104,71	-32,08	-73,72	-125,34	-109,18	-121,46	-109,82	-83,24	-16,37	138,95	213,68	22,58
239,28	105,96	-32,47	-74,60	-126,83	-110,48	-122,90	-111,13	-84,23	-16,57	140,61	216,23	22,85
242,13	107,22	-32,85	-75,49	-128,35	-111,80	-124,37	-112,46	-85,23	-16,76	142,28	218,80	23,13
245,01	108,49	-33,24	-76,39	-129,87	-113,13	-125,85	-113,80	-86,25	-16,96	143,97	221,41	23,40
247,93	109,79	-33,64	-77,30	-131,42	-114,48	-127,35	-115,15	-87,28	-17,17	145,69	224,05	23,68
250,88	111,09	-34,04	-78,22	-132,99	-115,84	-128,86	-116,52	-88,31	-17,37	147,42	226,71	23,96
253,87	112,42	-34,45	-79,15	-134,57	-117,22	-130,40	-117,91	-89,37	-17,58	149,18	229,41	24,25
256,89	113,76	-34,86	-80,09	-136,17	-118,62	-131,95	-119,31	-90,43	-17,79	150,96	232,15	24,54
259,95	115,11	-35,27	-81,05	-137,79	-120,03	-133,52	-120,73	-91,51	-18,00	152,75	234,91	24,83
263,05	116,48	-35,69	-82,01	-139,43	-121,46	-135,11	-122,17	-92,60	-18,21	154,57	237,71	25,12
266,18	117,87	-36,12	-82,99	-141,09	-122,90	-136,72	-123,63	-93,70	-18,43	156,41	240,54	25,42
269,35	119,27	-36,55	-83,98	-142,78	-124,37	-138,35	-125,10	-94,82	-18,65	158,28	243,40	25,73
272,56	120,69	-36,98	-84,98	-144,48	-125,85	-140,00	-126,59	-95,95	-18,87	160,16	246,30	26,03
275,80	122,13	-37,42	-85,99	-146,20	-127,35	-141,66	-128,10	-97,09	-19,10	162,07	249,24	26,34
279,09	123,58	-37,87	-87,01	-147,94	-128,86	-143,35	-129,62	-98,24	-19,32	164,00	252,20	26,66
282,41	125,06	-38,32	-88,05	-149,70	-130,40	-145,06	-131,17	-99,41	-19,55	165,95	255,21	26,97
285,78	126,55	-38,78	-89,10	-151,48	-131,95	-146,79	-132,73	-100,60	-19,79	167,93	258,25	27,29
289,18	128,05	-39,24	-90,16	-153,29	-133,52	-148,53	-134,31	-101,80	-20,02	169,93	261,32	27,62
292,62	129,58	-39,70	-91,23	-155,11	-135,11	-150,30	-135,91	-103,01	-20,26	171,95	264,44	27,95
296,11	131,12	-40,18	-92,32	-156,96	-136,72	-152,09	-137,53	-104,23	-20,50	174,00	267,58	28,28
299,63	132,68	-40,66	-93,42	-158,83	-138,35	-153,90	-139,17	-105,48	-20,75	176,07	270,77	28,62
303,20	134,26	-41,14	-94,53	-160,72	-140,00	-155,74	-140,82	-106,73	-20,99	178,17	274,00	28,96
306,81	135,86	-41,63	-95,66	-162,63	-141,67	-157,59	-142,50	-108,00	-21,24	180,29	277,26	29,30
310,47	137,48	-42,13	-96,79	-164,57	-143,35	-159,47	-144,20	-109,29	-21,50	182,44	280,56	29,65
314,16	139,12	-42,63	-97,95	-166,53	-145,06	-161,37	-145,91	-110,59	-21,75	184,61	283,90	30,01

		Payback Descontado	
		Flujo	Pendiente
AÑO	0	-21.366,03 €	-21.366,03 €
AÑO	1	7.256,02 €	-14.110,01 €
AÑO	2	6.509,41 €	-7.600,60 €
AÑO	3	5.834,31 €	-1.766,29 €
AÑO	4	5.223,80 €	3.457,51 €
AÑO	5	4.671,65 €	8.129,16 €
AÑO	6	4.172,21 €	12.301,38 €
AÑO	7	3.720,40 €	16.021,78 €
AÑO	8	3.311,60 €	19.333,38 €
AÑO	9	2.941,67 €	22.275,05 €
AÑO	10	2.606,84 €	24.881,89 €
AÑO	11	2.303,71 €	27.185,60 €
AÑO	12	2.029,23 €	29.214,83 €
AÑO	13	1.780,62 €	30.995,45 €
AÑO	14	1.555,37 €	32.550,82 €
AÑO	15	1.351,22 €	33.902,04 €
AÑO	16	1.166,13 €	35.068,18 €
AÑO	17	998,26 €	36.066,44 €
AÑO	18	845,93 €	36.912,36 €
AÑO	19	707,63 €	37.619,99 €
AÑO	20	582,00 €	38.201,99 €
AÑO	21	467,82 €	38.669,81 €
AÑO	22	363,96 €	39.033,77 €
AÑO	23	269,43 €	39.303,20 €
AÑO	24	183,31 €	39.486,51 €
AÑO	25	104,79 €	39.591,30 €

5 MÓDULO ECO-530-550M-72LHC, ECO DELTA POWER CO., LTD

CON INSTALACION												
Coste enero (€)	Coste febrero (€)	Coste marzo (€)	Coste abril (€)	Coste mayo (€)	Coste junio (€)	Coste julio (€)	Coste agosto (€)	Coste septiembre (€)	Coste octubre (€)	Coste noviembre (€)	Coste diciembre (€)	Coste Anual (€)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
232,42	99,64	-34,26	-76,20	-128,21	-111,80	-124,17	-112,44	-85,65	-18,30	134,57	209,52	-14,88
235,19	100,83	-34,67	-77,10	-129,74	-113,13	-125,65	-113,78	-86,67	-18,51	136,17	212,01	-15,05
237,99	102,03	-35,08	-78,02	-131,28	-114,48	-127,14	-115,13	-87,70	-18,73	137,79	214,54	-15,23
240,82	103,25	-35,50	-78,95	-132,85	-115,84	-128,66	-116,51	-88,75	-18,96	139,43	217,09	-15,42
243,69	104,48	-35,92	-79,89	-134,43	-117,22	-130,19	-117,89	-89,80	-19,18	141,09	219,68	-15,60
246,59	105,72	-36,35	-80,84	-136,03	-118,61	-131,74	-119,30	-90,87	-19,41	142,77	222,29	-15,78
249,53	106,98	-36,79	-81,81	-137,65	-120,03	-133,31	-120,72	-91,96	-19,64	144,47	224,94	-15,97
252,50	108,25	-37,22	-82,78	-139,29	-121,46	-134,90	-122,16	-93,05	-19,88	146,19	227,62	-16,16
255,51	109,54	-37,67	-83,77	-140,95	-122,90	-136,50	-123,61	-94,16	-20,11	147,93	230,33	-16,36
258,55	110,85	-38,12	-84,76	-142,62	-124,37	-138,13	-125,08	-95,28	-20,35	149,70	233,07	-16,55
261,63	112,17	-38,57	-85,77	-144,32	-125,85	-139,77	-126,57	-96,42	-20,60	151,48	235,85	-16,75
264,74	113,50	-39,03	-86,79	-146,04	-127,35	-141,44	-128,08	-97,56	-20,84	153,28	238,66	-16,95
267,90	114,86	-39,49	-87,83	-147,78	-128,86	-143,12	-129,60	-98,73	-21,09	155,11	241,50	-17,15
271,09	116,22	-39,96	-88,87	-149,54	-130,40	-144,83	-131,15	-99,90	-21,34	156,96	244,37	-17,35
274,32	117,61	-40,44	-89,93	-151,32	-131,95	-146,55	-132,71	-101,09	-21,59	158,83	247,28	-17,56
277,58	119,01	-40,92	-91,00	-153,12	-133,52	-148,30	-134,29	-102,29	-21,85	160,72	250,23	-17,77
280,89	120,42	-41,41	-92,09	-154,95	-135,11	-150,06	-135,89	-103,51	-22,11	162,63	253,21	-17,98
284,23	121,86	-41,90	-93,18	-156,79	-136,72	-151,85	-137,51	-104,75	-22,38	164,57	256,22	-18,19
287,62	123,31	-42,40	-94,29	-158,66	-138,35	-153,66	-139,15	-105,99	-22,64	166,53	259,28	-18,41
291,04	124,78	-42,91	-95,42	-160,55	-140,00	-155,49	-140,80	-107,26	-22,91	168,51	262,36	-18,63
294,51	126,26	-43,42	-96,55	-162,46	-141,66	-157,34	-142,48	-108,53	-23,18	170,52	265,49	-18,85
298,02	127,77	-43,93	-97,70	-164,40	-143,35	-159,21	-144,18	-109,83	-23,46	172,55	268,65	-19,08
301,57	129,29	-44,46	-98,87	-166,35	-145,06	-161,11	-145,89	-111,13	-23,74	174,60	271,85	-19,30
305,16	130,83	-44,99	-100,04	-168,34	-146,79	-163,03	-147,63	-112,46	-24,02	176,68	275,09	-19,53
308,79	132,39	-45,52	-101,24	-170,34	-148,53	-164,97	-149,39	-113,80	-24,31	178,79	278,36	-19,77

		Payback Descontado	
		Flujo	Pendiente
AÑO	0	-23.571,05 €	-23.571,05 €
AÑO	1	7.245,37 €	-16.325,68 €
AÑO	2	6.495,01 €	-9.830,67 €
AÑO	3	5.816,46 €	-4.014,22 €
AÑO	4	5.202,78 €	1.188,56 €
AÑO	5	4.647,70 €	5.836,26 €
AÑO	6	4.145,56 €	9.981,82 €
AÑO	7	3.691,25 €	13.673,07 €
AÑO	8	3.280,13 €	16.953,20 €
AÑO	9	2.908,04 €	19.861,24 €
AÑO	10	2.571,20 €	22.432,43 €
AÑO	11	2.266,19 €	24.698,63 €
AÑO	12	1.989,95 €	26.688,58 €
AÑO	13	1.739,68 €	28.428,26 €
AÑO	14	1.512,87 €	29.941,13 €
AÑO	15	1.307,25 €	31.248,38 €
AÑO	16	1.120,76 €	32.369,15 €
AÑO	17	951,56 €	33.320,70 €
AÑO	18	797,95 €	34.118,65 €
AÑO	19	658,44 €	34.777,09 €
AÑO	20	531,64 €	35.308,73 €
AÑO	21	416,33 €	35.725,06 €
AÑO	22	311,38 €	36.036,44 €
AÑO	23	215,79 €	36.252,23 €
AÑO	24	128,65 €	36.380,89 €
AÑO	25	49,13 €	36.430,01 €

ANEXO IV. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

En este Anexo se detallan los cálculos eléctricos concernientes al cableado, tomas a tierra, canalizaciones y protecciones.

1 CABLEADO ELÉCTRICO

A continuación, se va a desarrollar todos los cálculos eléctricos realizados para la determinación de las secciones mínimas del cableado eléctrico, dividiendo este apartado en dos partes concernientes a continua y alterna respectivamente.

Los criterios que se van a emplear son:

- Criterio térmico (Intensidad máxima admisible)
- Criterio de caída de tensión.
- Criterio de intensidad de cortocircuito

Puesto que darán tres resultados diferentes, se escogerá la sección más restrictiva pues así se cumple con los otros criterios y se asegura el cumplimiento de la instalación. Como se ha mencionado previamente, la instalación cuenta con dos partes claramente diferenciadas por su tipo de corriente. La parte en continua recorre desde los módulos fotovoltaicos hasta los inversores, los cuales la convierte en alterna. La parte en alterna recorre desde el inversor hasta el cuadro general de protección.

1.1 CORRIENTE CONTINUA

Dentro de la parte continua se tienen seis secciones diferentes para los distintos inversores. El conductor empleado es el modelo PRYSUN H1Z2Z2-K. Se trata de un conductor unipolar de cobre estañado con un aislamiento de polietileno reticulado (XLPE). Este conductor está especialmente diseñado para este tipo de aplicaciones, además de cumplir la normativa contra incendios, al ser un cable no propagador de llama y con baja opacidad de humos. Por otra parte, en la parte de continua se encuentran dos métodos de instalación diferente. El primero, que recoge los cables hasta la fachada, se trata de una bandeja perforada. El segundo, que lleva los conductores desde la fachada hasta el inversor, se trata de un tubo empotrado en la pared. Por lo tanto, para realizar los cálculos de las corrientes máximas admisibles se escogerá el método que implique la corriente más restrictiva. Se han dividido las seis diferentes secciones de la siguiente manera:



Figura 25 - Esquema de la instalación de corriente continua

Los tramos 1, 2 y 3 corresponden a las secciones que conectan los strings de los paneles, mientras que las secciones 4 y 5 representan la unión de intensidad debido a la conexión de dos strings, duplicando la intensidad y haciendo necesario el nuevo dimensionamiento. El tramo 4 corresponde a la sección de unión de los strings del tramo 3 y el tramo 5 a la del tramo 2.

a) Criterio térmico

La corriente máxima admisible es aquella que es capaz de circular por un conductor en servicio permanente sin que sufra ningún daño.

Se emplea la siguiente fórmula:

$$I_{MAX ADM} = 1,25 \cdot I_{SC-ST}$$

Siendo I_{SC-ST} la corriente de cortocircuito en condiciones de ensayo estándar.

La corriente de cortocircuito se puede sacar de la hoja de especificaciones de los módulos fotovoltaicos. Además, según la ITC-BT-40, los conductores tienen que soportar una intensidad, como mínimo, del 125% de la corriente máxima admisible.

Para seleccionar la sección adecuada se disponen de unas tablas (según la norma UNE-HD 60364-5-52 o el fabricante).

Sin embargo, se ha de tener en cuenta la agrupación de los diferentes conductores, que afecta a la corriente máxima que puede soportar el cable. Por ello, se multiplica la intensidad admisible del conductor por un coeficiente de corrección en función del número de conductores llamado k_A , extraído de la Norma UNE-HD 60364-5-52, más concretamente el Anexo C.

Sección Tramo 1

$$I_{MAX ADM} = 1,25 \cdot 14,21 = 17,76 A$$

Tabla C.52.3 – Factores de reducción para grupos de varios circuitos o de varios cables multipolares (a utilizar con los valores de corrientes admisibles de la tabla C.52.1)

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multipolares								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados en el aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre muros, suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
3	Capa única fijada directamente al techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
5	Capa única sobre bandeja de escalera, soportes o bridas de amarre, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

Figura 26 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o varios cables multipolares [8].

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T. AMBIENTE 60 °C y T. CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1 x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1 x 4	3	6,6	61	4,95	46	55	11,45
1 x 6	3,9	7,4	80	3,30	59	70	7,75
1 x 10	5,1	8,8	124	1,91	82	98	4,60
1 x 16	6,3	10,1	186	1,21	110	132	2,89
1 x 25	7,8	12,5	286	0,780	140	176	1,83
1 x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1 x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98
1 x 70	13,1	15,6	709	0,272	282	347	0,68
1 x 95	15,1	16,4	900	0,206	343	416	0,48
1 x 120	17	18,6	1153	0,161	397	488	0,39
1 x 150	19	20,4	1452	0,129	458	566	0,31
1 x 185	21	22,4	1713	0,106	523	644	0,25
1 x 240	24	24,0	2245	0,0801	617	775	0,20

Figura 27 - Datos técnicos del cable PRYSUN H1Z2Z2-K [9]

$$I_{MAX ADM} = 24 A > 17,76 A$$

Luego, sección de 1,5 mm².

Sección Tramo 2

$$I_{MAX ADM} = 1,25 \cdot 14,21 = 17,76 A$$

Tabla C.52.3 – Factores de reducción para grupos de varios circuitos o de varios cables multipolares (a utilizar con los valores de corrientes admisibles de la tabla C.52.1)

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multipolares								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados en el aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre muros, suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
3	Capa única fijada directamente al techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
5	Capa única sobre bandeja de escalera, soportes o bridas de amarre, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

Figura 28 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o varios cables multipolares [8]

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T. AMBIENTE 60 °C y T. CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1 x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1 x 4	3	6,6	61	4,95	46	55	11,45
1 x 6	3,9	7,4	80	3,30	59	70	7,75
1 x 10	5,1	8,8	124	1,91	82	98	4,60
1 x 16	6,3	10,1	186	1,21	110	132	2,89
1 x 25	7,8	12,5	286	0,780	140	176	1,83
1 x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1 x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98
1 x 70	13,1	15,6	709	0,272	282	347	0,68
1 x 95	15,1	16,4	900	0,206	343	416	0,48
1 x 120	17	18,6	1153	0,161	397	488	0,39
1 x 150	19	20,4	1452	0,129	458	566	0,31
1 x 185	21	22,4	1713	0,106	523	644	0,25
1 x 240	24	24,0	2245	0,0801	617	775	0,20

Figura 29 - Datos técnicos del cable PRYSUN H1Z2Z2-K [9]

$$I_{MAX ADM} = 24 > 17,76 A$$

Luego, sección de 1,5 mm².

Sección Tramo 3

$$I_{MAX ADM} = 1,25 \cdot 14,21 = 17,76 A$$

Tabla C.52.3 – Factores de reducción para grupos de varios circuitos o de varios cables multipolares (a utilizar con los valores de corrientes admisibles de la tabla C.52.1)

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multipolares								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados en el aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre muros, suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
3	Capa única fijada directamente al techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
5	Capa única sobre bandeja de escalera, soportes o bridas de amarre, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

Figura 30 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o varios cables multipolares [8]

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T. AMBIENTE 60 °C y T. CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1 x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1 x 4	3	6,6	61	4,95	46	55	11,45
1 x 6	3,9	7,4	80	3,30	59	70	7,75
1 x 10	5,1	8,8	124	1,91	82	98	4,60
1 x 16	6,3	10,1	186	1,21	110	132	2,89
1 x 25	7,8	12,5	286	0,780	140	176	1,83
1 x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1 x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98
1 x 70	13,1	15,6	709	0,272	282	347	0,68
1 x 95	15,1	16,4	900	0,206	343	416	0,48
1 x 120	17	18,6	1153	0,161	397	488	0,39
1 x 150	19	20,4	1452	0,129	458	566	0,31
1 x 185	21	22,4	1713	0,106	523	644	0,25
1 x 240	24	24,0	2245	0,0801	617	775	0,20

Figura 31 - Datos técnicos del cable PRYSUN H1Z2Z2-K [9]

$$I_{MAX ADM} = 24 > 17,76 A$$

Luego, sección de 1,5 mm².

Sección Tramo 4

Se duplica la intensidad debido a la unión de strings:

$$I_{MAX ADM} = 2 \cdot 17,76 = 35,52 A$$

Tabla C.52.3 – Factores de reducción para grupos de varios circuitos o de varios cables multipolares (a utilizar con los valores de corrientes admisibles de la tabla C.52.1)

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multipolares								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados en el aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre muros, suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
3	Capa única fijada directamente al techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
5	Capa única sobre bandeja de escalera, soportes o bridas de amarre, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

Figura 32 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o varios cables multipolares [8]

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T. AMBIENTE 60 °C y T. CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1 x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1 x 4	3	6,6	61	4,95	46	55	11,45
1 x 6	3,9	7,4	80	3,30	59	70	7,75
1 x 10	5,1	8,8	124	1,91	82	98	4,60
1 x 16	6,3	10,1	186	1,21	110	132	2,89
1 x 25	7,8	12,5	286	0,780	140	176	1,83
1 x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1 x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98
1 x 70	13,1	15,6	709	0,272	282	347	0,68
1 x 95	15,1	16,4	900	0,206	343	416	0,48
1 x 120	17	18,6	1153	0,161	397	488	0,39
1 x 150	19	20,4	1452	0,129	458	566	0,31
1 x 185	21	22,4	1713	0,106	523	644	0,25
1 x 240	24	24,0	2245	0,0801	617	775	0,20

Figura 33 - Datos técnicos del cable PRYSUN H1Z2Z2-K [9]

$$I_{MAX ADM} = 46 \cdot 0,8 > 35,52 A$$

Luego, sección de 4 mm².

Sección Tramo 5

Se duplica la intensidad debido a la unión de strings:

$$I_{MAX ADM} = 2 \cdot 17,76 = 35,52 A$$

Tabla C.52.3 – Factores de reducción para grupos de varios circuitos o de varios cables multipolares (a utilizar con los valores de corrientes admisibles de la tabla C.52.1)

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multipolares								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados en el aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre muros, suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
3	Capa única fijada directamente al techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
5	Capa única sobre bandeja de escalera, soportes o bridas de amarre, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

Figura 34 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o varios cables multipolares [8]

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T. AMBIENTE 60 °C y T. CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1 x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1 x 4	3	6,6	61	4,95	46	55	11,45
1 x 6	3,9	7,4	80	3,30	59	70	7,75
1 x 10	5,1	8,8	124	1,91	82	98	4,60
1 x 16	6,3	10,1	186	1,21	110	132	2,89
1 x 25	7,8	12,5	286	0,780	140	176	1,83
1 x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1 x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98
1 x 70	13,1	15,6	709	0,272	282	347	0,68
1 x 95	15,1	16,4	900	0,206	343	416	0,48
1 x 120	17	18,6	1153	0,161	397	488	0,39
1 x 150	19	20,4	1452	0,129	458	566	0,31
1 x 185	21	22,4	1713	0,106	523	644	0,25
1 x 240	24	24,0	2245	0,0801	617	775	0,20

Figura 35 - Datos técnicos del cable PRYSUN H1Z2Z2-K [9]

$$I_{MAX ADM} = 46 \cdot 0,8 > 35,52 A$$

Luego, sección de 4 mm².

Para la instalación en un conducto sobre pared se ha de ir a la columna 4 de la tabla B.52.5 de la norma UNE-HD 60364-5-52.

Conducto sobre pared del Tramo 1

Tabla B.52.1 - Métodos de instalación de referencia que forman la base de las corrientes admisibles tabuladas

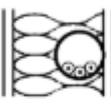
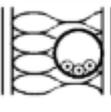
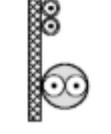
Método de instalación de referencia		Tabla y columna							Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción por agrupamiento
		Corrientes admisibles para los circuitos simples					Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción por agrupamiento		
		Aislamiento termoplástico	Aislamiento termoestable		Aislamiento mineral					
		Número de conductores aislados								
2	3	2	3	2 y 3	8	9				
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
	Conductores aislados (cables unipolares) en un tubo en una pared térmicamente aislante	A1	B.52.2 Col. 2	B.52.4 Col. 2	B.52.3 Col. 2	B.52.5 Col. 2	-	B.52.14	B.52.17	
	Cable multipolar en un tubo en una pared térmicamente aislante	A2	B.52.2 Col. 3	B.52.4 Col. 3	B.52.3 Col. 3	B.52.5 Col. 3	-	B.52.14	B.52.17 Excepto D (aplica la tabla B.52.19)	
	Conductores aislados (cables unipolares) en un tubo sobre una pared de madera	B1	B.52.2 Col. 4	B.52.4 Col. 4	B.52.3 Col. 4	B.52.5 Col. 4	-	B.52.14	B.52.17	
	Cable multipolar en un tubo sobre una pared de madera	B2	B.52.2 Col. 5	B.52.4 Col. 5	B.52.3 Col. 5	B.52.5 Col. 5	-	B.52.14	B.52.17	
	Cable unipolar o multipolar sobre una pared de madera	C	B.52.2 Col. 6	B.52.4 Col. 6	B.52.3 Col. 6	B.52.5 Col. 6	Cubierta 70 °C B.52.6 Cubierta 105 °C B.52.7	B.52.14	B.52.17	
	Cable multipolar en conductos en el suelo	D	B.52.2 Col. 7	B.52.4 Col. 7	B.52.3 Col. 7	B.52.5 Col. 7	-	B.52.15	B.52.19	

Figura 36 - Métodos de instalación de referencia que forman la base de las corrientes admisibles tabuladas [8]

Tabla C.52.3 – Factores de reducción para grupos de varios circuitos o de varios cables multipolares (a utilizar con los valores de corrientes admisibles de la tabla C.52.1)

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multipolares								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados en el aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre muros, suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
3	Capa única fijada directamente al techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
5	Capa única sobre bandeja de escalera, soportes o bridas de amarre, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

Figura 37 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o varios cables multipolares [8]

Tabla B.52.5 - Corrientes admisibles, en amperios, para los métodos de instalación de la tabla B.52.1 - Cables aislados con XLPE/EPR, tres conductores cargados, cobre o aluminio - Temperatura del conductor: 90 °C, temperatura ambiente 30 °C en el aire, 20 °C en el terreno

Sección nominal del conductor mm ²	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D2
							
1	2	3	4	5	6	7	8
Cobre							
1,5	17	16,5	20	19,5	22	21	23
2,5	23	22	28	26	30	28	30
4	31	30	37	35	40	36	39
6	40	38	48	44	52	44	49
10	54	51	66	60	71	58	65
16	73	68	88	80	96	75	84
25	95	89	117	105	119	96	107
35	117	109	144	128	147	115	129
50	141	130	175	154	179	135	153
70	179	164	222	194	229	167	188
95	216	197	269	233	278	197	226
120	249	227	312	268	322	223	257
150	285	259	342	300	371	251	287
185	324	295	384	340	424	281	324
240	380	346	450	398	500	324	375
300	435	396	514	455	576	365	419
Aluminio							
2,5	19	18	22	21	24	22	
4	25	24	29	28	32	28	
6	32	31	38	35	41	35	
10	44	41	52	48	57	46	
16	58	55	71	64	76	59	64
25	76	71	93	84	90	75	82
35	94	87	116	103	112	90	98
50	113	104	140	124	136	106	117
70	142	131	179	156	174	130	144
95	171	157	217	188	211	154	172
120	197	180	251	216	245	174	197
150	226	206	267	240	283	197	220
185	256	233	300	272	323	220	250
240	300	273	351	318	382	253	290
300	344	313	402	364	440	286	326

NOTA En las columnas 3, 5, 6, 7 y 8, se supone que los conductores son circulares para un tamaño de hasta 16 mm² inclusive. Los valores indicados para mayores tamaños se refieren a conductores perfilados y pueden ser aplicados con seguridad a los conductores circulares.

Figura 38 - Corrientes admisibles para los diferentes métodos de instalación [8]

$$I_{MAX ADM} = 66 \cdot 0,7 > 35,52 A$$

Luego una sección de 10 mm².

Conducto sobre pared del Tramo 4

Tabla B.52.1 - Métodos de instalación de referencia que forman la base de las corrientes admisibles tabuladas

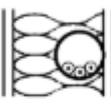
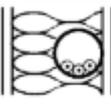
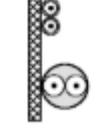
Método de instalación de referencia		Tabla y columna							Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción por agrupamiento
		Corrientes admisibles para los circuitos simples					Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción por agrupamiento		
		Aislamiento termoplástico	Aislamiento termoestable		Aislamiento mineral					
		Número de conductores aislados								
2	3	2	3	2 y 3	8	9				
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
	Conductores aislados (cables unipolares) en un tubo en una pared térmicamente aislante	A1	B.52.2 Col. 2	B.52.4 Col. 2	B.52.3 Col. 2	B.52.5 Col. 2	-	B.52.14	B.52.17	
	Cable multipolar en un tubo en una pared térmicamente aislante	A2	B.52.2 Col. 3	B.52.4 Col. 3	B.52.3 Col. 3	B.52.5 Col. 3	-	B.52.14	B.52.17 Excepto D (aplica la tabla B.52.19)	
	Conductores aislados (cables unipolares) en un tubo sobre una pared de madera	B1	B.52.2 Col. 4	B.52.4 Col. 4	B.52.3 Col. 4	B.52.5 Col. 4	-	B.52.14	B.52.17	
	Cable multipolar en un tubo sobre una pared de madera	B2	B.52.2 Col. 5	B.52.4 Col. 5	B.52.3 Col. 5	B.52.5 Col. 5	-	B.52.14	B.52.17	
	Cable unipolar o multipolar sobre una pared de madera	C	B.52.2 Col. 6	B.52.4 Col. 6	B.52.3 Col. 6	B.52.5 Col. 6	Cubierta 70 °C B.52.6 Cubierta 105 °C B.52.7	B.52.14	B.52.17	
	Cable multipolar en conductos en el suelo	D	B.52.2 Col. 7	B.52.4 Col. 7	B.52.3 Col. 7	B.52.5 Col. 7	-	B.52.15	B.52.19	

Figura 39 - Métodos de instalación de referencia que forman la base de las corrientes admisibles tabuladas [8]

Tabla C.52.3 – Factores de reducción para grupos de varios circuitos o de varios cables multipolares (a utilizar con los valores de corrientes admisibles de la tabla C.52.1)

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multipolares								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados en el aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre muros, suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
3	Capa única fijada directamente al techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
5	Capa única sobre bandeja de escalera, soportes o bridas de amarre, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

Figura 40 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o varios cables multipolares [8]

Tabla B.52.5 - Corrientes admisibles, en amperios, para los métodos de instalación de la tabla B.52.1 - Cables aislados con XLPE/EPR, tres conductores cargados, cobre o aluminio - Temperatura del conductor: 90 °C, temperatura ambiente 30 °C en el aire, 20 °C en el terreno

Sección nominal del conductor mm ²	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D2
1	2	3	4	5	6	7	8
Cobre							
1,5	17	16,5	20	19,5	22	21	23
2,5	23	22	28	26	30	28	30
4	31	30	37	35	40	36	39
6	40	38	48	44	52	44	49
10	54	51	66	60	71	58	65
16	73	68	88	80	96	75	84
25	95	89	117	105	119	96	107
35	117	109	144	128	147	115	129
50	141	130	175	154	179	135	153
70	179	164	222	194	229	167	188
95	216	197	269	233	278	197	226
120	249	227	312	268	322	223	257
150	285	259	342	300	371	251	287
185	324	295	384	340	424	281	324
240	380	346	450	398	500	324	375
300	435	396	514	455	576	365	419
Aluminio							
2,5	19	18	22	21	24	22	
4	25	24	29	28	32	28	
6	32	31	38	35	41	35	
10	44	41	52	48	57	46	
16	58	55	71	64	76	59	64
25	76	71	93	84	90	75	82
35	94	87	116	103	112	90	98
50	113	104	140	124	136	106	117
70	142	131	179	156	174	130	144
95	171	157	217	188	211	154	172
120	197	180	251	216	245	174	197
150	226	206	267	240	283	197	220
185	256	233	300	272	323	220	250
240	300	273	351	318	382	253	290
300	344	313	402	364	440	286	326

NOTA En las columnas 3, 5, 6, 7 y 8, se supone que los conductores son circulares para un tamaño de hasta 16 mm² inclusive. Los valores indicados para mayores tamaños se refieren a conductores perfilados y pueden ser aplicados con seguridad a los conductores circulares.

Figura 41 - Métodos de instalación de referencia que forman la base de las corrientes admisibles tabuladas [8]

$$I_{MAX ADM} = 66 \cdot 0,7 > 35,52 A$$

Luego aumenta a una sección de 10 mm².

Conducto sobre pared del Tramo 5

Tabla B.52.1 - Métodos de instalación de referencia que forman la base de las corrientes admisibles tabuladas

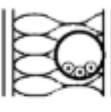
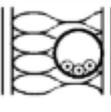
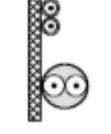
Método de instalación de referencia		Tabla y columna							Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción por agrupamiento
		Corrientes admisibles para los circuitos simples					Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción por agrupamiento		
		Aislamiento termoplástico	Aislamiento termoestable		Aislamiento mineral					
		Número de conductores aislados								
2	3	2	3	2 y 3	8	9				
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
	Conductores aislados (cables unipolares) en un tubo en una pared térmicamente aislante	A1	B.52.2 Col. 2	B.52.4 Col. 2	B.52.3 Col. 2	B.52.5 Col. 2	-	B.52.14	B.52.17	
	Cable multipolar en un tubo en una pared térmicamente aislante	A2	B.52.2 Col. 3	B.52.4 Col. 3	B.52.3 Col. 3	B.52.5 Col. 3	-	B.52.14	B.52.17 Excepto D (aplica la tabla B.52.19)	
	Conductores aislados (cables unipolares) en un tubo sobre una pared de madera	B1	B.52.2 Col. 4	B.52.4 Col. 4	B.52.3 Col. 4	B.52.5 Col. 4	-	B.52.14	B.52.17	
	Cable multipolar en un tubo sobre una pared de madera	B2	B.52.2 Col. 5	B.52.4 Col. 5	B.52.3 Col. 5	B.52.5 Col. 5	-	B.52.14	B.52.17	
	Cable unipolar o multipolar sobre una pared de madera	C	B.52.2 Col. 6	B.52.4 Col. 6	B.52.3 Col. 6	B.52.5 Col. 6	Cubierta 70 °C B.52.6 Cubierta 105 °C B.52.7	B.52.14	B.52.17	
	Cable multipolar en conductos en el suelo	D	B.52.2 Col. 7	B.52.4 Col. 7	B.52.3 Col. 7	B.52.5 Col. 7	-	B.52.15	B.52.19	

Figura 42 - Métodos de instalación de referencia que forman la base de las corrientes admisibles tabuladas [8]

Tabla C.52.3 – Factores de reducción para grupos de varios circuitos o de varios cables multipolares (a utilizar con los valores de corrientes admisibles de la tabla C.52.1)

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multipolares								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados en el aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre muros, suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
3	Capa única fijada directamente al techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
5	Capa única sobre bandeja de escalera, soportes o bridas de amarre, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

Figura 43 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o varios cables multipolares [8]

Tabla B.52.5 - Corrientes admisibles, en amperios, para los métodos de instalación de la tabla B.52.1 - Cables aislados con XLPE/EPR, tres conductores cargados, cobre o aluminio - Temperatura del conductor: 90 °C, temperatura ambiente 30 °C en el aire, 20 °C en el terreno

Sección nominal del conductor mm ²	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D2
1	2	3	4	5	6	7	8
Cobre							
1,5	17	16,5	20	19,5	22	21	23
2,5	23	22	28	26	30	28	30
4	31	30	37	35	40	36	39
6	40	38	48	44	52	44	49
10	54	51	66	60	71	58	65
16	73	68	88	80	96	75	84
25	95	89	117	105	119	96	107
35	117	109	144	128	147	115	129
50	141	130	175	154	179	135	153
70	179	164	222	194	229	167	188
95	216	197	269	233	278	197	226
120	249	227	312	268	322	223	257
150	285	259	342	300	371	251	287
185	324	295	384	340	424	281	324
240	380	346	450	398	500	324	375
300	435	396	514	455	576	365	419
Aluminio							
2,5	19	18	22	21	24	22	
4	25	24	29	28	32	28	
6	32	31	38	35	41	35	
10	44	41	52	48	57	46	
16	58	55	71	64	76	59	64
25	76	71	93	84	90	75	82
35	94	87	116	103	112	90	98
50	113	104	140	124	136	106	117
70	142	131	179	156	174	130	144
95	171	157	217	188	211	154	172
120	197	180	251	216	245	174	197
150	226	206	267	240	283	197	220
185	256	233	300	272	323	220	250
240	300	273	351	318	382	253	290
300	344	313	402	364	440	286	326

NOTA En las columnas 3, 5, 6, 7 y 8, se supone que los conductores son circulares para un tamaño de hasta 16 mm² inclusive. Los valores indicados para mayores tamaños se refieren a conductores perfilados y pueden ser aplicados con seguridad a los conductores circulares.

Figura 44 - Métodos de instalación de referencia que forman la base de las corrientes admisibles tabuladas [8]

$$I_{MAX ADM} = 66 \cdot 0,7 > 35,52 A$$

Luego aumenta a una sección de 10 mm².

Por lo tanto, para los tramos 1, 2 y 3 la sección escogida según el criterio de intensidad máxima admisible es 1,5 mm², mientras que para los tramos 4 y 5 es de 4 mm². Finalmente, para la instalación en un conducto sobre pared se tienen una sección de 10 mm² para todos.

b) Criterio de caída de tensión

La caída de tensión máxima que se puede alcanzar es del 1,5%, según la ITC-BT-40. La caída de tensión depende del número de paneles:

$$\Delta U = 1,5\% \cdot U = \frac{1,5}{100} \cdot 30,79 \cdot 21 = 9,7 \text{ V}$$

$$\Delta U = 1,5\% \cdot U = \frac{1,5}{100} \cdot 30,79 \cdot 9 = 4,16 \text{ V}$$

$$\Delta U = 1,5\% \cdot U = \frac{1,5}{100} \cdot 30,79 \cdot 7 = 3,24 \text{ V}$$

Para conocer la sección mínima para dicha caída de tensión se emplea la siguiente ecuación:

$$S(\text{mm}^2) = \frac{2 \cdot L \cdot 1,25 \cdot I}{\Delta U \cdot \gamma}$$

Siendo:

- Longitud del conductor L. El valor dependerá del string en cuestión.
- Intensidad de conductor I, indicada por la hoja de características del panel fotovoltaico. (13,48 A).
- Conductividad del cable γ , con un valor de $47,62 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$ para 70°C .

Además, la suma de caída de tensión de los tramos 2-5, y 3-4, tiene que ser menor que 1,5%.

A continuación, se muestran los cálculos realizados para cada uno de los circuitos.

Tabla 15 - Cálculos de secciones en continua de los diferentes circuitos.

Tramo	Tensión Máxima (V)	L (m)	In (A)	S mínima (mm ²)	S escogida (mm ²)	CDT (V)	CDT % (V)
1	646,59	39,86	13,48	2,91	4	7,05	1,23
Conducto sobre pared 1	646,59	5	13,48	0,36	4	7,94	
2	277,11	15,55	13,48	2,65	4	2,75	1,45
5	277,11	1,58	26,96	0,54	4	3,31	
Conducto sobre pared 5	277,11	5	26,96	1,70	10	4,02	
3	215,53	12,35	13,48	2,70	10	0,87	1,26
4	215,53	15,76	26,96	6,90	16	2,27	
Conducto sobre pared 4	215,53	5	26,96	2,19	16	2,71	

Luego quedaría una sección de 4 mm^2 para el tramo 1, el tramo 2, el tramo 5 y el conducto sobre pared del tramo 1, una sección 10 mm^2 para el tramo 3 y el conducto sobre pared del tramo 5 y una sección de 16 mm^2 para el tramo 4 y el conducto sobre pared del tramo 4.

c) Criterio de intensidad de cortocircuito

Para calcular la sección para este criterio, se emplea la siguiente fórmula:

$$S_{\min} = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K}$$

Siendo:

- I_{cc} : corriente de cortocircuito del panel (14,01 A).
- t : tiempo que dura el cortocircuito que son 1,5 segundos.
- K : constante de valor 143, indicado por la normativa al tratarse de un conductor de aislamiento XLPE.

Referida al tramo 1, 2 y 3:

$$S_{\min} = \frac{14,01 \cdot \sqrt{1,5}}{143} = 0,12 \text{ mm}^2$$

Para el tramo 4 y 5:

$$S_{\min} = \frac{28,02 \cdot \sqrt{1,5}}{143} = 0,24 \text{ mm}^2$$

Siguiendo con las especificaciones del 'Reglamentos Electrotécnico de Baja Tensión', el cual nos indica que la sección mínima debe ser de al menos 4 mm^2 y de tensión asignada $0,6/1\text{kV}$, finalmente quedarían las más restrictivas, las cuales serían:

- Sección Tramo 1: 4 mm^2
- Sección Tramo 2: 4 mm^2
- Sección Tramo 3: 10 mm^2
- Sección Tramo 4: 16 mm^2
- Sección Tramo 5: 4 mm^2
- Sección Conducto sobre pared tramo 1: 10 mm^2
- Sección Conducto sobre pared tramo 4: 16 mm^2
- Sección Conducto sobre pared tramo 5: 10 mm^2

1.2 CORRIENTE ALTERNA

El conductor empleado para este tramo se trata del AFUMEX CLASS 1000 V (AS), de la marca Prysmian. Se trata de un cable (el modelo seleccionado es el unipolar) de cobre electrolítico recocido con aislamiento de polietileno reticulado, que cumple la norma UNE HD 603-1. Se emplearán los colores marrón, negro y gris para las fases, azul para el neutro y

amarillo/verde para la tierra, tal y como indica la norma UNE 21089-1. Además, cumple con todas las prestaciones exigidas por la Unión Europea en materia contra el fuego.

La instalación de los conductores se realizará en tubo sobre pared con una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo.

Al igual que en la parte de continua, la intensidad máxima admisible se obtiene de la siguiente fórmula:

$$I_{MAX ADM} = 1,25 \cdot I_{O-MAX}$$

Siendo en este caso I_{O-MAX} la corriente máxima de salida más alta de los tres inversores. Por lo tanto:

$$I_{MAX ADM} = 1,25 \cdot I_{O-MAX} = 1,25 \cdot 15,2 = 19 A$$

a) Criterio térmico

Al igual que en los cálculos de la parte de continua, hay que tener en cuenta los circuitos que se agrupan.

Tabla C.52.3 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o de varios cables multipolares (a utilizar con los valores de corrientes admisibles de la tabla C.52.1)

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multipolares								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados en el aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre muros, suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
3	Capa única fijada directamente al techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
5	Capa única sobre bandeja de escalera, soportes o bridas de amarre, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

Figura 45 - Factores de reducción para grupos de varios circuitos o varios cables multipolares [8]

Según la norma UNE HD 60364-5-52, la instalación de referencia para acceder a las tablas es la B1, como se puede apreciar a continuación:

Tabla B.52.1 – Métodos de instalación de referencia que forman la base de las corrientes admisibles tabuladas

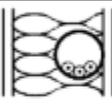
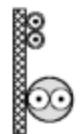
Método de instalación de referencia		Tabla y columna							Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción por agrupamiento
		Corrientes admisibles para los circuitos simples					Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción por agrupamiento		
		Aislamiento termoplástico		Aislamiento termoestable		Aislamiento mineral				
		Número de conductores aislados								
2	3	2	3	2 y 3	8	9				
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
	Conductores aislados (cables unipolares) en un tubo en una pared térmicamente aislante	A1	B.52.2 Col. 2	B.52.4 Col. 2	B.52.3 Col. 2	B.52.5 Col. 2	-	B.52.14	B.52.17	
	Cable multipolar en un tubo en una pared térmicamente aislante	A2	B.52.2 Col. 3	B.52.4 Col. 3	B.52.3 Col. 3	B.52.5 Col. 3	-	B.52.14	B.52.17 Excepto D (aplica la tabla B.52.19)	
	Conductores aislados (cables unipolares) en un tubo sobre una pared de madera	B1	B.52.2 Col. 4	B.52.4 Col. 4	B.52.3 Col. 4	B.52.5 Col. 4	-	B.52.14	B.52.17	
	Cable multipolar en un tubo sobre una pared de madera	B2	B.52.2 Col. 5	B.52.4 Col. 5	B.52.3 Col. 5	B.52.5 Col. 5	-	B.52.14	B.52.17	
	Cable unipolar o multipolar sobre una pared de madera	C	B.52.2 Col. 6	B.52.4 Col. 6	B.52.3 Col. 6	B.52.5 Col. 6	Cubierta 70 °C B.52.6 Cubierta 105 °C B.52.7	B.52.14	B.52.17	
	Cable multipolar en conductos en el suelo	D	B.52.2 Col. 7	B.52.4 Col. 7	B.52.3 Col. 7	B.52.5 Col. 7	-	B.52.15	B.52.19	

Figura 46 - Métodos de instalación de referencia que forman la base de las corrientes admisibles tabuladas [8]

Tabla B.52.5 - Corrientes admisibles, en amperios, para los métodos de instalación de la tabla B.52.1 - Cables aislados con XLPE/EPR, tres conductores cargados, cobre o aluminio - Temperatura del conductor: 90 °C, temperatura ambiente 30 °C en el aire, 20 °C en el terreno

Sección nominal del conductor mm ²	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D2
1	2	3	4	5	6	7	8
Cobre							
1,5	17	16,5	20	19,5	22	21	23
2,5	23	22	28	26	30	28	30
4	31	30	37	35	40	36	39
6	40	38	48	44	52	44	49
10	54	51	66	60	71	58	65
16	73	68	88	80	96	75	84
25	95	89	117	105	119	96	107
35	117	109	144	128	147	115	129
50	141	130	175	154	179	135	153
70	179	164	222	194	229	167	188
95	216	197	269	233	278	197	226
120	249	227	312	268	322	223	257
150	285	259	342	300	371	251	287
185	324	295	384	340	424	281	324
240	380	346	450	398	500	324	375
300	435	396	514	455	576	365	419
Aluminio							
2,5	19	18	22	21	24	22	
4	25	24	29	28	32	28	
6	32	31	38	35	41	35	
10	44	41	52	48	57	46	
16	58	55	71	64	76	59	64
25	76	71	93	84	90	75	82
35	94	87	116	103	112	90	98
50	113	104	140	124	136	106	117
70	142	131	179	156	174	130	144
95	171	157	217	188	211	154	172
120	197	180	251	216	245	174	197
150	226	206	267	240	283	197	220
185	256	233	300	272	323	220	250
240	300	273	351	318	382	253	290
300	344	313	402	364	440	286	326

NOTA En las columnas 3, 5, 6, 7 y 8, se supone que los conductores son circulares para un tamaño de hasta 16 mm² inclusive. Los valores indicados para mayores tamaños se refieren a conductores perfilados y pueden ser aplicados con seguridad a los conductores circulares.

Figura 47 - Corrientes admisibles para los diferentes métodos de instalación [8]

$$I_{MAX ADM} = 28 \cdot 0,7 > 19 A$$

Luego quedaría para los tres una sección de 2,5 mm².

b) Criterio de caída de tensión

La caída de tensión máxima que se puede alcanzar es del 1,5%, según la ITC-BT-40.

$$\Delta U = 1,5\% \cdot U = \frac{1,5}{100} \cdot 400 = 6 \text{ V}$$

Para conocer la sección mínima para dicha caída de tensión se emplea la siguiente ecuación:

$$S(\text{mm}^2) = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot 1,25 \cdot I \cdot \cos(\varphi)}{\Delta U \cdot \gamma}$$

Siendo:

- Longitud del conductor L. Se toma 15 m, aunque la distancia entre los inversores y el cuadro de protecciones es inferior.
- Intensidad de conductor I, indicada por la hoja de características de los inversores (15,2 A).
- Conductividad del cable γ , con un valor de $52 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$ para $40 \text{ }^\circ\text{C}$.

A continuación, se muestran los cálculos realizados para el cableado:

Tabla 16 – Cálculos de secciones en alterna

Tramo	Tensión Máxima (V)	L (m)	In (A)	S mínima (mm ²)	S escogida (mm ²)	CDT (V)	CDT % (V)
Alterna	400	15	15,20	1,58	2,50	3,80	0,95

Luego quedaría para los tres una sección de $2,5 \text{ mm}^2$.

c) Criterio de intensidad de cortocircuito

Para calcular la sección para este criterio, se emplea la siguiente formula:

$$S_{\min} = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K}$$

Siendo:

- I_{cc} : corriente de cortocircuito más alta de los tres inversores indicada en la ficha técnica (48 A).
- t : tiempo que dura el cortocircuito que son 1,5 segundos.
- K : constante de valor 143, indicado por la normativa al tratarse de un conductor de aislamiento XLPE.

Luego:

$$S_{\min} = \frac{48 \cdot \sqrt{1,5}}{143} = 0,41 \text{ mm}^2$$

Finalmente, teniendo en cuenta el método más restrictivo, quedaría para los tres una sección de $2,5 \text{ mm}^2$ pero, puesto que la sección mínima a utilizar es 4 mm^2 quedarían todos con esta.

Como se ha mencionado anteriormente, el cuadro general de distribución es el que se encuentra presente antes de la instalación, es decir, el propio de instalación eléctrica original y no hay que modificar nada.

2 TOMAS DE TIERRA

La instalación de los conductores de puesta a tierra se realizará según el Reglamento Electrotécnico de Baja tensión y el 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.

Según el documento mencionado, todas las masas pertenecientes a la instalación fotovoltaica serán conectadas a una tierra independiente de la del neutro perteneciente a la empresa distribuidora, con esquema en forma de TT.

Para ello, para la parte de corriente continua, se conectará a cada estructura soporte y al marco de cada panel un conductor desnudo de cobre de la misma sección que se emplea para estos circuitos ($4/10/16 \text{ mm}^2$ *correspondientemente*) que irá conectada a una pica para la creación de una toma de tierra independiente a la existente para la edificación.

En la parte de corriente alterna, se emplearán conductores con aislamiento XLPE seguido de desnudos (ambos de sección $2,5 \text{ mm}^2$.) para conectar los inversores a una pica de cobre. Esta conexión a tierra no distará más de un metro del inversor.

3 CANALIZACIONES

Dependiendo del cableado a estudiar hay diferentes canalizaciones:

- Cableado desde los módulos fotovoltaicos hasta el final de la cubierta: la instalación se realizará sobre bandejas perforadas al aire.
- Cableado desde el final de la cubierta hasta los inversores: la instalación se realizará sobre un tubo empotrado en la pared.
- Cableado desde los inversores hasta el Cuadro General de Protección: al igual que el anterior, la instalación se realizará sobre un tubo empotrado en la pared.

Para la selección de las canalizaciones se colocarán según lo indicado en la ITC-RB-21, que trata sobre las canalizaciones en instalaciones interior. Como indica el punto 3 de la ITC-BT-21, la canalización protectora se dispondrá de acuerdo con lo indicado en la norma UNE EN 50085. A continuación, se muestra una tabla donde se puede apreciar las características mínimas para la realización de estas canalizaciones:

Característica	Grado	
	Dimensión del lado mayor de la sección transversal	≤ 16 mm
Resistencia al impacto	Muy ligera	Media
Temperatura mínima de instalación y servicio	+15°C	-5°C
Temperatura máxima de instalación y servicio	+60°C	+60°C
Propiedades eléctricas	Aislante	Continuidad eléctrica/aislante
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	no inferior a 2
Resistencia a la penetración de agua	No declarada	
Resistencia a la propagación de la llama	No propagador	

Figura 48 - Características mínimas para las canalizaciones superficiales ordinarias [10]

Para la canalización realizada en la fachada, como en el tramo final el número de conductores es superior a 5 ya que es trifásica más el neutro y el tierra, la sección interior será, como mínimo, 2,5 veces la sección ocupada por los conductores. Al tratarse de 16 mm² la sección más grande, se toma esta como referencia haciendo que la sección interior de la canalización sea de 50 mm.

Además, la sección por la misma razón anteriormente mencionada, el diámetro exterior se saca de la siguiente tabla:

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	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 49 - Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir [10]

Siendo el diámetro exterior de 50 mm.

4 PROTECCIONES

Las protecciones empleadas en la instalación se seleccionan de acuerdo con los cálculos realizados anteriormente y el 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, apartado 14.

Para la protección frente a sobrecargas y cortocircuitos, en el lado de CC se instalarán en cada cable fusibles. Al ser la corriente máxima soportada por los inversores de 35,52 A y por el cable de 66 A, se opta por emplear fusibles de 80 A 22x58 de calibre para una tensión de servicio de 1000 V. Para la parte de CA, se instalará un magnetotérmico de 125 A de corte omnipolar, donde se permita su accionamiento manual. Este elemento cumplirá lo reflejado en la ITC-BT-22. La intensidad de cortocircuito que debe cortar este elemento será, como mínimo de 4,5 kA.

Para la protección frente a sobretensiones, los inversores cuentan con protectores de categoría II contra estad en ambos lados del circuito. Por lo tanto, no es obligatorio la instalación de protectores adicionales, aunque se aconseja para facilitar su sustitución en caso de sufrirse dichos fenómenos.

En cuanto a las protecciones contra contactos directos e indirectos se colocará un diferencial en la parte de CA, tras el magnetotérmico, de intensidad asignada 125 A y con una sensibilidad de 300 mA.

ANEXO V. CÁLCULOS MECÁNICOS

En este Anexo se detallan los cálculos mecánicos concernientes a la cubierta, a la hipótesis de viento y a la hipótesis de nieve.

1 CARGAS SOBRE LA CUBIERTA

Para calcular las cargas que actuarán sobre la cubierta donde se instalarán los paneles, se utiliza la siguiente fórmula:

$$Carga = \frac{Peso}{Superficie}$$

Según la ficha técnica del módulo fotovoltaico seleccionado finalmente, las dimensiones uno de estos son de 1755 · 1038 · 35 mm, pesando 19,2 kg. Por lo tanto, la sobrecarga de los paneles es de:

$$Sobrecarga\ módulos = \frac{19,2}{1,755 \cdot 1,038} = 10,54 \frac{kg}{m^2}$$

Además de los módulos, hay que tener en cuenta la sobrecarga causada por la estructura instalada para la sujeción de los módulos. Puesto que la estructura de 7 paneles es más restrictiva que la de 2 paneles, se tendrá en cuenta la de 7 para simplificar los cálculos asumiendo que, al ser más restrictiva, en caso de que se cumplan las condiciones también lo haría la de 2 paneles.

La perfilería utilizada es de aluminio EN AW 6005A T6, con una longitud de 2,35 m y un peso de 2 kg por cada perfil. Considerando que se coloca un perfil por cada sección de 7 paneles, podemos deducir lo siguiente:

$$Sobrecarga\ perfilería = \frac{2}{1,755 \cdot 1,038} = 1,1 \frac{kg}{m^2}$$

Luego, se tendría una sobrecarga total de 11,64 $\frac{kg}{m^2}$.

Según lo establecido en el Documento Básico de Seguridad Estructural, Acciones en la Edificación (DB-SE-AE), la cubierta solo es accesible para labores de conservación y está clasificada en la subcategoría G1. Esto implica que la carga uniforme máxima que la cubierta puede soportar es de 1 kN/m², lo que equivale a 100 kg/m².

Tabla 3.1. Valores característicos de las sobrecargas de uso

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m ²]	Carga concentrada [kN]
A	Zonas residenciales	A1	Viviendas y zonas de habitaciones en, hospitales y hoteles	2	2
		A2	Trasteros	3	2
B	Zonas administrativas			2	2
C	Zonas de acceso al público (con la excepción de las superficies pertenecientes a las categorías A, B, y D)	C1	Zonas con mesas y sillas	3	4
		C2	Zonas con asientos fijos	4	4
		C3	Zonas sin obstáculos que impidan el libre movimiento de las personas como vestíbulos de edificios públicos, administrativos, hoteles; salas de exposición en museos; etc.	5	4
		C4	Zonas destinadas a gimnasio u actividades físicas	5	7
		C5	Zonas de aglomeración (salas de conciertos, estadios, etc)	5	4
D	Zonas comerciales	D1	Locales comerciales	5	4
		D2	Supermercados, hipermercados o grandes superficies	5	7
E	Zonas de tráfico y de aparcamiento para vehículos ligeros (peso total < 30 kN)			2	20 ⁽¹⁾
F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente ⁽²⁾			1	2
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación ⁽³⁾	G1 ⁽⁷⁾	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 ⁽⁴⁾⁽⁶⁾	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) ⁽⁵⁾	0,4 ⁽⁴⁾	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

Figura 50 - Valores característicos de las sobrecargas de uso [11]

Por lo tanto, se aprecia que la instalación no supone ningún problema a nivel estructural en la cubierta del edificio.

2 CARGAS DE VIENTO

Para calcular la acción del viento sobre la cubierta se emplea el DB-SE-AE, Anejo D del Código Técnico de la Edificación (CTE) [11], Cargas de viento. En este documento se utilizan las siguientes expresiones para el cálculo de las cargas:

Presión estática: es la fuerza que actúa perpendicularmente a la superficie de un cuerpo en cada punto. Para calcular este valor, se utiliza la siguiente expresión:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p$$

Siendo:

- q_b : presión dinámica del viento.
- c_e : coeficiente de exposición.
- c_p : coeficiente eólico.

Presión dinámica: se refiere a la fuerza que se opone al movimiento del viento sobre un cuerpo. Para calcular este valor, se utiliza la siguiente expresión:

$$q_b = \frac{1}{2} \cdot \delta \cdot v_b^2$$

Siendo:

- δ : densidad del aire.
- v_b : velocidad del viento básica del emplazamiento, siendo 29 m/s.

$$q_b = \frac{1}{2} \cdot 1,25 \cdot 29^2 = 0,52 \text{ kN/m}^2$$

Para calcular la presión estática del viento, se han de obtener los coeficientes mencionados anteriormente.

Inicialmente, se determina el coeficiente de exposición mediante el empleo de las siguientes expresiones:

$$c = F(F + 7k)$$

$$F = k \cdot \ln \frac{\max(z, Z)}{L}$$

donde los parámetros se extraen de la siguiente tabla:

Grado de aspereza del entorno	Altura del punto considerado (m)							
	3	6	9	12	15	18	24	30
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	2,4	2,7	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,7
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	2,1	2,5	2,7	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	1,6	2,0	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,1
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	1,3	1,4	1,7	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6
V Centro de negocio de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	1,2	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6	1,9	2,0

Figura 51 - Valores del coeficiente de exposición c_e [11]

En el caso de esta instalación, el grado de aspereza del terreno es IV, zona urbana en general, industria o forestal, dando un valor de 2,1.

Para el coeficiente eólico, se tiene en cuenta que es una edificación no diáfana y se sacan los valores de la siguiente tabla:

	Esbeltez en el plano paralelo al viento					
	< 0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	≥ 5,00
Coeficiente eólico de presión, c_p	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Coeficiente eólico de succión, c_s	-0,3	-0,4	-0,4	-0,5	-0,6	-0,7

Figura 52 - Coeficiente eólico en edificios de pisos [11]

Siendo la esbeltez el cociente entre la base de un edificio y su altura, se selecciona una esbeltez ≥ 5 , luego quedaría un c_p de 0,8.

Luego:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p = 0,52 \cdot 2,1 \cdot 0,8 = 0,87 \text{ kN/m}^2$$

Se desconoce la capacidad para soportar cargas de viento de los módulos fotovoltaicos, pero puesto que la carga de viento es relativamente baja ($< 1 \text{ kN/m}^2$) y que la hoja de especificaciones de los paneles fotovoltaicos con sus soportes asegura aguantar vientos de 80 m/s, se garantiza que las hipotéticas cargas no superan los límites máximos.

3 CARGAS DE NIEVE

En la ficha técnica de la estructura de 7 paneles, se tiene una capacidad de soportar hasta 1,4 kN/m² por cargas de nieve.

El cálculo de la carga de nieve se hará según el CTE DB-SE-AE, concretamente en el apartado 3, utilizando la siguiente fórmula:

$$q_n = \mu \cdot s_k$$

Siendo:

- μ : es un coeficiente de forma que depende del tipo de cubierta.
- s_k : valor característico de la carga de nieve sobre un terreno horizontal.

No teniendo la cubierta limitación al deslizamiento de la nieve, el coeficiente de forma tiene el valor de 1 para cubiertas con inclinación menor o igual que 30°.

El valor de la sobrecarga de nieve sobre un terreno horizontal se saca de la siguiente tabla:

Tabla 3.8 Sobrecarga de nieve en capitales de provincia y ciudades autónomas

Capital	Altitud m	s_k kN/m ²	Capital	Altitud m	s_k kN/m ²	Capital	Altitud m	s_k kN/m ²
Albacete	690	0,6	Guadalajara	680	0,6	Pontevedra	0	0,3
Alicante / Alacant	0	0,2	Huelva	0	0,2	Salamanca	780	0,5
Almería	0	0,2	Huesca	470	0,7	SanSebas- tián/Donostia	0	0,3
Ávila	1.130	1,0	Jaén	570	0,4	Santander	1.000	0,3
Badajoz	180	0,2	León	820	1,2	Segovia	10	0,7
Barcelona	0	0,4	Lérida / Lleida	150	0,5	Sevilla	1.090	0,2
Bilbao / Bilbo	0	0,3	Logroño	380	0,6	Soria	0	0,9
Burgos	860	0,6	Lugo	470	0,6	Tarragona	0	0,4
Cáceres	440	0,4	Madrid	660	0,7	Tenerife	950	0,2
Cádiz	0	0,4	Málaga	0	0,6	Teruel	550	0,9
Castellón	0	0,2	Murcia	40	0,2	Toledo	0	0,5
Ciudad Real	640	0,2	Orense / Ourense	130	0,4	Valencia/València	690	0,2
Córdoba	100	0,6	Oviedo	230	0,5	Valladolid	520	0,4
Coruña / A Coruña	0	0,2	Palencia	740	0,5	Vitoria / Gasteiz	650	0,7
Cuenca	1.010	0,3	Palma de Mallorca	0	0,4	Zamora	210	0,4
Gerona / Girona	70	1,0	Palmas, Las	0	0,2	Zaragoza	0	0,5
Granada	690	0,4	Pamplona/Iruña	450	0,2	Ceuta y Melilla	0	0,7
		0,5			0,7			0,2

Figura 53 - Sobrecarga de nieve en capitales de provincia y ciudades autónomas [11]

Luego:

$$q_n = \mu \cdot s_k = 1 \cdot 0,3 = 0,3 \text{ kN/m}^2$$

Y siendo la capacidad máxima de 1,4 kN/m², se asegura que las hipotéticas cargas de nieve no superan los límites máximos.

ANEXO VI. DATOS DE IRRADIANCIA

En este Anexo se recogen los resultados obtenidos de irradiancia utilizados en el documento. Como se puede observar, la parte roja es la que más irradiancia recibe.

1 PARTE ROJA (1)

W/m ²	Invierno UTC+1			Verano UTC+2							Invierno UTC+1	
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	10,26	26,98	9,66	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	59,29	128,83	137,14	127,08	87,34	19,54	0	0	0
7:00	0	0	105,15	215,41	269,99	273,75	273,4	248,57	208,29	111,17	1,07	0
8:00	72,08	172,99	279,49	367,14	410,45	404,57	418,44	405,71	385,24	293,29	171,25	78,8
9:00	212,81	307,64	408,08	490,29	527,06	512,05	523	524,71	517,97	398,32	284,75	241,97
10:00	295,21	404,07	494,11	568,56	589,42	587,37	584,73	606,69	616,98	516,21	374,87	336,06
11:00	362,01	461,31	570,16	628,57	656,53	646,85	657,93	666,69	658,17	549,23	411,76	398,01
12:00	370,5	467,87	566,55	624,8	653,77	646,02	663,11	666,25	650,07	522,2	389,55	395,25
13:00	323,49	431,03	537,42	590,23	591,58	588,26	604,98	603,11	599,95	465,64	341,41	327,29
14:00	263,65	344,72	445,7	487,82	492,13	497,27	516,22	494,07	482,6	365,17	250,95	244,95
15:00	171,74	253,01	330,94	368,56	376,41	389,89	409,66	388,95	348,27	243,75	160,02	153,02
16:00	70,44	140,22	199,22	227,63	248,75	270,67	275,08	253,89	197,19	105,63	42,93	32,74
17:00	0,22	22,84	65,3	99,03	123,77	146,14	150,52	124,28	66,61	14,78	0	0
18:00	0	0	5,7	36,56	61,75	76,42	78,29	55,23	11,57	0	0	0
19:00	0	0	0	0,01	9	27,05	26,84	4,1	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
kW/m²	2,14	3,01	4,01	4,76	5,15	5,23	5,32	5,13	4,76	3,59	2,43	2,21
kW/m² Mensual	66,41	84,16	124,24	142,92	159,64	156,91	164,89	159,02	142,87	111,15	72,86	68,45

2 PARTE AZUL (2)

W/m ²	Invierno UTC+1			Verano UTC+2							Invierno UTC+1	
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	9,19	25,48	9,14	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	45,42	111,99	126,93	113,95	69,64	13	0	0	0
7:00	0	0	71,79	175,28	238,56	251,36	245,35	207,12	153,01	69,41	0,72	0
8:00	36,82	108,7	210,88	310,14	369,94	374,59	379,61	348,45	304,31	208,45	107,25	40,17
9:00	142,12	221,55	328,07	428,03	484,17	480,45	484,28	465,24	426,9	307,61	200,67	154,88
10:00	216,66	312,23	415,54	510,04	553,45	560,21	552,43	552,31	529,59	414,83	282,19	237,3
11:00	279,23	375,48	495,84	579,74	631,07	630,55	635,35	623,24	585,81	461,89	325,03	296,6
12:00	298,48	394,28	510,28	596	646,56	647,87	657,89	642,1	599,19	456,29	321,7	309,07
13:00	272,06	378,34	501,52	583,62	607,27	611,27	622,01	603,94	575,42	424,08	292,97	267,04
14:00	229,08	316,71	436,19	506,11	529,65	540,93	556,1	518,76	488,02	350,29	225,72	207,42
15:00	156,31	245,32	345,16	408,64	432,93	450,49	470,98	435,69	380,18	252,12	152,15	134,12
16:00	68,87	150,07	232,1	282,49	317,14	342,92	347,14	315,71	247,66	128,98	47,92	30,55
17:00	0,23	33,5	102,89	154,57	194,98	217,1	225,91	192,3	111,22	17,65	0	0
18:00	0	0	6,2	41,85	83,01	108,1	112,2	72,96	12,02	0	0	0
19:00	0	0	0	0,01	9,78	29,4	29,17	4,46	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
kW/m ²	1,70	2,54	3,66	4,62	5,22	5,40	5,44	5,05	4,43	3,09	1,96	1,68
kW/m ² Mensual	52,70	71,01	113,35	138,66	161,81	161,93	168,69	156,61	132,79	95,84	58,69	51,99

3 PARTE AMARILLA (3)

W/m ²	Invierno UTC+1			Verano UTC+2							Invierno UTC+1		
	Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	7,83	23,02	8,28	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	31,26	91,21	111,23	96,41	50,6	7,45	0	0	0	0
7:00	0	0	40,33	130,51	197,1	217,22	206,54	159	96,33	33,44	0,51	0	0
8:00	15,28	49,67	138,97	241,98	311,95	325,74	322,3	277,02	215,54	122,58	49,04	16,68	16,68
9:00	72,92	133,68	238,52	347,34	416,29	422,8	420,12	384,14	320,54	210,16	115,93	70,51	70,51
10:00	135,96	213,32	321,39	426,43	486,48	500,38	488,84	469,39	419,29	300,42	184,49	137,44	137,44
11:00	190,7	277,51	399,51	499,48	567,45	574,81	574,17	544,4	484,5	356,39	229,36	190,32	190,32
12:00	217,86	305,36	428,32	532,21	597,45	606,39	609,51	578,22	515,13	369,61	242,68	215,17	215,17
13:00	211,14	308,47	437,69	539,59	580,79	590,79	595,52	564,49	515,63	360,59	232,72	198,39	198,39
14:00	185,42	272,52	399,7	488,82	527,71	543,41	553,63	506,17	460,31	315,21	190,24	162,4	162,4
15:00	133,97	223,53	335,8	417,43	454,18	474,38	493,22	448,26	383,29	243,82	136,44	109,86	109,86
16:00	63,76	149,78	246,5	312,62	356,78	384,44	387,66	349,62	275,91	141,73	49,74	27,1	27,1
17:00	0,23	43,48	129,68	193,86	245,09	265,84	277,67	239,81	150,63	27,98	0	0	0
18:00	0	0	10,34	71,24	127,14	154,35	161,45	118,17	23,03	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0,01	17,86	53,17	52,57	7,48	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
kW/m²	1,23	1,98	3,13	4,23	4,99	5,25	5,25	4,70	3,87	2,48	1,43	1,13	1,13
kW/m² Mensual	38,04	55,36	96,93	126,98	154,54	157,44	162,68	145,60	116,03	76,94	42,93	34,96	34,96

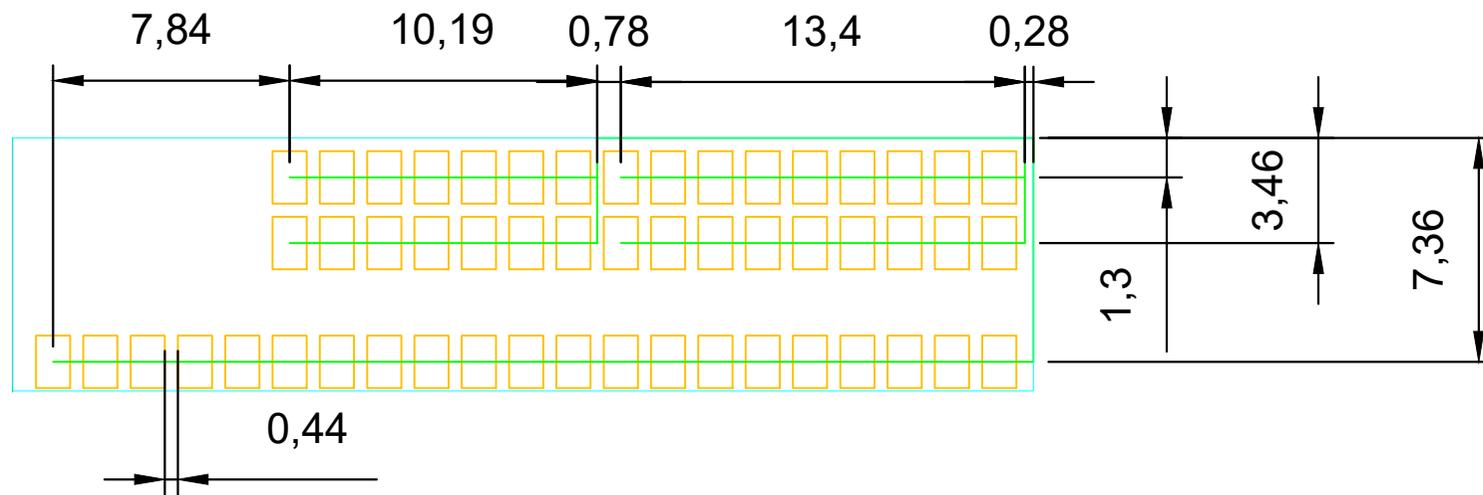
4 PARTE NARANJA (4)

W/m ²	Invierno UTC+1			Verano UTC+2							Invierno UTC+1	
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	6,42	18,99	7	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	24,9	62,93	86,26	70,2	37,27	7,19	0	0	0
7:00	0	0	32,3	82,93	135,6	163,07	147,6	96,25	65,57	30,15	0,47	0
8:00	14,06	42,86	86,88	146,14	222,44	246,22	232,64	174,12	114,78	80,85	44,2	15,35
9:00	61,33	85,8	130,52	228,7	306,99	325,15	314,99	261,78	173,16	115,2	78,54	59,51
10:00	92,2	115,69	188,87	297,5	372,32	393,41	378,58	337,87	259,38	149,8	105,24	89,21
11:00	113,55	147,57	257,87	368,36	450,3	466,13	459,57	411,09	329,73	207,21	116,32	106,71
12:00	119,47	179,59	300,83	418	494,55	511,54	506,28	459,16	377,56	241,2	133,38	113,66
13:00	125,98	204,51	330,49	447,49	505,74	521,87	519,11	475,2	406,1	259,8	146,08	104,74
14:00	122,11	201,45	327,42	431,76	485,84	505,32	508,23	453,26	392,78	251,44	135,92	98,99
15:00	99,3	182,38	300,58	397,06	445,3	467,35	481,74	429,71	358,34	216,85	109,1	74,37
16:00	53,86	139,26	245,9	325,33	377,27	405,26	406,46	363,82	288,8	146,98	48,83	21,58
17:00	0,22	52,3	152,15	226,42	286,2	304,16	318,33	278,32	186,09	38,18	0	0
18:00	0	0	16,06	101,2	170,01	197,9	207,92	162,81	36,51	0	0	0
19:00	0	0	0	0,01	30,62	82,99	83,16	12,53	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
kW/m ²	0,80	1,35	2,37	3,50	4,35	4,70	4,64	3,95	3,00	1,74	0,92	0,68
kW/m ² Mensual	24,86	37,84	73,47	104,87	134,93	140,87	143,90	122,55	89,88	53,87	27,54	21,21

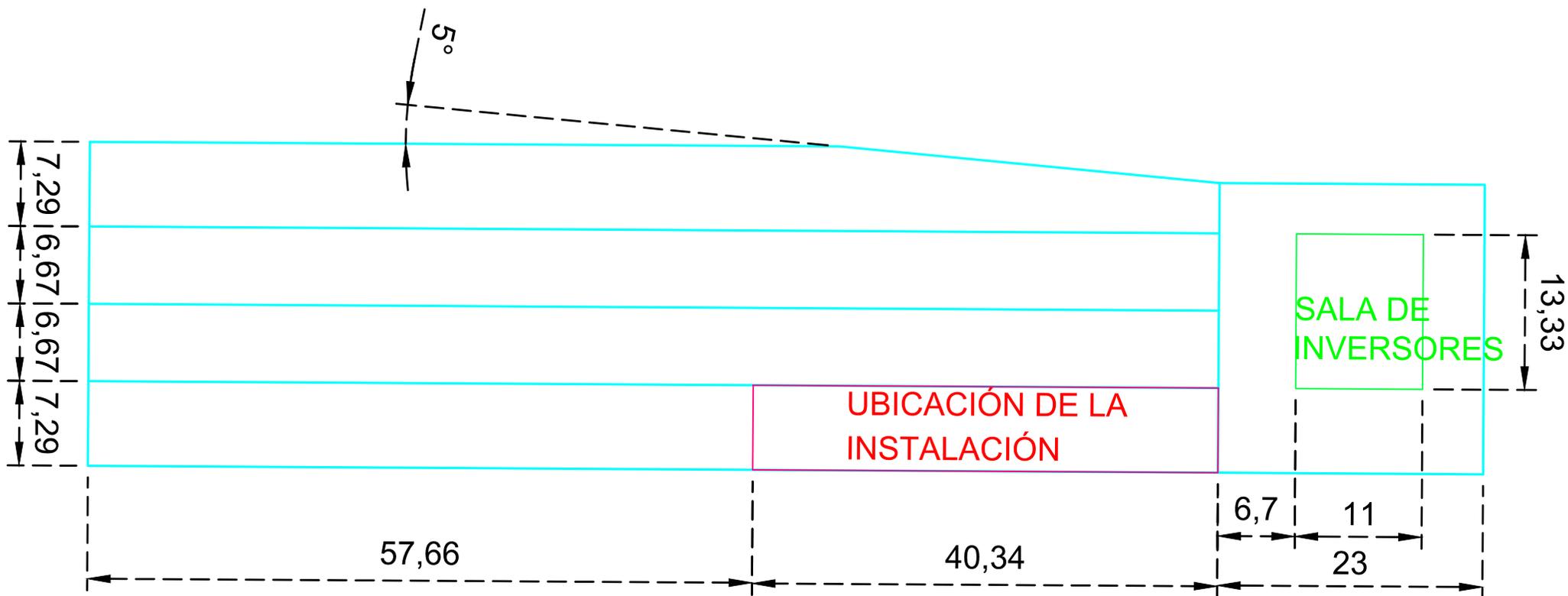
DOCUMENTO III. PLANOS

ÍNDICE PLANOS

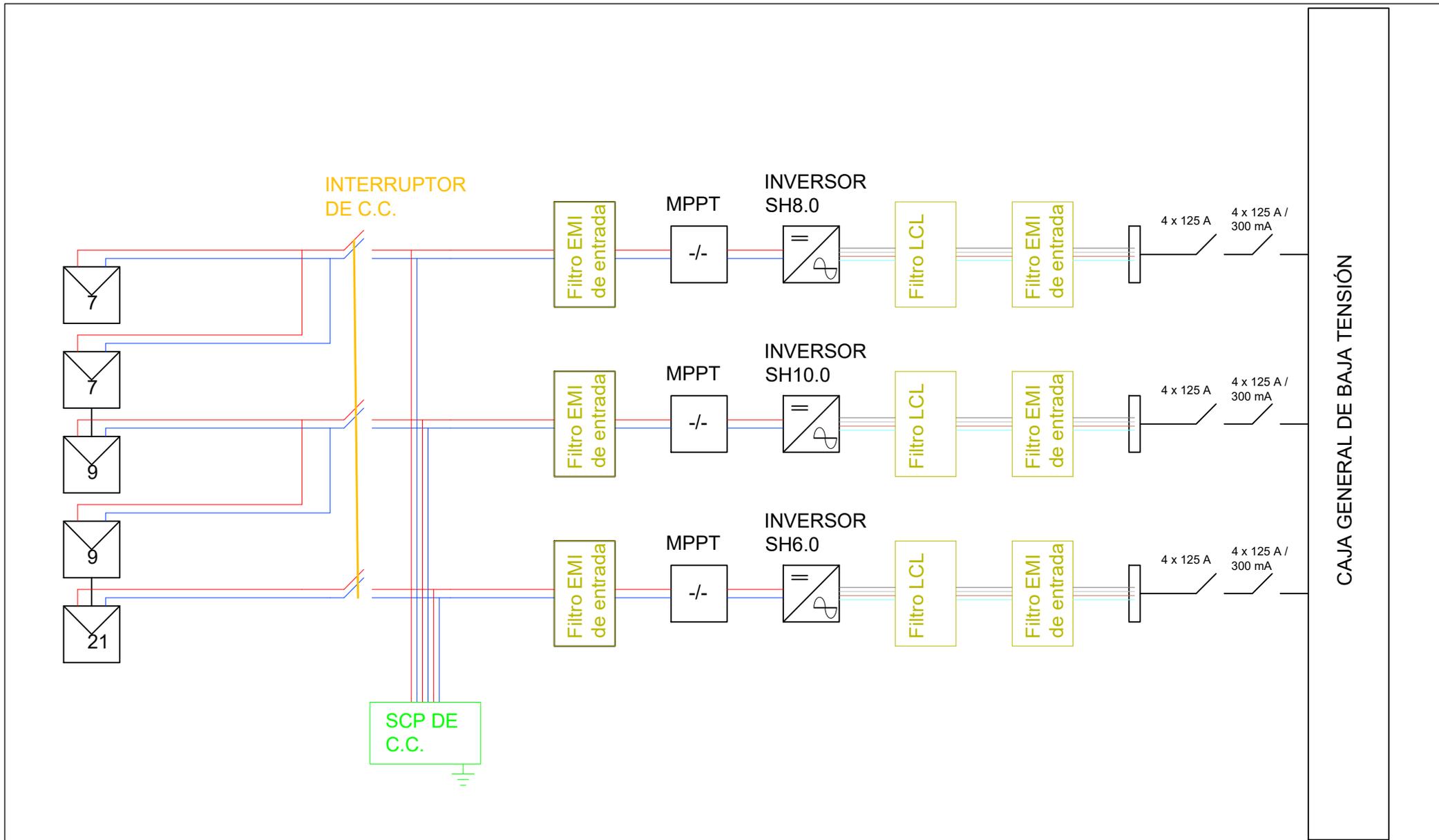
DOCUMENTO III. PLANOS	122
PLANO 1. INSTALACIÓN ELÉCTRICA	124
PLANO 2. DIMENSIONES DEL EDIFICIO.....	125
PLANO 3. ESQUEMA UNIFILAR.....	126



	UNIDADES	DIBUJADO	MANUEL ROMÁN ARRUTI	ETS de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación
	mm.	REVISADO		
	ESCALA	TRABAJO	FECHA	31 DE JULIO
1:250	INSTALACIÓN ELÉCTRICA			Nº DE PLANO 1/3



	UNIDADES	DIBUJADO	MANUEL ROMÁN ARRUTI	ETS de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación
	mm.	REVISADO		
		FECHA	31 DE JULIO	
ESCALA	TRABAJO			Nº DE PLANO
1:100	DIMENSIONES DEL EDIFICIO			2/3



UNIDADES	DIBUJADO	MANUEL ROMÁN ARRUTI	ETS de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación
	REVISADO		
-	FECHA	31 DE JULIO	
ESCALA	TRABAJO	DIMENSIONES DEL EDIFICIO	
-			

DOCUMENTO IV. PLIEGO DE CONDICIONES

ÍNDICE PLIEGO DE CONDICIONES

DOCUMENTO IV. PLIEGO DE CONDICIONES	128
1 DESCRIPCIÓN DEL PLIEGO DE CONDICIONES	129
2 PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES	130
2.1 CONDICIONES GENERALES FACULTATIVAS	130
2.2 CONDICIONES GENERALES ECONÓMICAS.....	133
2.3 CONDICIONES GENERALES LEGALES.....	134
3 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.....	136
3.1 GENERALIDADES	136
3.3 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	136
3.4 INVERSORES.....	137
3.4 ESTRUCTURA SOLAR	139
3.6 CABLEADO.....	140
3.7 PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA	140
3.8 CONEXIÓN A LA RED	140
3.9 EJECUCIÓN DE LA OBRA	140
3.10 RECEPCIÓN Y PRUEBAS	141

1 DESCRIPCIÓN DEL PLIEGO DE CONDICIONES

El propósito de este documento es regular y establecer los estándares mínimos de calidad y técnicos para todas las obras relacionadas con el proyecto. Además, se definen claramente las responsabilidades y funciones de cada participante, todo ello en estricto cumplimiento de la legislación aplicable. Esta regulación busca evitar cualquier interpretación ambigua que pudiera surgir durante la ejecución de las obras, asegurando así una ejecución coherente y precisa del proyecto.

2 PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES

2.1 CONDICIONES GENERALES FACULTATIVAS

El presente documento es de obligado cumplimiento por todos los elementos que conforman el Proyecto, para la coordinación durante su ejecución.

El proyecto está compuesto por los documentos presentados a continuación:

- Pliego de Condiciones.
- Memoria Técnica, Anexos, Planos, Presupuesto.

En caso de conflicto entre los diferentes documentos, prevalecerá el orden en el que se han presentado los documentos anteriormente.

En caso de omisión en alguno de los documentos, se deberá considerar como si estuviera presente en ambos documentos, mientras se encuentre definida en uno de ellos.

El proyecto podrá ser modificado por el autor, siempre que no se hayan iniciado las obras. En este caso, no se podrá modificar el Presupuesto.

Si la empresa contratista o instaladora realizan alguna modificación, esta deberá ser primero comunicada y autorizada por la Dirección Facultativa. En caso de negativa por parte de la Dirección Facultativa, la responsabilidad de realizar dicho cambio recaerá por la empresa que lo ejecutase.

Se nombrará a un encargado de obra, cuyas funciones serán las de transmitir la información a la Dirección Técnica y de solucionar los problemas que pudieran aparecer en el transcurso de las actividades. Este encargado debe de tener la titulación y los conocimientos necesarios para realizar la función.

Cualquier trabajo que suponga un coste adicional en el Proyecto, será comunicado previamente a la Dirección Técnica para su autorización.

La empresa instaladora debe de disponer de una copia del Proyecto, para la ejecución de la obra.

No se dará por finalizada la obra hasta que se realicen las necesarias pruebas y comprobaciones para corroborar el correcto funcionamiento de las instalaciones.

La ejecución del Proyecto se realizará según las indicaciones del mismo, y cualquier exigencia realizada deberá correr a cuenta de la empresa instaladora.

El contratista se encontrará en la obligación de cumplir las medidas de seguridad exigidas por las leyes actuales sobre materia de seguridad y salud. Además, será el responsable de los accidentes que pudieran ocurrir.

El instalador debe de cumplir todos los preceptos relativos al contrato de trabajo.

El Proyecto se ejecutará bajo la dirección de una persona con una titulación universitaria con los conocimientos necesarios en energía solar fotovoltaica.

El personal encargado de realizar el montaje de la instalación tendrá los conocimientos necesarios para ejecutar dicha actividad.

El director de obra es el agente que dirige el desarrollo de la obra, encargándose de todos los aspectos de esta. Sus obligaciones son:

- Poseer la titulación académica habilitante y los conocimientos necesarios para desempeñar las funciones de director de obra, siempre cumpliendo la normativa vigente.
- Comprobación de todos los documentos que conforman el Proyecto.
- Dirigir la obra siguiendo el Proyecto.
- Redactar las modificaciones que pudieran ser necesarias a lo largo de las obras.
- Resolución de los problemas que pudieran surgir en el transcurso de las obras.
- Coordinar a los técnicos que pudieran colaborar en la ejecución de la obra.
- No pertenecer ni a la empresa adjudicataria de la instalación ni a la empresa suministradora de energía.
- Consignar en el Libro de Órdenes y Asistencias las instrucciones precisas para la correcta interpretación del proyecto.
- Suscribir tanto el certificado de comienzo de obra como el de fin de la misma.
- Asesorar a la Propiedad durante el transcurso del Proyecto y en la recepción de la obra.
- Elaborar y suscribir la documentación de la obra, la cual será entregada al Promotor de la misma.

El contratista es la persona o la empresa contratada para la ejecución de un proyecto por un particular o una organización. En el caso de este Proyecto, y al disponer de los profesionales necesarios, es el encargado de la redacción del Proyecto. Sus obligaciones son:

- Redactar el Proyecto, de acuerdo a la legislación vigente.
- Elaborar el Plan de Seguridad y Salud de la obra.

-
- Realización del Proyecto en el tiempo y condiciones pactadas, entregando la obra en su totalidad tras la finalización de estas o bien dividiéndola en ejecuciones parciales, suscribiendo las actas de recepción parcial y total.
 - Cumplir la normativa de Prevención de Riesgos Laborables y las disposiciones mínimas de seguridad y salud según el R.D. 1627/97 y sus posteriores actualizaciones.
 - Debe de nombrar a una persona como delegado suyo en obra. Este deberá tener la titulación y los conocimientos adecuados para su labor.
 - Asegurar que la totalidad de los materiales y equipos utilizados se encuentren en condiciones óptimas para desempeñar su cometido.
 - Se encargará de realizar todos los replanteos parciales.
 - Contratar los seguros necesarios en materia de accidentes de trabajo o daños a terceros, que durarán hasta la finalización de la obra.
 - Habilitará una zona de la obra como oficinas con el material necesario. En dicha oficina, se deberá encontrar el Proyecto, el Estudio de Seguridad y Salud, el libro de Órdenes y Asistencia, el reglamento de Seguridad y la documentación de los seguros.
 - El Contratista es el responsable de cualquier daño o perjuicio ocasionado, bien a una persona física como a una entidad o propiedad, pública o privada, de las negligencias y omisiones del personal a su cargo o de una deficiencia en la organización de los trabajos. En caso de ocurrir algo de lo descrito anteriormente, el Contratista está obligado a compensar adecuadamente a los afectados.
 - El Contratista podrá subcontratar a otros contratistas para la realización de unidades de obra, nunca eximiendo la responsabilidad como Contratista general de la obra.

Será obligatorio el Libro de Órdenes y Asistencias, en el que los Técnicos superior y medio deberán reseñar las incidencias, órdenes y asistencias que se produzcan en el desarrollo de la obra.

El Libro de Órdenes y Asistencias deberá encontrarse en todo momento en la obra, en la oficina de la dirección de Obra.

Tras la finalización de las obras, se deberá presentar junto con las certificaciones correspondientes en el Colegio Profesional.

Cualquier aspecto de la obra que estuviera defectuosa o que tenga la necesidad de realizar alguna modificación del trabajo, correrá únicamente a cuenta del Contratista.

Si la calidad de los materiales fuese insuficiente o pudieran existir defectos ocultos de construcción, se podrá ordenar la apertura de catas correspondientes. De demostrarse dichas

afirmaciones, los costes económicos correrán a cargo de la empresa Contratista. En caso contrario, correrá a cargo de la Propiedad.

2.2 CONDICIONES GENERALES ECONÓMICAS

El desglose del capital invertido para la ejecución del Proyecto se mostrará en el Documento Presupuesto.

Cualquier sobrecoste que pudiera surgir a lo largo de la ejecución de las obras causado por imprevistos o vacíos en el presente documento deberán fijarse de mutuo acuerdo entre la Dirección Técnica y el Contratista, mediante la elaboración y posterior firma de un documento escrito.

La Dirección Técnica se reserva el derecho a solicitar referencias bancarias o de otras entidades para asegurarse que el Contratista reúne las condiciones necesarias para la ejecución del proyecto.

Se le exigirá al Contratista el 10% del Presupuesto como concepto de fianza para cerciorarse del cumplimiento de lo pactado en el Contrato.

En el caso de que el Contratista se negase a la realización del Proyecto, se empleará la fianza mencionada anteriormente para costear la contratación de un tercero. La Dirección Técnica será la encargada de dicha contratación en nombre y representación del propietario.

La fianza será devuelta en un plazo de diez días hábiles tras la recepción definitiva de la obra. Como requisito indispensable, el Contratista presentará un certificado que acredite que no existe alguna obligación contra él, debido a deudas, daños o perjuicios.

El Contratista deberá recibir el importe acordado en el Contrato, siempre y cuando se haya realizado la instalación de acuerdo a lo figurado en el presente Proyecto. Si se han incurrido en sobrecostes y estos no han sido acordados entre la Dirección Técnica y el Contratista, este último correrá con los gastos adicionales.

Si la finalización de la obra se demorase más allá de los plazos acordados, la Propiedad recibirá un importe por cada día de retraso. Esta penalización incluye también cualquier retraso producido por el incumplimiento de las condiciones del Contrato tras la recepción provisional. Estas penalizaciones correrán a cuenta del Contratista.

Si la calidad de los materiales se considerase insuficiente para el fin dado, el Contratista estará obligada a pagar una penalización.

La empresa Contratista deberá tener suscrito los seguros necesarios durante la duración de las obras.

Los pagos que debiera realizar la Propiedad se realizarán de acuerdo a los plazos pactados previamente con la Dirección Técnica.

La variación de los precios unitarios de cada uno de los componentes de la instalación no afectará al cliente. Estos materiales se ajustarán a las necesidades de la instalación.

Se acordará entre la Dirección Técnica y el Contratista un sistema de valoración para incluir mejoras en la instalación que pudieran incurrir en un sobrecoste de la misma.

El cliente deberá ser informado de cualquier modificación valorada durante el transcurso de la obra y que afectase al precio final de esta, pudiéndose negar a la realización de dicha modificación.

El abono de las cantidades que deberán ser pagadas por diferentes conceptos como mano de obra, maquinaria, etc. serán distribuidos como se muestra a continuación:

- 10% tras la firma del contrato.
- 40% después de la entrega de equipos y materiales. Podrá ser distribuidos en diferentes abonos según la fase de la ejecución de la obra.
- 25% tras la finalización del proyecto.
- 25% tras la finalización del periodo de garantía y la recepción definitiva.

La Dirección Técnica se niega a un arbitraje de precios tras la finalización de la obra, si estos no han sido informados a la misma previo inicio de las obras.

Los impuestos aplicables a la instalación deberán ser abonados por la titularidad de las instalaciones.

2.3 CONDICIONES GENERALES LEGALES

A la hora de realizar cualquier actividad relativa al Proyecto, se deberá seguir la normativa de carácter general que se enumera a continuación:

- Estudio básico de Seguridad y Salud según Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción y actualizaciones posteriores.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión aprobado por Decreto 842/2002 de 2 de agosto, con las Instrucciones Técnicas Complementarias vigentes en este momento.
- Disposiciones y Normativas vigentes de aplicación establecidas por las autoridades locales con jurisdicción sobre las obras a realizar.
- Normas de homologación y especificación técnica de los elementos para instalaciones fotovoltaicas.

En caso de desavenencia o litigio, se tendrá en cuenta la Ley 60/2003, del 23 de diciembre, sobre Arbitraje.

Los Contratos serán formalizados mediante un documento que será privado, al menos que una de las partes solicite su publicación.

A la hora de la realización de una subcontrata, habrá que solicitarlo al Director de la Obra, siempre por escrito, para que de su autorización. Para ello, se deberá adjuntar un documento en el que se asegure que dicha Subcontrata será capaz de realizar las funciones por las que se le adjudica dicha labor.

Durante la ejecución del Proyecto, será de obligado cumplimiento la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo. Para garantizarlo, los trabajadores están obligados al uso de equipos de protección individual y se deberá hacer uso de una adecuada señalización en todo el recinto.

El Contratista es el responsable directo de cualquier accidente ocurrido en el emplazamiento de las obras. El abono de las indemnizaciones, por lo tanto, correrán a cuenta de este, además de correr con los gastos de los daños y perjuicios ocasionados durante la ejecución de las operaciones.

Si se produjese algún tipo de accidente a los operarios, causado por la ejecución de las obras, el responsable último será el Contratista, sin que la Propiedad o la Dirección Técnica se puedan ver afectadas de alguna responsabilidad.

El Contratista se encontrará en la obligación de adoptar las medidas que fuesen necesarias, exigidas por la legislación, en materia de seguridad.

El Contratista es responsable de cualquier daño ocasionado a terceros. Por lo tanto, este deberá abonar las indemnizaciones correspondientes a estos hechos.

El Contrato podrá ser rescindido unilateralmente por parte de la Propiedad debido a las causas enumeradas a continuación:

- Excesivo retraso en la ejecución de las obras.
- Abandono de forma injustificada de las obras.
- Quiebra del Contratista.
- Fallecimiento del Contratista.
- Causas administrativas.

3 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

3.1 GENERALIDADES

El alcance de este documento se centra en la regulación de las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica. Para lograr este objetivo, se establecen las normativas específicas que rigen en este Pliego, que incluyen los siguientes documentos:

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y sus actualizaciones posteriores.

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 que establece el modelo de contrato tipo y factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica y sus actualizaciones posteriores.

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus actualizaciones posteriores.

Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, que aprueba el Código Técnico de la Edificación y sus actualizaciones posteriores.

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y sus actualizaciones posteriores.

Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, que aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico y sus actualizaciones posteriores.

Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, que establece la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento y sus actualizaciones posteriores.

Estos documentos proporcionan el marco normativo necesario para garantizar el cumplimiento adecuado de las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica, asegurando así su correcto funcionamiento y cumplimiento de la legislación vigente.

3.3 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Todos los módulos fotovoltaicos utilizados en la instalación deberán cumplir estrictamente con las especificaciones establecidas en las normas UNE-EN 61730 (Cualificación de la

seguridad de módulos fotovoltaicos) y UNE-EN 50380 (Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos), así como en la norma UNE-EN 61215. Además, cada módulo deberá haber sido comprobado y verificado por un laboratorio reconocido.

Cada uno de los módulos deberá mostrar de manera clara y visible la siguiente información:

- Marca del módulo (o su logotipo, en caso de tenerlo).
- Modelo del módulo.
- Número de serie del dispositivo.
- Fecha de fabricación del panel

En caso de que algún módulo no cumpla con la presentación de esta información, se rechazará su uso en la instalación.

Además, cualquier módulo que se encuentre defectuoso o presente desperfectos, como manchas, roturas u otros problemas similares, será rechazado para su uso en la instalación, debiendo ser sustituido por otro módulo en perfecto estado.

Es obligatorio que los módulos estén equipados con sistemas eléctricos de protección adecuados, para ello, se emplearán diodos de derivación con un grado de protección IP40. En el caso de existir marcos en los paneles, estos deberán ser de aluminio.

Todo esto garantizará el correcto funcionamiento, la eficiencia y la seguridad de la instalación fotovoltaica.

3.4 INVERSORES

Los inversores que se empleen en la instalación estarán obligados a cumplir las especificaciones marcadas en las normas 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) e UNE-EN 62116 (Procedimiento de prueba de medidas de prevención del aislamiento para inversores fotovoltaicos interactivos con la red eléctrica).

Cada inversor debe mostrar claramente la siguiente información:

- Marca del dispositivo (o logotipo en su lugar).
- Modelo del convertidor.
- Número de serie del dispositivo.
- Fecha de fabricación.

En caso de que no cumpla con estos requisitos, se puede rechazar su uso en la instalación.

La siguiente información debe estar incluida en el inversor de manera visible, mediante una etiqueta:

- Potencia nominal (VA).
- Tensión de entrada (V).
- Tensión V_{rms} (V) y frecuencia (Hz) de salida.
- Polaridad de los terminales.

Si el inversor está defectuoso o presenta manchas, roturas u otros desperfectos, se rechazará su uso en la instalación y deberá ser reemplazado por otro equipo.

Los inversores deben ser de onda senoidal pura.

Los márgenes de variación que el equipo puede tener en cuanto a tensión y frecuencia son los siguientes:

- Tensión de red: $230/240 \pm 5\%$
- Frecuencia: $50\text{Hz} \pm 2\%$

Además de cumplir con estos valores, el inversor debe proporcionar la potencia indicada de forma continua, siempre que esté dentro de los márgenes de temperatura establecidos por el fabricante del dispositivo.

Siguiendo las directrices de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética, los inversores deben incorporar protecciones contra los siguientes imprevistos:

- Cortocircuitos en corriente alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones.
- Perturbaciones en la red, como pulsos, cortes defectuosos en los ciclos, etc.

Según la legislación vigente, los inversores deben tener un grado de protección mínimo de IP 20 en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 en el interior de edificios y lugares accesibles e IP 65 para los instalados al aire libre. En este caso, el inversor cumple con el grado IP 68.

Aplicando la norma UNE-EN 61683 (Sistemas fotovoltaicos: Acondicionadores de potencia: Procedimiento para la medición del rendimiento), el rendimiento del inversor para un rango de potencias nominales entre el 50% y el 100% debe ser, como mínimo, del 92% y 94%, respectivamente.

Cuando la potencia exceda el 10% de la potencia nominal, el inversor activará automáticamente la inyección a la red eléctrica.

Con el fin de asegurar un uso adecuado del dispositivo durante su funcionamiento, el inversor estará equipado con las señalizaciones necesarias.

Cada inversor estará equipado con un interruptor de encendido/apagado y otro interruptor para conectar/desconectar el inversor a la corriente alterna.

El factor de potencia del inversor será mayor a 0,95 en el rango del 25% al 100% de la potencia nominal.

Los rangos operativos para las condiciones ambientales serán los siguientes: temperatura de 0°C a 40°C y humedad relativa del 0% al 85%.

El consumo propio del inversor en modo de espera ("stand-by") será inferior al 2% de la potencia nominal del dispositivo.

Cada inversor estará respaldado por una garantía mínima de 3 años contra defectos de fabricación.

3.4 ESTRUCTURA SOLAR

El sistema de sujeción utilizado en la instalación estará alineado con la superficie de la cubierta, siendo coplanar.

Antes de llevar a cabo la instalación, los trabajadores deben verificar la integridad de la cubierta.

El material utilizado para la fabricación de la estructura debe ser aluminio, tal como se especifica en la hoja técnica. Estos materiales deben cumplir con las condiciones óptimas para su uso en exteriores y ser resistentes a la corrosión.

Los paneles solares se instalarán siguiendo las instrucciones del fabricante de la estructura. No se permitirá la instalación de paneles que excedan las recomendaciones del fabricante. Se colocarán de manera uniforme a lo largo de la estructura.

Queda estrictamente prohibida cualquier modificación en la estructura que pueda afectar su rendimiento.

Todos los componentes relacionados con este sistema deben tener una garantía de 25 años contra problemas estructurales y de corrosión.

3.6 CABLEADO

Los cables elegidos para este proyecto cumplirán con la legislación en vigencia.

La sección de los conductores seleccionados será la apropiada para cumplir con los límites de caída de tensión (<1,5%) y calentamientos establecidos por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Se utilizarán conductores de cobre en la instalación.

Los cables positivos y negativos utilizados para cada grupo de paneles solares estarán separados e identificados, según lo establecido por las regulaciones actuales.

De acuerdo con la norma UNE 21123, el cableado de la corriente continua contará con doble aislamiento, lo que lo hace adecuado para su uso en exteriores, ya sea enterrado o expuesto al aire.

Para evitar incidentes relacionados con la interacción de personas cercanas al cableado y la generación de esfuerzos innecesarios, la longitud de los conductores deberá ser la adecuada.

3.7 PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA

La instalación deberá cumplir con las disposiciones establecidas en el 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.

3.8 CONEXIÓN A LA RED

La instalación deberá cumplir con las disposiciones establecidas en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de diciembre, y sus posteriores modificaciones por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

3.9 EJECUCIÓN DE LA OBRA

Durante la ejecución de los trabajos, se deberán seguir las directrices establecidas en este documento, el cual será proporcionado al Contratista por parte de la Dirección Técnica.

La responsabilidad de llevar a cabo el replanteo de la instalación recae en la Dirección Técnica, quien deberá estar presente junto con el Contratista durante este proceso. En caso necesario, la Dirección Técnica podrá designar a un profesional cualificado para llevar a cabo esta tarea.

Además de las funciones mencionadas en este conjunto de especificaciones, la Dirección Técnica se encargará de supervisar y dirigir los trabajos realizados durante la obra. Esto podrá ser realizado directamente por ellos o a través de representantes técnicos.

La empresa encargada de la instalación deberá cumplir con todas las normativas vigentes en relación a la ejecución de la obra, y la Dirección Técnica se asegurará de que dichos requisitos sean cumplidos. El Contratista será responsable de cumplir con todos los requisitos de Seguridad y Salud, asumiendo la responsabilidad en caso de incumplimiento.

Todos los trabajadores que realicen labores en la obra deberán estar cubiertos por un seguro contratado por el Contratista, tal y como lo establece la legislación en vigor.

La Dirección Técnica tendrá el derecho de realizar visitas a los diferentes puntos de la obra en cualquier momento para evaluar su estado.

Tras la notificación de la adjudicación de los trabajos, el Contratista deberá comenzar la ejecución de las obras en un plazo máximo de 15 días.

3.10 RECEPCIÓN Y PRUEBAS

Al finalizar los trabajos, el instalador deberá entregar al cliente un documento denominado albarán, en el cual se detallen los materiales, equipos y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por ambas partes, y cada una conservará una copia de este. En la medida de lo posible, los manuales deberán estar redactados en español para facilitar su comprensión.

Todos los equipos deberán haber pasado las correspondientes pruebas de fábrica antes de ser puestos en servicio. Se levantará un acta con los certificados de calidad pertinentes como constancia de ello.

Las pruebas mínimas que el instalador deberá llevar a cabo son las siguientes:

- Verificar el funcionamiento y puesta en marcha de todos los equipos de la instalación.
- Realizar pruebas de arranque y parada en diferentes momentos de funcionamiento de la instalación.
- Probar todos los elementos de protección y seguridad.
- Determinar la potencia instalada.
- Una vez finalizadas las pruebas, se procederá a la Recepción Provisional de la Instalación. Para ello, se verificará que todos los equipos y sistemas de la instalación funcionen de manera continua durante al menos 240 horas. Una vez cumplido este requisito, se podrá firmar y entregar el Acta de Recepción Provisional. Además de lo anteriormente mencionado, se deberán cumplir los siguientes puntos:

- Retirar todos los elementos sobrantes de la instalación.
- Realizar la limpieza de la instalación.
- Entregar toda la documentación necesaria mencionada en el Pliego de Condiciones Técnicas y aquella correspondiente a la norma UNE-EN 62466.

Durante esta etapa, el Suministrador será el único responsable.

El Instalador tiene la obligación de reparar cualquier equipo en caso de que el defecto sea ocasionado por problemas en el diseño, construcción o montaje de la instalación, asumiendo todos los costos asociados.

DOCUMENTO V. PRESUPUESTO

ÍNDICE PRESUPUESTO

DOCUMENTO V. PRESUPUESTO	132
1 MEDICIONES	146
2 PRESUPUESTO	149
2.1 CUADRO DE PRECIOS Nº2	149
2.2 CUADRO DE PRECIOS Nº1	151
2.3 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL.....	152
2.4 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	152

1 MEDICIONES

CAPÍTULO 01 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA		
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
01	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	
01.01	Ud. Panel fotovoltaico M10 PERC SERIES 400-415W, OCEAN SOLAR CO., LTD. Con dimensiones 1722 x 1134 x 35, 20'5 kg, con eficacia de 21,3%	85
01.02	Ud. Inversor SH6.ORT. Con dimensiones 460 x 540 x 170 mm, 27 kg, 9000W y eficiencia de 98,2%	1
01.03	Ud. Inversor SH8.ORT. Con dimensiones 460 x 540 x 170 mm, 27 kg, 12000W y eficiencia de 98,4%	1
01.04	Ud. Inversor SH10RT. Con dimensiones 460 x 540 x 170 mm, 27 kg, 15000W y eficiencia de 98,4%	1
01.05	Ud. HQ Mount Pre-assembled Aluminium Solar Carport, de Xiamen Mount Tech Co., Ltd de tejado coplanar a dos aguas de aluminio. Con dimensiones 2'35 m y un peso de 2 kg	7
01.06	Ud. HQ-GT4 Double Post Solar Ground Mounting Solution, de Xiamen Mount Tech Co., Ltd de tejado coplanar a dos aguas de aluminio. Con dimensiones 2'35 m y un peso de 2 kg	2

CAPÍTULO 02 INSTALACIÓN BAJA TENSIÓN		
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
02	INSTALACIÓN BAJA TENSIÓN	
02.01	m Suministro e instalación de conductor de cobre unipolar de 4 mm ² con aislamiento XLPE, diseñado para instalaciones fotovoltaicas. Tensión nominal de servicio 0'6/1 kV. Máxima tensión de 1'8 kV. Resistente a la acción del agua.	113,81
02.02	m Suministro e instalación de conductor de cobre unipolar de 6 mm ² con aislamiento XLPE, diseñado para instalaciones fotovoltaicas. Tensión nominal de servicio 0'6/1 kV. Máxima tensión de 1'8 kV. Resistente a la acción del agua.	1,58
02.03	m Suministro e instalación de conductor de cobre unipolar de 10 mm ² con aislamiento XLPE, diseñado para instalaciones fotovoltaicas. Tensión nominal de servicio 0'6/1 kV. Máxima tensión de 1'8 kV. Resistente a la acción del agua.	32,55
02.04	m Suministro e instalación de conductor de cobre unipolar de 16 mm ² con aislamiento XLPE, diseñado para instalaciones fotovoltaicas. Tensión nominal de servicio 0'6/1 kV. Máxima tensión de 1'8 kV. Resistente a la acción del agua.	20,76
02.05	m Suministro e instalación de bandeja perforada para la canalización de los conductores de continua. Incluye sus respectivos anclajes y sujeciones.	123,7
02.06	m Suministro e instalación de tubo para la canalización de los conductores de continua. Incluye sus respectivos anclajes y sujeciones.	45
02.07	Ud. Suministro e instalación de fusible de 80 A, diseñado para instalaciones fotovoltaicas. Incluye portafusibles.	3
02.08	Ud. Suministro e instalación de interruptor magnetotérmico tetrapolar, para intensidad nominal de 125 A. Poder de corte de 10 kA.	1
02.09	Ud. Suministro e instalación de interruptor diferencial de intensidad nominal 125 A y sensibilidad de 300 mA. Poder de corte de 6 kA.	1
02.10	Ud. Suministro e instalación de cuadro eléctrico para colocación de protecciones de CA. Colocado a la salida del inversor y antes del cuadro de protecciones de la instalación eléctrica receptora	1
2.11	h Montaje de la instalación por electricista categoría III habilitado.	160

CAPÍTULO 03 LEGALIZACIÓN DE INSTALACIÓN			
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN		CANTIDAD
03	LEGALIZACIÓN DE INSTALACIÓN		
03.01	Ud.	Inspección de la instalación realizada por el Organismo de Control Autorizado (OCA)	1
03.02	Ud.	Trámites referidos a la legalización de la instalación en la Consejería de Industria. Pago de tasas para el registro.	1
03.03	Ud.	Documentación de la instalación.	1
03.04	Ud.	Elaboración del Proyecto. Incluye certificado de dirección de obra. Realizado por el técnico competente.	1

CAPÍTULO 04 SEGURIDAD Y SALUD			
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN		CANTIDAD
04	SEGURIDAD Y SALUD		
04.01	Ud.	Medidas adoptadas durante la ejecución.	1

2 PRESUPUESTO

2.1 CUADRO DE PRECIOS Nº2

CAPÍTULO 01 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA					
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN		CANTIDAD	PRECIO / Ud.	TOTAL (€)
01	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA				
01.01	Ud.	Panel fotovoltaico M10 PERC SERIES 400-415W, OCEAN SOLAR CO., LTD. Con dimensiones 1722 x 1134 x 35, 20'5 kg, con eficacia de 21,3%	85	87,56	7.443
01.02	Ud.	Inversor SH6.0RT. Con dimensiones 460 x 540 x 170 mm, 27 kg, 9000W y eficiencia de 98,2%	1	1.580	1.580
01.03	Ud.	Inversor SH8.0RT. Con dimensiones 460 x 540 x 170 mm, 27 kg, 12000W y eficiencia de 98,4%	1	1.660	1.660
01.04	Ud.	Inversor SH10RT. Con dimensiones 460 x 540 x 170 mm, 27 kg, 15000W y eficiencia de 98,4%	1	1.770	1.770
01.05	Ud.	HQ Mount Pre-assembled Aluminium Solar Carport, de Xiamen Mount Tech Co., Ltd de tejado coplanar a dos aguas de aluminio. Con dimensiones 2'35 m y un peso de 2 kg	7	907	6.349
01.06	Ud.	HQ-GT4 Double Post Solar Ground Mounting Solution, de Xiamen Mount Tech Co., Ltd de tejado coplanar a dos aguas de aluminio. Con dimensiones 2'35 m y un peso de 2 kg	2	91	182

CAPÍTULO 02 INSTALACIÓN BAJA TENSIÓN					
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN		CANTIDAD	PRECIO / Ud.	TOTAL (€)
02	INSTALACIÓN BAJA TENSIÓN				
02.01	m	Suministro e instalación de conductor de cobre unipolar de 4 mm ² con aislamiento XLPE, diseñado para instalaciones fotovoltaicas. Tensión nominal de servicio 0'6/1 kV. Máxima tensión de 1'8 kV. Resistente a la acción del agua.	114	1,05	119,7
02.02	m	Suministro e instalación de conductor de cobre unipolar de 6 mm ² con aislamiento XLPE, diseñado para instalaciones fotovoltaicas. Tensión nominal de servicio 0'6/1 kV. Máxima tensión de 1'8 kV. Resistente a la acción del agua.	2	1,58	3,16
02.03	m	Suministro e instalación de conductor de cobre unipolar de 10 mm ² con aislamiento XLPE, diseñado para instalaciones fotovoltaicas. Tensión nominal de servicio 0'6/1 kV. Máxima tensión de 1'8 kV. Resistente a la acción del agua.	33	2,41	79,53
02.04	m	Suministro e instalación de conductor de cobre unipolar de 16 mm ² con aislamiento XLPE, diseñado para instalaciones fotovoltaicas. Tensión nominal de servicio 0'6/1 kV. Máxima tensión de 1'8 kV. Resistente a la acción del agua.	21	2,78	58,38
02.05	m	Suministro e instalación de bandeja perforada para la canalización de los conductores de continua. Incluye sus respectivos anclajes y sujeciones.	124	5,64	699,36
02.06	m	Suministro e instalación de tubo para la canalización de los conductores de continua. Incluye sus respectivos anclajes y sujeciones.	45	0,82	36,9
02.07	Ud.	Suministro e instalación de fusible de 80 A, diseñado para instalaciones fotovoltaicas. Incluye portafusibles.	3	2,52	7,56
02.08	Ud.	Suministro e instalación de interruptor magnetotérmico tetrapolar, para intensidad nominal de 125 A. Poder de corte de 10 kA.	1	175,21	175,21
02.09	Ud.	Suministro e instalación de interruptor diferencial de intensidad nominal 125 A y sensibilidad de 300 mA. Poder de corte de 6 kA.	1	223	223
02.10	Ud.	Suministro e instalación de cuadro eléctrico para colocación de protecciones de CA. Colocado a la salida del inversor y antes del cuadro de protecciones de la instalación eléctrica receptora	1	225	225
2.11	h	Montaje de la instalación por electricista categoría III habilitado.	160	20	3.200

CAPÍTULO 03 LEGALIZACIÓN DE INSTALACIÓN					
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN		CANTIDAD	PRECIO / Ud.	TOTAL (€)
03	LEGALIZACIÓN DE INSTALACIÓN				
03.01	Ud.	Inspección de la instalación realizada por el Organismo de Control Autorizado (OCA)	1	712,12	712,12
03.02	m	Trámites referidos a la legalización de la instalación en la Consejería de Industria. Pago de tasas para el registro.	1	349,77	349,77
03.03	Ud.	Documentación de la instalación.	1	485,21	485,21
03.04	Ud.	Elaboración del Proyecto. Incluye certificado de dirección de obra. Realizado por el técnico competente.	1	2.757,9	2.757,9

CAPÍTULO 04 SEGURIDAD Y SALUD					
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN		CANTIDAD	PRECIO / Ud.	TOTAL (€)
04	SEGURIDAD Y SALUD				
04.01	Ud.	Medidas adoptadas durante la ejecución.	1	2.000	2.000

2.2 CUADRO DE PRECIOS Nº1

CUADRO DE PRECIOS Nº1		
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	IMPORTE (€)
01	CAPÍTULO 01. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	18.984,00
02	CAPÍTULO 02. INSTALACIÓN BAJA TENSIÓN	4.827,8
03	CAPÍTULO 03. LEGALIZACIÓN	4.305,00
04	CAPÍTULO 04. SEGURIDAD Y SALUD	2.000,00

2.3 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL		
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	IMPORTE (€)
01	CAPÍTULO 01. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	18.984,00
02	CAPÍTULO 02. INSTALACIÓN BAJA TENSIÓN	4.825,44
03	CAPÍTULO 03. LEGALIZACIÓN	4.305,00
04	CAPÍTULO 04. SEGURIDAD Y SALUD	2.000,00
TOTAL		30.116,8

2.4 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	30.116,8
GASTOS GENERALES (17%)	5.119,87
BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	1.807
TOTAL PARCIAL	37.043,67
IVA (21%)	7.779,17
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA (€)	44.822,84