



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO Y VIABILIDAD DE COMUNIDAD ENERGÉTICA Y RED DE CONSUMO COMPARTIDO

Autor: Mónica Valdés Rubio

Director: María Dolores Carnicero García

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Proyecto y viabilidad de comunidad energética

y red de consumo compartido

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Mónica Valdés Rubio

Fecha: 07/07/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: María Dolores Carnicero García

Fecha: 07/07/2025

Agradecimientos

Para empezar, quiero agradecer a mi tutora, Lola Carnicero, por su dedicación, apoyo constante y valiosas orientaciones a lo largo de todo el desarrollo del proyecto y, sobre todo, por depositar su confianza en mí para hacer mis primeras prácticas en su empresa, ACLA.

También quiero agradecer a todo el equipo de ACLA, a Inés, a David y a Lorenzo por acogerme e integrarme durante el periodo de prácticas con una sincera cercanía y generosidad en el trato diario desde el primer momento.

Para terminar, me gustaría agradecer a mis padres su apoyo constante y ánimo que han sido un pilar fundamental durante toda la carrera. Gracias por estar siempre ahí.

PROYECTO Y VIABILIDAD DE COMUNIDAD ENERGÉTICA Y RED DE CONSUMO COMPARTIDO

Autor: Valdés Rubio, Mónica.

Director: Carnicero García, María Dolores.

Entidad Colaboradora: ACLA Ingeniería de Instalaciones, SL.

RESUMEN DEL PROYECTO

Este Trabajo de Fin de Grado desarrolla y evalúa la viabilidad técnica, económica y legal de una comunidad energética urbana basada en la generación fotovoltaica. Se simula una instalación compartida mediante el software SAM entre tres edificios en Madrid y se demuestra su rentabilidad, sostenibilidad y potencial de replicabilidad en entornos urbanos similares.

Palabras clave: Energía solar, Autoconsumo, Comunidad energética, SAM, Rentabilidad, Transición energética

1. Introducción

La crisis climática, la dependencia de los combustibles fósiles y los compromisos internacionales como el Acuerdo de París han impulsado una transformación en el modelo energético. En este contexto, las comunidades energéticas representan una herramienta clave para fomentar la participación ciudadana en la producción y gestión de energía renovable. Estas entidades permiten a vecinos, empresas o administraciones locales compartir instalaciones de generación eléctrica, reducir sus facturas energéticas y contribuir a los objetivos de descarbonización. El presente proyecto se centra en la propuesta de una comunidad energética real en el municipio de Madrid, aprovechando las cubiertas de tres edificios (residenciales y hoteleros) para implantar una instalación fotovoltaica colectiva que funcione bajo un esquema de autoconsumo compartido con reparto de excedentes.

2. Definición del proyecto

El proyecto se centra en el diseño de una comunidad energética urbana en la ciudad de Madrid, conformada por tres edificios: dos bloques residenciales (Puerto de Galapagar 6, 8 y 10, y Antonio López 45) y un hotel (Antonio López 65).

Para el dimensionamiento de esta comunidad, en primer lugar, se realizó la caracterización física de las cubiertas mediante herramientas como AutoCAD y Google Earth Pro, delimitando las superficies útiles tras descartar obstáculos arquitectónicos, zonas de sombra y respetar distancias mínimas de seguridad y pasillos técnicos. A continuación, se evaluaron más de 50 modelos de paneles solares, seleccionándose finalmente el AIKO Comet 2U Mono-Glass de 650 Wp por su elevada eficiencia (24 %) y densidad de potencia (240,63 Wp/m²), lo que permitió maximizar la potencia instalada en cada emplazamiento.

Se dimensionaron tres instalaciones independientes:

- 130 módulos en Puerto de Galapagar (84,5 kWp DC)
- 64 módulos en Antonio López 45 (41,6 kWp DC)

- 120 módulos en Antonio López 65 (78 kWp DC)

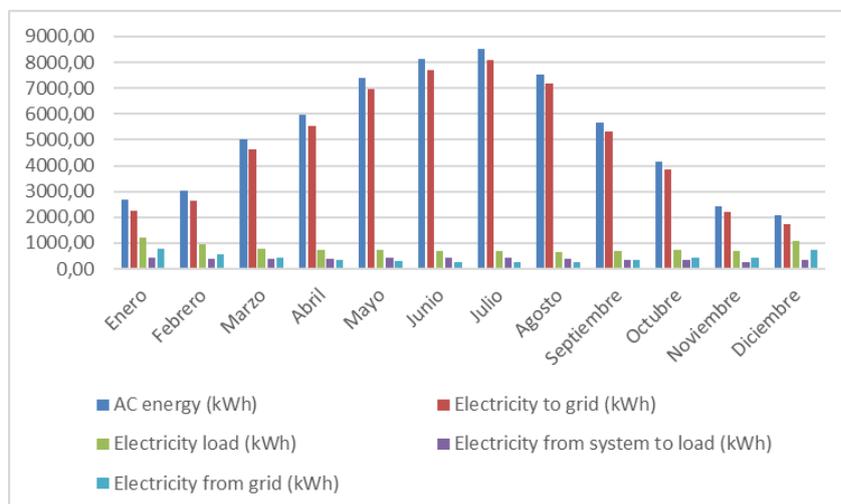
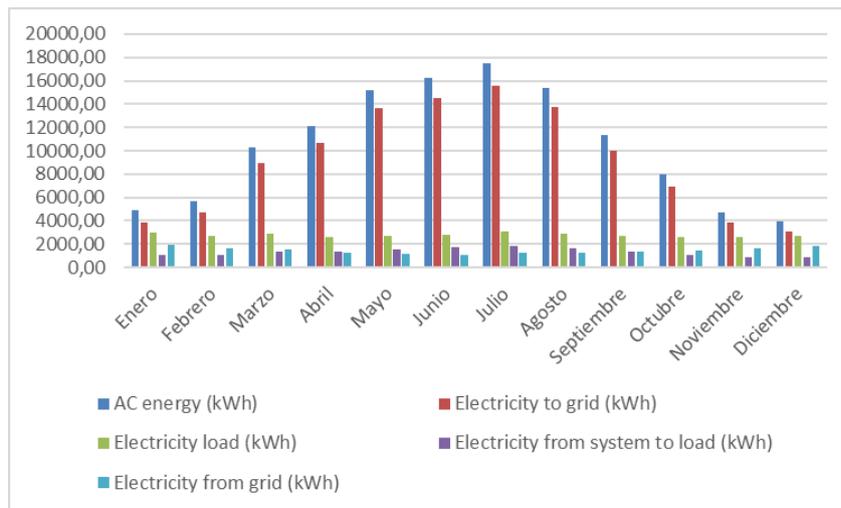
Para cada edificio se seleccionó un inversor adecuado, buscando un ratio AC/DC entre 1,2 y 1,3 que garantizara un buen aprovechamiento sin incurrir en pérdidas excesivas por clipping. Los modelos escogidos fueron: Growatt MAX 70KTL3, Sungrow SG33CX y Solis S5 60K LV.

Posteriormente, se realizó el dimensionado del cableado y de las protecciones eléctricas, ajustándose a los criterios del REBT y la norma UNE 20460.

La simulación de la producción se llevó a cabo con el software SAM (System Advisor Model). Se introdujeron archivos TMY, perfiles mensuales de consumo obtenidos de facturas reales y se empleó el módulo de sombras 3D para una estimación precisa. Se analizaron también pérdidas eléctricas y eficiencia del sistema. Con los datos de los flujos de energía obtenidos en SAM, se realizó un modelo de repartición de excedentes y de autoconsumo, teniendo en cuenta la compatibilidad de los perfiles horarios de generación y de carga.

3. Resultados

La producción anual es de 125239 kWh en calle del Puerto de Galapagar, 62638 kWh en calle de Antonio López 45, y 116107 kWh en calle de Antonio López 65.



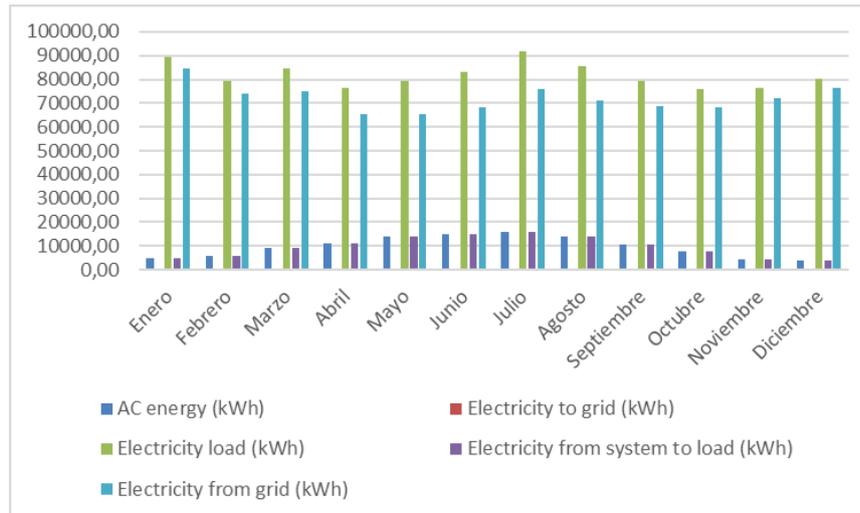


Figura 1 – Resultados de las simulaciones de producción mensual de energía en SAM

Para el análisis de viabilidad, se elaboraron los presupuestos de cada instalación y se realizó un flujo de cajas diferenciales con el modelo autoconsumo individual para cada edificio, comparando la instalación con y sin fotovoltaica, y considerando los ingresos por venta de excedentes y el ahorro por autoconsumo. A continuación, se realizó el flujo de cajas diferencial de todas las instalaciones en conjunto, considerando el reparto de los excedentes generados en calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10 y en calle de Antonio López 45 como autoconsumo de calle de Antonio López 65. Se calcularon los indicadores clave: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y periodo de retorno.

VAN	734632,63 €
TIR	24%
Payback	5 años

Tabla 1 – Resultados análisis de rentabilidad

4. Conclusiones

El presente proyecto ha permitido validar, mediante un enfoque técnico-económico riguroso, la viabilidad de implementar una comunidad energética urbana con instalaciones fotovoltaicas en tres edificios del municipio de Madrid. Los resultados obtenidos reflejan un dimensionado eficiente, una elevada producción específica (superior a 1.350 kWh/kWp) y una tasa de rendimiento (PR) adecuada para instalaciones urbanas con orientación e inclinación fija.

En términos económicos, el análisis del flujo de caja ha demostrado que los tres proyectos son rentables de forma individual, con TIR superiores al 20 % y un periodo de retorno

inferior a 6 años. Estos resultados validan el potencial de las comunidades energéticas como herramienta de ahorro energético y sostenibilidad financiera.

Desde el punto de vista normativo, se ha verificado el cumplimiento con el RD 244/2019, confirmando que el modelo de reparto dinámico y conexión a red interior es factible bajo la legislación española vigente. También se ha identificado la necesidad de simplificación administrativa para fomentar la implantación de más comunidades energéticas en entornos urbanos.

PROJECT AND FEASIBILITY OF AN ENERGY COMMUNITY AND SHARED CONSUMPTION NETWORK

Author: Valdés Rubio, Mónica.

Director: Carnicero García, María Dolores.

Collaborating Entity: ACLA Ingeniería de Instalaciones SL.

ABSTRACT

This Final Degree Project develops and evaluates the technical, economic and legal viability of an urban energy community based on collective self-consumption through photovoltaic generation. A shared installation is simulated using SAM software between three buildings in Madrid and its profitability, sustainability and potential for replicability in similar urban environments is demonstrated.

Keywords: Solar energy, Self-consumption, Energy community, SAM, Profitability, Energy transition

1. Introduction

The climate crisis, dependence on fossil fuels and international commitments such as the Paris Agreement have driven a transformation in the energy model. In this context, energy communities represent a key tool to promote citizen participation in the production and management of renewable energy. These entities allow residents, companies or local administrations to share electricity generation facilities, reduce their energy bills and contribute to decarbonisation objectives. This project focuses on the proposal of a real energy community in the municipality of Madrid, taking advantage of the roofs of three buildings (residential and hotel) to implement a collective photovoltaic installation that operates under a shared self-consumption scheme with distribution of surpluses.

2. Project definition

The project focuses on the design of an urban energy community in the city of Madrid, made up of three buildings: two residential blocks (Puerto de Galapagar 6, 8 and 10, and Antonio López 45) and a hotel (Antonio López 65).

For the sizing of this community, firstly, the physical characterization of the roofs was carried out using tools such as AutoCAD and Google Earth Pro, delimiting the useful surfaces after discarding architectural obstacles, shaded areas and respecting minimum safety distances and technical corridors. Next, more than 50 models of solar panels were evaluated, finally selecting the AIKO Comet 2U Mono-Glass of 650 Wp for its high efficiency (24%) and power density (240.63 Wp/m²), which allowed maximizing the installed power at each site.

Three independent facilities were sized:

- 130 modules in Puerto de Galapagar (84.5 kWp DC)
- 64 modules in Antonio López 45 (41.6 kWp DC)
- 120 modules at Antonio López 65 (78 kWp DC)

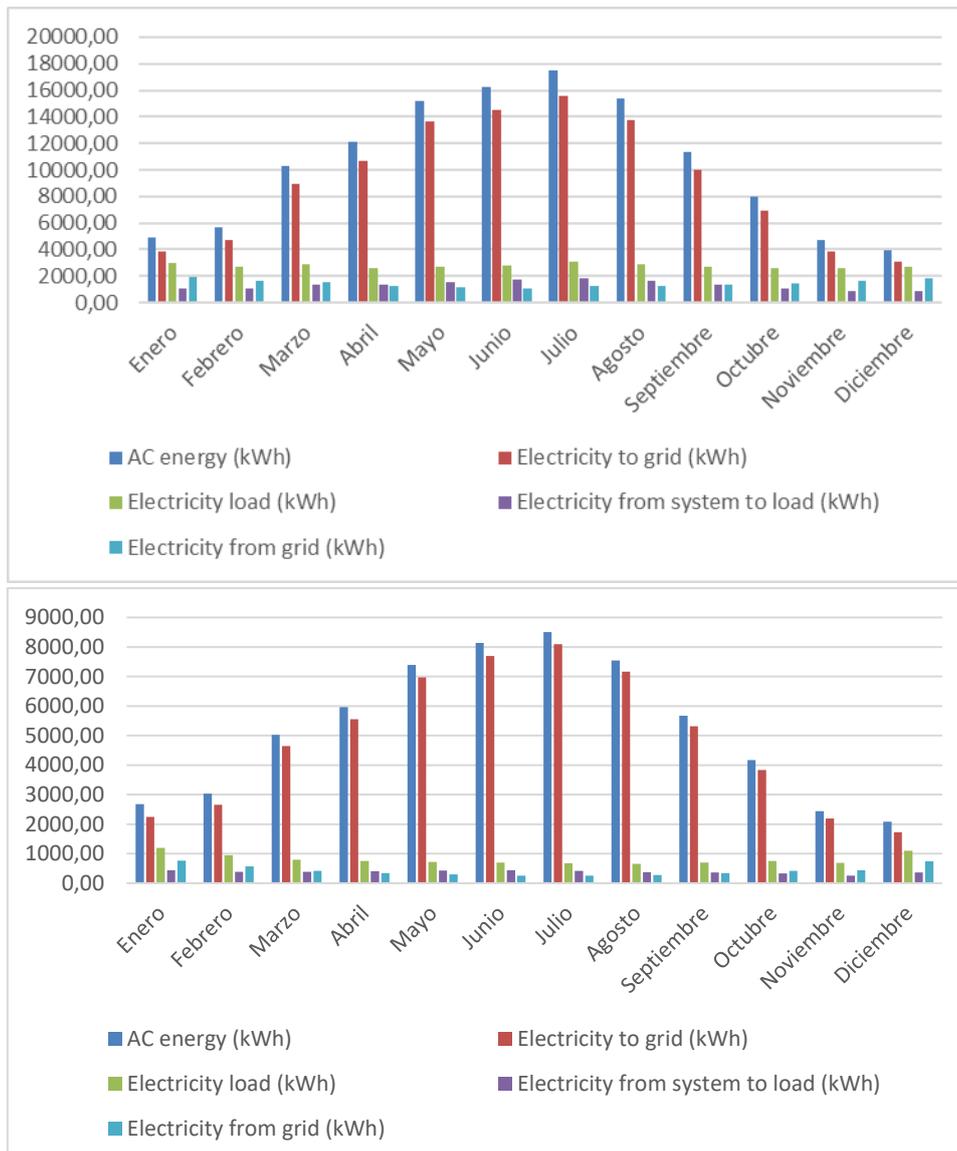
For each building, a suitable inverter was selected, looking for an AC/DC ratio between 1.2 and 1.3 that would guarantee good use without incurring excessive losses due to clipping. The models chosen were: Growatt MAX 70KTL3, Sungrow SG33CX and Solis S5 60K LV.

Subsequently, the wiring and electrical protections were dimensioned, in accordance with the criteria of the REBT and the UNE 20460 standard.

The simulation of the production was carried out with the SAM (System Advisor Model) software. TMY files, monthly consumption profiles obtained from real invoices and the 3D shadows module were used for an accurate estimation. Electrical losses and system efficiency were also analyzed. With the data of the energy flows obtained in SAM, a surplus distribution and self-consumption model was carried out, considering the compatibility of the hourly generation and load profiles.

3. Results

The annual production is 125239 kWh in Calle del Puerto de Galapagar, 62638 kWh in Calle de Antonio López 45, and 116107 kWh in Calle de Antonio López 65.



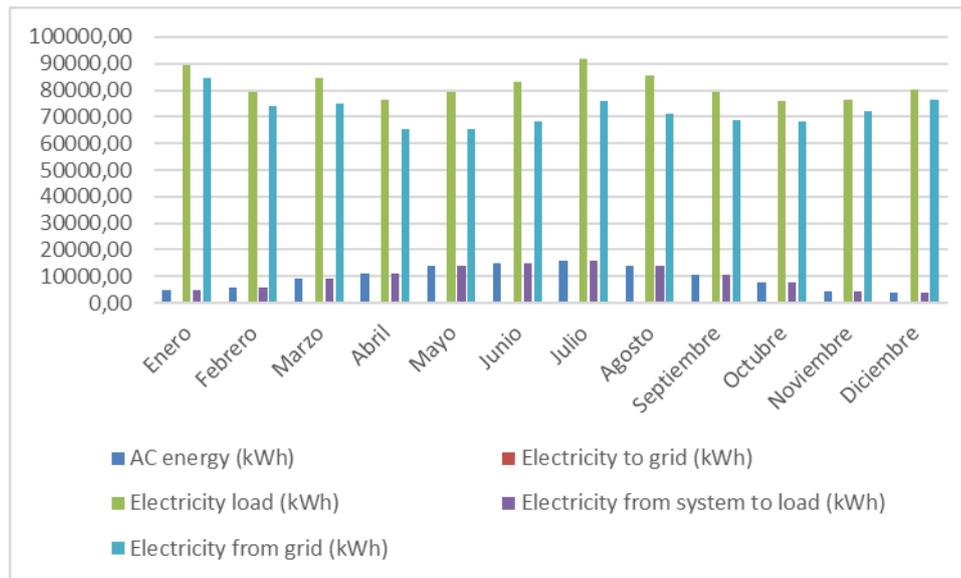


Figure 1 – Results of the simulations of monthly energy production in SAM

For the feasibility analysis, the budgets of each installation were prepared and a flow of differential boxes was made with the individual self-consumption model for each building, comparing the installation with and without photovoltaic, and considering the income from the sale of surpluses and the savings from self-consumption. Next, the flow of differential boxes of all the installations was carried out as a whole, with the collective self-consumption model, considering the distribution of the surpluses generated in Calle del Puerto de Galapagar 6, 8 and 10 and in Calle de Antonio López 45 as self-consumption of Calle de Antonio López 65. The key indicators were calculated: Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and return period.

VAN	€734632.63
IRR	24%
Payback	5 years

Table 1 – Profitability analysis results

4. Conclusions

This project has made it possible to validate, through a rigorous technical-economic approach, the feasibility of implementing an urban energy community with photovoltaic installations for collective self-consumption in three buildings in the municipality of Madrid. The results obtained reflect efficient sizing, high specific production (over 1,350 kWh/kWp) and a yield rate (PR) suitable for urban installations with fixed orientation and inclination.

In economic terms, the cash flow analysis has shown that the three projects are profitable individually, with IRR of more than 20% and a return period of less than 6 years. These results validate the potential of collective self-consumption as a tool for energy saving and financial sustainability.

From a regulatory point of view, compliance with RD 244/2019 has been verified, confirming that the dynamic distribution and connection to the internal grid model is feasible under current Spanish legislation. The need for administrative simplification has also been identified to encourage the implementation of more energy communities in urban environments.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	8
1.1 Contexto	8
1.2 Definición de comunidades energéticas	10
1.3 Modelos de negocio de comunidades energéticas	12
Capítulo 2. Elementos instalación solar fotovoltaica conectada a la red.....	15
2.1 Módulos fotovoltaicos.....	15
2.2 Inversor.....	18
2.3 Estructura	20
2.4 Cableado.....	20
2.5 Protecciones.....	21
Capítulo 3. Descripción del emplazamiento	22
Capítulo 4. Recurso solar disponible	26
Capítulo 5. Dimensionamiento de la instalación	30
5.1 Módulos fotovoltaicos.....	30
5.2 Montaje de los módulos	33
5.3 Esquema de la instalación	34
5.4 Inversores	38
5.5 Disposición de inversores y del cableado.....	43
5.6 Diseño y selección del cableado.....	47
5.6.1 Cableado CC.....	47
5.6.2 Cableado CA	50
5.7 Dimensionamiento de la puesta a tierra.....	53
5.8 Dimensionamiento de las protecciones	54
5.8.1 Protecciones CC.....	55
5.8.2 Protecciones CA.....	57
Capítulo 6. Modelado con SAM (System Advisor Model).....	59
6.1 Sombreado.....	60
6.2 Perfiles de consumo mensual y horario.....	64

6.3 Pérdidas	69
6.3.1 Pérdidas en radiación (Nominal POA Irradiance)	69
6.3.2 Pérdidas en generación en corriente continua (DC)	70
6.3.3 Conversión de energía en el inversor.....	70
6.3.4 Pérdidas en la parte de corriente alterna (AC).....	70
Capítulo 7. Resultados.....	75
Capítulo 8. Presupuestos.....	84
Capítulo 9. Viabilidad de la instalación.....	88
Capítulo 10. Solución de comunidad energética y conclusiones.....	95
Capítulo 11. Bibliografía.....	97
Capítulo 12. Anexos.....	99
12.1 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	99
12.2 Fichas técnicas de los componentes de las instalaciones	101

Índice de figuras

Figura 1: Objetivos Marco 2030 a nivel europeo y nacional	9
Figura 2: Esquema de instalación fotovoltaica conectada a red.....	15
Figura 3: Sección de una celda fotovoltaica.....	16
Figura 4: Croquis de la planta y fotografía de la fachada del emplazamiento de calle del Puerto de Galapagar.....	22
Figura 5: Fotografía en planta del emplazamiento de calle del Puerto de Galapagar	23
Figura 6: Croquis de la planta y fotografía de la fachada del emplazamiento de calle de Antonio López 45	23
Figura 7: Fotografía en planta del emplazamiento de calle de Antonio López 45	24
Figura 8: Croquis de la planta y fotografía de la fachada del emplazamiento de calle de Antonio López 65	25
Figura 9: Fotografía en planta del emplazamiento de calle de Antonio López 65	25
Figura 10: Irradiancia mensual en calle del Puerto de Galapagar 6, 8 y 10	27
Figura 11: Irradiancia mensual en calle de Antonio López 45	28
Figura 12: Irradiancia mensual en calle de Antonio López 65	29
Figura 13: Estructura coplanar para el montaje de los módulos fotovoltaicos.....	34
Figura 14: Plano de planta de la disposición de los módulos en Calle del Puerto de Galapagar 6, 8 y 10	35
Figura 15: Plano de planta de la disposición de los módulos en Calle de Antonio López 45	36
Figura 16: Plano de planta de la disposición de los módulos en Calle de Antonio López 65	37
Figura 17: Plano de planta de la disposición del cableado en Calle del Puerto de Galapagar 6, 8 y 10	44
Figura 18: Plano de planta de la disposición del cableado en Calle de Antonio López 45	45
Figura 19: Plano de planta de la disposición del cableado en Calle de Antonio López 65	46
Figura 20: Dimensionado del edificio de calle del Puerto de Galapagar en 3D shade calculator de SAM.....	61

Figura 21: Dimensionado del edificio de calle de Antonio López 45 en 3D shade calculator	62
Figura 22: Dimensionado del edificio de calle de Antonio López 65 en 3D shade calculator	63
Figura 23: Consumo mensual calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10.....	64
Figura 24: Consumo mensual calle de Antonio López 45	65
Figura 25: Consumo mensual de calle de Antonio López 65.....	67
Figura 26: Consumo horario de calle del Puerto de Galapagar 6, 8 y 10 del 21 de junio y el 21 de diciembre	68
Figura 27: Pérdidas calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10.....	72
Figura 28: Pérdidas calle de Antonio López 45	73
Figura 29: Figura 30: Pérdidas calle de Antonio López 65.....	74
Figura 31: Producción mensual de energía y consumo en el año 1 de calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10.....	75
Figura 32: Gráfico de resultados mensuales de calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10.....	77
Figura 33: Producción mensual de energía y consumo en el año 1 de calle de Antonio López 45	78
Figura 34: Gráfico de resultados mensuales de calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10.....	80
Figura 35: Producción mensual de energía y consumo en el año 1 de calle de Antonio López 65	81
Figura 36: Curva libre de riesgo zona euro	89

Índice de tablas

Tabla 1: Tabla comparativa módulos fotovoltaicos	18
Tabla 2: Características del emplazamiento de calle del Puerto de Galapagar	22
Tabla 3: Características de cada bloque del emplazamiento de calle del Puerto de Galapagar	22
Tabla 4: Características del emplazamiento de calle de Antonio López 45	23
Tabla 5: Características del emplazamiento de calle de Antonio López 65	24
Tabla 6: Análisis técnico comparativo de paneles solares	32
Tabla 7: Características del módulo AIKO Comet 2U Mono-Glass 650Wp	33
Tabla 8: Número de módulos y potencia DC para cada instalación.....	38
Tabla 9: Rango de potencia AC para cada instalación	38
Tabla 10: Análisis técnico comparativo de inversores para Calle del Puerto de Galapagar 6, 8 y 10	39
Tabla 11: Características del inversor Growatt MAX 70KTL3 LV	39
Tabla 12: Análisis técnico comparativo de inversores para Calle de Antonio López 45	39
Tabla 13: Características del inversor Sungrow SG 33CX	40
Tabla 14: Análisis técnico comparativo de inversores para Calle de Antonio López 65	40
Tabla 15: Características del inversor Solis S5 60K LV 60 kW	41
Tabla 16: Dimensionamiento de límites de la instalación de Calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10	43
Tabla 17: Dimensionamiento de límites de la instalación de Calle de Antonio López 45 ..	43
Tabla 18: Dimensionamiento de límites de la instalación de Calle de Antonio López 65 ..	43
Tabla 19: Longitudes máximas y secciones mínimas de cable según el criterio de máxima caída de tensión para cada instalación	48
Tabla 20: Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados. Temperatura ambiente 40°C en el aire.....	49
Tabla 21: Casos de aplicación de instalaciones tipo E	50
Tabla 22: Sección normalizada de cable de corriente continua según el criterio de máxima caída de intensidad para cada instalación	50

Tabla 23: Intensidad de fase para cada instalación.....	51
Tabla 24: Casos de aplicación de instalaciones tipo F	51
Tabla 25: Secciones mínimas de cable de corriente alterna según el criterio de máxima caída de intensidad para cada instalación	51
Tabla 26: Longitud de cable de corriente alterna para cada instalación.....	52
Tabla 27: Secciones mínimas de cable según el criterio de máxima caída de tensión para cada instalación.....	52
Tabla 28: Sección normalizada de cable de corriente alterna según el criterio de máxima caída de intensidad para cada instalación	52
Tabla 29: Secciones mínimas de los conductores de protección según las secciones de los conductores de fase.....	54
Tabla 30: Protecciones del inversor Growatt MAX 70KTL3 LV	55
Tabla 31: Protecciones del inversor Sungrow SG33CX	55
Tabla 32: Protecciones del inversor Solis S5-GC60K-LV	56
Tabla 33: Intensidad máxima admitida por el inversor para cada instalación.....	56
Tabla 34: Intensidades nominales interruptores magnetotérmicos y diferenciales	57
Tabla 35: Consumo mensual calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10	65
Tabla 36: Consumo mensual calle de Antonio López 45	66
Tabla 37: Resultados anuales de SAM de calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10	76
Tabla 38: Resultados mensuales de calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10.....	77
Tabla 39: Resultados anuales de SAM de calle de Antonio López 45.....	79
Tabla 40: Resultados mensuales de calle de Antonio López 45	80
Tabla 41: Resultados anuales de SAM de calle de Antonio López 65.....	82
Tabla 42:.....	83
Tabla 43: Desglose de precios de calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10	84
Tabla 44: Presupuesto de calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10.....	85
Tabla 45: Desglose de precios de calle de Antonio López 45.....	85
Tabla 46: Presupuesto de calle de Antonio López 45	86
Tabla 47: Desglose de precios de calle de Antonio López 65.....	86
Tabla 48: Presupuesto de calle de Antonio López 65	87

Tabla 49: Flujo de caja de calle del Puerto de Galapagar 6, 8 y 10	90
Tabla 50: Análisis de rentabilidad de calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10	90
Tabla 51: Flujo de caja de calle de Antonio López 45	91
Tabla 52: Análisis de rentabilidad de calle de Antonio López 45	91
Tabla 53: Flujo de caja de calle de Antonio López 65	92
Tabla 54: Análisis de rentabilidad de calle de Antonio López 65	92
Tabla 55: Flujo de caja total	94
Tabla 56: Análisis de rentabilidad total	94

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO

Dentro del sector energético, compañías generadoras, gobiernos y consumidores se han ido enfrentando a diversos desafíos que han impulsado un cambio de paradigma dentro del mismo. La escasez de recursos fósiles, la delicada y frágil dependencia energética del exterior, el cambio climático y la relevancia de lograr un acceso equitativo y justo a la energía, han provocado la necesidad incesante de búsqueda de nuevos modelos alternativos, con una mayor participación y colaboración ciudadana, y basados en la producción de energía limpia y renovable. En este contexto, nacen las comunidades energéticas como una respuesta sostenible e innovadora ante esta problemática.

El Consejo Europeo de finales de 2020, estableció el compromiso de una reducción del 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a las producidas en 1990, con una absorción de 225 millones de toneladas de CO₂. En la Figura 1, se recogen estas medidas tanto en el ámbito de la Unión Europea, como en el de España.

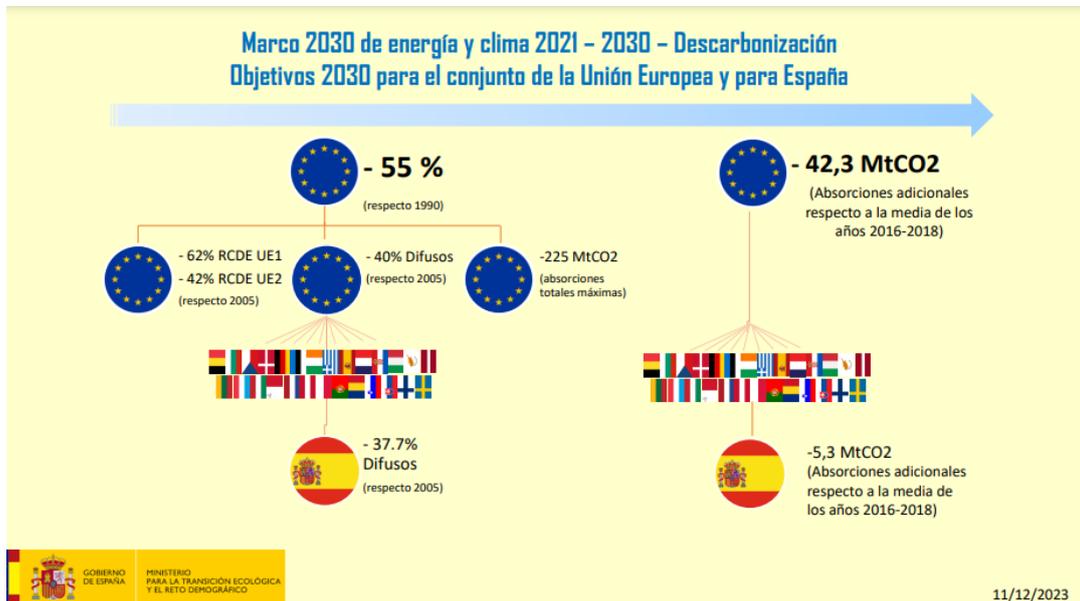


Figura 1: Objetivos Marco 2030 a nivel europeo y nacional

(Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico)

Asimismo, en 2021 se recoge en la Ley del clima Europea el objetivo de lograr para el año 2050 una neutralidad climática, en el que se compensen las emisiones de gases de efecto invernadero producidas, con una absorción equivalente de los mismos mediante los sumideros disponibles en la UE. A nivel nacional, en España se firma en mayo de 2021, la Ley 7/2021, en la cual se recoge esta misma meta de neutralidad para el año 2050 como límite.

Para lograr cumplir estos objetivos, la UE requiere que para 2050 al menos un 75% del total de la energía demandada por los consumidores provenga de energías renovables y que en torno a un 16% de la electricidad producida proceda de propuestas comunitarias.

1.2 DEFINICIÓN DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS

Las comunidades energéticas no se limitan al autoconsumo colectivo, que es una forma técnica de reparto de energía regulada por el RD 244/2019, sino que son entidades jurídicas definidas por la Directiva (UE) 2018/2001, sobre energías renovables, y la Directiva (UE) 2019/944, sobre el mercado interior de la electricidad, y recogidas también en el marco jurídico español (RD-ley 23/2020). En España, estas directrices se han ido incorporando al ordenamiento jurídico y aún sigue en proceso de desarrollo. Es por esto que las comunidades energéticas se plantean como un instrumento clave para cumplir los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 y de la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo.

Su naturaleza se basa en la participación abierta y voluntaria, el control efectivo por parte de ciudadanos, pymes o autoridades locales, y la primacía del beneficio social, ambiental y económico para la comunidad frente al lucro individual.

Este modelo permite desarrollar una amplia variedad de actividades que incluyen generación, almacenamiento, consumo, compartición e incluso venta de energía renovable, junto con servicios como gestión de demanda, recarga de vehículos eléctricos y servicios de eficiencia energética. Asimismo, constituyen un modelo de gobernanza democrática en el cual las decisiones se toman de forma colectiva de tal manera que se fomenta la colaboración público-privada-ciudadana. Todo esto impulsa la cohesión social, la creación de empleo local, la implicación de la población en la comunidad, y el desarrollo de una economía más justa y resiliente.

Además de los avances normativos ya presentados, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha lanzado a información pública ciertas medidas de la

propuesta del Real Decreto para reforzar e impulsar el papel de las comunidades energéticas en el sistema eléctrico español que consisten en:

- La posibilidad de acceso de estas entidades al Régimen Económico de Energías Renovables, lo que les permite participar en subastas de energía con retribución regulada, adaptadas a sus características particulares. Con esto se busca garantizar la competitividad de las comunidades dentro del mercado, incluyendo la creación de cupos de potencia destinados únicamente a proyectos gestionados por estas.
- La asignación de parte de la capacidad de acceso a los nudos eléctricos. Esta capacidad, normalmente asignada por concurso y muy limitada en contextos urbanos, se reservaría parcialmente, un 5% del total disponible, para instalaciones impulsadas por comunidades energéticas. Esta medida busca facilitar la conexión a la red y mejorar la viabilidad técnica de la misma en un entorno donde los puntos de acceso son escasos y muy competitivos.

No obstante, esta iniciativa enfrenta ciertos desafíos como dificultades administrativas, barreras financieras, una normativa aun poco desarrollada y una falta de cultura energética en la ciudadanía. Pese a esto, el potencial de este modelo constituye un agente fundamental en los planes tanto europeos como nacionales de descarbonización y de desarrollo sostenible en el sector de la energía. El objetivo fundamental es lograr un equilibrio en el sistema de producción y de consumo, sostenible y resiliente. El modelo de comunidad energética basado en el autoconsumo permite afrontar muchos de estos desafíos, proponiendo una solución efectiva e innovadora.

1.3 MODELOS DE NEGOCIO DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS

A medida que se desarrolla el modelo de Comunidad Energética en Europa y en España, surge la necesidad de establecer distintas formas de estructuración económica y organizativa que permitan conseguir la viabilidad técnica y financiera del proyecto. Basándose en las tendencias observadas en la Unión Europea, encontramos los siguientes modelos de negocio:

- **Cooperativas energéticas:** los usuarios se agrupan voluntariamente para participar en la producción y gestión de energía renovable. Este modelo se basa en principios de participación abierta, control democrático y aportación económica de los socios, siguiendo la lógica de “una persona, un voto”. Existen más de 1.500 cooperativas de este tipo en Europa, lo que demuestra su arraigo y eficacia como fórmula colectiva para el impulso de las energías limpias.
- **Prosumidor comunitario:** los miembros de una comunidad instalan sistemas de generación y almacenamiento locales (por ejemplo, placas solares en edificios compartidos) y establecen acuerdos de compraventa a largo plazo (PPA) con comercializadoras. Este sistema permite aprovechar los excedentes energéticos generados, vendiéndolos a la red o intercambiándolos dentro de la propia comunidad.
- **Mercados energéticos locales (LEM):** son una forma avanzada de organización que permite a los miembros de una comunidad energética intercambiar energía entre sí, ya sea directamente mediante plataformas descentralizadas, o a través de entidades intermediarias. Este tipo de mercados promueve la autonomía energética local, aunque su desarrollo todavía está limitado por barreras regulatorias y técnicas en muchos países europeos.
- **Generación colectiva:** se basa en compartir instalaciones renovables situadas en azoteas de edificios o terrenos comunitarios, repartiendo la energía generada entre varios consumidores. Se trata de un formato especialmente adecuado para entornos urbanos donde el acceso a superficies productivas es limitado pero compartido.
- **Comunidades patrocinadas por terceros:** un inversor externo asume los costes de implantación y mantenimiento de la infraestructura energética. A cambio, se firma

un acuerdo con los usuarios para el suministro de energía a largo plazo, generalmente con precios reducidos. Este modelo permite ampliar el acceso a comunidades con menos capacidad económica o técnica, al tiempo que ofrece rentabilidad al patrocinador.

- **Agregación de flexibilidad comunitaria:** los hogares participantes coordinan su demanda energética para ofrecer servicios de flexibilidad a la red eléctrica. Este tipo de iniciativas requiere de alta digitalización y coordinación, pero ofrece oportunidades para generar ingresos adicionales por la prestación de servicios auxiliares al sistema eléctrico.
- **ESCO comunitarias:** donde empresas de servicios energéticos colaboran con la comunidad para ofrecer mejoras en eficiencia energética, como auditorías, aislamiento térmico o gestión de suministros renovables. Estas empresas se remuneran generalmente en función de los ahorros obtenidos, lo que incentiva una mejora real y continua en el rendimiento energético del conjunto de usuarios.
- **Cooperativas de e-mobility:** distintos actores (ciudadanos, pymes, ayuntamientos) colaboran para gestionar flotas de vehículos eléctricos compartidos, estaciones de recarga o servicios de transporte colectivo sostenibles. Estos vehículos también pueden integrarse como recursos energéticos flexibles dentro de la comunidad.

El presente Trabajo de Fin de Grado se centra en el análisis y diseño de una comunidad energética en el municipio de Madrid, basada en una instalación fotovoltaica colectiva. El objetivo es estudiar su viabilidad técnica, económica y normativa, así como su potencial de replicabilidad. Para ello, se parte de una caracterización detallada del conjunto de edificios participantes, se dimensiona el sistema de generación y se evalúa el ahorro energético y

económico del conjunto. También se analizan las implicaciones legales y organizativas necesarias para constituir formalmente una comunidad energética local.

Con este trabajo se pretende no solo contribuir al conocimiento sobre una figura emergente en el sector energético, sino también demostrar que la ciudadanía puede desempeñar un papel protagonista en la transición hacia un modelo energético más justo, limpio y resiliente.

Capítulo 2. ELEMENTOS INSTALACIÓN SOLAR

FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED

En este capítulo se va a estudiar los principales componentes de una instalación solar fotovoltaica conectada a la red. Con esta clase de instalaciones se consigue un ahorro notable en la factura de la luz, al poder tanto consumir la energía producida, como vender el excedente generado a la red en caso de producir más de lo demandado.

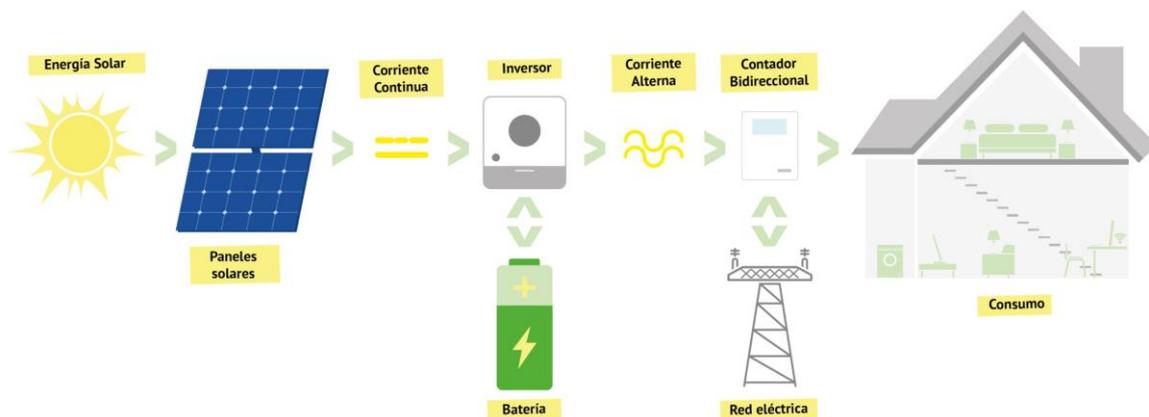


Figura 2: Esquema de instalación fotovoltaica conectada a red

(Fuente: Bee Green)

2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos son los aparatos capaces de transformar la energía procedente de la radiación solar en electricidad aprovechable. Los paneles solares funcionan de acuerdo con el efecto fotovoltaico, proceso en el cual un material semiconductor, normalmente el silicio, se dopa por un lado con fósforo y por el otro con nitrógeno, dando lugar a dos regiones dentro de la célula, un terminal positivo (Capa N) y otro negativo (Capa P),

divididas por una región intermedia para conservar su neutralidad. En cuanto los fotones inciden en la célula con una determinada energía de como mínimo 1,2 eV, produce la excitación de la capa de nitrógeno, generando un par electrón-hueco. Este proceso induce una separación de cargas gracias al campo eléctrico preexistente en la unión PN, lo cual provoca la circulación de electrones hacia el polo negativo y de los huecos al positivo. Al establecer una conexión entre ambos mediante un elemento conductor, se genera una corriente continua mientras persista la exposición a la radiación solar, que es proporcional a la intensidad de la irradiación solar incidente. Esto implica que, en condiciones de baja radiación al comienzo de la mañana, el rendimiento del módulo es reducido, incrementándose progresivamente hasta alcanzar su punto máximo en torno al mediodía.

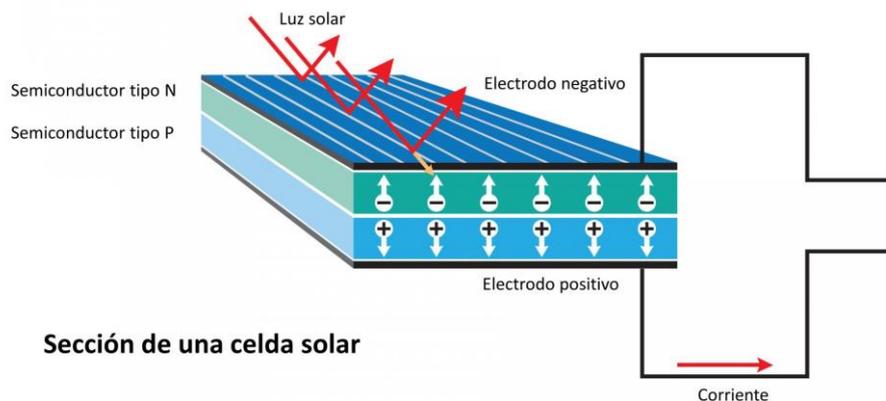


Figura 3: Sección de una celda fotovoltaica

(Fuente: espírituRACER)

Los módulos llevan incorporados un recubrimiento de vidrio templado de alta resistencia para dar protección mecánica frente a condiciones atmosféricas adversas, así como una lámina antirreflectante que reduce la reflexión de la luz incidente, favoreciendo una mayor absorción de fotones y mejorando el rendimiento energético del dispositivo.

Los paneles de silicio son de tres tipos:

- Monocristalinos: Los paneles solares de silicio monocristalino son considerados una de las opciones más avanzadas dentro del mercado fotovoltaico. Están compuestos por células fabricadas a partir de un único cristal de silicio de alta pureza, obtenido mediante procesos específicos de corte a partir de un lingote homogéneo. Estos módulos destacan por su elevada eficiencia energética, la cual suele situarse entre el 15% y el 22%, superando generalmente a otras tecnologías como la policristalina. Además, presentan un comportamiento único térmico notablemente estable, lo que permite mantener una producción eléctrica eficiente incluso en condiciones ambientales exigentes.
- Policristalinos: Los paneles solares de tipo policristalino se fabrican a partir de fragmentos de silicio fundido que, al solidificarse, forma múltiples cristales en una misma estructura punto este método de producción resulta más económico, ya que requieren menos procesamiento que el monocristalino como lo que se traduce en costes de fabricación más bajos y precios de venta más accesibles. En cuanto a su eficiencia, suele oscilar entre el 15% y el 17%, siendo algo inferior a la de los módulos monocristalinos. No obstante, estos equipos ofrecen una buena resistencia frente a temperaturas elevadas y al sobrecalentamiento, manteniendo un rendimiento adecuado bajo condiciones adversas. Visualmente, presentan una tonalidad azulada característica.
- Amorfos o de capa fina: Los paneles solares de capa fina representan una tecnología diferenciada que utiliza películas delgadas de material semiconductor depositadas sobre sustratos flexibles o rígidos punto. Esta estructura permite una mayor adaptabilidad a todo tipo de superficies. A nivel estético, estos paneles presentan un acabado uniforme y oscuro sin unos patrones típicos definidos. Su eficiencia energética se sitúa generalmente entre el 10% y el 16%, lo que implica una menor capacidad de conversión frente a otras alternativas.

Característica de tipos de módulos solares	Tipos Monocristalinos	Tipos Policristalinos	Tipos Amorfos (Capa Fina)
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor eficiencia • Resistencia a altas temperaturas • Ocupan menor espacio 	<ul style="list-style-type: none"> • Precios económicos • Amplia vida útil • Menos desperdicios en su producción 	<ul style="list-style-type: none"> • Modelos flexibles • Buen rendimiento con luz difusa • Modelos ligeros
Precio	Mayor inversión inicial	Precio medio	Más económico
Eficiencia	15% - 22%	13% - 18%	10% - 16%
Limitaciones	Mayor costo	Menos eficiente que el monocristalino	Sensible a la degradación

Tabla 1: Tabla comparativa módulos fotovoltaicos

(Fuente: AutoSolar)

2.2 INVERSOR

El inversor solar es el componente responsable de transformar la corriente continua (CC) producida por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna (CA) compatible con la red eléctrica. Esta conversión es esencial para que la energía solar pueda ser utilizada en aplicaciones domésticas, industriales o inyectada a la red. Esta transformación se lleva a cabo mediante un procedimiento de modulación de ancho de pulso PWM, complementada con un seguimiento del punto de máxima potencia MPPT. En el caso del PWM, regula tanto

la duración como la frecuencia de los impulsos eléctricos para generar una CA que se sincroniza con la red. Con el MPPT, el inversor identifica de forma continua el punto óptimo de funcionamiento de los paneles, es decir, la combinación ideal de tensión e intensidad para obtener la máxima potencia y, por consiguiente, energía disponible en cada momento. Los inversores pueden contar también con sistemas de monitorización que se encargan de regular el rendimiento del sistema y aportar información acerca de la generación de energía.

Los inversores solares con conexión a la red pueden ser de distintos tipos de acuerdo con su tecnología:

- Inversores string o en cadena: es el más empleado en instalaciones solares donde no existen problemas de sombreado. Funciona agrupando los módulos en serie y conectando cada cadena al inversor., el cual gestiona de forma conjunta la energía generada por cada una de estas cadenas. Entre sus ventajas, su instalación es sencilla y rápida, tiene costes más reducidos, permite la posibilidad de incorporar optimizadores de potencia en los paneles y permite monitorizar el sistema. Las desventajas son que ante el fallo de un panel toda su cadena se ve afectada y es poco flexible.
- Microinversores: trabajan de forma individual con cada módulo solar, de tal manera que cada uno cuenta con su propio inversor que convierte de CC a CA justo en el punto de generación. Esta tecnología es especialmente útil en instalaciones con orientaciones variadas, ya que la producción de un panel no afecta a las demás. A efectos positivos, cabe destacar que permite un mejor aprovechamiento de la energía generada y presentan más facilidad para detectar fallos y para ampliar la instalación. Su inconveniente reside en los elevados costes que suponen.
- Optimizadores de potencia: se instalan en cada panel solar y ajustan la producción de cada módulo y la entregan al inversor central, que funciona como un inversor string. Sus beneficios son la optimización de la generación gracias al seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), la adaptabilidad a todo tipo de entornos y una reducción en los costes con respecto a los microinversores. En cuanto a sus desafíos, pueden entorpecer las labores de mantenimiento de los módulos fotovoltaicos.

- Inversores híbridos: complementan la capacidad operativa de los inversores string con funciones de gestión de almacenamiento. Ofrecen una mayor autonomía, eficiencia y versatilidad; y permiten la gestión inteligente de la energía.

2.3 ESTRUCTURA

Es el soporte de base para los paneles solares. Si la cubierta es plana o en el suelo, se suele emplear estructuras en ángulo y de hormigón lastradas, para aportar la inclinación óptima a la instalación. Si la cubierta está inclinada, se recomienda utilizar las estructuras coplanares, que presentan la misma pendiente del tejado, y que, pese a no conseguir el ángulo de mayor captación de radiación solar, permite evitar en gran medida las pérdidas por sombreado y, consecuentemente, maximizar el aprovechamiento de la superficie disponible. Asimismo, presentan mayor robustez frente a condiciones de viento adversas. Deben ser acordes al Código Técnico de la Edificación (CTE).

2.4 CABLEADO

El cableado se va a clasificar según sus diferentes usos en la instalación fotovoltaica:

- Cableado CC: conecta los módulos fotovoltaicos con el inversor, con dos conductores, uno de ida y otro de vuelta.
- Cableado CA: conecta el inversor con el cuadro de distribución, con tres conductores, uno por cada fase (R-S-T).
- Cableado de puesta a tierra: conecta el neutro de la instalación a tierra.
- Cableado de comunicación: conecta el sistema a los dispositivos de monitorización.

Todos los cables deben cumplir con las normas vigentes y con las secciones mínimas recogidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

2.5 PROTECCIONES

Las protecciones eléctricas son dispositivos que sirven para garantizar la seguridad de las personas, los equipos, y de la red eléctrica, para evitar los riesgos derivados de posibles sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones. Entre ellas se incluyen seccionadores, fusibles e interruptores automáticos para evitar sobrecorrientes y cortocircuitos, descargadores SPD para picos de tensión, tomas a tierra, y protecciones antivertido para prevenir la generación inadvertida durante cortes en la red.

Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento comprende tres edificaciones en Madrid, dos de ellas en Carabanchel, y la otra en Vallecas, cuyas características son las siguientes:

El primer emplazamiento, situado en Vallecas, consta de tres bloques de edificios residenciales construidos en el año 1977.

CALLE DEL PUERTO DE GALAPAGAR 6, 8 Y 10	
Latitud	40,373°
Longitud	-3,619°
Elevación	630 m
Inclinación	5°
Azimuth	-66°

Tabla 2: Características del emplazamiento de calle del Puerto de Galapagar

	CALLE DEL PUERTO DE GALAPAGAR		
	6	8	10
Altura (m)	25	25	25
Plantas	9	8	8
Nº de viviendas	21	22	18

Tabla 3: Características de cada bloque del emplazamiento de calle del Puerto de Galapagar



Figura 4: Croquis de la planta y fotografía de la fachada del emplazamiento de calle del Puerto de Galapagar

(Fuente: Sede Electrónica del Catastro)



Figura 5: Fotografía en planta del emplazamiento de calle del Puerto de Galapagar

(Fuente: Google Earth Pro)

El segundo, en Carabanchel, se trata también de un edificio residencial del año 1967.

CALLE DE ANTONIO LÓPEZ 45	
Latitud	40,3915°
Longitud	-3,7036°
Elevación	580 m
Altura	28 m
Inclinación	5°
Azimuth	-32°
Plantas	12
Nº de viviendas	76

Tabla 4: Características del emplazamiento de calle de Antonio López 45



Figura 6: Croquis de la planta y fotografía de la fachada del emplazamiento de calle de Antonio López 45

(Fuente: Sede Electrónica del Catastro)



Figura 7: Fotografía en planta del emplazamiento de calle de Antonio López 45

(Fuente: Google Earth Pro)

Por último, el tercero, también situado en Carabanchel, se trata del Hotel Praga.

CALLE DE ANTONIO LÓPEZ 65	
Latitud	40,3913°
Longitud	-3,7077°
Elevación	575
Altura	28 m
Inclinación	5°
Azimuth	-32°

Tabla 5: Características del emplazamiento de calle de Antonio López 65

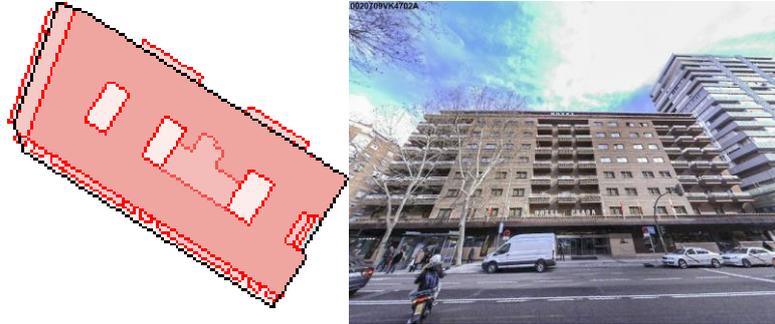


Figura 8: Croquis de la planta y fotografía de la fachada del emplazamiento de calle de Antonio López 65

(Fuente: Sede Electrónica del Catastro)



Figura 9: Fotografía en planta del emplazamiento de calle de Antonio López 65

(Fuente: Google Earth Pro)

Los edificios de calle de Antonio López 45 y 65, se encuentran dentro de un radio inferior a 2 km, siendo factible el autoconsumo colectivo. Por otro lado, el de calle del Puerto de Galapagar se encuentra fuera de este radio.

Capítulo 4. RECURSO SOLAR DISPONIBLE

La irradiancia solar, medida en W/m^2 , permite a los paneles solares producir la electricidad. Al atravesar la atmósfera terrestre, esta energía solar sufre distintos procesos de atenuación y dispersión, lo que da lugar a dos tipos de radiación en la superficie. Para este estudio, se ha empleado el software SAM (*System Advisor Model*), desarrollado por NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), que permite realizar simulaciones horarias a partir de archivos meteorológicos representativos de cada ubicación (*Typical Meteorological Year, TMY*), que incluyen la siguiente información acerca de la irradiación solar:

- *Direct Normal Irradiance* (DNI): es la componente de la irradiación solar que llega directamente desde el sol sobre una superficie perpendicular a los rayos solares.
- *Diffuse Horizontal Irradiance* (DHI): corresponde a la radiación solar que llega de forma difusa desde la bóveda celeste a una superficie horizontal. No incluye la reflejada por el terreno, ya que esa se considera aparte mediante el albedo.
- *Global Horizontal Irradiance* (GHI): es la suma total de la radiación solar directa y difusa que incide en la superficie horizontal.
- *Plane of Array Irradiance* (POA): representa la irradiancia total que incide directamente sobre el plano de los módulos fotovoltaicos, incluyendo componentes directa, difusa y reflejada. Es la más representativa de la energía efectiva captada por la instalación.

Para realizar las simulaciones, SAM toma información de al menos dos columnas de las componentes de la irradiación solar, o una única columna del POA. En este proyecto se tomarán los archivos meteorológicos con los datos DNI y DHI. SAM calculará el GHI con la siguiente expresión:

$$GHI = DHI + DNI \cdot \cos(z)$$

Siendo z , el ángulo de azimuth expresado en $[\circ]$.

Los datos de la irradiancia de los archivos meteorológicos para cada emplazamiento son los siguientes:

Calle del Puerto de Galapagar 6, 8 y 10:

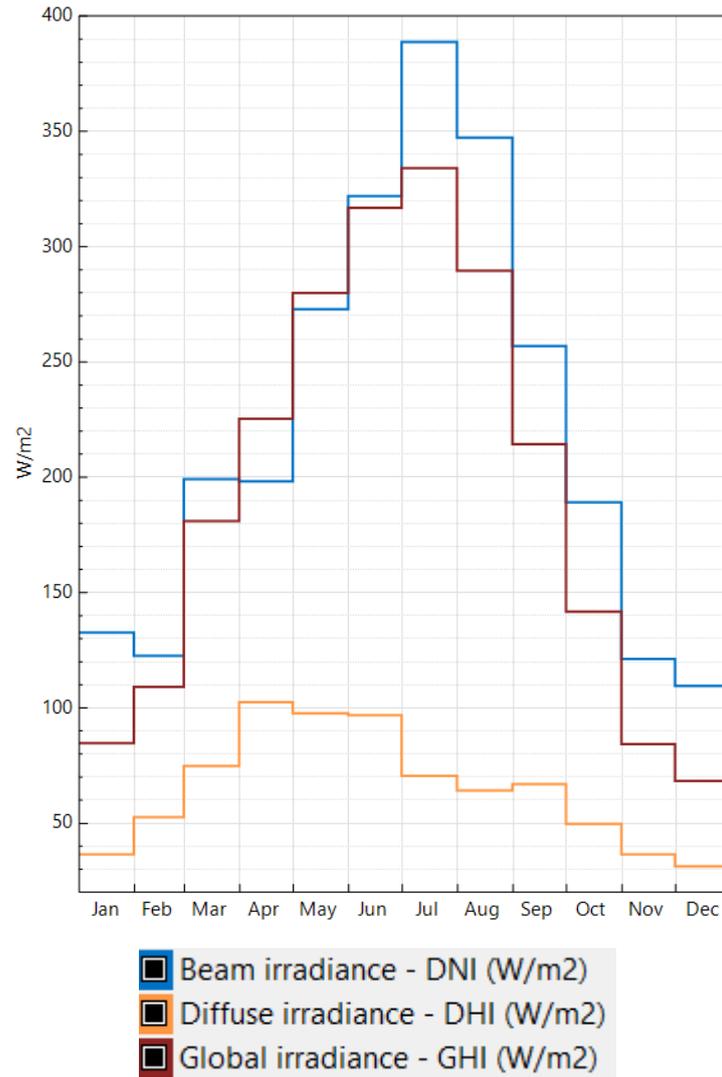


Figura 10: Irradiancia mensual en calle del Puerto de Galapagar 6, 8 y 10

(Fuente: SAM)

Calle de Antonio López 45:

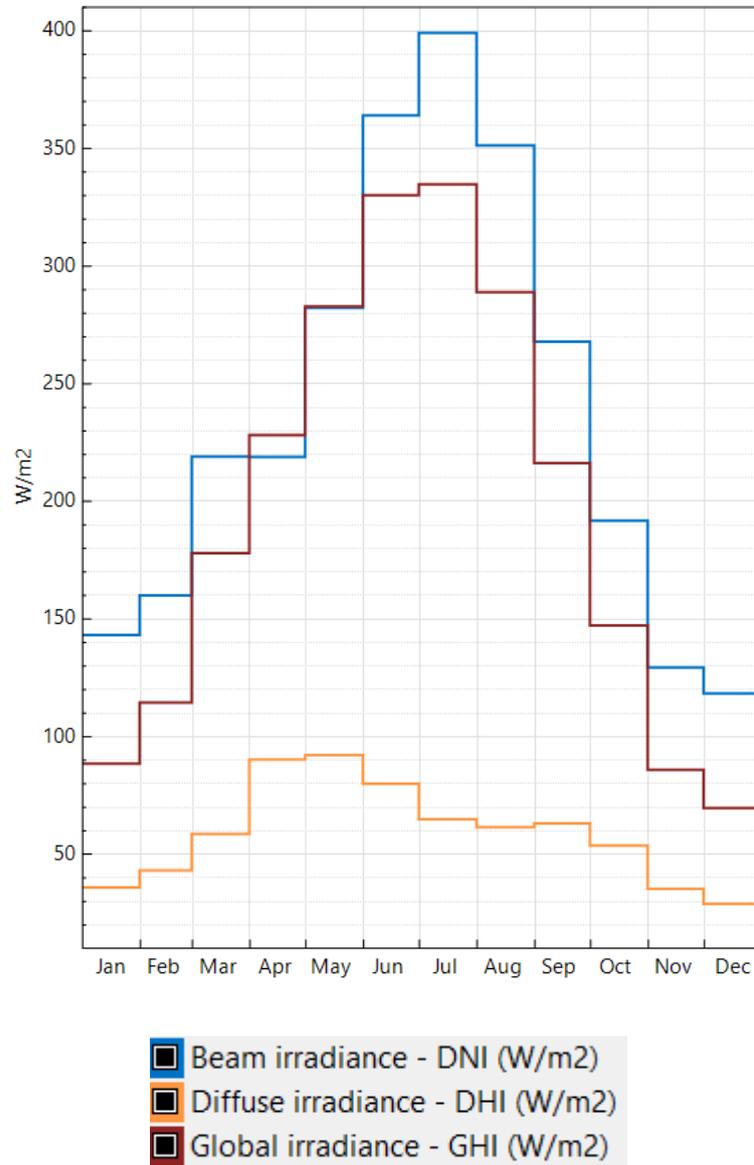


Figura 11: Irradiancia mensual en calle de Antonio López 45

(Fuente: SAM)

Calle de Antonio López 65:

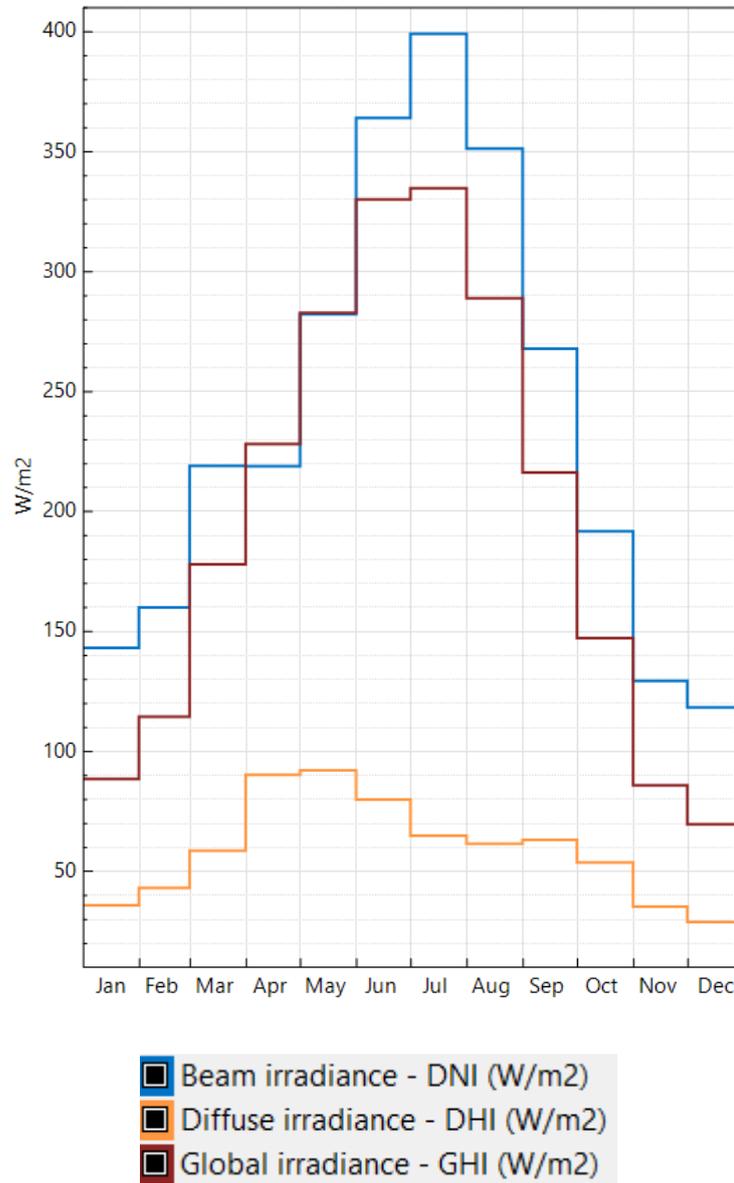


Figura 12: Irradiancia mensual en calle de Antonio López 65

(Fuente: SAM)

Prácticamente idéntico al de Antonio López 45, al estar ambos edificios muy próximos entre sí.

Capítulo 5. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

En este capítulo se realizará el dimensionamiento de las diferentes instalaciones fotovoltaicas de los edificios existentes.

5.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para el proceso de selección de los módulos fotovoltaicos se ha realizado un estudio comparativo de los paneles solares de la tienda Efecto Solar. Dado que lo que buscamos es obtener la mayor potencia (en Wp) por metro cuadrado, pues buscamos maximizar la potencia obtenida dada la superficie disponible, atenderemos a este criterio como principal para determinar el módulo más adecuado para la instalación, observando los datos provenientes de las hojas de características del fabricante.

MODELO	POTENCIA PICO (Wp)	EFICIENCIA (%)	SUPERFICIE (m2)	Wp/m2
AIKO-A500-MAH60Db	500	22,6	2,1755836	229,8233908
TRINA SOLAR 500W TSM-NEG18R.25	500	22,5	2,223774	224,8429921
JA SOLAR 500 W Deep Blue 3.0 MR SerieHalf Cut marco plateado (JAM66S30-500/MR)	500	21,1	2,373462	210,6627365
LONGi 500W Hi-MOX6MAX LR7-60HTB	500	23	2,25666	221,5663857
TRINA SOLAR Vertex 505W Third-Cut Black Frame (TSM-505-DE18M.08(II))	505	20,9	2,410074	209,5371345
LONGI SOLAR Hi-MO5m 66HPH 505W Half-Cut marco negro (LR5-66HPH-505M)	505	21,3	2,373462	212,7693639
JA SOLAR 505 W deep blue 3.0 marco plateado half-cut (MC4-EVO2) (JAM66S30-505/MR)	505	21,3	2,374596	212,6677549
Trina 505W TSM-NEG18R.28 Monofacial	505	22,7	2,223774	227,0914221
Trina 510W TSM-NEG18R.28 Monofacial	510	22,9	2,223774	229,339852
TRINA SOLAR Vertex 510W Third-Cut Black Frame (TSM-510-DE18M.08(II))	510	20,9	2,410074	211,6117596
LONGI SOLAR Hi-MO5m 66HPH-G2 510W Half-Cut marco plateado (LR5-66HPH-510M)	510	21,3	2,373462	214,8759913
LONGI SOLAR Hi-MO5m 66HPH-G2 510W Half-Cut marco plateado (LR5-66HPH-510M)	520	22,1	2,373462	219,089246
Módulo Monocristalino Flexible SUNMAN 520W	520	19,3	2,687265	193,5052926
LONGI SOLAR Hi-MO6 66-cell 525W Half-Cut marco negro Explorer 15Y (LR5-66HTH-525M)	525	22,1	2,374596	221,0902402
LONGI SOLAR Hi-MO6 66-cell 530W Half-Cut marco negro Explorer 15Y (LR5-66HTH-530M)	530	22,3	2,374596	223,1958615
LONGI SOLAR Hi-MO6 66-cell 535W Half-Cut marco negro Explorer 15Y (LR5-66HTH-535M)	535	22,3	2,374596	225,3014829
JA Solar 540 W deep blue 3.0 silver frame half-cut (MC4) (JAM72S30-540/MR)	540	20,9	2,584386	208,9471155
Canadian Solar 545W Nueva Serie HiKu6	545	21,3	2,566235	212,3733797
JA SOLAR 545W Half-Cut marco plateado (JAM72S30-545/MR)	545	21,3	2,584386	210,881811
JA SOLAR 550W Half-Cut marco plateado (JAM72S30-550/MR)	550	21,3	2,583252	212,909929
LONGI SOLAR 550W Hi-MO5m 72HPH-G2 marco plateado (LR5-72HBD-550M)	550	21,3	2,583252	212,909929
LEAPTON 550W 144 Cell Mono Perc	550	21,28	2,584386	212,8165065
LONGI SOLAR Hi-MO5m 72HPH 555W Half-Cut marco plateado (LR5-72HPH-555M)	555	21,3	2,583252	214,8454738
JA SOLAR 560W Bifacial N-TYPE	560	21,7	2,583252	216,7810187
JA SOLAR 565W JAM72S30 LR	565	21,5	2,583252	218,7165635
JINKO Tiger Neo 570W Half-Cut marco plateado (JKM570N-72HL4-V)	570	21,68	2,583252	220,6521083
Canadian Solar 570W TOPCon	570	21,3	2,583252	220,6521083
LONGI SOLAR Hi-MO X6 72-cell 570W Half-Cut marco plateado Explorer 15Y (LR5-72HTH-570M)	570	22,5	2,583252	220,6521083

TRINA SOLAR Vertex (R) 570W Half-Cut Silver Frame (TSM-570-DE19R.W)	570	21,1	2,703456	210,8412343
LONGI SOLAR Hi-MO X6 72-cell 575W Half-Cut marco plateado Explorer 15Y (LR5-72HTH-575M)	575	22,3	2,583252	222,5876531
LONGI SOLAR 580W Hi-MO6m 72HTH 15Y Explorer Tecnología HBPC (LR5-72HTH-580M)	580	22,5	2,583252	224,5231979
AIKO 590W Aiko-A-MAH72Mw	590	22,8	2,701188	218,4224127
Aiko 600W AIKO A600-MAH72Mw	600	23,2	2,583252	232,2653771
Aiko 605W AIKO A605-MAH72Mw	605	23,4	2,583252	234,2009219
Aiko 605W GEN2 (AIKO-A605-MAH72MW)	605	23	2,634282	229,6640982
LONGi Solar 605W Hi-MOX6 Max LR7-72HTH (LR7-72HTH-605M)	605	22,4	2,707992	223,4127723
Aiko 610W AIKO A610-MAH72Mw	610	23,8	2,583252	236,1364667
LONGi Solar 610W Hi-MOX6 Max LR7-72HTH (LR7-72HTH-610M)	610	22,4	2,707992	225,2591588
LONGi Solar 610W Hi-MOX6 Max Guardian LR7-72HTHF (LR7-72HTHF-610M)	610	22,6	2,701188	225,8265622
Aiko 615W AIKO A615-MAH72Mw	615	23,8	2,583252	238,0720116
LONGi Solar 615W Hi-MOX6 Max LR7-72HTH (LR7-72HTH-615M)	615	22,4	2,707992	227,1055454
LONGi 640W Hi-MOX10 LR7-72HVH	640	23,7	2,703456	236,7340175
AIKO 640W 1N Stellar Aiko-G-MCH72Dw	640	23,9	2,701188	236,9327866
AIKO 645W 1N Stellar Aiko-G-MCH72Dw	645	23,9	2,701188	238,783824
LONGi 645W Hi-MOX10 LR7-72HVH	645	23,7	2,703456	238,583502
AIKO módulo Comet 2U Mono-Glass 650Wp	650	24	2,701188	240,6348614
TRINA SOLAR TSM-DEG21C.20 VERTEX Series 650W SILVER F. TS4 1500V – 35mm	650	21,4	3,106352	209,2486621
TRINA SOLAR TSM-DEG21C.20 VERTEX Series 655W SILVER F. TS4 1500V	655	21,4	3,106352	210,8582672
Canadian Solar 655W HiKu7	655	21,1	3,106352	210,8582672
Canadian Solar 665W HiKu7	665	21,4	3,106352	214,0774774
TRINA SOLAR Vertex 660W Monofacial Half-Cut Silver Frame (TSM-660-DE21)	660	21,2	3,106352	212,4678723
TRINA SOLAR TSM-DEG21C.20 VERTEX Series 660W SILVER F. TS4 1500V SHORT C.	660	21,4	3,106352	212,4678723
TRINA SOLAR TSM-DE21 Vertex Series 665W SILVER F. MC4 1500V – 33mm	665	21,4	3,106352	214,0774774

Tabla 6: Análisis técnico comparativo de paneles solares

Escogemos finalmente el modelo AIKO módulo Comet 2U Mono-Glass 650Wp, con 240,63 Wp/m² y una eficiencia del 24%. Será usado el mismo modelo en todas los edificios explotados.

Bajo condiciones estándar (STC: AM1.5 1000W/m² 25°C):

AIKO módulo Comet 2U Mono-Glass 650Wp	
Pmax (W)	650
Voc (V)	54,4
Vmp (V)	45,1
Isc (A)	15,12
Imp (A)	14,42
Koc (%/°C)	-0,22
Ksc (%/°C)	0,05
Tmin	-40
Tmax	85

Tabla 7: Características del módulo AIKO Comet 2U Mono-Glass 650Wp

- Pmax: Es la potencia máxima que puede generar el panel.
- Voc (*Open Circuit Voltage*): Tensión en circuito abierto. Es el voltaje que genera el panel cuando no está conectado a ninguna carga (sin consumo).
- Vmp (*Voltage at Maximum Power*): Tensión en el punto de máxima potencia. Es el voltaje en el que el panel produce su máxima potencia.
- Isc (*Short Circuit Current*): Corriente en cortocircuito. Es la corriente máxima que puede circular si los polos del panel se conectan directamente entre sí, sin resistencia.
- Imp (*Current at Maximum Power*): Corriente en el punto de máxima potencia. Es la corriente que circula cuando el panel está en su punto de óptimo rendimiento.
- Koc: Coeficiente de temperatura de la tensión en circuito abierto. Indica cómo varía en función de su temperatura.
- Ksc: Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito. Indica cómo varía la corriente en función de su temperatura.

5.2 MONTAJE DE LOS MÓDULOS

Al tratarse de cubiertas inclinadas, se elegirá para todas las instalaciones estructuras de soporte coplanares, adaptadas a la inclinación del tejado de su respectivo edificio.



Figura 13: Estructura coplanar para el montaje de los módulos fotovoltaicos

(Fuente: TAB Solar)

5.3 ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN

Para realizar la selección de los inversores se hará un dimensionamiento previo de la distribución de los paneles en sus respectivas cubierta. Este análisis permitirá determinar la potencia máxima extraíble en función de las condiciones reales del emplazamiento y del espacio disponible. Durante el proceso de diseño se analizará el área neta disponible para la instalación, excluyendo obstáculos, zonas de sombras, pasillos para mantenimiento y márgenes de seguridad por normativa o recomendación técnica. Estas especificaciones se recogen en el CTE (SI Y SUA) y en el REBT, y de las que se aplicará lo siguiente:

- Separación de al menos 0,5 m a bordes, petos y lucernarios.
- Pasillos técnicos de mínimo 0,6-1m para labores de mantenimiento
- Distancia de al menos 1,5 m a salidas de humos o chimeneas.
- Distancia mínima de 20 mm entre paneles para evitar pérdidas por sombreado

Se planteará una configuración de los módulos fotovoltaicos de tal manera que se pueda maximizar el aprovechamiento del espacio disponible sin comprometer el rendimiento, la ventilación o la accesibilidad. El diseño se realizará mediante AutoCAD 2025.

Las líneas rojas representan los márgenes de espacio mínimos con respecto a obstáculos o los propios bordes de la cubierta del edificio.

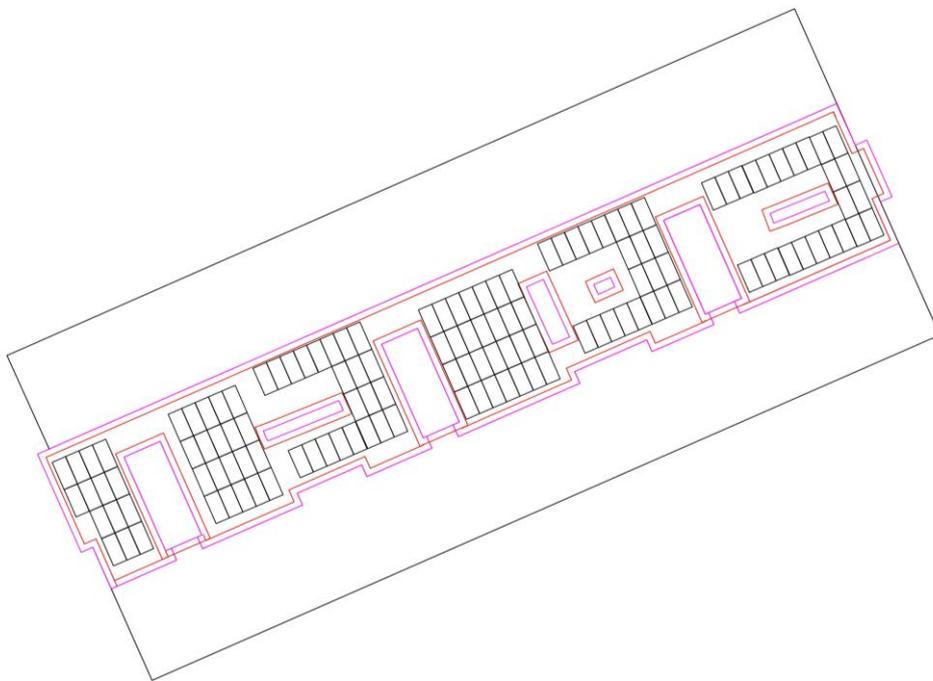


Figura 14: Plano de planta de la disposición de los módulos en Calle del Puerto de Galapagar 6, 8 y 10

(Fuente: Elaboración propia)

Para la calle del Puerto de Galapagar se han dispuesto 130 módulos.

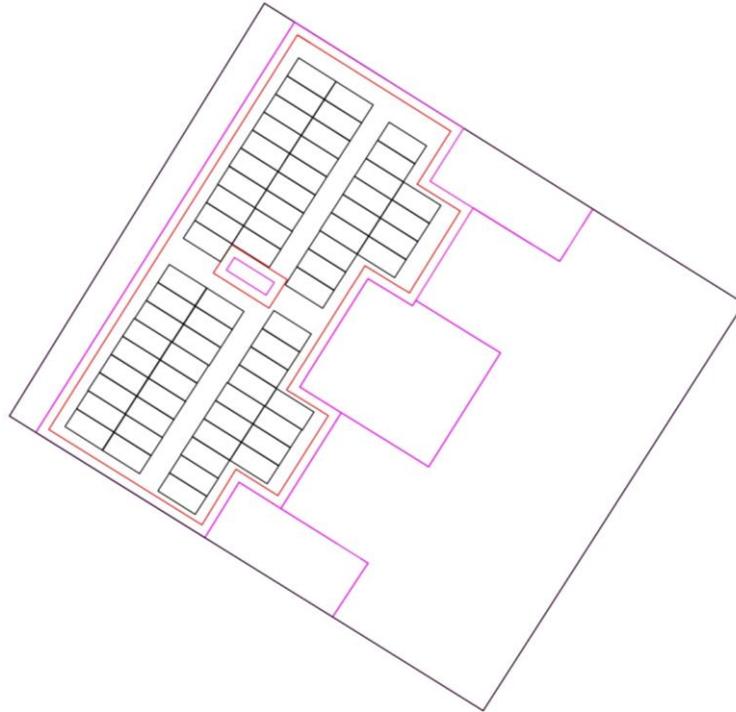


Figura 15: Plano de planta de la disposición de los módulos en Calle de Antonio López 45

(Fuente: Elaboración propia)

En Antonio López 45, se han colocado 64 paneles fotovoltaicos.

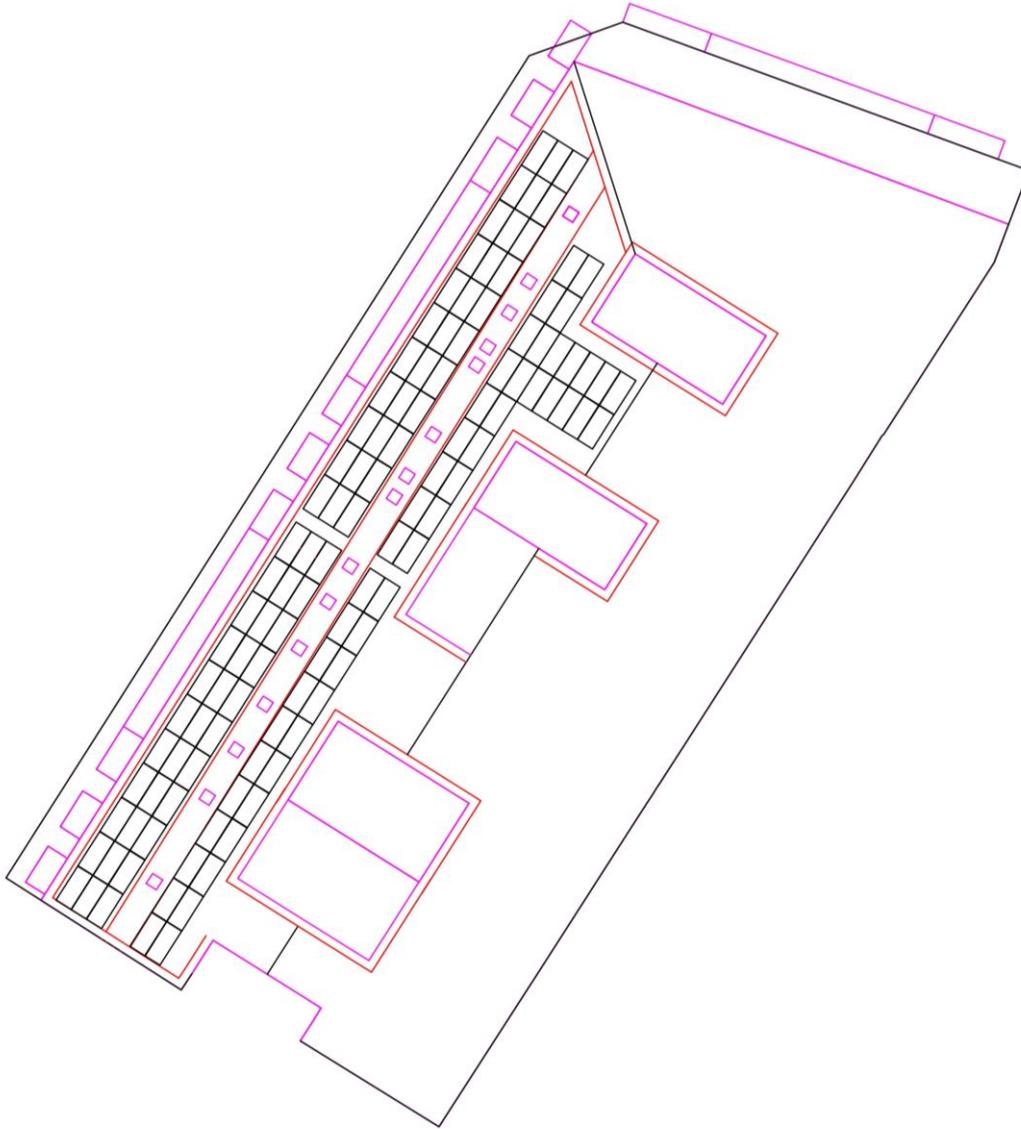


Figura 16: Plano de planta de la disposición de los módulos en Calle de Antonio López 65

(Fuente: Elaboración propia)

Por último, en el Hotel Praga se han instalado 120 módulos solares.

5.4 INVERSORES

Una vez conocidas las dimensiones de cada instalación fotovoltaica, se procederá a modelar sus respectivos inversores. Para ello determinaremos en primer lugar la potencia DC teórica en KWp que obtendríamos de cada edificio, sabiendo que cada módulo es de 650 Wp.

	Nº de módulos	Potencia DC (KWp)
Puerto de Galapagar	130	84,5
Antonio López 45	64	41,6
Antonio López 65	120	78

Tabla 8: Número de módulos y potencia DC para cada instalación

A continuación, se ha seleccionado un ratio AC/DC de un rango de entre 1,2-1,3, lo que implicaría un sobredimensionamiento moderado del campo fotovoltaico con respecto al inversor elegido. Esto permite aprovechar mejor la capacidad del inversor a lo largo del día, ya que se está reduciendo el subaprovechamiento en las horas en las que se da una baja irradiancia. Puesto que la instalación se encuentra en Madrid, con una alta irradiación anual, se evita un sobredimensionamiento excesivo ($>1,3$), que podría provocar pérdidas por recorte de potencia (*clipping*).

	Potencia AC mínima (KWp)	Potencia AC máxima (KWp)
Puerto de Galapagar	67,6	70,42
Antonio López 45	32	34,67
Antonio López 65	60	65,00

Tabla 9: Rango de potencia AC para cada instalación

Definidos los rangos de potencia necesarios en función del ratio AC/DC seleccionado, ahora se seleccionará el inversor adecuado para cada instalación. Para ello, se analizarán las distintas opciones disponibles en el mercado que se ajusten a esos rangos de potencia, y, finalmente, se seleccionará aquel que resulte más económico, priorizando la relación costo-beneficio y garantizando, al mismo tiempo, un rendimiento óptimo de la instalación.

CALLE DEL PUERTO DE GALAPAGAR				
Marca / Modelo	Potencia AC	MPPTs	Eficiencia máx.	Precio aprox. (IVA incl.)
Growatt MAX 70KTL3 LV	70 kW	7	99 %	3 739 €
Deye SUN-70K-G	70 kW	4	97,5 %	3 925 €

Tabla 10: Análisis técnico comparativo de inversores para Calle del Puerto de Galapagar 6, 8 y 10

El inversor elegido para Puerto de Galapagar es el modelo Growatt MAX 70KTL3 LV, cuyas características extraídas de su ficha técnica son las siguientes:

Growatt MAX 70KTL3 LV	
DC (Entrada)	
Tensión máxima	1100V
Tensión nominal	600V
Tensión MPP	200V-1000V
Nº MPP	7
Nº strings/MPP	2
Intensidad máxima/MPP	26A
Intensidad de cortocircuito máxima/MPP	32A
AC (Salida)	
Potencia nominal	70000W
Tensión nominal	230V/400V
Intensidad máxima	112,7A
Cos(φ)	0,8

Tabla 11: Características del inversor Growatt MAX 70KTL3 LV

CALLE DE ANTONIO LÓPEZ 45				
Marca / Modelo	Potencia AC	MPPTs	Eficiencia máx.	Precio aprox. (IVA incl.)
Huawei SUN2000-33KTL-A	33 kW	4	98,6 %	2 479 €
Solis 33K-5G	33 kW	3	98 %	2 420 €
Sungrow SG-33CX	33 kW	3	98,6 %	2 020 €
SolarEdge RW00IBNM4	33,3 kW	1	98,0 %	2 469 €

Tabla 12: Análisis técnico comparativo de inversores para Calle de Antonio López 45

Sungrow SG-33CX	
DC (Entrada)	
Tensión máxima	1100V
Tensión nominal	585V
Tensión MPP	200V-1000V
Nº MPP	3
Nº strings/MPP	2
Intensidad máxima/MPP	26A
Intensidad de cortocircuito máxima/MPP	40A
AC (Salida)	
Potencia nominal	33000W
Tensión nominal	230V/400V
Intensidad máxima	55,2A
Cos(ϕ)	0,99

Tabla 13: Características del inversor Sungrow SG 33CX

CALLE DEL PUERTO DE ANTONIO LÓPEZ 65				
Marca / Modelo	Potencia AC	MPPTs	Eficiencia máx.	Precio aprox. (IVA incl.)
Growatt MAX 60KTL3-X LV	60 kW	6	99 %	2 981,99 €
GoodWe GW60KN-MT 60 kW	60 kW	4	98,5 %	3 749 €
Solis S5-60K-LV 60 kW	60 kW	6	98,7 %	2 710,40 €
Huawei SUN2000-60KTL-M0	60 kW	6	98,7 %	3 850 €

Tabla 14: Análisis técnico comparativo de inversores para Calle de Antonio López 65

Solis S5-60K-LV 60 kW	
DC (Entrada)	
Tensión máxima	1100V
Tensión nominal	450V
Tensión MPP	180V-1000V
Nº MPP	8
Nº strings/MPP	2
Intensidad máxima/MPP	32A
Intensidad de cortocircuito máxima/MPP	40A
AC (Salida)	
Potencia nominal	70000W
Tensión nominal	230V/400V
Intensidad máxima	157,5A
Cos(φ)	0,99

Tabla 15: Características del inversor Solis S5 60K LV 60 kW

Cálculo de la tensión máxima por string (Voc y Vmp corregida)

Esta sección tiene como finalidad asegurarse de que el voltaje que recibe el inversor está dentro de los márgenes adecuados para su correcto funcionamiento. Para ello, se analizará la tensión en el punto de máxima potencia (Vmp) bajo condiciones reales de temperatura (STC). En concreto, se evaluará cómo varía esta tensión cuando se alcanza la temperatura más alta que puede registrarse en la ubicación del sistema. Se aplicará el coeficiente de temperatura de la tensión (Koc) sobre el valor nominal del módulo, con el fin de ajustar el cálculo a la temperatura ambiente.

$$U_{\text{mínima,módulo}} = V_{mp} \cdot (K_{OC} \cdot (T_{MAX} - 25) + 1) = 45,1 \cdot (-0,0022 \cdot (85 - 25) + 1) = 39,15 \text{ V}$$

$$U_{\text{máxima,módulo}} = V_{OC} \cdot (K_{OC} \cdot (T_{MIN} - 25) + 1) = 54,4 \cdot (-0,0022 \cdot (-40 - 25) + 1) = 62,18 \text{ V}$$

Cálculo de la corriente máxima por entrada (Isc corregida)

En esta fase, se verificará que la corriente máxima generada por el campo fotovoltaico no exceda el valor máximo de entrada que el inversor admite. Para ello, se tendrá en cuenta el posible incremento de la corriente de cortocircuito bajo condiciones de alta irradiación y temperatura.

Este aumento se calcula aplicando el coeficiente de corrección de la intensidad de cortocircuito (K_{sc}). De este modo, se garantizará que el inversor no se vea expuesto a intensidades superiores a las recomendadas, incluso para escenarios térmicos desfavorables.

$$I_{m\acute{a}xima,string} = I_{SC} \cdot (K_{SC} \cdot (T_{MAX} - 25) + 1) = 15,12 \cdot (0,0005 \cdot (85 - 25) + 1) = 15,57 A$$

Cálculo de límites de conexión del inversor

Conocidos estos límites, se procederá a calcular el número de máximo de strings que se puede conectar a los inversores teniendo en cuenta la corriente que circula por las series de módulos fotovoltaicos y la corriente máxima que admite cada inversor.

Por otro lado, atendiendo a los límites de tensión de los inversores, se calculará el rango de número de módulos que se puede instalar en cada cadena conectada a los inversores. Con esto se podrá calcular también el número máximo de módulos que se pueden montar por cada instalación.

$$N^{\circ}_{m\acute{a}ximo,string} = \frac{I_{m\acute{a}xima,inversor}}{I_{m\acute{a}xima,string}}$$

$$N^{\circ}_{m\acute{in}imo,m\acute{o}dulos/string} = \frac{U_{m\acute{in}ima,inversor}}{U_{m\acute{in}ima,m\acute{o}dulo}}$$

$$N^{\circ}_{m\acute{a}ximo,m\acute{o}dulos/string} = \frac{U_{m\acute{a}xima,inversor}}{U_{m\acute{a}xima,m\acute{o}dulo}}$$

$$N^{\circ}_{m\acute{a}ximo,m\acute{o}dulos} = N^{\circ}_{m\acute{a}ximo,string} \cdot N^{\circ}_{m\acute{a}ximo,m\acute{o}dulos/string}$$

CALLE DEL PUERTO DE GALAPAGAR	
Growatt MAX 70KTL3 LV	
I max inversor	182 A
N max, strings	11,69
N max,modulos/string	16,08
N min,modulos/string	5,11
N max, modulos	187,95

Tabla 16: Dimensionamiento de límites de la instalación de Calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10

CALLE DE ANTONIO LÓPEZ 45	
Sungrow SG33CX	
I max inversor	78 A
N max, strings	5,01
N max,modulos/string	16,08
N min,modulos/string	5,11
N max, modulos	80,55

Tabla 17: Dimensionamiento de límites de la instalación de Calle de Antonio López 45

CALLE DE ANTONIO LÓPEZ 65	
Solis S5-GC60K-LV	
I max inversor	256 A
N max, strings	17,75
N max,modulos/string	16,08
N min,modulos/string	4,60
N max, modulos	285,52

Tabla 18: Dimensionamiento de límites de la instalación de Calle de Antonio López 65

5.5 DISPOSICIÓN DE INVERSORES Y DEL CABLEADO

Tras haber dimensionado los valores límite de tensión e intensidad y el número máximo de strings y de entradas MPPT al inversor, se procederá al diseño de la disposición detallada del cableado y a la ubicación óptima de los inversores mediante su representación gráfica en AutoCAD.

Se colocarán los inversores en lugares lo más próximos a las cadenas de módulos posible, y se tratará de hacerlo de forma simétrica, para reducir las pérdidas en corriente continua, y facilitar las conexiones y el mantenimiento. Se deben colocar preferiblemente en zonas sombreadas, ventiladas, protegidas y accesibles, como bajo estructura metálica para evitar la exposición directa al sol y así evitar pérdidas en el rendimiento de este. En Puerto de Galapagar, se disponen 11 strings; en Antonio López 45, 4 strings; y en Antonio López 65, 9 strings.



Figura 17: Plano de planta de la disposición del cableado en Calle del Puerto de Galapagar 6, 8 y 10

(Fuente: Elaboración propia)

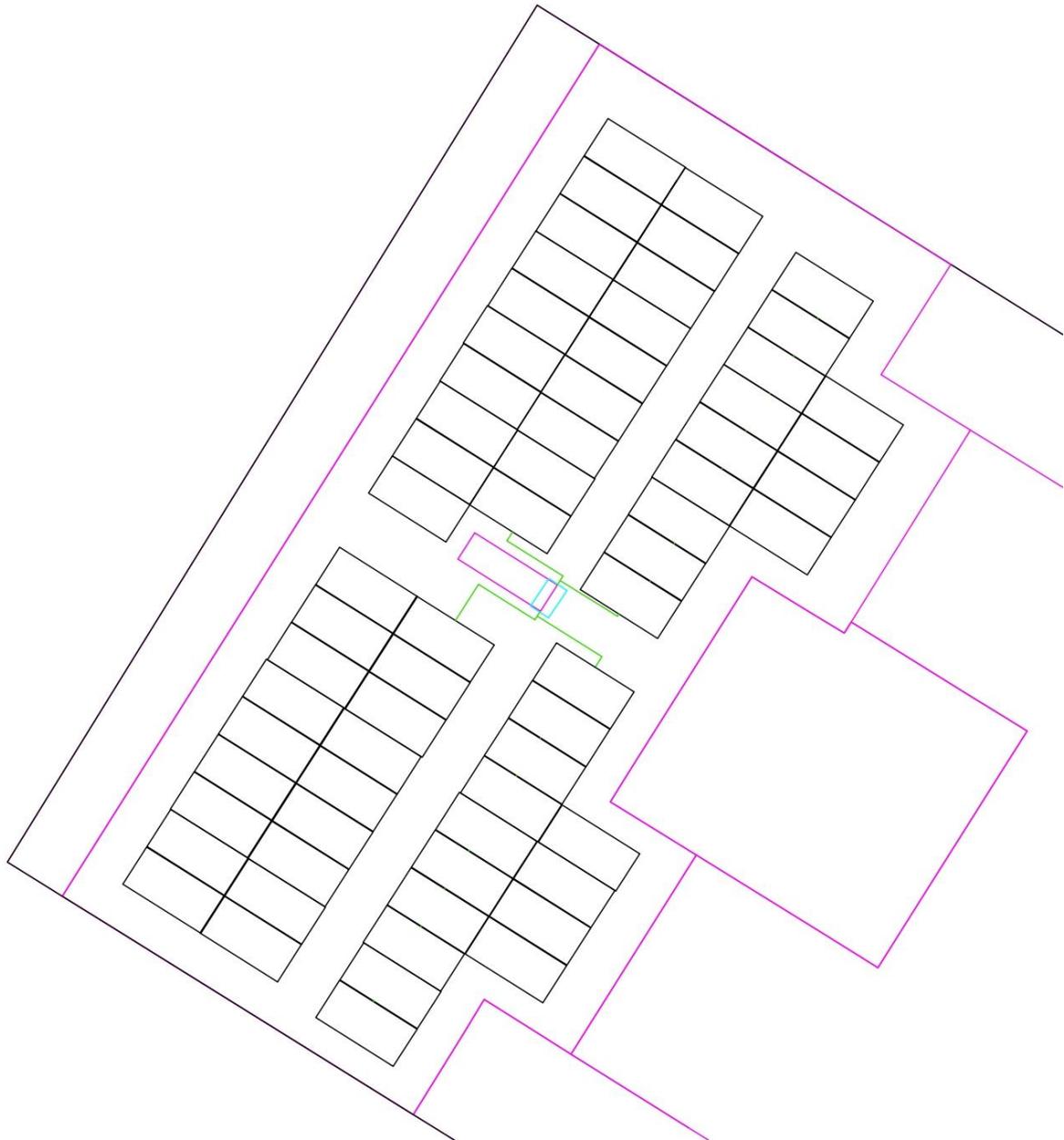


Figura 18: Plano de planta de la disposición del cableado en Calle de Antonio López 45

(Fuente: Elaboración propia)

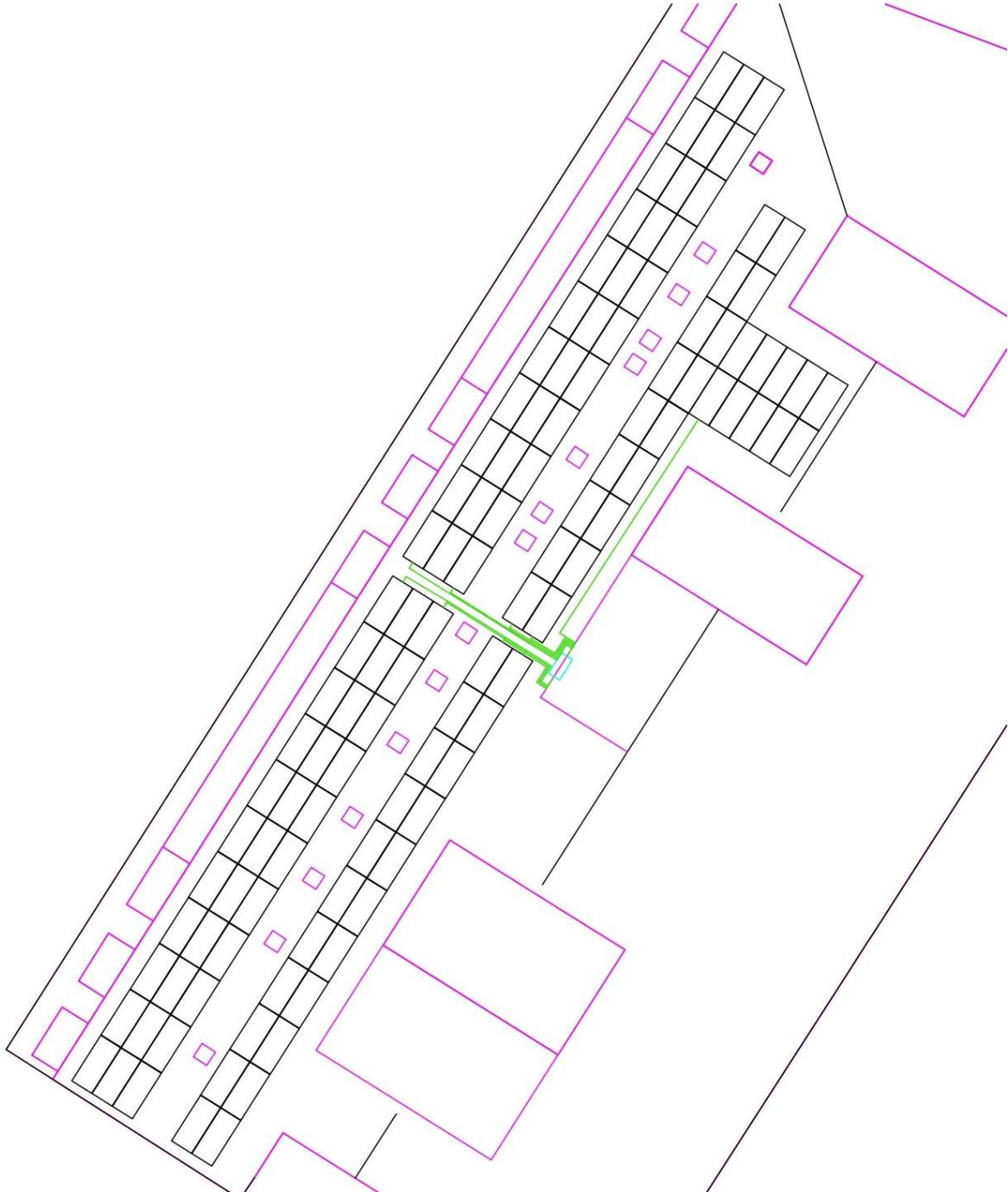


Figura 19: Plano de planta de la disposición del cableado en Calle de Antonio López 65

(Fuente: Elaboración propia)

5.6 DISEÑO Y SELECCIÓN DEL CABLEADO

El sistema de cableado se proyectará cumpliendo con los criterios técnicos, normativos y de seguridad establecidos por el REBT. La selección se realizará atendiendo a su capacidad para soportar las corrientes y tensiones máximas esperadas, sin superar los límites técnicos soportables, garantizando también una adecuada respuesta frente a situaciones de cortocircuito durante el tiempo de actuación de las protecciones.

El nivel de aislamiento del cableado se definirá en función de las características eléctricas del sistema, tanto por los niveles de tensión de la red en alterna, como por las tensiones en continua generadas por la instalación fotovoltaica. Para garantizar la seguridad y la durabilidad del sistema, se emplearán cables con un aislamiento nominal de 1,0 KV.

Asimismo, para el diseño de los conductores se deberá tener en cuenta que deberán tener la sección necesaria para que las pérdidas inducidas por caídas de tensión no sean mayores del 1,5%, en todo el recorrido AC y DC.

El material del conductor será el cobre, y en el caso del de continua deberá de tener doble capa de aislamiento, además de estar diseñados para soportar condiciones de instalación exigentes, ya sea en exteriores, en tendido aéreo o bajo tierra, cumpliendo con los requisitos establecidos en la norma UNE 21123.

5.6.1 CABLEADO CC

El modelo AIKO Comet 2U Mono-Glass 650 Wp, incluye cableado integrado para la interconexión entre módulos según su ficha técnica:

- Tiene 2 cables de 1400 mm para cada polo (positivo y negativo) con conectores Stäubli MC4-EVO2
- La sección estándar del cable es 4 mm² (IEC)

Para la conexión de los strings al inversor, calcularemos la sección mínima de los cables de cada instalación, teniendo en cuenta en primer lugar las máximas caídas de tensión admisibles:

$$S = \frac{2 \cdot I_{m\acute{a}xima,string} \cdot L \cdot \rho}{\Delta U_{m\acute{a}xima,MPP}}$$

- $I_{m\acute{a}xima,string}$: es la intensidad máxima que circula por las cadenas de módulos calculada anteriormente (15,57 A)
- L : es la longitud máxima del cable
- ρ : Es la resistividad eléctrica del cobre que es $1,721 \cdot 10^{-8} \Omega m$
- $\Delta U_{m\acute{a}xima,MPP}$: es la caída de tensión máxima de cada MPP, que, atendiendo a el *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red* publicado por IDEA, deberá de ser inferior al 1,5%, como hemos apuntado anteriormente. Para calcularla tomamos la tensión la tensión V_{mp} que es 45,1V y la multiplicamos por el número máximo de módulos conectados en serie en el string, que en el caso de todas las instalaciones es 16.

Se obtienen los siguientes resultados:

	Longitud máxima (m)	Sección mínima calculada (m2)
Puerto de Galapagar	37,33	1,79
Antonio López 45	2,81	0,14
Antonio López 65	12,06	0,60

Tabla 19: Longitudes máximas y secciones mínimas de cable según el criterio de máxima caída de tensión para cada instalación

Por otro lado, hay que tener en cuenta la norma UNE 20460-5-523:2004, que determina las secciones mínimas de cable de cobre con respecto a las intensidades máximas admisibles y el método de instalación para instalaciones no enterradas.

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A1		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	600	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Tabla 20: Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados. Temperatura ambiente 40°C en el aire

(Fuente: GUÍA-BT-19)

En nuestro caso el método de instalación es el E:

E	<ul style="list-style-type: none"> - Cables multiconductores separados de la pared una distancia no inferior a $0,3 D^{3)}$ - Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas perforadas en horizontal o vertical - Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas de rejilla - Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas de escalera - Cables unipolares o multiconductores suspendidos de un cable fiador
----------	--

Tabla 21: Casos de aplicación de instalaciones tipo E

(Fuente: GUÍA-BT-19)

Dado que se trata de una línea de corriente continua, será necesario utilizar dos conductores, uno de ida y otro de vuelta. Anteriormente hemos determinado que para todas las instalaciones la intensidad máxima que podrá soportar el cable será de 15,57 A. De esta forma, la sección mínima de cable tanto de PVC, como de XLPE, que se obtiene para todos los edificios es de 1,5 mm².

Teniendo todo esto en cuenta, y observando la tabla calculada a partir de las caídas de tensiones máximas admisibles, se determinarán los valores normalizados de sección de cable para cada uno, con el criterio más restrictivo:

	Sección de cable CC normalizada (mm ²)
Puerto de Galapagar	2,5
Antonio López 45	1,5
Antonio López 65	1,5

Tabla 22: Sección normalizada de cable de corriente continua según el criterio de máxima caída de intensidad para cada instalación

Se empleará el cable H1Z2Z2-K de PRYSMIAN SOLAR.

5.6.2 CABLEADO CA

Para proceder al modelado del cableado de corriente continua entre el inversor y la red de baja, primero se calculará la intensidad nominal que circula por los tres conductores. El $\cos(\varphi)$ es el mismo para todos los inversores (0,99) y la U_{ff} es la de la red de baja, 400V.

$$I_f = \frac{P_N}{\sqrt{3} \cdot U_{ff} \cdot \cos(\varphi)}$$

- I_f : es la intensidad nominal de fase
- P_N : Es la potencia nominal de la instalación en CA
- $\cos(\varphi)$: es el factor de potencia fijado por el inversor
- U_{ff} : Es la tensión nominal de la instalación en CA

Obteniendo los siguientes resultados:

	Potencia nominal (W)	If (A)
Puerto de Galapagar	70000	102,06
Antonio López 45	33000	48,11
Antonio López 65	60000	87,48

Tabla 23: Intensidad de fase para cada instalación

De acuerdo con estos valores, y observando la Tabla 23, teniendo en cuenta de que la instalación es ahora del tipo E/F se determinará la sección mínima de cable admisible según la norma, mirando la columna de 3xPVC:

F	<ul style="list-style-type: none"> - Se aplica a los mismos sistemas de instalación que el tipo E, cuando la sección del conductor es superior a 25 mm² - Cables unipolares en contacto mutuo separados de la pared una distancia no inferior a D⁵⁾
---	---

Tabla 24: Casos de aplicación de instalaciones tipo F

(Fuente: GUÍA-BT-19)

	Sección mínima dimensionada (mm ²)
Puerto de Galapagar	35
Antonio López 45	10
Antonio López 65	25

Tabla 25: Secciones mínimas de cable de corriente alterna según el criterio de máxima caída de intensidad para cada instalación

A continuación, se calculará la mínima sección admisible en función del límite de la norma respecto a las caídas de tensión de acuerdo con la fórmula presentada a continuación:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot I_f \cdot L \cdot \rho \cdot \cos(\varphi)}{\Delta U_{\text{máxima,MPP}}}$$

Para la determinación de la longitud del cableado de corriente alterna se ha considerado un margen adicional de 20 m con respecto a la altura de los edificios, teniendo en cuenta que el cable sigue diferentes recorridos estructurales y desvíos para evitar obstáculos arquitectónicos hasta el cuadro eléctrico, y que en este tipo de proyectos es una práctica común añadir una longitud del 15-30% adicional.

L es la longitud del cableado de corriente alterna entre el inversor y el lugar de conexión a la red de baja tensión, que en esta caso será:

	Longitud cable CA (m)
Puerto de Galapagar	45
Antonio López 45	48
Antonio López 65	48

Tabla 26: Longitud de cable de corriente alterna para cada instalación

Con estos datos de la longitud, obtenemos los resultados de las secciones:

	Sección mínima de cable CA calculada (mm ²)
Puerto de Galapagar	22,59
Antonio López 45	11,36
Antonio López 65	20,65

Tabla 27: Secciones mínimas de cable según el criterio de máxima caída de tensión para cada instalación

A partir de las tablas elaboradas atendiendo a los límites de tensión y de intensidad, se determinarán las secciones normalizadas de los conductores, aplicando en cada caso el criterio más exigente, quedando de la siguiente la manera:

	Sección mínima de cable CA normalizada (mm ²)
Puerto de Galapagar	35
Antonio López 45	16
Antonio López 65	25

Tabla 28: Sección normalizada de cable de corriente alterna según el criterio de máxima caída de intensidad para cada instalación

Se utilizará el cable AFUMEX CLASS 1000 V (AS)-RZ1-K (AS) de PRYSMIAN.

5.7 DIMENSIONAMIENTO DE LA PUESTA A TIERRA

De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1663/2000, artículo 12, y conforme al Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja, todas las masas metálicas de la instalación, tanto en la parte de corriente continua (CC) como en la de corriente alterna (CA), deberán estar conectadas a una única toma de tierra común, diseñada específicamente para este fin. La toma será independiente de la protección frente a descargas atmosféricas para evitar interferencias entre sistemas.

El sistema de puesta a tierra de la instalación se realizará mediante la conexión directa de los marcos metálicos de los módulos fotovoltaicos al sistema equipotencial de protección. En particular, los módulos fotovoltaicos seleccionados (modelo AIKO Comet 2U Mono-Glass 650 Wp) disponen de orificios específicos de puesta a tierra, denominados 'grounding holes', con un diámetro de 4,2 mm ($4 \times \Phi 4,2$ mm), ubicados en el marco. Estos permiten la conexión de conductores de protección mediante tornillos M4 y arandelas de presión, garantizando una unión eléctrica segura y duradera entre los distintos marcos.

Los módulos se conectarán entre sí a través de estos *grounding holes*, formando una red equipotencial continua que será derivada a una toma de tierra común dimensionada específicamente para la instalación fotovoltaica. El conductor de puesta a tierra será de cobre, al ser de protección tendrá que ser de color verde-amarillo, según lo establece la ITC-BT-19 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), y será resistente a la corrosión y a las condiciones ambientales.

La red equipotencial se conectará, siempre que sea viable técnicamente, a la puesta a tierra general del edificio. Para ello, se verificará previamente su compatibilidad, continuidad eléctrica y una resistencia adecuada (preferiblemente menor a 10Ω). Esta integración garantiza la correcta protección frente a contactos indirectos y fallos de aislamiento, cumpliendo con los requisitos del Real Decreto 1663/2000 y las normativas vigentes.

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm ²)	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm ²)
S ≤ 16	S (*)
16 < S ≤ 35	16
S > 35	S/2

(*) Con un mínimo de:
2,5 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica
4 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica

Tabla 29: Secciones mínimas de los conductores de protección según las secciones de los conductores de fase

(Fuente: GUÍA-BT-19)

En este caso, todo el cableado de corriente continua para cada una de las instalaciones es menor que 16 mm², por lo que pondremos cables de sección de 2,5 mm² para la puesta a tierra, que a su vez dispongan de protección mecánica. Tomaremos como longitud del cableado la longitud de las cadenas de módulos definidas.

Se utilizará el cable AFUMEX CLASS 1000 V (AS)-RZ1-K (AS) de PRYSMIAN.

5.8 DIMENSIONAMIENTO DE LAS PROTECCIONES

Las protecciones deberán ser conformes al artículo 11 del Real Decreto 1663/2000. De acuerdo con ella, se dispondrán:

- Interruptor general manual: magnetotérmico con corriente de cortocircuito superior a la del punto de conexión, accesible por la distribuidora para su desconexión manual.
- Interruptor automático diferencial: protección frente a derivaciones en la parte continua. Será tipo A o B según las características del inversor.
- Interruptor automático de interconexión: permite la desconexión automática en caso de fallo de red, con relé de enclavamiento que impide la reconexión hasta restablecer condiciones normales.

- Protección de red: actúa ante frecuencias fuera del rango 49–51 Hz y tensiones fuera de 0,85–1,1 Um, mediante relé conforme a UNE 217001 y RD 244/2019.

5.8.1 PROTECCIONES CC

Para el lado de corriente continua, como se puede observar en las hojas de características de los inversores seleccionados, ya vienen las protecciones por sobretensiones requeridas, incluidas.

Growatt MAX 70KTL3 LV:

Protection devices	
DC reverse polarity protection	Yes
DC switch	Yes
DC surge protection	Type II / Type II
Insulation resistance monitoring	Yes
AC short-circuit protection	Yes
Ground fault monitoring	Yes
Grid monitoring	Yes
Anti-islanding protection	Yes
Residual-current monitoring unit	Yes
String monitoring	Yes
AFCI protection	Optional

Tabla 30: Protecciones del inversor Growatt MAX 70KTL3 LV

Sungrow SG33CX

Protección	
Protección de conexión inversa DC	Sí
Protección de cortocircuito en AC	Sí
Protección contra corriente de fuga	Sí
Monitorización de la red	Sí
Monitorización de falta a tierra	Sí
Interruptor DC	Sí
Interruptor AC	No
Monitorización de la corriente de string FV	Sí
Compensación de Q en la noche	Sí
Función de recuperación PID	Sí
Función de extinción de arco (AFCI)	Sí
Protección contra sobretensión	DC Tipo I + II / AC Tipo I + II

Tabla 31: Protecciones del inversor Sungrow SG33CX

Solis S5-GC60K-LV

Protección		
Protección contra polaridad inversa DC		Si
Protección contra cortocircuito		Si
Protección de sobrecorriente de salida		Si
Monitoreo fallas a tierra		Si
Protección contra sobretensiones	Tipo II CC / Tipo II CA (Tipo I CA opcional)	
Monitoreo de red		Si
Detección Anti-isla		Si
Monitoreo de cadenas		Si
Escaneo de curvas I/V		Si
AFCI integrado		Si ¹⁰
Recuperación PID integrada		Opcional
Interruptor de CC integrado		Si
Interruptor de CA integrado		Opcional

Tabla 32: Protecciones del inversor Solis S5-GC60K-LV

Por otro lado, se comprobará si es necesaria la instalación de fusibles que protejan frente a sobrecargas o cortocircuitos. Será obligatoria la inclusión de fusibles en el caso en el que no se cumplan alguna de las siguientes dos condiciones:

1. IEC 62548: no será necesaria la instalación de fusibles en el lado de corriente continua si la corriente máxima del sistema es inferior o igual al valor de corriente máxima en serie permitido por el fabricante del módulo fotovoltaico, especificado en su ficha técnica.
2. REBT (ITC-BT-22 y BT-40) y UNE-HD 60364: puede prescindirse de fusibles si la corriente máxima del sistema, incrementada en un 25 % como margen de seguridad, no supera la capacidad de corriente que los cables pueden soportar de forma continua.

CONDICIÓN 1: $I_{max} = (N_E - 1) \cdot I_{sc} \leq I_{max\ serie\ módulos} = 25\text{ A}$

	Isc inversor (A)	Ne	I _{max} (A)
Puerto de Galapagar	32	2	32
Antonio López 45	40	2	40
Antonio López 65	40	2	40

Tabla 33: Intensidad máxima admitida por el inversor para cada instalación

CONDICIÓN 2: $1,25 \cdot I_{max} = 1,25 \cdot (N_E - 1) \cdot I_{sc} \leq I_{máxima,string} = 15,57\text{ A}$

Ninguna de las dos condiciones se cumple con lo cual se deberá instalar fusibles, que serán los mismos para todas las instalaciones.

$$I_{fusible} = 1,25 \cdot I_{m\acute{a}xima,string} = 1,25 \cdot 15,57 = 19,47 \text{ A}$$

$$U_{m\acute{a}xima,string} = U_{m\acute{a}xima,MPP} = 62,18 \cdot 16 = 994,87 \text{ V}$$

Se instalarán dos fusibles por cada cadena de módulos (cable de ida y de retorno).

Se seleccionará los fusibles cilíndricos RT28-32/gG/20 de tamaño 10x38 mm de intensidad nominal 20 A de CHINT ELECTRICS, junto con su base portafusible unipolar WS18-1/32 de intensidad nominal 32 A.

5.8.2 PROTECCIONES CA

Tanto para el interruptor general manual (magnetotérmico), como para el interruptor automático diferencial, se aplicará la siguiente fórmula para determinar la intensidad nominal requerida, teniendo en cuenta que la tensión U_{ff} es de 400V.

$$I = \frac{P_N}{\sqrt{3} \cdot U_{ff} \cdot \cos(\varphi)}$$

Los resultados son las intensidades de fase obtenidas en la Tabla 23.

En el caso del interruptor magnetotérmico, se establecerá una intensidad nominal un 20% por encima de los valores del interruptor diferencial.

	I diferencial (A)	I magnetotérmico (A)
Puerto de Galapagar	102,06	122,47
Antonio López 45	48,11	57,73
Antonio López 65	87,48	104,98

Tabla 34: Intensidades nominales interruptores magnetotérmicos y diferenciales

Tanto para Puerto de Galapagar, como para Antonio López 65, se seleccionará:

- Interruptor diferencial modelo 5SM3345-6 de SIEMENS, de tipo A, tetrapolar, con intensidad nominal de 125 A y tensión nominal de 400 V, y sensibilidad de 30 mA.
- Interruptor automático magnetotérmico modelo DZ158-3-125 de CHINT ELECTRICS, tripolar, IP20, con intensidad nominal de 125 A y tensión nominal de 400 V.

Para Antonio López 45, se elegirá:

- Interruptor diferencial modelo 5SM3346-6 de SIEMENS, de tipo A, tetrapolar, con intensidad nominal de 63 A y tensión nominal de 400 V, y sensibilidad de 30 mA.
- Interruptor automático magnetotérmico modelo DZ158-3-63 de CHINT ELECTRICS, tripolar, IP20, con intensidad nominal de 63 A y tensión nominal de 400 V.

Para el protector contra sobretensiones se fijará como referencia un valor un 10% por encima de la tensión nominal de la instalación:

$$U = 1,1 \cdot 400 = 440 \text{ V}$$

Siendo el seleccionado el modelo PSP4 de CHINT ELECTRICS, tetrapolar, IP20, para todas las instalaciones.

Capítulo 6. MODELADO CON SAM (SYSTEM ADVISOR MODEL)

El programa SAM (System Advisor Model) desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de Estados Unidos, se presenta como una solución robusta y ampliamente reconocida en el sector de las energías renovables. SAM permite modelar con gran detalle el rendimiento energético de sistemas fotovoltaicos, considerando variables como la radiación solar, temperatura ambiente, pérdidas eléctrica, así como la configuración de módulos e inversor. El uso de SAM en este estudio se justifica no solo por su capacidad para.

Para poder realizar la simulación, se introducirán en SAM los siguientes parámetros:

- Localización de cada emplazamiento
- Para las condiciones climáticas se empleará la base de datos de SAM, que es NSRDB (*National Solar Radiation Database*), que proporciona información horaria en cada ubicación acerca de:
 - Irradiancia directa normal (DNI) (W/m^2)
 - Irradiancia difusa horizontal (DHI) (W/m^2)
 - Temperatura del bulbo seco ($^{\circ}C$)
 - Temperatura del punto de rocío ($^{\circ}c$)
 - Humedad relativa (%)
 - Presión atmosférica (mbar)
 - Velocidad del viento (m/s)
 - Dirección del viento ($^{\circ}$)
 - Albedo
- Parámetros del módulo, usando el modelo de rendimiento de la CEC (*Comisión de Energía de California*).

- Parámetros del inversor
- Dimensionamiento del sistema: número de inversores, número módulos por string, número de strings.
- Seguimiento y orientación: paneles fijos, inclinación, azimuth, GCR (*Ground Coverage Ratio*).
- Dimensionamiento del sombreado
- Pérdidas del sistema
- Perfil de consumo horario y mensual

6.1 SOMBREADO

Para hacer la simulación de la forma más próxima a realidad posible, se modelarán las diferentes instalaciones con la herramienta *3D shade calculator*, incluyendo los edificios y árboles más próximos que podrían generar sombras:

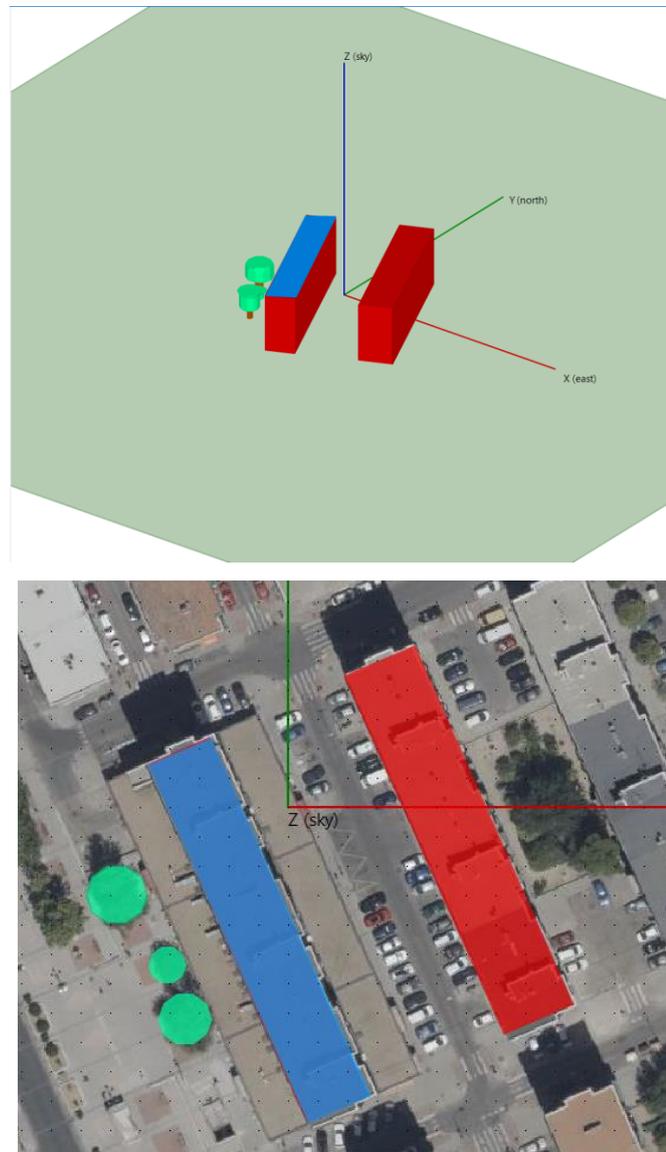


Figura 20: Dimensionado del edificio de calle del Puerto de Galapagar en 3D shade calculator de SAM

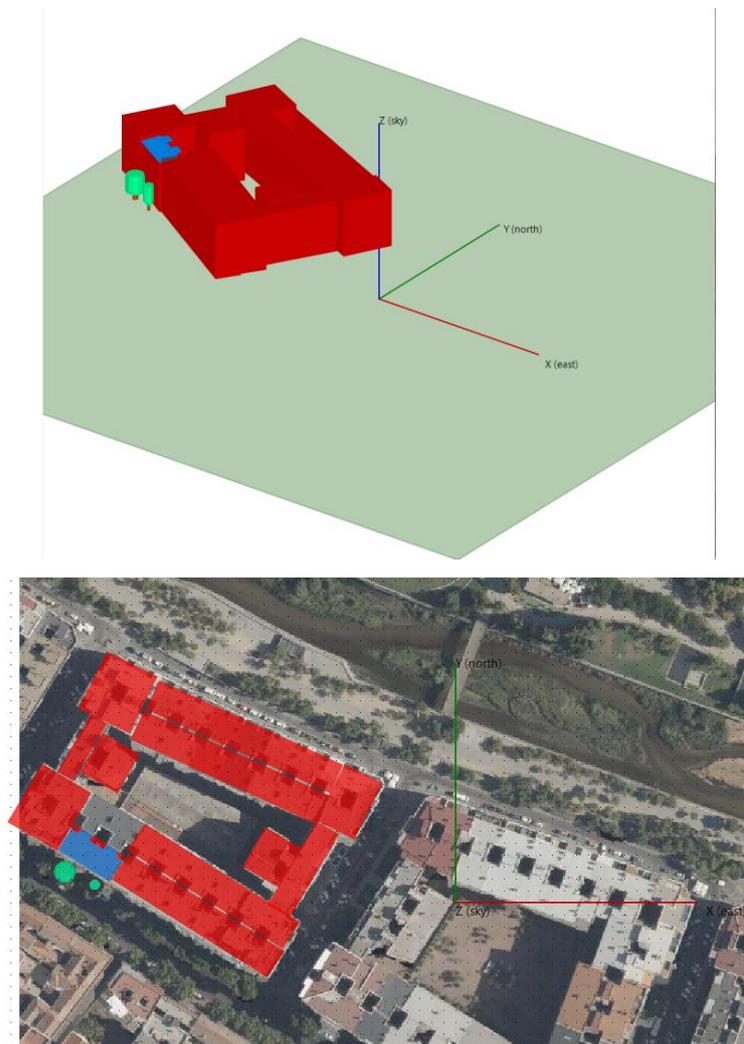


Figura 21: Dimensionado del edificio de calle de Antonio López 45 en 3D shade calculator

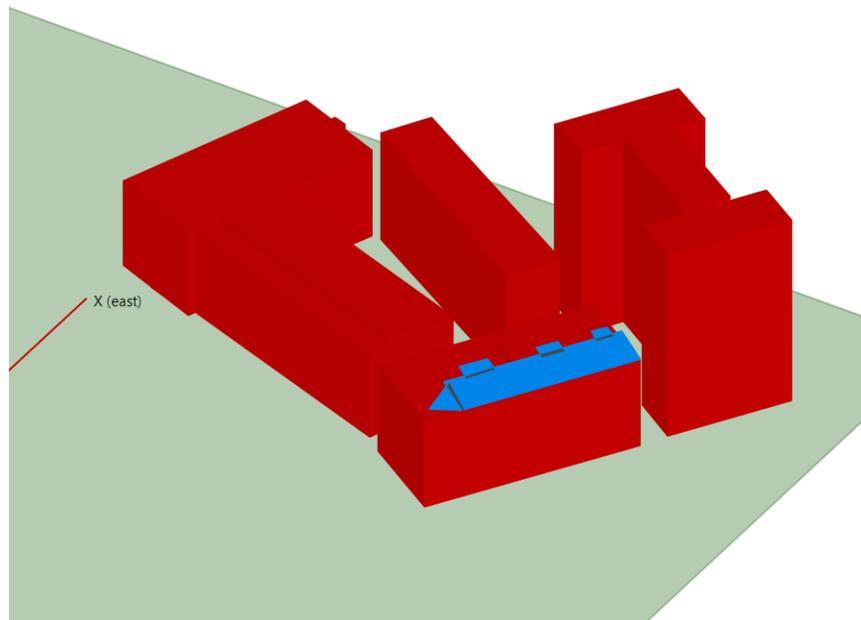


Figura 22: Dimensionado del edificio de calle de Antonio López 65 en 3D shade calculator

6.2 PERFILES DE CONSUMO MENSUAL Y HORARIO

Se dispone de datos de las facturas eléctricas de los consumos mensuales en Puerto de Galapagar y en Antonio López 45. Para modelar el perfil de consumo del Hotel Praga, al solo disponer de los datos correspondientes al mes de abril, se tomará el patrón de consumo del Puerto de Galapagar, calculando la distribución relativa del consumo energético a lo largo del año de este, y se realizará una extrapolación partiendo del dato de abril del hotel como referencia. Se obtienen así los siguientes consumos:

En calle del Puerto de Galapagar 6, 8 y 10; el consumo anual es de 33046 kWh.

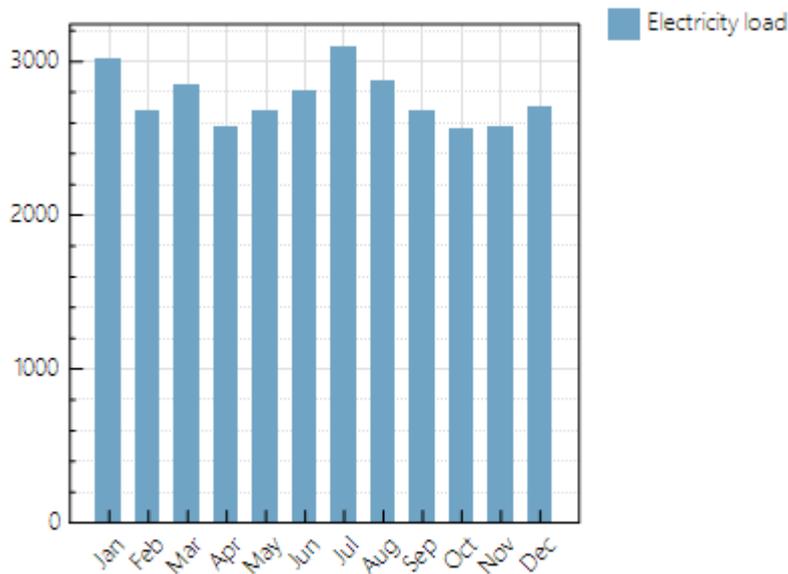


Figura 23: Consumo mensual calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10

Time stamp	Electricity load (kWh/mo)
Jan	3013
Feb	2677
Mar	2846
Apr	2577
May	2669
Jun	2800
Jul	3086
Aug	2874
Sep	2670
Oct	2556
Nov	2576
Dec	2702

Tabla 35: Consumo mensual calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10

En calle de Antonio López 45, el consumo anual es de 9687 kWh.

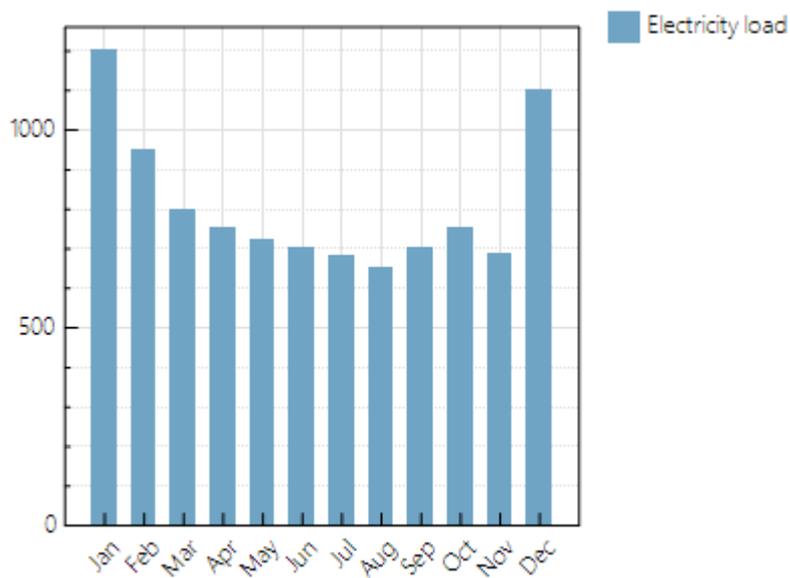


Figura 24: Consumo mensual calle de Antonio López 45

Time stamp	Electricity load (kWh/mo)
Jan	1200
Feb	950
Mar	800
Apr	750
May	720
Jun	700
Jul	680
Aug	650
Sep	700
Oct	750
Nov	687
Dec	1100

Tabla 36: Consumo mensual calle de Antonio López 45

Para estimar el consumo mensual de calle de Antonio López 65, se calculará el peso relativo de cada mes en Galapagar:

$$peso_{mes} = \frac{consumo_{abril\ edificio\ estimado}}{consumo_{abril\ edificio\ base}} = \frac{76507}{2577,2} = 29,686$$

Y posteriormente, se extrapolará cada mes para el Hotel Praga:

$$consumo_{mes\ edificio\ estimado} = consumo_{mes\ edificio\ base} \cdot peso_{mes}$$

En calle de Antonio López 65, el consumo anual es de 981109 kWh.

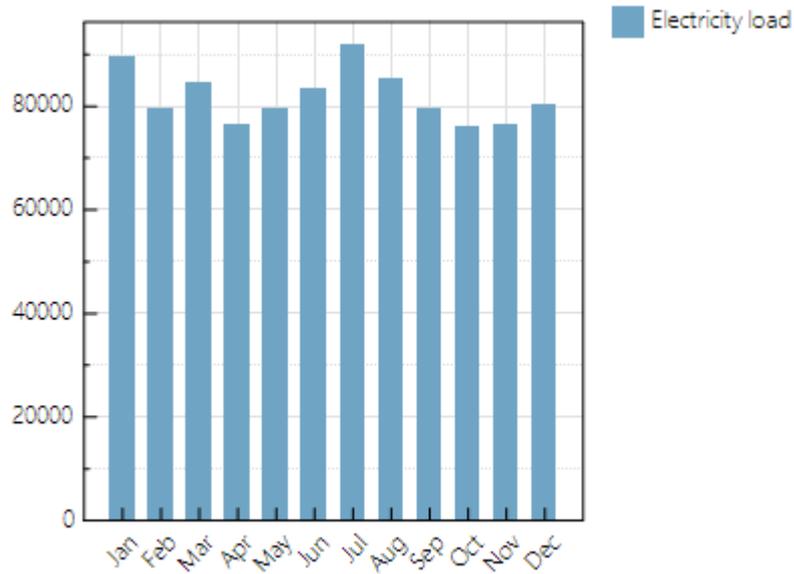


Figura 25: Consumo mensual de calle de Antonio López 65

Time stamp	Electricity load (kWh/mo)
Jan	89447
Feb	79491
Mar	84511
Apr	76507
May	79240
Jun	83128
Jul	91615
Aug	85318
Sep	79281
Oct	75881
Nov	76471
Dec	80219

Asimismo, disponemos del perfil de consumo horaria del día más frío (21 de diciembre) y del día más cálido (21 de junio) del año del Puerto de Galapagar. Para poder construir el perfil horario de consumo eléctrico de 8760 horas, se realizará una interpolación estacional asumiendo que esos dos perfiles representan el comportamiento límite estacional del consumo, el de verano y el de invierno.

Hora	KWh 21-jun	KWh 21-dic
1:00	3,6	3,45
2:00	3,47	3,23
3:00	3,4	3,07
4:00	3,36	3
5:00	3,43	2,98
6:00	3,67	3,08
7:00	3,98	3,47
8:00	4,23	4,04
9:00	4,41	4,38
10:00	4,53	4,42
11:00	4,6	4,43
12:00	4,69	4,35
13:00	4,74	4,29
14:00	4,69	4,27
15:00	4,59	4,21
16:00	4,53	4,15
17:00	4,48	4,15
18:00	4,42	4,26
19:00	4,41	4,43
20:00	4,34	4,49
21:00	4,31	4,54
22:00	4,17	4,44
23:00	3,88	4,05
0:00	3,73	3,64

Figura 26: Consumo horario de calle del Puerto de Galapagar 6, 8 y 10 del 21 de junio y el 21 de diciembre

Para cada uno de los 365 días del año, se interpolará en función de la distancia temporal del día en cuestión respecto a los días conocidos: 21 de junio (día 171 del año) y 21 de diciembre (día 355). Usando la siguiente fórmula:

$$\text{consumo}_{\text{día}} = (1 - w_{\text{dic}}) \cdot \text{consumo}_{\text{junio}} + w_{\text{dic}} \cdot \text{consumo}_{\text{diciembre}}$$

$$w_{\text{dic}} = \frac{\text{día} - 171}{355 - 171}$$

Se obtiene con ello una tabla de 8760 valores horarios de todo el año para cada instalación.

El perfil horario base generado para Puerto de Galapagar, se utilizará como patrón para estimar el comportamiento de los otros dos edificios. Conocidos los consumos mensuales de ambos, se aplicará un factor de escalado específico para cada mes, ajustándolos de manera proporcional a los datos del perfil base.

$$factor_{mes} = \frac{consumo_{mes\ edificio\ estimado}}{consumo_{mes\ edificio\ base}}$$

$$consumo_{hora\ edificio\ estimado} = consumo_{hora\ edificio\ base} \cdot factor_{mes}$$

6.3 PÉRDIDAS

Se han introducido diversas pérdidas asociadas al sistema con el fin de obtener una estimación realista de la producción energética. A continuación, se justifican las pérdidas consideradas, de acuerdo con condiciones típicas de operación y diseño:

6.3.1 PÉRDIDAS EN RADIACIÓN (NOMINAL POA IRRADIANCE)

- Shading: La pérdida por sombreado ha sido calculada automáticamente por SAM mediante el uso de su herramienta integrada 3D Shade Calculator. Esta función permite modelar la geometría del edificio y obstáculos cercanos en tres dimensiones, evaluando de forma horaria la obstrucción solar a lo largo del año. El sombreado afecta tanto a la irradiancia directa como a la producción eléctrica efectiva, y SAM lo integra automáticamente en el balance energético del sistema en función de la configuración eléctrica y la posición solar.
- Soiling: Representa la pérdida de energía por acumulación de polvo, polen u otras partículas sobre los módulos. Se ha estimado un valor medio razonable para instalaciones urbanas o semiindustriales.
- Reflection (IAM): Esta pérdida no se introduce manualmente, sino que es calculada automáticamente por SAM mediante el modelo IAM (Incidence Angle Modifier).

Representa la pérdida óptica causada por la reflexión de la luz cuando incide con ángulos elevados respecto a la normal del módulo.

6.3.2 PÉRDIDAS EN GENERACIÓN EN CORRIENTE CONTINUA (DC)

- Module deviation from STC: Considera la pérdida de rendimiento debido a que los módulos no operan constantemente bajo las condiciones estándar de medida (STC).
- Module mismatch (2 %): Se introducen pérdidas por diferencias entre módulos conectados en serie o paralelo, provocadas por tolerancias de fabricación o sombras parciales.
- Diodes and connections (0,5 %): Pérdidas eléctricas asociadas a conexiones internas del módulo y diodos de protección.
- DC wiring (2 %): Pérdidas por caída de tensión en los conductores de corriente continua que unen los módulos con el inversor.

6.3.3 CONVERSIÓN DE ENERGÍA EN EL INVERSOR

- Inverter power clipping: Ocurre cuando la potencia DC generada excede momentáneamente la capacidad nominal del inversor.
- Inverter nighttime consumption: Consumo en reposo del inversor durante las horas sin producción solar.
- Inverter efficiency: Pérdida global en la conversión de corriente continua a alterna, propia del rendimiento del inversor.

6.3.4 PÉRDIDAS EN LA PARTE DE CORRIENTE ALTERNA (AC)

- AC wiring (0,2 %): Pérdidas por caída de tensión en el cableado desde el inversor hasta el punto de conexión.
- Subhourly clipping correction: Corrección que aplica SAM para representar mejor las pérdidas que ocurren dentro de cada hora debido a la resolución horaria del modelo.

Los valores introducidos se han ajustado siguiendo recomendaciones del propio SAM, así como buenas prácticas de ingeniería para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Estas pérdidas aseguran una estimación conservadora pero realista del rendimiento energético anual del sistema.

Calle del Puerto de Galapagar 6, 8 y 10:

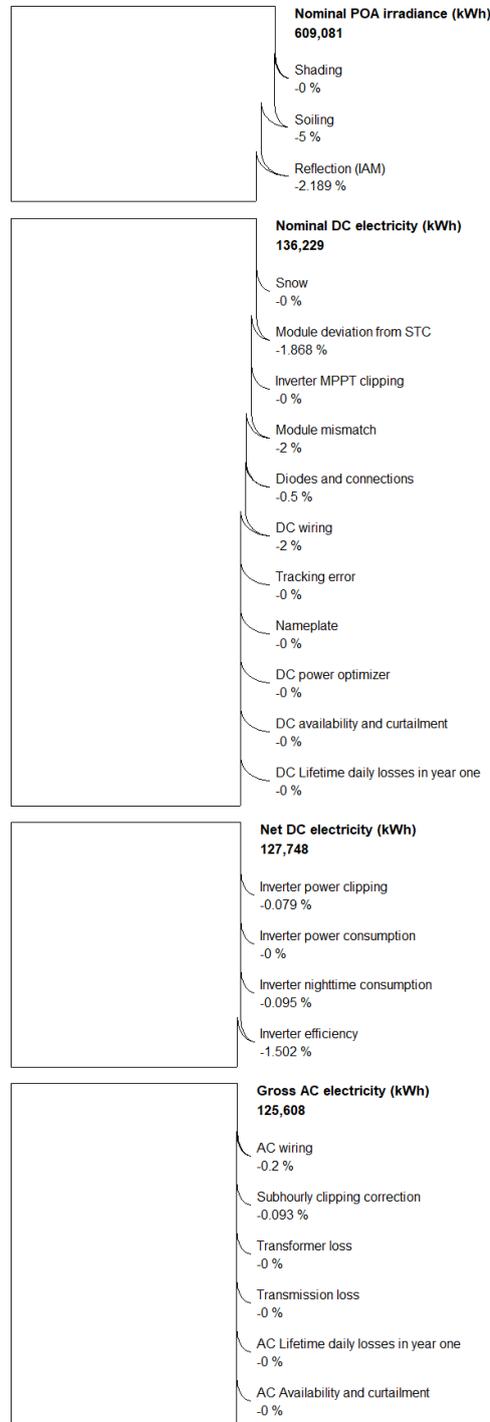


Figura 27: Pérdidas calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10

Calle de Antonio López 45:

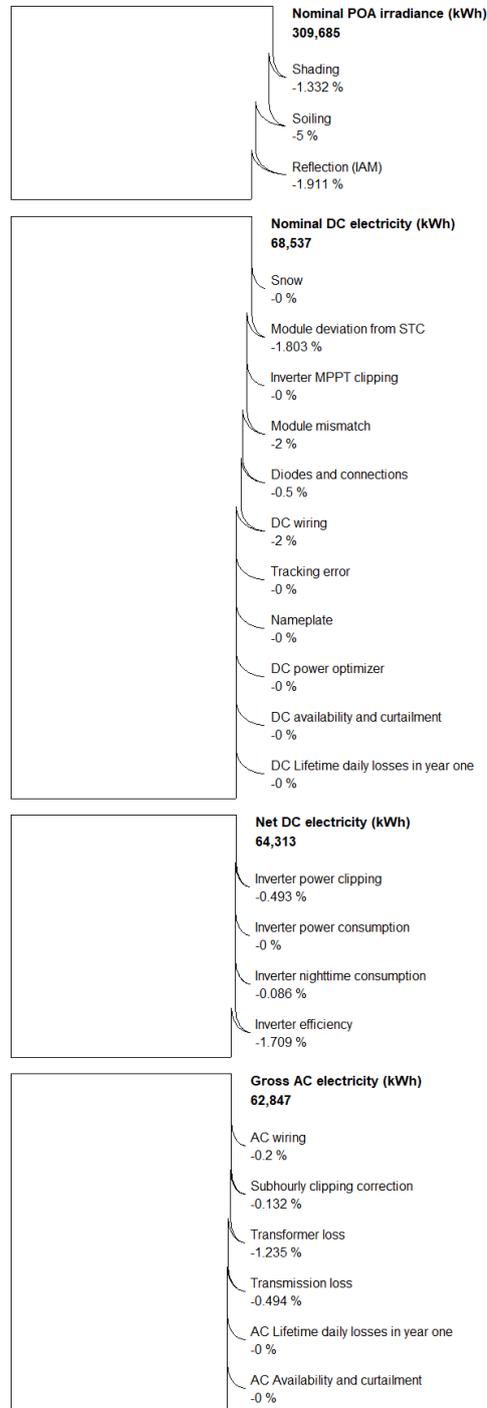


Figura 28: Pérdidas calle de Antonio López 45

Calle de Antonio López 65:

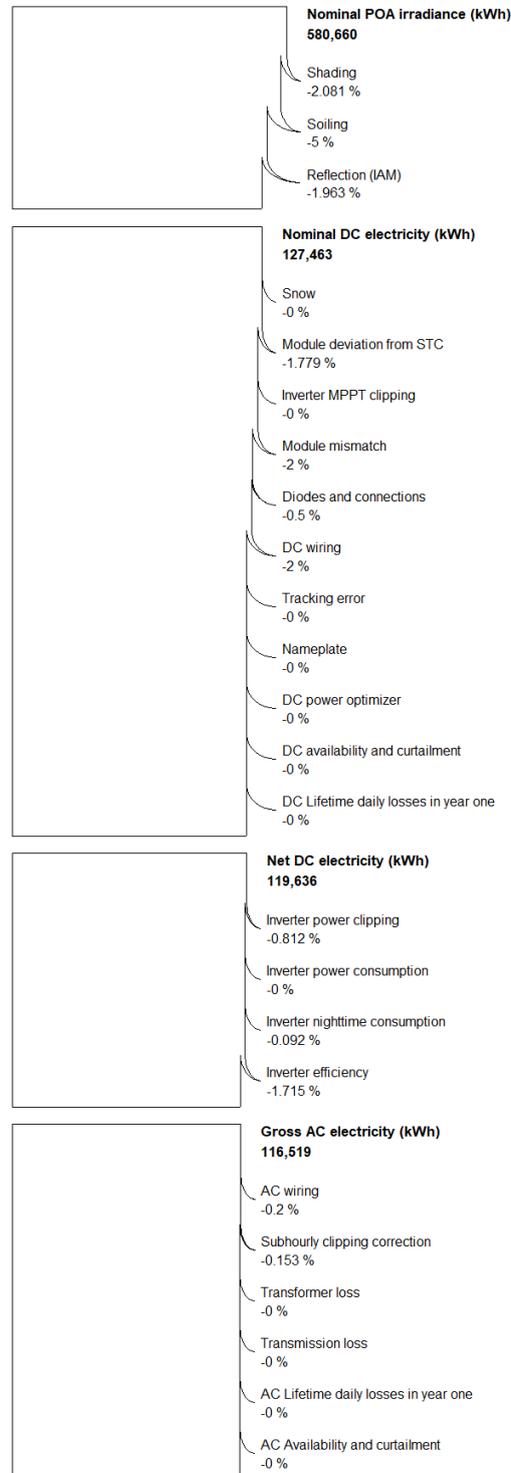


Figura 29: Figura 30: Pérdidas calle de Antonio López 65

Capítulo 7. RESULTADOS

Calle del Puerto de Galapagar 6, 8 y 10:

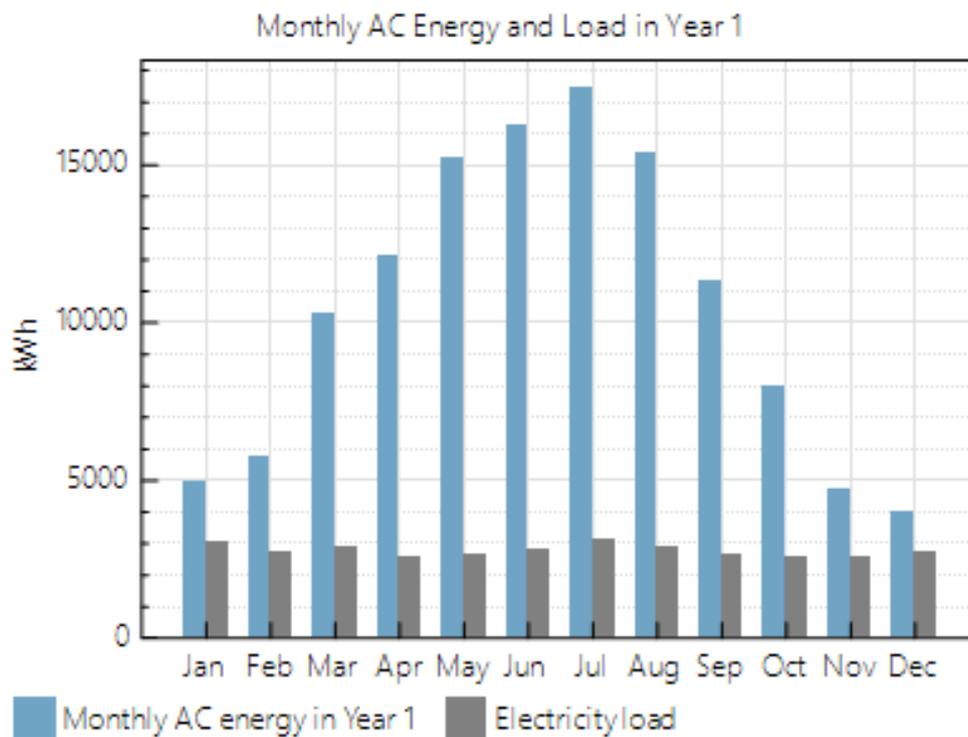


Figura 31: Producción mensual de energía y consumo en el año 1 de calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10

Year	Electricity net generation (KWh)	Electricity from grid (KWh)	Electricity to grid (kWh)	Electricity load (kWh)	Electricity from system to load (kWh)
0	0	0	0	0	0
1	125239	17325,98	109641,00	33046	15720,02
2	124818	17267,79	109272,79	33046	15667,23
3	124392	17208,92	108900,21	33046	15613,81
4	123966	17150,04	108527,63	33046	15560,39
5	123541	17091,44	108156,80	33046	15507,22
6	123115	17032,43	107783,34	33046	15453,67
7	122688	16973,55	107410,76	33046	15400,25
8	122258	16913,98	107033,81	33046	15346,21
9	121828	16854,55	106657,73	33046	15292,29
10	121396	16794,84	106279,90	33046	15238,11
11	120964	16735,14	105902,07	33046	15183,94
12	120530	16675,29	105523,37	33046	15129,65
13	120096	16615,17	105142,92	33046	15075,10
14	119661	16555,05	104762,47	33046	15020,55
15	119225	16494,93	104382,02	33046	14966,00
16	118789	16434,53	103999,81	33046	14911,20
17	118353	16374,28	103618,49	33046	14856,53
18	117916	16314,02	103237,16	33046	14801,85
19	117479	16253,48	102854,09	33046	14746,93
20	117041	16192,95	102471,01	33046	14692,01
21	116604	16132,55	102088,81	33046	14637,21
22	116165	16072,01	101705,73	33046	14582,28
23	115727	16011,48	101322,66	33046	14527,36
24	115289	15950,80	100938,71	33046	14472,31
25	114850	15890,27	100555,63	33046	14417,38

Tabla 37: Resultados anuales de SAM de calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10

Month	AC energy	Electricity to grid (kWh)	Electricity load (kWh)	Electricity from system to load (kWh)	Electricity from grid (kWh)
Enero	4949,17	3882,55	3013,00	1079,38	1933,62
Febrero	5706,95	4702,44	2677,00	1014,98	1662,02
Marzo	10261,70	8939,59	2846,00	1332,85	1513,15
Abril	12080,80	10715,26	2577,00	1374,63	1202,37
Mayo	15186,00	13667,17	2669,00	1527,34	1141,66
Junio	16222,10	14522,40	2800,00	1707,12	1092,88
Julio	17455,10	15610,91	3086,00	1852,06	1233,94
Agosto	15386,20	13762,43	2874,00	1633,21	1240,79
Septiembre	11345,50	10020,23	2670,00	1335,06	1334,94
Octubre	7966,57	6891,01	2556,00	1087,05	1468,95
Noviembre	4713,30	3827,15	2576,00	898,03	1677,97
Diciembre	3965,35	3099,85	2702,00	878,32	1823,68

Tabla 38: Resultados mensuales de calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10

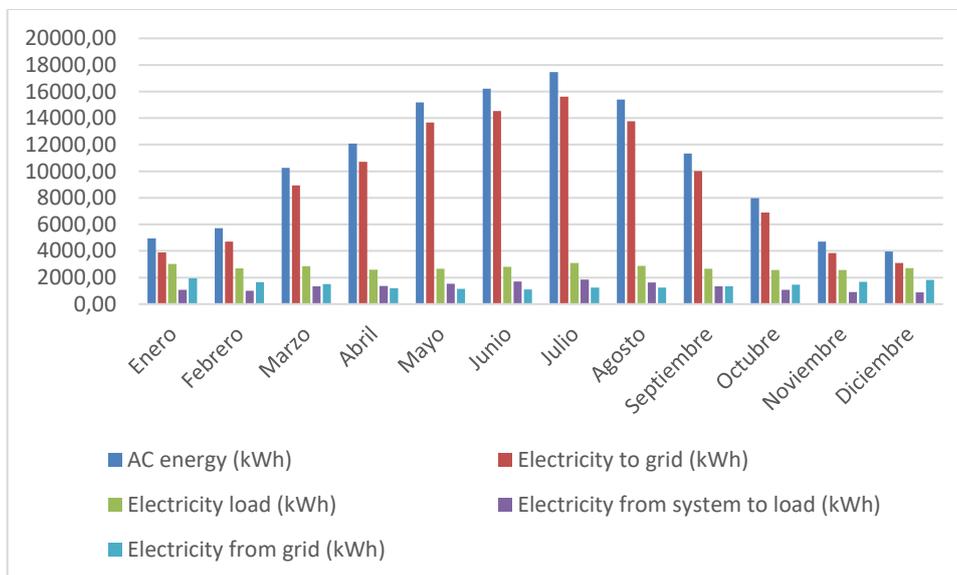


Figura 32: Gráfico de resultados mensuales de calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10

Calle de Antonio López 45:

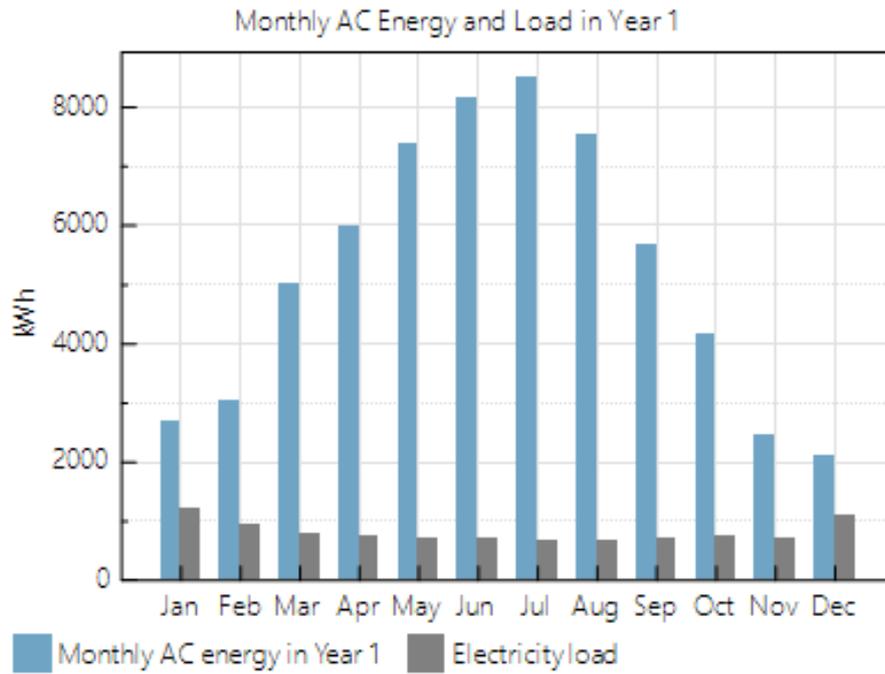


Figura 33: Producción mensual de energía y consumo en el año 1 de calle de Antonio López 45

Year	Electricity net generation (KWh)	Electricity from grid (KWh)	Electricity to grid (kWh)	Electricity load (kWh)	Electricity from system to load (kWh)
0	0	0	0	0	0
1	62637,8	5095,09	58101,44	9687,00	4591,91
2	62446,6	5079,56	57924,33	9687,00	4577,91
3	62255,7	5064,04	57747,32	9687,00	4563,92
4	62061,8	5048,29	57567,72	9687,00	4549,73
5	61866,6	5032,42	57386,72	9687,00	4535,42
6	61669,6	5016,41	57204,24	9687,00	4521,00
7	61472,1	5000,36	57021,21	9687,00	4506,54
8	61272,0	4984,10	56835,77	9687,00	4491,88
9	61070,9	4967,76	56649,39	9687,00	4477,15
10	60868,3	4951,29	56461,63	9687,00	4462,31
11	60664,6	4934,73	56272,76	9687,00	4447,38
12	60458,7	4918,00	56082,03	9687,00	4432,31
13	60252,0	4901,21	55890,47	9687,00	4417,17
14	60043,8	4884,28	55697,52	9687,00	4401,92
15	59833,8	4867,22	55502,90	9687,00	4386,54
16	59624,0	4850,17	55308,47	9687,00	4371,17
17	59412,9	4833,01	55112,83	9687,00	4355,71
18	59200,3	4815,73	54915,71	9687,00	4340,13
19	58986,3	4798,34	54717,48	9687,00	4324,47
20	58772,0	4780,92	54518,78	9687,00	4308,76
21	58557,2	4763,47	54319,81	9687,00	4293,04
22	58342,3	4746,00	54120,65	9687,00	4277,30
23	58126,3	4728,45	53920,47	9687,00	4261,48
24	57909,1	4710,80	53719,18	9687,00	4245,57
25	57691,9	4693,14	53517,79	9687,00	4229,65

Tabla 39: Resultados anuales de SAM de calle de Antonio López 45

Month	AC energy (kWh)	Electricity to grid (kWh)	Electricity load (kWh)	Electricity from system to load (kWh)	Electricity from grid (kWh)
Enero	2681,37	2248,26	1200,00	438,91	761,09
Febrero	3033,67	2654,05	950,00	384,38	565,62
Marzo	5024,39	4644,80	800,00	384,48	415,52
Abril	5963,59	5556,87	750,00	410,85	339,15
Mayo	7390,95	6969,51	720,00	425,30	294,70
Junio	8135,60	7694,65	700,00	444,34	255,66
Julio	8508,82	8090,50	680,00	421,90	258,10
Agosto	7539,38	7169,35	650,00	374,31	275,69
Septiembre	5671,62	5313,64	700,00	362,42	337,58
Octubre	4165,68	3838,24	750,00	332,65	417,35
Noviembre	2439,00	2192,02	687,00	252,39	434,61
Diciembre	2083,71	1729,55	1100,00	359,98	740,02

Tabla 40: Resultados mensuales de calle de Antonio López 45

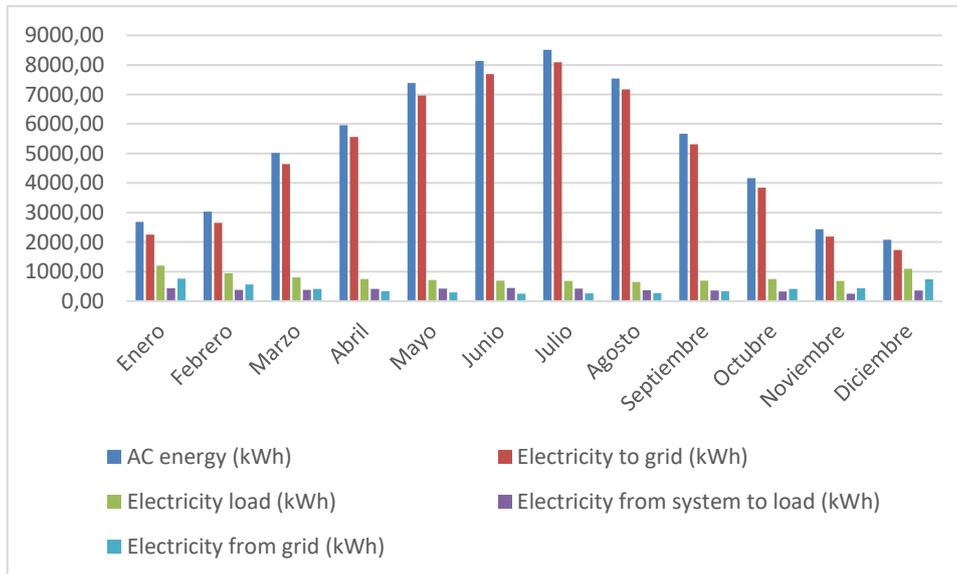


Figura 34: Gráfico de resultados mensuales de calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10

Calle de Antonio López 45:

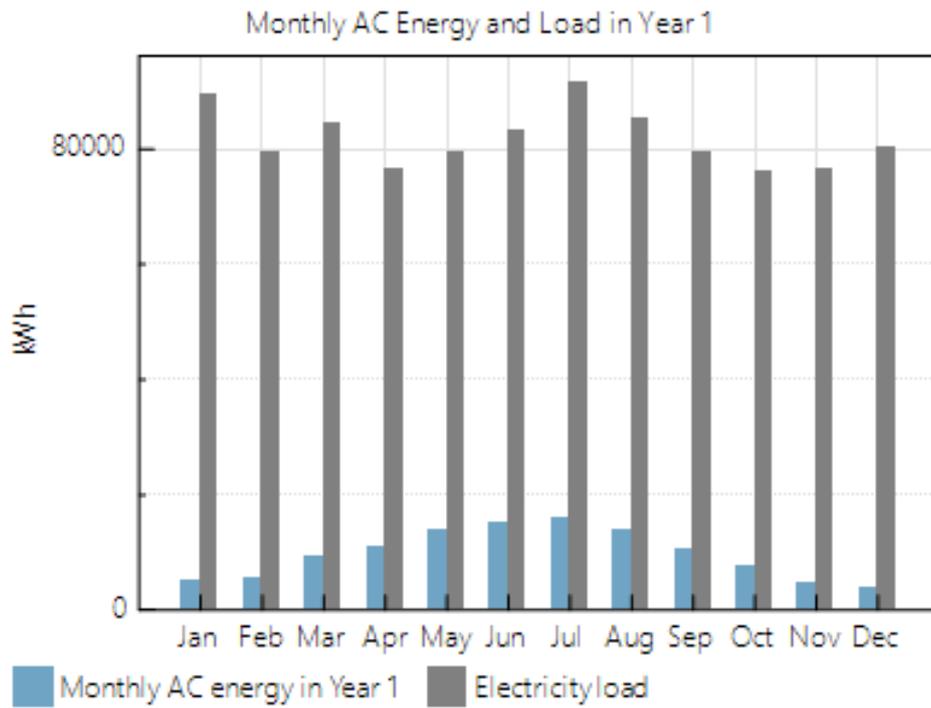


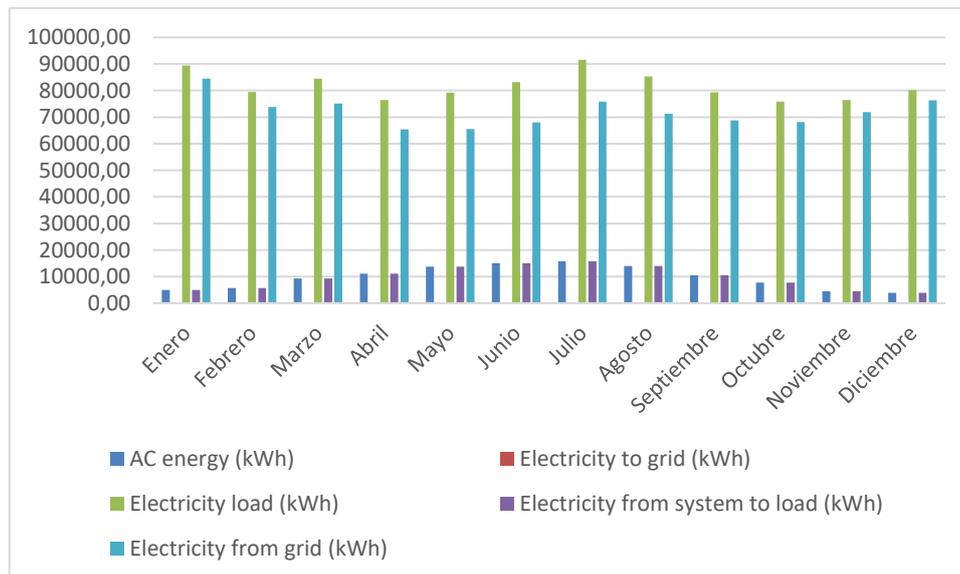
Figura 35: Producción mensual de energía y consumo en el año 1 de calle de Antonio López 65

Year	Electricity net generation (KWh)	Electricity from grid (KWh)	Electricity to grid (kWh)	Electricity load (kWh)	Electricity from system to load (kWh)
0	0	0	0	0	0
1	116107	864891,16	0,00	981109,15	116217,88
2	115766	862351,02	0,00	978227,68	115876,55
3	115423	859795,98	0,00	975329,32	115533,23
4	115079	857233,50	0,00	972422,50	115188,90
5	114731	854641,22	0,00	969481,89	114840,57
6	114382	852041,48	0,00	966532,82	114491,23
7	114029	849411,96	0,00	963549,96	114137,89
8	113675	846774,98	0,00	960558,64	113783,56
9	113319	844123,10	0,00	957550,43	113427,22
10	112960	841448,88	0,00	954516,86	113067,87
11	112599	838759,76	0,00	951466,40	112706,53
12	112236	836055,74	0,00	948399,03	112343,18
13	111870	833329,38	0,00	945306,31	111976,83
14	111500	830573,22	0,00	942179,80	111606,48
15	111127	827794,71	0,00	939027,93	111233,12
16	110751	824993,85	0,00	935850,72	110856,76
17	110372	822170,64	0,00	932648,15	110477,40
18	109991	819332,54	0,00	929428,68	110096,04
19	109607	816472,09	0,00	926183,87	109711,67
20	109221	813596,75	0,00	922922,15	109325,30
21	108832	810699,05	0,00	919635,08	108935,93
22	108441	807786,46	0,00	916331,12	108544,56
23	108048	804858,97	0,00	913010,25	108151,18
24	107653	801916,58	0,00	909672,48	107755,81
25	107256	798959,29	0,00	906317,82	107358,43

Tabla 41: Resultados anuales de SAM de calle de Antonio López 65

Month	AC energy (kWh)	Electricity to grid (kWh)	Electricity load (kWh)	Electricity from system to load (kWh)	Electricity from grid (kWh)
Enero	4947,98	0,00	89447,07	4959,58	84487,44
Febrero	5637,89	0,00	79491,05	5647,41	73843,58
Marzo	9331,73	0,00	84511,10	9341,52	75169,52
Abril	11108,30	0,00	76506,96	11116,53	65390,46
Mayo	13712,20	0,00	79240,04	13719,96	65520,05
Junio	15039,00	0,00	83127,94	15045,81	68082,19
Julio	15726,50	0,00	91615,00	15733,68	75881,33
Agosto	13977,30	0,00	85317,99	13985,83	71332,16
Septiembre	10537,80	0,00	79281,00	10546,67	68734,34
Octubre	7731,01	0,00	75881,01	7741,43	68139,57
Noviembre	4513,35	0,00	76470,99	4524,15	71946,84
Diciembre	3843,67	0,00	80219,00	3855,32	76363,68

Tabla 42:



Capítulo 8. PRESUPUESTOS

Para la elaboración de los presupuestos de las instalaciones se ha empleado el generador de precios y el programa Arquímedes de CYPE.

Obra: CALLE DEL PUERTO DE GALAPAGAR 6 8 Y 10				
Código	Resumen	Cantidad	Precio (€)	Importe (€)
PUERTO DE GALAPAGAR			53 277,66	53 277,66
I	Instalaciones		53 277,66	53 277,66
IE	Eléctricas		53 277,66	53 277,66
IEF	Solar fotovoltaica		46 729,90	46 729,90
IEF001	Módulo solar fotovoltaico.	130,000	291,00	37 830,00
IEF003	Estructura soporte para módulo solar fotovoltaico, sobre cubierta inclinada.	130,000	40,03	5 203,90
IEF020	Inversor fotovoltaico.	1,000	3 696,00	3 696,00
	IEF		46 729,90	46 729,90
IEH	Cables		3 026,93	3 026,93
IEH015	Cable eléctrico unipolar para CC "PRYSMIAN GROUP". 1x2,5 mm2	386,000	1,99	768,14
IEH015c	Cable eléctrico unipolar para CA "PRYSMIAN GROUP". 1x35 mm2	135,000	13,28	1 792,80
IEH015b	Cable eléctrico unipolar para PAT "PRYSMIAN GROUP". 1x2,5 mm2	147,000	3,17	465,99
	IEH		3 026,93	3 026,93
IEX	Aparamenta		3 520,83	3 520,83
IEX050	Interruptor automático magnetotérmico, modular.	1,000	285,25	285,25
IEX065	Interruptor diferencial modular, "SIEMENS".	1,000	2 157,10	2 157,10
IEX075	Protector contra sobretensiones permanentes, modular.	1,000	202,47	202,47
IEX076	Protector contra sobretensiones transitorias, modular.	1,000	391,89	391,89
IEX077	Contador bidireccional CIRWATT-B410T	1,000	484,12	484,12
IEX300	Fusible cilíndrico	22,000	11,32	249,04
	IEX		3 769,87	3 769,87
	IE		53 526,70	53 526,70
	I		53 526,70	53 526,70
	TOTAL		53 526,70	53 526,70

Tabla 43: Desglose de precios de calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10

Coste base de materiales y montaje		53 526,70 €
Costes indirectos del contratista	12%	6 423,20 €
Margen técnico y comercial	8%	4 282,14 €
		64 232,04 €
Honorarios técnicos y gestión de proyecto	4%	2 569,28 €
IVA	21%	13 488,73 €
TOTAL PUERTO DE GALAPAGAR		80 290,05 €

Tabla 44: Presupuesto de calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10

Obra: CALLE DE ANTONIO LÓPEZ 45				
Código	Resumen	Cantidad	Precio (€)	Importe (€)
			25 855,67	25 855,67
CALLE DE ANTONIO LÓPEZ 45				
I	Instalaciones		25 855,67	25 855,67
IE	Eléctricas		25 855,67	25 855,67
IEF	Solar fotovoltaica		23 205,92	23 205,92
IEF001	Módulo solar fotovoltaico.	64,000	291,00	18 624,00
IEF003	Estructura soporte para módulo solar fotovoltaico, sobre cubierta inclinada.	64,000	40,03	2 561,92
IEF020	Inversor fotovoltaico.	1,000	2 020,00	2 020,00
	IEF		23 205,92	23 205,92
IEH	Cables		902,25	902,25
IEH015b	Cable eléctrico nipolar para PAT "PRYSMIAN GROUP". 1x2,5 mm ²	72,000	3,17	228,24
IEH015c	Cable eléctrico unipolar (3x) para CA "PRYSMIAN GROUP". 1x10 mm ²	144,000	4,53	652,32
IEH015	Cable eléctrico unipolar para CC "PRYSMIAN GROUP". 1x1,5 mm ²	18,000	1,20	21,69
	IEH		902,25	902,25
IEX	Aparamenta		1 747,50	1 747,50
IEX050	Interruptor automático magnetotérmico, modular.	1,000	180,19	180,19
IEX065	Interruptor diferencial modular, "SIEMENS".	1,000	880,72	880,72
IEX075	Protector contra sobretensiones permanentes, modular.	1,000	202,47	202,47
IEX077	Contador bidireccional CIRWATT-B410T	1,000	484,12	484,12
IEX300	Fusible cilíndrico	8,000	11,32	90,56
	IEX		1 838,06	1 838,06
	IE		25 946,23	25 946,23
	I		25 946,23	25 946,23
	TOTAL		25 946,23	25 946,23

Tabla 45: Desglose de precios de calle de Antonio López 45

Coste base de materiales y montaje		25 946,23 €
Costes indirectos del contratista	12%	3 113,55 €
Margen técnico y comercial	8%	2 075,70 €
		31 135,48 €
Honorarios técnicos y gestión de proyecto	4%	1 245,42 €
IVA	21%	6 538,45 €
TOTAL		38 919,35 €

Tabla 46: Presupuesto de calle de Antonio López 45

Obra: CALLE DE ANTONIO LÓPEZ 65				
Código	Resumen	Cantidad	Precio (€)	Importe (€)
ANTONIO LÓPEZ 65			47 786,60	47 786,60
I	Instalaciones		47 786,60	47 786,60
IE	Eléctricas		47 786,60	47 786,60
IEF	Solar fotovoltaica		42 433,60	42 433,60
IEF001	Módulo solar fotovoltaico.	120,000	291,00	34 920,00
IEF003	Estructura soporte para módulo solar fotovoltaico, sobre cubierta inclinada.	120,000	40,03	4 803,60
IEF020	Inversor fotovoltaico.	1,000	2 710,00	2 710,00
	IEF		42 433,60	42 433,60
IEH	Cables		2 224,06	2 224,06
IEH015b	Cable eléctrico unipolar para PAT "PRYSMIAN GROUP". 1x2,5 mm ²	285,000	3,17	903,45
IEH015	Cable eléctrico unipolar para CA "PRYSMIAN GROUP". 1x25 mm ²	144,000	8,15	1 173,60
IEH015c	Cable eléctrico unipolar para CC "PRYSMIAN GROUP". 1x1,5 mm ²	122,000	1,20	147,01
	IEH		2 224,06	2 224,06
IEX	Aparamenta		3 128,94	3 128,94
IEX050	Interruptor automático magnetotérmico, modular.	1,000	285,25	285,25
IEX065	Interruptor diferencial modular, "SIEMENS".	1,000	2 157,10	2 157,10
IEX075	Protector contra sobretensiones permanentes, modular.	1,000	202,47	202,47
IEX077	Contador bidireccional CIRWATT-B410T	1,000	484,12	484,12
IEX300	Fusible cilíndrico	18,000	11,32	203,76
	IEX		3 332,70	3 332,70
	IE		47 990,36	47 990,36
	I		47 990,36	47 990,36
	TOTAL		47 990,36	47 990,36

Tabla 47: Desglose de precios de calle de Antonio López 65

Coste base de materiales y montaje		47 990,36 €
Costes indirectos del contratista	12%	5 758,84 €
Margen técnico y comercial	8%	3 839,23 €
		57 588,43 €
Honorarios técnicos y gestión de proyecto	4%	2 303,54 €
IVA	21%	12 093,57 €
TOTAL		71 985,54 €

Tabla 48: Presupuesto de calle de Antonio López 65

Capítulo 9. VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN

Por último, una vez elaborados los presupuestos para la instalación fotovoltaica de cada edificación, se realizará un estudio de viabilidad del proyecto.

En primer lugar, se ha realizado un estudio de viabilidad de cada instalación individual, modelando por un lado la del Puerto de Galapagar y la de Antonio López 45 como autoconsumo con excedentes, y, por otro lado, la del Hotel Praga como autoconsumo sin excedentes ya que la generación fotovoltaica está en todo momento por debajo del consumo del edificio.

Para evaluar la rentabilidad de una instalación fotovoltaica se calculará el flujo de caja diferencial. Este enfoque se basa en comparar, año a año, los flujos de caja de dos escenarios: uno con la instalación solar y otro sin ella. De esta forma, se obtiene el beneficio neto que genera la inversión en paneles solares respecto a la situación base sin instalación.

Una vez calculados estos flujos diferenciales durante toda la vida útil del sistema fotovoltaico, se puede aplicar sobre ellos un análisis financiero convencional. Si el Valor Actual Neto (VAN) del flujo de caja diferencial es positivo, significa que la inversión es rentable. Además, se pueden calcular otros indicadores financieros como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el payback:

- Si la TIR del proyecto diferencial supera la tasa de descuento, entonces la inversión es financieramente atractiva.
- Si el periodo de recuperación de la inversión (payback) es razonable, también se considerará un proyecto viable.

Para realizar el análisis, se han hecho los siguientes supuestos:

- Analizando los datos de Red Eléctrica del PPA año pasado (2024), se ha obtenido una media de 0,067 €/KWh por la venta del excedente de energía a la red

- El precio de compra de electricidad se ha establecido realizando una media de las facturas disponibles y se ha fijado en 0,1544 €/KWh
- Para el precio de compra/venta de energía se ha aplicado un factor de escalada igual a la tasa de inflación igual a un 0,019%
- Se han asumido los costes de mantenimiento como un 1,5% del coste de inversión
- Se ha calculado el flujo de caja diferencial de la instalación comparando el coste que supone el consumo eléctrico fotovoltaica con el que supone realizar la instalación con sus gastos de inversión, mantenimiento, el coste de la electricidad importada de la red, y el ingreso por la venta de excedentes a la red.
- También se ha incluido el factor de descuento a partir de la curva libre de riesgo estimada por el BCE para la zona euro según la madurez residual, para determinar el valor actual de los flujos:

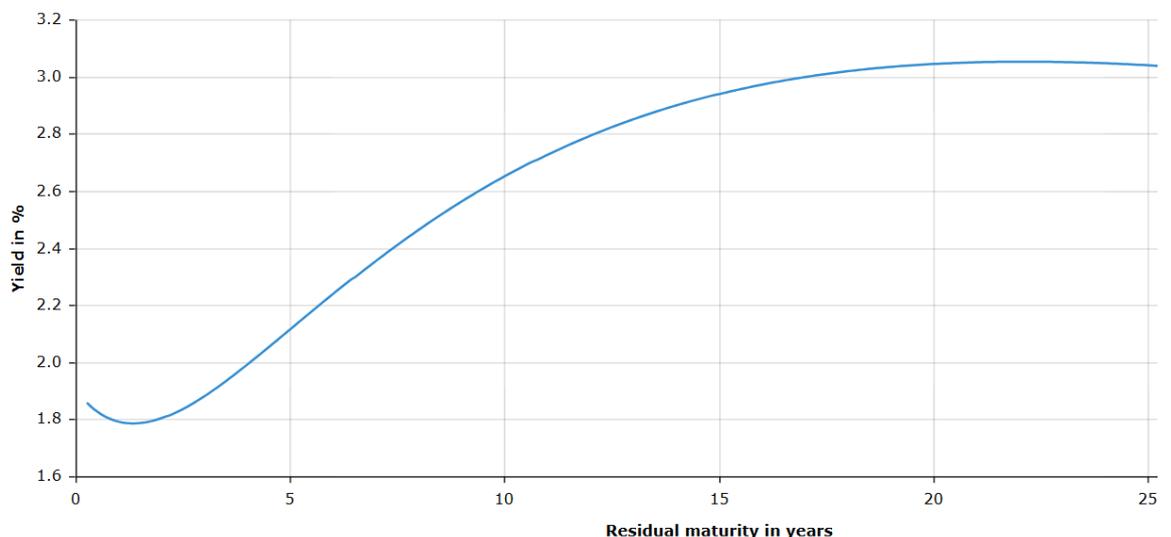


Figura 36: Curva libre de riesgo zona euro

(Fuente: Banco Central Europeo)

Calle del Puerto de Galapagar 6, 8 y 10:

Año	Coste sin FV	Ingresos excedentes	Coste energía importada de la red	Inversión inicial	Mantenimiento	Coste total	Flujo caja diferencial	Flujo acumulado
0	0	0	0	80290,05	0	80290,05	-80290,05	-80290,05
1	5102,30	-7345,95	2675,13		1204,35	-3466,46	8568,77	-71873,46
2	5199,25	-7460,36	2716,80		1227,23	-3516,33	8715,57	-63468,51
3	5298,03	-7576,16	2758,97		1250,55	-3566,64	8864,67	-55091,31
4	5398,69	-7693,67	2801,76		1274,31	-3617,60	9016,29	-46762,38
5	5501,27	-7812,97	2845,20		1298,52	-3669,24	9170,51	-38502,45
6	5605,79	-7933,96	2889,27		1323,20	-3721,50	9327,29	-30330,13
7	5712,30	-8056,67	2933,95		1348,34	-3774,38	9486,68	-22260,67
8	5820,84	-8180,97	2979,22		1373,95	-3827,80	9648,64	-14305,75
9	5931,43	-8307,09	3025,14		1400,06	-3881,88	9813,32	-6473,34
10	6044,13	-8434,91	3071,69		1426,66	-3936,55	9980,68	1231,73
11	6158,97	-8564,58	3118,91		1453,77	-3991,90	10150,87	8807,46
12	6275,99	-8696,00	3166,77		1481,39	-4047,84	10323,83	16254,03
13	6395,23	-8829,31	3215,32		1509,54	-4104,46	10499,69	23573,54
14	6516,74	-8964,48	3264,54		1538,22	-4161,72	10678,46	30769,47
15	6640,56	-9101,52	3314,45		1567,44	-4219,63	10860,19	37846,33
16	6766,73	-9240,54	3365,07		1597,22	-4278,24	11044,97	44809,47
17	6895,30	-9381,55	3416,42		1627,57	-4337,55	11232,85	51664,75
18	7026,31	-9524,50	3468,48		1658,49	-4397,52	11423,83	58418,35
19	7159,81	-9669,49	3521,28		1690,01	-4458,20	11618,01	65076,64
20	7295,85	-9816,48	3574,81		1722,12	-4519,55	11815,40	71646,07
21	7434,47	-9965,64	3629,13		1754,84	-4581,68	12016,14	78133,09
22	7575,72	-10116,76	3684,16		1788,18	-4644,42	12220,14	84543,98
23	7719,66	-10270,11	3740,01		1822,15	-4707,95	12427,61	90884,98
24	7866,33	-10425,63	3796,64		1856,77	-4772,21	12638,55	97162,11
25	8015,80	-10583,26	3854,05		1892,05	-4837,16	12852,96	103381,14

Tabla 49: Flujo de caja de calle del Puerto de Galapagar 6, 8 y 10

VAN	103 381,14 €
TIR	11%
Payback	10 años

Tabla 50: Análisis de rentabilidad de calle del Puerto de Galapagar 6,8 y 10

Antonio López 45:

Año	Coste sin FV	Ingresos excedentes	Coste energía importada de la red	Inversión inicial	Mantenimiento	Coste total	Flujo caja diferencial	Flujo acumulado
0	0	0	0	38919,35	0	38919,35	-38919,35	-38919,35
1	1495,67	-3892,80	786,68		583,79	-2522,32	4018,00	-34972,71
2	1524,09	-3954,65	799,18		594,88	-2560,59	4084,68	-31033,61
3	1553,05	-4017,47	811,88		606,19	-2599,41	4152,46	-27109,50
4	1582,56	-4081,05	824,73		617,70	-2638,62	4221,18	-23210,13
5	1612,62	-4145,51	837,75		629,44	-2678,32	4290,95	-19345,25
6	1643,26	-4210,83	850,95		641,40	-2718,48	4361,74	-15523,61
7	1674,49	-4277,09	864,34		653,58	-2759,16	4433,65	-11752,31
8	1706,30	-4344,17	877,90		666,00	-2800,27	4506,57	-8036,82
9	1738,72	-4412,18	891,64		678,66	-2841,88	4580,60	-4380,85
10	1771,76	-4481,09	905,57		691,55	-2883,97	4655,73	-786,64
11	1805,42	-4550,95	919,69		704,69	-2926,58	4732,00	2744,91
12	1839,72	-4621,68	933,98		718,08	-2969,62	4809,35	6213,89
13	1874,68	-4693,39	948,47		731,72	-3013,20	4887,88	9621,31
14	1910,30	-4766,04	963,15		745,63	-3057,26	4967,56	12968,81
15	1946,59	-4839,61	978,02		759,79	-3101,80	5048,39	16258,51
16	1983,58	-4914,27	993,11		774,23	-3146,93	5130,51	19492,97
17	2021,27	-4989,91	1008,39		788,94	-3192,58	5213,84	22674,92
18	2059,67	-5066,53	1023,88		803,93	-3238,72	5298,39	25807,24
19	2098,80	-5144,13	1039,56		819,20	-3285,36	5384,17	28892,92
20	2138,68	-5222,82	1055,46		834,77	-3332,59	5471,27	31934,97
21	2179,32	-5302,60	1071,59		850,63	-3380,39	5559,71	34936,43
22	2220,72	-5383,52	1087,94		866,79	-3428,79	5649,52	37900,26
23	2262,92	-5465,50	1104,50		883,26	-3477,73	5740,65	40829,34
24	2305,91	-5548,53	1121,28		900,04	-3527,21	5833,12	43726,45
25	2349,72	-5632,75	1138,30		917,14	-3577,30	5927,03	46594,30

Tabla 51: Flujo de caja de calle de Antonio López 45

VAN	46594,30 €
TIR	11%
Payback	11 años

Tabla 52: Análisis de rentabilidad de calle de Antonio López 45

Antonio López 65:

Año	Coste sin FV	Ingresos excedentes	Coste energía importada de la red	Inversión inicial	Mantenimiento	Coste total	Flujo caja diferencial	Flujo acumulado
0	0	0	0	71 985,54	0	71985,54	-71985,54	-71985,54
1	151483,25	0,00	133539,20		1079,78	134618,98	16864,27	-55420,76
2	153908,08	0,00	135676,79		1100,30	136777,09	17130,99	-38900,33
3	156367,66	0,00	137845,02		1121,20	138966,22	17401,44	-22455,80
4	158863,76	0,00	140045,44		1142,51	141187,95	17675,81	-6127,51
5	161392,64	0,00	142274,76		1164,22	143438,98	17953,67	10043,45
6	163958,83	0,00	144536,97		1186,34	145723,31	18235,53	26020,93
7	166558,44	0,00	146828,64		1208,88	148037,51	18520,92	41774,99
8	169196,15	0,00	149153,90		1231,84	150385,74	18810,41	57283,43
9	171870,93	0,00	151511,83		1255,25	152767,08	19103,84	72531,00
10	174581,64	0,00	153901,44		1279,10	155180,54	19401,09	87508,61
11	177330,15	0,00	156324,38		1303,40	157627,79	19702,37	102212,73
12	180116,88	0,00	158781,01		1328,17	160109,17	20007,71	116644,29
13	182940,58	0,00	161270,23		1353,40	162623,63	20316,96	130807,58
14	185799,90	0,00	163790,84		1379,12	165169,96	20629,94	144709,54
15	188696,73	0,00	166344,53		1405,32	167749,85	20946,89	158359,23
16	191631,38	0,00	168931,55		1432,02	170363,57	21267,81	171767,21
17	194604,14	0,00	171552,17		1459,23	173011,40	21592,74	184945,01
18	197617,09	0,00	174208,21		1486,95	175695,17	21921,92	197904,91
19	200668,78	0,00	176898,42		1515,21	178413,63	22255,16	210659,37
20	203761,37	0,00	179624,67		1544,00	181168,67	22592,70	223221,04
21	206893,34	0,00	182385,64		1573,33	183958,97	22934,37	235602,36
22	210066,88	0,00	185183,26		1603,22	186786,49	23280,40	247815,65
23	213282,39	0,00	188017,87		1633,69	189651,56	23630,83	259872,93
24	216540,23	0,00	190889,80		1664,73	192554,52	23985,70	271785,79
25	219840,77	0,00	193799,37		1696,36	195495,73	24345,04	283565,37

Tabla 53: Flujo de caja de calle de Antonio López 65

VAN	283565,37 €
TIR	25%
Payback	5 años

Tabla 54: Análisis de rentabilidad de calle de Antonio López 65

Viabilidad total:

En el marco de la comunidad energética, se ha establecido un sistema de aprovechamiento colectivo de la energía fotovoltaica generada en varios edificios. En concreto, los excedentes de producción del edificio situado en la Calle del Puerto de Galapagar se destinan al consumo del hotel ubicado en la Calle de Antonio López 65 mediante contratos PPA (Power Purchase Agreement), con un precio pactado de 0,067 €/kWh. Este acuerdo permite una compraventa privada de energía dentro del ámbito de la comunidad, sin que se configure como una actividad comercial abierta al mercado.

A su vez, los excedentes del edificio situado en la Calle de Antonio López 45 se ceden gratuitamente al mismo hotel, funcionando como una redistribución interna de la energía generada sin ánimo de lucro. La legalidad de esta operación se enmarca en el régimen jurídico del autoconsumo colectivo en comunidades energéticas, conforme al Real Decreto 244/2019 y sus posteriores modificaciones. La Resolución de la CNMC de 21 de diciembre de 2021 establece que los participantes en un autoconsumo compartido deben estar conectados a la misma red de baja tensión y situados dentro de un radio máximo de 2.000 metros desde la instalación generadora.

Desde el punto de vista del estudio de viabilidad económica, dado que los intercambios energéticos entre edificios de la comunidad no suponen flujos monetarios reales (ya sea por cesión gratuita o por precios simbólicos que se compensan internamente), no se contabilizan como ingresos ni como costes en el flujo de caja del proyecto. Por tanto, el análisis económico se centra exclusivamente en el ahorro generado en la factura eléctrica del hotel, que se calcula como la diferencia entre su consumo total anual y la energía cubierta por los excedentes de las instalaciones de Puerto de Galapagar y Antonio López 45.

Se realizará un flujo de caja diferencial adoptando los mismos parámetros y supuestos empleados para el análisis individual de cada instalación, y se determinará su rentabilidad calculando el VAN, la TIR, y el Payback.

Año	Coste sin FV	Ingresos excedentes	Coste energía importada de la red	Inversion inicial	Mantenimiento	Coste total	Flujo caja diferencial	Flujo acumulado
0	0	0	0	191194,94	0	191194,94	-191194,94	-191194,94
1	158081,23	0	111101,58		2867,92	113969,50	44111,73	-147866,61
2	160541,50	0	112830,69		2922,41	115753,11	44788,40	-104674,51
3	163031,53	0	114580,72		2977,94	117558,66	45472,88	-61702,19
4	165559,59	0	116357,47		3034,52	119391,99	46167,60	-19054,20
5	168126,24	0	118161,34		3092,18	121253,52	46872,72	23164,31
6	170727,83	0	119989,78		3150,93	123140,70	47587,13	64858,89
7	173367,59	0	121845,03		3210,80	125055,83	48311,76	105953,28
8	176038,70	0	123722,33		3271,80	126994,13	49044,57	146388,61
9	178751,72	0	125629,07		3333,97	128963,03	49788,68	186127,00
10	181499,71	0	127560,39		3397,31	130957,71	50542,00	225145,34
11	184289,15	0	129520,85		3461,86	132982,71	51306,44	263435,98
12	187115,90	0	131507,53		3527,64	135035,17	52080,74	301001,80
13	189981,94	0	133521,82		3594,66	137116,48	52865,46	337855,22
14	192887,69	0	135564,02		3662,96	139226,98	53660,71	374015,70
15	195835,28	0	137635,62		3732,56	141368,18	54467,10	409508,28
16	198823,54	0	139735,81		3803,47	143539,28	55284,25	444361,43
17	201854,65	0	141866,12		3875,74	145741,86	56112,80	478606,42
18	204929,18	0	144026,94		3949,38	147976,32	56952,86	512276,08
19	208045,86	0	146217,38		4024,42	150241,80	57804,06	545403,65
20	211207,00	0	148439,07		4100,88	152539,95	58667,05	578022,85
21	214413,16	0	150692,40		4178,80	154871,20	59541,96	610167,10
22	217663,00	0	152976,43		4258,19	157234,63	60428,37	641868,87
23	220958,93	0	155292,86		4339,10	159631,96	61326,97	673160,03
24	224301,53	0	157642,08		4421,54	162063,62	62237,91	704071,41
25	227691,38	0	160024,51		4505,55	164530,06	63161,31	734632,63

Tabla 55: Flujo de caja total

VAN	734632,63 €
TIR	24%
Payback	5 años

Tabla 56: Análisis de rentabilidad total

De acuerdo con lo establecido, todas las instalaciones son rentables tanto por separado configuradas como autoconsumo individual, como en conjunto como comunidad energética; con VANs positivos, TIRs elevados y superiores a las tasas de descuento, y periodos de retorno reducidos.

Capítulo 10. SOLUCIÓN DE COMUNIDAD ENERGÉTICA Y CONCLUSIONES

El presente Trabajo de Fin de Grado ha demostrado la viabilidad técnica, económica y normativa de una comunidad energética urbana basada en la generación fotovoltaica compartida. A través del análisis detallado de tres emplazamientos reales en el municipio de Madrid, dos edificios residenciales y un hotel, se ha diseñado un sistema de reparto y compraventa de energía optimizado en términos de superficie, producción energética y costes.

Desde el punto de vista técnico, se ha logrado un diseño eficiente mediante la selección del panel fotovoltaico con mayor potencia pico por metro cuadrado (AIKO 650 Wp), el uso de inversores adaptados al ratio AC/DC más favorable y una disposición del cableado que minimiza las pérdidas. La modelización con SAM ha permitido simular con precisión la producción energética anual, teniendo en cuenta el sombreado, las pérdidas por temperatura, los perfiles de consumo y la orientación real de las cubiertas.

En el ámbito económico, los resultados muestran un proyecto altamente rentable, con un periodo de retorno de 5 años y una Tasa Interna de Retorno (TIR) superior al 20 %. Se ha comprobado un ahorro energético significativo para los usuarios y una elevada tasa de autoconsumo, lo cual refuerza la sostenibilidad del modelo a medio y largo plazo.

Desde el punto de vista normativo, se ha revisado el marco legal actual (RD 244/2019 y posteriores actualizaciones), identificando tanto las oportunidades como las barreras existentes, como la complejidad administrativa o la falta de cultura energética. No obstante, se concluye que, con el apoyo de entidades técnicas como cooperativas o empresas especializadas, este modelo es totalmente replicable y escalable en otros entornos urbanos.

En definitiva, el trabajo demuestra que las comunidades energéticas no solo son una herramienta clave para la transición energética, sino también un medio eficaz para fomentar la participación ciudadana, la justicia energética y la resiliencia local.

Capítulo 11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Amara-e (Picard, J. F.). (s.f.). *Sobredimensionado y límite de oversizing* [Presentación]. Product & Training Manager, Amara-e.
- [2] Banco Central Europeo. (2025). *Euro area yield curves*.
https://www.ecb.europa.eu/stats/financial_markets_and_interest_rates/euro_area_yield_curves/html/index.en.html
- [3] Boletín Oficial del Estado. (2000). *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión*.
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2000-17599>
- [4] Boletín Oficial del Estado. (2025). *Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC: Edición actualizada a 3 de abril de 2025*. <https://www.boe.es/>
- [5] Castillo, A. (s.f.). *Business models for Energy Communities* [Webinar]. Asociación de Empresas de Eficiencia Energética (A3e).
<https://www.asociacion3e.org/>
- [6] Comisión Europea. (2024). *Energy sharing for communities – A reference guide*.
<https://circabc.europa.eu/ui/group/8f5f9424-a7ef-4dbf-b914-1af1d12ff5d2/library/f221ba07-6103-43ad-bbba-df71c2de2c57/details>
- [7] Comisión Europea. (2024). *Spain MSfiche*.
<https://circabc.europa.eu/ui/group/8f5f9424-a7ef-4dbf-b914-1af1d12ff5d2/library/11a6757c-5474-49cc-9219-7655e19318dc/details>
- [8] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA). (2024). *Guía profesional de tramitación del autoconsumo (Versión 6)*.
https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/20240709_Guia_Profesional_Tramitacion_autoconsumo_v.6.pdf
- [9] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2011). *Pliego de condiciones técnicas de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red (C20)*.
https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf
- [10] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s.f.). *Objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero*.

- <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/objetivos.html>
- [11] Red Eléctrica de España (ESIOS). (2025). *Precio del mercado eléctrico y demanda horaria – 17 de junio de 2025*.
https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?compare_indicators=1001&vis=1&start_date=17-06-2025T00%3A00&end_date=17-06-2025T23%3A55&compare_start_date=16-06-2025T00%3A00&groupby=hour

Capítulo 12. ANEXOS

12.1 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Este proyecto no tiene únicamente una finalidad práctica y económica, sino que tiene un objetivo claro de compromiso, alineación y contribución en la transición del sector energético hacia las energías renovables.

Es por esto por lo que podemos considerar que cumple con los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible:

- **Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna**

Esta es una de las principales motivaciones del estudio ya que se trata de sustituir los modelos tradicionales de producción y de consumo de energía con las fuentes provenientes de las grandes centrales de generación gestionadas por red eléctrica en España, y de las cuales el consumidor no puede discernir entre unas formas de energía u otras, por un modelo de autoconsumo proveniente exclusivamente de energías renovables y que permitan ir progresivamente formando redes en torno al mismo con el tiempo.

- **Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación**

El proyecto persigue la creación de una infraestructura que compone una propuesta innovadora y emergente con una tecnología robusta y eficaz para la obtención de energía de manera sostenible y facilitar el acceso a los consumidores.

- **Objetivo 11: Lograr que las ciudades sean más inclusivas, seguras, resilientes y sostenibles**

Con este proyecto se permite a ciudadanos y empresas la posibilidad de tomar la iniciativa de contribuir a mejorar y a transformar su ciudad desde su propiedad. Puesto que las ciudades son las principales fuentes de contaminación y de consumo de energía, se minimizarían las consecuencias y el impacto negativo sobre el medioambiente y se reducirían las desigualdades en el reparto y consumo de energía, logrando una menor dependencia de fuentes más contaminantes y con mayor previsión de desmantelamiento en el futuro.

- **Objetivo 12: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles**

Este es otra de las motivaciones fundamentales del proyecto ya que se trata de crear una comunidad sostenible robusta que favorezca la producción y consumo propios, reduciendo la dependencia de otros recursos que puedan presentar una mayor escasez o sean más perjudiciales para el medioambiente.

- **Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos**

Alineado con todo lo anterior, la constitución de este tipo de infraestructuras supone un enorme paso en combatir la producción de gases de efecto invernadero provenientes de combustibles fósiles generados durante la producción con fuentes no renovables contaminantes. El uso de estas tecnologías podría contribuir a revertir sus efectos enormemente.



Figura 1-Anexo- Objetivos de Desarrollo Sostenible

(Fuente: Organización de las Naciones Unidas)

12.2 FICHAS TÉCNICAS DE LOS COMPONENTES DE LAS INSTALACIONES

AIKO

Stellar

ABC N-Type
Mono-Glass Model

Up to **24.4%**
625W-660W



Product
Warranty



Performance
Warranty

Premium Appearance

No grid lines on the front

Higher Power Output

Higher efficiency: 24.4%
Lower degradation: 1 year \leq 1.0%, 2-30 year \leq 0.55%
Better temperature coefficient: $-0.26\%/^{\circ}\text{C}$

Optimized Balance of System (BOS)

Significant savings on mounting structure, cabling, and labour cost

Shading Unique Optimization

Complete Set of Quality Management System

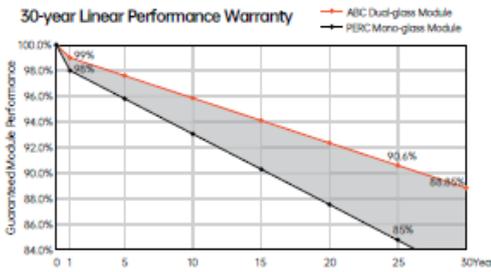
IEC 61730 (2023) IEC 61215 (2020)
ISO 9001:2015 Quality Management System
ISO 14001:2015 Environmental Management System
ISO 45001:2018 Occupational Safety and Management System
(Made in China)



Stellar

AIKO-G-MCH72Mw

660W Output **24.4%** Efficiency **≤1%** First-year Degradation **≤0.35%** Annual Degradation from Year 2-30



Electrical Characteristics (STC: AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT: AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s) Power Tolerance: ±3%

Model	AIKO-G625-MCH72Mw		AIKO-G650-MCH72Mw		AIKO-G655-MCH72Mw		AIKO-G660-MCH72Mw		AIKO-G645-MCH72Mw		AIKO-G650-MCH72Mw		AIKO-G655-MCH72Mw		AIKO-G660-MCH72Mw	
	STC	NOCT														
P_{max} [W]	625	471	650	474	655	478	660	482	645	486	650	490	655	493	660	497
V_{oc} [V]	55.90	50.90	54.00	51.00	54.10	51.09	54.20	51.18	54.30	51.28	54.40	51.37	54.50	51.47	54.60	51.56
V_{mp} [V]	44.60	42.12	44.70	42.21	44.80	42.31	44.90	42.40	45.00	42.50	45.10	42.59	45.20	42.69	45.30	42.78
I_{sc} [A]	14.82	11.98	14.88	12.05	14.94	12.08	15.00	12.13	15.06	12.18	15.12	12.23	15.18	12.28	15.24	12.32
I_{mp} [A]	14.02	11.19	14.10	11.25	14.18	11.31	14.26	11.38	14.34	11.44	14.42	11.51	14.50	11.57	14.57	11.63
Module Efficiency	23.1%		23.8%		23.9%		23.7%		23.9%		24.1%		24.2%		24.4%	

Mechanical Specification

Cell Type	N-Type ABC
Glass	Mono-Glass, 3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminum
Cable	4mm ² (IEC) 12AWG(UL) 350mm
No. of Cells	144(6*24)
Junction Box	IP68, three bypass diodes
Connector	MC4 EVOA/MC4 EVO2
Weight	31.5kg±3%
Dimension	2382*1134*35mm
Package Detail	31pcs per pallet/124 pcs per 20' GP/620pcs per 40' HQ

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+ 0.05%/ °C
Temperature Coefficient of V _{oc}	- 0.22%/ °C
Temperature Coefficient of P _{max}	- 0.26%/ °C

Installation Guide

Operation Temperature	- 40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Protection Class	Class II
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V
Maximum Static Loading	Front 5400Pa Back 2400Pa
Hail Test	25 mm diameter hail at 23 m/s
Fire Rating	IEC Class C



Zhejiang Aiko Solar Technology Co., Ltd.
 www.aikosolar.com
 marketing@aikosolar.com

*AIKO Energy reserves right to update the specification without notice
 AEWH, EN_202312_V6.2

MAX 50~80KTL3 LV

- 6/7MPPTs, fusefree design
- High efficiency up to 99%
- One-click diagnosis
- String monitoring
- AC&DC type II SPD
- AFCI optional



GROWATT

www.ginverter.com

P O W E R
- I N G O
T O M O -
R R O W O

Datasheet	MAX 50KTL3 LV	MAX 60KTL3 LV	MAX 70KTL3 LV	MAX 80KTL3 LV
Input data (DC)				
Max. recommended PV power (for module STC)	75000W	90000W	105000W	120000W
Max.DC voltage	1100V			
Start voltage	250V			
Nominal voltage	585V	585V	600V	600V
MPPT voltage range	200V-1000V			
No. of MPPT trackers	6	6	7	7
No. of PV strings per MPPT tracker	2			
Max. input current per MPPT tracker	26A			
Max. short-circuit current per MPPT tracker	32A			
Output data (AC)				
AC nominal power	50000W	60000W	70000W	80000W
Max. AC apparent power	55500VA	66600VA	77700VA	88800VA
Nominal AC voltage(range*)	220V/380V, 230V/400V (340-440V)			
AC grid frequency(range*)	50/60 Hz (45.55Hz/55-65 Hz)			
Max. output current	80.5A	96.6A	112.7A	128.8A
Adjustable power factor	0.8leading ... 0.8lagging			
THDi	<3%			
AC grid connection type	3W+N+PE			
Efficiency				
Max. efficiency	98.8%	98.8%	99%	99%
European efficiency	98.4%	98.4%	98.5%	98.5%
MPPT efficiency	99.9%			
Protection devices				
DC reverse polarity protection	Yes			
DC switch	Yes			
DC surge protection	Type I / Type II			
Insulation resistance monitoring	Yes			
AC short-circuit protection	Yes			
Ground fault monitoring	Yes			
Grid monitoring	Yes			
Anti-islanding protection	Yes			
Residual-current monitoring unit	Yes			
String monitoring	Yes			
AFCI protection	Optional			
General data				
Dimensions (W / H / D)	860/500/300mm			
Weight	82kg	82kg	86kg	86kg
Operating temperature range	-25°C ... +60°C			
Self-consumption	< 1W			
Topology	Transformerless			
Cooling	Smart air cooling			
Protection degree	IP65			
Relative humidity	0-100%			
Altitude	4000m			
DC connection	H4/MC4(Optional)			
AC connection	Cable gland+ CF terminal			
Display	LED/WIFI+APP			
Interfaces: RS485 / USB /WIFI /RF/GPRS	Yes/Yes /Optional/Optional/Optional			
Warranty: 5 years / 10 years	Yes /Optional			
CE , VDE0126, Greece, EN60439, EN50549-1, C10/C11, IEC 15-712, IEC62116, IEC61727, IEC 40068, IEC 61683, CE0-21, CEI 0-16, N4105, D58G, G98/G99, G100, NRS 097-2-1, MEA , PEA , KSC8545				

* The AC voltage range and frequency range may vary depending on specific country grid standard.
All specifications are subject to change without notice.

SG33/40/50CX PREMIUM

Inversor String Multi-MPPT para Sistemas de 1000 Vdc



ALTO RENDIMIENTO

- Hasta 5 MPPTs con una eficiencia máx. del 98.7%
- Compatible con módulos bifaciales
- Función de recuperación PID incorporada

O&M INTELIGENTE

- Puesta en marcha sin contacto y actualización remota del firmware
- Análisis y diagnóstico online de curva IV*
- Diseño sin fusibles con monitorización inteligente de la corriente por string

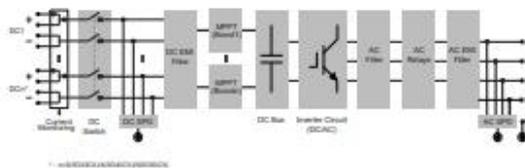
BAJO COSTE

- Compatible con cables AC de Al y Cu
- Posibilidad de conexión DC 2 en 1
- Comunicación sin cables, vía Wi-Fi (opcional)

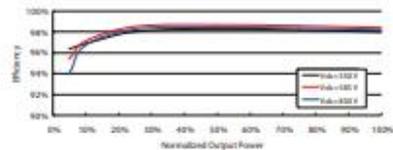
SEGURIDAD COMPROBADA

- Grado de protección IP66 y anti-corrosión C5
- Protección SPD DC y AC tipo I & II
- Cumple con los códigos de red y seguridad global

DIAGRAMA DEL CIRCUITO



CURVA DE EFICIENCIA (SG50CX)



Denominación	SG33CX	SG40CX	SG50CX
Entrada (DC)			
Tensión máxima de entrada FV		1100 V **	
Tensión mín. de entrada / Tensión de arranque		200 V / 250 V	
Tensión nominal de entrada FV		585 V	
Rango de tensión de MPP		200 – 1000 V	
Número de entradas MPP independientes	3	4	5
Número máximo de string FV por MPPT		2	
Corriente máxima de entrada FV	3 * 26 A	4 * 26 A	5 * 26 A
Corriente DC máxima de cortocircuito	3 * 40 A	4 * 40 A	5 * 40 A
Salida (AC)			
Potencia de salida AC	33 kVA @ 45 °C, 400Vac / 36.3 kVA @ 40 °C, 400Vac / 33 kVA @ 50 °C, 415Vac / 36.3 kVA @ 45 °C, 415Vac	40 kVA @ 45 °C, 400Vac / 44 kVA @ 40 °C, 400Vac / 40 kVA @ 50 °C, 415Vac / 44 kVA @ 45 °C, 415Vac	50 kVA @ 45 °C, 400Vac / 55kVA @ 40 °C, 400Vac / 50kVA @ 50 °C, 415Vac / 55kVA @ 45 °C, 415Vac
Corriente AC máxima de salida	55.2 A	66.9 A	83.6 A
Tensión nominal AC		3 / N / PE, 230 / 400 V	
Rango de tensión AC		312 – 528 V	
Frecuencia de red nominal/Rango de Frecuencia de red		50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Armónicos (THD)		< 3 % (a potencia nominal))	
Inyección de corriente DC		< 0.5 % In	
FP a potencia nominal / FP ajustable		> 0.99 / 0.8 capacitivo – 0.8 inductivo	
Fases de inyección / Fases de conexión		3 / 3	
Eficiencia			
Eficiencia máxima / Eficiencia europea	98.6 % / 98.3 %	98.6% / 98.3%	98.7% / 98.4%
Protección			
Protección de conexión inversa DC		Sí	
Protección de cortocircuito en AC		Sí	
Protección contra corriente de fuga		Sí	
Monitorización de la red		Sí	
Monitorización de falta a tierra		Sí	
Interruptor DC		Sí	
Interruptor AC		No	
Monitorización de la corriente de string FV		Sí	
Compensación de Q en la noche		Sí	
Función de recuperación PID		Sí	
Función de extinción de arco (AFCI)		Sí	
Protección contra sobretensión		DC Tipo I + II / AC Tipo I + II	
Datos generales			
Dimensiones (W*H*D)	702*595*310mm	782*645*310mm	782*645*310mm
Peso	50 kg	58 kg	62 kg
Topología		Sin Transformador	
Grado de protección		IP66	
Consumo nocturno		≤2 W	
Rango de temperatura ambiente de funcionamiento		-30 to 60 °C (> 45 °C derating)	
Rango de humedad relativa permitida (sin condensación)		0 – 100 %	
Método de refrigeración		Ventilación forzada Inteligente	
Altitud máxima de funcionamiento		4000 m (> 3000 m derating)	
Display		LED, Bluetooth+APP	
Comunicación		RS485 / Optional: WLAN, Ethernet	
Tipo de conexión DC		MC4 (Max. 6 mm ²)	
Tipo de conexión AC		OT or DT terminal (Max.70 mm ²)	
Certificación		IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4105:2018, VDE-AR-N 4110:2018, IEC 61000-6-3, EN 50549-1/2, AS/NZS 4777.2:2015, CEI 0-21 2019, CEI0-16 2019, VDE 0126-1-1/A1 VFR 2019, UTE C15-712-1:2013, DEWA, UNE 206007-1, RD 1699:2011, UNE 217001:2020, Israel certificate, C99, NTS 2.0 (PO 12.2)	
Soporte a la red		Compensación de Q en la noche, LVRT, HVRT, Control de potencia activa & reactiva y Rampa de control de Potencia	

* Solo compatible con Logger de Sungrow, EyeM4 e iSolarCloud

** Si la tensión máxima DC de la instalación es mayor de 1000V, no deben usarse los conectores MC4 incluidos con el equipo, en su lugar deberán utilizarse conectores MC4 Evo 2.



S5-GC(50-60)K-LV

Inversores trifásicos Solis conectados a red

Eficiente

- 6/8 MPPT, 98.5% de eficiencia máxima
- > relación CC/CA del 170%
- Alta densidad de seguimiento de potencia 130MPPT/MW
- Corriente por string de hasta 16A, se adaptan perfectamente a los grandes módulos bifaciales actuales

Inteligente

- Función nocturna SVG
- Monitorización inteligente de strings, exploración inteligente de curvas I-V
- Actualización a distancia del firmware con un funcionamiento sencillo

Seguro

- Protección AFCI, reduce activamente el riesgo de incendio
- Función de recuperación de PID nocturna (opcional)
- Componentes de marca reconocidos mundialmente para una mayor vida útil

Económico

- Comunicación de línea de potencia (PLC) (opcional)
- Admite conexión tipo «V» en el lado de CC.

Modelos:

S5-GC50K-LV

S5-GC60K-LV



Tabla de datos

S5-GC(50-60)K-LV

Modelos	50K	60K
Entrada CC (PV)		
Voltaje máximo de entrada	1100 V	
Voltaje nominal	450 V	
Voltaje de arranque	195 V	
Rango de voltaje MPPT	180 - 1000 V	
Corriente máxima de entrada	6 × 32 A	8 × 32 A
Corriente máxima de cortocircuito	6 × 40 A	8 × 40 A
Número de MPPT / Número máximo de cadenas de entrada	6 / 12	8 / 16
Salida CA (red)		
Potencia nominal de salida	50 kW	60 kW
Potencia máxima de salida aparente	50 kVA	60 kVA
Potencia máxima de salida	50 kW	60 kW
Voltaje nominal de la red	3/(N)/PE, 220 V	
Frecuencia nominal de la red	60 Hz	
Corriente máxima de salida	131.2 A	157.5 A
Factor de potencia	> 0.99 (0.8 en adelante a 0.8 en atraso)	
THDI	< 3%	
Eficiencia		
Eficiencia máxima	98.5%	
Eficiencia EU	98.1%	
Protección		
Protección contra polaridad inversa DC	Sí	
Protección contra cortocircuito	Sí	
Protección de sobrecorriente de salida	Sí	
Monitoreo fallas a tierra	Sí	
Protección contra sobretensiones	Tipo II CC / Tipo II CA (Tipo I CA opcional)	
Monitoreo de red	Sí	
Detección Anti-Isa	Sí	
Monitoreo de cadenas	Sí	
Escaneo de curvas (V)	Sí	
AFCI integrado	Sí ⁽¹⁾	
Recuperación PID integrada	Opcional	
Interruptor de CC integrado	Sí	
Interruptor de CA integrado	Opcional	
Datos generales		
Dimensiones (longitud × altura × ancho)	1065 × 567 × 344.5 mm	
Peso	89 kg	
Topología	Sin Transformador	
Consumo propio (noche)	< 2 W	
Rango de temperatura de funcionamiento	-30 ~ +60°C	
Humedad relativa	0 - 100%	
Nivel de protección	TYPE 4X	
Enfriamiento	Enfriamiento con ventilador inteligente	
Altitud máxima de funcionamiento	4000 m	
Conformidad	UL 1741, IEEE 1547, UL 1699B, UL 1998, FCC, UL 1741SA	
Características		
Conexión de CC	Conector MC4	
Conexión de CA	Terminal OT (máxima 185 mm ²)	
Pantalla	LCD	
Comunicación	RS485, Opcional: Wi-Fi, GPRS, PLC	

(1) Activación necesaria.

Ficha técnica:
 Estructura Coplanar Salvatejas Falcat




Especificaciones

Materiales:

Perfilería: Aluminio EN AW 6005A.T6 (Crudo o anodizado)
 Tornillería: Acero inoxidable A2-70

Velocidad del viento: hasta 150 km/h

Carga de nieve: hasta 40 kg/m²

Componentes

Cantidad/ paneles	Salvatejas	Perfil	Embellecedor*	Abarazadera	Empalme de perfil	Presor central	Presor lateral	Peso bruto (kg)
1 panel	4	2	4	4	-	-	4	4,3
2 paneles	6	4	4	6	2	2	4	7,3
3 paneles	8	6	4	8	4	4	4	10,3
4 paneles	8	8	4	8	6	6	4	12,5
5 paneles	10	10	4	10	8	8	4	15,6
6 paneles	12	12	4	12	10	10	4	18,5

*No incluido en todas las referencias

Medidas



Herramientas y equipos de protección



Fotovoltaicos

Baja tensión

PRYSMIAN PRYSOLAR® - H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kVac, 1,5/1,5 kVdc (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



Nº DoP 1017844



DESCÁRGATE la DoP
 (declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>

WET-I 1500

NUEVO

Test Prysmian Group para asegurar el comportamiento del cable inmerso en agua por periodos prolongados.

Simula una situación similar a la que el cable está expuesto en una planta FV.

- Condiciones del test:
- 1800 V DC (Máx voltaje)
 - Agua a 70 °C
 - > 1500 ciclos



No propagación de la llama
 UNE-EN 60332-1-2
 IEC 60332-1-2
 NFC 53070-C2



Libre de halógenos
 IEC 62821-1
 UNE-EN 50525-1



Baja opacidad de humos
 UNE-EN 61034-2
 IEC 61034-2



Máxima Resistencia al agua en dc (AD8 + test especial WET-I 1500)



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los golpes



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia al ozono



Resistencia al calor húmedo

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (Cable termoestable), +120°C (20 000h).
- Ensayo de tensión durante 5 min: 6500 Vac / 15000 Vdc.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2015 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: UNE-EN 60332-1-2.

Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:
 UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos:
 IEC 62821-1 Anexo B, UNE-EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos:
 UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.

Fotovoltaicos

Baja tensión

PRYSMIAN PRYSOLAR® - H1Z22Z-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kVAc, 1,5/1,5 kVdc (1,2/1,2 kVAc máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930
 Designación genérica: H1Z22Z-K



✓ Ensayos adicionales cable PRYSMIAN PRYSOLAR

Vida estimada	30 años *	
	ADB (testac) **	EN 50525-2-21
Protección frente al agua	WET-1500	Ensayo mejorado de Prysmian Group específico PV: >1500 ciclos sumergido en agua a 70 °C con la máxima tensión continua (1800 Vdc)
Resistencia a los rayos UVA		IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo E 720 h (360 ciclos)
Certificación		TÜV Rheinland
Servicios móviles		SI
Doble aislamiento (clase II)		SI
Temperatura máxima del conductor		90 °C (120 °C 20 000 h) 250 °C (cortocircuito)
Adecuado para sistemas anti-PID		Tensión máxima eficaz: 1200 V (>906 V) Tensión máxima de pico: 1697 V (>1468 V)
Máxima tensión de tracción		50 N/mm ² durante el tendido 15 N/mm ² en operación (instalado)
Resistencia al ozono		IEC 62930 Tab. 3 según IEC 60811-403; UNE-EN 50618 Tab. 2 según UNE-EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a ácidos y bases		IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; UNE-EN 60811-404).
Prueba de contracción		IEC 62930 Tab. 2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab. 2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)
Resistencia al calor húmedo		IEC 62930 Tab. 2 y UNE-EN 50618 Tab. 2 1000 h a 90 °C y 85 % de humedad para IEC 60068-2-78, UNE-EN- 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo (dc)		IEC 62821-2; UNE-EN 50395-9 (240 h/85 °C agua /1,8 kVdc)
Respetuoso con el medio ambiente		Directiva RoHS 2011/65/UE de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica		IEC 62930 Anexo D; UNE-EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura		Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y UNE-EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío		Resistencia al impacto a -40 °C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506
Durabilidad del marcado		IEC 62930; UNE-EN 50396

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

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

Construcción

1. Conductor

Metal: cobre recocido estañado.
Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor:
 90 °C (120 °C, por 20 000 h). 250 °C en cortocircuito.

2. Aislamiento

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

3. Cubierta

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

Colores: negro o rojo.

Aplicaciones

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

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

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

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

Ver esquemas de aplicación en apartado: 2.25. y ejemplos de cálculo en apartados: 2.17., 2.18., 2.19. y 3.

Fotovoltaicos

Baja tensión

PRYSMIAN PRYSOLAR® - H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kVac, 1,5/1,5 kVdc (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm ²)	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (W/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible al aire, T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Intensidad admisible bajo tubo enterrado (4) (A)	Caída de tensión (V/km) (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	24	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	32	16,42
1x4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	42	10,38
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	53	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	70	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	91	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	116	1,59
1x35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	140	1,13
1x50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	166	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	204	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	241	0,42
1x120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	275	0,328
1x150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	311	0,264
1x185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	525	644	348	0,216
1x240	24,0	32,1	193	128	2304	0,0817	617	775	402	0,1634

(1) Valores aproximados.

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

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

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

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (30 años) EN 50618 (tabla A.3).

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

Afumex

Baja tensión

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



N° DoP 1003875



DESCÁRGATE la DoP
 (declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



No propagación de la llama
 UNE-EN 60332-1-2
 IEC 60332-1-2



No propagación de incendio
 UNE-EN 50399
 UNE-EN 60332-3-24
 IEC 60332-3-24



Libre de halógenos
 UNE-EN 60754-2
 UNE-EN 60754-1
 IEC 60754-2
 IEC 60754-1



Baja emisión de gases tóxicos
 UNE-EN 60754-2
 NFC 20454, 3b-1
 DEF STAN 02-715



Baja emisión de humos
 UNE-EN 50399



Baja opacidad de humos
 UNE-EN 61034-2
 IEC 61034-2



Baja emisión de gases corrosivos
 UNE-EN 60754-2
 IEC 60754-2
 NFC 20453



Baja emisión de calor
 UNE-EN 50399



Reducido Desprendimiento de gotas / partículas inflamadas
 UNE-EN 50399



Resistencia a la abrasión del agua



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Alta seguridad

- Temperatura de servicio: -25 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): C_{ca}-s1b,d1,a1.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo:
 UNE-EN 60332-1-2; UNE-EN 50399;
 UNE-EN 60754-2; UNE-EN 61034-2.

Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2

- No propagación del incendio:
 UNE-EN 50399; UNE-EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos:
 UNE-EN 60754-2; UNE-EN 60754-1;
 IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos:
 UNE-EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-715.
- Baja emisión de humos:
 UNE-EN 50399.
- Baja opacidad de humos:
 UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Baja emisión de gases corrosivos:
 UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor:
 UNE-EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas:
 EN 50399.

Afumex

Baja tensión

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



- ✓ **Máxima pelabilidad**
 Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente. Un importante ahorro de tiempo de instalación.
- ✓ **Limpio y ecológico**
 La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes.

Aplicaciones

Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.

En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings y túneles de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.

En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). -Derivaciones individuales ITC-BT 15) -Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). -Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). -Locales con riesgo de incendio o explosión (adecuadamente canalizado) (ITC-BT 29). -Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004. -Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

NOTA: para túneles ferroviarios consultar a Prysmian. La normativa europea exige clase B2₀-s1a, d1, a1.

Construcción

1. Conductor
Metal: cobre recocido.
Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.
2. Aislamiento
Material: mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.
Colores: marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1. Unipolares color natural.
3. Elemento separador
 Capa especial antiadherente.
4. Relleno (si aplica)
Material: mezcla LSOH libre de halógenos.
5. Cubierta
Material: mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.
Color: verde.

Afumex

Baja tensión

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm ²)	Espesor de aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible enterrado (3) (A)	Caída de tensión (VA/km) (2)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
1x1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1x2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1x4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1x6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1x10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1x16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1x25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1x35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1x50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1x70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1x95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1x120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1x150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1x185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1x240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1x300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1x400	2	36	3921	0,05	746	446	0,11	0,17
2x1,5	0,7	10	134	13,3	25	24	30,98	24,92
2x2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2x4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2x6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2x10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2x16	0,7	17	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2x25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2x35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2x50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3G 1,5	0,7	10,4	150	13,3	25	24	30,98	24,92
3G 2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3G 4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3G 6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3G 10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3G 16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3x 70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3x 95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3x 120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3x 150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3x 185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3x 240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3x 300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18.../...

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).
 → XLP3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
 → XLP2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
 → XLP3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m /W.
 → XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
 → XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV
Norma diseño: UNE 21123-4
Designación genérica: RZ1-K (AS)



Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm ²)	Espesor de aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible enterrado (3) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2) y (3)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
.../... 3x25/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,780/0,21	115	96	1,62	1,38
3x35/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,554/0,21	143	117	1,17	1,01
3x50/25	1,0/0,9	Consultar	Consultar	0,386/0,780	174	138	0,86	0,77
3x70/35	1,1/0,9	Consultar	Consultar	0,272/0,554	223	170	0,6	0,56
3x95/50	1,1/1,0	Consultar	Consultar	0,206/0,386	271	202	0,43	0,42
3x120/70	1,2/1,1	Consultar	Consultar	0,161/0,272	314	230	0,34	0,35
3x150/70	1,4/1,1	Consultar	Consultar	0,129/0,272	359	260	0,28	0,3
3x185/95	1,5/1,1	Consultar	Consultar	0,106/0,206	409	291	0,22	0,26
3x240/120	1,7/1,2	Consultar	Consultar	0,080/0,161	489	336	0,17	0,21
3x300/150	1,8/1,4	Consultar	Consultar	0,064/0,109	549	380	0,14	0,18
4G1,5	0,7	11,2	173	13,3	20	21	26,94	21,67
4G2,5	0,7	12,3	227	7,98	28	27	16,23	13,1
4G4	0,7	13,4	298	4,95	38	35	10,16	8,23
4G6	0,7	14,7	391	3,3	49	44	6,87	5,59
4G10	0,7	17,5	593	1,91	68	58	4,06	3,34
4G16	0,7	20,4	855	1,21	91	75	2,56	2,13
4x25	0,9	24,3	1267	0,78	115	96	1,62	1,38
4x35	0,9	28,4	1792	0,55	143	117	1,17	1,01
4x50	1,0	32,5	2439	0,38	174	138	0,86	0,77
4x70	1,1	37,1	3359	0,27	223	170	0,6	0,56
4x95	1,1	41,2	4276	0,20	271	202	0,43	0,42
4x120	1,2	46,7	5500	0,16	314	230	0,34	0,35
4x150	1,4	51,8	6750	0,12	359	260	0,28	0,3
4x185	1,5	57,6	8172	0,10	409	291	0,22	0,26
4x240	1,7	64,4	10542	0,08	489	336	0,17	0,21
5G1,5	0,7	12	202	13,3	20	21	26,94	21,67
5G2,5	0,7	13,3	266	7,98	28	27	16,23	13,1
5G4	0,7	14,5	351	4,95	38	35	10,16	8,23
5G6	0,7	16	467	3,3	49	44	6,87	5,59
5G10	0,7	19	711	1,91	68	58	4,06	3,34
5G16	0,7	22,2	1028	1,21	91	75	2,56	2,13
5G25	0,9	26,6	1529	0,78	115	96	1,62	1,38
5G35	0,9	31,4	2169	0,55	143	117	1,17	1,01
5G50	1,0	35,2	2969	0,38	174	138	-	-

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLP3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLP2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLP3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m /W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

CHNT
CHNT ELECTRIC

Modular DIN Rail Products

MCB



DZ158-125

Interruptor automático modular

1. General

1.1 Función

Protege los circuitos contra corrientes de cortocircuito, contra corrientes de sobrecarga, interruptor, aislamiento.

1.2 Selección

Datos técnicos de la red en los puntos establecidos: los sistemas de puesta a tierra (TNS, TNC), la corriente de cortocircuito en el punto de instalación del disyuntor deberá ser siempre inferior al poder de corte de este dispositivo, para una tensión de red normal.

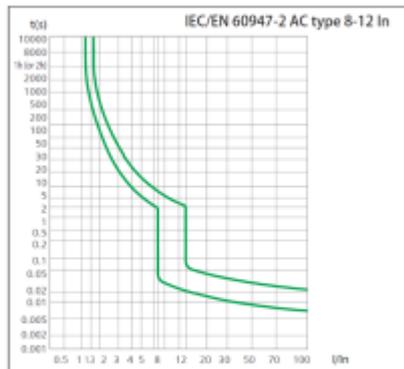
1.3 Autorizaciones y certificados

Si desea obtener información más detallada al respecto, consulte la Tabla de Certificados de la última página.



2. Datos técnicos

2.1 Curvas



2.2 Parámetros técnicos

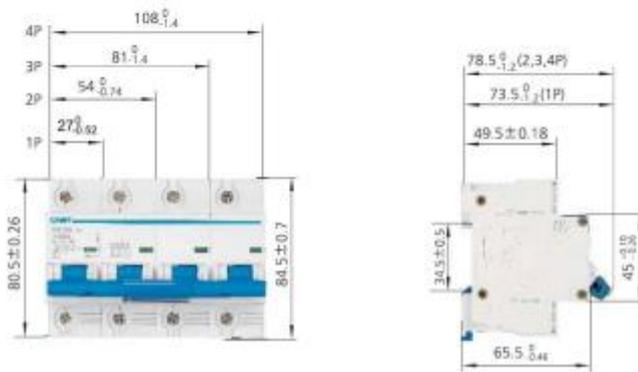
	Standard		IEC/EN 60947-2
Características eléctricas	Corriente nominal In	A	63, 80, 100, 125
	Polos		1P, 2P, 3P, 4P
	Tensión nominal Ue	V	230/400~240/415
	Tensión de aislamiento Ui	V	500
	Frecuencia nominal	Hz	50
	Poder de corte	kA	10(AC), 20KA(DC 60V/125V), 10KA(DC 110V/220V)
	Tensión nominal soportada al impulso (1,2/50) Uimp	V	6000
	Tensión de prueba dieléctrica a la frec. ind. durante 1 minuto	kV	1.89
	Grado de polución		3
	Disipación de potencia		Corriente nominal
		80A	7W
		100A	8.5W
		125A	10W
Características Mecánicas	Curva de disparo termomagnético		8-12In
	Durabilidad eléctrica		6,000 (In=63A, 80A, 100A) 4,000 (In=125A)
	Durabilidad mecánica		2,0000
	Indicador de posición		SI
	Grado de protección		IP20
	Temperatura de referencia para ajustar el elemento térmico	°C	30
	Temperatura operativa	°C	-35...+70
Instalación	Tipo de terminales de conexión		Cable, Horquilla o Pin
	Tamaño de terminal de arriba a abajo para cable	mm ²	16~50
		AWG	6-1/0
	Tamaño de terminal de arriba a abajo para peine de conexión	mm ²	16~35
		AWG	6-2
	Par de apriete	N-m	3.5
		In-lbs.	31
Montaje		En riel DIN EN 60715 (35mm) a través de un dispositivo de enganche rápido	
Conexión		Entrada superior e inferior indistintamente	
Accesorios		Contactos auxiliares y de mando	

2.3 Corrección por temperatura

La corriente máxima permitida en un disyuntor depende de la temperatura ambiente del lugar donde se encuentre dicho disyuntor. La temperatura ambiente es la temperatura que hace en el interior de la caja o cuadro de distribución en el que se encuentren instalados los disyuntores. La temperatura de referencia es de 30°C.

Rated current In (A)	Temperature compensation coefficient under various operational temperature										
	-35°C	-20°C	-10°C	0°C	10°C	20°C	30°C	40°C	50°C	60°C	70°C
63	1.415	1.335	1.275	1.215	1.15	1.075	1	0.915	0.825	0.735	0.665
80	1.41	1.33	1.27	1.205	1.135	1.07	1	0.925	0.845	0.755	0.685
100	1.415	1.335	1.275	1.21	1.135	1.075	1	0.925	0.845	0.755	0.685
125	1.39	1.31	1.25	1.19	1.125	1.08	1	0.93	0.86	0.78	0.71

3 Dimensiones generales y de montaje





Protección contra Sobretensiones
PSP



1. General

- 1.1 Las sobretensiones permanentes son producidas, como causa más habitual, por problemas en el neutro de las instalaciones teniendo como resultado una elevación de la tensión.
- 1.2 En el caso de la serie PSP, los protectores van unidos mecánicamente a interruptores de las series eB, UB y DZ158 de CHINT.

2. Características técnicas

	Características		UNE-EN 60898
Características eléctricas	Tensión nominal U_n	V	230Vca - 50/60Hz
	Polos/módulos		1P+N (1 módulo Din) 3P+N (3 módulos Din)
	Sobretensión máxima	V	400V
	Frecuencia	Hz	50/60
	Tensión de servicio (U_e)	V	255-265
	Umbral de respuesta	t	para $U_n \leq 265-315V$ t=3,5seg. para $U_n=400V$ t=0,1seg
	Fijación		Mecánica directa en el lateral derecho del interruptor automático

3. Características generales

Referencia	Polos	Tensión	Módulos (18mm)	Embalaje	Para montaje junto con IGA o PIA
PSP230V	1P+N	230Vca	1	12/120	eB, UB, DZ158 Bipolares
PSP400V	3P+N	400Vca	3	4/40	UB, DZ158 Tetrapolares



Protección contra Sobretensiones
NU6



1. General

- 1.1 Número de polos: 1, 2, 3, 4P
- 1.2 Tensión nominal: 230/400Vca, 50/60Hz
- 1.3 Uso: Protección de sistemas y equipos eléctricos contra rayos y sobrecargas instantáneas.
- 1.4 Con indicador de fusión y protección térmica
- 1.5 Norma: UNE-EN 61643-1

2. Características técnicas

2.1 Características básicas

Modelo	Máxima tensión de trabajo continuo Uc (V~)	Nivel de protección Up (kV)	Corriente de descarga nominal In (8/20 μs) (kA)	Más. corriente de descarga I _{max} (8/20 μs) (kA)	Categorías de instalación
NU6-II	275	1.2	5	15	I, II, III
	320	1.5			I, II, III
	385	1.8			I, II, III
	460	2.0			II, III
	510	2.5			II, III
	550	3.0			II, III
NU6-II	275	1.2	15	40	I, II, III
	320	1.5			I, II, III
	385	1.8			II, III
	460	2.0			II, III
	510	2.5			II, III
	550	3.0			III
NU6-II	275	1.2	25	60	I, II, III
	320	1.5			II, III
	385	1.8			II, III
	460	2.0			II, III
	510	2.5			III
	550	3.0			III
NU6-II	275	1.2	40	100	II, III
	320	1.5			II, III
	385	1.8			II, III
	460	2.0			III
	510	2.5			III
	550	3.0			III

Protección contra Sobretensiones
NU6



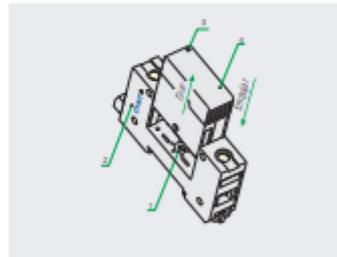
3. Elección de los protectores de sobretensión:

- a. La tensión debe ser $\leq U_c$;
- b. $U_p <$ Impulso de tensión máximo;
- c. Deben elegirse distintos protectores de acuerdo a los distintos sistemas de puesta a tierra y modos de protección.

Modelo	Máxima tensión de trabajo continuo U_c (V~)	Sistema de puesta a tierra aplicable	Modo de protección	Circuitos	Número de polos
NU6-II	275	TT	L-N	1 fase, 3 fases 4 cables	3
		TN-S	L-PE, N-PE, L-N	1 fase, 3 fases 5 cables	1,2,3,4
		TN-C	L-PE	1 fase, 3 fases 4 cables	1,2,3
	320	TT	L-N	1 fase, 3 fases 4 cables	3
		TN-S	L-PE, N-PE, L-N	1 fase, 3 fases 5 cables	1,2,3,4
		TN-C	L-PE	1 fase, 3 fases 4 cables	1,2,3
	385	TT	L-PE, N-PE, L-N	1 fase, 3 fases 4 cables	1,2,3,4
		TN-S	L-PE, N-PE, L-N	1 fase, 3 fases 5 cables	1,2,3,4
		TN-C	L-PE	1 fase, 3 fases 4 cables	1,2,3
	400	TT	L-PE, N-PE, L-N, L-L	1 fase, 3 fases 4 cables	1,2,3,4
		TN-S	L-PE, N-PE, L-N, L-L	1 fase, 3 fases 5 cables	1,2,3,4
		TN-C	L-PE, L-L	1 fase, 3 fases 4 cables	1,2,3
		IT	L-PE, N-PE, L-L	1 fase, 3 fases 3/4 cables	1,2,3,4
		TT	L-PE, N-PE, L-N, L-L	1 fase, 3 fases 4 cables	1,2,3,4
		TN-S	L-PE, N-PE, L-N, L-L	1 fase, 3 fases 5 cables	1,2,3,4
	510	TN-C	L-PE, L-L	1 fase, 3 fases 4 cables	1,2,3
		IT	L-PE, N-PE, L-L	1 fase, 3 fases 3/4 cables	1,2,3,4
		TT	L-PE, N-PE, L-N, L-L	1 fase, 3 fases 4 cables	1,2,3,4
	550	TN-S	L-PE, N-PE, L-N, L-L	1 fase, 3 fases 5 cables	1,2,3,4
		TN-C	L-PE, L-L	1 fase, 3 fases 4 cables	1,2,3
		IT	L-PE, N-PE, L-L	1 fase, 3 fases 3/4 cables	1,2,3,4

4. Funciones

- 4.1 Este aparato está formado por 2 componentes independientes: módulo de protección extraíble (4) y base (2).
- 4.2 Si el cartucho se daña, el componente (3) lo indicará. Sustituya el módulo de protección extraíble (4). Para realizar esta sustitución no es necesario cortar la tensión.
- 4.3 El componente (1) indica la máxima tensión de trabajo continuo, así como para evitar la sustitución de un módulo por otro de distintas características al original.

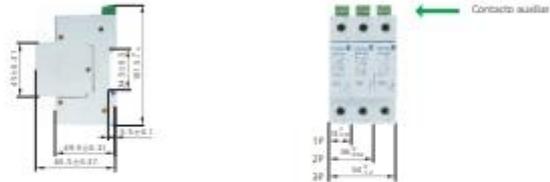




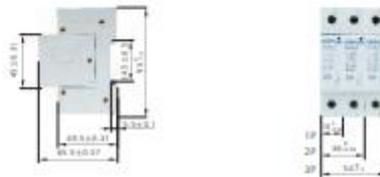
Protección contra Sobretensiones
NU6

5. Dimensiones externas y de montaje (mm)

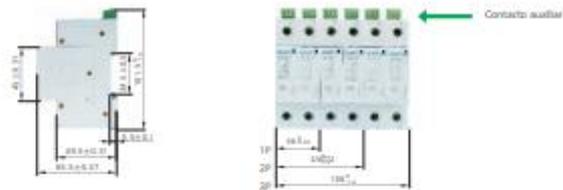
NU6-I/F (5, 15, 25kA) con puerto de control remoto



NU6-II (5, 15, 25kA) sin puerto de control remoto



NU6-I/F (40kA) con puerto de control remoto



NU6-II/F (40kA) sin puerto de control remoto



★ NU6-II - 4P

Corriente de descarga nominal (kA)	Tensión máxima de trabajo continuo Uc (V~)	Puerto de control remoto	Embalaje	Referencia
5	275	No	3/36	NU6-II/4/5/275
5	320	No	3/36	NU6-II/4/5/320
5	385	No	3/36	NU6-II/4/5/385
5	460	No	3/36	NU6-II/4/5/460
5	510	No	3/36	NU6-II/4/5/510
5	550	No	3/36	NU6-II/4/5/550
15	275	No	3/36	NU6-II/4/15/275
15	320	No	3/36	NU6-II/4/15/320
15	385	No	3/36	NU6-II/4/15/385
15	460	No	3/36	NU6-II/4/15/460
15	510	No	3/36	NU6-II/4/15/510
15	550	No	3/36	NU6-II/4/15/550
25	275	No	3/36	NU6-II/4/25/275
25	320	No	3/36	NU6-II/4/25/320
25	385	No	3/36	NU6-II/4/25/385
25	460	No	3/36	NU6-II/4/25/460
25	510	No	3/36	NU6-II/4/25/510
25	550	No	3/36	NU6-II/4/25/550
40	275	No	2/12	NU6-II/4/40/275
40	320	No	2/12	NU6-II/4/40/320
40	385	No	2/12	NU6-II/4/40/385
40	460	No	2/12	NU6-II/4/40/460
40	510	No	2/12	NU6-II/4/40/510
40	550	No	2/12	NU6-II/4/40/550
5	275	Si	3/36	NU6-II/F/4/5/275
5	320	Si	3/36	NU6-II/F/4/5/320
5	385	Si	3/36	NU6-II/F/4/5/385
5	460	Si	3/36	NU6-II/F/4/5/460
5	510	Si	3/36	NU6-II/F/4/5/510
5	550	Si	3/36	NU6-II/F/4/5/550
15	275	Si	3/36	NU6-II/F/4/15/275
15	320	Si	3/36	NU6-II/F/4/15/320
15	385	Si	3/36	NU6-II/F/4/15/385
15	460	Si	3/36	NU6-II/F/4/15/460
15	510	Si	3/36	NU6-II/F/4/15/510
15	550	Si	3/36	NU6-II/F/4/15/550
25	275	Si	3/36	NU6-II/F/4/25/275
25	320	Si	3/36	NU6-II/F/4/25/320
25	385	Si	3/36	NU6-II/F/4/25/385
25	460	Si	3/36	NU6-II/F/4/25/460
25	510	Si	3/36	NU6-II/F/4/25/510
25	550	Si	3/36	NU6-II/F/4/25/550
40	275	Si	2/12	NU6-II/F/4/40/275
40	320	Si	2/12	NU6-II/F/4/40/320
40	385	Si	2/12	NU6-II/F/4/40/385
40	460	Si	2/12	NU6-II/F/4/40/460
40	510	Si	2/12	NU6-II/F/4/40/510
40	550	Si	2/12	NU6-II/F/4/40/550

Nota: En negrita se indican las referencias habitualmente en stock

SIEMENS

Hoja de datos

5SM3345-6

interruptor diferencial, 4 polos, Tipo A, Entrada: 125 A, 30 mA, Un
AC: 400 V



La versión	
nombre comercial del producto	SENTRON
designación del producto	Interruptor diferencial
tipo de producto	Sin retardo
Datos técnicos generales	
Número de polos	4
Tamaño para aparatos modulares / según DIN 43880	1
Protección de contacto directo contra descarga eléctrica	A prueba de contacto involuntario con los dedos y el dorso de la mano
Resistencia a cortocircuitos	10 kA
Vida útil mecánica (ciclos de maniobra) / típico	10 000
Función de maniobra / retardo breve	No
Categoría de sobretensión	III
La tensión de alimentación	
Intensidad de empleo / con AC / valor asignado	125 A
Tensión de alimentación	
• con AC / valor asignado	400 V
• para equipo de prueba / mín.	100 V

Frecuencia de empleo	50 Hz
Frecuencia de la tensión de alimentación	
• valor asignado	50 Hz
Clase de protección	
grado de protección IP	IP20, para montaje en distribuidor, con conductores conectados
Capacidad de conmutación	
Poder de corte, corriente	
• según EN 60896 / valor asignado	1,25 kA
• según IEC 61008-1 / valor asignado	1,25 kA
Disipación	
• Pérdidas [W] / con valor asignado de la intensidad / con AC / en estado operativo caliente / por polo	8,9 W
• pérdidas [W] / máx.	26,7 W
Electricidad	
Corriente diferencial de disparo / valor asignado	30 mA
Tipo de corriente de defecto	A
Resistencia a corriente de choque / valor asignado	1 kA
Intensidad de empleo	
• con 40 °C / valor asignado	125 A
• con 45 °C / valor asignado	125 A
• con 50 °C / valor asignado	120 A
• con 55 °C / valor asignado	115 A
• con 60 °C / valor asignado	110 A
• con 65 °C / valor asignado	105 A
• con 70 °C / valor asignado	100 A
Detalles del producto	
Propiedad del producto / sin silicona	Si
Ampliación del producto / incorporable / dispositivos complementarios	Si
Conexiones	
Sección de conductor conectable / monofilar	
• mín.	2,5 mm ²
• máx.	50 mm ²
Sección de conductor conectable / multifilar	
• mín.	2,5 mm ²
• máx.	50 mm ²
Par de apriete / con bornes de tornillo	
• mín.	3 N·m
• máx.	3,5 N·m

Posición / del cable de conexión a red	Arriba o abajo	
Diseño Mecánico		
altura	90 mm	
anchura	72 mm	
profundidad	77 mm	
Profundidad de montaje	70 mm	
Número de módulos de anchura	4	
Tipo de fijación	Perfil DIN (REG)	
posición de montaje	según las necesidades del usuario	
peso neto	556 g	
Condiciones ambientales		
Temperatura ambiente		
• min.	-25 °C	
• máx.	45 °C	
Temperatura ambiente / durante el almacenamiento		
• mínima admisible	-40 °C	
• máxima admisible	75 °C	
Número de ciclos de test / para ensayo ambiental / según IEC 60068-2-30	28	
Certificados		
designaciones de referencia		
• según EN 61346-2	F	
• según IEC 81346-2:2009	F	
General Product Approval	Declaration of Conformity	Test Certificates

[Miscellaneous](#)



[Miscellaneous](#)

Más información

Information- and Downloadcenter (Catálogos, Folletos,...)

<http://www.siemens.com/lowvoltage/catalogs>

Industry Mall (sistema de pedido online)

<https://mail.industry.siemens.com/mail/es/Catalog/product?mlfb=5SM3345-6>

Service&Support (Manuales, certificados, características, FAQ,...)

<https://support.industry.siemens.com/cs/ww/es/ps/5SM3345-6>

Base de datos de imágenes (fotos de producto, dibujos acotados 2D, modelos 3D, esquemas de conexiones, ...)

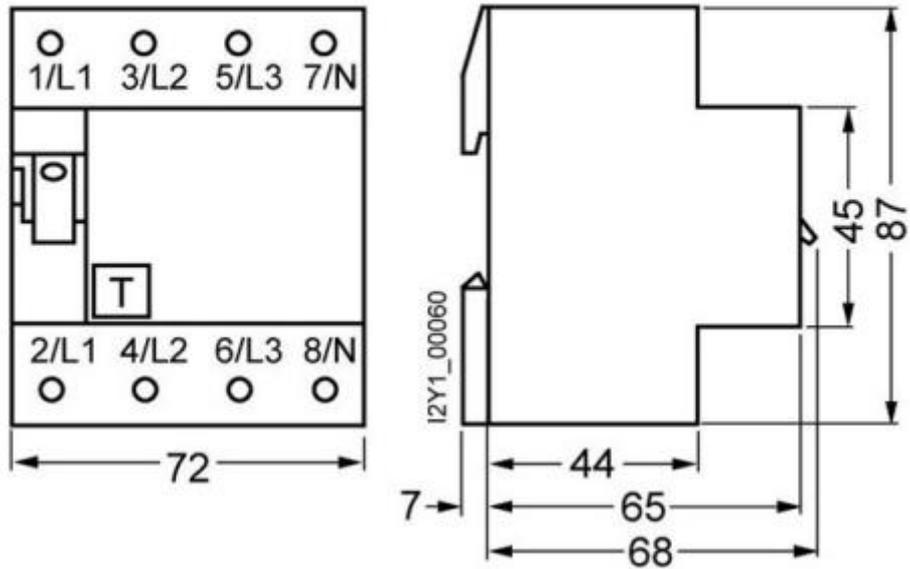
http://www.automation.siemens.com/biddb/cax_en.aspx?mlfb=5SM3345-6

CAX-Online-Generator

<http://www.siemens.com/cax>

Tender specifications

<http://www.siemens.com/specifications>



P-017 Fusibles, Interruptores de final de carrera, Conmutadores universales, Terminales de conexión | **Fusibles**



Protector de fusibles cilíndricos de contacto con tapa RT28

1. Resumen

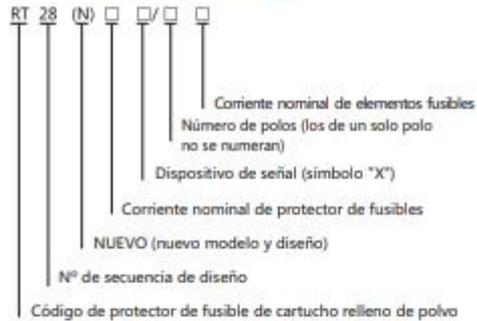
El protector de fusibles cilíndricos de contacto con tapa RT28 puede emplearse en equipos de distribución de 50Hz de CA, con una tensión nominal de 500V y corriente nominal no superior a 63A para proteger el circuito frente a sobrecargas y cortocircuitos (se recomienda el protector de fusibles RT36-00 para su uso en caja de condensador en lugar de este tipo de protectores de fusibles).

La luz de neón y la resistencia constituyen un dispositivo de señal de fusión del elemento fusible de la base del protector de fusibles (símbolo "X").

Los elementos fusibles RT28-32 y RT28-63 se dividen en los de tipo "gG". Los "gG" son protectores de fusibles normales con poder de corte total.

Este producto cumple con las normativas GB/T 13539.2 e IEC 60269-2. Sus indicadores técnicos han alcanzado un nivel internacional avanzado. Los elementos fusibles "gG" son compatibles con las bases RT28 o RT29. Este producto cumple con las normativas GB/T 13539.2 e IEC 60269-2.

2. Codificación de referencia



3. Datos técnicos

3.1 Parámetros de soporte del protector de fusibles (base)

Modelo	Tensión nominal (V)	Corriente nominal (A)	Número de polos	Tamaño						Peso (en kg.)	
				A	B	D	E	F	G		K
RT28N-32	500	32	1P	79±1.5	74±1.5	55±1.0	60±1.5	17.5±0.5	10.3±0.1	38±0.6	0.075
	500	32	2P	79±1.5	74±1.5	55±1.0	60±1.5	35±1.0	10.3±0.1	38±0.6	0.16
	500	32	3P	79±1.5	74±1.5	55±1.0	60±1.5	52.5±1.5	10.3±0.1	38±0.6	0.24
RT28N-32X	500	32	1P	79±1.5	74±1.5	55±1.0	60±1.5	17.5±0.5	10.3±0.1	38±0.6	0.075
	500	32	2P	79±1.5	74±1.5	55±1.0	60±1.5	35±1.0	10.3±0.1	38±0.6	0.16
	500	32	3P	79±1.5	74±1.5	55±1.0	60±1.5	52.5±1.5	10.3±0.1	38±0.6	0.24
RT28-63	500	63	1P	102±2.0	100±1.2	72±1.0	80±2.0	26.5±0.5	14.3±0.1	51 ^{+0.6} _{-1.0}	0.18
	500	63	2P	102±2.0	100±1.2	72±1.0	80±2.0	53±1	14.3±0.1	51 ^{+0.6} _{-1.0}	0.36
	500	63	3P	102±2.0	100±1.2	72±1.0	80±2.0	79.5±1.5	14.3±0.1	51 ^{+0.6} _{-1.0}	0.54
RT28-63X	500	63	1P	102±2.0	100±1.2	72±1.0	80±2.0	26.5±0.5	14.3±0.1	51 ^{+0.6} _{-1.0}	0.18
	500	63	2P	102±2.0	100±1.2	72±1.0	80±2.0	53±1	14.3±0.1	51 ^{+0.6} _{-1.0}	0.36
	500	63	3P	102±2.0	100±1.2	72±1.0	80±2.0	79.5±1.5	14.3±0.1	51 ^{+0.6} _{-1.0}	0.54

Fusibles | Fusibles, Interruptores de final de carrera, Conmutadores universales, Terminales de conexión **(P-018)**

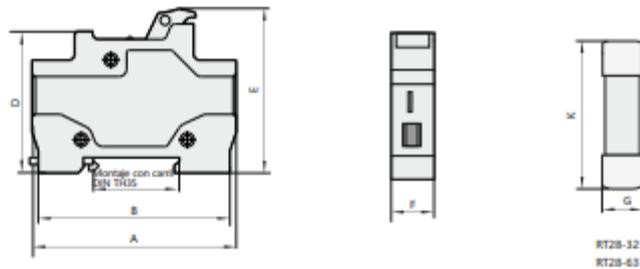
3.2 Parámetros de los elementos fusibles

Modelo	Modelos similares nacionales e internacionales	Tamaño (G×K)	Tensión nominal (V)	Corriente nominal (A)	Potencia de disipación (W)	Poder de corte (kA)	Peso (en kg.):
RT28-32	RT18-32, RT14-20, RT19-32, R015	10×38	500	2, 4, 6, 10, 16, 20, 25, 32	≤3	100	0.009
RT28-63	RT18-63, RT14-32, RT19-63, R016	14×51	500	2,4,6,10, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63	≤5	100	0.022

3.3 Parámetros de configuración del soporte del protector de fusible (base) y de los elementos fusibles

Modelo de soporte de protector de fusibles	Soporte de protector de fusible		
	Tamaño (mm)	Modelo de elemento fusible	Corriente (A)
RT28N-32 RT28N-32X NRT28-32X NRT28-32	10×38	RT28-32, R015	2, 4, 6, 10, 16, 20, 25, 32
RT28-63 RT28-63X NRT28-63	14×51	RT28-63, R016	2,4,6,10, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63
NRT28-125	22×58	RT29-125,R017	10,16,20,25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125

4. Dimensiones generales y de montaje



P-019 Fusibles, Interruptores de final de carrera, Conmutadores universales, Terminales de conexión | **Fusibles**

5. Diagrama esquemático

Diagrama esquemático correspondiente al soporte del protector de fusible (base) y a los elementos fusibles

Diagrama esquemático correspondiente al soporte del protector de fusible (base) y a los elementos fusibles con un tamaño de 10x38

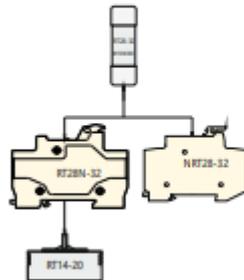


Diagrama esquemático correspondiente al soporte del protector de fusible (base) y a los elementos fusibles con un tamaño de 14x51

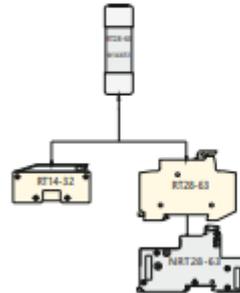
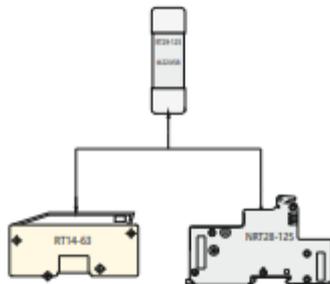


Diagrama esquemático correspondiente al soporte del protector de fusible (base) y a los elementos fusibles con un tamaño de 122x58



6. Información para realizar pedidos

6.1 Cuando vaya a realizar un pedido, deberá indicar lo siguiente:

6.1.1 El elemento fusible deberá indicarse con el modelo de producto, la corriente nominal y la cantidad.

6.1.2 En el caso de las bases, deberán especificarse el tipo, las características, la marca de base, el número de polos y la cantidad.

6.2 Ejemplo de pedido

100 elementos fusibles RT28-32 de 20A podrán indicarse como

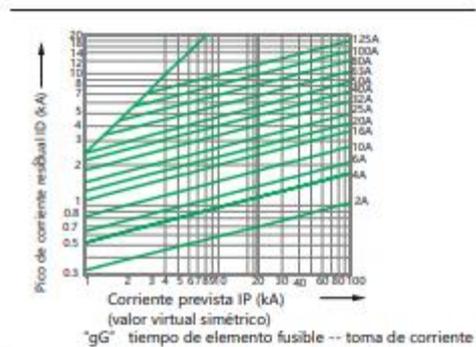
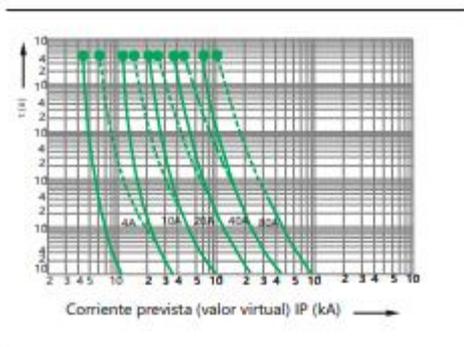
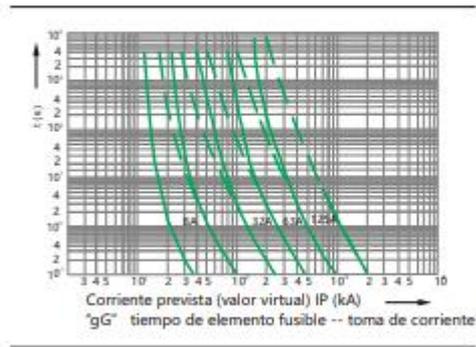
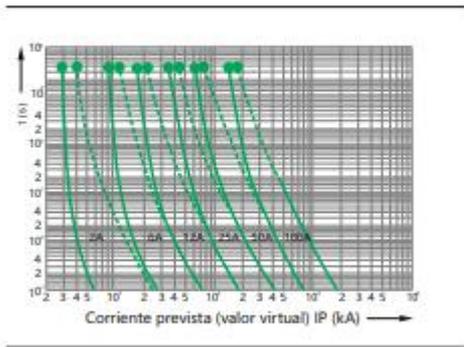
100 elementos fusibles RT28-32/20A.

100 bases NRT28-32 de tres polos

podrán indicarse como 100 bases NRT28-32/ 3P.

P-023 Fusibles, Interruptores de final de carrera, Conmutadores universales, Terminales de conexión | **Fusibles**

Fusible con tapa cilíndrica RT28, RT29
Curva características de protección





Contador trifásico indirecto, registrador y multitarifa, clase B en energía activa según Directiva Europea MID (EN 50470) o clase 1 según IEC 62053-21

Página 1 de 6



410-QT7A-A0B10

410-QT7A-A0B10, Contador trifásico conexión indirecta

Código: QBN1B

- > Comunicaciones: RS-232 | Ethernet
- > Clase (Activa/Reactiva): B (I) / 2
- > Sistema: Trifásico
- > Medida: Indirecta
- > Rango medida (V): 3x230/400
- > Rango medida (A): ... / 1
- > Cuadrantes: 4
- > Frecuencia (Hz): 50

Descripción

CIRWATT-B410T es un contador trifásico indirecto, registrador y multitarifa, clase B en energía activa según Directiva Europea MID (EN 50470) o clase 1 según IEC-62053-21 y energía reactiva clase 2 según IEC-62053-23, con disponibilidad de múltiples opciones de comunicaciones y módulos de expansión que le permiten adaptarse a cualquier tipo de instalación industrial y de sector terciario.

Aplicación

CIRWATT B-410T es idóneo para suministros en Baja y Media Tensión usando transformadores de corriente externos. Ofreciendo soluciones para una gran variedad de instalaciones tales como: centros comerciales, industrias y zonas residenciales de alto consumo (Tipo de consumidor 3). Disponible en 2 cuadrantes para consumos de energía o 4 cuadrantes para las plantas fotovoltaicas (generación y consumo de energía).

Circuitor

Contador trifásico indirecto, registrador y multitarifa, clase B en energía activa según Directiva Europea MID (EN 50470) o clase 1 según IEC-62053-21

Página 2 de 6



410-QT7A-A0B10

Contador trifásico indirecto, registrador y multitarifa, clase B en energía activa según Directiva Europea MID (EN 50470) o clase 1 según IEC-62053-21

Código: QBN1B

Especificaciones

Alimentación en alterna

Tolerancia	80 % ... 115 % Un
Consumo	< 2 W; < 10 VA
Frecuencia	50 / 60 Hz
Tensión nominal	3 x 230 (400) V

Especificaciones batería

Garantía de rendimiento	> 20 years @ 30 °C
Tipo	Lithium

Características mecánicas

Tamaño (mm) ancho x alto x fondo	172 x 255 x 67 (mm)
Envolvente	DIN 43859
Peso Neto (kg)	0,67

Características ambientales

Humedad relativa (sin condensación)	95 % max.
Temperatura de almacenamiento	-40 ... +85 °C
Temperatura de trabajo	-40 ... +70 °C

Circuito de medida de tensión

Conexionado	Asimétrico
Consumo	< 2 W; 10 VA
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Tensión nominal	3x230/400 V

Circuito de medida de corriente

Consumo	< 0,1 VA
Corriente de referencia (Iref)	... / 5 A
Corriente máxima	10 A
Corriente mínima de medida	< 0,5 x Itr

Comunicación red

Protocolo	REE, basado en IEC 870-5-102
Tecnología / Tipo	Ethernet

Interfaz de comunicación óptico

Circuitor

Fecha creación: 07/07/2025 - CIRCUITOR, S.A.U se reserva el derecho de realizar cambios técnicos o modificar el contenido/imágenes de este documento sin previo aviso, para mejorar su fiabilidad, funcionalidad, diseño o por otros motivos.
 No acepta responsabilidad alguna por los posibles errores, inexactitud o la posible falta de información en el mismo.

Página 2 de 6



Contador trifásico indirecto, registrador y multitarifa, clase B en energía activa según Directiva Europea MID (EN 50470) o clase 1 según IEC-62053-21

Página 3 de 6



410-QT7A-A0B10

Contador trifásico indirecto, registrador y multitarifa, clase B en energía activa según Directiva Europea MID (EN 50470) o clase 1 según IEC-62053-21

Código: QBN1B

Hardware	IEC 62056-21
Protocolo	REE, based on IEC 870-5-144
Tipo	Serial;bi-directional

Interface usuario

Resolución display	hasta 8 dígitos (8 mm)
Tipo display	LCD

Memoria

Capacidad de memoria	Datos: memoria no-volátil, Setup y eventos: serial-flash
Tiempo registro	4000
Tipo	Serial flash

Normas

Normas	UNE-EN 50470-1 (Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.). Parte 1: Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo. Equipos de medida - índices de clase B-) UNE-EN 50470-3 (Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.). Parte 3: Requisitos particulares. Contadores estáticos de energía activa - índices de clasificación B-) IEC 62052-11, IEC 62053-21, IEC 62053-22 (Normas para contadores estáticos de energía activa para corriente alterna de clase 0.2s, 0.5s) UNE-EN 55022 (Emisiones conducidas: Clase B, Emisiones radiadas: Clase B) UNE-EN 61000-4-2, UNE-EN 61000-4-3, UNE-EN 61000-4-4, UNE-EN 61000-4-5, UNE-EN 61000-4-6, UNE-EN 61000-4-8, UNE-EN 61000-4-11
--------	---

PLC

Hardware	CENELEC A or CENELEC B
Protocolo	CirPLC & PEP (PLC Encapsulated Protocol)
Sistema de modulación	DSSK con sistema de repetidores

Precisión de medidas

Medida de energía reactiva (kvarh)	IEC 62053-23 (Clase 2)
Medida de energía activa (kWh)	EN 50470 (Clase B) IEC 62053-21 (Clase 1)

Prestaciones

Cierres de facturación	12 cierres por contrato. Fecha y hora programable
Curva de carga	2 curvas de carga, tiempo de integración programable (1 ... 253 min)
Opcional	Comunicaciones: RS-232 / PLC ,RS-485 / PLC, RS-232 / RS-232 , RS-485 / RS-485, RS-232 / RS-485, RS-232 / Ethernet, R-485 / Ethernet Tarjetas de expansión: Sin entradas / salidas, 4 salidas relé (Indicador de Tarifa), 2 entradas relé / 4 salidas impulsos, 4 entradas de impulsos, Medida de corriente diferencial, 2 salidas relé / 2 salidas de impulsos, / 2 entradas de impulsos
Programación tarifas	12 jornadas 10 tipos de datos 9 tipos de tarifas 30 días festivos 12 días especiales



Fecha creación: 07/07/2025 - CIRCUITOR, S.A.U. se reserva el derecho de realizar cambios técnicos o modificar el contenido/ imágenes de este documento sin previo aviso, para mejorar su fiabilidad, funcionalidad, diseño o por otros motivos. No acepta responsabilidad alguna por los posibles errores, inexactitud o la posible falta de información en el mismo.

Página 3 de 6



Contador trifásico indirecto, registrador y multitarifa, clase B en energía activa según Directiva Europea MID (EN 50470) o clase 1 según IEC-62053-21

Página 4 de 6



410-QT7A-A0B10

Contador trifásico indirecto, registrador y multitarifa, clase B en energía activa según Directiva Europea MID (EN 50470) o clase 1 según IEC-62053-21

Código: QBN1B

Reloj

Fuente	Oscilador compensado en temperatura
Precisión (EN 61038)	< 0,5 s/day (23 °C)
Tipo	Calendario Gregoriano

Comunicación serie

Protocolo	REE, basado en IEC 870-5-102
Tecnología / Tipo	RS-232

CIRWATT B 410T

Contador trifásico indirecto, registrador y multitarifa, clase B en energía activa según Directiva Europea MID (EN 50470) o clase 1 según IEC-62053-21

CÓDIGO	TIPO	Rango medida (V)	Rango medida (A)	Comunicaciones	Clase (Activa/Reactiva)	Sistema	Medida
CIRWATT B 410T							
Q8860	410-QT5A-70B10	3x230/400	.../5	RS-232 RS-232	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
CIRWATT B 505							
Q8N40	410-VT7B-A0B10	3x57/100 ... 3x230/400	.../1	RS-232 Ethernet	C (0,5S)/1	Trifásico	Indirecta
CIRWATT B 410T							
Q88A0	410-QT5A-80B10	3x230/400	.../5	RS-485 RS-485	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8870	410-QT5A-90B10	3x230/400	.../5	RS-232 RS-485	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8870T21	410-QT5A-90B10-TRMC210-100-3.0.TD	3x230/400	.../5	RS-232 RS-485	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8870T22	410-QT5A-90B10-TRMC210-200-3.0.TD	3x230/400	.../5	RS-232 RS-485	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8870T23	410-QT5A-90B10-TRMC210-500-3.0.TD	3x230/400	.../5	RS-232 RS-485	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8880	410-QT5A-A0B10	3x230/400	.../5	RS-232 Ethernet	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8890	410-QT5A-C0B10	3x230/400	.../5	RS-485 Ethernet	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8J10	410-VT5A-90B10	3x57/100 ... 3x230/400	.../5	RS-232 RS-485	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8G60	410-NT5A-70B10	3x127/220	.../5	RS-232 RS-232	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8J20	410-VT5A-A0B10	3x57/100 ... 3x230/400	.../5	RS-232 Ethernet	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8G70	410-NT5A-90B10	3x127/220	.../5	RS-232 RS-485	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8800	410-QT5B-90B10	3x230/400	.../5	RS-232 RS-485	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8G40	410-NT5A-80B10	3x127/220	.../5	RS-485 RS-485	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8G80	410-NT5A-A0B10	3x127/220	.../5	RS-232 Ethernet	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q88E0	410-QT5B-A0B10	3x230/400	.../5	RS-232 Ethernet	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8G90	410-NT5A-C0B10	3x127/220	.../5	RS-485 Ethernet	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8J60	410-VT5B-90B10	3x57/100 ... 3x230/400	.../5	RS-232 RS-485	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8H20	410-MT5A-70B10	3x63,5/110	.../5	RS-232 RS-232	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8J70	410-VT5B-A0B10	3x57/100 ... 3x230/400	.../5	RS-232 Ethernet	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8H30	410-MT5A-90B10	3x63,5/110	.../5	RS-232 RS-485	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8N08	410-QT7A-90B10	3x230/400	.../1	RS-232 RS-485	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
Q8H61	410-MT5A-80B10	3x63,5/110	.../5	RS-485 RS-485	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta



Fecha creación: 07/07/2025 - CIRCUITOR, S.A.U. se reserva el derecho de realizar cambios técnicos o modificar el contenido/imágenes de este documento sin previo aviso, para mejorar su fiabilidad, funcionalidad, diseño o por otros motivos.
 No acepta responsabilidad alguna por los posibles errores, inexactitud o la posible falta de información en el mismo.

Página 4 de 6



Contador trifásico indirecto, registrador y multitarifa, clase B en energía activa según Directiva Europea MID (EN 50470) o clase 1 según IEC-62053-21

Página 5 de 6



410-QT7A-A0B10

Contador trifásico indirecto, registrador y multitarifa, clase B en energía activa según Directiva Europea MID (EN 50470) o clase 1 según IEC-62053-21

Código: QBN1B

CÓDIGO	TIPO	Rango medida (V)	Rango medida (A)	Comunicaciones	Clase (Activa/Reactiva)	Sistema	Medida
QBH40	410-MT5A-A0B10	3x63,5/110	.../5	RS-232 Ethernet	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
QBN1B	410-QT7A-A0B10	3x230/400	.../1	RS-232 Ethernet	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
QBH50	410-MT5A-C0B10	3x63,5/110	.../5	RS-485 Ethernet	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
QBN0J	410-VT7A-90B10	3x57/100 ... 3x230/400	.../1	RS-232 RS-485	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
QBN1U	410-VT7A-A0B10	3x57/100 ... 3x230/400	.../1	RS-232 Ethernet	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
QBN2B	410-QT7B-90B10	3x230/400	.../1	RS-232 RS-485	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
QBN3B	410-QT7B-A0B10	3x230/400	.../1	RS-232 Ethernet	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
QBN2J	410-VT7B-90B10	3x57/100 ... 3x230/400	.../1	RS-232 RS-485	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta
QBN3J	410-VT7B-A0B10	3x57/100 ... 3x230/400	.../1	RS-232 Ethernet	B (1) / 2	Trifásico	Indirecta

Contadores homologados para compañías eléctricas españolas. Consultar Para otras configuraciones de entradas, salidas, comunicaciones, frecuencia, con homologación MID / IEC, etc



Fecha creación: 07/07/2025 - CIRCUITOR, SAU se reserva el derecho de realizar cambios técnicos o modificar el contenido/imágenes de este documento sin previo aviso, para mejorar su fiabilidad, funcionalidad, diseño o por otros motivos. No acepta responsabilidad alguna por los posibles errores, inexactitud o la posible falta de información en el mismo.

Página 5 de 6