



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de una instalación fotovoltaica de 875 kWp
instalada sobre diferentes tipos de cubierta ubicadas en un
centro comercial de Barcelona

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

AUTOR/A: Amador de la Torre, Javier

Tutor/a: Villanueva López, José Felipe

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

Agradecimientos

Quiero expresar mi gratitud a mi familia y amigos por su inquebrantable apoyo y valiosos consejos durante estos cuatro años de carrera y los dos años de máster. Su presencia ha sido un faro en los momentos más desafiantes de este camino. Sus conversaciones, correcciones y guía me han inspirado y me han ayudado a forjar mi propia rutina de trabajo, alentándome a aspirar no solo a la excelencia académica sino también al crecimiento personal.

Además, deseo agradecer a la ETSII por brindarme la oportunidad de estudiar en la NTNU de Trondheim, Noruega, durante mi segundo año de máster en Ingeniería Industrial. Esta experiencia me permitió compartir momentos significativos con personas de todo el mundo, enriqueciendo mi perspectiva de vida de manera inolvidable.

Por último, un sincero reconocimiento a José Felipe, mi tutor, cuya paciencia, correcciones, sabios consejos y disposición para reunirse en cualquier momento del día han sido fundamentales para la presentación de mi Trabajo de Fin de Máster. Su apoyo ha sido invaluable en este recorrido académico.

Resumen

El presente trabajo de fin de máster se enfoca en el diseño integral de una instalación fotovoltaica para autoconsumo, sin excedentes, situada en varias cubiertas de un centro comercial en Barcelona. Este informe abarca todas las fases de diseño. Comienza con un análisis del consumo de energía de la empresa, lo que lleva a la evaluación de distintas disposiciones de paneles solares para determinar la opción óptima. Una vez seleccionada la configuración de instalación, se procede a la elección de todos los componentes esenciales, como paneles solares, inversores y estructuras de montaje. Además, se realizan los cálculos necesarios para el sistema eléctrico, abarcando el cableado y las protecciones eléctricas.

Por último, se lleva a cabo un análisis económico del proyecto, examinando su viabilidad en diversos escenarios y proponiendo un par de alternativas de financiamiento.

Resum

El present treball de fi de màster s'enfoca en el disseny integral d'una instal·lació fotovoltaica per a autoconsum, sense excedents, situada en diverses cobertes d'un centre comercial a Barcelona. Aquest informe abasta totes les fases de disseny. Comença amb una anàlisi del consum d'energia de l'empresa, la qual cosa porta a l'avaluació de diferents disposicions de panells solars per a determinar l'opció òptima. Una vegada seleccionada la configuració d'instal·lació, es procedeix a l'elecció de tots els components essencials, com a panells solars, inversors i estructures de muntatge. A més, es realitzen els càlculs necessaris per al sistema elèctric, abastant el cablejat i les proteccions elèctriques. Finalment, es duu a terme una anàlisi econòmica del projecte, examinant la seua viabilitat en diversos escenaris i proposant un parell d'alternatives de finançament.

Abstract

This master's thesis focuses on the integral design of a photovoltaic installation for self-consumption, without surplus, located on several roofs of a shopping center in Barcelona. This report covers all the design phases. It begins with an analysis of the company's energy consumption, leading to the evaluation of different solar panel layouts to determine the most optimal option. Once the installation configuration has been selected, all essential components such as solar panels, inverters and mounting structures are chosen. In addition, the necessary calculations are made for the electrical system, including wiring and electrical protections. Finally, an economic analysis of the project is carried out, examining its feasibility in various scenarios, and proposing a couple of financing alternatives.



ÍNDICE GENERAL

| | |
|----------------------|-----|
| MEMERIA..... | 1 |
| PRESUPUESTO..... | 132 |
| PLANOS..... | 135 |
| CURVAS DE CARGA..... | 147 |
| FICHAS TÉCNICAS..... | 154 |



MEMORIA



Tabla de contenido

| | |
|---|----|
| CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN | 15 |
| 1.1 OBJETO DEL PROYECTO | 15 |
| 1.2 Alcance | 16 |
| 1.3 JUSTIFICACIÓN | 17 |
| CAPÍTULO 2. CONTEXTO ENERGÉTICO Y SOLAR FOTOVOLTAICO | 18 |
| 2.1 Problema energético | 18 |
| 2.2 Objetivos de desarrollo sostenible..... | 19 |
| 2.3 Plan nacional integrado de energía y clima (PNIEC) 2021-2030..... | 20 |
| 2.4 Energías renovables..... | 21 |
| 2.4.1 Solar fotovoltaica en el mundo..... | 21 |
| 2.4.2 Solar fotovoltaica en España..... | 23 |
| 2.5 Tecnología Solar fotovoltaica actual | 25 |
| 2.5.1 Ventajas y desventajas de la energía solar | 26 |
| CAPÍTULO 3. NORMATIVA APLICABLE | 27 |
| CAPÍTULO 4. AUTOCONSUMO Y MODALIDADES..... | 29 |
| CAPÍTULO 5. ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN..... | 31 |
| 5.1. Localización de la nave industrial | 31 |
| 5.2 Caracterización de los edificios y sus cubiertas | 32 |
| 5.3 Análisis climatológico del lugar..... | 34 |
| 5.4 Análisis del consumo | 36 |
| 5.4.1 Tarifación..... | 37 |
| 5.5 Dimensionamiento..... | 38 |
| 5.6 Evaluación de la superficie..... | 40 |
| CAPÍTULO 6. ESTUDIO DE LAS ALTERNATIVAS..... | 43 |
| 6.1 Cubierta 1 | 43 |
| 6.1.1 Disposición Coplanar | 44 |
| 6.1.2 Disposición inclinada 15° | 46 |
| 6.1.3 Disposición inclinada 37° | 47 |
| 6.1.4 Disposición coplanar adecuada al consumo | 49 |
| 6.2 Cubierta 2 y 3 | 50 |
| 6.2.1 Disposición coplanar orientación este-oeste | 51 |
| 6.2.2 Disposición inclinada 15° con excedente del 30%..... | 53 |
| 6.2.3 Disposición inclinada 15° adecuada al consumo del centro comercial | 54 |



| | |
|--|-----|
| 6.2.4 Disposición inclinada 37° ocupando la superficie disponible..... | 56 |
| 6.3 Comparación alternativas..... | 57 |
| 6.3.1 Producción..... | 58 |
| 6.3.2 Inversión final..... | 59 |
| 6.3.3 Seguridad, resistencia y facilidad de instalación: | 65 |
| 6.3.4 Adecuación | 67 |
| 6.3.5 Selección final..... | 68 |
| 6.4 Paneles | 71 |
| 6.5 Inversor | 74 |
| 6.6 Transformador de potencia..... | 76 |
| 6.7 Estructura soporte | 77 |
| 6.7.1 Estructura de microcarril | 78 |
| 6.7.2 Perfil corrido..... | 80 |
| 6.8 Monitorización | 81 |
| 6.9 Canalización | 82 |
| 6.10 Cableado | 83 |
| 6.11 Protecciones | 85 |
| 6.12 Descripción de la instalación | 87 |
| CAPÍTULO 7. PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA..... | 88 |
| 7.1 Potencia Solar | 88 |
| 7.2 Generación eléctrica estimada | 90 |
| 7.3 Curvas de carga | 92 |
| CAPÍTULO 8 IMPACTO AMBIENTAL | 93 |
| 8.1. Reducción de emisiones | 93 |
| CAPÍTULO 9 CÁLCULOS ELÉCTRICOS..... | 94 |
| 9.1. CONFIGURACIÓN CAMPO FOTOVOLTAICO..... | 94 |
| 9.2 Cableado DC..... | 99 |
| 9.3 Cableado AC | 105 |
| 9.4 Protecciones DC..... | 108 |
| 9.4.1 Fusibles | 108 |
| 9.5 Protecciones AC | 111 |
| 9.5.1 Interruptores magnetotérmicos | 111 |
| 9.5.2 Interruptores diferenciales..... | 112 |
| 9.6 Instalación puesta a tierra | 112 |



| | |
|---|-----|
| CAPÍTULO 10 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA..... | 114 |
| 10.1 Contexto económico en España..... | 114 |
| 10.3 Hipótesis de cálculo..... | 117 |
| 10.4 Calculo subvención | 118 |
| 10.4.1 Precio energético fijo..... | 118 |
| 10.4.2 Precio energético variable..... | 121 |
| 10.5 Financiación vía préstamo..... | 122 |
| 10.5.1 Precio energético fijo..... | 122 |
| 10.5.2 Precio energético variable..... | 124 |
| CAPITULO 11 ETAPAS DE PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO..... | 127 |
| Bibliografía: | 130 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1:Potencia solar fotovoltaica instalada en España en 2022, por comunidad autónoma..... | 24 |
| Tabla 2: Ventajas y desventajas de la fotovoltaica | 26 |
| Tabla 3: Tabla de consumos mensuales del centro comercial durante el último año. Elaboración propia | 36 |
| Tabla 4: Resultados del estudio de la alternativa 1 de la cubierta 1..... | 45 |
| Tabla 5: Resultados del estudio de la alternativa 1 de la cubierta 1..... | 45 |
| Tabla 6: Resultados del estudio de la alternativa 2 de la cubierta 1..... | 46 |
| Tabla 7: Resultados del estudio de la alternativa 2 de la cubierta 1..... | 47 |
| Tabla 8: Resultados del estudio de la alternativa 3 de la cubierta 1..... | 48 |
| Tabla 9: Resultados del estudio de la alternativa 3 de la cubierta 1..... | 48 |
| Tabla 10: Resultados del estudio de la alternativa 4 de la cubierta 1..... | 49 |
| Tabla 11: Resultados del estudio de la alternativa 4 de la cubierta 1..... | 49 |
| Tabla 12: Resultados del estudio de la alternativa 1 de la cubierta 2..... | 52 |
| Tabla 13: Resultados del estudio de la alternativa 1 de la cubierta 2..... | 52 |
| Tabla 14: Resultados del estudio de la alternativa 2 de la cubierta 3..... | 53 |
| Tabla 15: Resultados del estudio de la alternativa 2 de la cubierta 3..... | 54 |
| Tabla 16: Resultados del estudio de la alternativa 3 de la cubierta 3..... | 55 |
| Tabla 17: Resultados del estudio de la alternativa 3 de la cubierta 3..... | 55 |
| Tabla 18: Resultados del estudio de la alternativa 4 de la cubierta 3..... | 56 |
| Tabla 19: resultados del estudio de la alternativa 4 de la cubierta 3..... | 56 |
| Tabla 20: Comparación de la producción fotovoltaica de la cubierta 1 | 58 |
| Tabla 21: Resultados de pesos de las alternativas de la cubierta 1 | 58 |
| Tabla 22: Comparación de la producción fotovoltaica de la cubierta 2 y 3... | 58 |
| Tabla 23: Resultados de pesos de las alternativas de las cubiertas 2 y 3... | 59 |
| Tabla 24: Precios de los diferentes ítems que constituyen la obra fotovoltaica | 59 |
| Tabla 25: Inversión final de la alternativa coplanar de la cubierta 1 | 60 |
| Tabla 26:Inversión final de la alternativa inclinada 15° de la cubierta 1 | 60 |
| Tabla 27: Inversión final de la alternativa inclinada 37° de la cubierta 1 | 61 |
| Tabla 28: Inversión final de la alternativa coplanar adecuada al consumo de la cubierta 1 | 61 |
| Tabla 29: Determinación de los pesos de cada alternativa de la cubierta 1. | 62 |
| Tabla 30: Inversión final de la alternativa coplanar este-oeste de la cubierta 2 | 62 |
| Tabla 31: Inversión final de la alternativa inclinada 15° fijada a excedentes del 30% de la cubierta 3 | 63 |
| Tabla 32: Inversión final de la alternativa inclinada 15° adecuada al consumo de la cubierta 3..... | 63 |
| Tabla 33: Inversión final de la alternativa inclinada 37° de la cubierta 3 | 64 |
| Tabla 34: Determinación de los pesos de cada alternativa de la cubierta 2 y 3 | 64 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 35: Tiempo estimado de la potencia pico instalada por día para diversas estructuras de anclaje..... | 66 |
| Tabla 36: Resultados de la seguridad y resistencia de la cubierta 1..... | 66 |
| Tabla 37: Resultados de la seguridad y resistencia de la cubierta 2 y 3..... | 66 |
| Tabla 38: Pesos obtenido según la adecuación de la instalación en la cubierta 1..... | 67 |
| Tabla 39: Pesos obtenido según la adecuación de la instalación en la cubierta 2 y 3..... | 67 |
| Tabla 40: Asignación de pesos a los diferentes criterios estudiados..... | 68 |
| Tabla 41: Matriz de comparaciones y obtención de pesos finales. Cubierta 1. Fuente. elaboración propia..... | 69 |
| Tabla 42: Matriz de comparaciones y obtención de pesos finales. Cubiertas 2 y 3. Fuente. elaboración propia..... | 69 |
| Tabla 43: Ficha técnica de los inversores Sungrow.Fuente: Ficha técnica Sungrow..... | 75 |
| Tabla 44:Epecificaciones del autotransformador: Fuente:Manumag S.L. | 76 |
| Tabla 45: Características del autotransformador. Fuente: Manumag S.L..... | 77 |
| Tabla 46: Dimensiones y peso del autotransformador. Fuente: Manumag S.L..... | 77 |
| Tabla 47:Distinción de las características de las cubiertas de las dos zonas de instalación. P2 Fuente: Propia..... | 81 |
| Tabla 48: Configuración de los módulos en las diferentes cubiertas. Fuente: Elaboración propia..... | 88 |
| Tabla 49: Radiación anual total recibida en la instalación fovoltaica. Fuente: PVGIS..... | 89 |
| Tabla 50: Producción horaria para un día medio mensual. Fuente: Elaboración propia..... | 91 |
| Tabla 51 Características energéticas de la instalación. Fuente: Elaboración propia..... | 92 |
| Tabla 52: Conexión de los módulos a los inversores 1 al 4. Fuente: Elaboración Propia..... | 97 |
| Tabla 53: Comprobación criterios selección de la instalación fovoltaica para el inversor 1 al 4. Fuente: Elaboración propia..... | 99 |
| Tabla 54: Factor de corrección por temperatura ambiente. Fuente ITC BT07..... | 100 |
| Tabla 55: Factor de corrección por temperatura ambiente. Fuente ITC BT07..... | 101 |
| Tabla 56: Tabla 52-B1 de intensidad máxima admisible. Fuente: UNE 20460-5-523:2004)..... | 102 |
| Tabla 57: Conductividad del cableado en función del material y temperatura. Fuente: Elaboración propia..... | 103 |
| Tabla 58: Tabla de cumplimiento de criterios del cableado de alterna. Fuente: Elaboración propia..... | 105 |
| Tabla 59: Factor de corrección por temperatura ambiente. Fuente ITC BT07..... | 106 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 60: Tabla 52-B1 de intensidad máxima admisible. Fuente: UNE 20460-5-523:2004)..... | 107 |
| Tabla 61: Comprobación de los criterios para el cableado de alterna. Fuente: Elaboración propia. | 107 |
| Tabla 62: Cumplimiento de los criterios para la selección de fusibles. Fuente: Elaboración Propia..... | 111 |
| Tabla 63: Comprobación del cumplimiento de los criterios de selección de los diferentes interruptores automáticos. Fuente: Elaboración propia..... | 111 |
| Tabla 64: Selección de los interruptores diferenciales. Fuente: Elaboración propia..... | 112 |
| Tabla 65: Selección del conductor a tierra. Fuente: Elaboración propia..... | 112 |
| Tabla 66: Selección del cableado a tierra. Fuente: Elaboración Propia..... | 113 |
| Tabla 67: Coste energético de la empresa. Factura eléctrica empresa..... | 115 |
| Tabla 68: flujos de caja un coste energético fijo y mediante una financiación por medio de subvención. Fuente: Elaboración propia..... | 119 |
| Tabla 69: Resultados obtenidos del estudio de viabilidad económica dado un coste energético fijo y mediante una financiación por media de subvención. Fuente: Elaboración propia..... | 120 |
| Tabla 70: Flujos de caja dado un coste energético variable y mediante una financiación por medio de subvención. Fuente: Elaboración propia..... | 121 |
| Tabla 71: Resultados obtenidos del estudio de viabilidad económica dado un coste energético variable y mediante una financiación por medio de subvención. Fuente: Elaboración propia..... | 122 |
| Tabla 72: Flujos de caja dado un coste energético fijo y mediante una financiación por medio de préstamo. Fuente: Elaboración propia..... | 123 |
| Tabla 73: Resultados obtenidos del estudio de viabilidad económica dado un coste energético fijo y mediante una financiación por medio de préstamo. Fuente: Elaboración propia..... | 123 |
| Tabla 74: Flujos de caja dado un coste energético fijo y mediante una financiación por medio de préstamo. Fuente: Elaboración propia..... | 124 |
| Tabla 75: Resultados obtenidos del estudio de viabilidad económica dado un coste energético variable y mediante una financiación por medio de préstamo. Fuente: Elaboración propia..... | 125 |
| Tabla 76: Resumen del estudio viabilidad. VAN Y TIR. Fuente: Elaboración propia..... | 125 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

| | |
|--|----|
| Ilustración 1: Potencia FV instalada durante el paso 2000-2022 (unidades expresadas en GW). Fuente: SOLARPOWER EUROPE 2023..... | 22 |
| Ilustración 2: Los 10 países líderes en instalaciones y capacidad instalada total en 2022. Fuente: AIE Y PVPS..... | 23 |
| Ilustración 3: Potencia solar fotovoltaica instalada en España de 2010 a 2022 (en megavatios). Fuente Red Eléctrica de España..... | 24 |
| Ilustración 4: Imagen del centro comercial Westfield La Maquinista. Fuente Google Maps..... | 32 |
| Ilustración 5 :Área disponible de la cubierta 1..... | 33 |
| Ilustración 6: Área disponible de la cubierta 2 y 3..... | 33 |
| Ilustración 7: Temperatura en Barcelona. Fuente Weatherspark | 34 |
| Ilustración 8: Promedio mensual de lluvia en Barcelona. Fuente Weatherspark | 35 |
| Ilustración 9: Gráfico de consumo medio mensual del centro comercial. Fuente: Elaboración propia | 37 |
| Ilustración 10: División anual de la tarifa horaria 6.1 TD. Fuente Emergieren | 38 |
| Ilustración 11: Ejemplo curva de carga mes de enero. Fuente. propia..... | 39 |
| Ilustración 12: Ejemplo curva de carga mes de junio. Fuente. propia..... | 39 |
| Ilustración 13: Recorrido solar. Fuente propia..... | 41 |
| Ilustración 14: Terminología solar. Fuente Aula Fácil | 42 |
| Ilustración 15:Pérdidas por inclinación y desviación del ángulo acimut. Fuente Atersa..... | 42 |
| Ilustración 16:Layout de la cubierta 1 con una disposición coplanar. Fuente: Elaboración propia | 44 |
| Ilustración 17: Layout de la cubierta 1 con una disposición inclinada 15°.Fuente: Elaboración propia..... | 46 |
| Ilustración 18: Layout de la cubierta 1 con una disposición inclinada 37°.Fuente propia..... | 47 |
| Ilustración 19: Layout de la cubierta 1 con una disposición coplanar adecuada al consumo. Fuente: Elaboración propia..... | 49 |
| Ilustración 20: Layout de la cubierta 2 con una disposición coplanar adecuada al consumo. Fuente: propia | 51 |
| Ilustración 21: Layout de la cubierta 3 con una disposición inclinada 15°fijada a excedente 30%. Fuente: Elaboración propia | 53 |
| Ilustración 22: Layout de la cubierta 3 con una disposición inclinada 15° Fuente: propia..... | 54 |
| Ilustración 23: Layout de la cubierta 3 con una disposición inclinada 37° Fuente: propia..... | 56 |

| | |
|--|-----|
| Ilustración 24: Componentes del módulo fotovoltaico. Fuente Ineldec. | 71 |
| Ilustración 25: Ficha técnica de los paneles Jasolar JAM72S30-550. Fuente Jasolar | 73 |
| Ilustración 26: Acotación autotransformador. Fuente: Manumag S.L..... | 77 |
| Ilustración 27: Fijación de los módulos fotovoltaicos mediante microcarril sobre greca | 78 |
| Ilustración 28: Detalle sobre la chapa sándwich para instalación sobre greca | 78 |
| Ilustración 29: Fijación de los módulos fotovoltaicos mediante microcarril sobre valle..... | 79 |
| Ilustración 30: Detalle sobre la chapa sándwich para instalación en valle ... | 79 |
| Ilustración 31: Fijación de los módulos fotovoltaicos mediante perfil corrido | 80 |
| Ilustración 32: Radiación día promedio mensual (W/m ²). Fuente: Elaboración propia | 90 |
| Ilustración 33: Producción fotovoltaica mensual del centro comercial. Fuente: Elaboración propia | 90 |
| Ilustración 34: Producción fotovoltaica diaria para día medio y claro. Fuente: Elaboración propia | 91 |
| Ilustración 35: Precio final anual de la demanda nacional. Fuente: Omie.... | 115 |
| Ilustración 36: Porcentaje de ayuda subvencionable para instalaciones fotovoltaicas. Fuente: Real Decreto 477/2021, de 29 de junio..... | 116 |

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETO DEL PROYECTO

El propósito de este proyecto es realizar el diseño y dimensionamiento de una instalación fotovoltaica destinada a abastecer energéticamente un centro comercial. El proyecto contemplará la definición de las infraestructuras técnicas, características y las medidas adoptadas para llevar a cabo la implementación de la instalación fotovoltaica con el fin de reducir la dependencia energética del centro comercial de la red eléctrica convencional.

El objetivo fundamental de este proyecto es establecer un sistema de generación energética que permita que la empresa avance hacia una posición basada en valores y un modelo de sostenibilidad. Se busca lograr una mayor autonomía y autosuficiencia energética, utilizando una fuente de energía renovable y limpia como la solar fotovoltaica. En este contexto, se realizará un análisis exhaustivo de las necesidades energéticas del centro comercial, considerando los consumos y demandas específicas. Posteriormente, se procederá al diseño de la instalación fotovoltaica, teniendo en cuenta los parámetros técnicos, como la ubicación óptima de los paneles solares, el tipo de estructuras de soporte necesarias y la selección adecuada de los componentes eléctricos. Además, se llevará a cabo un dimensionamiento preciso de la instalación, considerando factores como la radiación solar disponible, las condiciones climáticas de la región y la capacidad de generación requerida para cubrir las demandas energéticas del centro comercial. Se utilizarán herramientas y software especializados para determinar el tamaño óptimo del sistema fotovoltaico y su configuración.

El resultado esperado de este proyecto es la implementación de una instalación fotovoltaica eficiente y rentable que permita al centro comercial reducir su dependencia energética de la red convencional y, a su vez, contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y alinearse con los objetivos de sostenibilidad y responsabilidad ambiental.

1.2 Alcance

El siguiente proyecto se trata de una instalación fotovoltaica de 875 KWn en régimen de autoconsumo sin excedentes. El alcance de este contempla las medidas necesarias para llevar a cabo la instalación, desde el planteamiento del proyecto hasta la legalización de la instalación incluyendo:

- Dimensionamiento de la instalación en base al estudio de consumo del centro comercial.
- Evaluación de la producción estimada por la instalación planteada.
- Selección de equipos principales.
- Diseño de la instalación eléctrica en base a la normativa.
- Estudio económico del proyecto.
- Planificación del proyecto.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Me he decidido a realizar este Trabajo de Fin de Máster debido a que en la empresa donde realicé mis prácticas realizamos el proyecto fotovoltaico del Centro Comercial Westfield La Maquinita como posible proyecto fotovoltaico a futuro. Se trata de un proyecto de energías renovables que camina de la mano con el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) número 7 “Energía asequible y no contaminante”. Respecto a mi persona, me provoca gran entusiasmo e ilusión poder realizar un estudio y diseño de estas características en uno de los centros comerciales más grandes de España.

Este proyecto consiste en una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo, sin vertido, cuyo objeto es reducir los costes energéticos por consumo de energía proveniente de la red eléctrica. Dicha instalación constará de un sistema de gestión que controlará las dos fuentes de energía, fotovoltaica y red eléctrica con el fin de controlar la energía consumida proveniente de la instalación fotovoltaica y monitorizar en tiempo real tanto los consumos como la generación de energía procedente del campo fotovoltaico. Este sistema estará compuesto por equipos certificados según norma UNE 26001.

La instalación solar fotovoltaica está proyectada con una potencia de 867,90 kWp, situados sobre diferentes cubiertas; compuesta por un total de 1578 módulos fotovoltaicos de 550 Wp de potencia distribuidos en dos inversores de 350 kW, un inversor de 125 kW y un inversor de 50 kW; resultando una potencia nominal total de 875,00 kWn. Debido a las características de la edificación en la que se emplaza la instalación se ha subdivido la instalación total en 2 zonas conectándose cada una de ellas al subcuadro existente de la cubierta en que se ubican. Esta solución surge por la elevada distancia entre la ubicación del CGBT y las diferentes cubiertas en las que se proyecta la instalación fotovoltaica, cubiertas que a su vez pertenecen a diferentes edificios.

CAPÍTULO 2. CONTEXTO ENERGÉTICO Y SOLAR FOTOVOLTAICO

En el segundo capítulo, se examina la situación actual del panorama energético, se mencionan los objetivos establecidos por la Unión Europea y se analizan detalladamente los beneficios y desafíos asociados al sector de la energía solar fotovoltaica en un contexto de creciente dependencia energética a nivel global.

2.1 Problema energético

El problema energético mundial es un tema de gran relevancia en la actualidad, dado el creciente consumo de energía y la necesidad de buscar fuentes más sostenibles y renovables. El modelo de desarrollo basado en los combustibles fósiles ha llevado a una serie de desafíos que requieren atención y acción inmediata por parte de la comunidad internacional.

En primer lugar, uno de los problemas más acuciantes es el agotamiento de los recursos no renovables, como el petróleo, el gas natural y el carbón. Estos recursos son finitos y su explotación causa un impacto ambiental significativo, incluyendo la emisión de gases de efecto invernadero y la contaminación del aire, el agua y el suelo. Además, la dependencia de los combustibles fósiles genera inestabilidad económica y geopolítica, ya que los países compiten por asegurar su suministro.

Otro desafío importante es el cambio climático, impulsado en gran medida por las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes de la generación de energía. El aumento de las temperaturas, los fenómenos climáticos extremos y los impactos en los ecosistemas son evidencias claras de la urgencia de reducir las emisiones y buscar alternativas más limpias y sostenibles.

La falta de acceso a energía también es un problema crucial. Aproximadamente 800 millones de personas en todo el mundo carecen de electricidad, lo que limita su desarrollo social y económico. *Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.* Naciones Unidas. Recuperado el 2 de agosto del 2023 de <https://www.un.org/es/>. La falta de energía confiable y asequible afecta a la educación, la salud, la productividad y la calidad de vida en general. Por lo tanto, es esencial garantizar el acceso universal a fuentes de energía modernas y sostenibles.

En respuesta a estos desafíos, se ha impulsado la transición hacia fuentes de energía renovable, como la solar, la eólica, la hidroeléctrica y la biomasa. Estas

fuentes ofrecen numerosos beneficios, incluyendo la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, la generación local de empleo y el fortalecimiento de la seguridad energética. La tecnología fotovoltaica ha experimentado avances significativos en términos de eficiencia y reducción de costos, lo que la convierte en una opción cada vez más atractiva para la generación de energía.

2.2 Objetivos de desarrollo sostenible

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son una serie de metas adoptadas por la Asamblea General de las Naciones Unidas en 2015 como parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. Estos constan de 17 objetivos interconectados, abarcando una amplia gama de desafíos económicos, sociales y ambientales que enfrenta nuestro mundo. A continuación, se describen brevemente los Objetivos de Desarrollo Sostenible que aplican en el Trabajo:

ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante: Este objetivo se centra en garantizar el acceso a una energía asequible, segura y moderna para todos. Los proyectos fotovoltaicos contribuyen directamente a este objetivo al proporcionar una fuente de energía renovable y sostenible, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y promoviendo el acceso a electricidad en áreas remotas.

ODS 9: Industria, Innovación e Infraestructura: Los proyectos fotovoltaicos fomentan la innovación en tecnologías de energía renovable, impulsando la creación de empleos en el sector y mejorando la infraestructura energética.

ODS 11: Ciudades y Comunidades Sostenibles: La instalación de sistemas fotovoltaicos en edificios, infraestructuras y comunidades contribuye a la creación de entornos urbanos más sostenibles y resilientes al proporcionar una fuente de energía limpia y local.

ODS 12: Producción y Consumo Responsables: La adopción de energía solar fomenta el consumo responsable al utilizar una fuente de energía limpia y renovable en lugar de recursos agotables y contaminantes.

ODS 13: Acción por el Clima: Los proyectos fotovoltaicos desempeñan un papel crucial en la mitigación del cambio climático al generar electricidad sin emisiones de carbono ni gases de efecto invernadero. Al adoptar la energía solar,

Estos objetivos se interrelacionan y se refuerzan mutuamente, y abordan los desafíos más urgentes que enfrenta nuestro mundo en términos de desarrollo sostenible, equidad y protección del medio ambiente, promoviendo un enfoque integral que busca preservar los recursos naturales, mitigar el cambio climático y conservar la biodiversidad.

2.3 Plan nacional integrado de energía y clima (PNIEC) 2021-2030

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 es una estrategia desarrollada por el Gobierno de España para impulsar la transición hacia un modelo energético más sostenible y bajo en carbono. El PNIEC establece los objetivos y las medidas necesarias para la mitigación del cambio climático y la promoción de energías limpias en el país. El plan tiene como objetivo principal alcanzar la neutralidad climática en España para el año 2030, en línea con los compromisos internacionales del Acuerdo de París. Para ello, establece una serie de metas para el período 2021-2030, que abarcan áreas clave como la generación de energía renovable, la eficiencia energética, la movilidad sostenible y la descarbonización de los sectores industrial y residencial.

Algunos de los puntos destacados del PNIEC incluyen:

Energías renovables: El plan establece un objetivo de alcanzar al menos el 74% de generación eléctrica a partir de fuentes renovables (eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, biocombustible, energías oceánicas, biomasa y geotermia) para 2030.

Eficiencia energética: Se busca mejorar la eficiencia energética en todos los sectores, con el objetivo de reducir el consumo final de energía en un 39,5% para 2030 en comparación con los niveles de 2005.

Descarbonización de la industria: Se fomenta la descarbonización y modernización de los sectores industriales, incluyendo la implementación de tecnologías más limpias y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en un 23% respecto a 1990.

Investigación, innovación y competitividad: incluye iniciativas para promover la investigación, la innovación y la competitividad en el campo de la energía y el desarrollo sostenible. Estas medidas buscan impulsar el desarrollo de soluciones tecnológicas y sociales que puedan hacer frente a los desafíos energéticos actuales y futuros. Al fomentar la investigación y el desarrollo, el plan busca estimular la creación de nuevas tecnologías y enfoques que impulsen la transición hacia un modelo energético más sostenible y eficiente. Además, promover la innovación y la competitividad en este sector puede generar oportunidades económicas y comerciales, fomentando la creación de empleo y el crecimiento económico en el contexto de una economía baja en carbono.

2.4 Energías renovables

En los últimos años, España ha experimentado un importante aumento en el aprovechamiento de las energías renovables como parte fundamental de su estrategia para avanzar hacia un modelo energético más sostenible y amigable con el medio ambiente. Las energías renovables, que abarcan fuentes como la solar, eólica, hidroeléctrica y biomasa, han experimentado un notable crecimiento en el país, generando beneficios significativos como la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la diversificación de la matriz energética. Esta evolución hacia una mayor utilización de energías limpias ha sido posible gracias a la implementación de políticas y medidas de apoyo que promueven la inversión en infraestructuras renovables y facilitan la integración de estas fuentes en el sistema eléctrico nacional. Este enfoque renovable ha permitido a España avanzar hacia una mayor autosuficiencia energética y contribuir activamente a la lucha contra el cambio climático, sentando las bases para un futuro más sostenible y respetuoso con el entorno.

Aunque España ha logrado avances significativos en el ámbito de las energías renovables, todavía enfrenta desafíos importantes. Entre ellos se encuentra la necesidad de mejorar la integración de estas fuentes en la red eléctrica, así como el almacenamiento de energía y la gestión eficiente de la demanda. A pesar de estos desafíos, el compromiso de España con las energías limpias sigue en constante crecimiento. Se espera que el sector renovable siga expandiéndose en los próximos años, lo que contribuirá a la sostenibilidad y la descarbonización del sistema energético español.

Para entender el siguiente proyecto es necesario explicar y entender que es exactamente la energía solar fotovoltaica y cuál es su situación actual en el mundo.

2.4.1 Solar fotovoltaica en el mundo

Según las estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE), de los 2,8 billones de dólares proyectados para inversión a nivel global en el sector energético este año, más de 1,7 billones de dólares se destinarán a tecnologías limpias, incluyendo energías renovables, vehículos eléctricos, redes eléctricas, almacenamiento energético, combustibles de bajas emisiones, mejoras en la eficiencia y bombas de calor, así como la energía nuclear. Por otro lado, un poco más de 1 billón de dólares (unos 930.000 millones de euros) se destinará a combustibles fósiles como el carbón, el gas y el petróleo.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) destaca que la inversión en tecnologías de energía limpia está superando significativamente el gasto en combustibles fósiles debido a las preocupaciones de asequibilidad y seguridad generadas por la crisis energética global, lo que refuerza el impulso hacia opciones más sostenibles. LA AIE reconoce a España como el país con la mayor penetración fotovoltaica a nivel mundial, con una tasa del 19,1%.

En términos concretos, se espera que la inversión anual en energía limpia aumente en un 24% entre 2021 y 2023, impulsada principalmente por las energías renovables y los vehículos eléctricos.

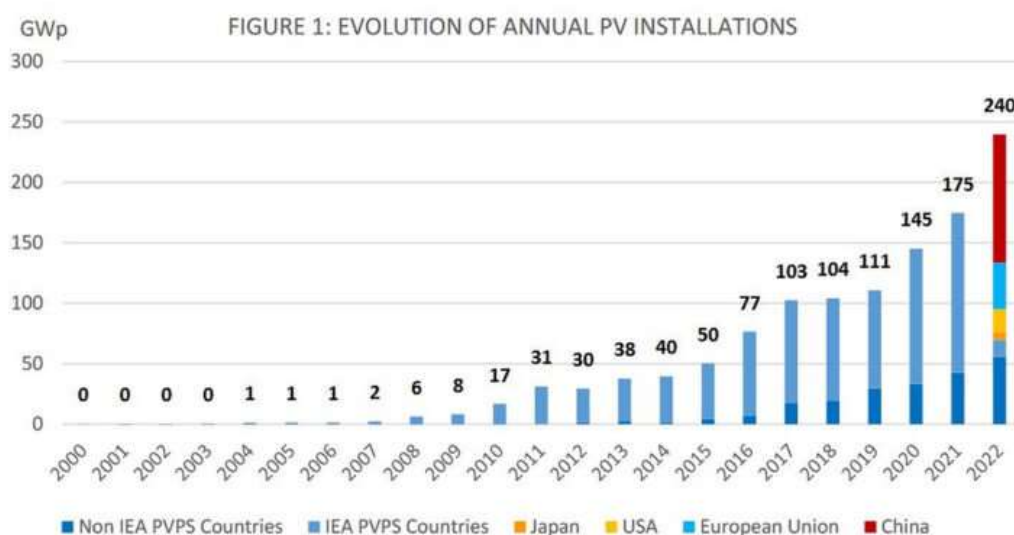


Ilustración 1: Potencia FV instalada durante el paso 2000-2022 (unidades expresadas en GW).
Fuente: SOLARPOWER EUROPE 2023

En la ilustración 1 se puede observar la potencia fotovoltaica instalada en el mundo durante los años 2000 y 2022 siguiendo un crecimiento exponencial

Actualmente, el mundo se encuentra inmerso en una auténtica revolución solar. Un hecho sorprendente ilustra claramente este fenómeno: ha pasado más de dos décadas para que la capacidad de energía solar fotovoltaica conectada a las redes alcance el teravatio (1.177 gigavatios, es decir, 1,17 teravatios). Sin embargo, se prevé que, durante el transcurso de tan solo doce meses en 2025, se añada una capacidad adicional de un teravatio (equivalente a mil gigavatios). Este rápido crecimiento demuestra la dinámica y el potencial expansivo de la energía solar fotovoltaica en la actualidad.

Durante los últimos años, Europa ha observado un significativo incremento en el crecimiento anual de la energía solar. Específicamente, la capacidad total ha experimentado un notable aumento, pasando de 28,1 GW en el año 2021 a alcanzar una estimación de 38,7 GW al cierre del año 2022.

Según el informe: Gaëtan Masson, Eline Bosch, Adrien Van Rechem, Melodie de l'Epine (Abril 2023). *Snapshot of Global PV Markets 2023*. International Energy Agency. Recuperado el 28 de Julio de 2023 de <https://iea-pvps.org/>. España se destaca como el país líder en Europa y el quinto a nivel mundial en términos de capacidad fotovoltaica instalada en 2022, alcanzando un total de 8,1 gigavatios (GW). Además, ocupa el séptimo lugar en capacidad fotovoltaica acumulada, con un total de 26,6 GW. Se muestra en la ilustración 2.























| FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY | | | | FOR CUMULATIVE CAPACITY | | | |
|-------------------------------|---|----------------|---------|-------------------------|--|----------------|----------|
| 1 |  | China | 106 GW | 1 |  | China | 414,5 GW |
| (2) |  | European Union | 38,7 GW | (2) |  | European Union | 209,3 GW |
| 2 |  | USA | 18,6 GW | 2 |  | USA | 141,6 GW |
| 3 |  | India | 18,1 GW | 3 |  | Japan | 84,9 GW |
| 4 |  | Brazil | 9,9 GW | 4 |  | India | 79,1 GW |
| 5 |  | Spain | 8,1 GW | 5 |  | Germany | 67,2 GW |
| 6 |  | Germany | 7,5 GW | 6 |  | Australia | 30 GW |
| 7 |  | Japan | 6,5 GW | 7 |  | Spain | 26,6 GW |
| 8 |  | Poland | 4,9 GW | 8 |  | Italy | 25 GW |
| 9 |  | Australia | 3,9 GW | 9 |  | Korea | 24,8 GW |
| 10 |  | Netherlands | 3,9 GW | 10 |  | Brazil | 23,6 GW |

Ilustración 2: Los 10 países líderes en instalaciones y capacidad instalada total en 2022.
Fuente: AIE Y PVPS

2.4.2 Solar fotovoltaica en España

España, con aproximadamente 300 días de sol al año o 2.500 horas anuales de radiación solar, se encuentra entre los países más soleados de Europa, siendo superada únicamente por Turquía, Italia, Grecia, Francia y Portugal. Esta característica hace de España un territorio privilegiado para aprovechar de manera rentable la energía a través de instalaciones fotovoltaicas.

Existe una notable variabilidad en la cantidad de horas de luz solar recibidas según la ubicación. Las regiones del norte de España tienen valores inferiores a la media, mientras que algunas regiones del sur superan las 3.000 horas anuales. En particular, Huelva destaca como la ciudad más soleada del país, con más de 3.500 horas de sol al año, mientras que Bilbao registra la menor cantidad de horas con 1.694 al año.

A continuación, en la tabla 1, se detalla la potencia instalada por comunidades en el cierre de 2022, situando a Extremadura como la primera comunidad autónoma y a Asturias cómo la última.

| Comunidad autónoma | Potencia Instalada (MW) |
|--------------------|-------------------------|
| Extremadura | 5.347 |
| Andalucía | 4.163 |
| Castilla-La Mancha | 4.048 |
| Aragón | 1.851 |
| Castilla y León | 1.438 |
| Región de Murcia | 1.384 |
| C. Valenciana | 405 |
| Cataluña | 295 |
| Islas Baleares | 225 |
| Canarias | 212 |
| Navarra | 166 |
| La Rioja | 99 |
| C.Madrid | 64 |
| País Vasco | 51 |
| Galicia | 18 |
| Cantabria | 4 |
| Asturias | 1 |

Tabla 1: Potencia solar fotovoltaica instalada en España en 2022, por comunidad autónoma

España en los últimos años ha experimentado un rápido crecimiento en la industria fotovoltaica tras la derogación del impuesto al sol de 2018, suprimiendo así la principal traba que impedía el desarrollo del aprovechamiento de la energía solar, generada por paneles fotovoltaicos, y que desmotivaba el autoconsumo. En la siguiente ilustración (3), se muestra como a partir de 2019, las empresas apostaron por esta tecnología llegando a cuadruplicar en 2022 el valor de potencia solar fotovoltaica instalada en 2018.

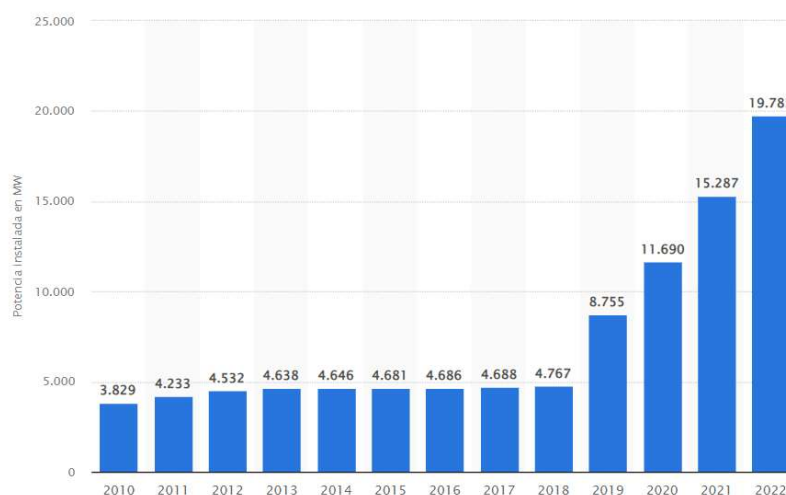


Ilustración 3: Potencia solar fotovoltaica instalada en España de 2010 a 2022 (en megavatios).
Fuente Red Eléctrica de España.

2.5 Tecnología Solar fotovoltaica actual

La energía solar fotovoltaica es un tipo de energía renovable que se obtiene del sol, es una fuente de obtención energética que consiste en convertir la luz del sol en electricidad. Este proceso se basa en el uso de paneles solares, que están compuestos por células fotovoltaicas.

Las células fotovoltaicas están hechas de materiales especiales, como el silicio, que tienen la propiedad de generar electricidad cuando se exponen a la luz solar. Cuando los rayos del sol llegan a los paneles solares, los fotones de la luz golpean las células fotovoltaicas y desprenden electrones. Estos electrones se mueven a través de un circuito eléctrico, generando corriente eléctrica.

La electricidad generada por los paneles solares se produce en forma de corriente continua (CC), y para ser utilizada en viviendas o industrias, debe ser transformada en corriente alterna (CA). Para convertir la corriente continua en corriente alterna se utiliza un dispositivo conocido como inversor. Existen diversos tipos de inversores disponibles, adaptados a diferentes capacidades de potencia instalada. Una vez que la corriente se ha transformado en corriente alterna y se han incorporado los dispositivos de protección necesarios, es posible conectar el sistema fotovoltaico al cuadro general de la instalación eléctrica.

Además, se instalan equipos adicionales, como registradores de datos (logger) y medidores (meter), que permiten medir la energía generada por los paneles solares y realizar un seguimiento de la productividad de la instalación a lo largo del tiempo. Estos dispositivos son fundamentales para monitorear el rendimiento y la eficiencia del sistema fotovoltaico.

La tecnología solar fotovoltaica ha experimentado mejoras significativas en la eficiencia de conversión, lo que significa que los paneles solares pueden generar más electricidad utilizando la misma cantidad de luz solar. Esto ha llevado a una mayor producción de energía y ha reducido los costos en comparación con generaciones anteriores de paneles solares.

También ha experimentado mejoras en términos de diseño y aplicaciones. Los paneles solares son más delgados, livianos y flexibles, lo que permite su instalación en una variedad de superficies, desde techos de edificios hasta dispositivos portátiles. Asimismo, se están explorando nuevas formas de integrar la energía solar en la infraestructura urbana, como en ventanas solares o en la construcción de edificios.

2.5.1 Ventajas y desventajas de la energía solar

En este punto se muestran las ventajas y desventajas de la fotovoltaica a nivel global. Estas ventajas y desventajas son consideraciones importantes para tener en cuenta al evaluar la viabilidad y el impacto de la energía solar fotovoltaica. Si bien la energía fotovoltaica ofrece numerosos beneficios, también hay desafíos que deben abordarse para aprovechar al máximo su potencial como fuente de energía limpia y renovable.

Se muestra a continuación una serie de ventajas y desventajas del sector fotovoltaico.

| Ventajas | Desventajas |
|---|---|
| Fuente de energía renovable y sostenible | Dependencia de la radiación solar |
| Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero | Costos iniciales de instalación |
| Contribuye a la diversificación energética | Variabilidad de la producción energética |
| Generación descentralizada y distribuida | Requiere de espacio para instalación de paneles |
| Ahorro en costos de energía a largo plazo | Impacto visual en el paisaje |
| Generación de empleo local y desarrollo económico | Necesidad de mantenimiento regular |

Tabla 2: Ventajas y desventajas de la fotovoltaica

CAPÍTULO 3. NORMATIVA APLICABLE

El siguiente proyecto se ha desarrollado considerando el cumplimiento de las siguientes disposiciones legales, las cuales establecen los marcos y requisitos para tanto la instalación en su conjunto como para cada uno de sus componentes, así como para la ejecución del proyecto:

- 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 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión a la red de baja tensión.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico de baja tensión e instrucciones técnicas complementarias.
- Instrucción de 21 de enero de 2004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

- Instrucción de 12 de mayo de 2006, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, complementaria a la Instrucción de 21 de enero de 2004, sobre procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.
- Resolución de 11 de noviembre de 2003, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se aprueba el modelo del certificado de instalación eléctrica de baja tensión.
- Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- Real Decreto 314/2006, de 6 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación y sus modificaciones.
- Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 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.
- Ley 24/2013, de 26 diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 186/2016, de 6 de mayo, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.
- Real Decreto 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, con el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de la energía eléctrica.

CAPÍTULO 4. AUTOCONSUMO Y MODALIDADES

Según el Real Decreto 244/2019 del 5 de abril, que es la normativa que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de la energía eléctrica, existen diversos tipos de autoconsumo.

Autoconsumo sin excedentes:

En esta modalidad de autoconsumo fotovoltaico, la energía solar generada se consume de forma directa y no se comparte con la red eléctrica. El sistema fotovoltaico está diseñado específicamente para cubrir la demanda energética interna del consumidor.

Autoconsumo con COMPENSACIÓN de excedentes:

En esta modalidad de autoconsumo, se permite la generación de excedentes de energía que pueden ser compensados por la comercializadora de electricidad. Esto implica que la energía generada por la instalación fotovoltaica y no utilizada para cubrir el consumo interno puede ser vertida a la red eléctrica, y la comercializadora descontará esa energía vertida de la factura del consumidor. Es importante tener en cuenta que existe un límite para la energía vertida que puede ser compensada. Este límite está determinado por la cantidad de energía consumida.

En ningún caso se permite superar la cantidad de energía consumida en la factura para su compensación. Por lo tanto, el máximo que se puede compensar es el término de energía de la factura, garantizando que no se compense más energía de la que realmente se está consumiendo. Además, las instalaciones fotovoltaicas en esta modalidad tienen una potencia limitada a 100 kWn, lo que significa que la capacidad de generación está restringida a este valor máximo establecido.

Autoconsumo con VENTA de excedentes:

En esta modalidad de autoconsumo fotovoltaico, la instalación tiene la posibilidad de generar excedentes de energía que pueden ser vertidos a la red eléctrica sin restricciones en cuanto a la cantidad de energía que se puede verter. A diferencia de otras modalidades, no hay limitaciones en relación con el consumo interno de la instalación. Esto significa que la instalación puede producir más energía de la que se consume y enviar el excedente a la red eléctrica. Sin embargo, para acogerse a esta modalidad, el cliente debe realizar trámites adicionales y darse de alta como productor de energía en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPRE). Esto implica asumir los roles y responsabilidades de un productor de energía en la red eléctrica. El proceso de alta como productor de energía eléctrica en España

es más complejo y costoso en comparación con otras modalidades de autoconsumo. Como proveedor, tu energía puede contribuir a la estabilidad de la red eléctrica y a la integración de fuentes renovables en el sistema energético nacional.

En nuestro caso, como la instalación tiene una potencia superior a los 100KW se descarta la opción de autoconsumo con compensación de excedentes y se descarta también la venta de excedentes por especificaciones del cliente, dado los diversos y costosos trámites que hay que llevar a cabo.

En conclusión, nuestra instalación estará acogida al autoconsumo sin excedentes. Por parte del cliente la decisión es acertada ya que para instalaciones de este tamaño no se recomienda darse de alta como productor, debido al alto número de trámites que hay que presentar y sus costes asociados.

CAPÍTULO 5. ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN

El Centro Comercial Westfield La Maquinista es uno de los centros comerciales más grandes de España. Se encuentra ubicado en el distrito de Sant Andreu, en Barcelona. Este, abarca una superficie total de aproximadamente 250.000 metros cuadrados. Cuenta con más de 200 tiendas de reconocidas marcas nacionales e internacionales. Además, es uno de los centros comerciales más grandes de España ofreciendo una amplia gama de servicios y tiendas, que incluyen moda, electrónica, hogar, belleza, deportes, entretenimiento y alimentación.

La Maquinista cuenta con diversas opciones de restauración, cines, espacios de ocio y áreas de juegos para niños. También organiza eventos y actividades para toda la familia, como conciertos, exhibiciones y promociones especiales.

Quiero destacar que, La Maquinista se encuentra comprometida con la sostenibilidad y cuenta con diversas iniciativas en ese sentido, como el uso eficiente de la energía, la gestión responsable de los residuos y la promoción del transporte público y la movilidad sostenible.

5.1. Localización de la nave industrial

El terreno donde se proyecta la instalación fotovoltaica está situado en el municipio de Barcelona. Los datos del emplazamiento son:

| | |
|--------------------------|-------------------------------|
| Emplazamiento: | Pont del Potosí, 2 |
| Localidad: | 08030, Barcelona |
| Provincia: | Barcelona |
| Coordenadas Geográficas: | 41°26'28.4"N 2°11'53.7"E |
| Coordenadas UTM 30 S: | 432.979,70m E 4.588.086,60m N |
| Referencia Catastral: | 3082702DF3838A00 |

En el Anexo Planos se encuentran los diferentes planos de la instalación: situación, distribución de strings, unifilar y de la estructura de sujeción de los paneles.



Ilustración 4: Imagen del centro comercial Westfield La Maquinista. Fuente Google Maps

En la ilustración 4, se resaltan en color amarillo las cubiertas del centro comercial que están sujetas a un análisis pendiente.

5.2 Caracterización de los edificios y sus cubiertas

En el centro comercial se encuentran diferentes superficies por lo que es importante valorar cuál de ellas puede resultar más convenientes para la instalación de los módulos fotovoltaicos.

En una primera valoración, se estudiarán las 3 cubiertas seleccionadas en la imagen 4. Se adjuntan fotos en visión 3D generadas por Google Maps para una mejor visualización de sus características e inclinación. Se eligen estas cubiertas dada su gran superficie y la cercanía a los Cuadros Generales de Baja Tensión (remarcados con un rectángulo rojo en la ilustración 4).

Cubierta 1



Ilustración 5 :Área disponible de la cubierta 1

Cubierta 2 y 3



Ilustración 6: Área disponible de la cubierta 2 y 3

La cubierta 2 se corresponde con la cubierta inclinada y la cubierta 3 con el espacio plano de mayor superficie.

5.3 Análisis climatológico del lugar

Barcelona, situada en la costa noreste de España, goza de un clima mediterráneo, caracterizado por inviernos suaves y veranos cálidos. A continuación, se presenta un análisis climatológico de Barcelona:

Temperatura: En Barcelona, el clima se caracteriza por tener temperaturas moderadas a lo largo de las estaciones. Los inviernos son suaves, con temperaturas promedio que oscilan entre los 8 °C y los 15 °C, mientras que los veranos son cálidos, con temperaturas promedio que se sitúan entre los 20 °C y los 30 °C.

Precipitaciones: En Barcelona, se observa una variación en la cantidad de lluvia a lo largo de las estaciones. Octubre es el mes más lluvioso, registrando un promedio de 61 milímetros de precipitación, mientras que julio es el mes menos lluvioso, con un promedio de 19 milímetros de lluvia. Fuente: Weatherspark.com

Horas de sol: Barcelona disfruta de muchas horas de sol a lo largo del año. La media anual de horas de sol es de aproximadamente 2,500 horas, lo que contribuye al atractivo de la ciudad para los visitantes y residentes. El día más corto de luz solar es el 22 de diciembre con 9 horas y 11 minutos y el más largo el 21 de junio con 15 horas y 10 minutos de luz natural.

Vientos: En Barcelona, prevalecen los vientos que soplan desde el mar hacia la tierra. Durante el verano, se experimenta el viento del sur, conocido como el "Garbí", que puede traer consigo temperaturas más cálidas. En contraste, en invierno, el viento del norte, llamado "Tramontana", puede llevar aire más frío a la región. La temporada más ventosa se extiende a lo largo de 6,9 meses, desde el 2 de octubre hasta el 30 de abril, con velocidades promedio del viento superiores a los 12.4 km/h. Diciembre destaca como el mes más ventoso del año. Por otro lado, el período más sereno abarca 5,1 meses, desde el 30 de abril hasta el 2 de octubre. El mes más calmado del año en Barcelona es junio.

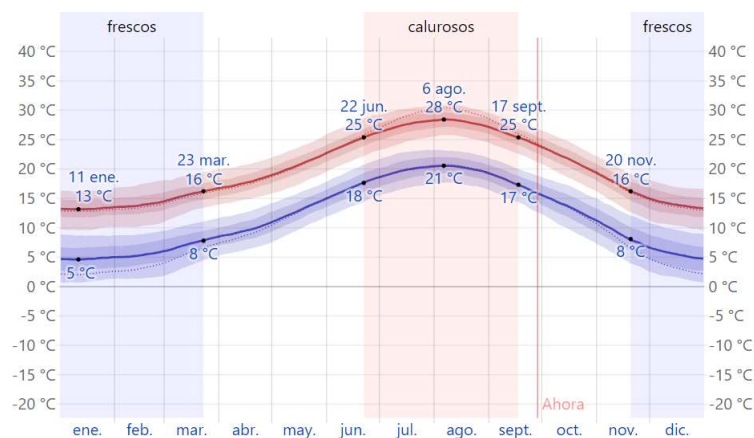


Ilustración 7: Temperatura en Barcelona. Fuente Weatherspark

La imagen 7, muestra la temperatura máxima (línea roja) y temperatura mínima (línea azul) promedio con las bandas de los percentiles 25º a 75º y 10º a 90º. Las líneas punteadas delgadas son las temperaturas promedio percibidas correspondientes.

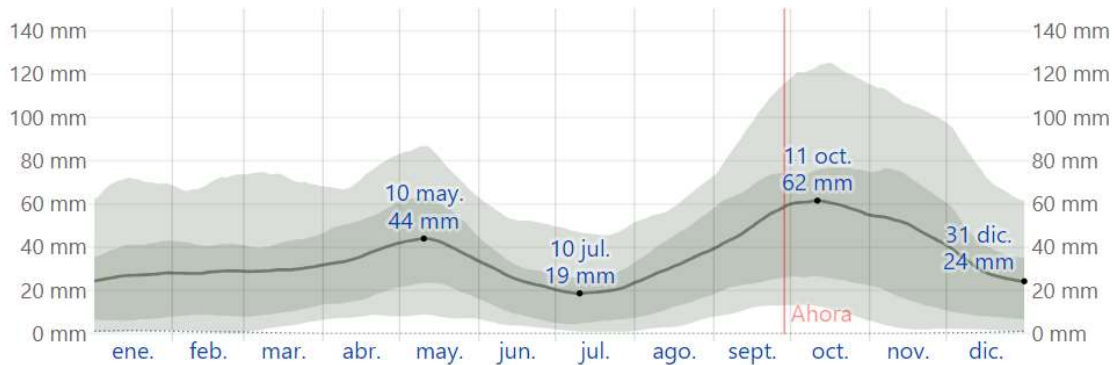


Ilustración 8: Promedio mensual de lluvia en Barcelona. Fuente Weatherspark

Mientras que la ilustración 8, muestra la lluvia promedio (línea sólida) acumulada en un periodo de 31 días en una escala móvil, centrado en el día en cuestión, con las bandas de percentiles de 25º a 75º y del 10º al 90º. La línea delgada punteada es la precipitación de nieve promedio correspondiente

Es importante tener conocer las condiciones climáticas en la ubicación para evaluar que método de instalación resulta más ventajoso.

5.4 Análisis del consumo

Se ha obtenido en un primer lugar los datos de la potencia contratada en cada periodo del último año mediante las facturas eléctricas del último año proporcionadas por la comercializadora. Los datos obtenidos son los siguientes:

- Dirección de suministro: Carrer Potosí, 2 C. Cial la Maquinista,
08030 Barcelona
- Tarifa: 6.1 TD
- Potencia contratada: P1: 279.600,00 kW, P2: 330.155,00 kW,
P3: 344.168,75 kW, P4:377.726,25 kW,
P5: 164.517,00 kW, P6: 1.051.002,50 kW
- Tensión: 20.000
- Código distribuidor: 0031
- Distribuidora: ENDESA

Dado que no se dispone del número CUPS del centro comercial y por tanto de los datos de consumo, se ha realizado una extrapolación por metros cuadrados del consumo del centro comercial MN4 de Valencia. El CUPS es el Código Universal de Punto de Suministro, este código identifica el local que está conectado a la red y recibe la electricidad.

Por tanto, los consumos del centro comercial durante el ultima año han sido los siguientes:

| MES | E1 | E2 | E3 | E4 | E5 | E6 | TOTAL |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|-------------------------|
| Enero | 66.140 | 57.017 | - | - | - | 91.227 | 214.383,50 KWh |
| Febrero | 60.792 | 48.633 | - | - | - | 72.950 | 182.375,00 KWh |
| Marzo | - | 66.566 | 57.605 | - | - | 64.006 | 188.176,75 KWh |
| Abril | - | - | - | 59.345 | 37.090 | 74.181 | 170.616,25 KWh |
| Mayo | - | - | - | 63.568 | 50.595 | 70.055 | 188.110,75 KWh |
| Junio | - | - | 85.258 | 71.048 | - | 71.048 | 227.355,00 KWh |
| Julio | 93.720 | 68.390 | - | - | - | 113.984 | 278.627,75 KWh |
| Agosto | - | - | 76.741 | 70.237 | - | 104.055 | 253.635,00 KWh |
| Septiembre | - | - | 72.411 | 60.343 | - | 96.548 | 229.301,50 KWh |
| Octubre | - | - | - | 62.691 | 36.361 | 100.306 | 200.611,75 KWh |
| Noviembre | - | 60.030 | 44.422 | - | - | 84.043 | 189.696,00 KWh |
| Diciembre | 59.258 | 20.201 | - | - | - | 107.74 | 188.547,33 KWh |
| TOTAL | | | | | | | 2.498.579,92 KWh |

Tabla 3: Tabla de consumos mensuales del centro comercial durante el último año. Elaboración propia

A continuación, se muestra una gráfica resumen de los consumos mensuales del Centro Comercial donde se aprecia que los meses de verano el consumo de la instalación aumenta ligeramente, siendo julio el mes con más consumo.

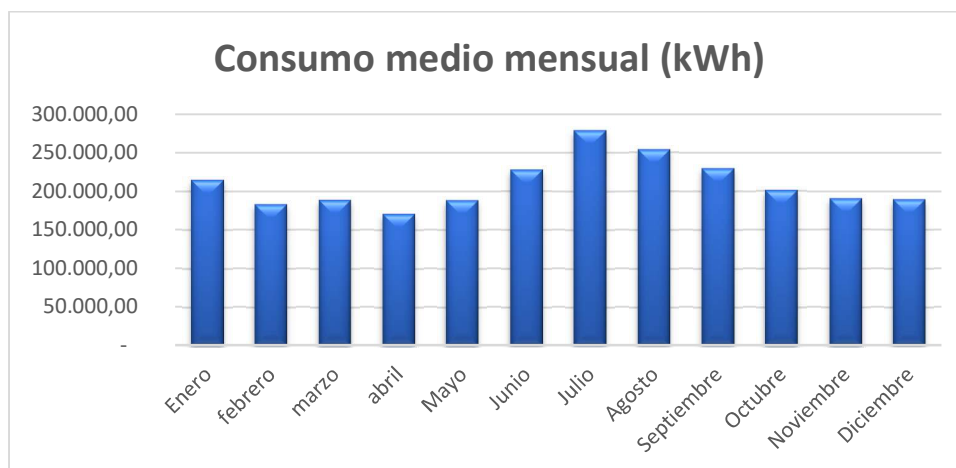


Ilustración 9: Gráfico de consumo medio mensual del centro comercial. Fuente: Elaboración propia

En la ilustración 9 se observa como el consumo durante los meses de verano es ligeramente superior al resto del año. El centro comercial La Maquinista de Barcelona consume más energía durante estos meses debido a: las altas temperaturas que requieren mayor uso de climatización, el turismo estacional que también aumenta la afluencia de personas y las estrategias de entretenimiento y eventos promocionales las cuales contribuyen a un mayor consumo energético en esta temporada.

5.4.1 Tarifación

La tarifa contratada por el centro comercial es la 6.1TD, establecida a partir del 15 de enero de 2020 según la Circular 3/2020 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Esta tarifa sustituye a la tarifa 3.1 A y 6.1 A y presenta cambios significativos, como la incorporación de 6 periodos tanto en potencia como en energía.

Sus principales características son:

- La Tarifa 6.1TD se compone de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía.
- Se aplica a suministros con una tensión superior a 1 kV
- La potencia contratada superior a 0 kW

En la siguiente ilustración se muestra la división anual de la tarifa horaria 6.1 TD.

| Hora | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Septiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre | Sábados, domingos y festivos |
|---------------|-------|---------|-------|-------|------|-------|-------|--------|------------|---------|-----------|-----------|------------------------------|
| 0:00 - 1:00 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 |
| 1:00 - 2:00 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 |
| 2:00 - 3:00 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 |
| 3:00 - 4:00 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 |
| 4:00 - 5:00 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 |
| 5:00 - 6:00 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 |
| 6:00 - 7:00 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 |
| 7:00 - 8:00 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 |
| 8:00 - 9:00 | P2 | P2 | P3 | P5 | P5 | P4 | P2 | P4 | P4 | P5 | P3 | P2 | P6 |
| 9:00 - 10:00 | P1 | P1 | P2 | P4 | P4 | P3 | P1 | P3 | P3 | P4 | P2 | P1 | P6 |
| 10:00 - 11:00 | P1 | P1 | P2 | P4 | P4 | P3 | P1 | P3 | P3 | P4 | P2 | P1 | P6 |
| 11:00 - 12:00 | P1 | P1 | P2 | P4 | P4 | P3 | P1 | P3 | P3 | P4 | P2 | P1 | P6 |
| 12:00 - 13:00 | P1 | P1 | P2 | P4 | P4 | P3 | P1 | P3 | P3 | P4 | P2 | P1 | P6 |
| 13:00 - 14:00 | P1 | P1 | P2 | P4 | P4 | P3 | P1 | P3 | P3 | P4 | P2 | P1 | P6 |
| 14:00 - 15:00 | P2 | P2 | P3 | P5 | P5 | P4 | P2 | P4 | P4 | P5 | P3 | P2 | P6 |
| 15:00 - 16:00 | P2 | P2 | P3 | P5 | P5 | P4 | P2 | P4 | P4 | P5 | P3 | P2 | P6 |
| 16:00 - 17:00 | P2 | P2 | P3 | P5 | P5 | P4 | P2 | P4 | P4 | P5 | P3 | P2 | P6 |
| 17:00 - 18:00 | P2 | P2 | P3 | P5 | P5 | P4 | P2 | P4 | P4 | P5 | P3 | P2 | P6 |
| 18:00 - 19:00 | P1 | P1 | P2 | P4 | P4 | P3 | P1 | P3 | P3 | P4 | P2 | P1 | P6 |
| 19:00 - 20:00 | P1 | P1 | P2 | P4 | P4 | P3 | P1 | P3 | P3 | P4 | P2 | P1 | P6 |
| 20:00 - 21:00 | P1 | P1 | P2 | P4 | P4 | P3 | P1 | P3 | P3 | P4 | P2 | P1 | P6 |
| 21:00 - 22:00 | P1 | P1 | P2 | P4 | P4 | P3 | P1 | P3 | P3 | P4 | P2 | P1 | P6 |
| 22:00 - 23:00 | P2 | P2 | P3 | P5 | P5 | P4 | P2 | P4 | P4 | P5 | P3 | P2 | P6 |
| 23:00 - 00:00 | P2 | P2 | P3 | P5 | P5 | P4 | P2 | P4 | P4 | P5 | P3 | P2 | P6 |

Ilustración 10: División anual de la tarifa horaria 6.1 TD. Fuente Emergieren

5.5 Dimensionamiento

El dimensionamiento más adecuado a las necesidades de la empresa se determina mediante una aproximación al consumo horario en cada mes. Esta aproximación se basa en el consumo horario registrado en la base de datos de la empresa. Además, se utiliza PVGIS para obtener los datos de radiación y producción solar media mensual en la ubicación deseada. Luego, se realiza una comparación entre el consumo y la producción solar para encontrar la opción que mejor se ajuste a las necesidades de la instalación. Este análisis permitirá determinar el dimensionamiento óptimo de la instalación fotovoltaica para aprovechar al máximo la producción solar y satisfacer la demanda energética de la empresa.

La comparación y análisis de los patrones de consumo de energía eléctrica se puede visualizar de manera clara y sencilla mediante las curvas de carga. Estas representaciones gráficas proporcionan información valiosa sobre los patrones de consumo energético. Pueden mostrar los momentos de mayor demanda eléctrica, identificar picos de consumo, revelar periodos de mayor o menor consumo y mostrar las variaciones diarias en el consumo de energía eléctrica. Esta información es fundamental para comprender los perfiles de consumo de energía de una instalación, un edificio, una industria o incluso un sistema eléctrico en su conjunto.

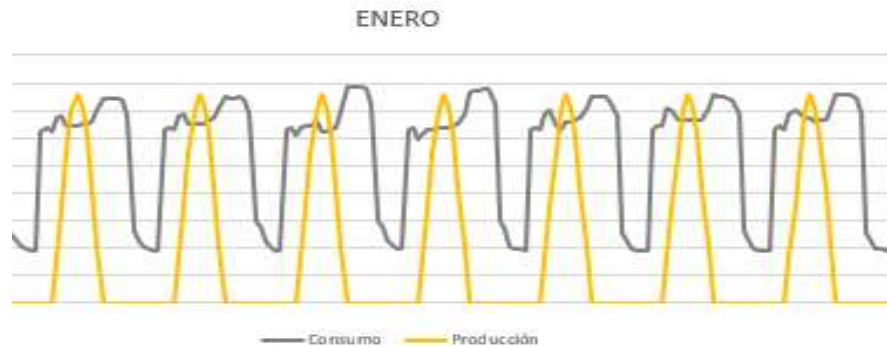


Ilustración 11: Ejemplo curva de carga mes de enero. Fuente. propia

En la ilustración 11 se muestra una semana tipo del mes de enero donde se observa las curvas de cargas que se han utilizado para ajustar la producción al consumo de la instalación. Cada pico representa 1 día, en este caso se visualizan 7 días. La línea negra representa el consumo, mientras que la línea amarilla representa la producción, calculada con la ayuda de la herramienta PVGIS. Con esta curva se puede visualizar con facilidad como de próximo está la producción del consumo.

Se observa en la ilustración 11 que el consumo del Centro Comercial abarca prácticamente todo el día siendo la distancia entre los nodos mayor que en la curva de producción ya que los módulos fotovoltaicos sólo producirán energía durante las horas que haya sol. Por otro lado, se observa que el pico de producción máximo es similar al consumo, consiguiendo reducir el vertido a red.

Por otro lado, en la ilustración 12 que representa la curva de carga de una semana del mes de junio, se aprecia que la distancia entre nodos de la curva de producción es mayor que la del mes de enero, esto se debe al aumento de horas de sol durante el día, además este aumento produce un excedente (pico de producción es superior al del consumo). En los anexos Curvas de Carga se muestran las curvas de carga de todos los meses del año con la disposición modular más favorable.

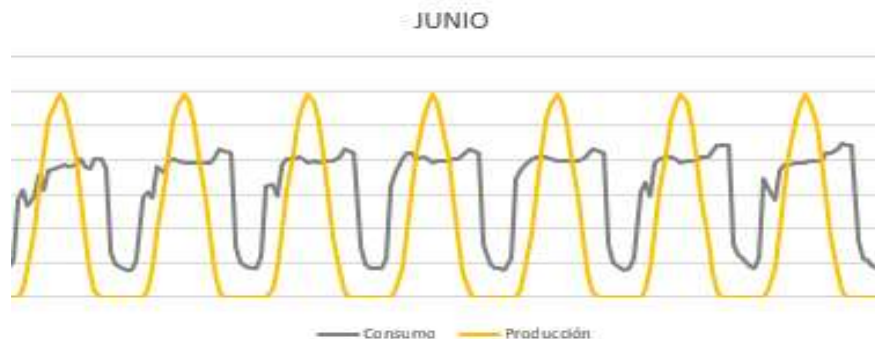


Ilustración 12: Ejemplo curva de carga mes de junio. Fuente. propia

5.6 Evaluación de la superficie

A la hora de elegir qué tipo de disposición resulta ser la más favorable para una localización en concreto hay que tener en cuenta diferentes factores a estudiar, entre ellos se encuentran:

Viento: El viento es un fenómeno imprescindible en el diseño de una instalación fotovoltaica. La ubicación, el ancho, el largo, la altura de la cubierta y las existencias de petos en el lugar de la instalación son características importantes para la selección del tipo de disposición de los paneles.

Espacio disponible: Es importante conocer el espacio existente, el tipo de cubierta y si hay elementos que puedan provocar sombra a los paneles solares. Dependiendo de la inclinación de los paneles, de la altura de estos y de la altitud de la cubierta se deberán colocar los paneles a una distancia determinada entre ellos para no provocar sombra en ellos.

La siguiente fórmula muestra la distancia que hay que respetar para evitar el efecto sombra en los paneles.

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} = k * h$$

Donde h es la distancia entre el punto más elevado del módulo y la cubierta.

Precio: La disposición coplanar presenta ventaja respecto a la estructura inclinada, esto se debe a que el material necesario para montar una placa en el soporte inclinado es más abundante. El abanico de precios varía dependiendo del fabricante y del modelo de la estructura a utilizar, en esta tabla se exponen las principales estructuras utilizadas, tanto de la disposición coplanar como inclinada. El precio utilizado es un precio orientativo y aproximado ya que este fluctúa dependiendo del fabricante y de la demanda existente en el momento que se solicite la oferta de compra.

| Estructura | Disposición | Precio por panel | Tipo de cubierta |
|----------------|-------------|------------------|------------------|
| Microcarril | Coplanar | 8,75 € | Chapa metálica |
| Perfil corrido | Coplanar | 22,43 € | Chapa metálica |
| Triangular | Inclinada | 48,6 € | Chapa metálica |
| Hormigón | Inclinada | 22,48 € | Suelo u hormigón |

Tabla 4: Tabla de precios de soportes de paneles fotovoltaicos. Fuente: elaboración propia

Producción: Para calcular la inclinación que maximiza el rendimiento energético se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{inclinación óptima} = \text{latitud módulos} \pm 15^\circ$$

Siendo los 15° el ángulo de inclinación de la tierra, en verano se restará y en invierno se sumará debido a la variación solar que se puede ver y entender en la siguiente imagen:



Ilustración 13: Recorrido solar. Fuente: Aula Fácil

Esta imagen muestra el recorrido solar tanto el día de mayor producción solar (mayor ángulo solar) correspondiente al día 21 de junio y en el punto con menor ángulo solar correspondiente al 21 de diciembre.

Se explican diversos términos para un mayor entendimiento de la trayectoria solar y la orientación óptima que deben seguir los paneles.

Altura solar: es la altura angular del sol sobre el horizonte celestial del observador. Este es un ángulo que varía entre 0° y 90° . La altura solar es el complemento del ángulo cenital.

El ángulo cenital: es el ángulo entre el sol y la vertical. El ángulo cenital es similar al ángulo de elevación, con la diferencia de que se mide desde la vertical en lugar de desde la horizontal, con lo que el ángulo cenital = $90^\circ - \text{elevación}$.

El cenit: es un punto en la esfera celeste ubicado directamente sobre el observador. Nadir es el punto de la esfera celeste opuesto al cenit (debajo del observador). En árabe significa opuesto, opuesto.

Acimut o ángulo acimutal: Es el ángulo que forman el Norte geográfico y la proyección vertical de un cuerpo celeste sobre el horizonte del observador situado a una determinada latitud. Si su valor es positivo, la orientación de los

paneles se encara hacía el oeste, mientras que, si el valor es negativo, se encara hacía el este.

En la siguiente ilustración se muestra de manera visual la terminología explicada.

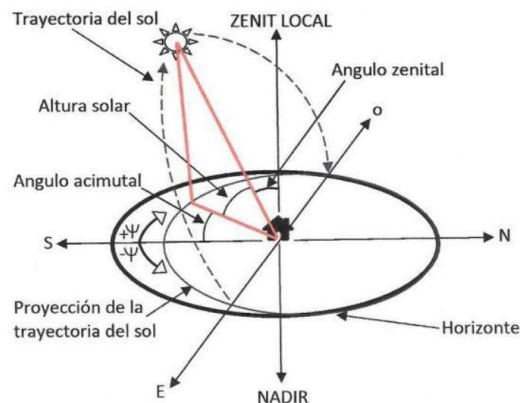


Ilustración 14: Terminología solar. Fuente Aula Fácil

Una vez conocido todos los términos se procede a explicar la situación idónea que se busca en todas las instalaciones.

Se buscará siempre una orientación dirección sur (Acimut de 0°), en la imagen 15 se muestra las pérdidas existentes tanto por desplazamiento en el ángulo de acimut como en el ángulo de inclinación. Por lo tanto, siempre que se pueda se buscará un acimut de 0° para evitar pérdidas de producción.

Se aprecia, además, que una variación de 30° respecto al Sur supone unas pérdidas entre el 5 y 10% de la capacidad máxima productiva. Con una orientación este-oeste pueden darse pérdidas del 50% dependiendo de la inclinación de los módulos.

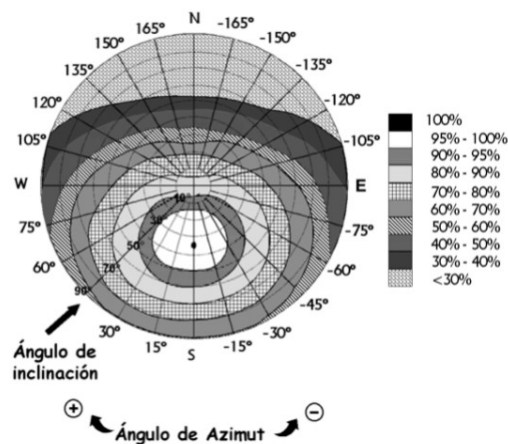


Ilustración 15: Pérdidas por inclinación y desviación del ángulo acimut. Fuente Atersa

CAPÍTULO 6. ESTUDIO DE LAS ALTERNATIVAS

En este punto se exponen las diferentes alternativas que se han tenido en cuenta a la hora de dimensionar las dos zonas existentes para la implantación fotovoltaica.

Se fijan como límite de excedente un valor porcentual del 30%. Más excedente supondría un sobredimensionamiento de la instalación debido a que no se obtiene una compensación de excedentes.

Además, se fija como límite inferior en el coeficiente de producción entre consumo un resultado del 40%. Un resultado menor al 40% significa que la instalación depende en gran medida de la red eléctrica convencional para su suministro energético. En consecuencia, podría considerarse que la instalación no está alcanzando los niveles deseados de autoabastecimiento o eficiencia energética.

6.1 Cubierta 1

La cubierta denominada “1” del centro comercial la Maquinista presenta una pequeña inclinación en torno a 5,24% (3°). Dispone de una cubierta en gran parte despejada, sin embargo, se visualizan algunos obstáculos capaces de disminuir el rendimiento de los paneles al proyectar sombras sobre estos. Entre los diferentes objetos se diferencian: maquinaria de ventilación, alguna salida de aire y objetos sin determinar ya que se desconoce su utilidad. Hay que destacar que la cubierta no presenta petos que puedan servir de protección contra el viento, las aguas de la cubierta están encaradas en dirección Norte-Sur con un azimut de -172° y -8°. La altura del edificio es de 30,4m aproximadamente en su punto más elevado.

Se plantean 4 alternativas:

1. Disposición coplanar que cubra toda la superficie disponible, con esta alternativa se pretende conseguir grandes valores de producción fotovoltaica.
2. Disposición inclinada 15° esta inclinación es muy típica y común en cubiertas y supone una media entre la distribución coplanar y la inclinación de 37°. Permite maximizar la producción por panel respecto a la coplanar y tampoco obliga a dejar grandes separaciones entre paneles debido al efecto sombra.

3. Disposición inclinada a 37° . La inclinación más favorable para colocar módulos fotovoltaicos en la ciudad de Barcelona generalmente se encuentra en un rango de inclinación de alrededor de 30 a 40 grados con respecto a la horizontal. Esta inclinación es óptima para aprovechar al máximo la radiación solar disponible en la ciudad a lo largo del año. Es por eso por lo que se ha decidido escoger 37° .

Como veremos a continuación, al instalar paneles con un ángulo de inclinación tan elevado, el efecto sombra que producen es mayor por lo que la separación que hay que dejar entre ellos aumenta y por tanto disminuye la cantidad de paneles instalados en la cubierta.

4. Disposición coplanar a la cubierta, en esta alternativa se adecua la producción fotovoltaica al consumo eléctrico de la instalación.

No se plantea una adecuación al consumo eléctrico de las alternativas inclinadas porque en ambas opciones se ha maximizado el espacio disponible.

6.1.1 Disposición Coplanar



Ilustración 16: Layout de la cubierta 1 con una disposición coplanar. Fuente: Elaboración propia

En esta distribución se ha planteado una distribución coplanar que cubre completamente la superficie de la cubierta con el objetivo de maximizar la generación de energía. Se estudia esta alternativa implantando paneles orientados tanto en la cara sur como norte de la cubierta. Esta alternativa posibilita la instalación de mayor cantidad de módulos ya que al colocarse coplanares a la cubierta, no producirán sombras a los módulos fotovoltaicos

adyacentes. Se han dejado pasillos para el futuro mantenimiento de 1 metro de longitud. Con esta disposición se obtienen los siguientes resultados:

| | |
|-------------------------------|--------------------------|
| Consumo de energía anual | 1.998.975,54 Wh |
| Producción fotovoltaica anual | 1.452.996,00 Wh (72,71%) |
| Energía autoconsumida anual | 1.038.192,66 Wh |
| Cuota de autoconsumo | 71,45% |
| Excedente de energía anual | 414.803,34 Wh |
| Cuota de excedente | 28,55% |
| Cuota autártica | 51,94 % |

Tabla 4: Resultados del estudio de la alternativa 1 de la cubierta 1

La cuota autártica se define como el porcentaje de autosuficiencia energética de la instalación sin depender de la red. Se calcula dividiendo el consumo de energía anual entre lo que la instalación es capaz de autoconsumir, es decir, lo que produce y no vierte a la red (autoconsumo).

$$Couta\ autártica(\%) = \frac{1.038.192,66}{11.998.975,54} = 51,94 \%$$

Se consigue una gran producción de energía, sin embargo, una mayor producción no siempre va ligado con un mayor aprovechamiento de la energía generada. En esta alternativa presentada los excedentes presentan un valor del 28,55%, son inferior a 30% establecidos como límite de excedente, aun así, este porcentaje es muy elevado teniendo en cuenta que en la modalidad elegida no se venden los excedentes generados.

| | |
|---|--------------|
| Número de paneles cubierta sur (Az: -8°) | 1021 módulos |
| Número de paneles cubierta norte (Az: 172°) | 726 módulos |
| Potencia del panel | 550W |
| Potencia Pico | 960,30 KW |
| Potencia del inversor | 800 KW |
| Ratio de potencia | 1,20 |

Tabla 5: Resultados del estudio de la alternativa 1 de la cubierta 1

De los datos de la tabla 5. La potencia pico se obtiene de multiplicar el número de paneles por la potencia de este (550Wp). La ratio de potencia es la diferencia entre la potencia máxima producida por los paneles y la potencia nominal del inversor. Se fija esta ratio en 1,20 para todos los inversores. Esta ratio se detalla más adelante en el apartado de inversores.

6.1.2 Disposición inclinada 15°



Ilustración 17: Layout de la cubierta 1 con una disposición inclinada 15°. Fuente: Elaboración propia

En esta opción se plantea llenar todo el espacio disponible de la cubierta con módulos inclinados 15°, esta disposición es muy usual en el sector fotovoltaico. La distancia entre módulos para evitar el efecto sombra en la cubierta norte es de 0,7m y de 0,6 m en la cubierta sur. La diferencia de distancias entre la separación de los paneles se debe a la pequeña inclinación existente en la cubierta. Con esta disposición se han obtenido los siguientes resultados:

| | |
|-------------------------------|-------------------------|
| Consumo de energía anual | 1.998.974,54Wh |
| Producción fotovoltaica anual | 1.026.928,41Wh (51,37%) |
| Energía autoconsumida anual | 888.997,89 Wh |
| Cuota de autoconsumo | 86,57 % |
| Excedente de energía anual | 137.930,52 Wh |
| Cuota de excedente | 13,43 % |
| Cuota autártica | 44,47 % |

Tabla 6: Resultados del estudio de la alternativa 2 de la cubierta 1

En esta alternativa la producción fotovoltaica es menor que en la alternativa 1 pero se adecua mejor al consumo energético, se consigue una cuota de autoconsumo del 86,57% con tan solo un 20% de excedentes. Se aprovecha mejor la energía generada por los módulos fotovoltaicos.

| | |
|---|-----------|
| Número de paneles fotovoltaicos (Az: -8°) | 1219 |
| Potencia del panel | 550W |
| Potencia Pico | 670,45 KW |
| Potencia del inversor | 600 KW |
| Ratio de potencia | 1,12 |

Tabla 7: Resultados del estudio de la alternativa 2 de la cubierta 1

Se observa que al tener que dejar una separación entre los módulos, la cantidad de módulos instalados se reduce en comparación con la primera alternativa. El máximo número de módulos a instalar es de 1219 generando una potencia pico de 670,45KW.

6.1.3 Disposición inclinada 37°



Ilustración 18: Layout de la cubierta 1 con una disposición inclinada 37°. Fuente propia

Esta disposición se ha elegido porque es una inclinación que se aproxima al ideal de producción fotovoltaica anual en la localidad de Barcelona. Con esta disposición, la producción por módulo, es decir la eficiencia, aumenta, pero la cantidad de módulos que se pueden instalar para una misma cubierta en comparación con las otras alternativas es menor dado la sombra que proyectan.

Se ha dejado una separación entre módulos de 1,9m en la cubierta norte y de 1,3m en la cubierta sur. Son muchos metros de separación por lo que los resultados obtenidos son los siguientes:



| | |
|-------------------------------|------------------------|
| Consumo de energía anual | 1.998.974,54 Wh |
| Producción fotovoltaica anual | 596.192,19 Wh (29,82%) |
| Energía autoconsumida anual | 590.703,44 Wh |
| Cuota de autoconsumo | 99,08% |
| Excedente de energía anual | 5.488,75 Wh |
| Cuota de excedente | 0,92 % |
| Cuota autártica | 29,55% |

Tabla 8: Resultados del estudio de la alternativa 3 de la cubierta 1

Se observa un excedente muy reducido, esto se debe a que la producción es tan reducida que no llega a superar a la curva de consumo durante el año. Al comprobar el valor de producción anual respecto al consumo se obtiene un porcentaje considerablemente reducido con un valor igual a 29,82%.

| | |
|---|-------------|
| Número de paneles fotovoltaicos (Az: -8°) | 854 módulos |
| Potencia del panel | 550W |
| Potencia Pico | 469,70 KW |
| Potencia del inversor | 400 KW |
| Ratio de potencia | 1,17 |

Tabla 9: Resultados del estudio de la alternativa 3 de la cubierta 1

Se observa que pese a que la inclinación de 37° maximiza la eficiencia del panel fotovoltaico, pero la necesidad de dejar grandes distancias para evitar el efecto sombra en los paneles respectivamente posterior tiene como resultado una menor obtención de generación de potencia a nivel colectivo de la instalación. El número de paneles instalados sería que la mitad de los instalados en la alternativa 1 coplanar.

6.1.4 Disposición coplanar adecuada al consumo



Ilustración 19: Layout de la cubierta 1 con una disposición coplanar adecuada al consumo.
Fuente: Elaboración propia

En esta alternativa se estudia la disposición coplanar adecuada al consumo energético del cliente. Esto se consigue aproximando las curvas de producción a las curvas de consumo mensuales. Se muestran los resultados a continuación:

| | |
|-------------------------------|-------------------------|
| Consumo de energía anual | 1.998.974,55Wh |
| Producción fotovoltaica anual | 1.017.514,33Wh (50,90%) |
| Energía autoconsumida anual | 883.503,84 Wh |
| Cuota de autoconsumo | 86,83 % |
| Excedente de energía anual | 134.010,50 Wh |
| Cuota de excedente | 13,17% |
| Cuota autártica | 44,20 % |

Tabla 10: Resultados del estudio de la alternativa 4 de la cubierta 1

Se consiguen unos valores muy similares a la alternativa 2 (inclinada 15°). La producción respecto al consumo sobrepasa el 50% y se ha conseguido una cuota de autoconsumo bastante elevada, reduciendo así los excedentes

| | |
|---|-------------|
| Número de paneles fotovoltaicos (Az: -8°) | 708 módulos |
| Número de paneles cubierta norte (Az: 172°) | 515 módulos |
| Potencia del panel | 550W |
| Potencia Pico | 672,65 KW |
| Potencia del inversor | 600 KW |
| Ratio de potencia | 1,12 |

Tabla 11: Resultados del estudio de la alternativa 4 de la cubierta 1

En comparación con la alternativa 1 de maximizar el espacio con disposición coplanar se observa que se necesitan 523 módulos menos para producir 152.045,66 Wh menos. Es decir, disminuyendo un 29,9% el número de paneles la energía autoconsumida se reduce un 14,66%. Se observa que hay un punto en el cual instalar más paneles no aumenta de manera directa la energía autoconsumida por el cliente. En la opción 4 se muestra la cantidad máxima de paneles necesaria para lograr la máxima autosuficiencia con respecto a la red eléctrica y alcanzar la mayor producción de energía posible.

6.2 Cubierta 2 y 3

Se plantean diferentes alternativas entre las 2 cubiertas señaladas anteriormente.

La cubierta 2 (cubierta inclinada.)

Esta cubierta presenta una inclinación alrededor del 10° orientados en dirección este y oeste con un azimut de -98° y de 82° . La cubierta está totalmente despejada de objetos que puedan producir sombras, por lo que se plantea una disposición coplanar. La altura en su punto máximo es de 14 metros.

La cubierta 3 (cubierta plana.)

En esta cubierta los paneles se estudian en una disposición inclinada orientada en dirección sur con Azimut de -7° , se observa la existencia de lucernarios los cuales no se podrá cubrir o tapar, por lo que las placas discurrirán en filas de 2 entre estos. La altura de esta cubierta es de 12 metros.

Se plantean 4 alternativas:

1. Disposición coplanar, que cubra toda la superficie disponible de la cubierta
2. Con esta alternativa se pretende conseguir maximizar la producción de esta cubierta abaratando los costes dados la disposición coplanar.
2. Disposición inclinada 15° fijando el excedente a un 30% logrando la máxima producción energética posible.
3. Disposición inclinada 15° adecuada al consumo del cliente. Esta opción se enfoca en maximizar el porcentaje de energía destinada al autoconsumo.
4. Disposición inclinada a 37° ocupando todo el espacio disponible.

En la alternativa 2, no se considera cubrir por completo la cubierta debido a que esto resultaría en un excedente excesivo de energía, y bajo esta modalidad no es posible verter energía a la red eléctrica. Por lo tanto, se busca instalar una cantidad de paneles que permita mantener el excedente dentro del límite máximo permitido del 30%.

6.2.1 Disposición coplanar orientación este-oeste



Ilustración 20: Layout de la cubierta 2 con una disposición coplanar adecuada al consumo. Fuente: propia

En la ilustración 20 se muestra como quedarían instaladas las placas fotovoltaicas en ambas cubiertas inclinadas.

En esta distribución se plantea una disposición de los módulos coplanares a la cubierta con orientación este oeste. Se plantea de este modo para ahorrar costes y para conseguir una producción constante a lo largo del día. Además, se observa que el cuadro general de baja tensión (marcado en rojo) está situado en esta cubierta por lo que se ahorra metros lineales de cableado en continua.

Observando los resultados:

| | |
|-------------------------------|-------------------------|
| Consumo de energía anual | 499.605,38 Wh |
| Producción fotovoltaica anual | 255.677,03 Wh (51,18 %) |
| Energía autoconsumida anual | 215.214,88 Wh |
| Cuota de autoconsumo | 84,17 % |
| Excedente de energía anual | 40.462,16 Wh |
| Cuota de excedente | 15,83% |
| Cuota autártica | 43,08 % |

Tabla 12: Resultados del estudio de la alternativa 1 de la cubierta 2

De la tabla 12 se observa que esta alternativa consigue una producción del 51,18% con un porcentaje de autoconsumo elevado de 84,17%.

| | |
|--|-------------|
| Número de paneles fotovoltaicos (Az: 82°) | 255 módulos |
| Número de paneles fotovoltaicos (Az: -98°) | 100 módulos |
| Potencia del panel | 550W |
| Potencia Pico | 195,25 KW |
| Potencia del inversor | 170 KW |
| Ratio de potencia | 1,15 |

Tabla 13: Resultados del estudio de la alternativa 1 de la cubierta 2

Al tener 2 cubiertas cada una inclinada hacia una dirección, se distinguen 2 acimut, uno de 82° y el otro de -98°. La ratio de potencia se fija en torno a 1,15 por lo que está dentro del límite establecido.

6.2.2 Disposición inclinada 15° con excedente del 30%



Ilustración 21: Layout de la cubierta 3 con una disposición inclinada 15° fijada a excedente 30%. Fuente: Elaboración propia

Como se mencionó anteriormente y se puede observar en la ilustración 21, esta opción no contempla la instalación de paneles solares con el propósito de cubrir toda la superficie de la cubierta, ya que esto resultaría en un excedente de energía superior al 30%.

Tras los cálculos, los resultados obtenidos son los siguientes:

| | |
|-------------------------------|------------------------|
| Consumo de energía anual | 499.605,38 Wh |
| Producción fotovoltaica anual | 349.863,41 Wh (70,03%) |
| Energía autoconsumida anual | 248.124,72Wh |
| Cuota de autoconsumo | 70,92 % |
| Excedente de energía anual | 101.738,72 Wh |
| Cuota de excedente | 29,08 % |
| Cuota autártica | 49,66 % |

Tabla 14: Resultados del estudio de la alternativa 2 de la cubierta 3

Cómo se puede apreciar en la tabla 14, al fijar el excedente entorno al 30% de la producción, se consigue aumentar la producción hasta un 70,03%, sin embargo, al comparar el valor de la energía autoconsumida de la alternativa

anterior, sólo se ha conseguido aumentar en un 15,3% frente a un aumento de producción fotovoltaica anual del 36,8%.

| | |
|---|-------------|
| Número de paneles fotovoltaicos (Az: -7°) | 432 módulos |
| Potencia del panel | 550W |
| Potencia Pico | 237,60 KW |
| Potencia del inversor | 200 KW |
| Ratio de potencia | 1,19 |

Tabla 15: Resultados del estudio de la alternativa 2 de la cubierta 3

El número de módulos estudiados es de 432 fijando la potencia pico en 237,60KW.

6.2.3 Disposición inclinada 15° adecuada al consumo del centro comercial



Ilustración 22: Layout de la cubierta 3 con una disposición inclinada 15° Fuente: propia

En comparación con la alternativa 2, donde se ha comprobado que el excesivo número de módulos provocaba un aumento significativo en los excedentes, se plantea un modelo que maximice el autoconsumo energético de la instalación

| | |
|-------------------------------|------------------------|
| Consumo de energía anual | 499.605,38 Wh |
| Producción fotovoltaica anual | 259.158,08 Wh (51,87%) |
| Energía autoconsumida anual | 217.533,49 Wh |
| Cuota de autoconsumo | 83,94 % |
| Excedente de energía anual | 41.624,60 Wh |
| Cuota de excedente | 16,06 % |
| Cuota autártica | 43,54 % |

Tabla 16: Resultados del estudio de la alternativa 3 de la cubierta 3

| | |
|---|-------------|
| Número de paneles fotovoltaicos (Az: -7°) | 320 módulos |
| Potencia del panel | 550W |
| Potencia Pico | 176,00 KW |
| Potencia del inversor | 150 KW |
| Ratio de potencia | 1,17 |

Tabla 17: Resultados del estudio de la alternativa 3 de la cubierta 3

Se comprueba que al instalar 320 módulos fotovoltaicos frente a los 432 que se planteaban fijando el excedente energético al 30% se logra un índice autoconsumo energético del 83,94% frente al 70,92% de la alternativa 2. Se ha fijado la cantidad de paneles en 320 ya que un menor número supondría una producción energética anual de la instalación con un porcentaje inferior al 50% y un número mayor disminuiría el porcentaje de energía autoconsumida. Esta alternativa presenta unos resultados similares a la alternativa 1.

6.2.4 Disposición inclinada 37° ocupando la superficie disponible.



Ilustración 23: Layout de la cubierta 3 con una disposición inclinada 37° Fuente: propia

Observando la ilustración 23 se comprueba que la instalación de los módulos fotovoltaicos abarca prácticamente la totalidad de la cubierta plana (cubierta 3).

Los resultados obtenidos son los siguientes:

| | |
|-------------------------------|------------------------|
| Consumo de energía anual | 499.605,38 Wh |
| Producción fotovoltaica anual | 343.991,75 Wh (68,85%) |
| Energía autoconsumida anual | 243.763,70 Wh |
| Cuota de autoconsumo | 70,86 % |
| Excedente de energía anual | 100.228,05 Wh |
| Cuota de excedente | 29,14 % |
| Cuota autártica | 48,79 % |

Tabla 18: Resultados del estudio de la alternativa 4 de la cubierta 3

| | |
|---|-------------|
| Número de paneles fotovoltaicos (Az: -7°) | 400 módulos |
| Potencia del panel | 550W |
| Potencia Pico | 220 KW |
| Potencia del inversor | 200 KW |
| Ratio de potencia | 1,10 |

Tabla 19: resultados del estudio de la alternativa 4 de la cubierta 3

Se establece un total de 400 paneles como cantidad óptima, ya que superar este número resultaría en un exceso del excedente producido. Los resultados

obtenidos son comparables a los de la alternativa 2, en la cual se limitó el excedente al 30% de la producción.

6.3 Comparación alternativas

Para elegir que cubierta es la óptima dentro de las necesidades del cliente, en este caso del centro comercial La Maquinista, se tendrán en cuenta una serie de criterios a los cuales se les otorgará un peso con el fin de obtener un peso total que decidirá la mejor opción.

Los criterios que se estudiarán son:

Producción: Se valorará de manera objetiva la producción energética anual obtenida con cada disposición.

Inversión final: En esta opción se comparará de manera objetiva todas las alternativas planteadas tomando precios actuales del mercado para los elementos principales de la instalación (módulos, estructura, inversor).

Seguridad, resistencia y facilidad de instalación: Verifica la seguridad y resistencia de cada disposición frente a condiciones climáticas adversas, como vientos fuertes o tormentas. Además, también se valorará la facilidad a la hora de instalar los módulos fotovoltaicos y la tirada de cableado de las diferentes alternativas propuestas.

Adecuación al consumo del cliente: En este punto se valorará la capacidad de autoconsumo energético de cada alternativa.

6.3.1 Producción

En este punto se valora la producción energética de cada opción presentada, se tomará como referencia la producción energética. La alternativa con mayor producción energética será la alternativa con un mayor peso.

Para la obtención del peso de cada alternativa se le otorga un 1 a la mejor alternativa y el resto se obtienen realizando un cociente con esta: por ejemplo, el peso de la alternativa inclinada a 15° se obtiene al dividir:

$$\frac{51,37\%}{72,69\%} = 0,706$$

| Cubierta 1 | |
|------------------------------|-------------------|
| Alternativa | Producción |
| Coplanar | 72,71% |
| Inclinada 15° | 51,37% |
| Inclinada 37° | 29,82% |
| Coplanar adecuada al consumo | 50,90% |

Tabla 20: Comparación de la producción fotovoltaica de la cubierta 1

| Alternativa | Peso |
|------------------------------|-------------|
| Coplanar | 1,00 |
| Inclinada 15° | 0,71 |
| Inclinada 37° | 0,41 |
| Coplanar adecuada al consumo | 0,70 |

Tabla 21: Resultados de pesos de las alternativas de la cubierta 1

Para el otro CGBT se obtienen los siguientes resultados:

| Cubierta 2 y 3 | |
|-----------------------------------|-------------------|
| Alternativa | Producción |
| Coplanar este-oeste | 51,18% |
| Inclinada 15° con excedente 30% | 70,03% |
| Inclinada 15° adecuada al consumo | 51,87% |
| Inclinada 37° | 68,85% |

Tabla 22: Comparación de la producción fotovoltaica de la cubierta 2 y 3

| Alternativa | Peso 2 |
|-----------------------------------|--------|
| Coplanar este-oeste | 0,73 |
| Inclinada 15° | 1,00 |
| Inclinada 15° adecuada al consumo | 0,74 |
| Inclinada 37° | 0,98 |

Tabla 23: Resultados de pesos de las alternativas de las cubiertas 2 y 3

Basándonos en el primer criterio, las alternativas que se destacan son la disposición coplanar en la cubierta 1 y la disposición inclinada a 15° en la cubierta 3, ya que ambas generan la mayor cantidad anual de energía fotovoltaica. Por esta razón, ambas alternativas se les asigna un valor de peso igual a 1.

6.3.2 Inversión final

Para esta alternativa se calculará el coste aproximado de inversión inicial que deberá de realizar el cliente en caso de que se elija cada alternativa. Se utilizarán unos presupuestos aproximados y provisionales obtenidos mediante unos valores de referencia, los cuales son:

Se considera un precio aproximado para paneles de 550Wp e inversores de 100KWn. Se muestra a continuación el precio aproximado elegido para cada ítem.

| ÍTEM | PRECIO REFERENCIA |
|---------------------------|------------------------|
| Paneles | 145,75€ |
| Inversor | 4.300€/ inversor |
| Estructura | |
| Coplanar | 8,70€/módulo |
| Inclinada metálica | 48,6€/módulo |
| Cableado y protecciones | 9.000€/inversor |
| Mano obra y Gasto General | 20% PEM |
| IVA | 21% del Precio sin IVA |

Tabla 24: Precios de los diferentes ítems que constituyen la obra fotovoltaica

Se fija un gasto general y un gasto por mano de obra del 20% del precio del material, finalmente se sumará el 21% del IVA.

Cubierta 1:

| ALTERNATIVA 1 COPANAR | Precio referencia | Unidades | Importe |
|----------------------------------|--------------------------|-----------------|---------------------|
| Paneles | 145,75 € | 1746 | 254.479,50 € |
| Inversor | 4.300 € | 8 | 34.400,00 € |
| Estructura Coplanar | 8,7 € | 1746 | 15.190,20 € |
| Cableado y protecciones | 9.000 € | 8 | 72.000,00 € |
| TOTAL | | | 376.069,70 € |
| Mano obra y Gasto General | 20% PEM | | 75.213,94 € |
| Precio sin IVA | | | 451.283,64 € |
| IVA | 21% del Precio sin IVA | | 94.769,56 € |
| INVERSIÓN FINAL | | | 546.053,20 € |

Tabla 25: Inversión final de la alternativa coplanar de la cubierta 1

Para la cubierta 1 alternativa número 1, coplanar, se estudian 8 inversores de 100KWn obteniéndose una inversión final aproximada de 546.053,20€.

| ALTERNATIVA 2 INCLINADA 15° | Precio referencia | Unidades | Importe |
|--|--------------------------|-----------------|---------------------|
| Paneles | 145,75 € | 1219 | 177.669,25 € |
| Inversor | 4.300 € | 6 | 25.800,00 € |
| Estructura Inclínada | 48,6 € | 1219 | 59.243,40 € |
| Cableado y protecciones | 9.000 € | 6 | 54.000,00 € |
| TOTAL | | | 316.712,65 € |
| Mano obra y Gasto General | 20% PEM | | 63.342,53 € |
| Precio sin IVA | | | 380.055,18 € |
| IVA | 21% del Precio sin IVA | | 79.811,59 € |
| INVERSIÓN FINAL | | | 459.866,77 € |

Tabla 26: Inversión final de la alternativa inclinada 15° de la cubierta 1

| ALTERNATIVA 3 INCLINADA 37° | Precio referencia | Unidades | Importe |
|--|--------------------------|-----------------|---------------------|
| Paneles | 145,75 € | 854 | 124.470,50 € |
| Inversor | 4.300 € | 4 | 17.200,00 € |
| Estructura Coplanar | 48,6 € | 854 | 41.504,40 € |
| Cableado y protecciones | 9.000 € | 4 | 36.000,00 € |
| TOTAL | | | 219.174,90 € |
| Mano obra y Gasto General | 20% PEM | | 43.834,98 € |
| Precio sin IVA | | | 263.009,88 € |
| IVA | 21% del Precio sin IVA | | 55.232,07 € |
| INVERSIÓN FINAL | | | 318.241,95 € |

Tabla 27: Inversión final de la alternativa inclinada 37° de la cubierta 1

| ALTERNATIVA 4 COPLANAR ADECUADA AL CONSUMO | Precio referencia | Unidades | Importe |
|---|--------------------------|-----------------|---------------------|
| Paneles | 145,75 € | 1223 | 178.252,25 € |
| Inversor | 4.300 € | 6 | 25.800,00 € |
| Estructura Coplanar | 8,7 € | 1223 | 10.640,10 € |
| Cableado y protecciones | 9.000 € | 6 | 54.000,00 € |
| TOTAL | | | 268.692,35 € |
| Mano obra y Gasto General | 20% PEM | | 53.738,47 € |
| Precio sin IVA | | | 322.430,82 € |
| IVA | 21% del Precio sin IVA | | 67.710,47 € |
| INVERSIÓN FINAL | | | 390.141,29 € |

Tabla 28: Inversión final de la alternativa coplanar adecuada al consumo de la cubierta 1

Luego de evaluar la inversión total de cada una de las alternativas, se presenta en la tabla 29 una comparación entre las cuatro alternativas analizadas en la cubierta 1, mostrando el costo de inversión final asociado a cada una de las instalaciones. Se asigna un coeficiente a cada alternativa en relación con la suma total de las cuatro alternativas, lo que permite calcular un valor normalizado (1-coeficiente). La alternativa que obtenga el valor normalizado más alto recibirá un peso de uno (1). El resto de los pesos se calcula de igual manera que en el apartado anterior.

| Alternativas | Inversión final | Coefficiente | Valor normalizado | Pesos |
|------------------------------|-----------------|--------------|-------------------|-------|
| Coplanar | 546.053,20 € | 0,32 | 0,68 | 0,84 |
| Inclinada 15° | 459.866,77 € | 0,27 | 0,73 | 0,90 |
| Inclinada 37° | 318.241,95 € | 0,19 | 0,81 | 1,00 |
| Coplanar adecuada al consumo | 390.141,29 € | 0,23 | 0,77 | 0,95 |
| Suma total | 1.714.303,22 € | | | |

Tabla 29: Determinación de los pesos de cada alternativa de la cubierta 1

Después de calcular y desglosar los precios aproximados generados al instalar las diferentes disposiciones fotovoltaicas, se obtiene que la disposición más económica es la de inclinar los paneles 37°. Esta alternativa obtendrá un peso cuyo valor es igual a 1. El resto de los pesos se obtienen al dividir su valor normalizado entre 0,81 que es el máximo valor normalizado.

A continuación, se muestra el desglose de precios aproximado para cada una de las alternativas de la cubierta 2 y 3.

Cubierta 2

| ALTERNATIVA 1 COPLANAR | Precio referencia | Unidades | Importe |
|---------------------------|------------------------|----------|---------------------|
| Paneles | 145,75 € | 355 | 51.741,25 € |
| Inversor | 4.300 € | 1,7 | 7.310,00 € |
| Estructura Coplanar | 8,7 | 355 | 3.088,50 € |
| Cableado y protecciones | 9.000 € | 1,7 | 15.300,00 € |
| TOTAL | | | 77.439,75 € |
| Mano obra y Gasto General | 20% PEM | | 15.487,95 € |
| Presupuesto sin IVA | | | 92.927,70 € |
| IVA | 21% del Precio sin IVA | | 19.514,82€ |
| INVERSIÓN FINAL | | | 112.442,52 € |

Tabla 30: Inversión final de la alternativa coplanar este-oeste de la cubierta 2

Cubierta 3

| ALTERNATIVA 2 INCINADA 15° FIJADA EN UN EXCEDENTE DEL 30% | Precio referencia | Unidades | Importe |
|--|--------------------------|-----------------|---------------------|
| Paneles | 145,75 € | 432 | 62.964,00 € |
| Inversor | 4.300 € | 2 | 8.600,00 € |
| Estructura Inclinada | 48,6 € | 432 | 20.995,20 € |
| Cableado y protecciones | 9.000 € | 2 | 18.000,00 € |
| TOTAL | | | 110.559,20 € |
| Mano obra y Gasto General | 20% PEM | | 22.111,84 € |
| Presupuesto sin IVA | | | 132.671,04 € |
| IVA | 21% del Precio sin IVA | | 27.860,92€ |
| INVERSIÓN FINAL | | | 160.531,96 € |

Tabla 31: Inversión final de la alternativa inclinada 15° fijada a excedentes del 30% de la cubierta 3

| ALTERNATIVA 3 INCLINADA 15° ADECUADA AL CONSUMO | Precio referencia | Unidades | Importe |
|--|--------------------------|-----------------|---------------------|
| Paneles | 145,75 € | 320 | 46.640,00 € |
| Inversor | 4.300 € | 1,5 | 6.450,00 € |
| Estructura Inclinada | 48,6 € | 320 | 15.552,00 € |
| Cableado y protecciones | 9.000 € | 1,5 | 13.500,00 € |
| TOTAL | | | 82.142,00 € |
| Mano obra y Gasto General | 20% PEM | | 16.428,40 € |
| Presupuesto sin IVA | | | 98.570,40 € |
| IVA | 21% del Precio sin IVA | | 20.699,78 € |
| INVERSIÓN FINAL | | | 119.270,18 € |

Tabla 32: Inversión final de la alternativa inclinada 15° adecuada al consumo de la cubierta 3

| ALTERNATIVA 4 INCLINADA 37° | Precio referencia | Unidades | Importe |
|--|--------------------------|-----------------|---------------------|
| Paneles | 145,75 € | 400 | 58.300,00 € |
| Inversor | 4.300 € | 2 | 8.600,00 € |
| Estructura Inclinada | 48,6 | 400 | 19.440,00 € |
| Cableado y protecciones | 9.000 € | 2 | 18.000,00 € |
| TOTAL | | | 104.340,00 € |
| Mano obra y Gasto General | 20% PEM | | 20.868,00 € |
| Presupuesto sin IVA | | | 125.208,00 € |
| IVA | 21% del Precio sin IVA | | 26.293,68 € |
| INVERSIÓN FINAL | | | 151.501,68 € |

Tabla 33: Inversión final de la alternativa inclinada 37° de la cubierta 3

Se muestra en la tabla 34 la comparación entre las 4 alternativas para el segundo CGBT. Se sigue el mismo procedimiento que para la cubierta 1.

| Alternativas | Inversión final | Coficiente | Valor normalizado | Pesos |
|---------------------|------------------------|-------------------|--------------------------|--------------|
| Alternativa 1 | 112.442,52 € | 0,206 | 0,79 | 1,00 |
| Alternativa 2 | 160.531,96 € | 0,295 | 0,70 | 0,89 |
| Alternativa 3 | 119.270,18 € | 0,219 | 0,78 | 0,98 |
| Alternativa 4 | 151.501,68 € | 0,278 | 0,72 | 0,91 |
| Suma | 543.746,34 € | | | |

Tabla 34: Determinación de los pesos de cada alternativa de la cubierta 2 y 3

Tras realizar los cálculos se comprueba que los valores de inversión final de todas las alternativas se encuentran en un abanico bastante próximo, siendo la inversión más económica la correspondiente con la instalación de la alternativa 1, instalar los módulos de manera coplanar respecto al plano de la cubierta. Esta opción, por lo tanto, le corresponde un peso de 1, el resto de los pesos se obtienen de la misma manera que para los cálculos anteriores.

6.3.3 Seguridad, resistencia y facilidad de instalación:

La principal comparación se centrará en analizar las diferencias entre la disposición coplanar y la disposición inclinada en términos de su respuesta a fenómenos meteorológicos y su facilidad de instalación.

En la cubierta denominada 1, los paneles se sitúan a una altura de 30,4 metros aproximadamente, el centro comercial se sitúa en Barcelona, zona de vientos C, siendo la zona A es la más leve y C la más fuerte. La cubierta 1 no tiene petos por lo que claramente la disposición inclinada es más peligrosa que la coplanar, además, añadir que las cadenas de paneles son bastante grandes, entre 7 y 8 módulos en serie, por lo que el efecto vela se acentúa en el caso de una disposición inclinada.

De entre las 2 inclinaciones, la disposición inclinada a 15° es más segura frente a vientos fuertes que la disposición inclinada a 37°. Un ángulo de inclinación más bajo (15 °) reduce la superficie frontal del panel solar expuesta al viento, lo que disminuye la resistencia al viento y la carga lateral que ejerce sobre la instalación. Al reducir las cargas laterales, y la resistencia al viento, se minimiza el estrés en los materiales y las estructuras, lo que puede prolongar la vida útil de la instalación y disminuir el riesgo de daños o fallas durante eventos climáticos adversos.

Sin embargo, es importante destacar que la seguridad y estabilidad de cualquier placa solar inclinada depende también de otros factores, como la calidad del sistema de montaje, la instalación adecuada (fijación y soporte, calidad de materiales), el cumplimiento de las normativas, etc.

A diferencia de la cubierta 1, la cubierta 3 se encuentra a unos 12 metros aproximadamente y las cadenas de módulos atornillados en serie se limitan a 2 unidades. Hay que destacar que está cubierta es completamente plana y no presenta el mismo riesgo de caída que la cubierta 1, por lo que la instalación de módulos es más segura.

Tras mi experiencia laboral, se crearon unas tablas de estimación de potencia pico por día para que disponer de una ayuda a la hora de realizar los cronogramas de las instalaciones fotovoltaicas. La tabla 35 presenta la capacidad en kilovatios pico (KWp) que una persona puede instalar en un día, dependiendo del tipo de estructura utilizada. La estructura más eficiente en términos de velocidad de instalación es la microcarril, la cual se empleará en los casos de disposición coplanar.

| Montaje | kWp/día/persona |
|----------------------------|-----------------|
| Estructura coplanar | 2 |
| Estructura microcarril | 2,3 |
| Estructura inclinada alum | 1,8 |
| Estructura lastrada | 1,8 |
| Estructura hormigón simple | 1,8 |

Tabla 35: Tiempo estimado de la potencia pico instalada por día para diversas estructuras de anclaje.

Dado que no existe ningún método para asignación de pesos objetivo, se aplicará la subjetividad del autor. Los resultados obtenidos por tanto son:

| ALTERNATIVAS CUBIERTA 1 | PESOS |
|------------------------------|-------|
| Coplanar | 1 |
| Inclinada 15° | 0,82 |
| Inclinada 37° | 0,77 |
| Coplanar adecuada al consumo | 1 |

Tabla 36: Resultados de la seguridad y resistencia de la cubierta 1

| ALTERNATIVAS CUBIERTA 2 Y 3 | PESOS |
|---|-------|
| Coplanar (cubierta 2) | 1 |
| Inclinada 15° fijada al excedente del 30% | 0,86 |
| Inclinada 15° adecuada al consumo | 0,86 |
| Inclinada 37° | 0,80 |

Tabla 37: Resultados de la seguridad y resistencia de la cubierta 2 y 3

Para la cubierta 1e inclinación de 15°, se asigna un peso de 0.82 debido a la preocupación por la seguridad ante el riesgo de caída desde esa altura y la resistencia de los módulos frente a las condiciones de viento a esa elevación. La alternativa con una inclinación de 37° recibe un peso ligeramente menor debido al posible efecto vela que puede aumentar las tensiones en la estructura, así como a la diferencia en la velocidad de instalación entre ambas configuraciones.

En el caso de las cubiertas 2 y 3, se sigue un razonamiento similar, pero los pesos asignados son un poco mayores debido a las características particulares de estas cubiertas. Ambas son completamente planas, lo que reduce el riesgo de caídas. Además, su altura está entre los 12 y 14 metros, en contraste con los 30.4 metros de la cubierta 1, por lo que el efecto del viento no será tan agresivo.

Al examinar las tablas 36 y 37, se ratifica que, en ambas alternativas, la disposición coplanar se destaca como la elección más segura, resistente y eficiente en términos de velocidad de instalación.

6.3.4 Adecuación

En este punto se evalúa como se adapta la instalación a las necesidades energéticas del centro comercial. Se valora la capacidad de cada alternativa de adecuarse al consumo energético del cliente, evitando así posibles excedentes energéticos los cuales no serán recompensados debido a la modalidad de la instalación.

El resultado obtenido es:

| ALTERNATIVAS CUBIERTA 1 | AUTOCONSUMO | PESOS |
|------------------------------|-------------|-------|
| Coplanar | 71,45% | 0,72 |
| Inclinada 15° | 86,57% | 0,87 |
| Inclinada 37° | 99,08% | 1 |
| Coplanar adecuada al consumo | 86,83% | 0,88 |

Tabla 38: Pesos obtenido según la adecuación de la instalación en la cubierta 1.

La alternativa de 37° tiene una producción tan reducida que en ningún momento del año la curva de producción supera a la del consumo del centro comercial, es por eso por lo que el autoconsumo en esta disposición es del 99,08%. A esta alternativa se le otorga un peso de 1, el resto se obtienen al dividir el autoconsumo de cada alternativa entre los 99,08% de la alternativa inclinada a 37°.

| ALTERNATIVAS CUBIERTA 2 y 3 | AUTOCONSUMO | Pesos |
|-----------------------------------|-------------|-------|
| Coplanar (cubierta 2) | 84,17% | 1 |
| Inclinada 15° fijada al excedente | 70,92% | 0,84 |
| Inclinada 15° adecuada al consumo | 83,94% | 0,999 |
| Inclinada 37° | 70,86% | 0,94 |

Tabla 39: Pesos obtenido según la adecuación de la instalación en la cubierta 2 y 3.

De la tabla 39, la disposición que mejor se ajusta al consumo de la instalación por una diferencia mínima, es la alternativa coplanar, con un autoconsumo del 84,17% por lo que se le otorga un peso igual a la unidad, el resto de los pesos se calculan de la misma manera que en la tabla 38.

Estos resultados se justifican mediante el estudio y análisis de medidores como el rango de producción y el excedente.

Producción aceptable: La instalación logra cubrir aproximadamente el 40% del consumo estimado de la empresa, lo cual representa un ahorro significativo en la factura de electricidad.

Excedente limitado: El excedente de energía que se vierte a la red será de alrededor del 20%. Este valor se considera adecuado, ya que, con un menor número de paneles, la cobertura durante los meses de invierno sería insuficiente, mientras que con más paneles el excedente sería demasiado alto durante los meses de verano. Con el objetivo de evitar un excedente excesivo, se estableció un límite del 30%, descartando aquellas alternativas o soluciones que superen este valor.

Llegados a este punto se pueden descartar una alternativa presentada. En la cubierta número 1 se ha propuesto la alternativa de instalar los paneles de manera inclinada a 37° respecto la cubierta, esta alternativa sólo consigue producir un 29,83% respecto del consumo. Por esta razón, se descarta esta opción. Sin embargo, tampoco se posiciona como la mejor elección, como se evidenciará a continuación.

6.3.5 Selección final

En este apartado se asigna pesos a los criterios descritos anteriormente. Los pesos se han asignado de manera subjetiva a través de la experiencia en este tipo de proyectos.

| CRITERIO | PESOS |
|---|-------|
| Producción | 0,25 |
| Inversión final | 0.2 |
| Seguridad, resistencia y facilidad de montaje | 0,15 |
| Adecuación | 0,40 |

Tabla 40: Asignación de pesos a los diferentes criterios estudiados

Los pesos asignados otorgan el nivel de más importancia a la adecuación del caso dada la modalidad de la instalación, los otros criterios serán más o menos relevantes en función de si se adaptan o no al caso. Por lo tanto, la adaptación a las necesidades y la minimización del excedente excesivo son consideraciones prioritarias en la evaluación.

Una vez que se han analizado todos los criterios y sus respectivos pesos, se procede a crear una matriz de comparaciones. En esta matriz, la columna "SUMA" se calcula mediante la suma ponderada de los pesos asignados a cada alternativa multiplicados por la prioridad de cada criterio.

A continuación, se calcula la columna "PRIORIDAD DISTRIBUIDA" dividiendo el valor obtenido en la columna "SUMA" entre el total de la columna.

Finalmente, la columna "PRIORIDAD IDEAL" se calcula dividiendo cada valor de "PRIORIDAD DISTRIBUIDA" entre el valor máximo de la columna, lo que permite establecer una escala relativa de prioridades.

De esta manera, se obtiene una evaluación comparativa que refleja la importancia relativa de cada alternativa en función de los criterios y sus pesos asignados.

Para la cubierta 1, los resultados obtenidos son los siguientes:

| | C1 | C2 | C3 | C4 | Suma | Prioridad distributiva | Prioridad ideal |
|---------------|------|------|------|--------------|--------------|------------------------|-----------------|
| Prioridad | 0,25 | 0,2 | 0,15 | 0,40 | - | - | - |
| Alternativa 1 | 1 | 0,84 | 1 | 0,72 | 0,856 | 0,268 | 0,99 |
| Alternativa 2 | 0,71 | 0,9 | 0,82 | 0,87 | 0,826 | 0,259 | 0,95 |
| Alternativa 3 | 0,41 | 1 | 0,82 | 0,57 | 0,65 | 0,202 | 0,75 |
| Alternativa 4 | 0,71 | 0,95 | 1 | 0,88 | 0,867 | 0,271 | 1 |
| | - | - | - | Total | 3,195 | - | - |

Tabla 41: Matriz de comparaciones y obtención de pesos finales. Cubierta 1. Fuente. elaboración propia.

Para la cubierta 2 y 3, los resultados obtenidos son los siguientes

| | C1 | C2 | C3 | C4 | Suma | Prioridad distributiva | Prioridad ideal |
|---------------|------|------|------|--------------|--------------|------------------------|-----------------|
| Prioridad | 0,25 | 0,2 | 0,15 | 0,40 | - | - | - |
| Alternativa 1 | 0,73 | 1 | 1 | 1 | 0,93 | 0,256 | 1 |
| Alternativa 2 | 1 | 0,89 | 0,82 | 0,84 | 0,89 | 0,243 | 0,95 |
| Alternativa 3 | 0,74 | 0,98 | 0,82 | 0,99 | 0,90 | 0,248 | 0,97 |
| Alternativa 4 | 0,98 | 0,91 | 0,76 | 0,95 | 0,92 | 0,253 | 0,99 |
| | - | - | - | Total | 3,644 | - | - |

Tabla 42: Matriz de comparaciones y obtención de pesos finales. Cubiertas 2 y 3. Fuente. elaboración propia.

Tras examinar los resultados obtenidos, se determina que la alternativa más ventajosa para la cubierta 1 es la propuesta número 4, que consiste en una disposición coplanar diseñada para adaptarse a las necesidades de consumo. Mientras que, para la conexión en el segundo cuadro, la mejor opción es la alternativa 1, también instalar de manera coplanar con orientación este oeste sobre la cubierta inclinada.

Hay que destacar, que se podría elegir para la cubierta 1 la alternativa 1 y para la cubierta 3 la alternativa 4 con disposición inclinada 37° dado que sus resultados se aproximan mucho a la unidad. Al ser cubiertas con un área de instalación sencilla y sin prácticamente obstáculos, la holgura a la hora de instalar los módulos fotovoltaicos es bastante elevada por lo que permite adecuarnos a las necesidades que se exijan.

6.4 Paneles

En este punto se procede a explicar el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos y la elección escogida para el centro comercial La Maquinista.

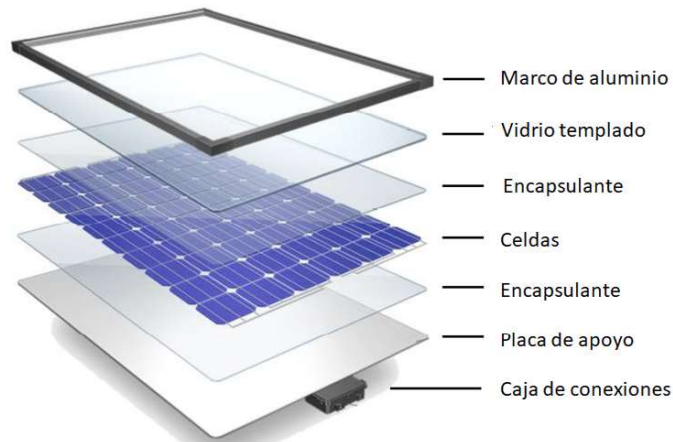


Ilustración 24: Componentes del módulo fotovoltaico. Fuente Ineldec.

Como se observa en la ilustración 24, un panel está compuesto por diferentes materiales. Se distingue:

- **Marco de aluminio:** Cumple funciones de soporte, protección, disipación de calor y facilita la instalación, contribuyendo a la durabilidad, eficiencia y rendimiento del panel en diversas condiciones ambientales.
- **Vidrio templado:** Sirve para proteger los componentes internos, permitir la transmisión de luz solar, proporcionar resistencia estructural, garantizar la seguridad y contribuir a la durabilidad y vida útil prolongada de los paneles solares.
- **Células solares:** las células solares son los componentes esenciales que convierten la energía solar en electricidad en un panel solar fotovoltaico. Realizan la conversión de energía, generan voltaje, se conectan en serie o en paralelo, tienen diferentes eficiencias de conversión y se configuran y encapsulan en paneles solares para su protección y uso práctico.
- **EVA:** es un material encapsulante utilizado en los paneles solares fotovoltaicos para proporcionar protección, sellado, transparencia, adhesión y flexibilidad. Contribuye a la durabilidad, eficiencia y vida útil de los paneles solares al proteger las células solares y otros componentes

clave del entorno externo y mantener su rendimiento óptimo a lo largo del tiempo.

- Cubierta posterior: Tiene una función similar al marco de aluminio. Cumple las funciones de protección mecánica, protección contra la humedad, aislamiento eléctrico, estabilidad dimensional y, en algunos casos, reflejo de la radiación. Contribuye a la durabilidad, eficiencia y rendimiento óptimo del panel al proteger los componentes internos y garantizar un funcionamiento seguro y confiable a lo largo del tiempo.
- Caja de conexión: Es un componente clave que permite las conexiones eléctricas entre los módulos solares, proporciona protección y seguridad, facilita la monitorización y el control del sistema, protege contra sobretensiones y simplifica las tareas de mantenimiento. Es un elemento importante para asegurar un funcionamiento seguro, eficiente y confiable del sistema fotovoltaico

Las placas solares se clasifican según su potencia pico (Wp). Esta potencia es cuando producen en sus condiciones estándar (STC), esto quiere decir en condiciones de irradiación de 1000 W/m², temperatura de célula de 25°C y distribución espectral AM de 1,5G. AM (masa de aire) es un término utilizado para describir la cantidad de atmósfera que la radiación solar debe atravesar antes de llegar a la superficie terrestre.

Por lo general, la potencia de los paneles oscila entre los 200Wp y los 670Wp pudiendo encontrar tanto potencias inferiores como superiores, dependiendo de las necesidades de cada instalación.

Por otro lado, el rendimiento y la potencia son 2 conceptos importantes relacionados con el funcionamiento de los módulos.

Dónde:

Rendimiento

Cantidad de energía que produce un módulo fotovoltaico en comparación con la energía solar incidente que recibe. El rendimiento de un panel depende de varios factores como la degradación del panel, importante que se mantenga baja, el coeficiente de temperatura que va ligado directamente con el rendimiento.

Eficiencia

Capacidad del módulo para producir más energía en una menor superficie. Cuanto mayor sea la eficiencia, más energía eléctrica se puede obtener a partir de la misma cantidad de luz solar.

Es importante destacar que el rendimiento y la eficiencia están relacionados, pero no son lo mismo. Mientras que la eficiencia se centra en la capacidad de conversión de energía del módulo solar, el rendimiento también tiene en cuenta otros factores, como la pérdida de energía debido a sombreado, suciedad, degradación con el tiempo, temperatura y variaciones en la radiación solar.

Una vez conocidas las diferentes partes del módulo es importante tener en cuenta su funcionamiento. La potencia de un módulo se obtiene multiplicando su intensidad a potencia máxima (I_{mp}) por su voltaje a máxima potencia (V_{mp}). Estos paneles se pueden conectar en serie, donde los voltajes se suman, o en paralelo, donde las corrientes se suman. La conexión óptima de estos depende de diversos factores entre ellos destacan la capacidad de entrada en tensión y en intensidad con el inversor seleccionado.

La elección de la conexión ideal dependerá de factores como la capacidad de entrada de los inversores seleccionados. Para comparar los modelos de paneles, se ha elegido la marca JaSolar, que se encuentra en el Tier 1 según la lista de Bloomberg New Energy Finance (BNEF), lo cual garantiza la calidad y capacidad financiera de la empresa. Los modelos para comparar son los mostrados en la imagen siguiente:

| ELECTRICAL PARAMETERS AT STC | | | | | | |
|---|---|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| TYPE | JAM72S30 -525/MR/1500V | JAM72S30 -530/MR/1500V | JAM72S30 -535/MR/1500V | JAM72S30 -540/MR/1500V | JAM72S30 -545/MR/1500V | JAM72S30 -550/MR/1500V |
| Rated Maximum Power(P_{max}) [W] | 525 | 530 | 535 | 540 | 545 | 550 |
| Open Circuit Voltage(V_{oc}) [V] | 49.15 | 49.30 | 49.45 | 49.60 | 49.75 | 49.90 |
| Maximum Power Voltage(V_{mp}) [V] | 41.15 | 41.31 | 41.47 | 41.64 | 41.80 | 41.96 |
| Short Circuit Current(I_{sc}) [A] | 13.65 | 13.72 | 13.79 | 13.86 | 13.93 | 14.00 |
| Maximum Power Current(I_{mp}) [A] | 12.76 | 12.83 | 12.90 | 12.97 | 13.04 | 13.11 |
| Module Efficiency [%] | 20.3 | 20.5 | 20.7 | 20.9 | 21.1 | 21.3 |
| Power Tolerance | 0~+5W | | | | | |
| Temperature Coefficient of I_{sc} ($\alpha_{I_{sc}}$) | +0.045%/°C | | | | | |
| Temperature Coefficient of V_{oc} ($\beta_{V_{oc}}$) | -0.275%/°C | | | | | |
| Temperature Coefficient of P_{max} ($\gamma_{P_{mp}}$) | -0.350%/°C | | | | | |
| STC | Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G | | | | | |
| Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types. Measurement tolerance at STC: $P_{max} \pm 3\%$, $V_{oc} \pm 3\%$ and $I_{sc} \pm 4\%$. | | | | | | |

Ilustración 25: Ficha técnica de los paneles Jasolar JAM72S30-550. Fuente Jasolar

Es relevante considerar también que el panel elegido sea de células monocristalinas, dado que estas siempre exhiben una eficiencia superior en comparación con los paneles policristalinos. Cada uno de los módulos analizados presenta una eficiencia que supera el 20%, lo cual representa la cifra más alta actualmente disponible en el mercado. Esto es uno de los factores determinantes para la elección de paneles de gran tamaño en este proyecto.

A la hora de seleccionar tanto el inversor como los paneles se debe tener en cuenta las corrientes de entrada al inversor, están deben ser inferiores a las máximas permitas por el inversor y superiores a las mínimas permitidas.

La instalación fotovoltaica del centro comercial Westfield La Maquinista constará de 1578 módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino con una potencia de 550Wp. Siendo la potencia total de la instalación de 867,90 KWp.

6.5 Inversor

El inversor fotovoltaico es un componente esencial en un sistema de energía solar. Su función principal es convertir la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna utilizable en los hogares y la red eléctrica. El inversor también realiza tareas como controlar y maximizar la potencia generada por los paneles solares, sincronizarse con la red eléctrica para inyectar la energía generada y garantizar la seguridad del sistema. Transforman la tensión de salida a un nivel de 400V (inversor trifásico) con una frecuencia de 50Hz para su conexión a red.

La potencia pico instalada total es de 867,90 KWp, sin embargo, se instalarán 4 inversores, 2 en la primera cubierta y 2 en la segunda cubierta. Uno de ellos cubrirá los 672,65 KWp del CGBT del primer edificio y el otro los 192,25 KWp del CGBT del otro edificio.

Es importante conocer la diferencia entre la nomenclatura KWp y KWn. La potencia en KWp hace referencia a la potencia que generan los propios módulos fotovoltaicos en su máxima potencia, mientras que la potencia nominal (KWn) hace referencia a la potencia máxima que demanda el inversor en sus condiciones normales de uso. El cociente entre KWp/KWn no debe superar el factor de escala de 1,3, aunque hay inversores actuales adaptados a factores de escala de 1,5 sin que generen problemas desde el punto de vista eléctrico. Si el factor de escala es excesivo puede aparecer el efecto clipping. Este efecto aparece en una instalación fotovoltaica cuando la potencia de la instalación entrega una potencia superior a la que el inversor puede transformar, provocando cortes en la capacidad de producción y calentamientos excesivos.

Dentro del sector fotovoltaica existen multitud de gamas de inversores como: Fronius, SolarEdge, ABB, SMA, Enphase; Sungrow, Delta, Growatt, GoodWe, Huawei, Kostal, etc.

Cuando se trata de seleccionar un inversor fotovoltaico, las empresas tienen varias opciones de proveedores. En este caso, con la capacidad de elegir entre todas las marcas disponibles en el mercado, se ha optado por Sungrow.

Sungrow es uno de los principales fabricantes de inversores solares en el mundo, con una trayectoria consolidada, además, sus inversores, incorporan características avanzadas que mejoran la eficiencia, monitoreo con una web

iSolarCloud que es una de las más intuitivas del mercado. Entre las distintas ventajas que presenta, destacaría la gran relación de precio-rendimiento competitiva dentro del mercado y una sólida atención al cliente que es esencial para la instalación y mantenimiento de las instalaciones solares.

Para la cubierta 1 se ha elegido: 2 X Inversor Sungrow SG350HX y para la cubierta 2 se ha elegido instalar: 1 X Inversor Sungrow SG125CX-P2 + 1 X inversor Sungrow SG50CX-P2. Se detallan las características de los inversores a continuación:

| | SUNGROW SG350HX | SUNGROW SG125CX-P2 | SUNGROW SG50CX-P2 |
|--------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|------------------------------|
| Lado de CC | | | |
| Tensión de entrada nominal (VDC-MIN) | 500 V | 180V | 160 V |
| Tensión de entrada máxima (VDC-MAX) | 1500 V | 1100 V | 1100 V |
| Tensión MPPT (VMPPT-MIN - VMPPT-MAX) | 500 V -1500 V | 180 V -1000 V | 160 V -1000 V |
| Corriente de entrada máx. | 12x40 A (Opc: 14x30A/16x30 A) | 30 A | 30 A |
| Número de entradas CC por MPPT | 2 | 2 | 2 |
| Número de seguidores PMP | 12 (Opc: 14/16) | 12 | 4 |
| Lado de CA | | | |
| Potencia nominal | 350 KWn | 125 KWn | 50 KWn |
| Tensión de salida | 800 V | 400 V | 400 V |
| Corriente de salida nominal | 254 A | 181,1 A | 72,5 A |
| Conexión a red | 3N~ 800 V | 3N~ 400 V | 3N~ 400 V |
| Frecuencia de referencia | 50HZ | 50HZ | 50HZ |

Tabla 43: Ficha técnica de los inversores Sungrow. Fuente: Ficha técnica Sungrow.

Estos inversores además sirven como elementos de protección de la instalación ya que disponen de:

- Interruptor de interconexión interna para la desconexión automática
- Protección interna de máxima y mínima frecuencia
- Protección interna de máxima y mínima tensión
- Protección de funcionamiento anti-isla
- Protección contra la polarización inversa de la entrada de corriente continua
- Resistencia a cortocircuito en la salida de corriente alterna

- Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal
- Vigilante de aislamiento

6.6 Transformador de potencia

Su función principal es ajustar la tensión de salida de los inversores solares para que se adapte adecuadamente a la red eléctrica o a las necesidades del consumidor. Estos autotransformadores están diseñados para ser altamente eficientes, lo que significa que minimizan las pérdidas de energía durante el proceso de conversión de tensión. Esto contribuye a maximizar la eficiencia global del sistema fotovoltaico y proporciona protección al sistema fotovoltaico y a la red eléctrica al controlar y estabilizar la tensión, evitando problemas como picos de tensión y sobretensiones que podrían dañar los equipos.

En la cubierta 1 los inversores instalados transforman la corriente continua en alterna con una salida a 800V y serán colocados entre la salida del inversor y el CGBT. Sólo será necesario la instalación del autotransformador para los inversores SUNGROW SG350HX.

Se muestra en la siguiente tabla las especificaciones y características del autotransformador trifásico.

| | |
|--|--------------|
| Potencia | 400.000 VA |
| ED | 100% |
| Tensión Entrada | 800/400V+N |
| Tensión Salida | 800/400V+N |
| Frecuencia | 50/60Hz |
| Clase Aislamiento | F |
| Grado Protección | IP 23 |
| Ta. | 40° |
| Rigidez Dieléctrica: -Entre primario y secundario -Entre primario y masa | -V 2.750V |
| Clase | 1 |

Tabla 44: Epecificaciones del autotransformador: Fuente: Manumag S.L.

| | |
|-------------------------|--|
| Placa característica | Si |
| Pantalla electrostática | No |
| Devanados | Hilo Aluminio G-2 clase H |
| Chapa magnética | Grano no orientado, laminada en frío. Calidad M 6X según EN 10107 |
| Carretes | Carretes de fibra de vidrio. |
| Tipología | Seco |
| Código | XMN01440773 |
| Terminales | Tornillo M 12 |

Tabla 45: Características del autotransformador. Fuente: Manumag S.L.

Por último, se muestran el peso y las dimensiones del autotransformador.

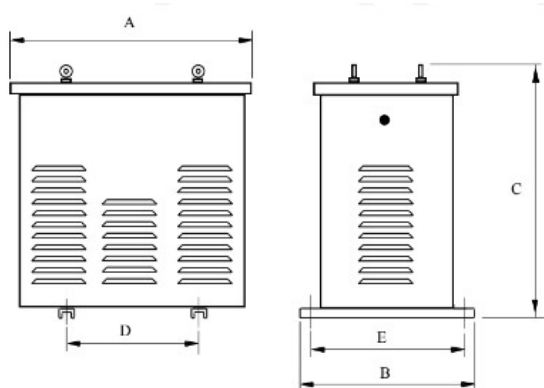


Ilustración 26: Acotación autotransformador. Fuente: Manumag S.L

| POTENCIA (VA) | DIMENSIONES (mm) | | | | | Peso aproximado (Kg) |
|---------------|------------------|-----|------|-----|-----|----------------------|
| | A | B | C | D | E | |
| 400.000 | 950 | 800 | 1050 | 620 | 720 | 510 |

Tabla 46: Dimensiones y peso del autotransformador. Fuente: Manumag S.L.

6.7 Estructura soporte

La estructura para el soporte de los módulos fotovoltaicos es un elemento fundamental para la seguridad durante todo el tiempo de explotación de este tipo de instalaciones. Debe ser adecuada para cada tipo de emplazamiento donde se ubiquen los módulos fotovoltaicos (cubierta plana, cubierta inclinada, sobre terreno, etc.). Estas estructuras serán capaces de aguantar las cargas, tanto de los módulos como otras derivadas de agentes atmosféricos.

Las estructuras tendrán orientación e inclinación fija. Debido a que el campo fotovoltaico se ubica sobre la cubierta, las opciones de estructura soporte se reducen a una instalación de estructura coplanar.

La diferencia entre la elección de microcarril o perfil longitudinal corrido dependerá del tipo de cubierta existente. En el caso de que la cubierta sea tipo sandwich se utilizará en la estructura perfil corrido, sin embargo, si la cubierta presenta grecas con una separación entre ellas mínimas se utilizará microcarril.

6.7.1 Estructura de microcarril

Las estructuras de microcarril se pueden instalar en la greca o en el valle, dependiendo del ancho de la greca

Sobre greca:

Se muestra a continuación un ejemplo del microcarril instalado sobre las grecas:



Ilustración 27: Fijación de los módulos fotovoltaicos mediante micro carril sobre greca

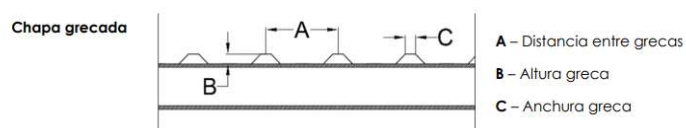


Ilustración 28: Detalle sobre la chapa sándwich para instalación sobre greca

Antes de escoger la estructura tipo microcarril sobre greca, se debe asegurar que el ancho de las grecas sea como mínimo de 29 mm ($C > 29$ mm). En caso de no ser posible, instalaríamos microcarril sobre valle, sobre el lateral de la greca o perfil corrido.

Sobre valle:

Antes de escoger la estructura tipo microcarril sobre valle, se debe asegurar que la altura de las grecas (B) sea menor que la de los propios micro carriles para que estos sobresalgan y pueda anclarse el módulo.

Es importante destacar que esta configuración se debe de hacer perforando únicamente la primera capa de la chapa, para evitar dañar el interior del panel sándwich, ya que en ese caso podrían producirse filtraciones. Se muestra a continuación un ejemplo del microcarril instalado sobre el valle:



Ilustración 29: Fijación de los módulos fotovoltaicos mediante microcarril sobre valle

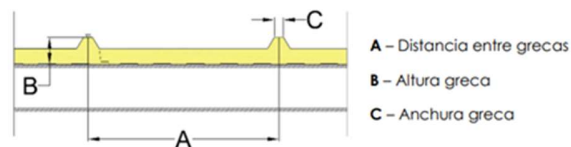


Ilustración 30: Detalle sobre la chapa sándwich para instalación en valle

6.7.2 Perfil corrido

Esta estructura está formada principalmente por una guía de aluminio EN AW 6005A T6, la cual se fija a la infraestructura de la cubierta, la cual puede ser una viga de hormigón o madera, a partir de una escuadra que une la tornillería utilizada para el anclaje, formada por una varilla roscada, a dicha guía.

Además, se instalan presores tanto laterales como centrales para asegurar la fijación de los módulos a dicha guía, los cuales se deberán alinear con la guía hasta asegurar la fijación correcta, formados por aluminio EN AW 6005A T6 y tornillería de acero inoxidable A2-70. En caso de necesitar una longitud mayor de guía, se hará uso de los empalmes de aluminio, los cuales se aplican sobre la ranura trasera de las guías.

Se muestra un ejemplo de cómo queda dispuesto el módulo fotovoltaico anclado al perfil corrido:



Ilustración 31: Fijación de los módulos fotovoltaicos mediante perfil corrido

Una vez descrito los diferentes tipos de alternativa a la hora de anclar los módulos con disposición coplanar, se procede a elegir la alternativa que mejor se ajusta a las condiciones de la instalación.

Esta alternativa es el anclaje mediante microcarril debido a su diferencia de precio respecto al microcarril y la facilidad del montaje mostrado en la tabla 36.

La tipología de estructura se ha definido en función de las características de la cubierta en que se ubica la instalación. Dado que se distinguen 2 zonas independientes en la instalación, las cuales disponen de diferentes tipologías de cubierta cada una, la estructura que se instalará en cada una de ellas será la siguiente:

| | Tipo de Cubierta | Disposición | Cantidad de módulos | Ángulo estructura | Ángulo respecto cubierta | Fabricante |
|--------|-----------------------------|---------------------|---------------------|-------------------|--------------------------|------------------|
| ZONA 1 | Metálica con tela asfáltica | Estructura coplanar | 1223 | 0° | 0° | Sunfer o similar |
| ZONA 2 | Chapa metálica | Estructura coplanar | 355 | 0° | 0° | Sunfer o similar |

Tabla 47: Distinción de las características de las cubiertas de las dos zonas de instalación. P2 Fuente: Propia

Para asegurar la estanqueidad futura de la cubierta en la disposición coplanar, se propone incrementar la estanqueidad de la unión soporte-cubierta mediante la aplicación de masa adhesiva SIKAFLEX y la incorporación de una junta EPDM de 4 mm de espesor.

El tornillo para utilizar se trata de un tornillo auto taladrante de punta reducida y cabeza hexagonal de 8mms. Tornillo con arandela vulcanizada de ACERO-EPDM.

Los soportes fijados a la estructura del edificio mediante tornillo autopercutor son de aluminio anodizado tipo L-115. Este tipo de fijación permite una separación del módulo respecto de la cubierta para la instalación del cable DC, y la regulación y nivelación del perfil soporte. El sistema de fijación asegura la estanqueidad futura de la cubierta

Por tanto, los 1578 módulos se instalarán sobre estructura metálica microcarril de la marca SUNFER el modelo 61H. En la ficha técnica se observa que esta estructura asegura un buen funcionamiento para cargas de viento de hasta 250 km/h.

6.8 Monitorización

Con el objetivo de realizar un correcto seguimiento de la producción fotovoltaica asociada a la instalación proyectada y por consiguiente del correcto funcionamiento de la planta, la instalación fotovoltaica estará equipada con diferentes equipos que permitan la monitorización tanto del consumo eléctrico asociado a la instalación como de su producción.

Para una correcta monitorización se instalarán dispositivos compatibles con los inversores SUNGROW.

El consumo eléctrico es medido mediante el contador JANITZA UMG 604 – PRO, que envía los datos de consumo al equipo de SUNGROW COM100, el cual a su vez recoge los datos de producción fotovoltaica de los inversores. Este

equipo es el encargado de realizar la gestión de la producción para evitar el vertido a la red eléctrica ya que a partir de los datos recibidos del contador se encarga de limitar la producción de los inversores para que esta nunca sea superior al consumo de la instalación, evitando, por tanto, el vertido de excedentes a la red eléctrica.

El equipo SUNGROW COM100 es a su vez el encargado de gestionar el envío de datos a la plataforma iSolarCloud en la cual se pueden observar los parámetros principales de la instalación fotovoltaica y por consiguiente realizar un mantenimiento preventivo y correctivo de la misma.

Conforme se menciona en la descripción general de la instalación, la presente instalación cuenta con 2 zonas, las cuales conectan la salida de sus inversores a subcuadros diferentes e independientes entre sí, a pesar de derivar todos del mismo punto de conexión a la red eléctrica. Es por esto por lo que la monitorización es única para cada zona, contando cada una de ellas con un contador JANITZA UMG 604 – PRO y un equipo SUNGROW COM 100.

El contador JANITZA UMG 604 – PRO se conecta mediante toroidales de medición a la línea de alimentación de cada subcuadro.

6.9 Canalización

En la instalación fotovoltaica se proyectan varios tipos de canalizaciones.

Parte CC en cubierta:

Por un lado, el cableado de continua que va desde los paneles fotovoltaicos hasta el inversor. Estos cables (strings) de continua discurrirán por la cubierta donde se ubica la instalación. La canalización principal se realizará mediante bandejas tipo rejiband de dimensiones 100x200mm y que cumplirá las características establecidas en el IRC-BT21 del REBT.

Si bien la canalización principal de los strings hasta los inversores se realizará mediante bandeja metálica, siempre que sea posible el cableado de los strings en cubierta discurrirá por la parte posterior de los paneles pudiendo existir tramos concretos de la planta en la que existan canalizaciones mediante tubo corrugado libre de halógenos de diámetro 32 o 50mm.

Parte CA en el propio edificio:

Respecto de la parte de corriente alterna, la canalización desde los inversores hasta el CGBT al que se conecta la instalación se realizará mediante

bandeja metálica perforada. En concreto se utilizarán 4 cables unipolares (3 fases y Neutro) para la salida de cada inversor, uno para cada una de las fases y el neutro. Esta bandeja discurrirá por la pared de la habitación en la que se encuentre ubicado el CGBT. Esta canalización albergará los cables cumpliendo con las características y dimensiones mínimas establecidas en la ITC-BT-21, del REBT.

La instalación y colocación de las canalizaciones se realizará mediante las disposiciones establecidas en la ITC-BT-21, del REBT.

6.10 Cableado

En el proceso de determinación del cableado, se garantiza que los conductores sean capaces de transportar la corriente que fluye a través de ellos sin causar una caída excesiva de voltaje. Este proceso sigue las pautas establecidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC). De acuerdo con el REBT, la selección de la sección mínima normalizada requerida para el cableado debe cumplir simultáneamente con las siguientes dos condiciones:

Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento: Trabajando a plena carga y en régimen permanente, la temperatura del conductor en ningún momento debe superar la temperatura máxima admisible del material que aísla el cable.

Criterio de la caída de tensión: el Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red del IDAE establece una caída de tensión máxima del 1,5 % en la parte CC y del 1,5 % en la parte de AC.

La distribución del cableado de la instalación se segmentará en dos tramos distintos: uno para la corriente continua (CC), que conectará los módulos fotovoltaicos al inversor, y otro para la corriente alterna (CA), que conectará el inversor al cuadro eléctrico general.

En el apartado siguiente, se presentan en detalle el dimensionamiento de todos los conductores empleados y, a continuación, se describe el tipo de cable utilizado en cada tramo de la instalación:

TRAMO CC. Módulos FV a Inversor.

- Conductores de Cu estañado, clase 5 según UNE 21022/IEC 228
- Cableado tipo H1Z2Z2-K (XLPE) 1,5/1,5 kV
- Tensión máxima en sistemas DC: 1,8 kV

- Discurrirá mediante bandeja perforada metálica
- Cumplirá con las normas siguientes:
- No propagador de llama según IEC 60332-1
- IEC 61034, EN 50268
- UNE 21123, UNE 20460-5-52

TRAMO AC. Inversores a CGBT.

- Conductores de Cu recocido electrolítico, clase 5 según UNE 21022/IEC 228
- Cableado tipo RV1-K 0,6/1 kV
- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX3
- Secciones de 35 mm², 95 mm², 150 mm² y 185 mm²
- Discurrirá mediante bandeja perforada metálica
- Cumplirá con las normas siguientes:
 - Normativa española: UNE-EN 60332-1 / UNE-EN 50266 / UNE-EN 50267-1 / UNE-EN 50267-2 / UNE-EN 61034
 - Norma Internacional: IEC 60332-1 / IEC 60332-3 / IEC 60754-1 / IEC 60754-2 / IEC 6103
- En caso de incendio no emite sustancias tóxicas ni gases corrosivos, por lo que protege la salud pública y evita posibles daños a los equipos electrónicos.

6.11 Protecciones

Para el dimensionamiento de los dispositivos de protección, el sistema cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 413/2014, así como con los criterios del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y sus correspondientes Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC).

El sistema deberá contar con los dispositivos que aseguren la protección frente sobrecargas y cortocircuitos, contra sobretensiones y contra contactos directos e indirectos.

Además, según el RD 1663/2000, las protecciones del sistema fotovoltaico deberán cumplir:

- Separación galvánica: es un requisito de obligado cumplimiento para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. El inversor se encargará de la separación entre los circuitos de corriente continua y alterna.
- Funcionamiento en isla: se debe evitar el funcionamiento en modo isla. El inversor protege el funcionamiento en modo isla, desconectando el sistema de la red en caso de que se produzca.
- Armónicos y compatibilidad electromagnética: el inversor cumple con los niveles de emisión e inmunidad frente a armónicos y de compatibilidad electromagnética establecidos en el RD 1663/2000.

Las protecciones de la instalación se dividirán en dos secciones, diferenciando entre las protecciones del tramo de corriente continua (CC) y las protecciones del tramo de corriente alterna (AC).

En el siguiente punto se presentan en detalle el dimensionamiento de todos los conductores empleados y, a continuación, se describen las protecciones empleadas en cada tramo de la instalación:

TRAMO CC. Módulos FV a Inversor.

- Protección frente a sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones

La protección frente a sobrecargas y cortocircuitos queda asegurada por 79 fusibles gPV de calibre 10x38 e I_n 15 A 1500 Vdc. Estos se instalarán en cada polo positivo de cada string fotovoltaico, en las entradas al inversor.

La protección frente a sobretensiones queda asegurada por los interruptores-seccionadores de corte que tienen incorporados los inversores.

- Protección frente a contactos directos e indirectos

La protección frente a contactos directos e indirectos en el lado de corriente continua queda asegurada por el aislamiento de clase II (1000 VDC) de los módulos fotovoltaicos, cables y cuadros eléctricos. Esta protección se combina con el vigilante de aislamiento incorporado en el inversor, que desconecta la instalación en caso de detectar la resistencia de aislamiento por debajo de un determinado valor.

TRAMO AC. Inversores a CGBT.

- Protección frente a sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones

La protección frente a sobrecargas y cortocircuitos queda asegurada por un cuadro a la salida de los inversores, el cual alberga las siguientes protecciones:

- 1Ud. Interruptor automático magnetotérmico tetrapolar I_n 80 A, PdC 36 kA
- 1 Ud. Interruptor automático magnetotérmico tetrapolar I_n 200 A, PdC 36 kA
- 3 Ud. Interruptor automático magnetotérmico tetrapolar I_n 300 A, PdC 36 kA
- 1 Ud. Interruptor automático magnetotérmico tetrapolar I_n 630 A, PdC 36 kA

- Protección frente a contactos directos e indirectos

La protección frente a contactos directos e indirectos en el lado queda asegurada por interruptores diferenciales, los cuales se describen a continuación:

- 1 Ud. Interruptor diferencial tetrapolar I_n 80 A, ΔI_n 300 mA
- 1 Ud. Interruptor diferencial tetrapolar I_n 200 A, ΔI_n 300 mA
- 2 Ud. Interruptor diferencial tetrapolar I_n 300 A, ΔI_n 300 mA

6.12 Descripción de la instalación

| | |
|--------------------------|---|
| NOMBRE DE LA INSTALACIÓN | INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 875,00 KW _n EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES |
| TIPO DE INSTALACIÓN | Autoconsumo sin excedentes |
| POTENCIA TOTAL | 867,90 kWp |
| POTENCIA NOMINAL | 875,00 kW _n |
| NÚMERO DE PANELES | 1578 |
| TIPO DE PANEL | JASOLAR JAM72S30-550/MR 550 Wp MONOCRISTALINO |
| INVERSORES | 2 X Inversor Sungrow SG350HX 1 X Inversor Sungrow SG125CX-P2 1 X inversor Sungrow SG50CX-P2 |

CAPÍTULO 7. PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA

7.1 Potencia Solar

La evaluación del potencial solar del lugar se lleva a cabo utilizando los datos proporcionados por el Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica de la Comisión Europea, conocido como PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

Esta aplicación proporciona información sobre la radiación solar, estimaciones de producción para una potencia de 1 kWp y la irradiación promedio en un punto específico. Para acceder a estos datos, es necesario conocer el acimut y la inclinación de los módulos que se instalarán, como se detalla en la tabla siguiente:

| | Acimut | Inclinación | Módulos | Estructura | Ángulo respecto a la cubierta |
|----------------------------------|--------|-------------|---------|------------|-------------------------------|
| Cubierta 1: orientación Sur | -8 | 3° | 708 | Coplanar | 0° |
| Cubierta 1: orientación norte | 172 | 3° | 515 | Coplanar | 0° |
| Cubierta 2: orientación oeste | 82 | 10° | 255 | Coplanar | 0° |
| Cubierta 2: orientación este | -98 | 10° | 100 | Coplanar | 0° |

Tabla 48: Configuración de los módulos en las diferentes cubiertas. Fuente: Elaboración propia

La herramienta de PVGIS nos aporta información como los datos de irradiación e irradiancia para las 4 configuraciones mostradas en la tabla 49, se muestra la total de la instalación a continuación.

| Mes | Ed | Em | Hd | Hm |
|-------------|---------|--------|---------|--------|
| Enero | 2,57 | 79,81 | 3,16 | 98,01 |
| Febrero | 3,32 | 92,83 | 4,12 | 115,36 |
| Marzo | 4,22 | 130,66 | 5,35 | 165,81 |
| Abril | 4,58 | 137,49 | 5,97 | 179,15 |
| Mayo | 5,21 | 161,49 | 6,91 | 214,29 |
| Junio | 5,44 | 163,31 | 7,41 | 222,31 |
| Julio | 5,35 | 165,85 | 7,36 | 228,36 |
| Agosto | 4,96 | 153,70 | 6,79 | 210,61 |
| Septiembre | 4,16 | 124,68 | 5,56 | 166,87 |
| Octubre | 3,30 | 102,41 | 4,28 | 132,59 |
| Noviembre | 2,69 | 80,63 | 3,37 | 100,97 |
| Diciembre | 2,43 | 75,41 | 2,99 | 92,75 |
| Media anual | 4,05 | 123,37 | 5,32 | 161,88 |
| Total anual | 1468,28 | | 1927,10 | |

Tabla 49: Radiación anual total recibida en la instalación fotovoltaica. Fuente: PVGIS

Los datos mostrados son los correspondientes a 1kWp instalado, siendo cada uno de los datos los siguientes:

- Ed: Energía media producida diariamente (kWh/día)
- Em: Energía media producida mensualmente (kWh/mes)
- Hd: irradiación media diaria por metro cuadrado recibida por los módulos (kWh/m²/día)
- Hm: irradiación media mensual por metro cuadrado recibida por los módulos (kWh/m²/mes)

Con estos datos, y los datos de radiación horaria recibida por la instalación en cada uno de los meses se puede obtener la radiación en un día promedio mensual:

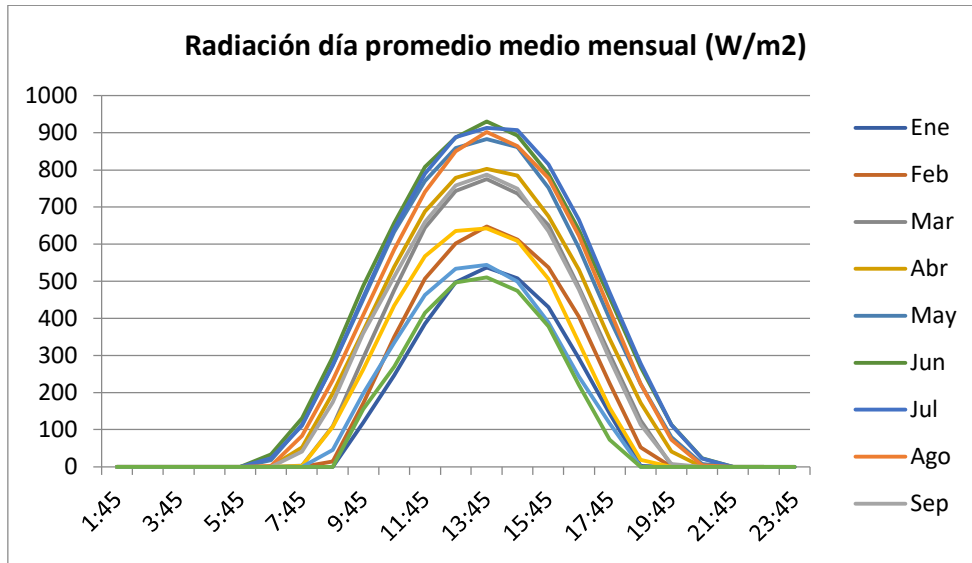


Ilustración 32: Radiación día promedio mensual (W/m2). Fuente: Elaboración propia

7.2 Generación eléctrica estimada

Se muestra en este punto la producción fotovoltaica total para cada mes, tanto la producción fotovoltaica media anual del día promedio como del día claro, esta información se ha extraído a través de la herramienta PVGIS.

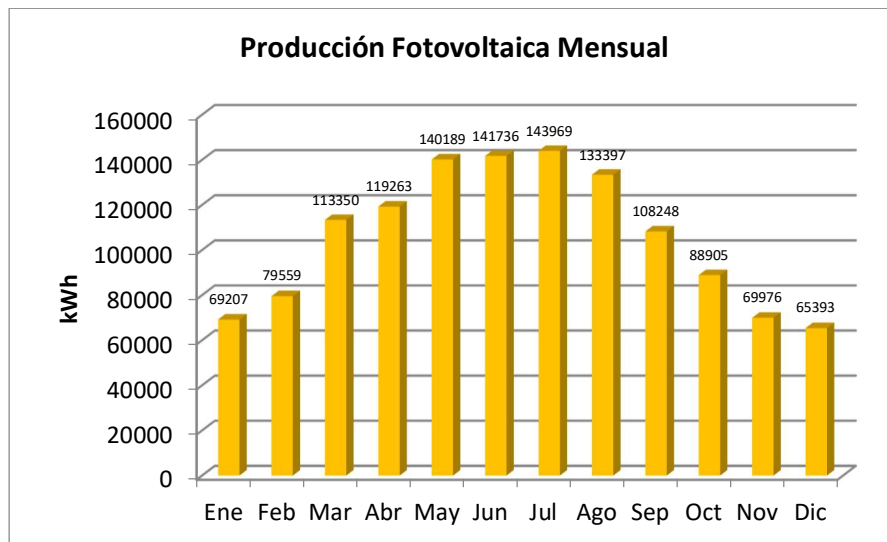


Ilustración 33: Producción fotovoltaica mensual del centro comercial. Fuente: Elaboración propia

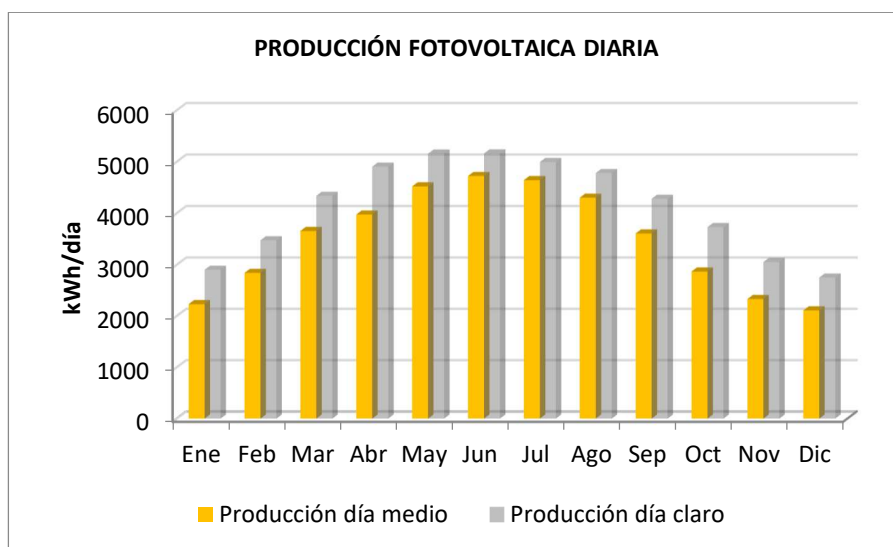


Ilustración 34: Producción fotovoltaica diaria para día medio y claro. Fuente: Elaboración propia

A continuación, se muestra una tabla con los valores de la producción (medida en KWh) horaria al día de media de cada mes con formato numérico. Las casillas vacías tienen una producción igual a 0,00 KWh.

| Mes/Hora | Ene | Feb | Marz | Abr | May | Jun | Jul | Agos | Sept | Oct | Nov | Dic |
|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 0:00 | | | | | | | | | | | | |
| 1:00 | | | | | | | | | | | | |
| 2:00 | | | | | | | | | | | | |
| 3:00 | | | | | | | | | | | | |
| 4:00 | | | | | | | | | | | | |
| 5:00 | | | | | | | | | | | | |
| 6:00 | | | | 0,20 | 12,08 | 21,07 | 14,51 | 1,18 | | | | |
| 7:00 | | | 2,22 | 34,90 | 74,92 | 82,98 | 69,94 | 52,73 | 26,61 | 1,15 | | |
| 8:00 | | 10,08 | 75,12 | 131,87 | 178,55 | 188,76 | 172,74 | 148,19 | 112,77 | 72,19 | 31,69 | |
| 9:00 | 84,18 | 119,12 | 200,58 | 243,26 | 295,27 | 310,84 | 288,13 | 258,94 | 233,58 | 175,99 | 136,22 | 109,40 |
| 10:00 | 174,28 | 244,00 | 325,09 | 358,67 | 413,63 | 418,82 | 403,75 | 370,87 | 331,85 | 291,49 | 231,83 | 190,25 |
| 11:00 | 271,97 | 353,78 | 440,67 | 458,05 | 504,11 | 515,35 | 497,59 | 469,51 | 427,95 | 379,98 | 320,77 | 291,85 |
| 12:00 | 351,67 | 420,08 | 508,77 | 518,16 | 561,33 | 565,41 | 559,69 | 538,39 | 491,42 | 425,61 | 370,00 | 350,16 |
| 13:00 | 379,46 | 452,08 | 530,48 | 534,29 | 577,71 | 593,08 | 575,71 | 571,43 | 510,37 | 430,61 | 377,06 | 359,64 |
| 14:00 | 358,80 | 427,96 | 503,95 | 522,14 | 563,03 | 569,25 | 571,98 | 547,43 | 485,96 | 408,47 | 345,91 | 334,25 |
| 15:00 | 304,20 | 374,95 | 445,48 | 449,39 | 491,99 | 502,94 | 513,71 | 492,47 | 411,53 | 339,05 | 269,55 | 266,46 |
| 16:00 | 205,98 | 282,29 | 331,02 | 353,69 | 385,82 | 406,38 | 419,56 | 394,12 | 309,34 | 224,29 | 168,26 | 155,39 |
| 17:00 | 101,93 | 157,07 | 207,61 | 229,24 | 261,28 | 290,75 | 295,95 | 268,13 | 188,42 | 106,42 | 81,25 | 52,03 |
| 18:00 | | | 85,46 | 114,63 | 145,63 | 171,65 | 175,58 | 141,16 | 73,86 | 12,66 | | |
| 19:00 | | | | 26,98 | 52,42 | 72,57 | 71,14 | 46,35 | 4,62 | | | |
| 20:00 | | | | | 4,45 | 14,67 | 14,19 | 2,21 | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Tabla 50: Producción horaria para un día medio mensual. Fuente: Elaboración propia

A partir de los datos extraídos del PVGIS, se deduce que la cantidad anual de Horas Pico Solar (HSP) será de 1467 horas al año. Las HSP representan el tiempo durante el cual la radiación solar alcanza una intensidad de 1000 vatios por metro cuadrado (1000W/m²). Esto no implica que el sol únicamente esté visible durante 1467 horas durante todo el año, sino que refleja la energía total que la instalación recibirá, equivalente a 1467 horas bajo una intensidad solar de 1000W/m². Es importante tener en cuenta que, durante las mañanas y los meses de verano, se experimentará una mayor radiación solar y en los meses de invierno menor radiación en comparación con esta cifra estándar de referencia.

Al combinar esta información con la potencia máxima instalada, se calcula la cantidad total de energía producida por la instalación, que asciende a 1.273.191,42 kilovatios-hora (kWh).

7.3 Curvas de carga

A partir del consumo aportado por el cliente, se han estimado las curvas de carga de todas las alternativas para poder valorar el criterio 4 de adecuación al consumo. En el Anexo Curvas de Carga se puede observar las gráficas comparativas entre el consumo y la producción diaria de los 12 meses del año. Cada pico de producción representa un día, para cada mes se ha cogido una producción media mensual para día medio.

Finalmente, las características de la instalación fotovoltaica del centro comercial Westfield La Maquinista son:

| | |
|-------------------------------|-------------------------------|
| Consumo de energía anual | 2.498.579,92 kWh |
| Producción fotovoltaica anual | 1.273.191,42 kWh/año (50,96%) |
| Energía auto consumida anual | 1.109.986,72 kWh/año |
| Cuota de autoconsumo | 87,18 % |
| Excedente de energía anual | 163.204,70 kWh/año |
| Cuota de excedente | 12,82 % |
| Cuota autárquica | 44,42 % |

Tabla 51 Características energéticas de la instalación. Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO 8 IMPACTO AMBIENTAL

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable, por lo que se aprovecha de un recurso sostenible como es el sol. La producción de energía no produce ninguna emisión de elementos contaminantes a la atmósfera y, además, permite la generación en el ámbito local. Asimismo, el mantenimiento de los paneles tiene un impacto prácticamente nulo.

El principal impacto medioambiental derivado de la energía fotovoltaica viene de la producción de los equipos (inversor, módulos fotovoltaicos...), así como de la extracción de las materias primas necesarias. Los materiales utilizados pueden ser recuperados y reutilizados al final de la vida de los módulos, favoreciendo la economía circular.

Respecto al medio físico, el uso de paneles fotovoltaicos no provoca ruidos ni afecta a la hidrología existente. Otros elementos como inversores o transformadores sí provocan ruidos, pero a una escala menor que no afecta en gran medida al entorno. Respecto al impacto visual, las placas se instalarán de manera coplanar a la cubierta, al no sobresalir las placas, no supondrán un efecto visual negativo para las viviendas del entorno.

8.1. Reducción de emisiones

El uso de energía solar fotovoltaica permite reducir la dependencia de la red eléctrica, lo que deriva en una reducción de los problemas medioambientales derivados de la emisión de gases de efecto invernadero y la reducción de residuos radioactivos alineándose con los ODS. A partir de datos obtenidos del mix eléctrico (*Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*), se establece que el uso de energía fotovoltaica permitiría evitar, mediante el uso de la red, la emisión de 0,36 kg CO₂/kWh generado y la producción de 0,75 mg de residuos radioactivos/kWh.

Para una producción anual de 1.273.191,42 kWh/año, se conseguiría evitar la emisión de 458,35 toneladas de CO₂/año.

CAPÍTULO 9 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

9.1. CONFIGURACIÓN CAMPO FOTOVOLTAICO

Una vez que los componentes de la instalación han sido elegidos, es crucial describir la forma en que serán interconectados. Inicialmente, se debe analizar la interconexión de los módulos solares con los inversores correspondientes. Con el fin de garantizar una adecuada conexión entre los inversores seleccionados y las líneas de módulos que se vinculan a cada una de sus entradas, es esencial cumplir con los siguientes criterios:

C1. La tensión máxima del string fotovoltaico en la entrada debe ser menor a la tensión continua máxima permitida por el inversor. $V_{fvmax} < V_{DCmax}$

C2. La tensión mínima del string fotovoltaico en la entrada debe ser mayor a la tensión continua mínima permitida por el inversor. $V_{fvmin} > V_{DCmin}$

C3. La máxima corriente del string fotovoltaico en la entrada debe ser menor a la intensidad máxima permitida por el inversor. $I_{fvmax} < I_{DCmax}$

Los datos extraídos de la ficha técnica mostrada en el apartado 5.1 paneles nos reportan los datos de intensidad y voltaje calculados para condiciones STC (Condiciones estándar de medida). lo que indica que están tomados para 1000W/m² y 25°C como bien se especificó anteriormente.

Se procede a calcular los valores de V_{fvmin} , V_{fvmax} , I_{fvmax} .

La tensión máxima de cortocircuito se produce en condiciones de circuito abierto, obteniéndose el valor máximo de voltaje que puede producirse a la entrada de cada inversor. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$V_{fvmax} = N_s \cdot (V_{OC} + \beta_v \cdot (T_{min} - 25))$$

Siendo T_{min} del emplazamiento en que se proyecta la instalación de

$$T_{min} = -6 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

El valor de V_{DCmax} variará dependiendo del inversor seleccionado. En los inversores SG350HX y SG125HX el voltaje máximo que soporta es de 1500V mientras que en los modelos SG125CX-P2 y SG50CX-P2 el valor es de 1100V. Por lo tanto el voltaje máximo generado por los módulos deberá de ser menor al valor máximo que permita cada inversor en el cual se conecten los módulos.

La tensión mínima se produce cuando se alcanza la máxima temperatura de operación esperable:

$$V_{fvmin} = N_s \cdot (V_{MP} + \beta_v \cdot (T_{max} - 25))$$

Al igual que con el voltaje máximo admitido, el voltaje mínimo que debe de producir la cadena de strings debe de ser mayor que el mínimo admitido por el inversor.

Obteniéndose la temperatura máxima cómo:

$$T_{max} = T_{amb-max} + G_{max} \cdot NOCT - 200,8$$

Siendo $T_{amb-max} = 42 \text{ }^\circ\text{C}$, $G_{max} = 1000 \text{ W/m}^2$; $NOCT = 43 \text{ }^\circ\text{C}$

$$T_{max} = 42 \text{ }^\circ\text{C} + 1000 \text{ W/m}^2 \cdot (43 - 20) \text{ }^\circ\text{C} / 800 \text{ W/m}^2 = 70,75 \text{ }^\circ\text{C}$$

Finalmente, la máxima corriente que puede llegar a darse en el campo fotovoltaico se calcula como:

$$I_{fvmax} = N_p \cdot (I_{SC} + \alpha \cdot (T_{max} - 25))$$

Esta intensidad deberá de ser menor a 30 A si sólo se usa una entrada MPPT e inferior a 15A si se usan las 2 entradas MPPT de los inversores.

Se muestra a continuación el diseño de strings fotovoltaico para cada inversor y a continuación el estudio de los valores máximos y mínimos de tensiones y de intensidad.

| ENTRADA | I_{fvmp} | V_{fvmp} | N_p | N_s |
|-------------------------------------|------------|------------|-------|-------|
| INVERSOR 1 - SUNGROW SG350HX | | | | |
| MPPT A1 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT A2 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT B1 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT B2 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT C1 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT C2 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT D1 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT D2 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT E1 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT E2 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT F1 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT F2 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPP G1 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT G2 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT H1 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT H2 | - | - | - | - |
| MPPT I1 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT I2 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT J1 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT J2 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT K1 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT K2 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT L1 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |



| | | | | |
|--|---------------------|---------------------|------------------|------------------|
| MPPT L2 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT M1 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT M2 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT N1 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT N2 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT Ñ1 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT Ñ2 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT O1 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT O2 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| ENTRADA | <i>Ifvmp</i> | <i>Vfvmp</i> | <i>Np</i> | <i>Ns</i> |
| INVERSOR 2 - SUNGROW SG350HX | | | | |
| MPPT A1 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT A2 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT B1 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT B2 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT C1 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT C2 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT D1 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT D2 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT E1 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT E2 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT F1 | 13,11 A | 923,12 V | 1 | 22 |
| MPPT F2 | - | - | - | - |
| MPP G1 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT G2 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT H1 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT H2 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT I1 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT I2 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT J1 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT J2 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT K1 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT K2 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT L1 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT L2 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT M1 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT M2 | - | - | - | - |
| MPPT N1 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT N2 | 13,11 A | 881,16 V | 1 | 21 |
| MPPT Ñ1 | - | - | - | - |
| MPPT Ñ2 | - | - | - | - |
| MPPT O1 | - | - | - | - |
| MPPT O2 | - | - | - | - |
| ENTRADA | <i>Ifvmp</i> | <i>Vfvmp</i> | <i>Np</i> | <i>Ns</i> |
| INVERSOR 3 - SUNGROW SG125CX-P2 | | | | |
| MPPT A1 | 13,11 A | 671,36 V | 1 | 16 |
| MPPT A2 | 13,11 A | 671,36 V | 1 | 16 |
| MPPT B1 | 13,11 A | 671,36 V | 1 | 16 |
| MPPT B2 | - | - | - | - |
| MPPT C1 | 13,11 A | 671,36 V | 1 | 16 |
| MPPT C2 | - | - | - | - |
| MPPT D1 | 13,11 A | 671,36 V | 1 | 16 |

| | | | | |
|---------------------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------|-------------------------|
| MPPT D2 | - | - | - | - |
| MPPT E1 | 13,11 A | 671,36 V | 1 | 16 |
| MPPT E2 | - | - | - | - |
| MPPT F1 | 13,11 A | 671,36 V | 1 | 16 |
| MPPT F2 | - | - | - | - |
| MPP G1 | 13,11 A | 671,36 V | 1 | 16 |
| MPPT G2 | - | - | - | - |
| MPPT H1 | 13,11 A | 671,36 V | 1 | 16 |
| MPPT H2 | 13,11 A | 671,36 V | 1 | 16 |
| MPPT I1 | 13,11 A | 419,60 V | 1 | 10 |
| MPPT I2 | - | - | - | - |
| MPPT J1 | 13,11 A | 713,32 V | 1 | 17 |
| MPPT J2 | - | - | - | - |
| MPPT K1 | 13,11 A | 713,32 V | 1 | 17 |
| MPPT K2 | 13,11 A | 713,32 V | 1 | 17 |
| MPPT L1 | 13,11 A | 713,32 V | 1 | 17 |
| MPPT L2 | 13,11 A | 713,32 V | 1 | 17 |
| ENTRADA | I_{fvmp} | V_{fvmp} | N_p | N_s |
| INVERSOR 4 - SUNGROW SG50CX-P2 | | | | |
| MPPT A1 | 13,11 A | 713,32 V | 1 | 17 |
| MPPT A2 | 13,11 A | 713,32 V | 1 | 17 |
| MPPT B1 | 13,11 A | 671,36 V | 1 | 16 |
| MPPT B2 | - | - | - | - |
| MPPT C1 | 13,11 A | 713,32 V | 1 | 17 |
| MPPT C2 | 13,11 A | 713,32 V | 1 | 17 |
| MPPT D1 | 13,11 A | 671,36 V | 1 | 16 |
| MPPT D2 | - | - | - | - |

Tabla 52: Conexión de los módulos a los inversores 1 al 4. Fuente: Elaboración Propia.

Observando la tabla 53 se comprueba como cada uno de los strings cumple con los criterios tanto de intensidad como de caída de tensión. Las filas subrayadas de marrón son strings libres que podrán utilizarse en caso de que haya alguna futura ampliación.

| Entrada | V_{fvmax} | V_{DCmax} | C1 | V_{fvmin} | V_{DCmin} | C2 | I_{fvmax} | $IDCmax$ | C3 |
|-------------------------------------|-------------|-------------|----|-------------|-------------|----|-------------|----------|----|
| INVERSOR 1 - SUNGROW SG350HX | | | | | | | | | |
| MPPT A1 | 1203,46V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT A2 | 1203,46V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT B1 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT B2 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT C1 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT C2 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT D1 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT D2 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT E1 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT E2 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT F1 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT F2 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPP G1 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT G2 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT H1 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 30,00 A | SI |
| MPPT H2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT I1 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT I2 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |



| | | | | | | | | | |
|--|---------------|---------------|-----------|---------------|---------------|-----------|---------------|---------------|-----------|
| MPPT J1 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT J2 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT K1 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT K2 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT L1 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT L2 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT M1 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT M2 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT N1 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT N2 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT Ñ1 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT Ñ2 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT O1 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT O2 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| Entrada | Vfvmax | VDCmax | C1 | Vfvmin | VDCmin | C2 | Ifvmax | IDCmax | C3 |
| INVERSOR 2 - SUNGROW SG350HX | | | | | | | | | |
| MPPT A1 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT A2 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT B1 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT B2 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT C1 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT C2 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT D1 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT D2 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT E1 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT E2 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT F1 | 1203,46 V | 1500,00 V | SI | 806,98 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 30,00 A | SI |
| MPPT F2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPP G1 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT G2 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT H1 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT H2 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT I1 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT I2 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT J1 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT J2 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT K1 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT K2 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT L1 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT L2 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT M1 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 30,00 A | SI |
| MPPT M2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT N1 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT N2 | 1148,76 V | 1500,00 V | SI | 770,30 V | 500,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT Ñ1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT Ñ2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT O1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT O2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Entrada | Vfvmax | VDCmax | C1 | Vfvmin | VDCmin | C2 | Ifvmax | IDCmax | C3 |
| INVERSOR 3 - SUNGROW SG125CX-P2 | | | | | | | | | |
| MPPT A1 | 875,25 V | 1000,00 V | SI | 586,89 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT A2 | 875,25 V | 1000,00 V | SI | 586,89 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT B1 | 875,25 V | 1000,00 V | SI | 586,89 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 30,00 A | SI |
| MPPT B2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT C1 | 875,25 V | 1000,00 V | SI | 586,89 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 30,00 A | SI |
| MPPT C2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT D1 | 875,25 V | 1000,00 V | SI | 586,89 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 30,00 A | SI |
| MPPT D2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

| | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|------------------------|--------------------------|-----------|------------------------|--------------------------|-----------|------------------------|--------------------------|-----------|
| MPPT E1 | 875,25 V | 1000,00 V | SI | 586,89 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 30,00 A | SI |
| MPPT E2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT F1 | 875,25 V | 1000,00 V | SI | 586,89 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 30,00 A | SI |
| MPPT F2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPP G1 | 875,25 V | 1000,00 V | SI | 586,89 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 30,00 A | SI |
| MPPT G2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT H1 | 875,25 V | 1000,00 V | SI | 586,89 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT H2 | 875,25 V | 1000,00 V | SI | 586,89 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT I1 | 547,03 V | 1000,00 V | SI | 366,81 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 30,00 A | SI |
| MPPT I2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT J1 | 929,95 V | 1000,00 V | SI | 623,58 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 30,00 A | SI |
| MPPT J2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT K1 | 929,95 V | 1000,00 V | SI | 770,30 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT K2 | 929,95 V | 1000,00 V | SI | 770,30 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT L1 | 929,95 V | 1000,00 V | SI | 770,30 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT L2 | 929,95 V | 1000,00 V | SI | 770,30 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| Entrada | V_{fvm} | VDC_{max} | C1 | V_{fvm} | VDC_{min} | C2 | I_{fvm} | IDC_{max} | C3 |
| INVERSOR 4 - SUNGROW SG50CX-P2 | | | | | | | | | |
| MPPT A1 | 929,95 V | 1000,00 V | SI | 623,58 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT A2 | 929,95 V | 1000,00 V | SI | 623,58 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT B1 | 875,25 V | 1000,00 V | SI | 586,89 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 30,00 A | SI |
| MPPT B2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT C1 | 929,95 V | 1000,00 V | SI | 623,58 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT C2 | 929,95 V | 1000,00 V | SI | 623,58 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 15,00 A | SI |
| MPPT D1 | 875,25 V | 1000,00 V | SI | 586,89 V | 200,00 V | SI | 14,29 A | 30,00 A | SI |
| MPPT D2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Tabla 53: Comprobación criterios selección de la instalación fotovoltaica para el inversor 1 al 4. Fuente: Elaboración propia

9.2 Cableado DC

A la hora de escoger la sección del cableado de cada string que va desde las placas solares hasta el inversor, se elegirá el cableado con sección inmediatamente superior que cumpla con ambos criterios.

C1. La corriente máxima admisible por el cable debe ser mayor al 125 % de la intensidad máxima que puede presentarse en dicho cable. $I_Z > 1,25 \cdot \max$

C2. La caída de tensión máxima admisible es del 1,5 %. $\Delta U < 1,5 \%$

Para elaborar el diseño del cableado conforme a la normativa C1, se determina la intensidad máxima que el cable podría experimentar siguiendo los preceptos de la norma UNE-HD 60634-5-52. Esta norma establece que esta corriente varía en función de las propiedades del conductor y las circunstancias de la instalación, conforme a una fórmula determinada.

$$I_{max} = N_p \times I_{SC} \times K_1 \times K_2 \times K_3$$

Dónde:

- N_p hace referencia a la cantidad de módulos instalados de forma paralela, en nuestro caso será siempre 1 ya que la conexión se produce lineal.
- I_{max} se obtiene como:

$$I_{max} = N_p \times (I_{ISC} + \alpha_1 \times (T_{max} - 25)) / F_c$$

Para el cálculo del factor de corrección (F_c) se hará de la forma:

$$F_c = K_1 \times K_2 \times K_3$$

- K_1 coeficiente de ajuste debido a la temperatura ambiente. Esta cifra se obtiene a partir de las tablas incluidas en las pautas del ITC BT 07 y está influenciada por la temperatura del suelo en el caso de tendidos subterráneos o por la temperatura del aire en circunstancias diferentes.

| Temperatura ambiente ^a °C | Aislamiento | | | |
|---|-------------|------------|---|------------------------------------|
| | PVC | XLPE y EPR | Mineral ^b | |
| | | | Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C | Cable desnudo e inaccesible 105 °C |
| 10 | 1,22 | 1,15 | 1,26 | 1,14 |
| 15 | 1,17 | 1,12 | 1,20 | 1,11 |
| 20 | 1,12 | 1,08 | 1,14 | 1,07 |
| 25 | 1,06 | 1,04 | 1,07 | 1,04 |
| 30 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 35 | 0,94 | 0,96 | 0,93 | 0,96 |
| 40 | 0,87 | 0,91 | 0,85 | 0,92 |
| 45 | 0,79 | 0,87 | 0,78 | 0,88 |
| 50 | 0,71 | 0,82 | 0,67 | 0,84 |
| 55 | 0,61 | 0,76 | 0,57 | 0,80 |
| 60 | 0,50 | 0,71 | 0,45 | 0,75 |
| 65 | – | 0,65 | – | 0,70 |
| 70 | – | 0,58 | – | 0,65 |
| 75 | – | 0,50 | – | 0,60 |
| 80 | – | 0,41 | – | 0,54 |
| 85 | – | – | – | 0,47 |
| 90 | – | – | – | 0,40 |
| 95 | – | – | – | 0,32 |

^a Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

Tabla 54: Factor de corrección por temperatura ambiente. Fuente ITC BT07

- K_2 es el factor de agrupación de cables. Este factor se distingue si la canalización se ha realizado de manera subterránea o bien al aire mediante bandeja u otro tipo de canalización.




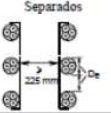
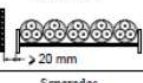
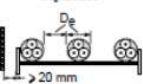
| Método de instalación de la tabla 52 - B2 | | Número de bandejas | Número de cables | | | | | |
|--|--|--------------------|------------------|------|------|------|------|------|
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 6 | 9 |
| Bandejas perforadas (nota 2) | En contacto  | 1 | 1,00 | 0,88 | 0,82 | 0,79 | 0,76 | 0,73 |
| | | 2 | 1,00 | 0,87 | 0,80 | 0,77 | 0,73 | 0,68 |
| | | 3 | 1,00 | 0,86 | 0,79 | 0,76 | 0,71 | 0,66 |
| | Separados  | 1 | 1,00 | 1,00 | 0,98 | 0,95 | 0,91 | - |
| | | 2 | 1,00 | 0,99 | 0,96 | 0,92 | 0,87 | - |
| | | 3 | 1,00 | 0,98 | 0,95 | 0,91 | 0,85 | - |
| Bandejas verticales perforadas (nota 3) | En contacto  | 1 | 1,00 | 0,88 | 0,82 | 0,78 | 0,73 | 0,72 |
| | | 2 | 1,00 | 0,88 | 0,81 | 0,76 | 0,71 | 0,70 |
| | | 3 | 1,00 | 0,88 | 0,81 | 0,76 | 0,71 | 0,70 |
| | Separados  | 1 | 1,00 | 0,91 | 0,89 | 0,88 | 0,87 | - |
| | | 2 | 1,00 | 0,91 | 0,88 | 0,87 | 0,85 | - |
| | | 3 | 1,00 | 0,91 | 0,88 | 0,87 | 0,85 | - |
| Escaleras de cables, abrazaderas, etc. (nota 2) | En contacto  | 1 | 1,00 | 0,87 | 0,82 | 0,80 | 0,79 | 0,78 |
| | | 2 | 1,00 | 0,86 | 0,80 | 0,78 | 0,76 | 0,73 |
| | | 3 | 1,00 | 0,85 | 0,79 | 0,76 | 0,73 | 0,70 |
| | Separados  | 1 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | - |
| | | 2 | 1,00 | 0,99 | 0,98 | 0,97 | 0,96 | - |
| | | 3 | 1,00 | 0,98 | 0,97 | 0,96 | 0,93 | - |

Tabla 55: Factor de corrección por temperatura ambiente. Fuente ITC BT07

- K_3 es el factor de corrección de capas de cable que en este caso será 1 ya que sólo hay 1 capa de cable por bandeja.

Con esto y teniendo en cuenta que todos los paneles de la instalación son iguales, lo que resultará, con la configuración totalmente en serie del campo fotovoltaico, en que por cada string pasará la misma intensidad, podemos calcular la intensidad de diseño de para el criterio térmico.

$$I_{max} = \frac{1 \times (14 + 0,00045 \times (70,75 - 25))}{0,6643} = 21,10 \text{ A}$$

I_{max} a su vez, se multiplica por un factor de mayoración de 1,25 por lo que la corriente de la tabla tiene que ser mayor que $21,10 \times 1,25 = 26,38 \text{ A}$

Entramos a la tabla 56 y hay que escoger para el método E (cable multipolar al aire libre) con tipo de aislamiento XLPE que sección proporciona una protección para corrientes mayores a 26,38 A. Se observa que a partir de los $2,5 \text{ mm}^2$ se cumple esta condición.

| Método de referencia de la tabla B.52.1 | Número de conductores cargados y tipo de aislamiento | | | | | | | | | | | | |
|---|--|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--|
| | | 3 PVC | 2 PVC | | 3 XLPE | 2 XLPE | | | | | | | |
| A1 | | 3 PVC | 2 PVC | | 3 XLPE | 2 XLPE | | | | | | | |
| A2 | 3 PVC | 2 PVC | | 3 XLPE | 2 XLPE | | | | | | | | |
| B1 | | | | 3 PVC | 2 PVC | | 3 XLPE | | 2 XLPE | | | | |
| B2 | | | 3 PVC | 2 PVC | | 3 XLPE | 2 XLPE | | | | | | |
| C | | | | | 3 PVC | | 2 PVC | 3 XLPE | | 2 XLPE | | | |
| E | | | | | | 3 PVC | | 2 PVC | 3 XLPE | | 2 XLPE | | |
| F | | | | | | | 3 PVC | | 2 PVC | 3 XLPE | | 2 XLPE | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | |
| Tamaño (mm ²) Cobre | | | | | | | | | | | | | |
| 1,5 | 13 | 13,5 | 14,5 | 15,5 | 17 | 18,5 | 19,5 | 22 | 23 | 24 | 26 | - | |
| 2,5 | 17,5 | 18 | 19,5 | 21 | 23 | 25 | 27 | 30 | 31 | 33 | 36 | - | |
| 4 | 23 | 24 | 26 | 28 | 31 | 34 | 36 | 40 | 42 | 45 | 49 | - | |
| 6 | 29 | 31 | 34 | 36 | 40 | 43 | 46 | 51 | 54 | 58 | 63 | - | |
| 10 | 39 | 42 | 46 | 50 | 54 | 60 | 63 | 70 | 73 | 80 | 86 | - | |
| 16 | 52 | 56 | 61 | 68 | 73 | 80 | 85 | 94 | 100 | 107 | 115 | - | |
| 25 | 68 | 73 | 80 | 89 | 95 | 101 | 110 | 119 | 127 | 135 | 149 | 161 | |
| 35 | - | - | - | 110 | 117 | 126 | 137 | 147 | 158 | 169 | 185 | 200 | |
| 50 | - | - | - | 134 | 141 | 153 | 167 | 179 | 192 | 207 | 225 | 242 | |
| 70 | - | - | - | 171 | 179 | 196 | 213 | 229 | 246 | 268 | 289 | 310 | |
| 95 | - | - | - | 207 | 216 | 238 | 258 | 278 | 298 | 328 | 352 | 377 | |
| 120 | - | - | - | 239 | 249 | 276 | 299 | 322 | 346 | 382 | 410 | 437 | |
| 150 | - | - | - | - | 285 | 318 | 344 | 371 | 395 | 441 | 473 | 504 | |
| 185 | - | - | - | - | 324 | 362 | 392 | 424 | 450 | 506 | 542 | 575 | |
| 240 | - | - | - | - | 380 | 424 | 461 | 500 | 538 | 599 | 641 | 679 | |
| Aluminio | | | | | | | | | | | | | |
| 2,5 | 13,5 | 14 | 15 | 16,5 | 18,5 | 19,5 | 21 | 23 | 24 | 26 | 28 | - | |
| 4 | 17,5 | 18,5 | 20 | 22 | 25 | 26 | 28 | 31 | 32 | 35 | 38 | - | |
| 6 | 23 | 24 | 26 | 28 | 32 | 33 | 36 | 39 | 42 | 45 | 49 | - | |
| 10 | 31 | 32 | 36 | 39 | 44 | 46 | 49 | 54 | 58 | 62 | 67 | - | |
| 16 | 41 | 43 | 48 | 53 | 58 | 61 | 66 | 73 | 77 | 84 | 91 | - | |
| 25 | 53 | 57 | 63 | 70 | 73 | 78 | 83 | 90 | 97 | 101 | 108 | 121 | |
| 35 | - | - | - | 86 | 90 | 96 | 103 | 112 | 120 | 126 | 135 | 150 | |
| 50 | - | - | - | 104 | 110 | 117 | 125 | 136 | 146 | 154 | 164 | 184 | |
| 70 | - | - | - | 133 | 140 | 150 | 160 | 174 | 187 | 198 | 211 | 237 | |
| 95 | - | - | - | 161 | 170 | 183 | 195 | 211 | 227 | 241 | 257 | 289 | |
| 120 | - | - | - | 186 | 197 | 212 | 226 | 245 | 263 | 280 | 300 | 337 | |
| 150 | - | - | - | - | 226 | 245 | 261 | 283 | 304 | 324 | 346 | 389 | |
| 185 | - | - | - | - | 256 | 280 | 298 | 323 | 347 | 371 | 397 | 447 | |
| 240 | - | - | - | - | 300 | 330 | 352 | 382 | 409 | 439 | 470 | 530 | |

Tabla 56: Tabla 52-B1 de intensidad máxima admisible. Fuente: UNE 20460-5-523:2004).

El criterio 2, criterio de caída de tensión, siendo este el más restrictivo dada las grandes longitudes de cableado que se suelen presentar en la parte continua de las instalaciones se calcula a través de la siguiente fórmula.

$$\Delta U (\%) = \frac{L_{única} \cdot N_p \cdot I_{mp}}{S \cdot \sigma \cdot N_s \cdot V_{mp}} \cdot 100$$

Siendo el valor de la conductividad en $m / \Omega \cdot 5mm^2$ el recogido en la siguiente tabla para según el material utilizado. Para los cálculos eléctricos siempre se considerará el valor para la máxima temperatura.

| Material | $\sigma_{20^{\circ}C}$ | $\sigma_{70^{\circ}C}$ | $\sigma_{90^{\circ}C}$ |
|----------|------------------------|------------------------|------------------------|
| Cobre | 56 | 48 | 44 |
| Aluminio | 35 | 30 | 28 |

Tabla 57: Conductividad del cableado en función del material y temperatura. Fuente: Elaboración propia.

Con la información explicada se puede pasar al dimensionamiento de cada string para el cumplimiento de los dos criterios.

| ENTRADA | S | $L_{única}$ | I_{max} | $1,25 \times I_{max}$ | I_z | C1 | ΔU | C2 |
|-------------------------------------|--------|-------------|-----------|-----------------------|-------|----|------------|----|
| INVERSOR 1 - SUNGROW SG350HX | | | | | | | | |
| MPPT A1 | 10 mm2 | 346 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 1,12% | SI |
| MPPT A2 | 10 mm2 | 333 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 1,07% | SI |
| MPPT B1 | 10 mm2 | 372 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 1,20% | SI |
| MPPT B2 | 10 mm2 | 370 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 1,19% | SI |
| MPPT C1 | 10 mm2 | 317 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 1,02% | SI |
| MPPT C2 | 10 mm2 | 303 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 0,98% | SI |
| MPPT D1 | 10 mm2 | 346 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 1,12% | SI |
| MPPT D2 | 10 mm2 | 334 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 1,08% | SI |
| MPPT E1 | 10 mm2 | 288 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 0,93% | SI |
| MPPT E2 | 6 mm2 | 259 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,39% | SI |
| MPPT F1 | 10 mm2 | 320 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 1,03% | SI |
| MPPT F2 | 10 mm2 | 295 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 0,95% | SI |
| MPP G1 | 6 mm2 | 245 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,32% | SI |
| MPPT G2 | 6 mm2 | 239 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,29% | SI |
| MPPT H1 | 6 mm2 | 270 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,45% | SI |
| MPPT H2 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT I1 | 6 mm2 | 208 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,17% | SI |
| MPPT I2 | 6 mm2 | 208 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,17% | SI |
| MPPT J1 | 6 mm2 | 260 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,47% | SI |
| MPPT J2 | 6 mm2 | 240 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,35% | SI |
| MPPT K1 | 4 mm2 | 170 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 1,44% | SI |
| MPPT K2 | 4 mm2 | 170 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 1,44% | SI |
| MPPT L1 | 6 mm2 | 238 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,34% | SI |
| MPPT L2 | 6 mm2 | 205 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,16% | SI |
| MPPT M1 | 4 mm2 | 144 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 1,22% | SI |
| MPPT M2 | 4 mm2 | 136 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 1,15% | SI |
| MPPT N1 | 6 mm2 | 197 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,11% | SI |
| MPPT N2 | 4 mm2 | 170 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 1,44% | SI |
| MPPT Ñ1 | 4 mm2 | 152 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 1,28% | SI |
| MPPT Ñ2 | 4 mm2 | 152 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,28% | SI |
| MPPT O1 | 4 mm2 | 106 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 0,90% | SI |
| MPPT O2 | 4 mm2 | 118 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,00% | SI |
| ENTRADA | S | $L_{única}$ | I_{max} | $1,25 \times I_{max}$ | I_z | C1 | ΔU | C2 |
| INVERSOR 2 - SUNGROW SG350HX | | | | | | | | |
| MPPT A1 | 10 mm2 | 364 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 1,17% | SI |
| MPPT A2 | 10 mm2 | 344 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 1,11% | SI |
| MPPT B1 | 10 mm2 | 358 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 1,16% | SI |
| MPPT B2 | 10 mm2 | 350 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 1,13% | SI |
| MPPT C1 | 10 mm2 | 326 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 1,05% | SI |
| MPPT C2 | 10 mm2 | 330 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 1,07% | SI |
| MPPT D1 | 10 mm2 | 322 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 1,04% | SI |
| MPPT D2 | 10 mm2 | 330 m | 21,11 A | 26,38 A | 86 A | SI | 1,07% | SI |
| MPPT E1 | 6 mm2 | 278 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,50% | SI |



| | | | | | | | | |
|--|----------|---------------|------------------------|-------------------------------|----------------------|-----------|------------|-----------|
| MPPT E2 | 6 mm2 | 258 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,39% | SI |
| MPPT F1 | 6 mm2 | 244 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,31% | SI |
| MPPT F2 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPP G1 | 6 mm2 | 230 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,30% | SI |
| MPPT G2 | 6 mm2 | 225 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,27% | SI |
| MPPT H1 | 6 mm2 | 200 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,13% | SI |
| MPPT H2 | 6 mm2 | 182 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,03% | SI |
| MPPT I1 | 4 mm2 | 156 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 1,32% | SI |
| MPPT I2 | 6 mm2 | 190 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,07% | SI |
| MPPT J1 | 4 mm2 | 176 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 1,49% | SI |
| MPPT J2 | 4 mm2 | 164 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 1,39% | SI |
| MPPT K1 | 4 mm2 | 148 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 1,25% | SI |
| MPPT K2 | 4 mm2 | 132 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 1,12% | SI |
| MPPT L1 | 4 mm2 | 100 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 0,85% | SI |
| MPPT L2 | 4 mm2 | 112 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 0,95% | SI |
| MPPT M1 | 4 mm2 | 104 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 0,88% | SI |
| MPPT M2 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT N1 | 4 mm2 | 110 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 0,93% | SI |
| MPPT N2 | 4 mm2 | 96 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 0,81% | SI |
| MPPT Ñ1 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT Ñ2 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT O1 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT O2 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| ENTRADA | S | Lúnica | I_{max} | 1,25 × I_{max} | I_Z | C1 | Δ U | C2 |
| INVERSOR 3 - SUNGROW SG125CX-P2 | | | | | | | | |
| MPPT A1 | 4 mm2 | 73 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 0,81% | SI |
| MPPT A2 | 4 mm2 | 60 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 0,67% | SI |
| MPPT B1 | 4 mm2 | 46 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 0,51% | SI |
| MPPT B2 | | | - | - | - | - | - | - |
| MPPT C1 | 4 mm2 | 38 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 0,42% | SI |
| MPPT C2 | | | - | - | - | - | - | - |
| MPPT D1 | 4 mm2 | 53 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 0,59% | SI |
| MPPT D2 | | | - | - | - | - | - | - |
| MPPT E1 | 4 mm2 | 70 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 0,78% | SI |
| MPPT E2 | | | - | - | - | - | - | - |
| MPPT F1 | 4 mm2 | 86 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 0,95% | SI |
| MPPT F2 | | | - | - | - | - | - | - |
| MPP G1 | 4 mm2 | 106 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 1,18% | SI |
| MPPT G2 | | | - | - | - | - | - | - |
| MPPT H1 | 4 mm2 | 112 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 1,24% | SI |
| MPPT H2 | 4 mm2 | 124 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 1,38% | SI |
| MPPT I1 | 4 mm2 | 76 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 1,35% | SI |
| MPPT I2 | | | - | - | - | - | - | - |
| MPPT J1 | 6 mm2 | 145 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,01% | SI |
| MPPT J2 | | | - | - | - | - | - | - |
| MPPT K1 | 6 mm2 | 152 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,06% | SI |
| MPPT K2 | 6 mm2 | 172 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,20% | SI |
| MPPT L1 | 6 mm2 | 183 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,27% | SI |
| MPPT L2 | 6 mm2 | 198 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,38% | SI |

| ENTRADA | S | L _{única} | I _{max} | 1,25 × I _{max} | I _Z | C1 | Δ U | C2 |
|--------------------------------------|-------------------|--------------------|------------------|-------------------------|----------------|----|-------|----|
| INVERSOR 4- SUNGROW SG50CX-P2 | | | | | | | | |
| MPPT A1 | 4 mm ² | 41 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 0,43% | SI |
| MPPT A2 | 4 mm ² | 53 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 0,55% | SI |
| MPPT B1 | 4 mm ² | 67 m | 21,11 A | 26,38 A | 49 A | SI | 0,74% | SI |
| MPPT B2 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT C1 | 6 mm ² | 200 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,39% | SI |
| MPPT C2 | 6 mm ² | 183 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,27% | SI |
| MPPT D1 | 6 mm ² | 172 m | 21,11 A | 26,38 A | 63 A | SI | 1,27% | SI |
| MPPT D2 | - | - | - | - | - | - | - | - |

Tabla 58: Tabla de cumplimiento de criterios del cableado de alterna. Fuente: Elaboración propia.

Como bien se ha argumentado antes, el criterio de caída de tensión es el criterio crítico a la hora de dimensionar los strings debido a la existencia de elevadas longitudes en la conexión de los módulos con el inversor. Además, al estar conectados los módulos fotovoltaicos en serie, la corriente generada no es excesivamente elevada.

9.3 Cableado AC

Este cableado se conecta en el inversor y transcurre hasta el CGBT. Al igual que para el dimensionamiento del tramo de cableado en fase continua, se consideran los siguientes criterios:

C1. La corriente máxima admisible por el cable debe ser mayor al 125 % de la intensidad máxima que puede presentarse en dicho cable. $I_Z > 1,25 \cdot I_{max}$

C2. La caída de tensión máxima admisible es del 1,5 %. $\Delta U < 1,5 \%$

Para el diseño del cableado siguiendo el criterio C2 de caída de tensión, esta se calcula de la siguiente manera:

$$\Delta U(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{AC} \cdot \cos\phi}{S_{AC} \cdot \sigma_{Cu} - 150 \cdot V_{AC}} \cdot 100$$

Siendo los valores de conductividad los mostrados previamente según el material utilizado.

En el caso de los inversores de 350KWn el valor de V_{AC} es de 800V, para los otros 2 inversores (125KWn y 50KWn) el valor es de 400V.

En este caso, el método de instalación que se va a seguir es sobre bandeja metálica perforada (Tipo F) y los cables se escogerán con aislamiento XLPE.

Los factores de corrección en este caso corresponden con:

- K1 = 0,91

- K2 = 0,79

El càlcul de la corrent de càlcul se realitza de la mateixa forma que en el cableado de continua. Se muestra a continuaci3n el cumplimiento de los criterios.


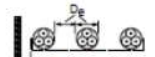
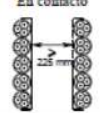
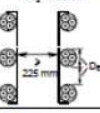

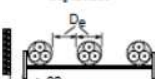
| Mètode de instalaci3n de la tabla 52 - B2 | | Número de bandejas | Número de cables | | | | | |
|---|---|--------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 6 | 9 |
| Bandejas perforadas (nota 2) | En contacto  > 20 mm | 1 2 3 | 1,00 1,00 1,00 | 0,88 0,87 0,86 | 0,82 0,80 0,79 | 0,79 0,77 0,76 | 0,76 0,73 0,71 | 0,73 0,68 0,66 |
| | Separados  > 20 mm | 1 2 3 | 1,00 1,00 1,00 | 1,00 0,99 0,98 | 0,98 0,96 0,95 | 0,95 0,92 0,91 | 0,91 0,87 0,85 | - - - |
| Bandejas verticales perforadas (nota 3) | En contacto  > 225 mm | 1 2 | 1,00 1,00 | 0,88 0,88 | 0,82 0,81 | 0,78 0,76 | 0,73 0,71 | 0,72 0,70 |
| | Separados  > 225 mm | 1 2 | 1,00 1,00 | 0,91 0,91 | 0,89 0,88 | 0,88 0,87 | 0,87 0,85 | - - |
| Escaleras de cables, abrazaderas, etc. (nota 2) | En contacto  > 20 mm | 1 2 3 | 1,00 1,00 1,00 | 0,87 0,86 0,85 | 0,82 0,80 0,79 | 0,80 0,78 0,76 | 0,79 0,76 0,73 | 0,78 0,73 0,70 |
| | Separados  > 20 mm | 1 2 3 | 1,00 1,00 1,00 | 1,00 0,99 0,98 | 1,00 0,98 0,97 | 1,00 0,97 0,96 | 1,00 0,96 0,93 | - - - |

Tabla 59: Factor de correcci3n por temperatura ambiente. Fuente ITC BT07

| Método de referencia de la tabla B.52.1 | Número de conductores cargados y tipo de aislamiento | | | | | | | | | | | | |
|---|--|-------|-------|--------|--------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|--------|--|
| | | 3 PVC | 2 PVC | | 3 XLPE | 2 XLPE | | | | | | | |
| A1 | | 3 PVC | 2 PVC | | 3 XLPE | 2 XLPE | | | | | | | |
| A2 | 3 PVC | 2 PVC | | 3 XLPE | 2 XLPE | | | | | | | | |
| B1 | | | | 3 PVC | 2 PVC | | 3 XLPE | | 2 XLPE | | | | |
| B2 | | | 3 PVC | 2 PVC | | 3 XLPE | 2 XLPE | | | | | | |
| C | | | | | 3 PVC | 2 PVC | 3 XLPE | | 2 XLPE | | | | |
| E | | | | | | 3 PVC | | 2 PVC | 3 XLPE | | 2 XLPE | | |
| F | | | | | | | 3 PVC | | 2 PVC | 3 XLPE | | 2 XLPE | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | |
| Tamaño (mm ²) Cobre | | | | | | | | | | | | | |
| 1,5 | 13 | 13,5 | 14,5 | 15,5 | 17 | 18,5 | 19,5 | 22 | 23 | 24 | 26 | - | |
| 2,5 | 17,5 | 18 | 19,5 | 21 | 23 | 25 | 27 | 30 | 31 | 33 | 36 | - | |
| 4 | 23 | 24 | 26 | 28 | 31 | 34 | 36 | 40 | 42 | 45 | 49 | - | |
| 6 | 29 | 31 | 34 | 36 | 40 | 43 | 46 | 51 | 54 | 58 | 63 | - | |
| 10 | 39 | 42 | 46 | 50 | 54 | 60 | 63 | 70 | 75 | 80 | 86 | - | |
| 16 | 52 | 56 | 61 | 68 | 73 | 80 | 85 | 94 | 100 | 107 | 115 | - | |
| 25 | 68 | 73 | 80 | 89 | 95 | 101 | 110 | 119 | 127 | 135 | 149 | 161 | |
| 35 | - | - | - | 110 | 117 | 126 | 137 | 147 | 158 | 169 | 185 | 200 | |
| 50 | - | - | - | 134 | 141 | 153 | 167 | 179 | 192 | 207 | 225 | 242 | |
| 70 | - | - | - | 171 | 179 | 196 | 213 | 229 | 246 | 268 | 289 | 310 | |
| 95 | - | - | - | 207 | 216 | 238 | 258 | 278 | 298 | 328 | 352 | 377 | |
| 120 | - | - | - | 239 | 249 | 276 | 299 | 322 | 346 | 382 | 410 | 437 | |
| 150 | - | - | - | - | 285 | 318 | 344 | 371 | 395 | 441 | 473 | 504 | |
| 185 | - | - | - | - | 324 | 362 | 392 | 424 | 450 | 506 | 542 | 575 | |
| 240 | - | - | - | - | 380 | 424 | 461 | 500 | 538 | 599 | 641 | 679 | |

Tabla 60: Tabla 52-B1 de intensidad máxima admisible. Fuente: UNE 20460-5-523:2004).

| INVERSOR | L_{AC} | S_{AC} | V_{AC} | I_{AN} | I_{max} | $1,25 \times I_{max}$ | I_Z | C1 | ΔU | C2 |
|-------------|----------|-------------------------|----------|----------|-----------|-----------------------|-------|----|------------|----|
| 350HX | 15 m | 185 mm ² | 800 V | 254,00 A | 353,32 A | 441,65 A | 506 A | SI | 0,10% | SI |
| 350HX | 15 m | 185 mm ² | 800 V | 254,00 A | 353,32 A | 441,65 A | 506 A | SI | 0,10% | SI |
| 125CX-P2 | 15 m | 95 mm ² | 400 V | 181,10 A | 251,91 A | 314,89 A | 328 A | SI | 0,39% | SI |
| 50CX-P2 | 15 m | 35 mm ² | 400 V | 72,50 A | 100,85 A | 126,06 A | 169 A | SI | 1,07% | SI |
| EMBARRADO 1 | 5 m | 185+150 mm ² | 400 V | 508,00 A | 706,64 A | 883,29 A | 947 A | SI | 0,07% | SI |
| EMBARRADO 2 | 5 m | 185 mm ² | 400 V | 253,60 A | 352,76 A | 440,95 A | 506 A | SI | 0,07% | SI |

Tabla 61: Comprobación de los criterios para el cableado de alterna. Fuente: Elaboración propia.

Al igual que en el tramo de corriente continua para la I_Z se elige de la tabla 60, entrando en el método de referencia F y 3 XLPE la corriente admisible superior al valor de $1,25 \times I_{max}$.

Cómo los inversores de 350HX tienen una salida a 800V antes de conectarse al CGBT se conectarán a un autotransformador para reducir el voltaje a 400V.

Cómo se puede observar en la tabla 61, en el tramo de alterna el criterio crítico es el térmico debido a la alta intensidad que sale de los inversores. Además, la longitud del cableado de alterna no es excesivamente larga ya que los inversores se instalan de manera estratégica lo más cerca posible de los cuadros eléctricos, minimizando así la caída de tensión.

Para el embarrado 1 que unifica los dos inversores de 350HX, cómo se necesita una sección mayor a los 240 mm², se ha seleccionado 1 cableado de 185mm² y otro de 150mm² simulando un solo cableado de 335mm², consiguiendo así una intensidad admisible de 506 A que si fuese capaz de soportar las corrientes generadas por ambos inversores.

9.4 Protecciones DC

9.4.1 Fusibles

Con el fin de implementar las salvaguardias necesarias para la sección de corriente continua, es importante considerar que conforme a la norma IEC62548, se requiere la instalación obligatoria de fusibles en cada conjunto de paneles conectados en serie, si se cumple la siguiente condición:

$$((NS - 1) \cdot ISC_{MOD}) > IMOD_{MAXOCPR}$$

$$((2 - 1) * 14 > 25$$

Esta disposición indica que se instalarán fusibles únicamente si la cantidad de conjuntos de paneles en paralelo (para un mismo punto de seguimiento de máxima potencia, MPPT) multiplicado por la corriente de cortocircuito del panel es menor que la máxima corriente serie de fusibles permitida por el panel.

En este contexto, se planea instalar como máximo dos conjuntos de paneles en paralelo por cada punto de seguimiento de máxima potencia (MPPT). Al consultar las especificaciones técnicas de los paneles elegidos, se obtiene:

$$14,00 A < 25 A$$

Según la normativa vigente no es de obligado cumplimiento para una instalación fotovoltaica el uso de protecciones mediante fusibles siempre y cuando se cumpla esta relación, como en este caso. Sin embargo, en esta instalación si se instalarán fusibles para una mayor seguridad en la instalación.

Para una selección adecuada de los fusiles se deben cumplir estos 3 criterios:

- **C1.** La corriente nominal del fusible I_n debe ser mayor o igual a la intensidad nominal de funcionamiento del circuito I_B y menor o igual a la intensidad nominal del cableado en que se encuentre I_Z

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

- **C2.** La corriente que garantiza el funcionamiento efectivo del dispositivo de protección (intensidad convencional de fusión) I_2 debe ser 1,45 veces inferior a la intensidad nominal del cableado en que se encuentre I_z

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

- **C3.** La tensión nominal del fusible V_n debe ser 1,2 veces superior al voltaje en circuito abierto del string fotovoltaico en que se encuentre V_B

$$V_n \geq 1,25 V_B$$

A continuación, se muestran el tipo e intensidad nominal de cada fusible empleado en cada entrada de los inversores fotovoltaicos:

| Entrada | I_B | I_n | I_z | C1 | I_2 | $1,45 \cdot I_z$ | C2 | V_n | $1,25 V_B$ | C3 |
|-------------------------------------|---------|-------|---------|----|---------|------------------|----|--------|------------|----|
| INVERSOR 1 - SUNGROW SG350HX | | | | | | | | | | |
| MPPT A1 | 13,11 A | 15 A | 57,13 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT A2 | 13,11 A | 15 A | 57,13 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT B1 | 13,11 A | 15 A | 57,13 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT B2 | 13,11 A | 15 A | 57,13 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT C1 | 13,11 A | 15 A | 57,13 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT C2 | 13,11 A | 15 A | 57,13 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT D1 | 13,11 A | 15 A | 57,13 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT D2 | 13,11 A | 15 A | 57,13 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT E1 | 13,11 A | 15 A | 57,13 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT E2 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT F1 | 13,11 A | 15 A | 57,13 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT F2 | 13,11 A | 15 A | 57,13 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPP G1 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT G2 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT H1 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT H2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT I1 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT I2 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT J1 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT J2 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT K1 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT K2 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT L1 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT L2 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT M1 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT M2 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT N1 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT N2 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT Ñ1 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT Ñ2 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT O1 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT O2 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| Entrada | I_B | I_n | I_z | C1 | I_2 | $1,45 \cdot I_z$ | C2 | V_n | $1,25 V_B$ | C3 |
| INVERSOR 2 - SUNGROW SG350HX | | | | | | | | | | |
| MPPT A1 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |



| | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|---------|-------|---------|-----------|---------|------------------|-----------|--------|-----------|-----------|
| MPPT A2 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT B1 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT B2 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT C1 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT C2 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT D1 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT D2 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 82,84 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT E1 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT E2 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT F1 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1372,25 V | SI |
| MPPT F2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPP G1 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT G2 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT H1 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT H2 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT I1 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT I2 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT J1 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT J2 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT K1 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT K2 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT L1 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT L2 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT M1 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT M2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT N1 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT N2 | 13,11 A | 15 A | 13,11 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1309,88 V | SI |
| MPPT Ñ1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT Ñ2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT O1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT O2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Entrada | I_B | I_n | I_z | C1 | I_2 | $1,45 \cdot I_z$ | C2 | V_n | $1,25V_B$ | C3 |
| INVERSOR 3- SUNGROW SG150CX-P2 | | | | | | | | | | |
| MPPT A1 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 998,00 V | SI |
| MPPT A2 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 998,00 V | SI |
| MPPT B1 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 998,00 V | SI |
| MPPT B2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT C1 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 998,00 V | SI |
| MPPT C2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT D1 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 998,00 V | SI |
| MPPT D2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT E1 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 998,00 V | SI |
| MPPT E2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT F1 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 998,00 V | SI |
| MPPT F2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPP G1 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 998,00 V | SI |
| MPPT G2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT H1 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 998,00 V | SI |
| MPPT H2 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 998,00 V | SI |
| MPPT I1 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 623,75 V | SI |
| MPPT I2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT J1 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1060,38 V | SI |
| MPPT J2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT K1 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1060,38 V | SI |

| | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|---------|-------|---------|-----------|---------|------------------|-----------|--------|-----------|-----------|
| MPPT K2 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1060,38 V | SI |
| MPPT L1 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1060,38 V | SI |
| MPPT L2 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1060,38 V | SI |
| Entrada | I_B | I_n | I_Z | C1 | I_2 | $1,45 \cdot I_Z$ | C2 | V_n | $1,25V_B$ | C3 |
| INVERSOR 4- SUNGROW SG50CX-P2 | | | | | | | | | | |
| MPPT A1 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1060,38 V | SI |
| MPPT A2 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1060,38 V | SI |
| MPPT B1 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 998,00 V | SI |
| MPPT B2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MPPT C1 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1060,38 V | SI |
| MPPT C2 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 1060,38 V | SI |
| MPPT D1 | 13,11 A | 15 A | 41,85 A | SI | 28,50 A | 60,68 V | SI | 1500 V | 998,00 V | SI |
| MPPT D2 | 13,11 A | 15 A | 32,55 A | SI | 28,50 A | 47,20 V | SI | 1500 V | 1060,38 V | SI |

Tabla 62: Cumplimiento de los criterios para la selección de fusibles. Fuente: Elaboración Propia.

9.5 Protecciones AC

9.5.1 Interruptores magnetotérmicos

El tramo de alterna quedará protegido mediante un interruptor magnetotérmico en cada salida de los inversores y un interruptor magnetotérmico a la salida de cada embarrado.

La norma UNE 20-460 (parte 4-43) establece los siguientes dos criterios para verificar la protección frente a sobrecargas. Se considera que un dispositivo de protección protege de modo efectivo a un conductor si se verifican las dos siguientes condiciones:

C1. La corriente nominal del PIA I_n debe ser mayor o igual a la intensidad nominal de funcionamiento del circuito I_B y menor o igual a la intensidad nominal del cableado en que se encuentre I_Z

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

C2. El poder de corte del dispositivo de protección PdC debe ser mayor que la corriente de cortocircuito prevista en el punto donde está instalado I_{cc} .

A continuación, se muestran las características de los interruptores magnetotérmicos empleados a la salida de cada inversor fotovoltaico:

| INVERSOR | L_{AC} | S_{AC} | I_B | I_n | I_Z | C1 | I_{SC} | PdC | C2 |
|--------------------|----------|---------------------|----------|-------|-------|----|----------|-------|----|
| 350HX | 15 m | 185 mm ² | 254,00 A | 300A | 364 A | SI | 254 A | 36kA | SI |
| 350HX | 15 m | 185 mm ² | 254,00 A | 300A | 364 A | SI | 254 A | 36kA | SI |
| 125CX-P2 | 15 m | 95 mm ² | 181,10 A | 200 A | 236 A | SI | 181,10 A | 36kA | SI |
| 50CX-P2 | 15 m | 35 mm ² | 72,50 A | 80 A | 121 A | SI | 83,60 A | 36kA | SI |
| EMBARRADO 1 | 5 m | 335 mm ² | 508,00 A | 630 A | 681 A | SI | 508 A | 36kA | SI |
| EMBARRADO 2 | 5 m | 185 mm ² | 253,60 A | 300 A | 364 A | SI | 264,70 A | 36kA | SI |

Tabla 63: Comprobación del cumplimiento de los criterios de selección de los diferentes interruptores automáticos. Fuente: Elaboración propia.

9.5.2 Interruptores diferenciales

Siguiendo las normas establecidas en el Reglamento electrotécnico de baja tensión ITC-BT- y la norma UNE 20.460 se establece que los interruptores diferenciales tendrán una intensidad diferencial máxima $I_{\Delta n}$ de 300 mA. Asimismo, para que el dispositivo de protección diferencial este a su vez protegido por el interruptor magnetotérmico, este se colocará aguas abajo del mismo y deberá tener una corriente nominal igual o superior a la del magnetotérmico. Esto resulta:

| INVERSOR | $I_{\Delta n}$ | I_n |
|----------|----------------|-------|
| 350HX | 300mA | 300A |
| 350HX | 300mA | 300A |
| 125CX-P2 | 300mA | 200 A |
| 50CX-P2 | 300mA | 80 A |

Tabla 64: Selección de los interruptores diferenciales. Fuente: Elaboración propia.

9.6 Instalación puesta a tierra

Los cálculos asociados a la conexión a tierra de las diferentes masas metálicas de la instalación fotovoltaica hacen referencia al cálculo de las secciones de los conductores asociados a dicha conexión ya que como se ha indicado en la memoria del proyecto, todas las masas se conectarán a la actual tierra de la instalación no siendo por tanto necesario dicho cálculo.

La sección de los conductores de protección será la indicada a través de la siguiente tabla:

| Sección de los conductores de fase de la instalación S | Sección mínima de los conductores de protección S_p |
|--|---|
| $S \leq 16$ | $S_p = S$ |
| $16 < S \leq 35$ | $S_p = 16$ |
| $S > 35$ | $S_p = S/2$ |

Tabla 65: Selección del conductor a tierra. Fuente: Elaboración propia.

Si la aplicación de la tabla conduce a valores no normalizados, se han de utilizar conductores que tengan la sección normalizada superior más próxima.

Los valores de la tabla solo son válidos en el caso de que los conductores de protección hayan sido fabricados del mismo material que los conductores activos; de no ser así, las secciones de los conductores de protección se determinarán de forma que presenten una conductividad equivalente a la que resulta aplicando dicha tabla.

Cuando el conductor de protección sea común a varios circuitos, la sección de ese conductor debe dimensionarse en función de la mayor sección de los conductores de fase.

Para el dimensionamiento de las diferentes conducciones a tierra, se realiza la siguiente subdivisión en función de las diferentes partes de la instalación fotovoltaica que son conectadas a tierra:

| INVERSOR | S_{TIERRA} |
|--------------------|--------------------------------|
| 350HX | 95 mm ² |
| 350HX | 95 mm ² |
| 125CX-P2 | 50 mm ² |
| 50CX-P2 | 16 mm ² |
| EMBARRADO 1 | 185 mm ² |
| EMBARRADO 2 | 95 mm ² |
| Paneles | 10 mm ² |

Tabla 66: Selección del cableado a tierra. Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO 10 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

En este capítulo, se llevará a cabo un análisis exhaustivo de los aspectos económicos del proyecto fotovoltaico. Esto implica la evaluación de la viabilidad financiera del mismo mediante el cálculo de dos indicadores clave: el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Además, se calculará el periodo de retorno de la inversión.

Valor Actual Neto (VAN): El VAN es un indicador financiero que mide la rentabilidad de una inversión a lo largo del tiempo. Se calcula comparando los flujos de efectivo generados por el proyecto (ingresos y egresos) con la tasa de descuento utilizada. Un VAN positivo indica que el proyecto generará un flujo de efectivo positivo, lo que sugiere que es una inversión rentable.

Tasa Interna de Retorno (TIR): La TIR es el porcentaje de rendimiento anual que se espera de un proyecto. Es la tasa a la cual el VAN se vuelve igual a cero, lo que significa que los ingresos futuros compensan la inversión inicial. Una TIR alta generalmente indica una inversión atractiva.

Junto con estos indicadores financieros, se evaluarán otros aspectos económicos fundamentales, como los gastos operativos y los costos de mantenimiento a lo largo de la vida útil del sistema. Este análisis económico completo ofrecerá una perspectiva integral de la rentabilidad del proyecto y la recuperación de la inversión a lo largo del tiempo, facilitando así la toma de decisiones informadas acerca de la ejecución del proyecto fotovoltaico.

10.1 Contexto económico en España

Para situarnos y tener un conocimiento sobre el valor actual de la energía en España es importante mostrar la variación de este precio a lo largo de la última década. El coste energético en España ha variado a lo largo de la última década, en la ilustración siguiente se muestra la variación desde el año 2009 hasta el 2022, observándose un claro aumento de este en los dos últimos años.

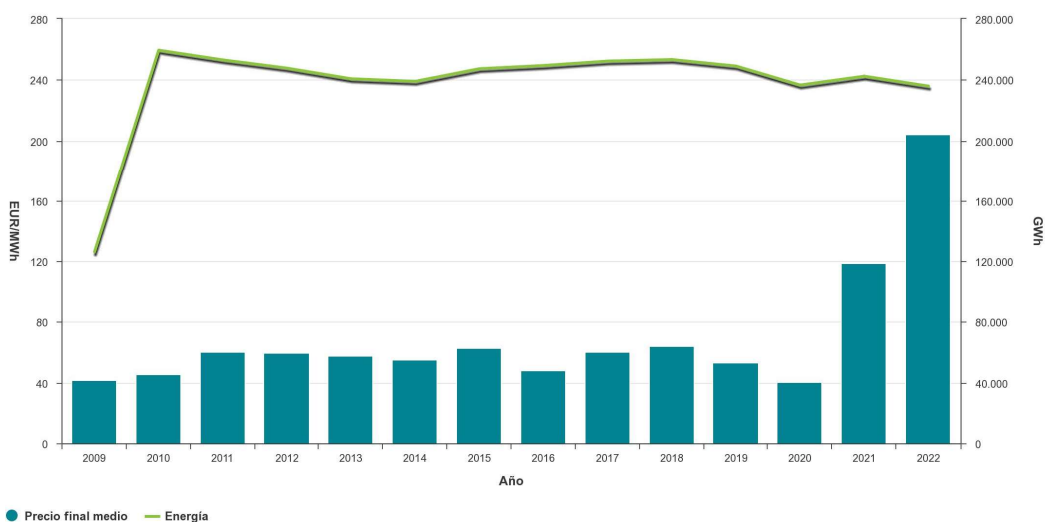


Ilustración 35: Precio final anual de la demanda nacional. Fuente: Omie

Se muestra a continuación el precio que paga la empresa por consumir energía en cada periodo.

| Periodo | P1 | P2 | P3 | P4 | P5 | P6 |
|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| €/KWh | 0,186638 | 0,166820 | 0,143061 | 0,132089 | 0,107970 | 0,121635 |

Tabla 67: Coste energético de la empresa. Factura eléctrica empresa

Cómo se observa en la tabla 67 el coste energético medio que paga la empresa es de 0,143035 €/KWh, siendo el mínimo de 0,107970€/KWh durante el periodo 5 y el máximo de 0,186638€/KWh durante el periodo 1

Se han planteado diversos escenarios de cara a estudiar la viabilidad del proyecto. Estos escenarios contemplan variabilidad en el precio de la energía y en la forma de financiación del proyecto, además se ha estudiado la viabilidad económica con 3 tasas de descuento diferente.

10.2 Formas de financiación

Se estudian dos formas diferentes de afrontar la financiación del proyecto, mediante una subvención o mediante un préstamo.

10.2.1 Subvención

En primer lugar, se plantea como forma de financiación una subvención por parte del gobierno. Para conocer cuanto porcentaje se consigue ahorrar el cliente mostramos la siguiente ilustración.

| Actuaciones | Coste unitario de la instalación de referencia (Cuf) (€/kW) | Coste subvencionable unitario máximo (€/kW) | % ayuda gran empresa Ayuda (aplicable sobre coste subvencionable) | % ayuda mediana empresa Ayuda (aplicable sobre coste subvencionable) | % ayuda pequeña empresa Ayuda (aplicable sobre coste subvencionable) |
|--|---|---|---|--|--|
| Instalación Fotovoltaica autoconsumo Potencia (100 kWp < P ≤ 1.000 kWp). | – | 749 | 15 % | 25 % | 35 % |
| Instalación Fotovoltaica autoconsumo (10 kWp < P ≤ 100 kWp). | – | 910 | 15 % | 25 % | 35 % |
| Instalación Fotovoltaica autoconsumo (P ≤ 10kWp). | – | 1.188 | 15 % | 25 % | 45 % |
| Instalación eólica (500 kW < P ≤ 5.000 kW) para autoconsumo. | 258 | 1.070 | 20 % | 30 % | 40 % |
| Instalación eólica (20 kW < P ≤ 500 kW) para autoconsumo. | 129 | 3.072 | 30 % | 40 % | 50 % |
| Instalación eólica (P ≤ 20 kW) para autoconsumo. | 86 | 4.723 | 30 % | 40 % | 50 % |

Ilustración 36: Porcentaje de ayuda subvencionable para instalaciones fotovoltaicas. Fuente: Real Decreto 477/2021, de 29 de junio.

Esta instalación se encuentra en la actuación “Instalación Fotovoltaica autoconsumo Potencia (100 kWp < P ≤ 1.000 kWp)” ya que el cliente es Unibail Rodamco que cuenta con 1500 empleados. Por lo tanto, entrando en la ilustración 36 en el apartado de gran empresa, se observa que el porcentaje de ayuda es del 15 % sobre el Precio de Ejecución del Material (PEM). Es decir, costes como el IVA, beneficio industrial o gastos asociados a los trámites administrativos no se tienen en cuenta para la subvención.

Tomando un 15% del PEM mostrado en el presupuesto, se obtiene una ayuda subvencionada de:

$$372.637,36€ \times 0,15 = 55.895,60€$$

10.2.2 Préstamo

La segunda forma de afrontar el pago que se plantea es mediante un préstamo de fondos. Esta herramienta permite a la empresa adquirir el coste de la instalación sin realizar de un solo pago el coste del proyecto total. Mediante esta herramienta, es el banco quien aporta la inversión inicial. El inconveniente del préstamo es que como la instalación pasa a ser propiedad del banco, no es

posible y por lo tanto incompatible optar a la subvención descrita en el apartado anterior.

Por otro lado, es importante conocer el interés que el banco aplicará dependiendo de los años previstos para la devolución del préstamo. Una serie de intereses que provocarán que la inversión final crezca.

Del coste de la instalación, el cliente asume un 20% y el 80% restante lo aporta el banco concediéndole un préstamo. Suponemos un interés del 6%, siendo este razonable dada la magnitud de la instalación, para un periodo de devolución de 6 años. Este interés genera un crecimiento de la deuda en 25.754,91€ y una deuda total de 455.003, 33€. La inversión inicial asciende a 107.312,11€.

10.3 Hipótesis de cálculo

Las hipótesis en el cálculo de la viabilidad del proyecto en ambas formas de financiación son:

Precio de la electricidad: Como se ha comentado anteriormente se barajan dos posibles escenarios con precios diferentes. En el primer escenario se fija el precio de la electricidad en 0,143035 €/KWh, 0,107970€/KWh y 0,186638€/KWh, siendo estos la media anual y el máximo y mínimo de los periodos. Sabemos que el coste energético no puede ser inferior a los 0,10797€/KWh y superior de 0,186638€/KWh ya que son los periodos de mínimo y máximo coste y los estamos utilizando como coste promedio anual

En un segundo escenario se realiza una suposición con un precio que se incrementa en un 1,85% anual extraído en base a la evolución del IPC en España en la última década. Se realizará el mismo estudio aumentando en un 1,85% el precio de la electricidad para los valores de 0,143035 €/KWh, 0,186638€/KWh y de 0,107970€/KWh.

Reducción rendimiento del panel: La vida de los módulos fotovoltaicos es de 25 a 30 años. Durante estos años, el panel pierde eficiencia debido a la degradación que sufre por los diferentes efectos meteorológicos. De la ficha técnica del panel anexada, se observa que JASOLAR fija en un 0,55% la degradación anual del panel en una línea temporal de 25 años.

Tasas de descuento: El cálculo del VAN se realizará fijando diversas tasas de descuento. La tasa de descuento es un porcentaje que se utiliza para descontar los flujos de efectivo futuros a su valor presente, refleja el costo de oportunidad del dinero. Se fijan en un 4%,5% y 6% para el estudio de viabilidad del proyecto.

10.4 Calculo subvención

10.4.1 Precio energético fijo

Para este análisis se fija el precio de la electricidad en 0,143035 €/KWh y se plantea como solución un pago proveniente directamente por parte del cliente.

El coste subvencionado de 372.637,36€ € x 0,15 = 55.895,60€

Quedando así una inversión inicial de 480.574,93 €.

Se procede a explicar la tabla 68.

Los ahorros se obtienen del producto entre la energía autoconsumida y que por tanto no tiene que pagar el cliente y el precio de la luz. Es decir, en el primer año:

$$1.109.986,72KWh \times 0,143035 \frac{\text{€}}{KWh} = 158.766,95\text{€}$$

El Flujo de Caja No Actualizado se obtiene de sumar los gastos por mantenimiento e ingresos generados anualmente. En el primer año se calcula como:

$$\begin{aligned} & -\text{Coste mantenimiento} + \text{Ingresos} \\ & -4.995,71 + 158.766,95\text{€} = 147.501,29\text{€} \end{aligned}$$

Se fija un coste de mantenimiento en 1% anual del coste total de la instalación sin aplicar la financiación.

Finalmente, el flujo de Caja Actualizado se calcula como:

$$\frac{\text{Flujo Caja No Actualizado}}{(1 + i_t)^n}$$

Siendo i_t la tasa de descuento fijada en este caso en un 4% y n el año.

Se muestra a continuación los cálculos de los flujos de caja generados anualmente.

| Año | Autoconsumo (KW*h) | Inversión | Ingresos | Flujo Caja No Actualizado | Flujo Caja Actualizado |
|-----|--------------------|-------------|-------------|---------------------------|------------------------|
| 0 | | 480.574,93€ | | | |
| 1 | 1.109.986,72 | | 158.766,95€ | 153.401,35 € | 147.501,29 € |
| 2 | 1.103.881,79 | | 157.893,73€ | 152.528,13 € | 141.020,83 € |
| 3 | 1.097.810,44 | | 157.025,32€ | 151.659,71 € | 134.824,93 € |
| 4 | 1.091.772,49 | | 156.161,68€ | 150.796,07 € | 128.901,11 € |

| | | | | | |
|----|--------------|--|-------------|--------------|--------------|
| 5 | 1.085.767,74 | | 155.302,79€ | 149.937,18 € | 123.237,44 € |
| 6 | 1.079.796,02 | | 154.448,62€ | 149.083,02 € | 117.822,47 € |
| 7 | 1.073.857,14 | | 153.599,16€ | 148.233,55 € | 112.645,32 € |
| 8 | 1.067.950,92 | | 152.754,36€ | 147.388,75 € | 107.695,52 € |
| 9 | 1.067.950,92 | | 152.754,36€ | 147.388,75 € | 103.553,38 € |
| 10 | 1.062.077,19 | | 151.914,21€ | 146.548,61 € | 99.002,99 € |
| 11 | 1.056.235,77 | | 151.078,68€ | 145.713,08 € | 94.652,44 € |
| 12 | 1.050.426,47 | | 150.247,75€ | 144.882,15 € | 90.492,96 € |
| 13 | 1.050.426,47 | | 150.247,75€ | 144.882,15 € | 87.012,46 € |
| 14 | 1.044.649,13 | | 149.421,39€ | 144.055,78 € | 83.188,62 € |
| 15 | 1.038.903,56 | | 148.599,57€ | 143.233,96 € | 79.532,74 € |
| 16 | 1.033.189,59 | | 147.782,27€ | 142.416,67 € | 76.037,42 € |
| 17 | 1.033.189,59 | | 147.782,27€ | 142.416,67 € | 73.112,91 € |
| 18 | 1.027.507,04 | | 146.969,47€ | 141.603,86 € | 69.899,65 € |
| 19 | 1.021.855,75 | | 146.161,14€ | 140.795,53 € | 66.827,53 € |
| 20 | 1.016.235,55 | | 145.357,25€ | 139.991,65 € | 63.890,36 € |
| 21 | 1.016.235,55 | | 145.357,25€ | 139.991,65 € | 61.433,04 € |
| 22 | 1.010.646,25 | | 144.557,79€ | 139.192,18 € | 58.732,89 € |
| 23 | 1.005.087,70 | | 143.762,72€ | 138.397,11 € | 56.151,35 € |
| 24 | 999.559,72 | | 142.972,02€ | 137.606,42 € | 53.683,22 € |
| 25 | 994.062,14 | | 142.185,68€ | 136.820,07 € | 51.323,51 € |

Tabla 68: flujos de caja un coste energético fijo y mediante una financiación por medio de subvención.

Fuente: Elaboración propia

Esta misma hipótesis se ha calculado con una tasa de descuento del 5%,6%. En todas las suposiciones se ha calculado el VAN, el TIR y el periodo de retorno de la inversión. Donde:

Si el VAN > 0, el proyecto será rentable

SI el VAN=0, el proyecto no genera beneficio

Si el VAN < 0, el proyecto no genera beneficios suficientes para hacer frente a los gastos generados, por lo que el proyecto no será rentable.

La ecuación del VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + i_t)^t} - I_o$$

Donde:

- F_t es el flujo de caja de cada periodo
- i_t es la tasa de descuento.
- I_o es la inversión inicial.

Por otro lado, el TIR al igual que el VAN, determinará si el proyecto es rentable:

- Si TIR > i_t , el proyecto será rentable.
- Si TIR = i_t , el proyecto no genera beneficios ni pérdidas.

- Si $TIR < i_t$, el projecte no serà rentable dada la insuficiència de generació de ingressos suficients per cobrir els gats econòmics.

Que el TIR sea superior a la tasa de descuento supone que el proyecto debería generar un retorno por encima de lo esperado.

Se calcula como:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} - I_o = 0$$

Se muestran los resultados obtenidos.

| Precio eléctrico fijado anualmente en 0,10797€/KWh | | |
|--|---------------|--------|
| Tasa descuento | VAN | TIR |
| 4% | 1.221.577,47€ | 18,43% |
| 5% | 1.058.400,18€ | 17,31% |
| 6% | 918.207,23€ | 16,20% |
| Precio eléctrico fijado anualmente en 0,143035€/KWh | | |
| Tasa descuento | VAN | TIR |
| 4% | 1.801.601,45€ | 26,29% |
| 5% | 1.582.766,82€ | 25,09% |
| 6% | 1.394.760,16€ | 23,91% |
| Precio eléctrico fijado anualmente en 0,186638€/KWh | | |
| Tasa descuento | VAN | TIR |
| 4% | 2.522.855,80€ | 35,99% |
| 5% | 2.234.811,85€ | 34,70% |
| 6% | 1.987.349,29€ | 33,43% |

Tabla 69: Resultados obtenidos del estudio de viabilidad económica dado un coste energético fijo y mediante una financiación por media de subvención. Fuente: Elaboración propia

Una vez que la instalación esté operativa y conectada, el cliente experimentará un beneficio significativo, ya que el ahorro generado superará cualquier aumento en el costo de la electricidad. La diferencia entre un precio medio anual fijo de 0,10797€/KWh y 0,186638€/KWh es sustancial. En el peor escenario, con una tasa de descuento del 6% y un precio promedio anual de electricidad establecido en 0,10797€/KWh, el retorno de la inversión inicial se producirá en menos de 5 años, resultando la Tasa Interna de Retorno ($TIR > i_t$) y el Valor Actual Neto ($VAN > 0$). Esto demuestra la solidez financiera del proyecto y su capacidad para generar ganancias a largo plazo.

10.4.2 Precio energético variable

En esta hipótesis se estudia la viabilidad con un aumento del 1,85% del coste energético anual. Se muestran los resultados obtenidos para una tasa de descuento del 4% y un precio energético promedio anual de 0,143035€/KWh.

| Año | Autoconsumo (KW*h) | Inversión | Ingresos | Flujo Caja No Actualizado | Flujo Caja Actualizado |
|-----|--------------------|-------------|------------|---------------------------|------------------------|
| 0 | | 480.574,93€ | | | |
| 1 | 1.109.986,72 | | 158.766,95 | 153.771,24 € | 147.856,96 € |
| 2 | 1.103.881,79 | | 160.814,77 | 155.819,05 € | 144.063,47 € |
| 3 | 1.097.810,44 | | 162.889,00 | 157.893,28 € | 140.366,55 € |
| 4 | 1.091.772,49 | | 164.989,98 | 159.994,26 € | 136.763,77 € |
| 5 | 1.085.767,74 | | 167.118,06 | 162.122,35 € | 133.252,75 € |
| 6 | 1.079.796,02 | | 169.273,59 | 164.277,88 € | 129.831,19 € |
| 7 | 1.073.857,14 | | 171.456,92 | 166.461,21 € | 126.496,84 € |
| 8 | 1.067.950,92 | | 173.668,42 | 168.672,70 € | 123.247,49 € |
| 9 | 1.067.950,92 | | 176.881,28 | 171.885,57 € | 120.764,52 € |
| 10 | 1.062.077,19 | | 179.162,74 | 174.167,03 € | 117.661,00 € |
| 11 | 1.056.235,77 | | 181.473,63 | 176.477,91 € | 114.636,69 € |
| 12 | 1.050.426,47 | | 183.814,32 | 178.818,61 € | 111.689,57 € |
| 13 | 1.050.426,47 | | 187.214,89 | 182.219,17 € | 109.436,11 € |
| 14 | 1.044.649,13 | | 189.629,63 | 184.633,92 € | 106.621,49 € |
| 15 | 1.038.903,56 | | 192.075,52 | 187.079,81 € | 103.878,78 € |
| 16 | 1.033.189,59 | | 194.552,96 | 189.557,24 € | 101.206,16 € |
| 17 | 1.033.189,59 | | 198.152,19 | 193.156,47 € | 99.161,37 € |
| 18 | 1.027.507,04 | | 200.708,01 | 195.712,29 € | 96.609,09 € |
| 19 | 1.021.855,75 | | 203.296,79 | 198.301,07 € | 94.122,10 € |
| 20 | 1.016.235,55 | | 205.918,96 | 200.923,25 € | 91.698,75 € |
| 21 | 1.016.235,55 | | 209.728,46 | 204.732,75 € | 89.843,61 € |
| 22 | 1.010.646,25 | | 212.433,59 | 207.437,88 € | 87.529,53 € |
| 23 | 1.005.087,70 | | 215.173,61 | 210.177,90 € | 85.274,71 € |
| 24 | 999.559,72 | | 217.948,98 | 212.953,26 € | 83.077,64 € |
| 25 | 994.062,14 | | 220.760,14 | 215.764,42 € | 80.936,86 € |

Tabla 70: Flujos de caja dado un coste energético variable y mediante una financiación por medio de subvención. Fuente: Elaboración propia

De la misma manera que en el apartado anterior, se ha estudiado suponiendo una tasa de descuento del 4%, 5% y del 6% y suponiendo además un precio energético promedio anual inicial tanto de 0,10797€/KWh y de 0,186638€/KWh.

| Precio eléctrico fijado anualmente en 0,10797€/KWh | | |
|--|---------------|--------|
| Tasa descuento | VAN | TIR |
| 4% | 1.589.998,84€ | 20,27% |
| 5% | 1.374.599,12€ | 19,12% |
| 6% | 1.190.891,58€ | 18,00% |

| Precio eléctrico fijado anualmente en 0,143035€/KWh | | |
|--|----------------|---------|
| Tasa descuento | VAN | TIR |
| 4% | 2.289.673,60€ | 28,12% |
| 5% | 2.001.656,47€ | 26,90% |
| 6% | 1.756.003,16€ | 25,70% |
| Precio eléctrico fijado anualmente en 0,186638€/KWh | | |
| Tasa descuento | VAN | TIR |
| 4% | 3.159.712,64€ | 37,815% |
| 5% | 22.781.396,44€ | 36,50% |
| 6% | 2.458.714,13€ | 35,21% |

Tabla 71: Resultados obtenidos del estudio de viabilidad económica dado un coste energético variable y mediante una financiación por medio de subvención. Fuente: Elaboración propia

Se observa que el proyecto es rentable en todos los casos ya que el $VAN > 0$ y el $TIR > i_t$. Además se observa que un aumento en el precio de la luz supone un beneficio en los ahorros futuros. Esto se refleja en un VAN más elevado en comparación con la suposición de un costo energético anual constante a lo largo del tiempo.

10.5 Financiación vía préstamo

10.5.1 Precio energético fijo

Para calcular en cuantos años se debe financiar la instalación, la deuda debe ser inferior al “beneficio” anual de la instalación para que se pague sola. Realmente no son beneficios sino más bien ahorros por parte de la empresa. Para un periodo de 6 años la deuda anual asciende a 75.833,89€ siendo menor que los ahorros energéticos de los primeros 6 años. La inversión inicial es de 107.312,11€ correspondientes al 20% del coste total (536.560,53€) de la instalación.

Se muestran los flujos de caja obtenidos, cómo ejemplo aquí se ha supuesto un precio energético fijo de 0,143035€/KWh y una tasa de descuento del 4%. El coste de mantenimiento es igual que en los apartados anteriores.

| Año | Autoconsumo (KW*h) | Inversión | Ingresos | Flujo Caja No Actualizado | Flujo Caja Actualizado |
|-----|--------------------|-------------|--------------|---------------------------|------------------------|
| 0 | | 107.312,11€ | | | |
| 1 | 1.109.986,72 | 75.833,89 € | 158.766,95 € | 77.567,46 € | 74.584,09 € |
| 2 | 1.103.881,79 | 75.833,89 € | 157.893,73 € | 76.694,24 € | 70.908,13 € |
| 3 | 1.097.810,44 | 75.833,89 € | 157.025,32 € | 75.825,82 € | 67.408,88 € |
| 4 | 1.091.772,49 | 75.833,89 € | 156.161,68 € | 74.962,18 € | 64.077,99 € |
| 5 | 1.085.767,74 | 75.833,89 € | 155.302,79 € | 74.103,29 € | 60.907,51 € |
| 6 | 1.079.796,02 | 75.833,89 € | 154.448,62 € | 73.249,13 € | 57.889,85 € |
| 7 | 1.073.857,14 | | 153.599,16 € | 148.233,55 € | 112.645,32 € |

| | | | | | |
|----|--------------|--|--------------|--------------|--------------|
| 8 | 1.067.950,92 | | 152.754,36 € | 147.388,75 € | 107.695,52 € |
| 9 | 1.067.950,92 | | 152.754,36 € | 147.388,75 € | 103.553,38 € |
| 10 | 1.062.077,19 | | 151.914,21 € | 146.548,61 € | 99.002,99 € |
| 11 | 1.056.235,77 | | 151.078,68 € | 145.713,08 € | 94.652,44 € |
| 12 | 1.050.426,47 | | 150.247,75 € | 144.882,15 € | 90.492,96 € |
| 13 | 1.050.426,47 | | 150.247,75 € | 144.882,15 € | 87.012,46 € |
| 14 | 1.044.649,13 | | 149.421,39 € | 144.055,78 € | 83.188,62 € |
| 15 | 1.038.903,56 | | 148.599,57 € | 143.233,96 € | 79.532,74 € |
| 16 | 1.033.189,59 | | 147.782,27 € | 142.416,67 € | 76.037,42 € |
| 17 | 1.033.189,59 | | 147.782,27 € | 142.416,67 € | 73.112,91 € |
| 18 | 1.027.507,04 | | 146.969,47 € | 141.603,86 € | 69.899,65 € |
| 19 | 1.021.855,75 | | 146.161,14 € | 140.795,53 € | 66.827,53 € |
| 20 | 1.016.235,55 | | 145.357,25 € | 139.991,65 € | 63.890,36 € |
| 21 | 1.016.235,55 | | 145.357,25 € | 139.991,65 € | 61.433,04 € |
| 22 | 1.010.646,25 | | 144.557,79 € | 139.192,18 € | 58.732,89 € |
| 23 | 1.005.087,70 | | 143.762,72 € | 138.397,11 € | 56.151,35 € |
| 24 | 999.559,72 | | 142.972,02 € | 137.606,42 € | 53.683,22 € |
| 25 | 994.062,14 | | 142.185,68 € | 136.820,07 € | 51.323,51 € |

Tabla 72: Flujos de caja dado un coste energético fijo y mediante una financiación por medio de préstamo. Fuente: Elaboración propia

De la misma manera que en el apartado anterior, se ha estudiado suponiendo una tasa de descuento del 4%,5% y del 6%.

| Precio eléctrico fijado anualmente en 0,10797€/KWh | | |
|--|---------------|---------|
| Tasa descuento | VAN | TIR |
| 4% | 1.197.308,67€ | 37,43% |
| 5% | 1.046.753,54€ | 36,12% |
| 6% | 918.570,23€ | 34,83% |
| Precio eléctrico fijado anualmente en 0,143035€/KWh | | |
| Tasa descuento | VAN | TIR |
| 4% | 1.777.332,66€ | 67,08% |
| 5% | 1.571.120,18€ | 65,49% |
| 6% | 1.395.123,16€ | 63,93% |
| Precio eléctrico fijado anualmente en 0,186638€/KWh | | |
| Tasa descuento | VAN | TIR |
| 4% | 2.498.587,06€ | 108,80% |
| 5% | 2.223.165,21€ | 106,82% |
| 6% | 1.987.712,29€ | 104,87% |

Tabla 73: Resultados obtenidos del estudio de viabilidad económica dado un coste energético fijo y mediante una financiación por medio de préstamo. Fuente: Elaboración propia

Para un precio fijado anualmente de 0,186638€/KWh el TIR >100%, esto se debe a que el flujo de caja actualizado del año 1 es mayor a la inversión inicial. Como el VAN resulta superior a 0 para todos los casos y el TIR > tasa de descuento fijada en cada caso se concluye que la inversión es fiable y segura.

10.5.2 Precio energético variable

Se muestran los flujos de caja obtenidos, como ejemplo aquí se ha supuesto un aumento en el precio de la electricidad en un 1,85% anual y un interés del 4% y un precio promedio de luz anual de 0,143035€/KWh. El coste de mantenimiento es igual que en todos los demás apartados, siendo este de un 1% de la inversión del proyecto, sin tener en cuenta la deuda generada por el préstamo.

| Año | Autoconsumo (KW*h) | Inversión | Ingresos | Flujo Caja No Actualizado | Flujo Caja Actualizado |
|-----|--------------------|-------------|--------------|---------------------------|------------------------|
| 0 | | 107.312,11€ | | | |
| 1 | 1.109.986,72 | 75.833,89 € | 158.766,95 € | 77.567,46 € | 74.584,09 € |
| 2 | 1.103.881,79 | 75.833,89 € | 160.814,77 € | 79.615,27 € | 73.608,80 € |
| 3 | 1.097.810,44 | 75.833,89 € | 162.889,00 € | 81.689,50 € | 72.621,67 € |
| 4 | 1.091.772,49 | 75.833,89 € | 164.989,98 € | 83.790,48 € | 71.624,46 € |
| 5 | 1.085.767,74 | 75.833,89 € | 167.118,06 € | 85.918,57 € | 70.618,80 € |
| 6 | 1.079.796,02 | 75.833,89 € | 169.273,59 € | 88.074,10 € | 69.606,24 € |
| 7 | 1.073.857,14 | | 171.456,92 € | 166.091,32 € | 126.215,75 € |
| 8 | 1.067.950,92 | | 173.668,42 € | 168.302,81 € | 122.977,22 € |
| 9 | 1.067.950,92 | | 176.881,28 € | 171.515,68 € | 120.504,64 € |
| 10 | 1.062.077,19 | | 179.162,74 € | 173.797,14 € | 117.411,12 € |
| 11 | 1.056.235,77 | | 181.473,63 € | 176.108,02 € | 114.396,41 € |
| 12 | 1.050.426,47 | | 183.814,32 € | 178.448,72 € | 111.458,54 € |
| 13 | 1.050.426,47 | | 187.214,89 € | 181.849,28 € | 109.213,97 € |
| 14 | 1.044.649,13 | | 189.629,63 € | 184.264,03 € | 106.407,88 € |
| 15 | 1.038.903,56 | | 192.075,52 € | 186.709,92 € | 103.673,39 € |
| 16 | 1.033.189,59 | | 194.552,96 € | 189.187,35 € | 101.008,67 € |
| 17 | 1.033.189,59 | | 198.152,19 € | 192.786,58 € | 98.971,47 € |
| 18 | 1.027.507,04 | | 200.708,01 € | 195.342,40 € | 96.426,50 € |
| 19 | 1.021.855,75 | | 203.296,79 € | 197.931,18 € | 93.946,54 € |
| 20 | 1.016.235,55 | | 205.918,96 € | 200.553,35 € | 91.529,93 € |
| 21 | 1.016.235,55 | | 209.728,46 € | 204.362,86 € | 89.681,29 € |
| 22 | 1.010.646,25 | | 212.433,59 € | 207.067,99 € | 87.373,45 € |
| 23 | 1.005.087,70 | | 215.173,61 € | 209.808,01 € | 85.124,63 € |
| 24 | 999.559,72 | | 217.948,98 € | 212.583,37 € | 82.933,34 € |
| 25 | 994.062,14 | | 220.760,14 € | 215.394,53 € | 80.798,11 € |

Tabla 74: Flujos de caja dado un coste energético fijo y mediante una financiación por medio de préstamo. Fuente: Elaboración propia

Se muestra a continuación los resultados obtenidos para las diferentes hipótesis planteadas.

| Precio eléctrico variable anualmente en 0,10797€/KWh | | |
|--|---------------|---------|
| Tasa descuento | VAN | TIR |
| 4% | 3.051.481,89€ | 77,70% |
| 5% | 2.686.587,48€ | 76,10% |
| 6% | 2.376.699,37€ | 74,35% |
| Precio eléctrico variable anualmente en 0,143035€/KWh | | |
| Tasa descuento | VAN | TIR |
| 4% | 3.088.906,58€ | 91,05% |
| 5% | 2.723.655,75€ | 89,23% |
| 6% | 2.413.417,94€ | 87,44% |
| Precio eléctrico variable anualmente en 0,186638€/KWh | | |
| Tasa descuento | VAN | TIR |
| 4% | 3.135.443,84€ | 111,64% |
| 5% | 2.769.749,80€ | 109,62% |
| 6% | 2.459.077,13€ | 107,64% |

Tabla 75: Resultados obtenidos del estudio de viabilidad económica dado un coste energético variable y mediante una financiación por medio de préstamo. Fuente: Elaboración propia

Se observa en esta suposición un resultado favorable dado que el VAN > 0 y el TIR > tasa de descuento.

Para una mejor visión de los resultados expuestos, se presenta en modo de resumen una tabla donde muestra el VAN y el TIR de todas las hipótesis planteadas.

| 0,107970€/KWh | SUBVENCIÓN | | | PRÉSTAMO | | |
|-------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| | 4% | 5% | 6% | 4% | 5% | 6% |
| Tasa de descuento | | | | | | |
| Precio energía fijo | 1.221.577,47€ 18,43% | 1.058.400,18€ 17,31% | 918.207,23€ 16,20% | 1.197.308,67€ 37,43% | 1.046.753,54€ 36,12% | 918.570,23€ 34,83% |
| Precio energía variable | 1.589.998,84€ 20,27% | 1.374.599,12€ 19,12% | 1.190.891,58€ 18,00% | 3.051.481,89€ 77,70% | 2.686.587,48€ 76,10% | 2.376.699,37€ 74,35% |
| 0,143035€/KWh | 4% | 5% | 6% | 4% | 5% | 6% |
| Precio energía fijo | 1.801.601,45€ 26,29% | 1.582.766,82€ 25,09% | 1.394.760,16€ 23,91% | 1.777.332,66€ 67,08% | 1.571.120,18€ 65,49% | 1.395.123,16€ 63,93% |
| Precio energía variable | 2.289.673,60€ 28,12% | 2.001.656,47€ 26,90% | 1.756.003,16€ 25,70% | 3.088.906,58€ 91,05% | 2.723.655,75€ 89,23% | 2.413.417,94€ 87,44% |
| 0,186638€/KWh | 4% | 5% | 6% | 4% | 5% | 6% |
| Precio energía fijo | 2.522.855,80€ 35,990% | 2.234.811,85€ 34,700% | 1.987.349,29€ 33,430% | 2.498.587,06€ 108,80% | 2.223.165,21€ 106,82% | 1.987.712,29€ 104,87% |
| Precio energía variable | 3.159.712,64€ 37,815% | 2.278.396,4€ 36,50% | 2.458.714,13€ 35,21% | 3.135.443,84€ 111,64% | 2.769.749,80€ 109,62% | 2.459.077,13€ 107,64% |

Tabla 76: Resumen del estudio viabilidad. VAN Y TIR. Fuente: Elaboración propia

La elección entre una opción con un VAN (Valor Actual Neto) superior o una con un TIR (Tasa Interna de Retorno) superior depende de los objetivos y las preferencias del inversionista o la empresa que está evaluando el proyecto. Ambos indicadores son importantes y ofrecen información diferente sobre la rentabilidad de un proyecto:

Ventaja de un VAN superior: Un VAN positivo indica que el proyecto genera ganancias y supera los costos de inversión y operación. Cuanto mayor sea el VAN, más beneficioso será el proyecto desde una perspectiva financiera.

Ventaja de una TIR superior: Una TIR superior indica la tasa de rendimiento del proyecto. Cuanto mayor sea la TIR, mayor será la rentabilidad potencial del proyecto. Es un indicador útil cuando se busca una medida porcentual de retorno.

En conclusión, si el objetivo principal es maximizar el valor monetario generado por el proyecto en términos absolutos, se prefiere una opción con un VAN superior siendo la mejor opción la financiación mediante subvención con un precio de energía variable con tendencia positiva en el futuro siendo con precio actual de 0,186638€/KWh.

Si el objetivo es comparar la rentabilidad relativa del proyecto con otras inversiones o tasas de descuento, se prefiere una opción con una TIR superior. Este resultado se obtendría con una financiación mediante préstamo considerando un precio actual promedio energético de 0,186638€/KWh con tendencia a crecer en el futuro.

Queda demostrado que un aumento en el precio de la energía supone a la empresa un aumento en los ahorros y por tanto un mayor beneficio. Un aumento en la tasa de descuento supone una reducción del precio futuro en comparación con precio actual y por lo tanto una reducción del beneficio.

Se puede concluir que un incremento en el costo de la energía resulta en mayores ahorros para la empresa, lo que se traduce en un incremento en su beneficio. Por otro lado, un aumento en la tasa de descuento significa una valoración menor de los flujos efectivos futuros en términos de valor presente. lo que se traduce en una reducción de los ahorros.

CAPITULO 11 ETAPAS DE PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

En este punto se procede a mostrar el cronograma de la instalación fotovoltaica en ambas cubiertas del Centro Comercial La Maquinista. Las fases del cronograma se inician con la elaboración del proyecto y finalizan una vez sean admitidos y validados todos los trámites administrativos necesarios. Las diferentes fases son:

Redacción del proyecto: Siendo esta la primera fase, abarca la redacción de la memoria técnica, el desarrollo de los cálculos eléctricos necesarios para la selección de conductores tanto en el tramo de continúa como de alterna y los cálculos de protecciones. También se define el tipo de estructura a instalar como sujeción de los módulos y los planos de emplazamiento, situación, conexiones y estructura

Presentación de la licencia de obra: Una vez finalice la etapa de la redacción del proyecto, será necesario contactar con el ayuntamiento municipal donde se vaya a realizar la instalación para presentar todos los documentos que exijan. En Barcelona el documento a presentar es una licencia de obra, esto implica que hasta que el técnico del ayuntamiento no verifique y valide los documentos aportados no se podrá comenzar la obra. Este trámite puede durar entre 3 semanas a 2 meses.

Solicitud de materiales: Una vez se conceda la licencia de obra, se realizará el pedido de los materiales necesarios para la instalación: cableado, protecciones eléctricas, módulos fotovoltaicos, las estructuras, los inversores, etc. Al no disponer de un almacén con una superficie considerable para almacenar todos los materiales de las diferentes instalaciones fotovoltaicas, el pedido del material se solicita directamente en obra, realizando una zona de acopio. Los inversores o los módulos suelen ser los materiales cuyo tiempo de entrega es más elevado, sin embargo, la obra se iniciará, aunque estos no se hayan recibido ya que se podrán ir fijando las diferentes partes de la estructura en la cubierta. Por lo tanto, la provisión de materiales no abarcará únicamente 1 o 2 días, sino que puede llegar a abarcar 1 o 2 semanas.

Ejecución de la instalación: Esta fase comprende toda actividad desde la instalación de la estructura de fijación de los módulos en la cubierta hasta la instalación eléctrica tanto al aire libre (cableado de continua) como dentro de las casetas (tramo de alterna y cuadros protección). Con 12 trabajadores y siendo una instalación coplanar donde el tiempo de instalación es de 2KWp/día x

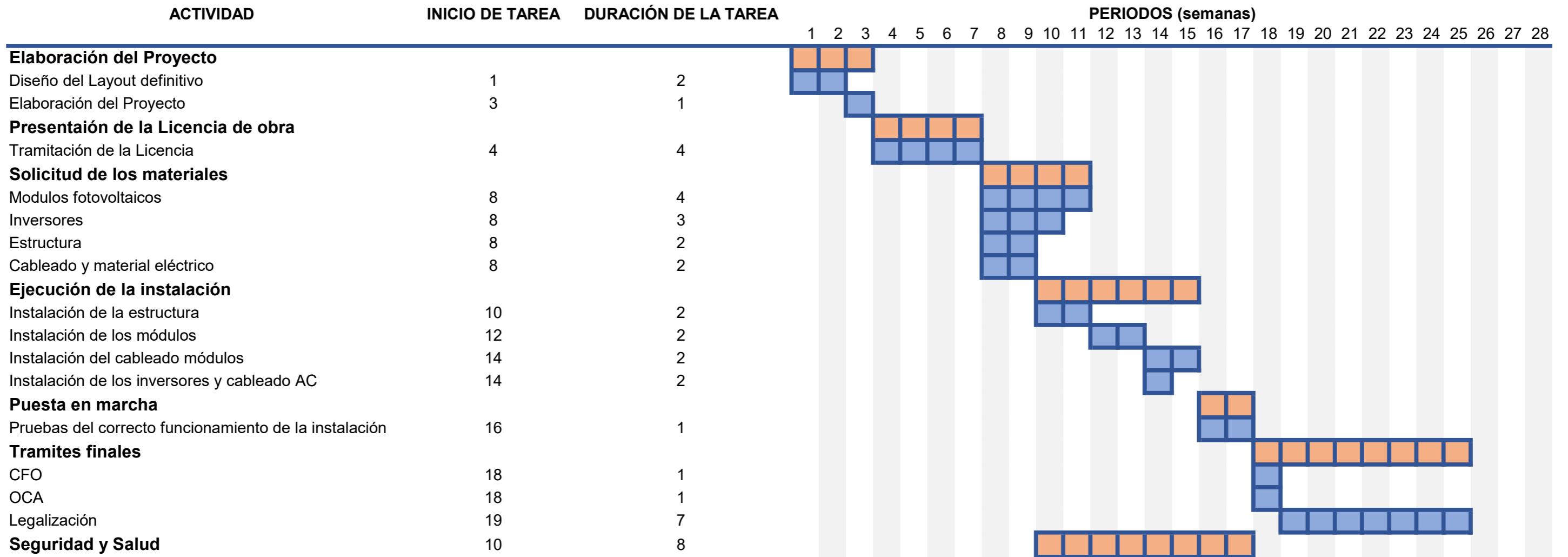
persona, obtenemos un resultado de 24KWp por día. Por lo tanto, los 867,90KWp de la instalación en total suponen 37 días.

Puesta en marcha: Una vez finalizada la instalación, es necesario comprobar que la instalación funciona correctamente: todos los módulos funcionan de acuerdo con lo diseñado, se comprueban las lecturas desde la página de monitorización, etc.)

Trámites finales: Validado ya el correcto funcionamiento de la planta, se procede a realizar el Certificado Final de Obra (CFO). Este documento se realiza en el propio departamento para comprobar si alguna parte de la instalación difiere con lo proyectado como: zona instalación paneles, inversores o paneles instalados, número de paneles instalados, etc. Además, es importante la inspección inicial realizada por un Organismo de Control Autorizado (OCA) el cual certifica que la instalación eléctrica cumple con el reglamento de BT. Una vez superado la inspección de la OCA, se presenta todos los documentos necesarios para la tramitación de la legalización en la sede de la Generalitat de Cataluña. Todos estos trámites tienen un tiempo de espera que puede durar 6 a 9 semanas o incluso prolongarse mucho más en el caso de que se detecten fallos en el proyecto o instalación.

A continuación, se muestra el Diagrama de GANT de la instalación fotovoltaica:

Diagrama de Gant



Bibliografia:

- *SeisCubos*. <https://www.seiscubos.com/conocimiento/graficas-de-recorridos-solares>
- *Catálogo*. (s. f.). Sunfer Energy. <https://sunferenergy.com/catalogo/>
- *Home | SUNGROW*. (s. f.). <https://spa.sungrowpower.com/>
- *PVGIS Online Tool*. (s. f.). EU Science Hub. https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool_en
- *西班牙*. (s. f.). <https://www.iasolar.com/html/spanish/>
- *3D. Path*. <https://drajmarsh.bitbucket.io/sunpath3d.html>
- *Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico*. <https://energia.gob.es/REI/relaciones-energeticas-internacionales/organismos-internacionales/Paginas/agencia-internacional-energia.aspx>
- *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. (Real Decreto 842/2002, 2 de agosto de 2002)*. <http://fotosdeelectricidad.es/wp-content/uploads/2012/11/REBT.pdf>
- Wikipedia (2023). <https://es.wikipedia.org/>
- PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA (2023-2030). <https://commission.europa.eu/select-language?destination=/node/1>
- Instituto Nacional de Estadística (2023). [INE. Instituto Nacional de Estadística](https://inec.es/)
- Google Earth (2023). <https://www.google.com/intl/es/earth/>
- Energy Information Administration (2023). <https://www.eia.gov/>
- SOLARPOWER EUROPE 2023. <https://www.solarpowereurope.org/events/solar-power-summit-2023>
- Fuente Red Eléctrica de España. <https://www.ree.es/es>
- Google Maps. <https://www.google.es/maps/preview>

- Weatherspark. <https://es.weatherspark.com/>
- Aula Fàcil. <https://www.aulafacil.com/>
- Atersa. <https://www.atersa.com/atersa>
- Ineldec. <https://ineldec.com/>
- Manumag S.L. <https://manumag.com/>
- Omie. <https://www.omie.es/>
- Snapshot of Global PV Markets 2023. <https://iea-pvps.org/>

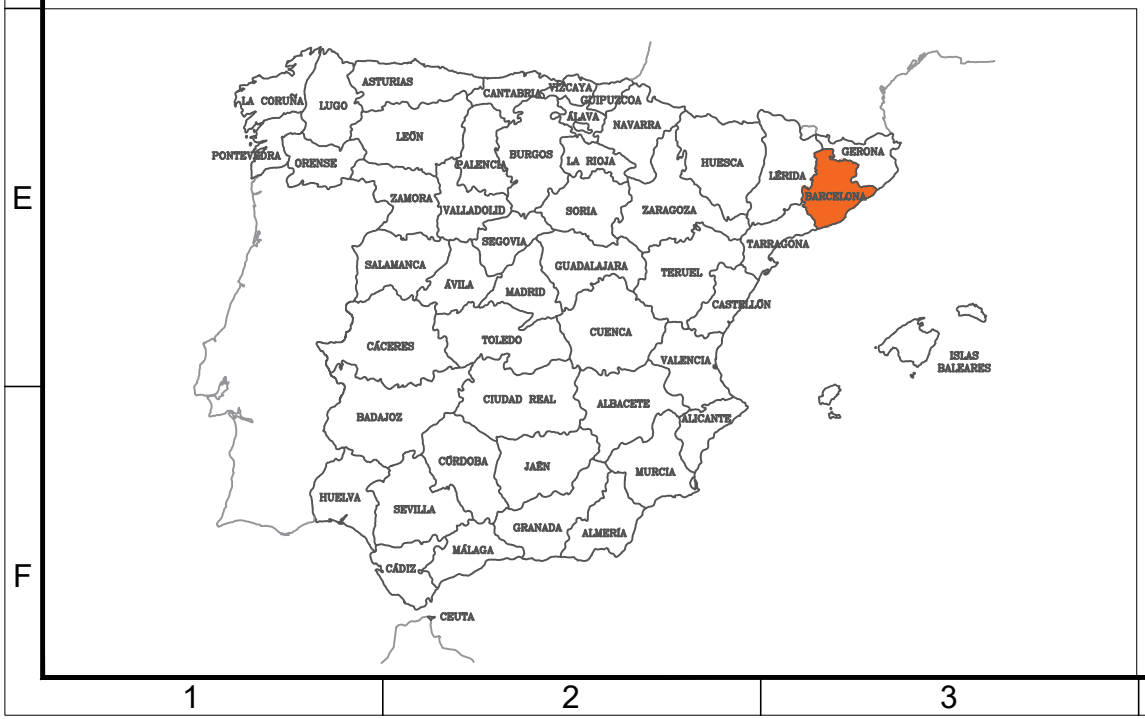
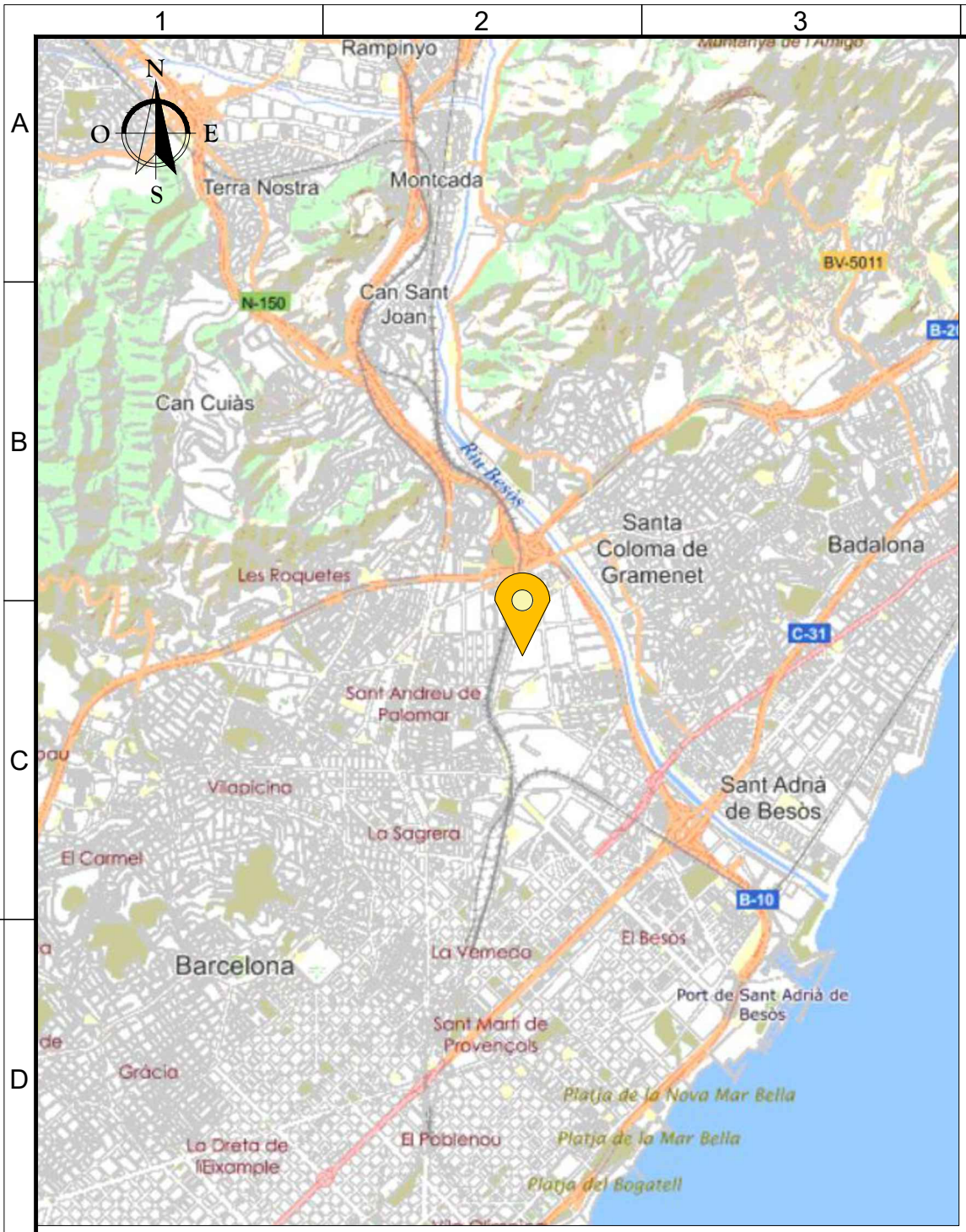
ANEXOS

PRESUPUESTO

| CÓDIGO | UD | RESUMEN | CANTIDAD | PRECIO | IMPORTE |
|---|----|---|----------|-------------|---------------------|
| CAP01 INVERSORES, TRANSFORMADORES Y MEDIDA | | | | | |
| 01.01 | UD | INVERSOR TRIFÁSICO DE 350KWN SUNGROW SG350HX Inversor trifásico de 350 kWn SUNGROW SG350HX, con interruptor de corte en carga y descargador de sobretensiones en DC de tipo 2 1500Vdc integrado en el equipo. Totalmente montado, conexionado y programado para verter energía a la red interior según normativa vigente, incluso parte proporcional de material de conexiones y conexionado a sistema de monitorización. | 2,00 | 11.306,62 € | 22.613,24 € |
| 01.02 | UD | INVERSOR TRIFÁSICO DE 125KWN SUNGROW SG125CX-P2 Inversor trifásico de 125 kWn SUNGROW SG125CX-P2, con interruptor de corte en carga y descargador de sobretensiones en DC de tipo 2 1000Vdc integrado en el equipo. Totalmente montado, conexionado y programado para verter energía a la red interior según normativa vigente, incluso parte proporcional de material de conexiones y conexionado a sistema de monitorización. | 1,00 | 5.231,76 € | 5.231,76 € |
| 01.03 | UD | INVERSOR TRIFÁSICO DE 50KWN SUNGROW SG50CX-P2 Inversor trifásico de 50 kWn SUNGROW SG50CX-P2, con interruptor de corte en carga y descargador de sobretensiones en DC de tipo 2 1000Vdc integrado en el equipo. Totalmente montado, conexionado y programado para verter energía a la red interior según normativa vigente, incluso parte proporcional de material de conexiones y conexionado a sistema de monitorización. | 1,00 | 3.413,95 € | 3.413,95 € |
| 01.04 | UD | AUTOTRANSFORMADOR TRIFÁSICO 800/400V +N Autotransformador trifásico reductor de voltaje desde los 800V de la salida del inversor hasta los 400V para la conexión en el CGBT.Totalmente motnado,conexionado y programado para verter energía a la red interior según normativa vigente. | 2,00 | 5.167,90 € | 10.335,80 € |
| 01.05 | UD | SISTEMA DE MONITORIZACIÓN SUNGROW COM 100 Suministro e instalación de sistema de monitorización de consumos eléctricos, compuesto por una central de control y gestión de energía tipo Meter con comunicación Modbus o equiv alente, toroidales de medición y cable Ethernet UTP CAT.6 libre de halógenos. Incluso puesta en marcha y programación. Completamente instalada y en funcionamiento | 1,00 | 783,95 € | 783,95 € |
| 01.06 | UD | SISTEMA DE GESTIÓN JANITZA UMG 604-PRO DataLogger para almacenamiento e integración de datos de datos con comunicación Modbus marca SUNGROW modelo JANITZA UMG 604-PRO. Totalmente montado y configurado | 1,00 | 1.314,70 € | 1.314,70 € |
| Total CAP01 | | | | | 43.693,40 € |
| CAP02 MÓDULOS FV Y ESTRUCTURA | | | | | |
| 02.01 | UD | MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO JASOLAR JAM72S30 550 Suministro e instalación de módulo solar fotovoltaico JA SOLAR JAM72s30 550W, con una potencia de 550Wp.Totalmente montado y conexionado.Incluso parte proporcional de pequeño material y medios de elevación | 1.223 | 198,00 € | 242.151,95 € |
| 02.02 | UD | ESTRUCTURA COPLANAR DE ALUMINIO PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Suministro e instalación de estructura fija, fabricada en aluminio, coplanar sobre cubierta. Anclajes de acero inoxidable con junta de epdm para garantizar estanqueidad. Soportes de carril extruido en aluminio, tornillería de unión y de anclaje en acero inoxidable. Totalmente montada y verificada, incluso medios de elevación. | 1.223 | 11,89 € | 14.537,42 € |
| Total CAP02 | | | | | 256.689,37 € |
| CAP03 CABLEADO DC | | | | | |
| 03.01 | ML | CONDUCTOR TIPO RV, 1,5/1,5 KV, 1*4 MM2 Conductor tipo RV, 0,6/1 KV, 1*4 MM2, totalmente instalado | 4.436 | 0,76 € | 3.374,47 € |
| 03.02 | ML | CONDUCTOR TIPO RV, 1,5/1,5 KV, 1*6 MM2 Conductor tipo RV, 0,6/1 KV, 1*6 MM2, totalmente instalado | 6.218 | 1,18 € | 7.306,79 € |
| 03.03 | ML | CONDUCTOR TIPO RV, 1,5/1,5 KV, 1*10 MM2 Conductor tipo RV, 0,6/1 KV, 1*10 MM2, totalmente instalado | 7.776 | 1,97 € | 15.317,71 € |
| Total CAP03 | | | | | 25.998,98 € |
| CAP04 CABLEADO AC Y CABLEADO A TIERRA | | | | | |
| 04.01 | ML | CONDUCTOR TIPO RZ1-K, 0,6/1 KV, 1*35 MM2 Suministro e instalación de cable RZ1-K 0,6/1KV DE 4*35MM ² , totalmente montado y conexionado, incluso parte proporcional de tubos de conexión a bandeja y pequeño material. | 60,00 | 5,62 € | 337,41 € |
| 04.02 | ML | CONDUCTOR TIPO RZ1-K, 0,6/1 KV, 1*95 MM2 Suministro e instalación de cable RZ1-K 0,6/1KV DE 4*95MM ² , totalmente montado y conexionado, incluso parte proporcional de tubos de conexión a bandeja y pequeño material. | 60,00 | 14,29 € | 857,47 € |
| 04.03 | ML | CONDUCTOR TIPO RZ1-K, 0,6/1 KV, 1*185MM2 Suministro e instalación de cable RZ1-K 0,6/1KV DE 4*185MM ² , totalmente montado y conexionado, incluso parte proporcional de tubos de conexión a bandeja y pequeño material. | 140,00 | 27,75 € | 3.885,52 € |
| 04.04 | ML | CONDUCTOR TIPO RZ1-K, 0,6/1 KV, 1*(150MM2 + 185MM2) Suministro e instalación de cable RZ1-K 0,6/1KV DE 4*(150MM ² + 185MM ²), totalmente montado y conexionado, incluso parte proporcional de tubos de conexión a bandeja y pequeño material. | 20,00 | 50,16 € | 1.003,10 € |
| 04.05 | ML | CONDUCTOR TIERRA TIPO RZ1-K, 0,6/1 KV, 1*16 MM2 Suministro e instalación de cable de tierra RZ1-K 0,6/1KV DE 4*16MM ² , totalmente montado y conexionado, incluso parte proporcional de tubos de conexión a bandeja y pequeño material. | 15,00 | 2,84 € | 42,59 € |
| 04.06 | ML | CONDUCTOR TIERRA TIPO RZ1-K, 0,6/1 KV, 1*50 MM2 Suministro e instalación de cable de tierra RZ1-K 0,6/1KV DE 4*150MM ² , totalmente montado y conexionado, incluso parte proporcional de tubos de conexión a bandeja y pequeño material. | 15,00 | 7,75 € | 116,25 € |
| 04.07 | ML | CONDUCTOR TIERRA TIPO RZ1-K, 0,6/1 KV, 1*95 MM2 Suministro e instalación de cable de tierra RZ1-K 0,6/1KV DE 4*95MM ² , totalmente montado y conexionado, incluso parte proporcional de tubos de conexión a bandeja y pequeño material. | 35,00 | 14,29 € | 500,29 € |
| 04.08 | ML | CONDUCTOR TIERRA TIPO RZ1-K, 0,6/1 KV, 1*185 MM2 Suministro e instalación de cable de tierra RZ1-K 0,6/1KV DE 4*185MM ² , totalmente montado y conexionado, incluso parte proporcional de tubos de conexión a bandeja y pequeño material. | 5,00 | 27,75 € | 138,77 € |
| Total CAP04 | | | | | 6.881,40 € |


| CAP05 BANDEJAS Y CANALIZACIONES | | | | | |
|---|-----------|---|-------------|-------------|---------------------|
| 05.01 | ML | BANDEJA METÁLICA PERFORADA 100x200MM | 590,00 | 9,51 € | 5.610,52 € |
| | | Suministro e instalación de bandeja metálica perforada galvanizada en caliente de 100x200 mm, totalmente montada, incluso parte proporcional de pequeño material y medios de elevación. | | | |
| | | Total CAP05 | | | 5.610,52 € |
| CAP06 PROTECCIONES CC | | | | | |
| 06.01 | UD | CUADRO DE PROTECCIONES CC | 1,00 | 842,26 € | 842,26 € |
| | | Cuadro de protecciones en CC con envolvente de poliéster IP65, compuesto por 8 bases portafusibles 10x38 1000Vdc y 8 fusibles 15A 1000Vdc apto para 4 strings. Totalmente montado y conexionado, incluso parte proporcional de pequeño material de conexiones. | | | |
| | | Total CAP06 | | | 842,26 € |
| CAP07 PROTECCIONES AC | | | | | |
| 07.01 | UD | CUADRO DE PROTECCIONES AC 1 | 1,00 | 10.968,71 € | 10.968,71 € |
| | | Cuadro de protecciones en AC compuesto por 2 interruptores magnetotérmicos de 300A y 1 de 630A, asociado a su correspondiente interruptor diferencial. Conexionado de cables de entrada y salida mediante bornes de conexión. Totalmente montado y conexionado, incluso parte proporcional de pequeño material de conexiones. | | | |
| 07.02 | UD | CUADRO DE PROTECCIONES AC 2 | 1,00 | 5.492,00 € | 5.492,00 € |
| | | Cuadro de protecciones en AC compuesto por 1 interruptor magnetotérmico de 80A, 1 interruptor magnetotérmico de 200A y 1 interruptor magnetotérmico de 300A asociado a su correspondiente interruptor diferencial. Conexionado de cables de entrada y salida mediante bornes de conexión. Totalmente montado y conexionado, incluso parte proporcional de pequeño material de conexiones. | | | |
| | | Total CAP07 | | | 16.460,72 € |
| CAP08 AUTROTRANSFORMADOR | | | | | |
| 08.01 | UD | Autrotransformador 800V/400V | 1,00 | 5.167,90 € | 5.167,90 € |
| | | AUTRF. III 400KVA 800V/400V+N IP 23. Totalmente montado y conexionado. | | | |
| | | Total CAP08 | | | 5.167,90 € |
| PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL | | | | | 372.637,36 € |
| 13% | | Gastos generales | 48.442,86 € | | |
| 6% | | Beneficio Industrial | 22.358,24 € | | |
| PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN SIN IVA | | | | | 443.438,45 € |
| 21% | | Gastos generales | 93.122,08 € | | |
| PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN | | | | | 536.560,53 € |

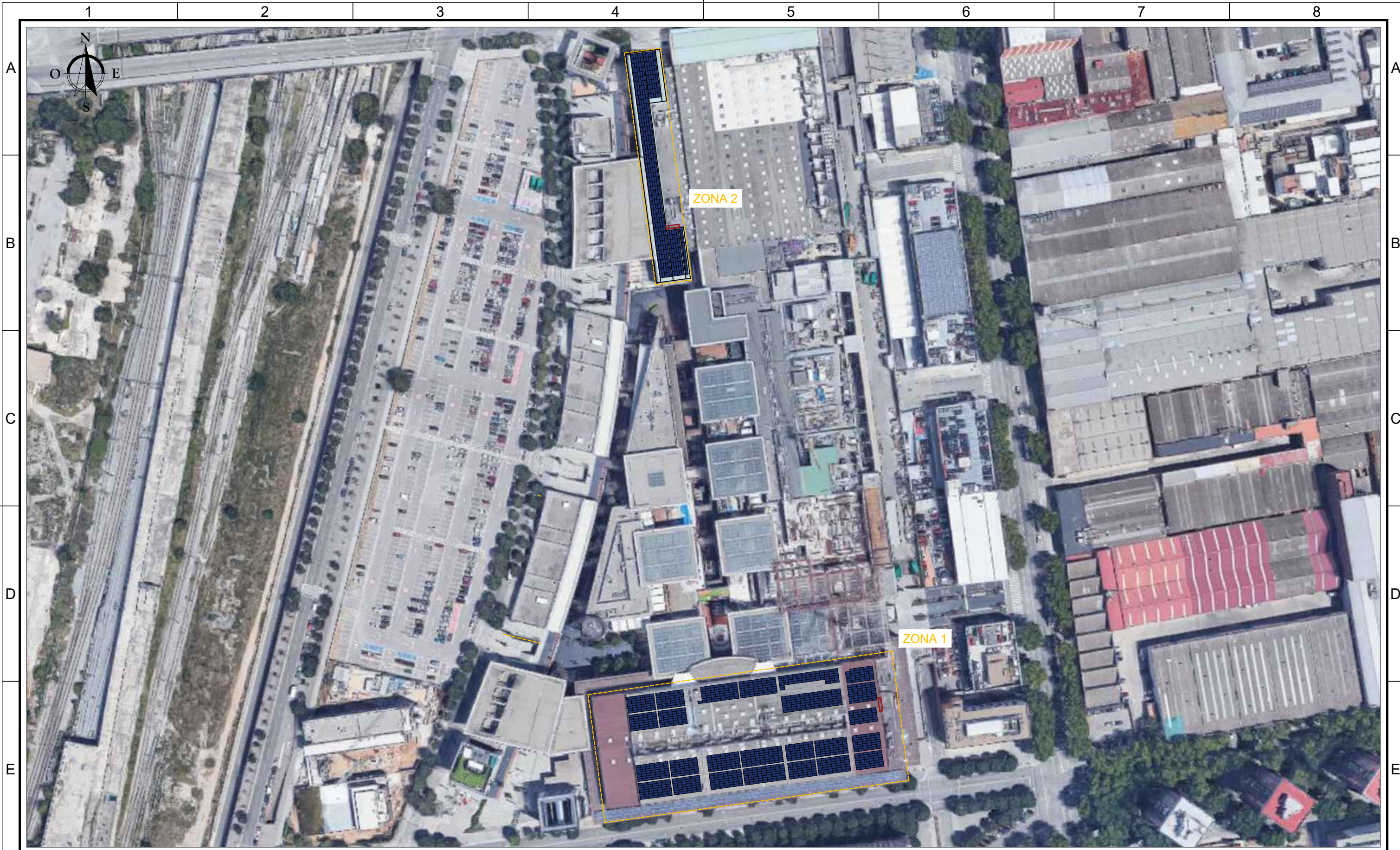
PLANOS



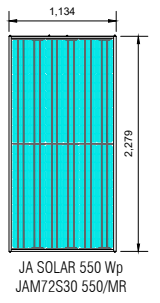
COORDENADAS UTM HUSO 31: X: 432.979,7; Y: 4.588.086,6
 REFERENCIA CATASTRAL: 3082702DF3838A00

| | |
|--|---|
| PLANO Nº: 01 | NOMBRE DE PLANO: PLANO DE UBICACIÓN |
| TÍTULO DEL PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 875 kWn EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES | |

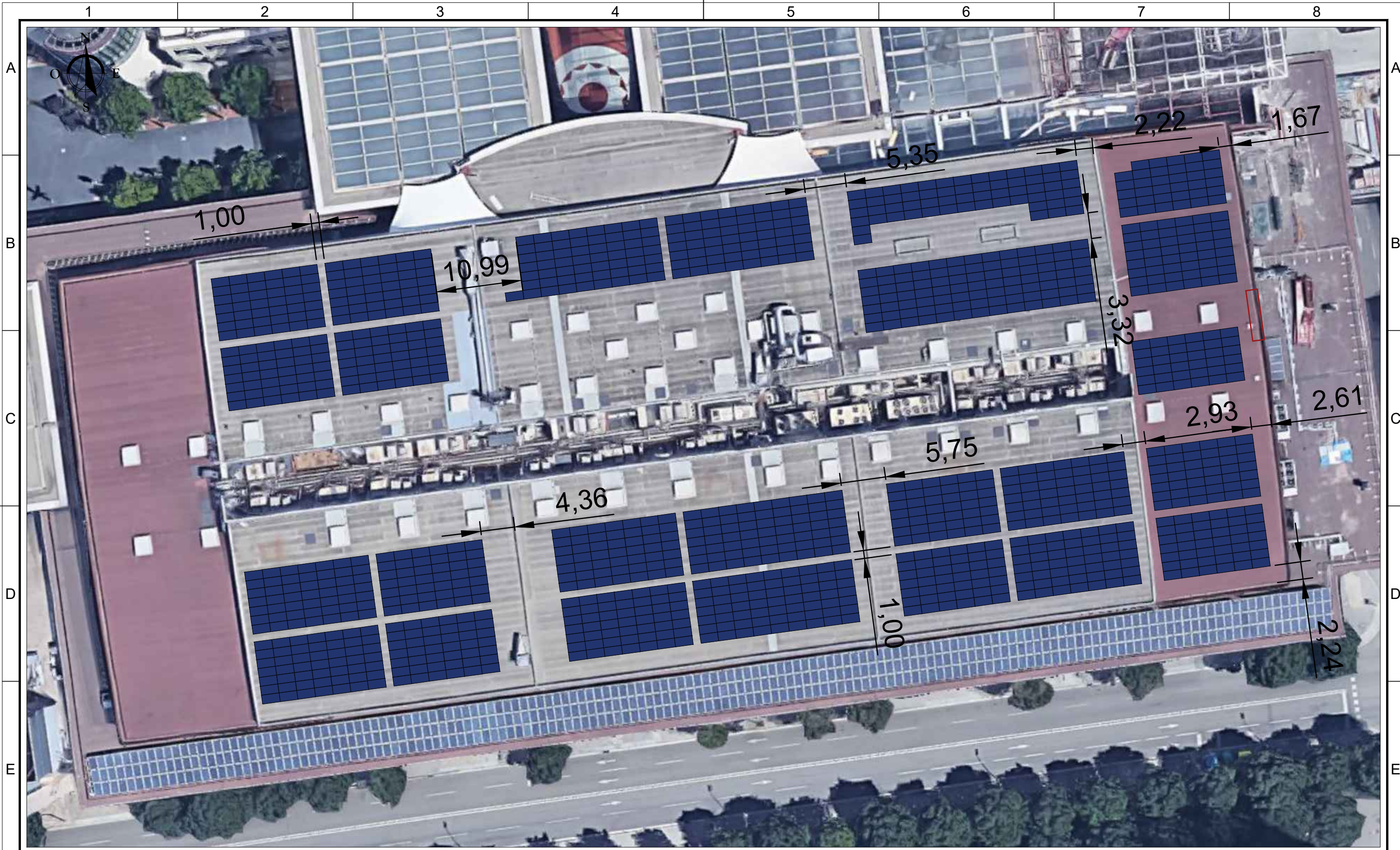
| | | | |
|-----------------|--|---------------------|---|
| PROYECTADO: JAT | EMPLAZAMIENTO: PONT DEL POTOSÍ, 2 | ESCALA: - | FECHA: SEPTIEMBRE 2023 |
| DIBUJADO: JAT | LOCALIDAD: 08030, BARCELONA (BARCELONA) | TAMAÑO DE PAPEL: A3 |  |
| REVISADO: JFVL | PROPIETARIO: UNIBAIL RODAMCO SPAIN, S.L. | | |




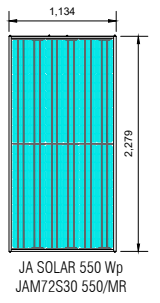
- EMPLAZAMIENTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA MÓDULO
- FOTOVOLTAICO JA SOLAR 550 Wp JAM72S30 550/MR
- UBICACIÓN CGBT



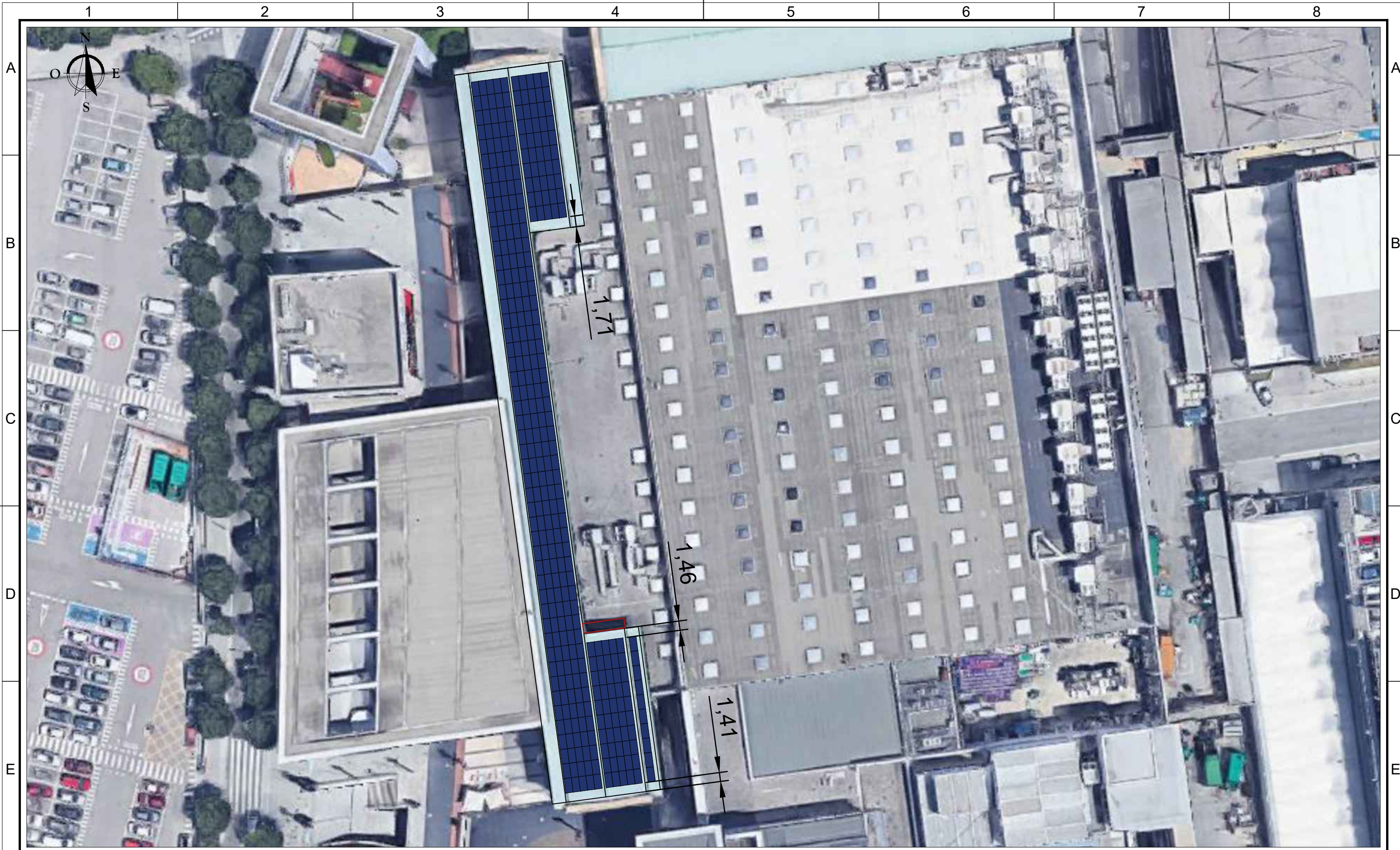
| | | | |
|--|--|----------------------------|-------------------------------------|
| PLANO Nº: 02.1 | NOMBRE DE PLANO: PLANO DE SITUACIÓN | ESCALA: 1:1750 | FECHA: SEPTIEMBRE 2023 |
| TÍTULO DEL PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 875 kWn EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES | | | |
| PROYECTADO: JAT | EMPLAZAMIENTO: PONT DEL POTOSÍ, 2 | TAMANO DE PAPEL: A3 | UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA |
| DIBUJADO: JAT | LOCALIDAD: 08030, BARCELONA (BARCELONA) | | |
| REVISADO: JFVL | PROPIETARIO: UNIBAIL RODAMCO SPAIN, S.L. | | |




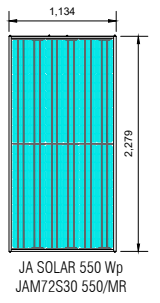
-  EMPLAZAMIENTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA MÓDULO
-  FOTOVOLTAICO JA SOLAR 550 Wp JAM72S30 550/MR
-  UBICACIÓN CGBT



| | | | |
|---|--|---------------------|---|
| PLANO Nº: | 02.2 | NOMBRE DE PLANO: | PLANO DE SITUACIÓN ZONA 1 |
| TÍTULO DEL PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 875 kW _n EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES | | | |
| PROYECTADO: JAT | EMPLAZAMIENTO: PONT DEL POTOSÍ, 2 | ESCALA: 1:450 | FECHA: SEPTIEMBRE 2023 |
| DIBUJADO: JAT | LOCALIDAD: 08030, BARCELONA (BARCELONA) | TAMAÑO DE PAPEL: A3 |  |
| REVISADO: JFVL | PROPIETARIO: UNIBAIL RODAMCO SPAIN, S.L. | | |

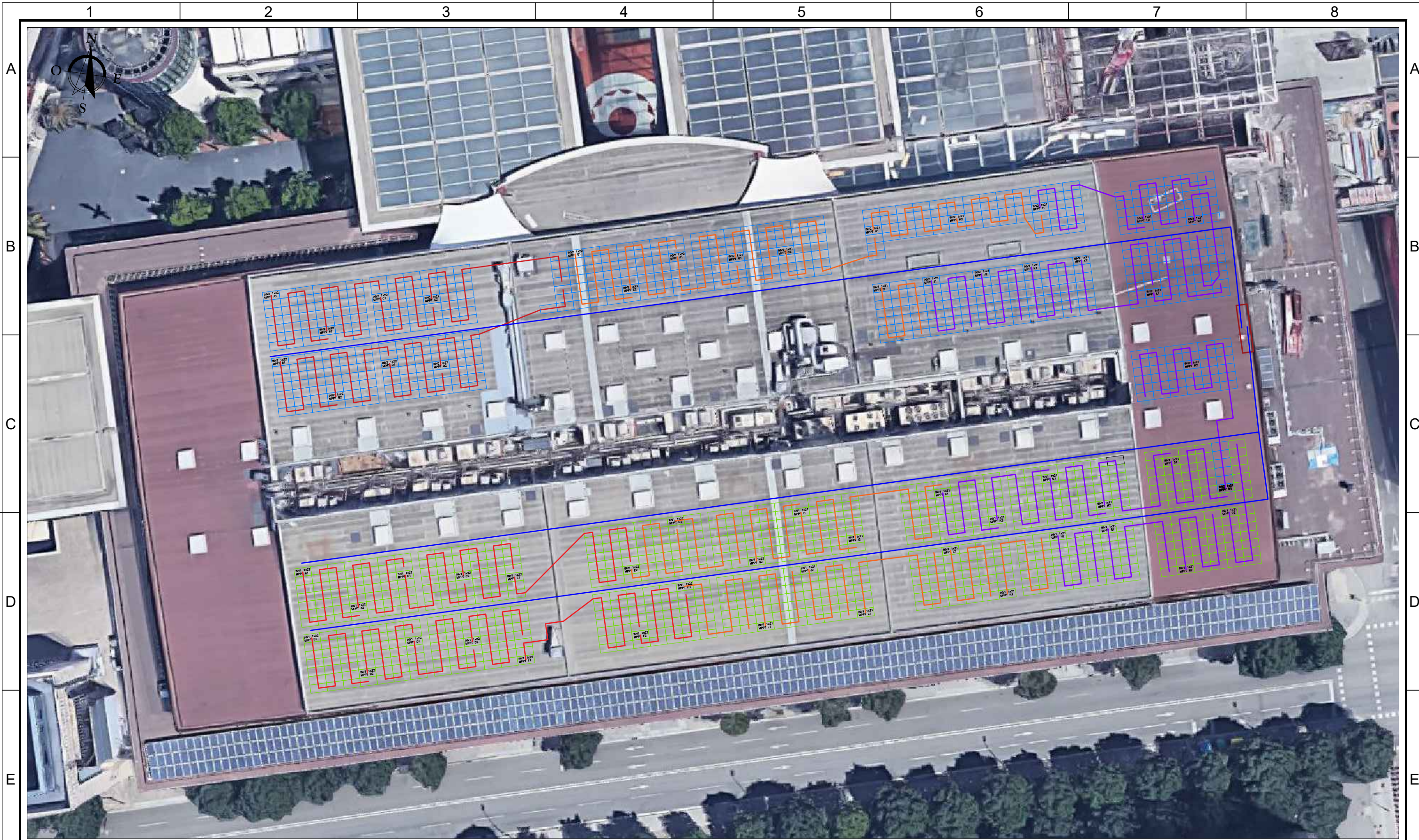


-  EMPLAZAMIENTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAMÓDULO
-  FOTOVOLTAICO JA SOLAR 550 Wp JAM72S30 550/MR
-  UBICACIÓN CGBT



| | | | |
|---|-------------|------------------|---------------------------|
| PLANO Nº: | 02.3 | NOMBRE DE PLANO: | PLANO DE SITUACIÓN ZONA 2 |
| TÍTULO DEL PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 875 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES | | | |







| | | | |
|-----------------|--|---------------------|---|
| PROYECTADO: JAT | EMPLAZAMIENTO: PONT DEL POTOSÍ, 2 | ESCALA: 1:450 | FECHA: SEPTIEMBRE 2023 |
| DIBUJADO: JAT | LOCALIDAD: 08030, BARCELONA (BARCELONA) | TAMAÑO DE PAPEL: A3 |  |
| REVISADO: JFVL | PROPIETARIO: UNIBAIL RODAMCO SPAIN, S.L. | | |



CONFIGURACIÓN DE INVERSORES

**INVERSOR 1
SUNGROW SG350HX**
15 strings de 22 módulos
16 strings de 21 módulos

**INVERSOR 2
SUNGROW SG350HX**
11 strings de 22 módulos
15 strings de 21 módulos

-  MÓDULO FOTOVOLTAICO RIENSOLAR RSM156-6-450M
-  CANALIZACIÓN POR CUBIERTA TIPO REJIBAND
-  UBICACIÓN CGBT
-  CABLEADO Cu 2x4 mm2 H1Z2Z2-K
-  CABLEADO Cu 2x6 mm2 H1Z2Z2-K
-  CABLEADO Cu 2x10 mm2 H1Z2Z2-K

PLANO Nº:
03.01

NOMBRE DE PLANO:
PLANO DE CONEXIONES - ZONA 1

TÍTULO DEL PROYECTO: **INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 875 kWn EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES**

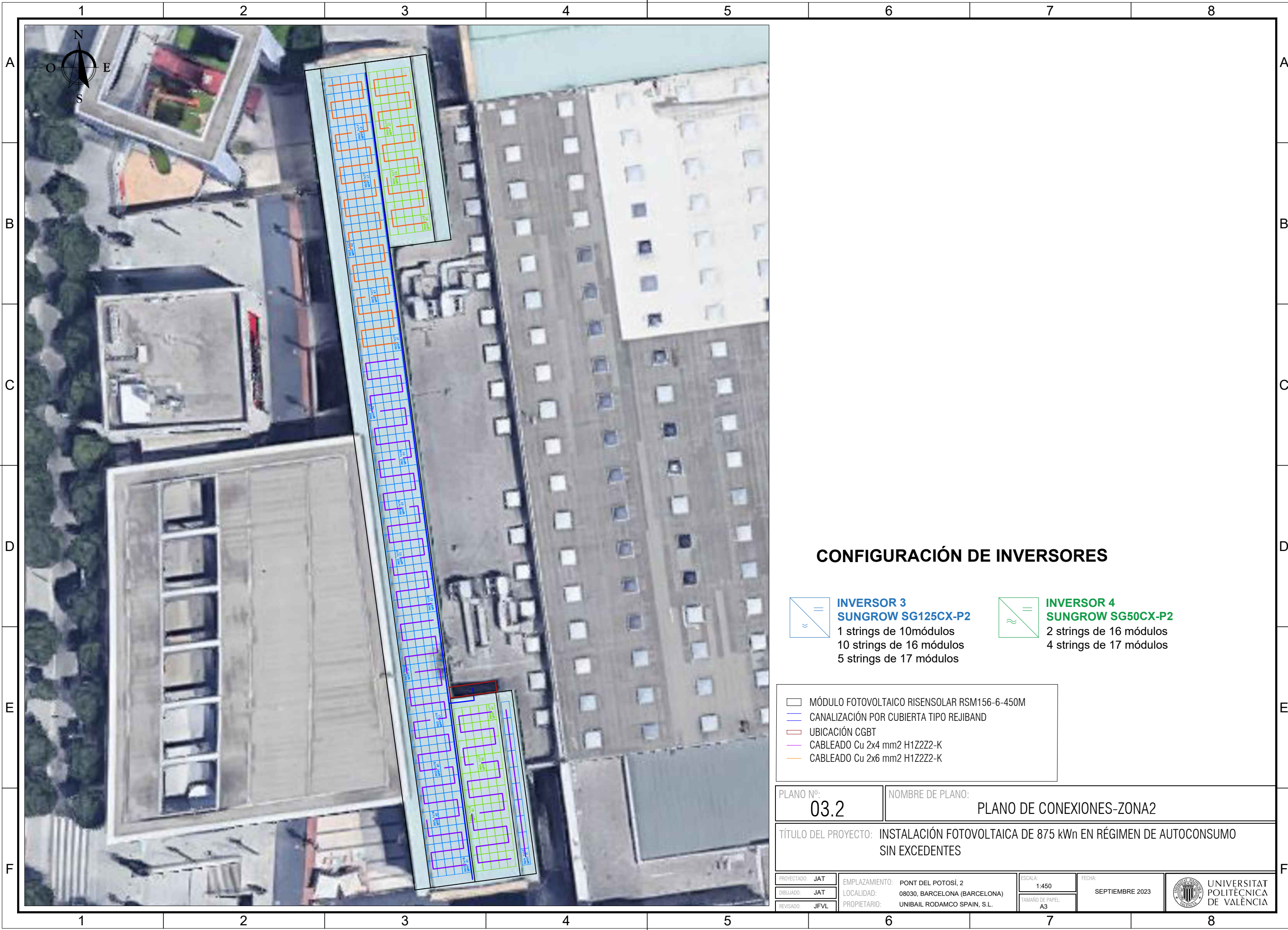
PROYECTADO: JAT
DIBUJADO: JAT
REVISADO: JFVL

EMPLAZAMIENTO: PONT DEL POTOSÍ, 2
LOCALIDAD: 08030, BARCELONA (BARCELONA)
PROPIETARIO: UNIBAIL RODAMCO SPAIN, S.L.

ESCALA: 1:450
TAMAÑO DE PAPEL: A3

FECHA: SEPTIEMBRE 2023





CONFIGURACIÓN DE INVERSORES

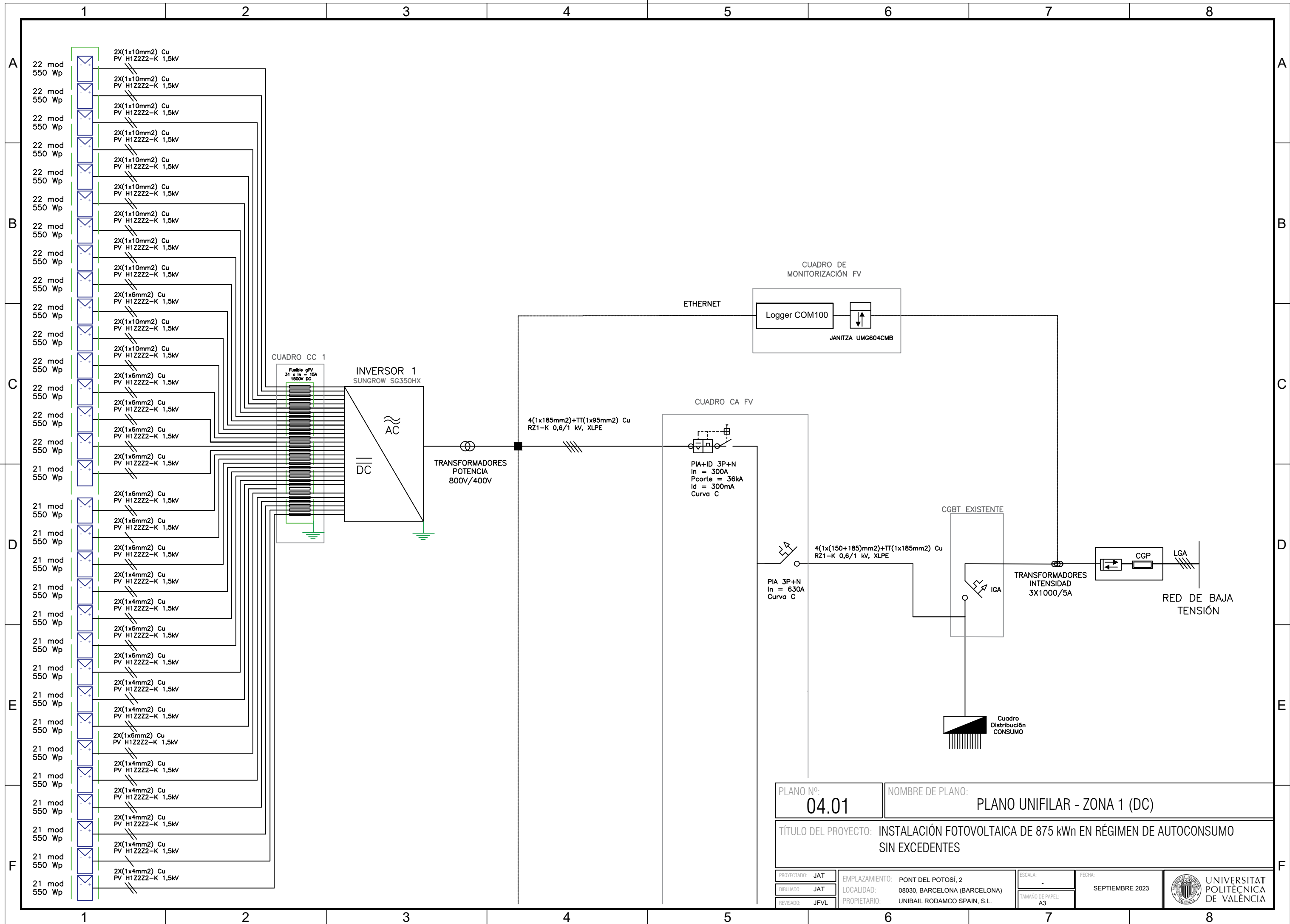
INVERSOR 3
SUNGROW SG125CX-P2
 1 strings de 10módulos
 10 strings de 16 módulos
 5 strings de 17 módulos

INVERSOR 4
SUNGROW SG50CX-P2
 2 strings de 16 módulos
 4 strings de 17 módulos

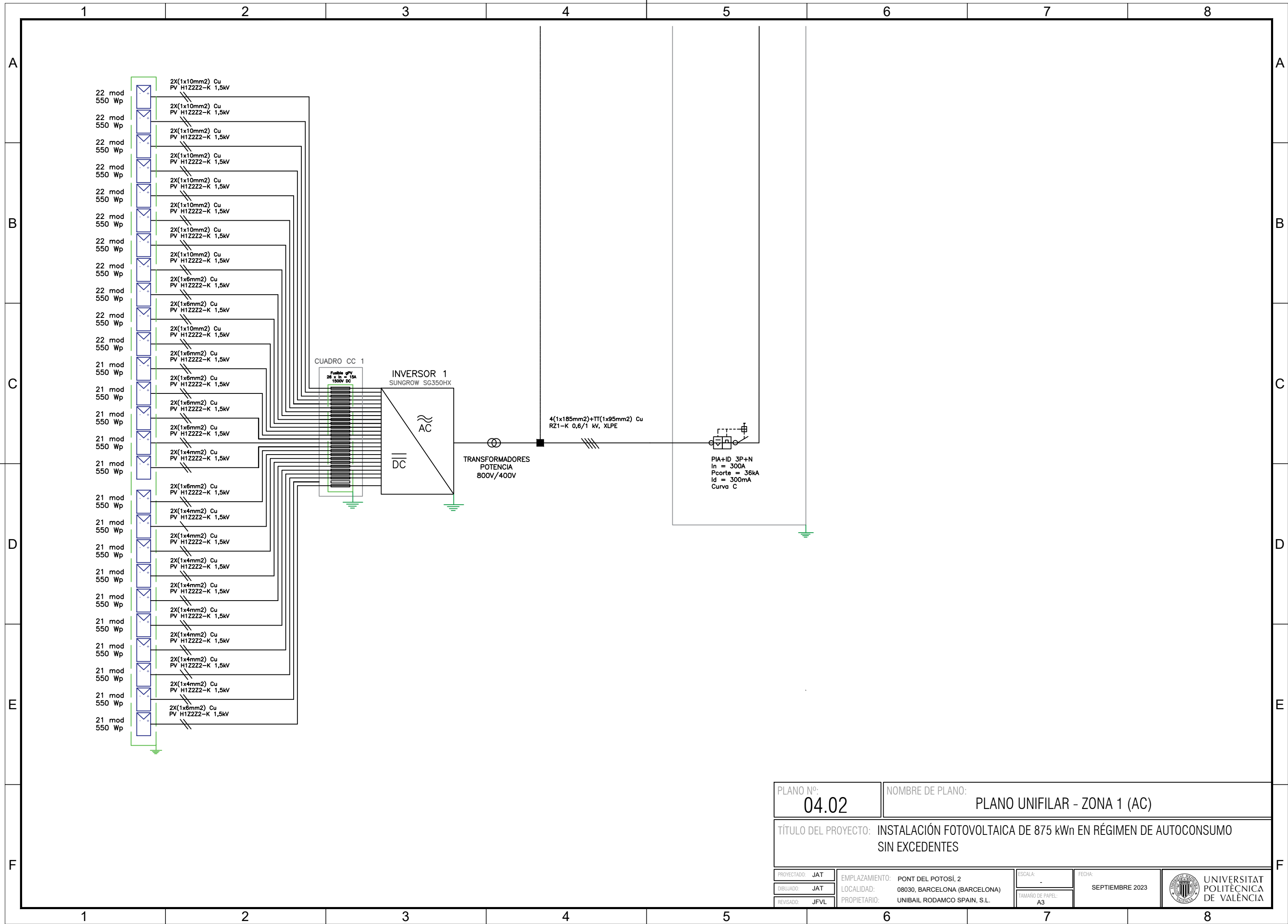
- MÓDULO FOTOVOLTAICO RISENSOLAR RSM156-6-450M
- CANALIZACIÓN POR CUBIERTA TIPO REJIBAND
- UBICACIÓN CGBT
- CABLEADO Cu 2x4 mm² H1Z2Z2-K
- CABLEADO Cu 2x6 mm² H1Z2Z2-K


| | | | |
|---|-------------|------------------|---------------------------|
| PLANO Nº: | 03.2 | NOMBRE DE PLANO: | PLANO DE CONEXIONES-ZONA2 |
| TÍTULO DEL PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 875 kW _n EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES | | | |

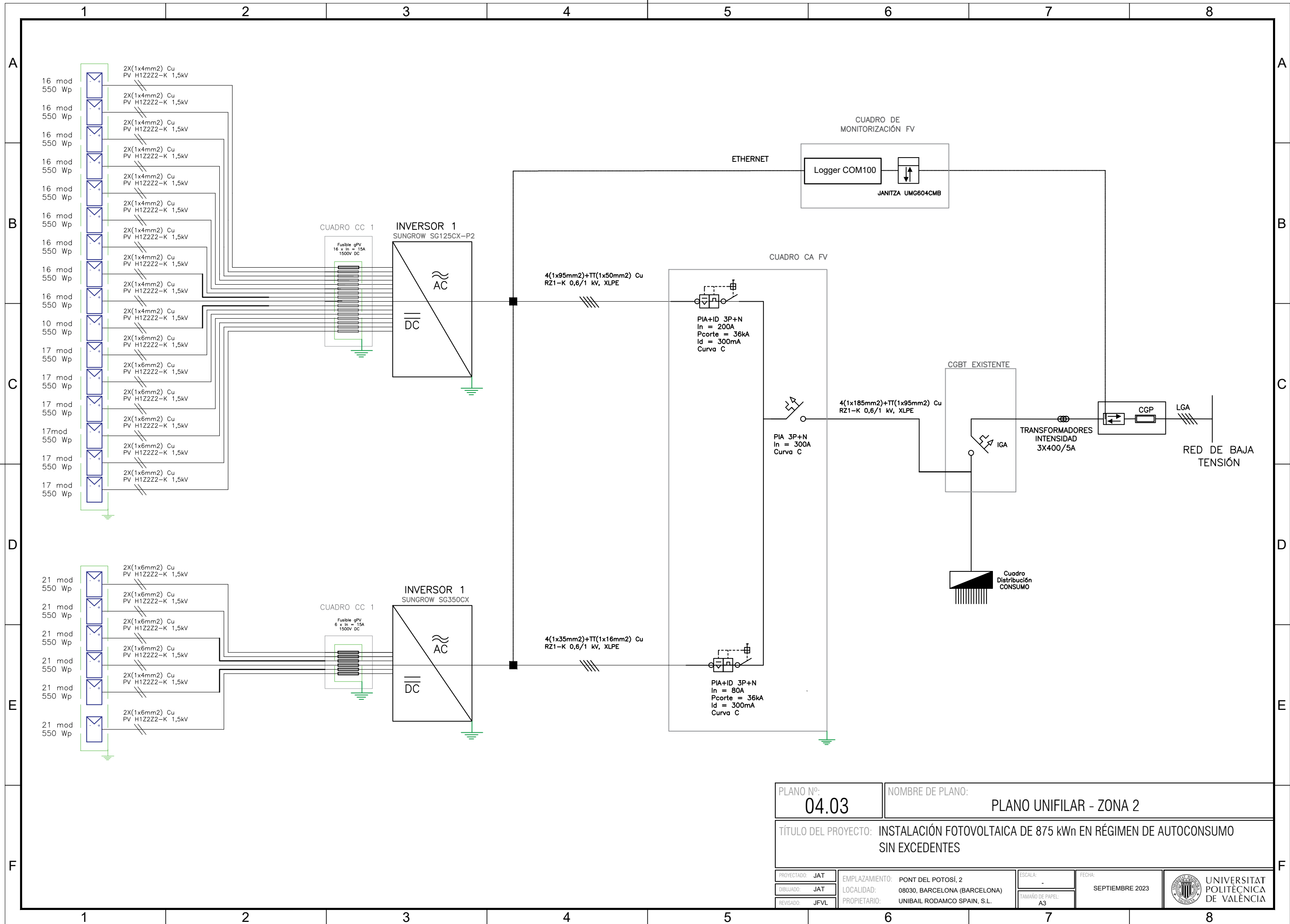
| | | | | |
|-----------------|--|---------------------|------------------------|--|
| PROYECTADO: JAT | EMPLAZAMIENTO: PONT DEL POTOSÍ, 2 | ESCALA: 1:450 | FECHA: SEPTIEMBRE 2023 | UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA |
| DIBUJADO: JAT | LOCALIDAD: 08030, BARCELONA (BARCELONA) | TAMAÑO DE PAPEL: A3 | | |
| REVISADO: JFVL | PROPIETARIO: UNIBAIL RODAMCO SPAIN, S.L. | | | |




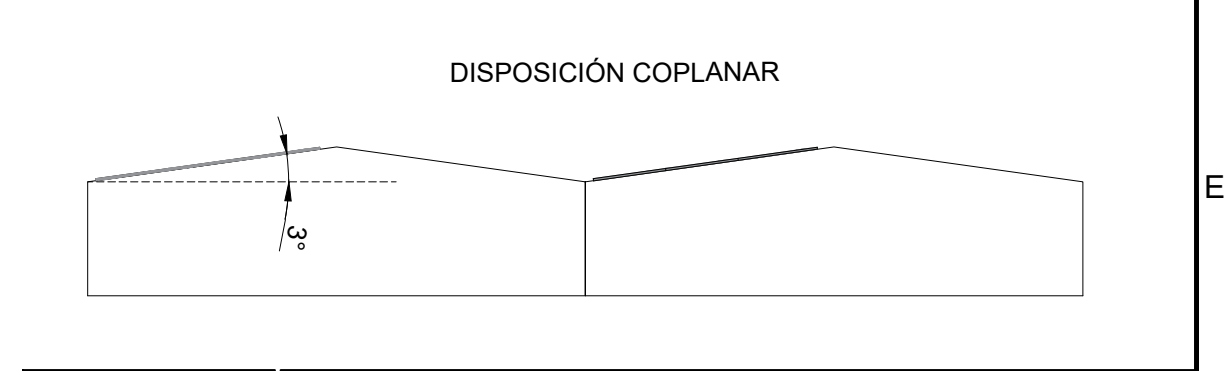
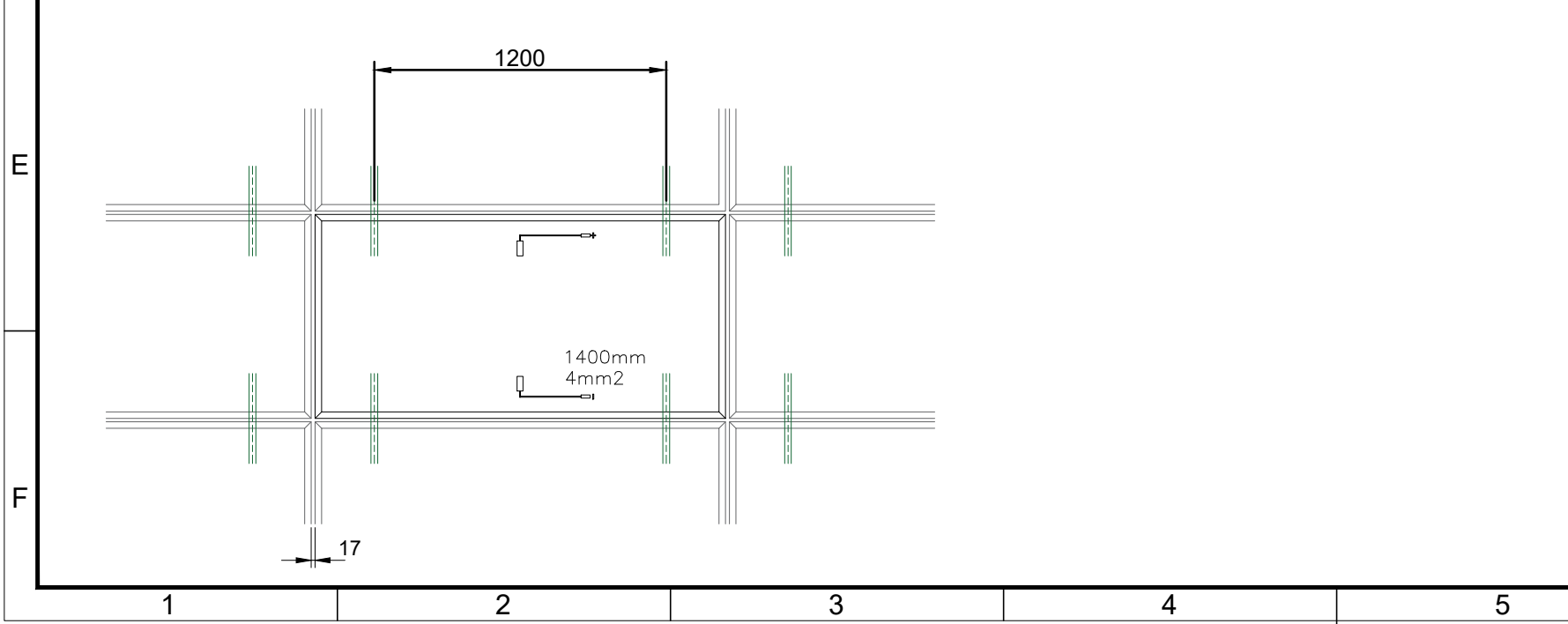
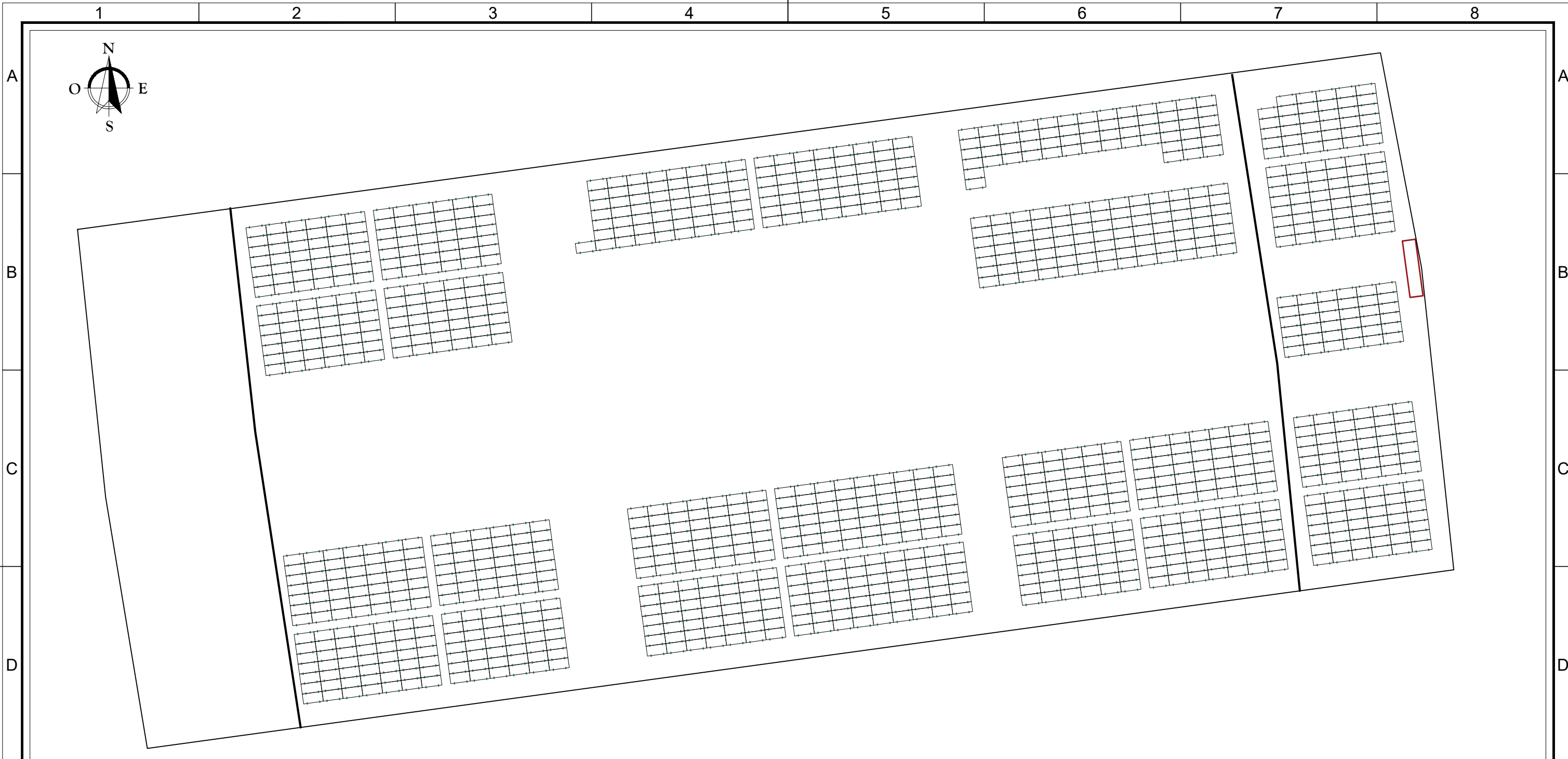
| | | | |
|--|---|---------------------|--|
| PLANO Nº: 04.01 | NOMBRE DE PLANO: PLANO UNIFILAR - ZONA 1 (DC) | | |
| TÍTULO DEL PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 875 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES | | | |
| PROYECTADO: JAT | EMPLAZAMIENTO: PONT DEL POTOSÍ, 2 | ESCALA: - | FECHA: SEPTIEMBRE 2023 |
| DIBUJADO: JAT | LOCALIDAD: 08030, BARCELONA (BARCELONA) | TAMAÑO DE PAPEL: A3 | UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA |
| REVISADO: JFVL | PROPIETARIO: UNIBAIL RODAMCO SPAIN, S.L. | | |




| | | | |
|---|--|---------------------|---|
| PLANO Nº: 04.02 | NOMBRE DE PLANO: PLANO UNIFILAR - ZONA 1 (AC) | | |
| TÍTULO DEL PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 875 kW _n EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES | | | |
| PROYECTADO: JAT | EMPLAZAMIENTO: PONT DEL POTOSÍ, 2 | ESCALA: - | FECHA: SEPTIEMBRE 2023 |
| DIBUJADO: JAT | LOCALIDAD: 08030, BARCELONA (BARCELONA) | TAMAÑO DE PAPEL: A3 |  UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA |
| REVISADO: JFVL | PROPIETARIO: UNIBAIL RODAMCO SPAIN, S.L. | | |



| | | | |
|---|--|---------------------|--|
| PLANO Nº: 04.03 | NOMBRE DE PLANO: PLANO UNIFILAR - ZONA 2 | | |
| TÍTULO DEL PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 875 kW_n EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES | | | |
| PROYECTADO: JAT | EMPLAZAMIENTO: PONT DEL POTOSÍ, 2 | ESCALA: - | FECHA: SEPTIEMBRE 2023 |
| DIBUJADO: JAT | LOCALIDAD: 08030, BARCELONA (BARCELONA) | TAMAÑO DE PAPEL: A3 |  UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA |
| REVISADO: JFVL | PROPIETARIO: UNIBAIL RODAMCO SPAIN, S.L. | | |

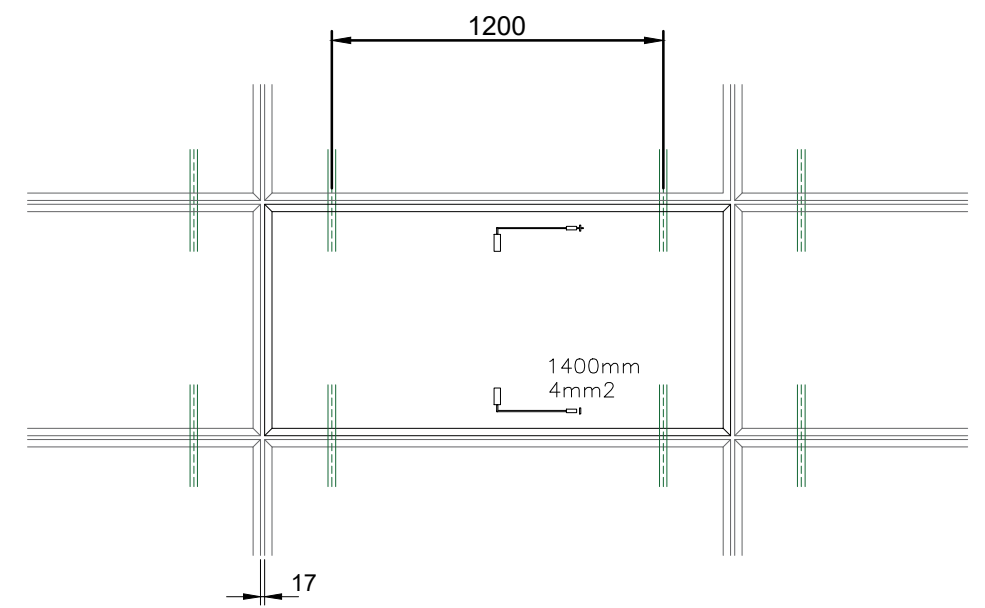
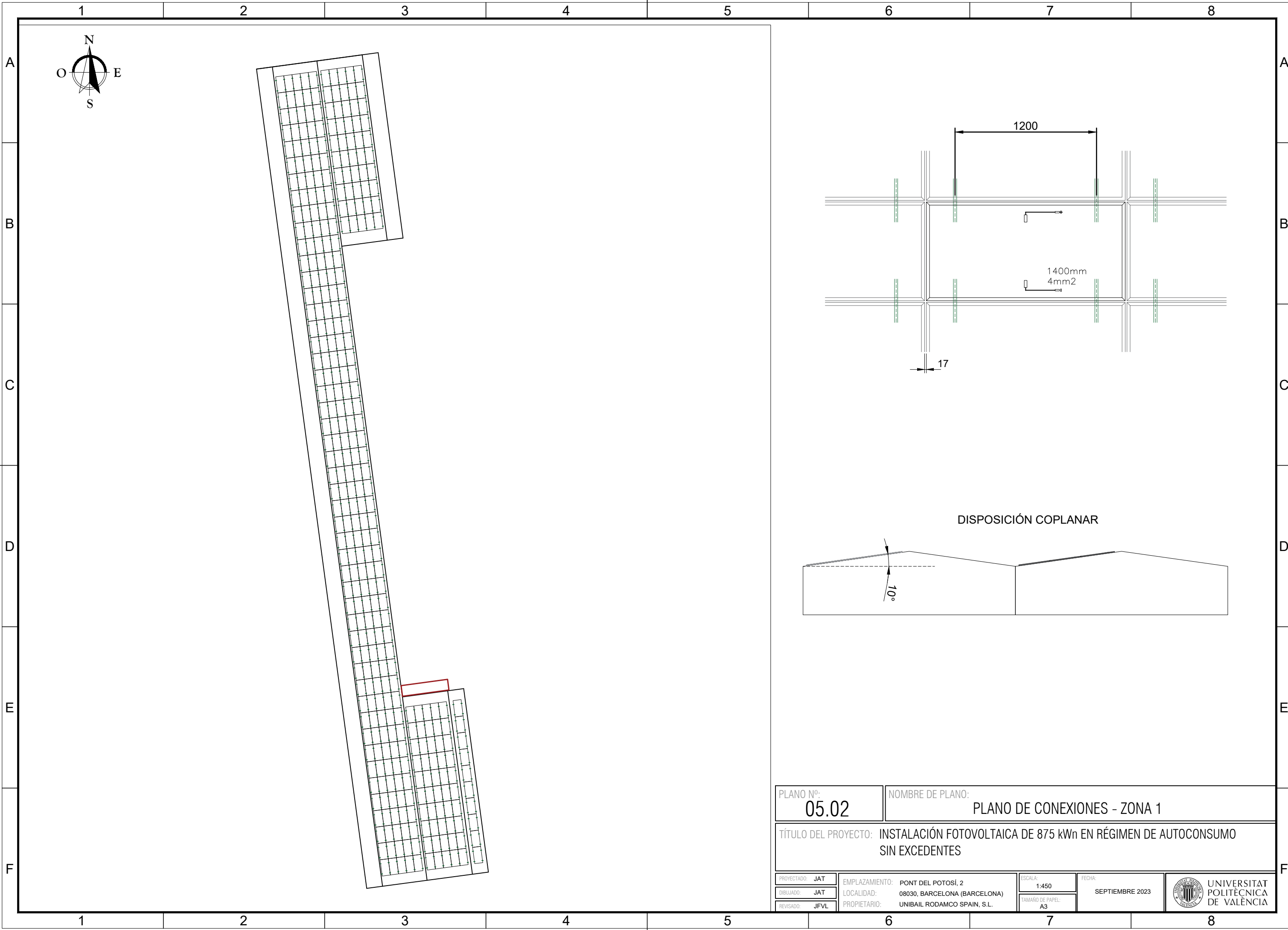


| | | | |
|-----------------|--|---------------------|--|
| PROYECTADO: JAT | EMPLAZAMIENTO: PONT DEL POTOSÍ, 2 | ESCALA: 1:450 | FECHA: SEPTIEMBRE 2023 |
| DIBUJADO: JAT | LOCALIDAD: 08030, BARCELONA (BARCELONA) | TAMAÑO DE PAPEL: A3 |  UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA |
| REVISADO: JFVL | PROPIETARIO: UNIBAIL RODAMCO SPAIN, S.L. | | |

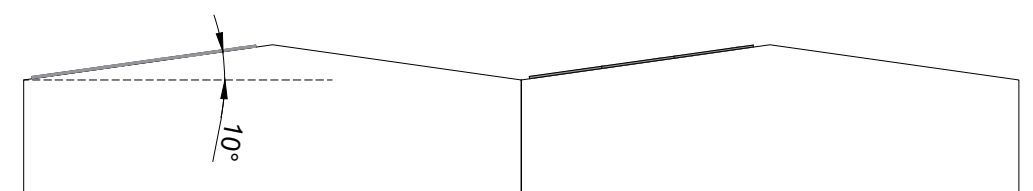
PLANO Nº: **05.01**

NOMBRE DE PLANO: **PLANO DE CONEXIONES - ZONA 1**

TÍTULO DEL PROYECTO: **INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 875 kW_n EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES**



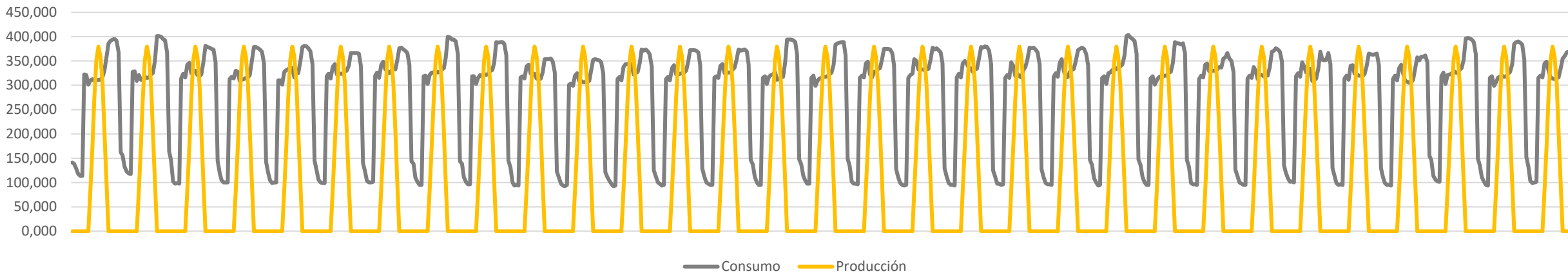
DISPOSICIÓN COPLANAR



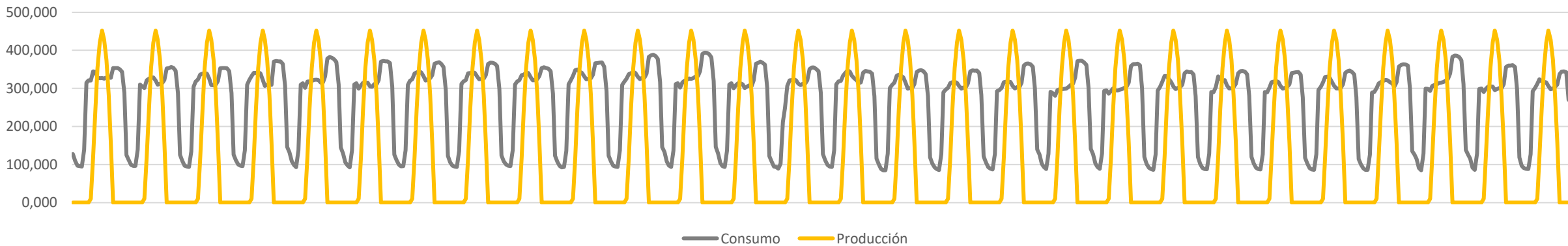
| | | | |
|---|---|----------------------------|--|
| PLANO Nº: 05.02 | NOMBRE DE PLANO: PLANO DE CONEXIONES - ZONA 1 | | |
| TÍTULO DEL PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 875 kW_n EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES | | | |
| PROYECTADO: JAT | EMPLAZAMIENTO: PONT DEL POTOSÍ, 2 | ESCALA: 1:450 | FECHA: SEPTIEMBRE 2023 |
| DIBUJADO: JAT | LOCALIDAD: 08030, BARCELONA (BARCELONA) | TAMAÑO DE PAPEL: A3 |  UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA |
| REVISADO: JFVL | PROPIETARIO: UNIBAIL RODAMCO SPAIN, S.L. | | |

CURVAS DE CARGA

ENERO

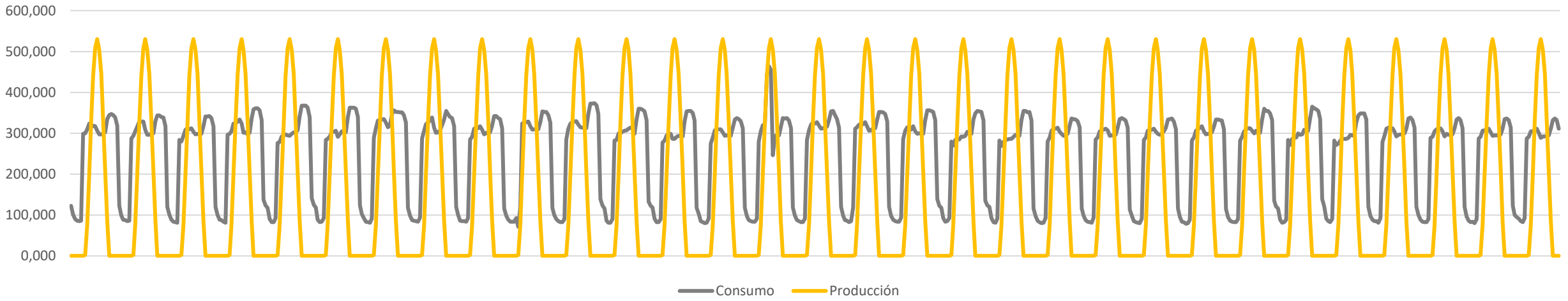


FEBRERO

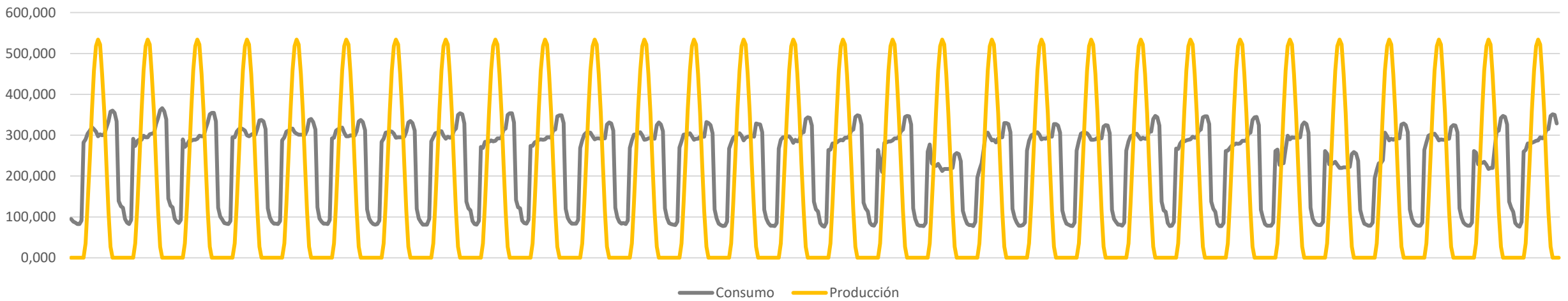


Curvas de carga de los meses Enero y Febrero

MARZO

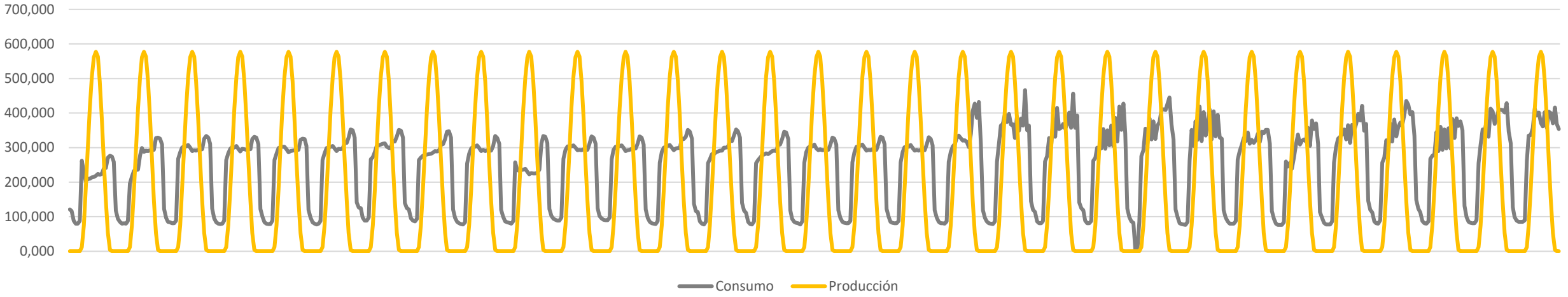


ABRIL

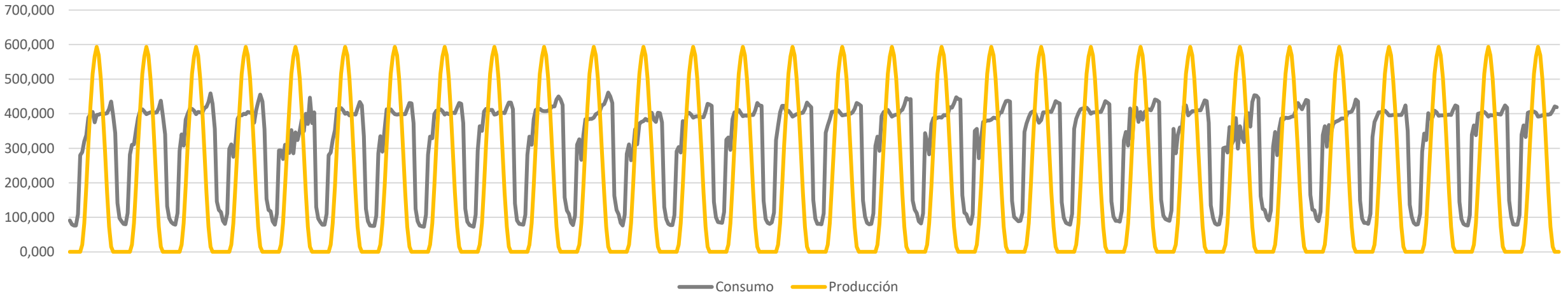


Curvas de carga de los meses Marzo y Abril

MAYO

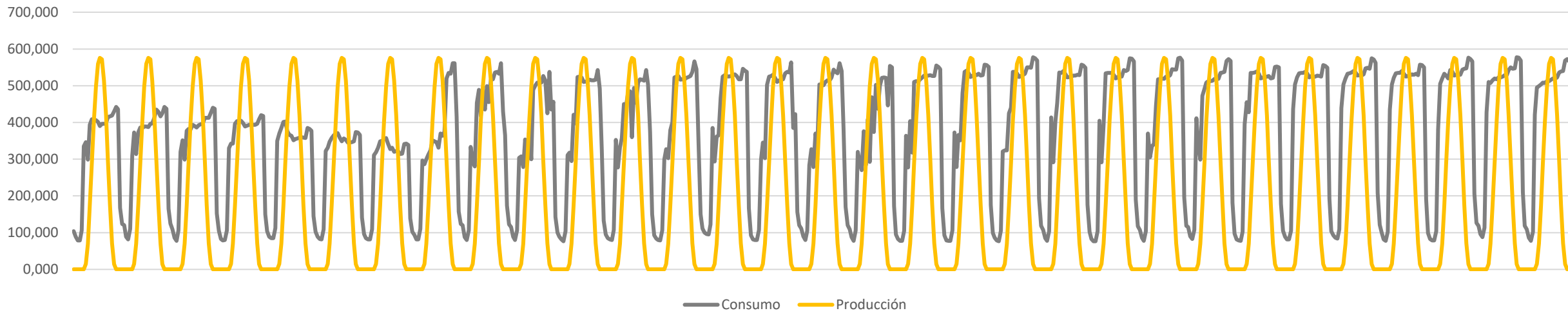


JUNIO

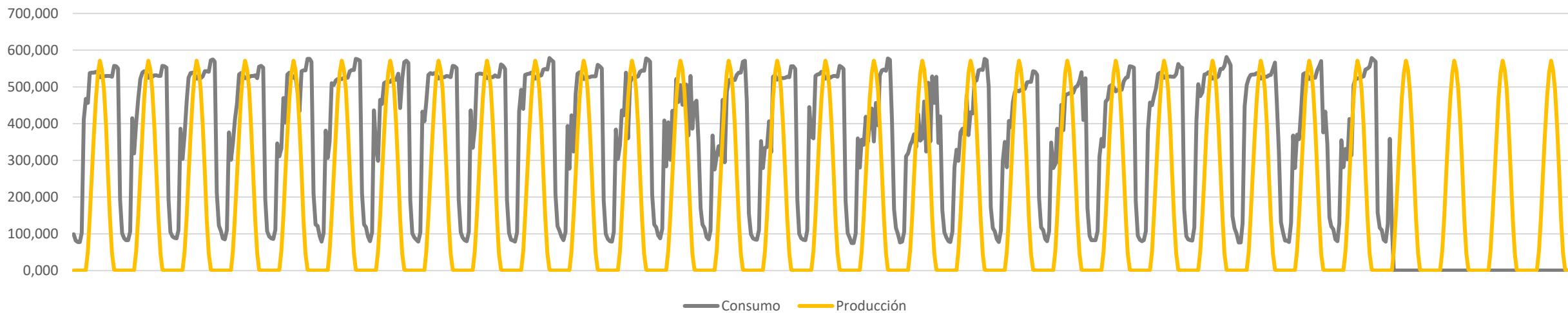


Curvas de carga de los meses Mayo y Junio

JULIO

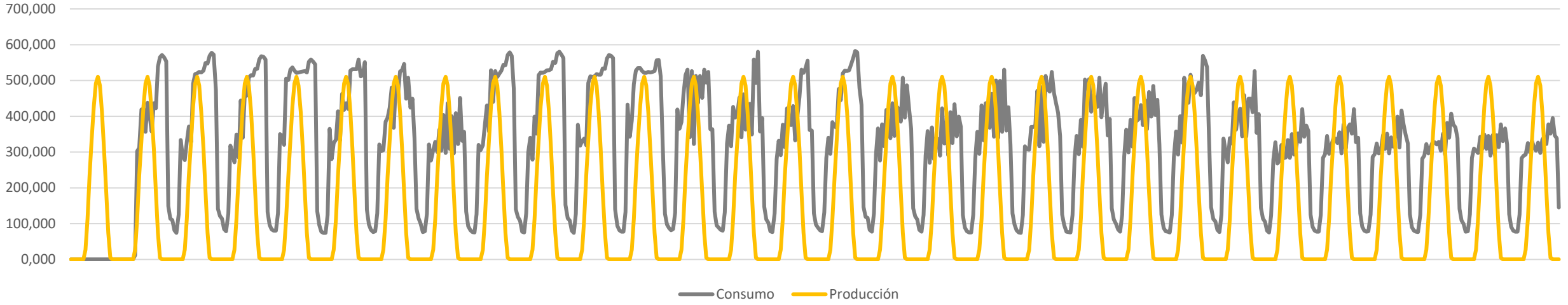


AGOSTO

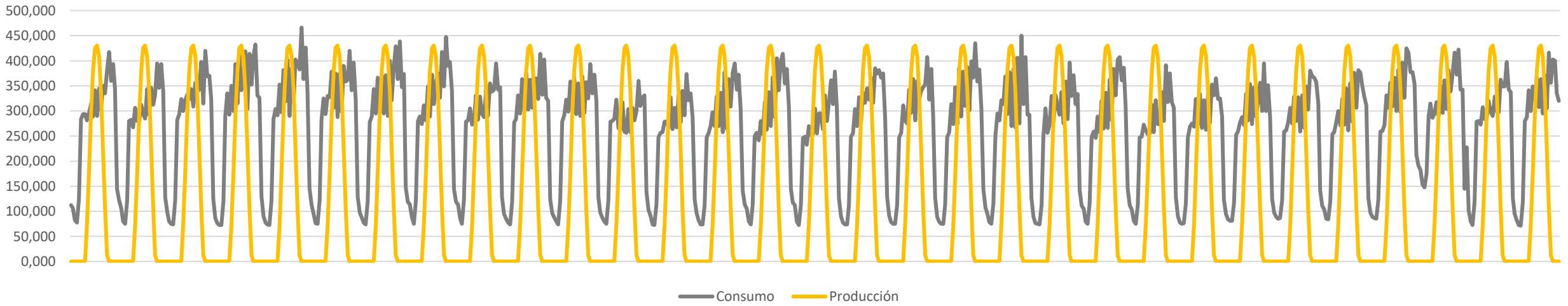


Curvas de carga de los meses Julio y Agosto

SEPTIEMBRE

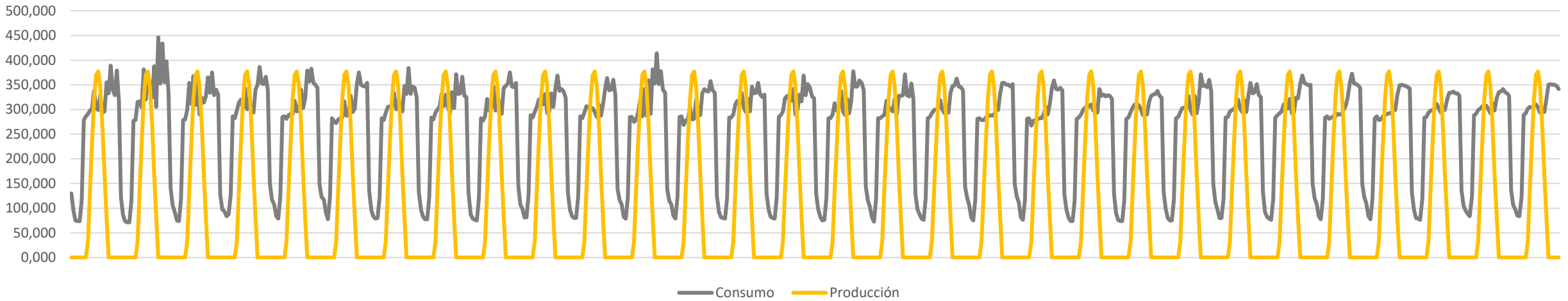


OCTUBRE

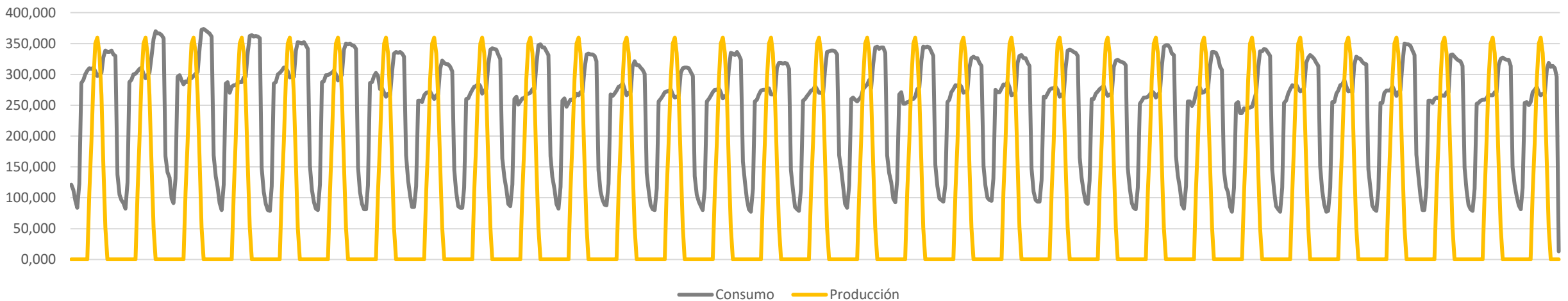


Curvas de carga de los meses Septiembre y Octubre

NOVIEMBRE



DICIEMBRE



Curvas de carga de los meses Noviembre y Diciembre

FICHAS TÉCNICAS

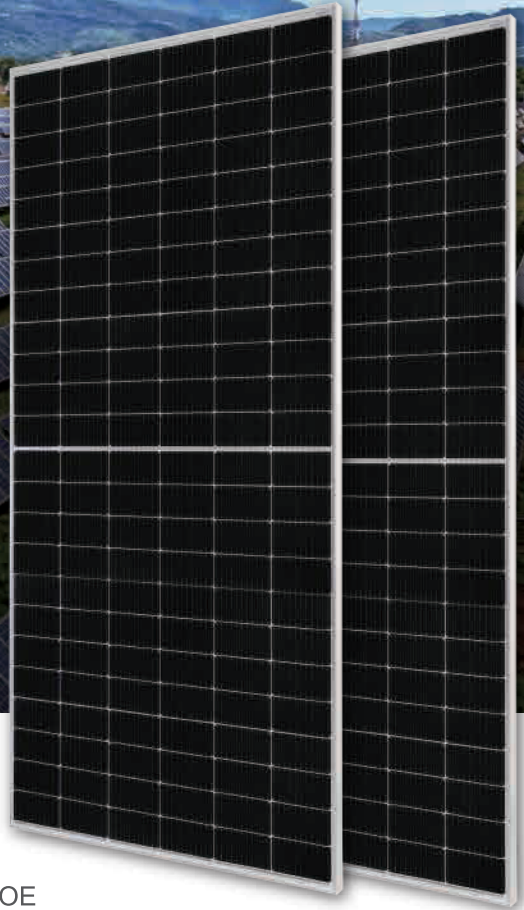
DEEP BLUE 3.0

Mono

550W MBB Half-cell Module
JAM72S30 525-550/MR/1500V Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

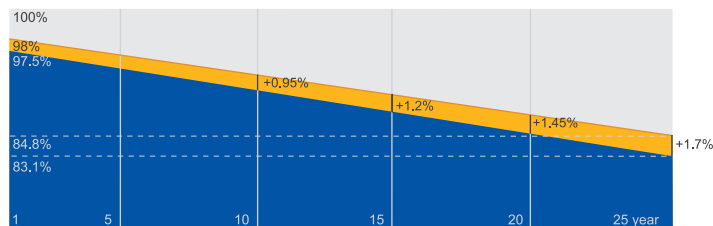


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

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

0.55% Annual Degradation Over 25 years



■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

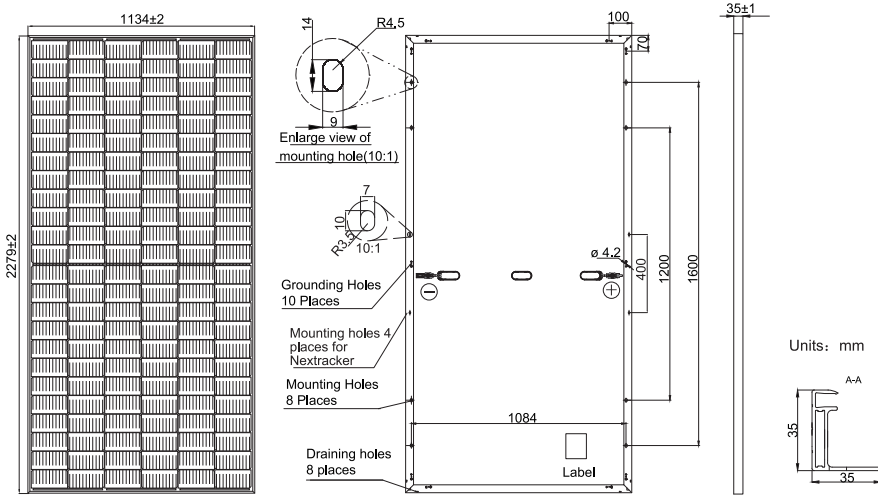
Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems



MECHANICAL DIAGRAMS

SPECIFICATIONS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

| | |
|---------------------------------------|--|
| Cell | Mono |
| Weight | 28.6kg±3% |
| Dimensions | 2279±2mm×1134±2mm×35±1mm |
| Cable Cross Section Size | 4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL) |
| No. of cells | 144(6×24) |
| Junction Box | IP68, 3 diodes |
| Connector | Genuine MC4-EVO2 QC 4.10-35/45 |
| Cable Length (Including Connector) | Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-) |
| Country of Manufacturer | China/Vietnam |

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

| TYPE | JAM72S30 -525/MR/1500V | JAM72S30 -530/MR/1500V | JAM72S30 -535/MR/1500V | JAM72S30 -540/MR/1500V | JAM72S30 -545/MR/1500V | JAM72S30 -550/MR/1500V |
|--|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Rated Maximum Power(Pmax) [W] | 525 | 530 | 535 | 540 | 545 | 550 |
| Open Circuit Voltage(Voc) [V] | 49.15 | 49.30 | 49.45 | 49.60 | 49.75 | 49.90 |
| Maximum Power Voltage(Vmp) [V] | 41.15 | 41.31 | 41.47 | 41.64 | 41.80 | 41.96 |
| Short Circuit Current(Isc) [A] | 13.65 | 13.72 | 13.79 | 13.86 | 13.93 | 14.00 |
| Maximum Power Current(Imp) [A] | 12.76 | 12.83 | 12.90 | 12.97 | 13.04 | 13.11 |
| Module Efficiency [%] | 20.3 | 20.5 | 20.7 | 20.9 | 21.1 | 21.3 |
| Power Tolerance | 0~+5W | | | | | |
| Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc}) | +0.045%/°C | | | | | |
| Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc}) | -0.275%/°C | | | | | |
| Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp}) | -0.350%/°C | | | | | |

STC Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.
Measurement tolerance at STC: Pmax ±3 %, Voc ±3% and Isc ±4%.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

| TYPE | JAM72S30-525 /MR/1500V | JAM72S30-530 /MR/1500V | JAM72S30-535 /MR/1500V | JAM72S30-540 /MR/1500V | JAM72S30-545 /MR/1500V | JAM72S30-550 /MR/1500V |
|--------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Rated Max Power(Pmax) [W] | 397 | 401 | 405 | 408 | 412 | 416 |
| Open Circuit Voltage(Voc) [V] | 46.05 | 46.18 | 46.31 | 46.43 | 46.55 | 46.68 |
| Max Power Voltage(Vmp) [V] | 38.36 | 38.57 | 38.78 | 38.99 | 39.20 | 39.43 |
| Short Circuit Current(Isc) [A] | 10.97 | 11.01 | 11.05 | 11.09 | 11.13 | 11.17 |
| Max Power Current(Imp) [A] | 10.35 | 10.39 | 10.43 | 10.47 | 10.51 | 10.55 |

NOCT Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G

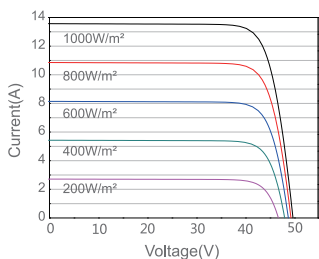
*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 2000Pa while Maximum Static Load, Back is 2000Pa.

OPERATING CONDITIONS

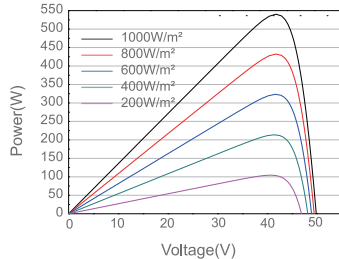
| | |
|-----------------------------|----------------|
| Maximum System Voltage | 1500V DC (IEC) |
| Operating Temperature | -40°C ~ +85°C |
| Maximum Series Fuse Rating | 25A |
| Maximum Static Load, Front* | 3600Pa, 1.5 |
| Maximum Static Load, Back* | 1600Pa, 1.5 |
| NOCT | 45±2°C |
| Safety Class | Class II |
| Fire Performance | UL Type 1 |

CHARACTERISTICS

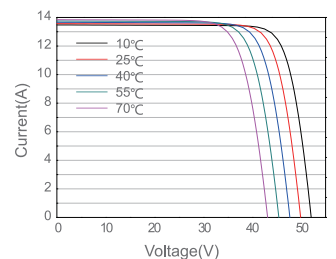
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR/1500V



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR/1500V



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR/1500V



SG350HX

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System



HIGH YIELD

- Up to 16 MPPTs with max. efficiency 99%
- 20A per string, compatible with 500Wp+ module
- Data exchange with tracker system, improving yield

LOW COST

- Q at night function, save investment
- Power line communication (PLC)
- Smart IV Curve diagnosis, active O&M

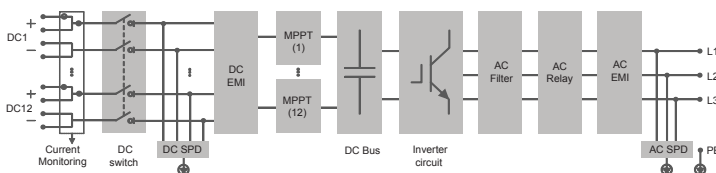
GRID SUPPORT

- $SCR \geq 1.15$ stable operation in extremely weak grid
- Reactive power response time $< 30ms$
- Compliant with global grid code

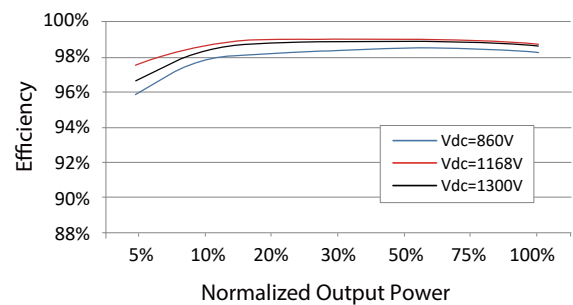
PROVEN SAFETY

- 2 strings per MPPT, no fear of string reverse connection
- 24h real-time AC and DC insulation monitoring

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



| Type designation | SG350HX |
|---|--|
| Input (DC) | |
| Max. PV input voltage | 1500 V |
| Min. PV input voltage / Startup input voltage | 500 V / 550 V |
| Nominal PV input voltage | 1080 V |
| MPP voltage range | 500 V – 1500 V |
| No. of independent MPP inputs | 12 (Optional: 14 / 16) |
| Max. number of input connector per MPPT | 2 |
| Max. PV input current | 12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A) |
| Max. DC short-circuit current per MPPT | 60 A |
| Output (AC) | |
| AC output power | 352 kVA @ 30°C / 320 kVA @ 40 °C / 295 kVA @ 50°C |
| Max. AC output current | 254 A |
| Nominal AC voltage | 3 / PE, 800 V |
| AC voltage range | 640 – 920 V |
| Nominal grid frequency / Grid frequency range | 50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz |
| THD | < 3 % (at nominal power) |
| DC current injection | < 0.5 % In |
| Power factor at nominal power / Adjustable power factor | > 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging |
| Feed-in phases / Connection phases | 3 / 3 |
| Efficiency | |
| Max. efficiency / European efficiency | 99.02 % / 98.8 % |
| Protection | |
| DC reverse connection protection | Yes |
| AC short circuit protection | Yes |
| Leakage current protection | Yes |
| Grid monitoring | Yes |
| Ground fault monitoring | Yes |
| DC switch / AC switch | Yes / No |
| PV string current monitoring | Yes |
| Q at night function | Yes |
| Anti-PID and PID recovery function | Optional |
| Surge protection | DC Type II / AC Type II |
| General Data | |
| Dimensions (W*H*D) | 1136 * 870 * 361 mm |
| Weight* | ≤ 116 kg |
| Isolation method | Transformerless |
| Degree of protection | IP66 |
| Power consumption at night | < 6 W |
| Operating ambient temperature range | -30 to 60°C |
| Allowable relative humidity range | 0 – 100 % |
| Cooling method | Smart forced air cooling |
| Max. operating altitude | 4000 m (> 3000 m derating) |
| Display | LED, Bluetooth+APP |
| Communication | RS485 / PLC |
| DC connection type | MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²) |
| AC connection type | Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ²) |
| Compliance | IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013 |
| Grid Support | Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control |

*Due to the multi-supplier for some key components, the actual weight may have a ±8% deviation, please refer to the actually delivered product.

SG125CX-P2

Multi-MPPT String Inverter for 1000 Vdc System

Preliminary



HIGH YIELD

- 12 MPPTs with max. efficiency 98.5%
- DC 15A current input, compatible with over 500W+ PV module
- Dynamic shading optimization mode

SMART O&M

- Key component diagnosis and protection
- Smart IV Curve Diagnosis
- Grid fault record function, easy for remote O&M

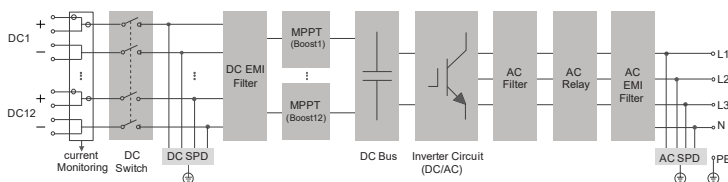
LOWER INVESTMENT

- Compatible max. 240mm² Al AC cables
- Drawer-style cable sealing plate support AC cable pre-assembly

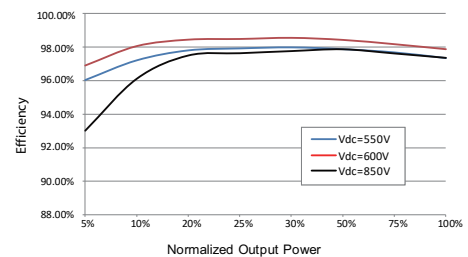
PROVEN SAFETY

- IP66 protection and C5 Anti-corrosion
- DC Type I+II SPD, AC Type II SPD
- Support AFCI 2.0 function

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



| Type designation | SG125CX-P2 |
|---|--|
| Input (DC) | |
| Recommended max. PV input power | 175 kW |
| Max. PV input voltage | 1100 V |
| Min. operating PV voltage / Start-up input voltage | 180 V / 200 V |
| Rated PV input voltage | 600 V |
| MPP voltage range | 180 – 1000 V |
| No. of independent MPP inputs | 12 |
| No. of PV strings per MPPT | 2 |
| Max. PV input current | 360 A (30 A / 30 A / 30 A / 30 A / 30 A / 30 A / 30 A / 30 A / 30 A / 30 A / 30 A / 30 A) |
| Max. DC short-circuit current | 480 A (40 A / 40 A / 40 A / 40 A / 40 A / 40 A / 40 A / 40 A / 40 A / 40 A / 40 A / 40 A) |
| Output (AC) | |
| Max. AC Output power | 125 kVA |
| Rated AC output apparent power | 125 kVA |
| Max. AC output current | 181.1 A |
| Rated AC voltage | 3 / N / PE, 230 / 400 V |
| AC voltage range | 320 – 480V |
| Rated grid frequency / Grid frequency range | 50 Hz / 45 - 55 Hz 60 Hz / 55 - 65 Hz |
| Harmonic (THD) | < 3 % (at rated power) |
| Power factor at nominal power / Adjustable power factor | > 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging |
| Feed-in phases / AC connection | 3 / 3-PE |
| Efficiency | |
| Max. efficiency | 98.50% |
| European efficiency | 98.30% |
| Protection and Function | |
| DC reverse polarity protection | Yes |
| AC short-circuit protection | Yes |
| Leakage current protection | Yes |
| Grid monitoring | Yes |
| Ground fault monitoring | Yes |
| DC switch | Yes |
| PV string monitoring | Yes |
| Q at night function | Yes |
| PID recovery function | Yes |
| Arc fault circuit interrupter (AFCI) | Yes |
| Surge protection | DC Type I + II / AC Type II |
| General Data | |
| Dimensions (W*H*D) | 1019*793*360mm |
| Weight | 87 kg |
| Topology | Transformerless |
| Degree of protection | IP66 |
| Night power consumption | < 4 W |
| Operating ambient temperature range | -30 to 60 °C (> 45 °C derating) |
| Allowable relative humidity range | 0 – 100 % |
| Cooling method | Smart forced air cooling |
| Max. operating altitude | 4000 m (> 3000 m derating) |
| Display | LED, Bluetooth+APP |
| Communication | RS485 / Optional: WLAN, Ethernet |
| DC connection type | Evo2 (Max. 6 mm ²) |
| AC connection type | OT / DT terminal (Max. 240 mm ²) |
| Compliance | IEC 62109-1, EN/IEC 61000-6-1/2/3/4, IEC 61727, IEC 62116, EN 50549-1/2, UTE C15-712-1, VDE V 0126-1-1, VFR 2019, NC RfG, G99 |
| Grid Support | Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control |
| Country of manufacture | China |



SG33/50CX-P2

Inversor string multi-MPPT para sistemas de 1000 Vdc



ALTO RENDIMIENTO

- 30 A de entrada de corriente DC, compatible con módulo FV superior a 500Wp+
- Modo de optimización con sombreado dinámico
- Función de recuperación PID incorporada

O&M INTELIGENTE

- Diagnóstico y protección de componentes clave
- Diagnóstico de curva IV inteligente
- Función de registro de fallos en la red, sencillo para O&M remoto

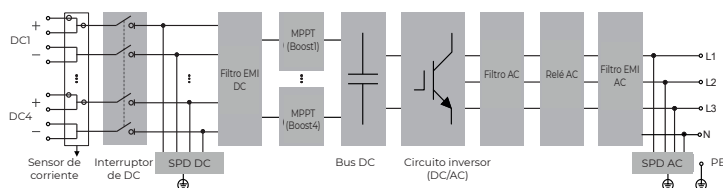
MENOR INVERSIÓN

- Fácil manejo gracias al 34 % de reducción del peso
- Plug & play con diseño de broche

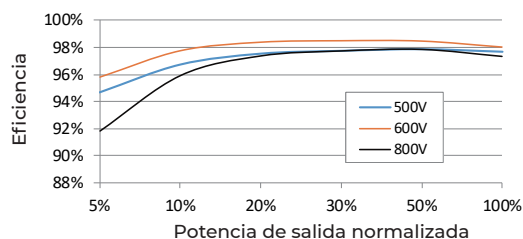
SEGURIDAD DEMOSTRADA

- Protección IP66 y anticorrosión C5
- DC Tipo I+II SPD, AC Tipo II SPD
- Soporte para función AFCI 2.0

DIAGRAMA DE CIRCUITO



CURVA DE EFICIENCIA (SG33CX-P2)



| Designación de tipo | SG33CX-P2 | SG50CX-P2 |
|--|---|---|
| Entrada (DC) | | |
| Potencia de entrada FV máx. recomendada | 46,2 kWp | 70 Wp |
| Tensión máx. de entrada FV | 1100 V | |
| Tensión mín. de entrada FV / Tensión de entrada de arranque | 160 V / 200 V | |
| Tensión de entrada FV nominal | 600 V | |
| Rango de tensión MPP | 160 V - 1000 V | |
| N.º de entradas MPP independientes | 3 | 4 |
| N.º de cadenas FV por MPPT | 2 | 2 |
| Corriente máx. de entrada FV | 90 A (30 A * 3) | 120 A (30 A * 4) |
| Corriente de cortocircuito DC máx. | 120 A (40 A * 3) | 160 A (40 A * 4) |
| Corriente máx. para conector DC | 20 A | |
| Salida (AC) | | |
| Potencia de salida AC nominal | 33 kVA | 50 kVA |
| Máxima potencia aparente de salida AC | 36,3 kVA ¹ | 55 kVA ¹ |
| Corriente máx. de salida AC | 55,2 A | 83,6 A |
| Corriente de salida AC nominal (a 230 V) | 47,8 A | 72,5 A |
| Tensión AC nominal | 3 / N / PE, 220 / 380 V, 230 / 400 V | |
| Rango de tensión AC | 312 - 480 V | |
| Frecuencia nominal de red | 50 Hz / 60 Hz | |
| Rango de frecuencia de red | 45 - 55 Hz / 55 - 65 Hz | |
| Armónicos (THD) | < 3 % (a potencia nominal) | |
| Factor de potencia a potencia nominal / Factor de potencia ajustable | > 0,99 / 0,8 anterior - 0,8 posterior | |
| Fases de vertido / fases de conexión | 3 / 3-N-PE | |
| Eficiencia | | |
| Eficiencia máxima / Eficiencia europea | 98,5% - 98,3% | 98,5% - 98,3% |
| Protección | | |
| Monitorización de red | Sí | |
| Protección contra conexión inversa DC | Sí | |
| Protección de cortocircuito AC | Sí | |
| Protección contra corriente de fuga | Sí | |
| Protección contra sobretensión | DC Tipo I+II / AC Tipo II | |
| Monitorización de fallo a tierra | Sí | |
| Interruptor de DC | Sí | |
| Monitorización de la corriente de string FV | Sí | |
| Función de extinción de arco (AFCI) | Sí | |
| Función de recuperación PID | Sí | |
| Datos generales | | |
| Dimensiones (An*Alt*Pf) | 645*575*245 mm | |
| Método de montaje | Montaje en pared | |
| Peso | 38 kg | 41 kg |
| Topología | Sin transformador | |
| Grado de protección | IP66 | |
| Corrosión | C5 | |
| Consumo eléctrico nocturno | < 5W | |
| Temperatura ambiente de funcionamiento | -30 a 60 °C | |
| Humedad relativa admisible (sin condensación) | 0 - 100 % | |
| Método de refrigeración | Refrigeración inteligente por aire forzado | |
| Altitud de funcionamiento máx. | 4000 m | |
| Pantalla | LED, Bluetooth+APP | |
| Comunicación | RS485 / Opcional: WLAN, Ethernet | |
| Tipo de conexión DC | EVO2 (máx. 6 mm ²) | |
| Tipo de conexión AC | Terminal OT (16~35 mm ²) | Terminal OT o DT (35~50 mm ²) |
| Especificación de cable AC | Diámetro exterior 18~38 mm | |
| Certificación de red | IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, VDE-AR-N 4105:2018, VDE AR-N 4110, IEC 61000-6-3, EN 50549-1, EN50549-2, CEI 0-21 2019, CEI0-16 2019, VDE 0126-1-1/A1, VFR 2019, UTE C15-712-1:2013, UNE 206007-1/RD 1699, UNE 217002, G99 | |
| Soporte de red | Q en función nocturna, LVRT, HVRT, control de potencia activa y reactiva, control de rampa de potencia | |

¹ 33 kVA y 50 kVA para Alemania, Bélgica, Austria, Ucrania y Dinamarca

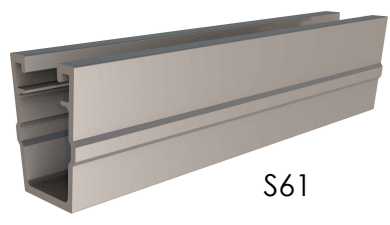
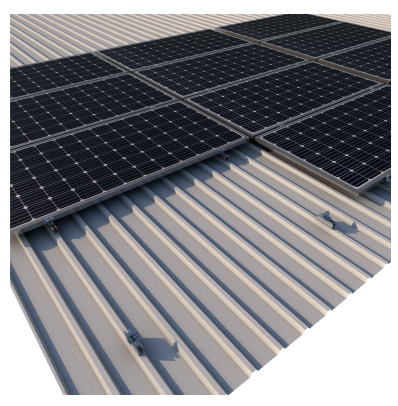


Ficha técnica

Soporte coplanar microrail fijación a chapa

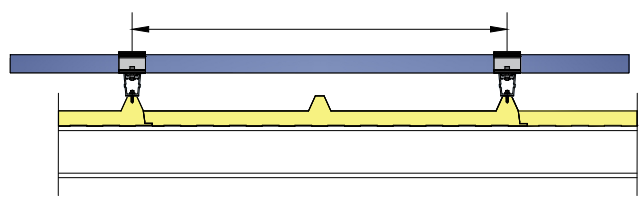
61H

Sistema kit



Espesor mínimo de la chapa **0.5 mm**

Distancia recomendada según fabricante de módulo fotovoltaico.



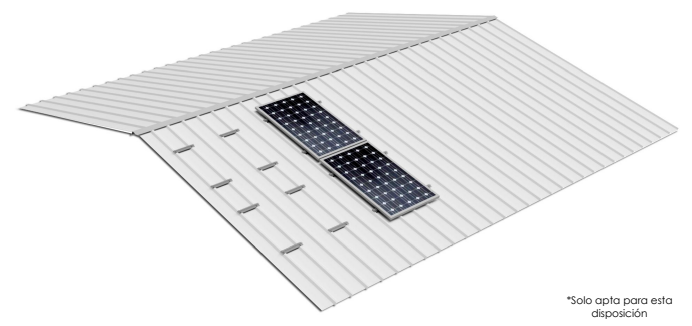
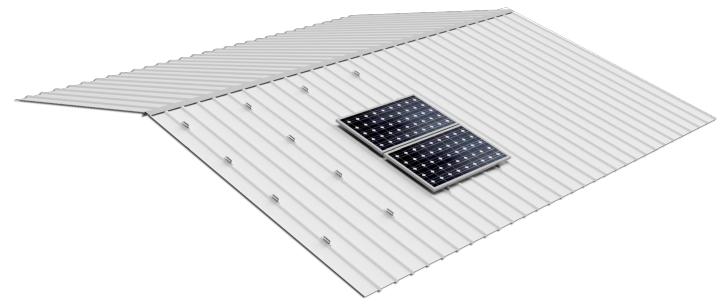
- Microrail para instalaciones coplanares para anclaje a chapa .
- Válido para cubiertas metálicas
- La fijación incluye junta de estanqueidad y tornillos de anclaje autorroscantes con arandela de sellado sin necesidad de pretaladro.
- Disposición de los módulos: Horizontal o vertical.
- Valido para espesores de módulos de 28 hasta 40 mm
- Kits disponibles de 1 a 8 módulos.

Viento: Hasta 250 Km/h

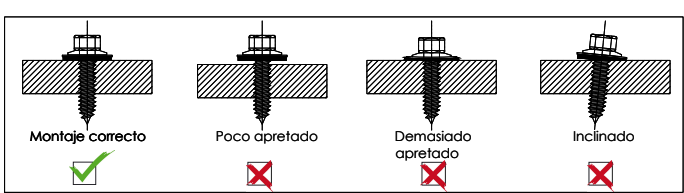
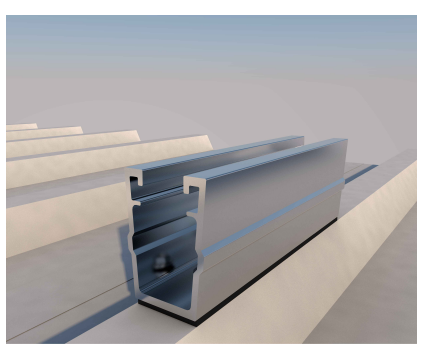
Nieve: Carga de nieve máxima 700 kg/m²
(Según distancia entre grecas)

Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería presores: Acero inoxidable A2-70
Tornillería fijación: S42

Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.



*Solo apta para esta disposición



Par de apriete:

Tornillo Presor 7 Nm

Tornillo SW8
Velocidad máxima de rotación para instalar: 1800 rpm

Dos opciones:
Para módulos de hasta:
2400x1350

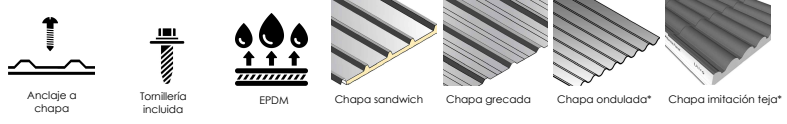


Marcado ES19/86524

Herramientas necesarias:



Seguridad:

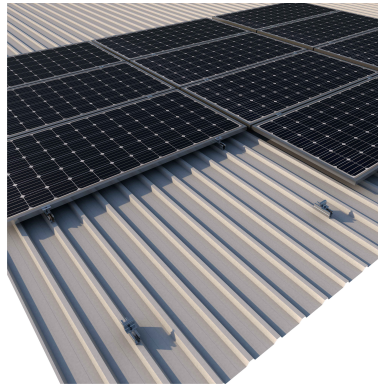


Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Velocidades de viento

Soporte coplanar microrail fijación a chapa

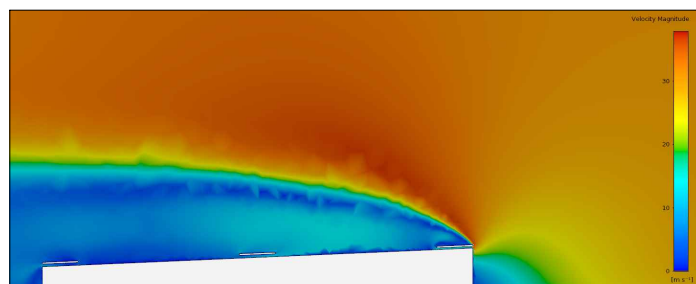
61H
Sistema kit



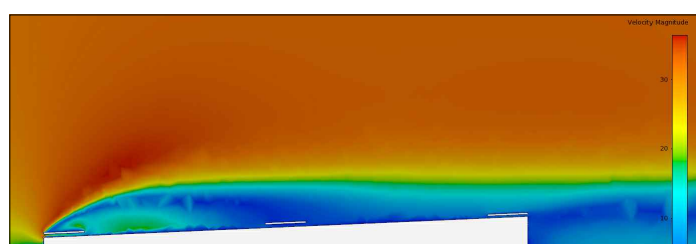
- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

| Cuadro de cargas máx. admisibles | | |
|----------------------------------|---------------|---------------|
| Greca (mm) | Viento (Km/h) | Nieve (Kg/m2) |
| ≤ 300 | ≤250 | 700 |
| 350 | ≤250 | 610 |
| 400 | ≤250 | 520 |
| 450 | ≤250 | 500 |
| 500 | ≤250 | 400 |

Tabla 1 - Cargas máximas admisibles.



Flujo viento norte - En estructura coplanar.



Flujo viento sur - En estructura coplanar.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje.
Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.



Marcado ES19/86524 CE

Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.