

TRABAJO FIN DE GRADO

# ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN UN BLOQUE DE VIVIENDAS: EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA

TRABAJO FIN DE GRADO PARA  
LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
GRADUADO EN INGENIERÍA EN  
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

SEPTIEMBRE 2023

**Paula Díez del Monte**

DIRECTOR DEL TRABAJO FIN DE GRADO:

**Kumar Vijay Mahtani Mahtani**



## **AGRADECIMIENTOS**

Con la entrega de este trabajo de fin de grado, se pone fin a una de las etapas más importantes de mi vida.

Hace cuatro años empezó esta aventura totalmente nueva para mí, donde no todo ha sido un camino de rosas.

Pero con orgullo, puedo decir que he adquirido no solo conocimientos técnicos, si no valores y vivencias que me llevo para el resto de mis días.

He aprendido que con constancia, dedicación, trabajo y ambición se puede conseguir incluso lo imposible. Que se va a fracasar en la vida, pero que no hay que darse por vencido.

También me he dado cuenta de las maravillosas personas que tengo a mi lado.

Mis padres, que han tenido que soportar mis lloros, que han tenido que consolarme cuando no podía más e incluso me han escuchado mil veces cuando les decía “este examen también le suspendo”, aunque luego aprobara. Pero también han estado en mis mejores momentos, cuando veían que todo lo que me proponía lo iba consiguiendo. Sin ellos, nada de esto hubiera sido posible.

También, quería agradecer mi éxito a mi hermano, a mis abuelos, tías y todos mis amigos que han sido partícipes de mis victorias y que siempre han confiado en mí.

Por último, quería agradecer a la Universidad Politécnica de Madrid, por su dureza, educación y oportunidades, que me han hecho ser la persona que soy y de la cual estoy muy orgullosa.

Gracias a todos, nos volveremos a ver pronto.

## **RESUMEN**

El trabajo de fin de grado que se va a exponer, examina el estudio energético, económico, técnico y legal de una instalación fotovoltaica conectada a red, con excedentes, en un edificio residencial en Madrid, compuesto por 27 apartamentos y áreas comunes.

Se parte de los consumos de una vivienda tipo y se extrapola a este bloque de viviendas.

El objetivo es adquirir conocimientos sobre esta tecnología renovable emergente, la cual va a crecer exponencialmente en los años venideros. No se enfoca exclusivamente en la viabilidad económica, teniendo en cuenta que existen numerosas alternativas para el dimensionamiento de cada elemento, si no que se escogerá la más simple entre estas.

Usando SketchUp, se modelará el edificio en tres dimensiones para luego importarlo a la herramienta PV\*SOL, que facilitará el dimensionamiento de la instalación.

Se busca diseñar una instalación fotovoltaica capaz de cubrir la mayor parte de la demanda máxima de electricidad durante las horas de mayor radiación solar en las superficies de los paneles solares, las horas centrales del día, suponiendo que se da el mismo requerimiento eléctrico en todos los apartamentos. Se considerarán los periodos en los que la generación será nula o menor, necesitando la energía de la red para satisfacer la demanda.

Posteriormente, se analizarán los distintos elementos que conforman la instalación fotovoltaica.

Se llevará a cabo un estudio económico que considerará la energía solar generada, tanto utilizada por los consumidores como la energía excedente inyectada a la red. También se contemplará la energía suministrada por la distribuidora cuando no se pueda abastecer a partir de la generación solar.

Finalmente, se abordarán aspectos legales, ambientales y sociales que deben ser considerados en proyectos de ingeniería, teniéndose en cuenta el impacto tanto en las personas como en el medio ambiente, asegurando la sostenibilidad y conformidad con las regulaciones pertinentes.

## **PALABRAS CLAVES**

Bloque de viviendas, conectada a red, energía fotovoltaica, excedente, sostenible.

## **ABSTRACT**

This undergraduate thesis investigates the energy, economic, technical, and legal analysis of a grid-connected photovoltaic system with surplus capacity, installed in a residential building in Madrid, comprising 27 apartments and communal spaces.

The analysis begins with the energy consumption profile of a typical residential unit and it is extrapolated to the entire apartment complex. The objective is to acquire knowledge about this emerging renewable technology, which will grow exponentially in the coming years. It does not focus exclusively on the economic viability, considering that there are numerous alternatives for the sizing of each element, but will choose the simplest among these.

Using SketchUp, a three-dimensional model of the building will be modeled, subsequently imported into the PV\*SOL tool to facilitate system sizing. The aim is to design a photovoltaic installation capable of fulfilling a significant portion of the peak electricity demand during the hours of highest solar radiation on the surfaces of the solar panels, particularly at midday. This design assumes uniform electrical requirements across all apartments. The analysis accounts for periods of negligible or reduced generation when grid energy is needed to meet electricity demand.

Subsequent phases involve a comprehensive analysis of the various elements constituting the photovoltaic system. An economic appraisal will include solar energy generation, both for on-site consumption by residents and surplus energy fed back into the grid. Additionally, the analysis will consider energy supplied by the utility provider during periods when solar generation falls short.

Ultimately, the thesis will address the legal, environmental, and social dimensions intrinsic to engineering projects. This includes a consideration of impacts on individuals and the environment, ensuring sustainability and adherence to pertinent regulations.



## ÍNDICE DE CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS .....	1
RESUMEN .....	2
CAPÍTULO 1. OBJETO DEL PROYECTO .....	1
1.1 Motivación.....	1
1.2. Objetivos.....	1
1.3. Metodología .....	1
CAPÍTULO 2: GENERALIDADES .....	3
2.1 Antecedentes.....	3
2.2 Partes del sistema eléctrico .....	3
2.2.1. Generación de energía eléctrica con fuentes no renovables .....	3
2.2.2. Generación de energía eléctrica con fuentes renovables .....	4
2.3. Generación distribuida y crecimiento de autosuficiencia. ....	5
CAPÍTULO 3: SITUACIÓN ENERGÉTICA .....	6
3.1. Generación de energía.....	6
3.1.1. A nivel mundial .....	6
3.1.2. En España .....	7
3.2. Demanda de energía .....	9
3.2.1. A nivel mundial .....	9
3.2.2. En España .....	10
3.3. Autoconsumo fotovoltaico en España .....	10
CAPÍTULO 4: MARCO REGULATORIO y LEGAL .....	12
4.1. Tramitación.....	12
4.2. Subvenciones para instalaciones fotovoltaicas en viviendas .....	20
CAPÍTULO 5. INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICA.....	21
5.1. Efecto fotoeléctrico.....	21
5.2. Efecto fotovoltaico. Células y módulos fotovoltaicos.....	22
5.3. Inversores .....	26
5.4. Diodos.....	27
5.5. Baterías solares.....	27
CAPÍTULO 6. ESTUDIO DE CASO.....	29
6.1. Contexto .....	29
6.2. Ubicación.....	29
6.3. Climatología.....	30

6.3.1. Temperatura .....	30
6.3.2. Radiación solar .....	31
6.4. Creación del modelo 3D .....	32
6.4.1. Simulación en SKETCHUP .....	32
6.4.2. Simulación en PV*SOL .....	33
6.5. Características de las superficies aprovechables .....	34
6.5.2. Estudio gráfico de las sombras .....	35
CAPÍTULO 7: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL BLOQUE DE VIVIENDAS .....	38
7.1. Consumo eléctrico del bloque de viviendas .....	38
7.2. Potencia instalada .....	39
7.3. Panel fotovoltaico .....	41
7.3.1. Panel fotovoltaico empleado .....	41
7.3.2. Número de paneles fotovoltaicos instalados .....	42
7.4. Inversor .....	49
7.4.1. Superficie este .....	50
7.3.2. Superficie oeste .....	56
7.3.3. Resumen de las superficies y sus inversores .....	58
7.5. Cableado .....	61
7.5.1. Cableado seleccionado .....	63
7.5.2. Cableado en el bloque de viviendas .....	64
7.6. Protecciones eléctricas .....	79
7.6.1. Introducción .....	79
7.6.1. Protecciones eléctricas en el circuito de corriente continua .....	81
7.6.2. Protecciones eléctricas en el circuito de corriente alterna .....	85
7.7. Conductores de puesta a tierra y conductores de protección .....	88
7.7.1. Explicación de conceptos sobre los conductores y los electrodos del sistema .....	89
7.7.2. Cálculo de las secciones de conductores y de electrodos .....	91
7.8. Equipo de medida .....	95
7.9. Conexión a la red .....	95
7.10. Estructura de soporte paneles fotovoltaicos .....	96
7.10.1. Partes de las estructuras coplanares .....	96
7.10.2. Montaje de las estructuras coplanares .....	97
7.11. Diagramas de la instalación fotovoltaica .....	99
7.11.1. Diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica .....	99
7.11.2. Planos de acotación de las superficies de la instalación fotovoltaica .....	99
CAPÍTULO 8. ESTUDIO ENERGÉTICO Y ECONÓMICO .....	101

8.1. Estudio energético .....	101
8.1.1. Consumo previo a la instalación fotovoltaica.....	101
8.1.2. Consumo y producción energética con la instalación fotovoltaica.....	102
8.2. Estudio económico .....	114
8.2.1. Presupuesto .....	114
8.3. Balance económico.....	117
8.3.1. Variables de la factura eléctrica .....	119
8.4. Viabilidad económico-financiero .....	127
8.4.1. Periodo de recuperación de capital, PRC .....	127
8.4.2. VAN Y TIR .....	131
CAPÍTULO 9. IMPACTO AMBIENTAL Y SOCIAL DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	133
9.1. Impacto ambiental.....	133
9.1.1. Impacto Ambiental Positivo .....	133
9.1.2. Impacto Ambiental Negativo .....	133
9.1.3. Gestión de residuos al final de la vida útil de los paneles solares .....	134
9.2. Impacto social y económico.....	139
CAPÍTULO 10. CONTRIBUCIÓN A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE .....	140
CAPÍTULO 11. PLANIFICACIÓN TEMPORAL DEL PROYECTO .....	143
CAPÍTULO 12. CONCLUSIONES.....	145
CAPÍTULO 13. LÍNEAS FUTURAS.....	149
ANEXO .....	150
1. Datos de consumo horario en el bloque de viviendas .....	150
2. Gráficas y curiosidades ofrecidas por PV*SOL .....	153
3. Paneles fotovoltaicos estudiados.....	156
4. Inversores escogidos.....	161
5. Cableado.....	165
6. Protecciones eléctricas .....	173
7. Soportes de paneles fotovoltaicos.....	185
9. Diagrama unifilar .....	189
REFERENCIAS.....	190



# **CAPÍTULO 1. OBJETO DEL PROYECTO**

## **1.1 Motivación**

Gracias a la ciencia y la tecnología surgen nuevas ideas para producir eficientemente energía de una forma renovable. Esto es debido a la gran concienciación sobre el cambio climático y sus efectos, intentando, poco a poco, dejar atrás los métodos convencionales de producción energética.

Además, con la situación mundial de crisis y guerras, la energía está sufriendo grandes variaciones de precios, lo que hace que el coste eléctrico sea mucho más elevado con respecto a años anteriores.

Ante las circunstancias indicadas, se ha optado por tomar medidas al respecto, y ofrecer ayudas que favorezcan la puesta en marcha de plantas de producción de energía renovable.

Esto provoca que hoy en día, en España, se tienda a implantar instalaciones fotovoltaicas en hogares o terrenos para producir todo o parte de su gasto energético.

De esta forma, se consume la propia energía generada, se vende o se almacena, consiguiendo una rápida amortización de la instalación, e incluso, en numerosos casos, beneficios.

Por tanto, el aumento de las instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo es una tendencia que está en auge y lo estará más con el paso de los años.

Por todo esto y por la propia visión de dicho crecimiento, se ha optado por hacer un proyecto de diseño y dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para un conjunto de bloques de viviendas en Madrid.

## **1.2. Objetivos**

El objetivo principal es el diseño de una planta fotovoltaica de autoconsumo en un conjunto de bloques de viviendas situado en la ciudad de Madrid.

Se estudiarán los distintos elementos que forman parte de una instalación de dicho calibre, y se verá cómo repercute a la economía de los habitantes de los edificios.

## **1.3. Metodología**

Se van a realizar los siguientes pasos:

1. Estudio de la localización: Se verá qué emplazamiento se ha escogido, las características de dichos edificios, consumo que se realiza, etc.
2. Diseño del edificio a estudio: realización en tres dimensiones del bloque de viviendas.
3. Dimensionamiento de la instalación: Se realizará una propuesta de diseño de cómo sería, con sus elementos y su capacidad generadora.
4. Análisis económico: Se calcula la viabilidad económica del proyecto.
5. Análisis legal, impacto ambiental, social y ODS.

Se han hecho uso de las siguientes aplicaciones y programas:

- Sketchup: Para diseñar el bloque de viviendas en tres dimensiones.
- PV\*SOL: una vez importado el diseño 3D, se dimensiona cada elemento paso a paso.
- PVGIS: para obtener datos climatológicos de la localidad escogida.
- Excel: para estudiar la viabilidad económica.
- Word: para realizar la memoria del proyecto.

## **CAPÍTULO 2: GENERALIDADES**

### **2.1 Antecedentes**

Según el informe Global Energy Perspective, de McKinsey, las energías eólicas y solares alcanzaron un récord en producción, siendo el 12 % de la energía eléctrica mundial en 2022. Además, el conjunto de todas las fuentes de energía renovables obtuvo un máximo histórico, representando un 39 % de la electricidad a nivel mundial. Por el contrario, en 2022 las emisiones del sector eléctrico aumentaron en un 1,3 % y la generación con carbón un 1,1 % respecto la media de la última década. [1]

Con dichos enunciados, se estudiarán las distintas técnicas de generación de energía eléctrica, observando que hay una tendencia favorable hacia las técnicas renovables, pero siendo necesario conseguir una mayor descarbonización.

### **2.2 Partes del sistema eléctrico**

La energía eléctrica recorre un camino complejo a través de varias etapas antes de llegar a nuestros hogares. Este proceso incluye la generación, transmisión y distribución de la energía: [2]

- 1- Generación de energía: se produce en centrales eléctricas que a partir de energías primarias, ya sean renovables o no-renovables, son capaces de transformarlo en energía eléctrica.
- 2- Transmisión o transporte de energía: se transmite desde las centrales hasta las subestaciones por vías elevadas o subterráneas. Deben existir transformadores en las subestaciones para obtener una tensión eléctrica deseada.
- 3- Distribución de energía: se envía desde la subestación hacia los hogares.

Sin embargo, existe una opción diferente conocida como generación distribuida, que plantea un enfoque descentralizado en la producción y entrega de energía eléctrica, que será explicado con mayor detalle posteriormente.

Se exponen las formas más relevantes de generación de energía eléctrica, tanto con fuentes no renovables, como con renovables.

#### **2.2.1. Generación de energía eléctrica con fuentes no renovables**

##### **A. Centrales termoeléctricas de ciclo convencionales (carbón, gasóleo y gas natural)**

Al quemar dichas materias, aumenta la temperatura de un depósito de agua, transformándolo en vapor y mueve una turbina. Se consigue energía eléctrica a partir de energía mecánica. El vapor se condensa en agua y se repite el ciclo.

B. Centrales termoeléctricas de ciclo combinado (carbón, gasóleo y gas natural)

Similar a las de ciclo convencional, basando su generación en el movimiento de una turbina mediante el vapor del agua calentada mediante combustibles fósiles, pero además, consta de otra turbina diferente que se mueve con aire cogido de la atmósfera. Son más eficientes, flexibles y ecológicas que las anteriores.

C. Centrales nucleares

El agua a alta presión es calentada por el calor producido por la fisión nuclear, normalmente del uranio. Tiene gran potencia, pero alta radioactividad.

## 2.2.2. Generación de energía eléctrica con fuentes renovables

A. Centrales geotérmicas

El calor utilizado para condensar el agua, es el natural del interior de la tierra. Se realiza mediante canalizaciones en el subsuelo.

B. Centrales de biomasa

El calor es producido mediante la quema de materia orgánica, como vegetales o animales.

C. Centrales hidroeléctricas

No se necesita calor. Mediante el salto de agua en presas y embalses, se produce el movimiento de una turbina.

D. Parques eólicos

Turbina movida por el viento.

E. Centrales mareomotrices

Los movimientos del agua cuando suben y bajan las mareas, accionan una turbina.

F. Centrales solares

La energía solar es generada a partir de la radiación electromagnética emitida por el Sol, resultado de la fusión nuclear en su núcleo que involucra átomos de hidrógeno. Esta radiación solar llega a la Tierra, atravesando la atmósfera y sufriendo diversos procesos de difusión. Por ello, existen distintos tipos de radiaciones:

- *Radiación solar directa*: No cambia de dirección ni se dispersa.
- *Radiación solar difusa*: Llega a la superficie debido a la difusión.
- *Radiación el albedo*: Producida por la reflexión de la radiación incidente en la superficie terrestre.
- *Radiación solar global*: Es la cantidad total de energía solar que incide sobre la superficie de la Tierra.

Dependiendo de cómo se aproveche la energía solar:

- **Energía solar fotovoltaica:** Utiliza células fotovoltaicas para generar electricidad a través del efecto fotovoltaico, donde la radiación solar produce el movimiento de los electrones.
- **Energía solar termoeléctrica:** Emplea colectores solares térmicos para calentar el fluido mediante el calor de la radiación solar, el cual luego mueve una turbina.

## **2.3. Generación distribuida y crecimiento de autosuficiencia.**

La generación distribuida o descentralizada juega un papel fundamental en la configuración de las ciudades inteligentes. Este concepto implica la producción de electricidad a través de múltiples fuentes de pequeña escala, ubicadas cerca de los puntos de consumo, lo cual se denomina microgeneración. [3]

La generación distribuida se basa en la colaboración entre la microgeneración y la generación proveniente de las centrales convencionales mencionadas anteriormente, lo que aumenta la autosuficiencia de la ciudad y fomenta el uso de energías renovables.

Los tipos de microgeneración incluyen:

- **Paneles solares fotovoltaicos:** Estos se instalan en edificios y pueden abastecerlos internamente y contribuir a la red eléctrica de la ciudad.
- **Aerogeneradores:** Generadores eólicos de pequeña escala para alimentar fuentes de iluminación pública y posiblemente suministrar exceso de energía a la red.
- **Integración de vehículos a la red (V2G):** Los vehículos eléctricos pueden devolver energía a la red durante momentos de baja demanda y recargar en picos de consumo, aportando estabilidad y rapidez al sistema eléctrico.

Las características principales de la generación distribuida comprenden:

- **Reducción de pérdidas en la red eléctrica:** Al estar más cerca de los consumidores, las redes de transmisión son más cortas, lo que reduce las pérdidas de energía en el transporte desde la generación hasta el consumo. Esto influye en la eficiencia y ahorro.
- **Mejora en la confiabilidad y calidad del sistema eléctrico:** La presencia de fuentes de generación distribuidas (microgeneración) en distintos lugares del territorio minimiza el impacto de posibles fallos en una de estas fuentes, fortaleciendo la estabilidad del sistema eléctrico.
- **Potencias limitadas:** La microgeneración suele tener potencias menores a 3 kW y generalmente no supera los 10 kW de potencia instalada.
- **Enfoque en energías renovables:** La Generación Distribuida favorece la integración de fuentes de energía renovable debido a su adecuación para su ubicación cercana al consumo.

## CAPÍTULO 3: SITUACIÓN ENERGÉTICA

### 3.1. Generación de energía

#### 3.1.1. A nivel mundial

En 2022, según el estudio de Ember, “las energías eólicas y solares alcanzaron el 12% de la electricidad a nivel mundial y una era de disminución de combustibles fósiles está a punto de empezar.” [4]

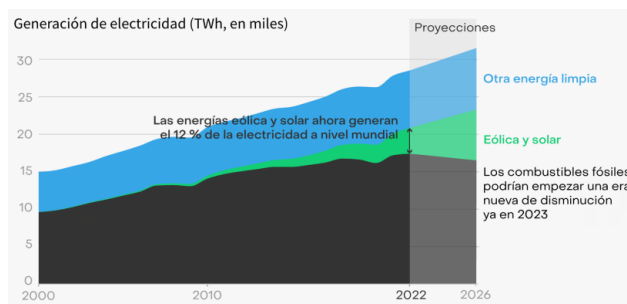


Figura 3.1. Datos anuales sobre electricidad, Ember [4]

Teniendo en cuenta los conflictos con Rusia y las medidas tomadas a nivel mundial para la reducción de las emisiones contaminantes, se experimenta un aumento de producción de energías renovables. La generación de energía eléctrica mediante combustibles fósiles se reduce muy lentamente, descendiendo desde un 64% en 2000 a un 61% en 2022.

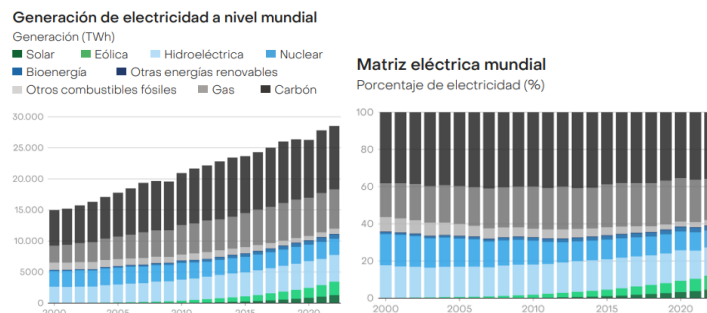


Figura 3.2. Generación de electricidad a nivel mundial, Ember [4]

En 2022 a nivel mundial, la generación de energía eléctrica por carbón, representó el 36% (10.186 TWh), el gas de origen fósil el 22% (6.336 TWh) y los otros combustibles fósiles el 3 % (850 TWh). La energía nuclear tuvo un 9% de la producción general (2.611 TWh). La energía hidroeléctrica fue la más alta de las renovables, con un 15% (4.311 TWh), la eólica y solar juntas obtuvieron un 12% (3.444 TWh), siendo la eólica

un 7.6% y la solar un 4.5%. La bioenergía generó un 2.4% y el resto de las energías renovables un 0.4%.

La energía nuclear tuvo una caída histórica, reduciéndose en 4.7% con respecto al año anterior, debido al mantenimiento de centrales nucleares en Francia y Japón y al cierre de otras en Europa.

A pesar de las olas de calor, la energía hidroeléctrica aumentó un 1.7%.

Además, se observa como cada continente sigue una tendencia distinta. Oceanía representa la región con mayor porcentaje de electricidad a partir de las energías eólicas y solares, muy por encima de la media mundial. A diferencia de Oriente Medio, que ha evolucionado muy lentamente y está muy lejos del resto.

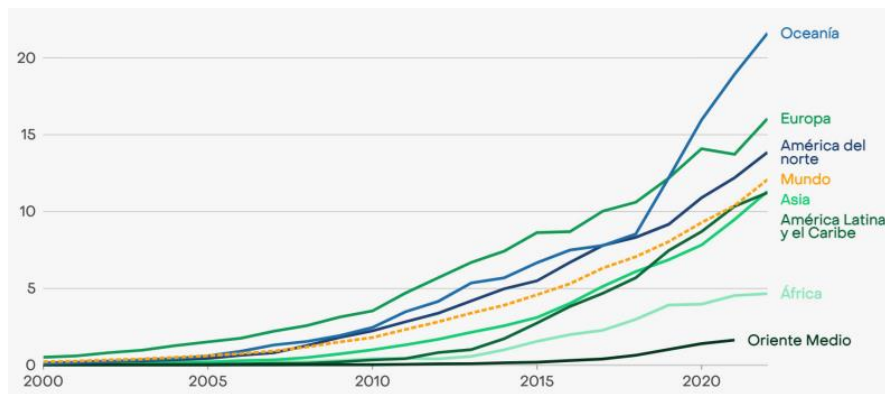


Figura 3.3. Porcentaje de la generación de electricidad a partir de energía eólica y solar en el mundo [5]

Puntualizando en la generación de energía solar a nivel mundial, mostrado en la Figura 3.4., se observa que China es el que más energía genera, con 418 TWh, siendo Chile el país que más porcentaje de energía solar produce, en comparación con el resto de su generación, con un 17 % (14 TWh).

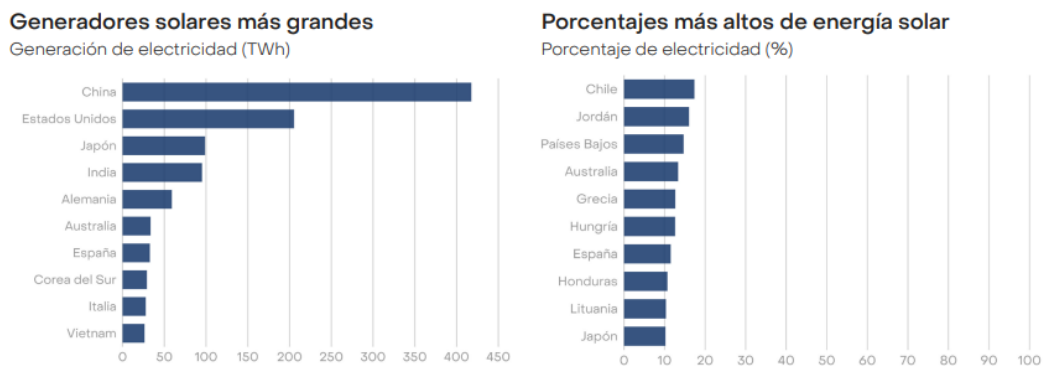


Figura 3.4. Generadores solares más grandes en TWh (izquierda) y porcentajes más altos de energía solar [4]

### 3.1.2. En España

Las energías renovables produjeron, en 2022, un 42.2% con respecto a la generación total de energía eléctrica. Esto corresponde a 4.5% menos que en 2021. Las energías no renovables aumentaron con respecto al año anterior, pasando de un 53.3% a un 57.8% en 2022.

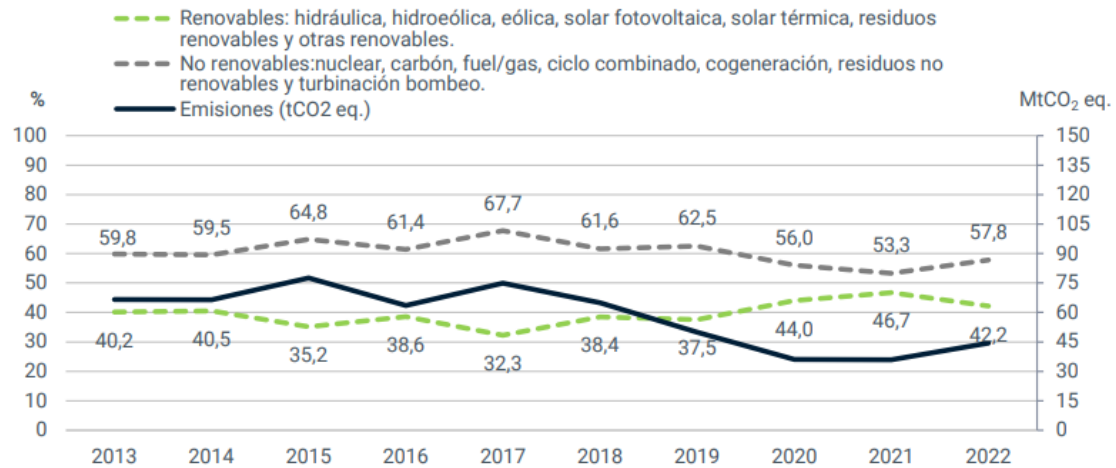
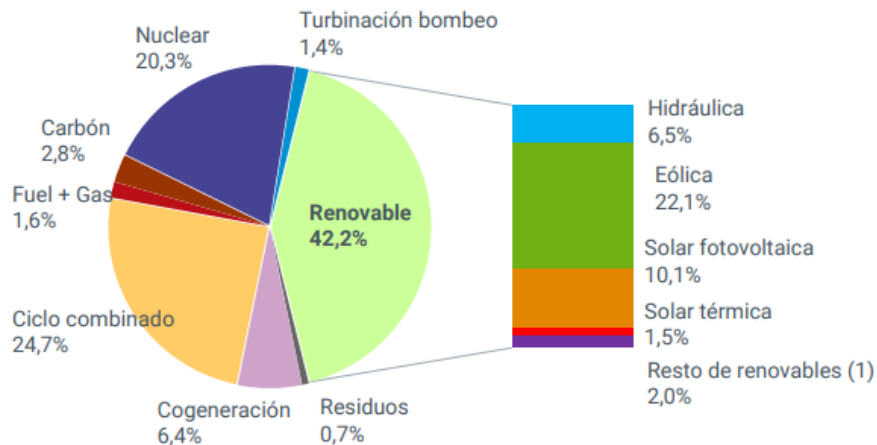


Figura 3.5. Evolución de la generación renovable y no renovable en España. %/MtCO<sub>2</sub> eq. [5]

La disminución de la energía renovable en 2022 se debe, en gran parte, a la reducción de la producción de energía hidráulica (39.7%), debido a las fuertes olas de calor y escasa precipitación. Los valores máximos se notan en la producción eólica y solar fotovoltaica, con 61.176 GWh y 27.864 GWh respectivamente



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeléctrica y residuos renovables.

Figura 3.6. Estructura de generación de energía eléctrica (%) [5]

La eólica es la tecnología renovable más importante, siendo un 22.1% de la producción total (61.176 GWh). Las instalaciones solares fotovoltaicas han crecido un 29.4% con respecto a 2021, con 27.864 GWh producido en total.

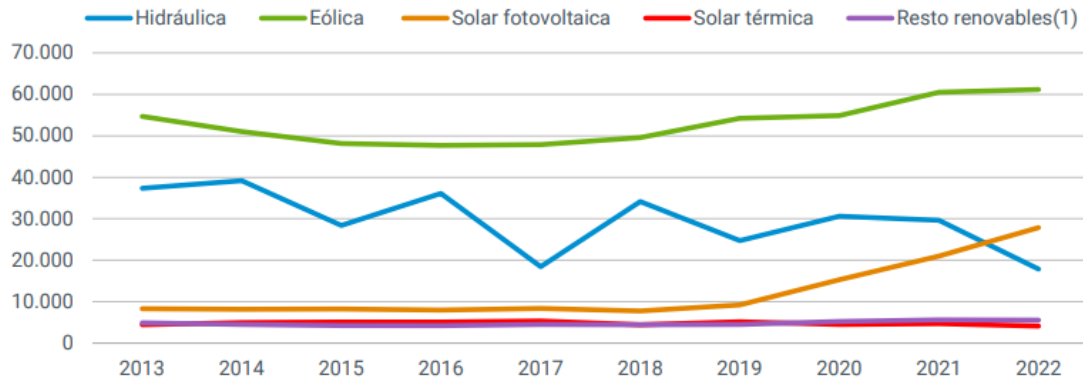


Figura 3.7. Evolución de la generación de energía renovable (GWh) [6]

En 2022 Castilla y León fue la comunidad autónoma que más energía renovable generó, con 20.744 GWh, siendo un 89.7% de su producción total.

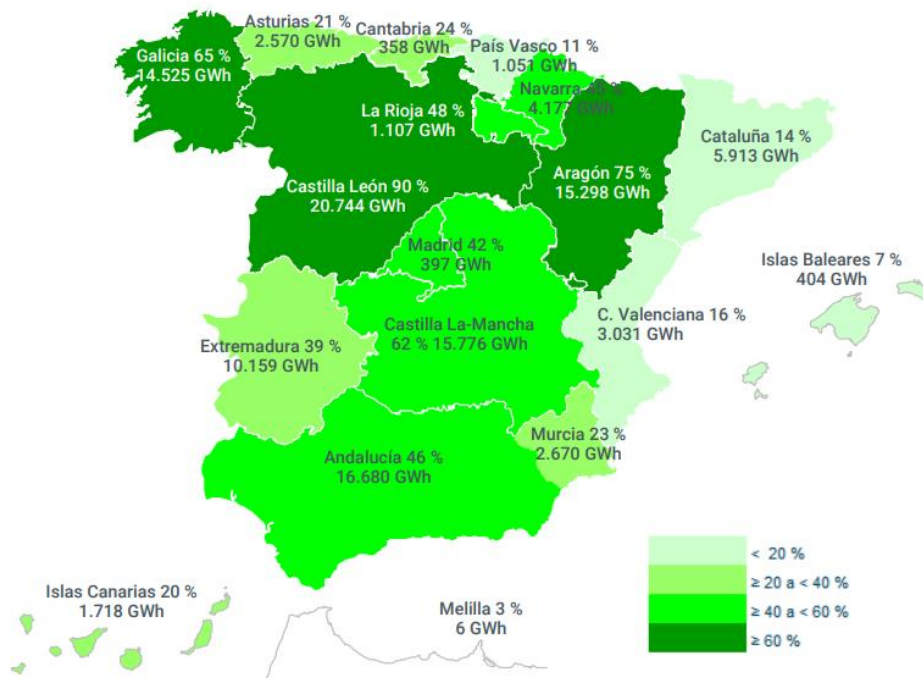


Figura 3.8. Ratio Generación renovable/generación (%) y Generación renovable (GWh)

## 3.2. Demanda de energía

### 3.2.1. A nivel mundial

A nivel mundial, la demanda de energía eléctrica obtuvo un récord máximo de 28.510 TWh. Las economías que más demandaron electricidad fueron China (8.840 TWh), Estados Unidos (4.335 TWh) y Europa (2.794 TWh).

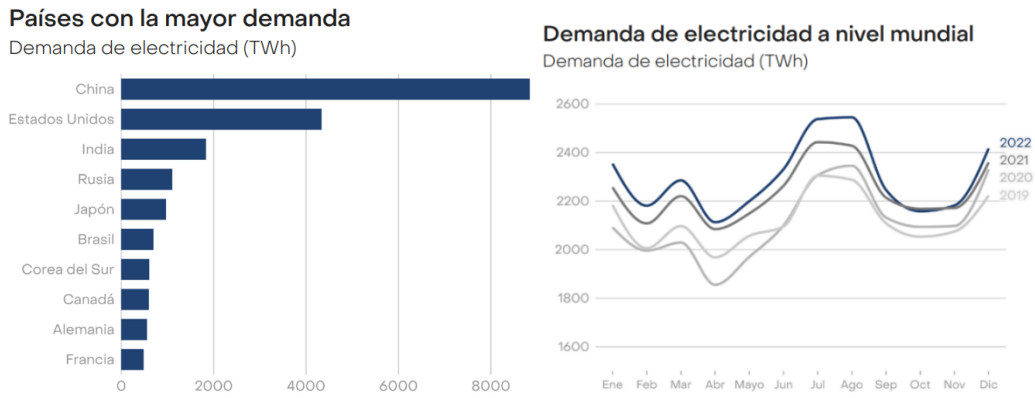


Figura 3.9. Países con mayor demanda y demanda de electricidad a nivel mundial [4]

### 3.2.2. En España

La demanda de energía eléctrica en España en 2022 descendió un 2,4% respecto 2021, demandando un total de 250.421 GWh. El máximo de la demanda se registró en verano, el 14 de julio entre las 14-15 horas con 38.003 MWh. [5]

### 3.3. Autoconsumo fotovoltaico en España

El Informe Anual sobre Autoconsumo Fotovoltaico del año 2022, elaborado por la Asociación de Empresas de Energía Renovable (APPA), arroja información de relevancia en relación con esta modalidad de generación eléctrica en España. [6]

Dentro del ámbito residencial, se materializó la instalación de 217.248 nuevas unidades con una capacidad total de 1.024 MW, presentando una potencia media de 4,6 kW por instalación. Mediante estas implantaciones, se generaron 4.564 GWh, lo que equivale al 1,8% de la demanda eléctrica a nivel nacional. Esta contribución permitió evitar la emisión de 931.000 toneladas de CO<sub>2</sub> durante el transcurso del año 2022.

En el contexto industrial, se implementaron 23.096 instalaciones, agregando una capacidad global de 1.625 MW, con una potencia promedio de 70 kW por instalación.

Estos datos posibilitan consolidar las cifras, concluyendo que la capacidad total instalada en sistemas de autoconsumo durante el año 2022 ascendió a 2.649 MW. De esta cifra, el 39% corresponde a instalaciones residenciales, mientras que el 61% restante pertenece al sector industrial. Es importante señalar que desde 2018, la capacidad anual instalada ha experimentado un crecimiento continuo de más del 90%.

En consecuencia, la capacidad instalada total existente para el autoconsumo eléctrico en España a finales del 2022 alcanza un valor de 5.211 MW.

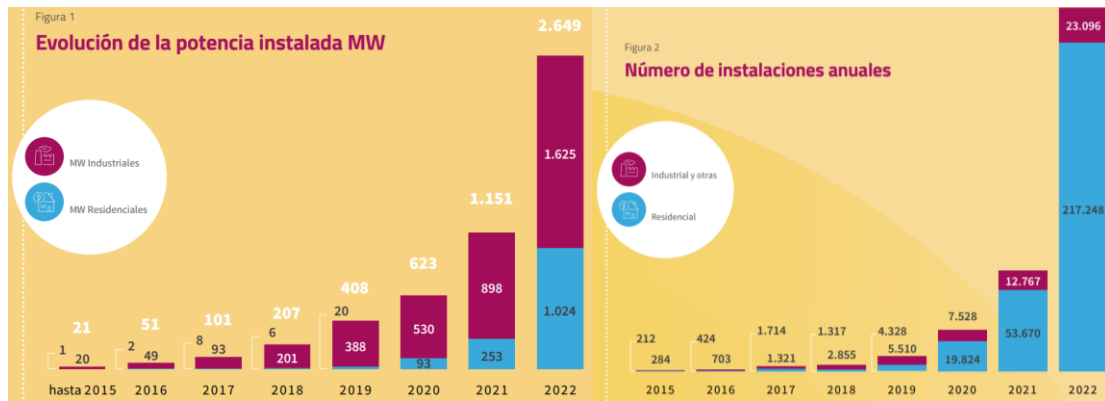


Figura 3.10. Evolución de la potencia instalada MW y número de instalaciones anuales [6]

El incremento en el autoconsumo eléctrico a través de fuentes de energía renovable, particularmente la fotovoltaica, ha repercutido en un aumento substancial en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. En 2022 se evitaron 931 mil toneladas de CO<sub>2</sub>.

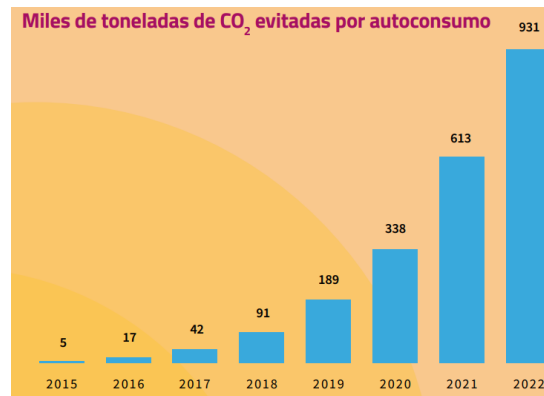


Figura 3.11. Miles de toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas por autoconsumo [6]

En cuanto a los datos de inversión en instalaciones fotovoltaicas, se observa que el promedio de costos para sistemas residenciales con una capacidad de 4,6 kW, excluyendo sistemas de almacenamiento, se sitúa en torno a los 7.855 €. En lo que respecta a las instalaciones industriales, con una capacidad promedio de 70 kW, la inversión media registrada es de 58.807 €.

A partir de los cálculos efectuados en el informe, se estima un ahorro potencial de 338 € por kW instalado en sistemas residenciales y de 280 € por kW en el ámbito industrial.

## CAPÍTULO 4: MARCO REGULATORIO y LEGAL

Este capítulo abordará la regulación del autoconsumo de energía eléctrica, que se encuentra establecida en el Real Decreto 244/2019. Dicho decreto regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas relacionadas con las distintas modalidades de autoconsumo de energía eléctrica, tal como fueron definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico. [7]

Se dividirá en dos tipos de instalaciones:

- Sin excedentes: Estas instalaciones están conectadas a la red de distribución o transporte, pero no tienen capacidad de inyectar la energía eléctrica excedente a dicha red.
- Con excedentes: Las instalaciones con excedentes se dividen en dos modalidades:
  1. Instalaciones con excedentes acogidas a compensación  
En este caso, los consumidores pueden inyectar el excedente de energía a la red y luego comprarla cuando la necesiten. Al final del periodo de facturación, se compensa el valor de la energía excedente inyectada con el coste de la energía comprada a la red, según lo establecido en el RD 244/2019.
  2. Instalaciones con excedentes no acogidas a compensación  
Si una instalación de energía renovable genera excedentes, estos se venden en el mercado eléctrico y se aplica un impuesto del 7%. El productor debe registrarse en el RAIPEE y debe cumplir con las obligaciones técnicas y fiscales.

### 4.1. Tramitación

A continuación se explicará de forma breve los distintos trámites a nivel estatal, autonómico, local y con la propia empresa distribuidora que se requieren a la hora de instalar sistemas de autoconsumo de energía. Todo dependerá de la modalidad de autoconsumo, la potencia instalada, la conexión y si es individual o colectiva.

Debido a la similitud de los trámites que se deben realizar, tanto en instalaciones de autoconsumo sin excedentes como con excedentes, se estudiarán conjuntamente y se recalcarán las diferencias entre ambas cuando sea oportuno.

Dichos trámites constan de los siguientes pasos:

- 1- Diseño de la instalación.

En conexiones de baja tensión y potencia de 10 kW o menos, se necesita una memoria técnica de diseño (MTD). Sin embargo, si la potencia es mayor a 10 kW, se debe redactar un proyecto técnico que debe ser firmado por un profesional competente.

Para las conexiones a la red de alta tensión, se requiere un proyecto técnico y un enlace de conexión a dicha red. Ambos documentos deben contener información técnica detallada sobre la instalación.

## 2- Permisos de Acceso y Conexión y Avales o garantías. Solicitud CAU.

Para las instalaciones de autoconsumo sin excedentes, no es necesario solicitar permisos de acceso y conexión ni presentar avales o garantías para la conexión. Además, no están sujetas a los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/631 sobre códigos europeos de red. Sin embargo, se debe solicitar un Código de Autoconsumo (CAU) a la compañía distribuidora para identificar de forma única la instalación. La empresa instaladora habilitada debe solicitar el CAU y agregarlo al certificado de instalación.

Las instalaciones en de autoconsumo con excedente de hasta 15 kW ubicadas en suelo urbanizado con dotaciones están libres de pedir permisos de acceso y conexión y no tienen que entregar avales o garantías.

En el caso de instalaciones menores de 15 kW conectadas en baja tensión en suelo no urbanizado, se puede utilizar el procedimiento previsto en el artículo 16 del RD 1183/2020, con la aplicación de la metodología y condiciones descritas en la Circular 1/2021 de la CNMC, para la concesión de los permisos, con plazos reducidos a la mitad y sin obligación de presentar garantías.

Instalaciones mayores de 15 kW deben seguir el procedimiento regulado en el RD 1183/2020.

## 3- Autorizaciones ambientales y de Utilidad pública

Las autorizaciones ambientales y de utilidad pública no son requeridas para instalaciones que generan energía, ya sea con o sin excedentes, y que poseen una capacidad de hasta 100 kW, siempre y cuando no estén ubicadas en áreas protegidas. No obstante, las instalaciones que superen los 100 kW de capacidad y que estén conectadas a la red eléctrica de alta tensión o sean parte de proyectos de autoconsumo colectivo podrían estar sujetas a la necesidad de obtener dichas autorizaciones y permisos.

## 4- Autorización administrativa previa y de construcción

Las instalaciones de generación eléctrica que tengan una capacidad igual o inferior a 100 kW y estén conectadas a redes eléctricas con una tensión de hasta 1 kV no requieren obtener una autorización administrativa previa ni una autorización de construcción. Sin embargo, en el caso que no se cumplan las anteriores características, será necesario obtener una autorización administrativa. En algunas situaciones, las instalaciones de generación eléctrica que se conecten a alta tensión pueden no requerir una autorización, pero la infraestructura de enlace a la red podría necesitarla.

## 5- Licencia de obras e impuesto de construcciones y obras (ICIO)

Es necesario obtener el permiso de obras de acuerdo con las regulaciones municipales vigentes en el lugar seleccionado para la instalación.

## 6- Ejecución de las instalaciones

Las instalaciones de autoconsumo eléctrico de hasta 100 kW deben cumplir con los reglamentos técnicos correspondientes según el tipo de conexión: REBT e ITC-BT-40 para baja tensión, y RIAT para alta tensión.

Deben contar con un contador bidireccional en el punto de consumo y un sistema anti vertido para evitar la cesión de energía a la red eléctrica. Las especificaciones técnicas se encuentran en diversas normativas.

#### 7- Inspección inicial e inspecciones periódicas

En líneas generales, las instalaciones que se ajustan al Reglamento Electrónico de Baja Tensión (REBT) normalmente no requieren una inspección inicial, aunque algunas pueden necesitarla en función de su potencia y ubicación, siendo realizada por un Organismo de Control. Sin embargo, las instalaciones construidas de acuerdo con el Reglamento de Instalaciones de Alta Tensión (RIAT) sí deben someterse a un trámite de inspección inicial, según lo establecido en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-AT-23.

Estas mismas reglas se aplican también a las inspecciones periódicas que deben llevarse a cabo cada 5 años para instalaciones de baja tensión y cada 3 años para instalaciones de alta tensión.

#### 8- Certificados de instalación y/o certificados fin de obra

Una vez finalizada la instalación eléctrica, se requiere presentar el certificado de instalación ante el órgano competente de la comunidad autónoma para obtener la certificación que acredite la conclusión de la obra. En las instalaciones de baja tensión con una potencia igual o menos a 10 kW, la empresa instaladora emite el certificado de instalación. Por otro lado, si estas tienen una potencia superior a 10 kW, es necesario contar con un certificado final de obra firmado por un técnico competente.

En el caso de instalaciones de alta tensión, es fundamental cumplir con los requisitos establecidos en el Reglamento de Instalaciones de Alta Tensión. Algunas comunidades autónomas también requieren una declaración responsable del titular de la instalación, y podrían solicitar información adicional para ser remitidas a la Dirección General de Política Energética y Minas, con el fin de inscribir la instalación en el Registro Administrativo de Autoconsumo.

#### 9- Autorización de Explotación

El trámite de autorización de explotación de una instalación es competencia autonómica, salvo en casos especiales, y puede requerir un trámite específico para instalaciones con una capacidad superior a 100 kW. En instalaciones conectadas en alta tensión, se aplicará lo establecido tanto en la normativa autonómica como en la ITC-RAT-22 del RIAT. Algunas comunidades autónomas pueden dividir el proceso en dos etapas: una autorización de explotación en pruebas y, posteriormente, una autorización de explotación definitiva, siendo esta la que permite la cancelación de la garantía presentada.

#### 10- Contrato de acceso y contrato de suministro del consumidor

Las instalaciones de autoconsumo si ya disponen de un contrato de acceso para el suministro eléctrico del consumidor, no es necesario obtener un contrato específico de acceso y conexión con la compañía distribuidora. Sin embargo, si no cuentan con este, deberán formalizar uno nuevo y posteriormente adaptarlo para incluir la modalidad de autoconsumo.

En el caso de instalaciones que generan excedentes y se benefician de un sistema de compensación, los consumidores deben negociar el precio al cual se evaluarán dichos excedentes.

#### 11- Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares

Las instalaciones de autoconsumo eléctrico sin excedentes, tanto en modalidades individuales como colectivas dentro de una red interna, no es necesario formalizar un contrato de acceso específico para los servicios auxiliares de producción. Estos consumos quedan comprendidos y amparados por el contrato de suministro eléctrico preexistente.

Sin embargo, en el caso de las instalaciones con excedentes, se puede evitar la necesidad de un contrato específico para el consumo adicional si se cumplen ciertos criterios como, la proximidad de las instalaciones a la red interna, el uso de tecnologías renovables con una capacidad menor de 100 kW y el bajo consumo anual de energía para estos servicios auxiliares.

#### 12- Licencia de actividad

Las instalaciones de autoconsumo eléctrico sin excedentes no realizan ninguna actividad económica, por lo tanto, no se requiere ningún trámite administrativo. No obstante, se sugiere consultar con el ayuntamiento para confirmar si es necesario realizar algún procedimiento específico en su jurisdicción.

En el caso de las instalaciones de autoconsumo con excedentes acogidas a compensación, no se necesita tramita una licencia de actividad económica. Sin embargo, para las instalaciones de autoconsumo con excedentes que no estén acogidas a compensación y tengan la posibilidad de vender el exceso de energía al mercado, es posible que se requiera dicho trámite. En este caso, se recomienda consultar con el ayuntamiento correspondiente para obtener información precisa sobre los requisitos locales.

#### 13- Acuerdo de reparto y Contrato de compensación de excedentes

Los consumidores deben llegar a un acuerdo sobre cómo repartir la energía generada por dicha instalación. Este acuerdo se registra en un documento denominado "Acuerdo de reparto de energía". Es importante destacar que este tipo de acuerdo no es aplicable a instalaciones individuales, ya que solo aplica a colectivas.

Por otro lado, en el caso de instalaciones colectivas de autoconsumo con excedentes, existe la posibilidad de acogerse al mecanismo de compensación, siempre que se cumpla ciertos requisitos establecidos por la normativa. En este contexto, el "Acuerdo de compensación de excedentes" reemplaza el contrato de compensación que se

suscribía anteriormente. Ambos acuerdos deben ser presentados y remitidos a la compañía distribuidora para su correcta aplicación y gestión.

#### 14- Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo

El Real Decreto 244/2019 autoriza a las comunidades autónomas a establecer registros de autoconsumo, aunque no es obligatorio hacerlo. No obstante, independientemente de si existe un registro autonómico o no, la información de las instalaciones de autoconsumo debe ser enviada a la Dirección General de Política Energética y Minas para su inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo.

Las instalaciones de autoconsumo sin excedentes que tengan una capacidad menor a 100 kW y estén conectadas a la red eléctrica de baja tensión están exentas de llevar a cabo este trámite, a diferencia de las que tienen una capacidad superior a 100 kW, que sí deben cumplir con este requisito.

#### 15- Inscripción en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica

El registro administrativo de autoconsumo es obligatorio para todas las instalaciones sin excedentes. Es gratuito y se realiza por vía telemática.

#### 16- Inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPEE)

El autoconsumo sin excedentes no necesita ser registrado en RAIPEE, ya que no se considera una instalación de producción de energía eléctrica.

Por otro lado, las instalaciones de autoconsumo eléctrico con excedentes y una potencia mayor a 100 kW deben inscribirse siguiendo el procedimiento existente para instalaciones de producción y, a través de la comunidad autónoma correspondiente.

#### 17- Contrato de representación en mercado para venta de energía

Las instalaciones de autoconsumo sin excedente no requieren establecer un contrato de representación para la venta de energía, dado que no se realizan inyecciones de energía a la red eléctrica.

En cambio, para las instalaciones de autoconsumo con excedentes que no se acojan al mecanismo de compensación, es necesario formalizar un acuerdo con una compañía comercializadora para la venta de la energía excedente, además de cumplir con las obligaciones fiscales y tributarias correspondientes. También tiene la posibilidad de vender directamente en el mercado eléctrico, pero para ello, deben registrarse como sujetos de mercado generadores y seguir los procedimientos requeridos por el operador del sistema y del mercado eléctrico.

#### 18- Notificaciones operacionales

El Real Decreto 647/2020 establece las normas para la implementación de los códigos de conexión de ciertas instalaciones eléctricas en España. El proceso de puesta en marcha de estas instalaciones ha sido modificado para que el titular demuestre al gestor de la red que cumple con los requisitos técnicos correspondientes. Las instalaciones con

excedentes y una potencia menor a 15 kW ubicadas en áreas urbanizadas están exentas de cumplir con el Reglamento (UE) 2016/631 sobre códigos europeos de red.

Este procedimiento abarca desde la activación inicial de los Módulos de Generación de Electricidad (MGE) hasta su puesta en funcionamiento definitivo o comercial. Para las MGE conectadas al Sistema Eléctrico Peninsular (SEPE), se realiza una clasificación según su nivel de relevancia y se aplican los requisitos técnicos de manera progresiva. También existen guías de puesta en servicio para los MGE conectados a la red de distribución, donde se detalla la información y documentación que deben proporcionar los titulares para solicitar las Notificaciones Operacionales, así como las acciones que deben llevar a cabo.

Todo lo anterior se puede resumir en los siguientes dos esquemas, siendo el primero sobre las instalaciones sin excedentes y el segundo con excedentes.

<b>Instalaciones en autoconsumo SIN EXCEDENTES</b>		
<b>1. Diseño de la instalación</b>		
BT – P ≤ 10 kW Memoria técnica	BT – P > 10 kW Proyecto técnico	AT Proyecto técnico
		Distribuidora
Exentas del permiso. Necesario solicitar CAU		
<b>3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública</b>		
BT – P ≤ 100 kW Consultar CC.AA	BT – P > 100 kW Consultar CC.AA	AT Consultar CC.AA
		Admón. autonómica
<b>4. Autorización administrativa previa y de construcción</b>		
BT – P ≤ 100 kW Exentas	BT – P > 100 kW Consultar CC.AA. Posible exención hasta 500 kW	AT Consultar CC.AA.
		Admón. local
<b>5. Licencia de obras</b>		
Consultar la normativa particular del Ayuntamiento del emplazamiento elegido		
<b>6. Ejecución de la instalación</b>		
<b>7. Inspección inicial e inspecciones periódicas</b>		
BT – P ≤ 100 kW Consultar CC.AA	BT – P > 100 kW Consultar CC.AA	AT Consultar CC.AA
		Admón. autonómica
<b>8. Certificados de instalación y/o certificados fin de obra</b>		
BT – P ≤ 10 kW Certificado instalación	BT – P > 10 kW Certificado instalación Certificado fin de obra	AT Documentación puesta en servicio AT según el Reglamento AT
		Admón. autonómica
<b>9. Autorización explotación</b>		
BT – P ≤ 100 kW No necesita trámite Certificado instalación	BT – P > 100 kW Consultar CC.AA	AT Consultar CC.AA

<b>10. Contrato de acceso y contrato de suministro del consumidor</b>			Distribuidora o Comercializadora
BT – P<100 kW	BT – P≥100 kW	AT	
Distribuidora modifica <b>contrato de acceso</b> con información de las CC.AA	Consumidor solicita cambio del <b>contrato de acceso</b>	Consumidor solicita cambio del <b>contrato de acceso</b>	
En todos los casos, debe modificarse el <b>contrato de suministro</b> del consumidor con su comercializadora para reflejar la modalidad de autoconsumo elegida			
<b>11. Contrato de suministro de energía servicios auxiliares</b>			Distribuidora o Comercializadora
Exentas			
<b>12. Licencia de actividad</b>			Admón. local
Exentas. Consultar normativa particular del Ayuntamiento del emplazamiento elegido			
<b>13. Acuerdo de reparto y Contrato compensación excedentes</b>			Distribuidora o Comercializadora
Individual	No aplica		
Colectiva	No existe contrato. Notificación a la ED a través de la comercializadora del acuerdo de reparto y compensación		
<b>14. Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo</b>			Admón. autonómica
BT – P<100 kW	BT – P≥100 kW	AT	
Trámite de oficio en las CC.AA. donde exista	Sí, si existe	Sí, si existe	
<b>15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica</b>			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Trámite de oficio realizado a través de las CC.AA., que enviarán la información al Ministerio por vía telemática			
<b>16. Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPEE)</b>			Admón. autonómica
No aplica			
<b>17. Contrato de representación en mercado</b>			Comercializadora
No aplica			

Figura 4.1. Tramitación de instalaciones de autoconsumo SIN EXCEDENTES [8]

Instalaciones en autoconsumo CON EXCEDENTES				
<b>1. Diseño de la instalación</b>				
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT		
Memoria técnica	Proyecto técnico	Proyecto técnico		
				Distribuidora
<b>2. Permisos de acceso y conexión / Aavales o garantías</b>				
Siempre debe solicitarse el CAU				
Suelo urbano con dotaciones y servicios requeridos por la legislación		Otra tipología de suelo		
Permiso de acceso y conexión				
BT – P≤15 kW	BT – P>15 kW	AT	BT	AT
Exentas	Sí	Sí	Sí	Sí
Aavales o garantías – 40 €/kW				
P ≤ 100 kW		P > 100 kW		
Exentas		Sí		
Tramitación de acceso y conexión para aquellas instalaciones que lo precisen				
BT – P≤15 kW	BT – 15 kW<P<100kW	AT		
RD 1183/2020 - RD 1699/2011		RD 1183/2020 - RD 1955/2000 - RD 1699/2011		
				Admón. autonómica
<b>3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública</b>				
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT		
Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	Consultar CC.AA		

<b>4. Autorización administrativa previa y de construcción</b>			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Exentas	Consultar CC.AA. Posible exención hasta 500 kW	Sí	
<b>5. Licencia de obras</b>			Admón. local
Consultar la normativa particular del Ayuntamiento del emplazamiento elegido			
<b>6. Ejecución de la instalación</b>			
<b>7. Inspección inicial e inspecciones periódicas</b>			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	
<b>8. Certificados de instalación y/o certificados fin de obra</b>			Admón. autonómica
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT	
Certificado instalación	Certificado instalación Certificado fin de obra	Documentación puesta en servicio AT según el Reglamento AT	
<b>9. Autorización explotación</b>			Admón. autonómica
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT	
No necesita trámite Certificado instalación	Sí - Consultar CC.AA	Sí - Consultar CC.AA	
<b>10. Contrato de acceso y contrato de suministro del consumidor -</b>			Distribuidora o Comercializadora
BT – P<100 kW	BT – P≥100 kW	AT	
Distribuidora modifica <b>contrato de acceso</b> con información de las CC.AA	Consumidor solicita cambio del <b>contrato de acceso</b>	Consumidor solicita cambio del <b>contrato de acceso</b>	
En todos los casos, debe modificarse el <b>contrato de suministro</b> del consumidor con su comercializadora para reflejar la modalidad de autoconsumo elegida			
<b>11. Contrato de suministro de energía servicios auxiliares</b>			Distribuidora o Comercializadora
<b>Obligatorio</b> salvo los casos donde los servicios auxiliares se consideren despreciables. Se pueden unificar con el contrato de consumo en ciertos casos			
<b>12. Licencia de actividad</b>			Admón. local
<b>Acogidas a COMPENSACIÓN</b>		Exentas. Consultar normativa Ayuntamiento	
<b>No acogidas a COMPENSACIÓN</b>		Sí. Consultar normativa Ayuntamiento	
<b>13. Acuerdo de reparto y Contrato compensación excedentes</b>			Distribuidora o Comercializadora
Individuales	<b>Acogidas a COMPENSACIÓN</b>	Contrato de compensación de excedentes	
	<b>No acogidas a COMPENSACIÓN</b>	No aplica	
Colectivas	<b>Acogidas a COMPENSACIÓN</b>	Acuerdo de reparto + Contrato compensación	
	<b>No acogidas a COMPENSACIÓN</b>	Acuerdo de reparto	
<b>14. Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo</b>			Admón. autonómica
BT – P<100 kW	BT – P≥100 kW	AT	
Trámite de oficio en las CC.AA. donde exista	Sí, si existe	Sí, si existe	
<b>15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica</b>			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Trámite de oficio realizado a través de las CC.AA., que enviarán la información al Ministerio por vía telemática			
<b>16. Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE)</b>			Admón. autonómica
<b>Acogidas a COMPENSACIÓN</b>		No aplica	
<b>No acogidas a COMPENSACIÓN</b>		Sí. Para P≤100 kW no es obligatorio.	

17. Contrato de representación en mercado		Comercializadora
Acogidas a COMPENSACIÓN	No aplica	
No acogidas a COMPENSACIÓN	Sí.	
18. Notificaciones Operacionales		Gestor de red
SIN excedentes	Exentas	
CON excedentes < 15kW		
CON excedentes (resto)	Sí.	

Figura 4.2. Tramitación de instalaciones de autoconsumo CON EXCEDENTES [8]

## 4.2. Subvenciones para instalaciones fotovoltaicas en viviendas

Para promover la transición energética en España, se cuenta con diversas ayudas y subvenciones para ayudar a los habitantes a construir instalaciones fotovoltaicas en los hogares. En la Comunidad Autónoma de Madrid se cuenta con las siguientes [8]:

- Subvenciones de fondos europeos Next Generation al autoconsumo

Proviene de los fondos NextGenerationEU. Son gestionadas a través del IDEA por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, que a su vez deja a las Comunidades Autónomas el reparto de estas. Las ayudas llegan hasta el 40% en el caso de viviendas particulares, pero dependerán de la potencia instalada y tipo de instalación. En el caso de autoconsumo fotovoltaico, pueden subvencionarse hasta 600 €/kWp para sector residencial.

- Subvenciones de la Comunidad Autónoma de Madrid (CAM) para el autoconsumo

Se debe tener, al menos, un autoconsumo energético del 30% de la vivienda y no son compatibles con las anteriores.

- Ayudas fiscales en la Comunidad Autónoma de Madrid.
- Bonificación del IBI: Va desde un 30% hasta un 50% dependiendo de la ciudad madrileña.
- Deducciones del IRPF: Si se posee un autoconsumo de más del 30%, se puede deducir el IRPF hasta un 60%.
- Bonificaciones del ICIO

# CAPÍTULO 5. INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICA

## 5.1. Efecto fotoeléctrico

En 1887, Heinrich Hertz realizó un descubrimiento trascendental al identificar el fenómeno del efecto fotoeléctrico, el cual se manifiesta cuando la luz incide sobre un metal y provoca la expulsión de electrones. Los materiales capaces de liberar electrones al absorber radiación electromagnética son denominados "fotoemisores". [9]

El efecto fotoeléctrico encuentra aplicación en la generación de corriente eléctrica, dado que la corriente eléctrica depende del movimiento de electrones. Específicamente, son los fotones, partículas sin masa pero portadoras de energía que constituyen la luz, los que desempeñan el papel clave al liberar los electrones.

Cuando un fotón de luz impacta sobre un electrón en el metal, si el fotón posee suficiente energía, la cede al electrón, permitiéndole liberarse de su átomo al romper la atracción que lo mantenía unido. Estos electrones liberados, conocidos como "electrones de valencia", se encuentran en la capa más externa del átomo, lo que facilita su liberación debido a su ubicación distante del núcleo. Habitualmente, estos electrones de valencia se hallan enlazados con otros electrones cercanos del átomo a través de enlaces covalentes.

Cuando un fotón expulsa un electrón, también se rompe este enlace covalente, generando un vacío conocido como "par electrón-hueco". Este par puede recombinarse cuando un electrón ocupa el espacio vacío, liberando la energía que el fotón previamente transfirió al electrón liberado.

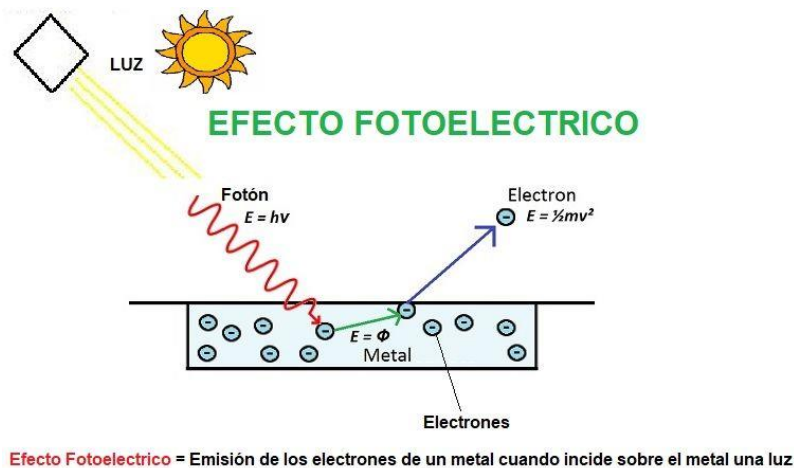


Figura 5.1. Efecto fotoeléctrico [9]

La "energía de enlace" es la cantidad mínima de energía requerida para romper un enlace y generar un par electrón-hueco. Esta energía es constante y varía según el

material. Por ejemplo, para el silicio que se utiliza en células solares, la energía de enlace es de 1.12 electronvoltios (eV).

La energía de un fotón está directamente relacionada con la longitud de onda de la luz a la que pertenece, cuanto más corta es la longitud de onda de la luz, mayor es la energía del fotón asociado. Esta relación entre energía y longitud de onda se rige por la constante de Planck y la velocidad de la luz en el vacío, conocida como la relación de Planck-Einstein.

$$E = \frac{h \cdot c}{\lambda}$$

Siendo h, la constante de Planck; c, la velocidad de la luz en el vacío y  $\lambda$ , la longitud de onda de la luz.

La luz puede exhibir diversas longitudes de onda, lo que implica que los fotones portan distintas cantidades de energía. Cuando la energía de un fotón es insuficiente para igualar o superar la energía de enlace del material, el fotón atraviesa el material sin liberar electrones.

Las longitudes de onda de la luz se dividen en tres zonas principales, en orden ascendente de longitud: ultravioleta, visible e infrarroja. Cada zona representa fotones con energías específicas, y solo aquellos con la suficiente energía pueden causar el efecto fotoeléctrico, liberando electrones. Los fotones con energía menor simplemente atraviesan el material sin generar este fenómeno.

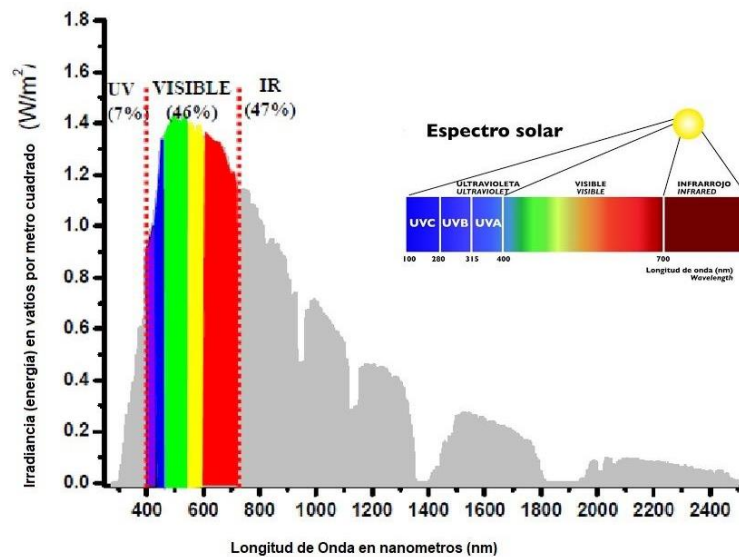


Figura 5.2. Energía de la luz en función de su longitud de onda [9]

## 5.2. Efecto fotovoltaico. Células y módulos fotovoltaicos.

Después de examinar el fenómeno del efecto fotoeléctrico, es relevante establecer una distinción entre este fenómeno y el efecto fotovoltaico, a fin de comprender por qué existe una frecuente confusión entre ambos. El efecto fotoeléctrico está asociado con la

liberación de electrones libres, mientras que el efecto fotovoltaico capitaliza el movimiento de estos electrones para generar corriente eléctrica en celdas o paneles solares. [10]

Los paneles solares se componen de un conjunto de células solares, que consisten en placas elaboradas con un material fotoeléctrico que convierte la energía solar en electricidad mediante el fenómeno fotovoltaico.

En el contexto de los paneles fotovoltaicos, el elemento fotoeléctrico más empleado es el silicio cristalino. Este material, un semiconductor, se compone de átomos que establecen enlaces covalentes y presentan cuatro electrones de valencia. Para mejorar la conductividad del silicio, se introduce impurezas que modifican la cantidad de electrones de valencia presentes. Mediante la incorporación de átomos de fósforo, con cinco electrones de valencia, se forma una región con exceso de electrones, conocida como capa n. En contraste, la inclusión de átomos de boro, que poseen tres electrones de valencia, crea una región con exceso de huecos, denominada capa p. La capa n se sitúa en la parte exterior de la placa; así, cuando la radiación solar impacta la placa, se produce un movimiento de electrones desde la capa n hacia la capa p debido al efecto fotoeléctrico. Al llegar los electrones de la capa n a la capa p, se recombinan con los huecos, generando una carga más negativa en la parte n y una carga más positiva en la parte p. Este desequilibrio de cargas produce una diferencia de potencial en el interior de la celda, que al conectar dos puntos mediante un circuito, genera corriente eléctrica.

Las células solares típicas abarcan una superficie aproximada de 2 centímetros cuadrados y producen alrededor de 4 W de potencia, con una tensión de 0,5 V y una intensidad cercana a los 7 A. Dado que estos valores resultan insuficientes para la generación eléctrica, se interconectan múltiples celdas en serie, formando paneles fotovoltaicos compuestos por 36 a 96 celdas. Aunque la intensidad es uniforme en todo el panel, la tensión se suma al conectarlas en serie, lo que resulta en un incremento de la potencia. No obstante, en el proceso de interconexión mediante soldadura, surgen pérdidas debido a las disparidades en las corrientes generadas por las diversas celdas.

En la actualidad, existen diversos tipos de células solares, siendo las más populares las de silicio monocristalino y policristalino. La distinción entre estas radica principalmente en el proceso de fabricación. El silicio monocristalino, derivado de silicio puro fundido y dopado con boro, presenta un mayor número de cristalizaciones en comparación con el policristalino, lo que resulta en una apariencia más uniforme y una eficiencia superior. En los últimos años, ha cobrado relevancia el silicio amorfo para aplicaciones de capas delgadas. A pesar de su menor eficiencia, estas células poseen la ventaja de poder depositarse en forma de láminas delgadas debido a su flexibilidad. Entre sus beneficios destacan ahorros de costos y una mejor resistencia ante sombras y altas temperaturas. Algunas de las características de dichas células son:

CÉLULA	RENDIMIENTO O DIRECTO	CARACTERÍSTICAS	FABRICACIÓN
--------	-----------------------	-----------------	-------------




MONOCRISTALINO		18-22%	Colores azules homogéneos y con conexión entre células. (Czochralsky)	Se fabrica a partir de silicio puro fundido y dopado con boro.
POLICRISTALINO		13-20%	Superficie estructurada con diversos tonos azules.	Monocrystalin o con menos fases de cristalización.
AMORFO (FLEXIBLES)		<10%	Color homogéneo marrón, sin conexiones visibles entre células.	Como ventaja, se puede depositar como lámina delgada.

Tabla 5.1. Principales tipos de células solares [11]

Adicionalmente, se están investigando nuevos tipos de células, como las bifaciales, capaces de aprovechar la radiación incidente en la parte posterior del panel para incrementar la producción eléctrica en un 15%. Asimismo, se desarrollan células de concentración, que utilizan lentes o espejos para aumentar la potencia solar captada. No obstante, estos sistemas aún presentan un coste superior.

Después de realizar un estudio detallado de las células fotovoltaicas, se analizan las distintas partes que conforman los paneles fotovoltaicos [10]:

- Cristal: Esta es la parte estructural del módulo y generalmente está hecho de vidrio templado con bajo contenido de hierro para minimizar las pérdidas. También cuenta con una capa anti-reflectante para reducir la reflexión de los rayos solares. Un marco de aluminio se sitúa sobre el cristal para protegerlo de los elementos atmosféricos.
- Encapsulado: Entre las celdas solares, existe un material encapsulante que las protege y las mantiene en su lugar.
- Celdas fotovoltaicas
- Backsheet: La cubierta posterior, conocida como "backsheet", proporciona aislamiento y protección adicional a las celdas solares contra la humedad y otros elementos externos.
- Caja de conexiones: En el panel se incluye una caja de conexiones que contiene los terminales eléctricos y diodos, permitiendo la interconexión de las celdas y el flujo de corriente hacia y desde el panel.

### **PARTES DE UN PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO**

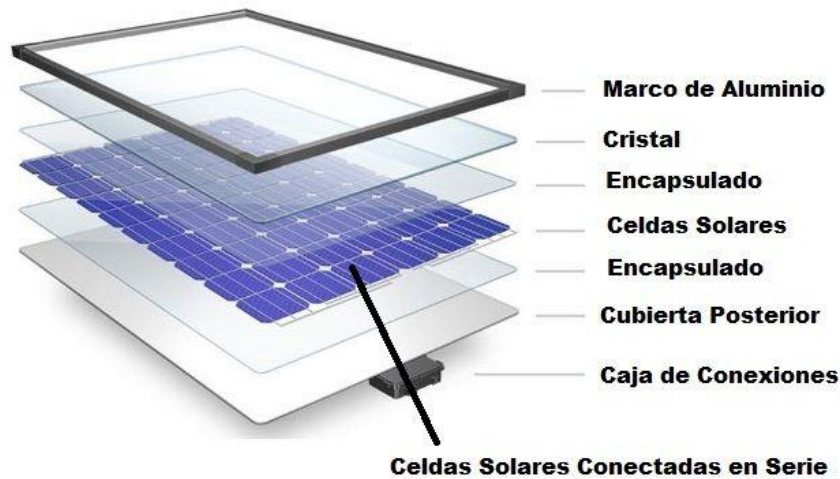


Figura 5.3. Partes de un panel solar fotovoltaico [10]

Las características de funcionamiento de los paneles solares, dependerán, principalmente de la tensión e intensidad, representado en la Figura 5.4. [10]

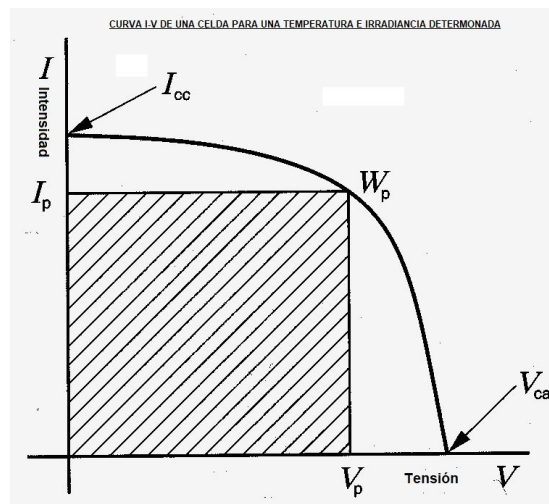


Figura 5.4. Curva característica I-V [10]

La curva característica de un panel fotovoltaico a 25°C y una irradiación de 1000 W/m<sup>2</sup> se define mediante los siguientes parámetros:

- Corriente de cortocircuito (ICC): Máxima corriente cuando el circuito se cortocircuita en los bornes, sin carga. Generalmente, alrededor de 3 A.
- Tensión de circuito abierto (Vca): Máxima tensión cuando no hay carga conectada a los bornes. Usualmente, cerca de 20 V.
- Punto de máxima potencia (Ip, Vp): Máxima potencia entregada (Wp) con corriente (Ip) y tensión (Vp) menores que los valores de cortocircuito y circuito abierto.

Estos parámetros son cruciales para seleccionar el panel adecuado. Otros factores importantes son:

- Factor de forma (FF): Relación entre la potencia máxima y el producto de  $I_{cc}$  y  $V_{ca}$ , típicamente entre 0.7 y 0.8, que verifica la calidad de la célula.
- Eficiencia o rendimiento: Cociente entre la máxima potencia del panel y la potencia solar incidente, generalmente en el rango del 10-18%, indicando su eficacia en convertir la luz solar en electricidad.

### 5.3. Inversores

La función principal del inversor solar fotovoltaico es transformar la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna, la cual es la forma de energía eléctrica utilizada en la mayoría de los electrodomésticos y dispositivos en los hogares. Esto se logra mediante el uso de componentes de electrónica de potencia, como transistores, tiristores, bobinas y condensadores. [12]

Existen inversores con distintos sistemas de conversión de energía:

- 1- Inversores String o de cadena: Utilizados en pequeñas instalaciones solares, conectan los paneles solares en serie, o también en paralelo, y dirigen la energía generada a un solo inversor. Son económicos y de fácil mantenimiento, pero pueden mostrar ineficiencias si algunos paneles están sombreados o tienen un rendimiento inferior.
- 2- Sistemas de microinversores: En este caso, cada panel solar tiene su propio inversor de corriente, instalado individualmente en la cubierta. Los microinversores son más eficientes, permitiendo el monitoreo y optimización del rendimiento de cada panel de manera individual. Sin embargo, son más costosos y pueden requerir un mantenimiento más complejo.
- 3- Optimizadores de potencia: Estos dispositivos se ubican junto a los paneles solares en la cubierta. Su función es regular el voltaje de salida de la corriente para igualar la tensión de todos los paneles, mejorando la eficiencia del inversor central y optimizando el aprovechamiento de la energía generada. Esta configuración ofrece un mayor rendimiento, pero implica un mayor costo y complejidad en el mantenimiento.



Figura 5.5. Ejemplo de inversor (String o de cadena) [12]

## 5.4. Diodos

Un diodo es un dispositivo semiconductor que permite el flujo de corriente eléctrica en un solo sentido y bloquea el flujo en el sentido contrario. En los paneles solares fotovoltaicos, los diodos se utilizan para prevenir el consumo de energía cuando las células solares están sombreadas o dañadas. [13]

Existen dos tipos de diodos en los paneles solares:

- Diodos de bypass: Se colocan en paralelo con las células solares y permiten que la corriente fluya alrededor de las células sombreadas o dañadas, evitando que afecten al rendimiento general del panel.
- Diodos de bloqueo: Se colocan en paralelo con las células solares para evitar que la energía almacenada en las baterías se descargue a través de los paneles cuando no hay radiación solar.

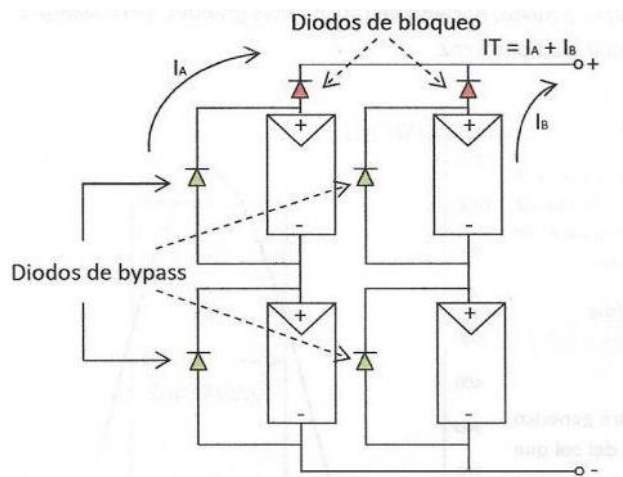


Figura 5.6. Conexión de diodos de bloqueo y bypass [14]

## 5.5. Baterías solares

Las baterías son dispositivos diseñados para el almacenamiento de energía eléctrica, permitiendo suministrar energía en momentos en que los paneles solares no generan suficiente, como durante la noche o en condiciones de baja luminosidad. [15]

Estas baterías operan mediante una conversión de energía eléctrica en energía química a través de una reacción en el electrolito, el cual consiste en una solución de ácido sulfúrico y agua. La electricidad fluye desde la batería al establecer un circuito eléctrico entre los polos positivo y negativo.

La diversidad de acumuladores solares obedece a distintas tecnologías adoptadas por los fabricantes de baterías para aplicaciones fotovoltaicas. La elección acertada requiere una comprensión de sus diferencias, ya que las necesidades varían en las instalaciones fotovoltaicas. Estas son las principales categorías en función de la tecnología [15]:

- Baterías de Plomo Ácido Abierto: Esta tecnología es menos avanzada, con una vida útil de 300 ciclos de carga. En un uso diario, su duración sería inferior a un año. Diseñadas para demandas pequeñas como en autocaravanas, pueden descargarse hasta un 60%. A diferencia de otras tecnologías, requieren mantenimiento.
- Baterías AGM: Estas baterías tienen un ciclo de vida mayor, 500 ciclos de carga y descarga. Aunque también empleadas en caravanas y con una descarga de hasta un 60%, superan a las de ácido abierto al no necesitar mantenimiento.
- Baterías de Gel: Apropriadas para consumos reducidos en viviendas, estas baterías cuentan con una vida útil extensa de 1.200 ciclos y una descarga del 60%.
- Baterías Solares Estacionarias: Una tecnología avanzada que ofrece 3.000 ciclos de carga y descarga, con una capacidad de descarga de hasta un 80%. Son idóneas para viviendas grandes o desconectadas de la red eléctrica.
- Baterías de Litio: Las baterías de litio, destacan con hasta 6.000 ciclos de carga y descarga, permitiendo una descarga casi completa. Diseñadas para viviendas con altos consumos o aisladas, además se distinguen por su peso reducido. Estas baterías son las más usadas en el ámbito residencial para instalaciones de autoconsumo eléctrico.

Para seleccionar una batería adecuada, es esencial considerar las propiedades que limitan su desempeño y se adaptan a las necesidades específicas:

- Capacidad: Indica la cantidad de corriente que puede obtenerse de una descarga completa de la batería cuando se encuentra completamente cargada. Se mide en cantidad de corriente por hora (A\*h).
- Eficiencia de carga: Representa la relación entre la energía utilizada para cargar la batería y la energía almacenada en ella. Se busca una alta eficiencia de carga para aprovechar al máximo la energía durante el proceso de carga.
- Autodescarga: Algunas baterías sufren una descarga gradual cuando no están en uso.
- Profundidad de descarga: Indica la cantidad de energía extraída de una batería en relación con su capacidad total. Es un factor crucial para gestionar adecuadamente la capacidad de almacenamiento de la batería.



Figura 5.7. Ejemplo de batería para paneles solares.

## CAPÍTULO 6. ESTUDIO DE CASO

### 6.1. Contexto

En este capítulo se llevará a cabo el análisis de la ubicación deseada para la instalación fotovoltaica, presentando las características climáticas y geográficas del área donde se encuentra el conjunto residencial.

### 6.2. Ubicación

El emplazamiento de la instalación fotovoltaica se realizará en una comunidad de vecinos ubicada en la ciudad de Madrid, España.

Dicha comunidad está compuesta por 3 bloques idénticos, cada uno con 3 pisos y 3 apartamentos por planta, lo que suma un total de 27 viviendas.

Además, se tomarán en consideración las áreas de garaje, zonas comunes y trasteros subterráneos.

Gracias al empleo de la plataforma Google Maps, se obtienen las siguientes coordenadas geográficas de la ubicación donde se dimensionará la instalación:

LATITUD	LONGITUD
40,36758189579425	-3,759297013866351

Tabla 6.1. Localización geográfica

En las Figura 6.1. y Figura 6.2. se muestran una vista de la planta extraída de *Google Earth*, que permite observar las áreas de los tejados con claridad.



Figura 6.1. Vista desde arriba, Google Earth



Figura 6.2. Vista exclusiva del edificio a estudio, Google Earth

## 6.3. Climatología

A continuación, se procederá a examinar la información relativa a la temperatura y a la radiación solar estimada en mencionada localización.

### 6.3.1. Temperatura

Se detallan los registros de las temperaturas máximas y mínimas medias de los meses correspondientes al año 2022 en la ciudad de Madrid.

MES	TEMPERATURAS MEDIAS MÁXIMAS (°C)	TEMPERATURAS MEDIAS MÍNIMAS (°C)
ENERO	10	1
FEBRERO	12	1
MARZO	16	4
ABRIL	18	6
MAYO	23	10
JUNIO	29	14
JULIO	33	17
AGOSTO	32	17
SEPTIEMBRE	27	13
OCTUBRE	20	9
NOVIEMBRE	14	4
DICIEMBRE	11	1

Tabla 6.2. Temperaturas 2022 en ciudad de Madrid [16]

Es relevante destacar que durante el año, se registraron temperaturas extremas en Madrid, donde la máxima absoluta alcanzó los 42,2 °C y la mínima absoluta descendió hasta -5,3 °C [17].

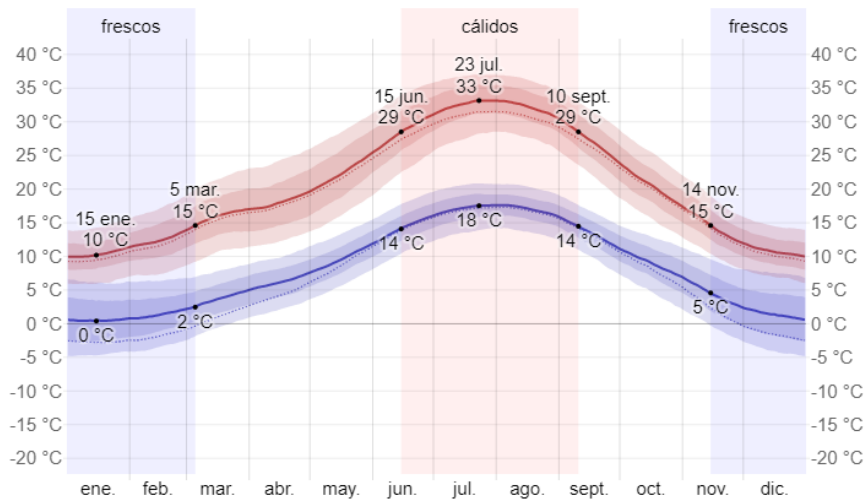


Figura 6.3. Gráfico de las temperaturas de 2022, mínimas y máximas, en Madrid [16]

### 6.3.2. Radiación solar

En este subapartado se presentarán los datos de irradiación correspondientes a esta instalación, los cuales serán cruciales para determinar la cantidad óptima de paneles solares a instalar y estimar la energía generada.

Para obtener esta información, se utilizará la herramienta PVGIS [18], que proporcionará los valores reales de irradiación en las coordenadas específicas de estudio. El procedimiento consiste en seguir los siguientes pasos:

1. Introducir las coordenadas geográficas de la ubicación de los bloques de viviendas.
2. Para calcular los datos tanto en España como en Europa, se utilizará la opción PVGIS-SARAH2, que ofrece resultados más precisos.
3. Se obtendrán los datos más actualizados disponibles, correspondientes al año 2020. Debido a que es una primera aproximación, no representa un inconveniente significativo.

Los datos proporcionados en la Tabla 6.3. incluirán los distintos tipos de irradiación, teniendo en cuenta las pérdidas causadas por diversos fenómenos, como la dispersión, reflexión y atenuación, para una evaluación más completa del potencial solar en la zona estudiada. Estos datos serán fundamentales para una planificación eficiente y optimizada del sistema fotovoltaico.

MES DE 2020	IR. HORIZONTAL (kWh/m <sup>2</sup> /m)	IR. ÁNGULO ÓPTIMO (kWh/m <sup>2</sup> /m)	IR. DIR. NORMAL (kWh/m <sup>2</sup> /m)
ENERO	65,85	117,14	115,89
FEBRERO	95,92	145,45	144,2
MARZO	125,82	157,46	140,05
ABRIL	156,35	166,01	135,86
MAYO	214,57	207,37	220,52

JUNIO	236,59	217,46	245,04
JULIO	244,04	229,95	265,95
AGOSTO	210,6	220,08	239,65
SEPTIEMBRE	160,48	193,09	185,24
OCTUBRE	114,65	162,1	152,05
NOVIEMBRE	66,87	107,82	96,72
DICIEMBRE	61,23	111,15	106,49

Tabla 6.3. Datos de irradiación solar en Madrid, en 2020 [18]

En relación con la irradiación solar, se consideran los siguientes conceptos:

- **Irradiación Horizontal:** Representa la cantidad de radiación solar que alcanzaría una superficie horizontal durante un mes determinado.
- **Irradiación Ángulo Óptimo:** Se refiere al cálculo de la radiación solar que recibiría una superficie inclinada en un ángulo específico, el cual se estima como el que obtendrá la máxima irradiación durante el periodo de un mes determinado.
- **Irradiación Directa Normal:** Esta se define como la radiación solar que llegaría directamente del sol sin ningún efecto que disminuya su potencia, en dirección perpendicular al plano horizontal.

Posteriormente, se realizará un análisis más detallado utilizando la aplicación PV\*SOL, que integra todas estas variables en una misma herramienta, lo que facilita el tratamiento y estudio de los datos obtenidos. En consecuencia, los datos previamente mencionados se abordarán únicamente de manera expositiva, sin adentrarse en un análisis más profundo, debido a que se encuentran fuera del alcance del presente estudio.

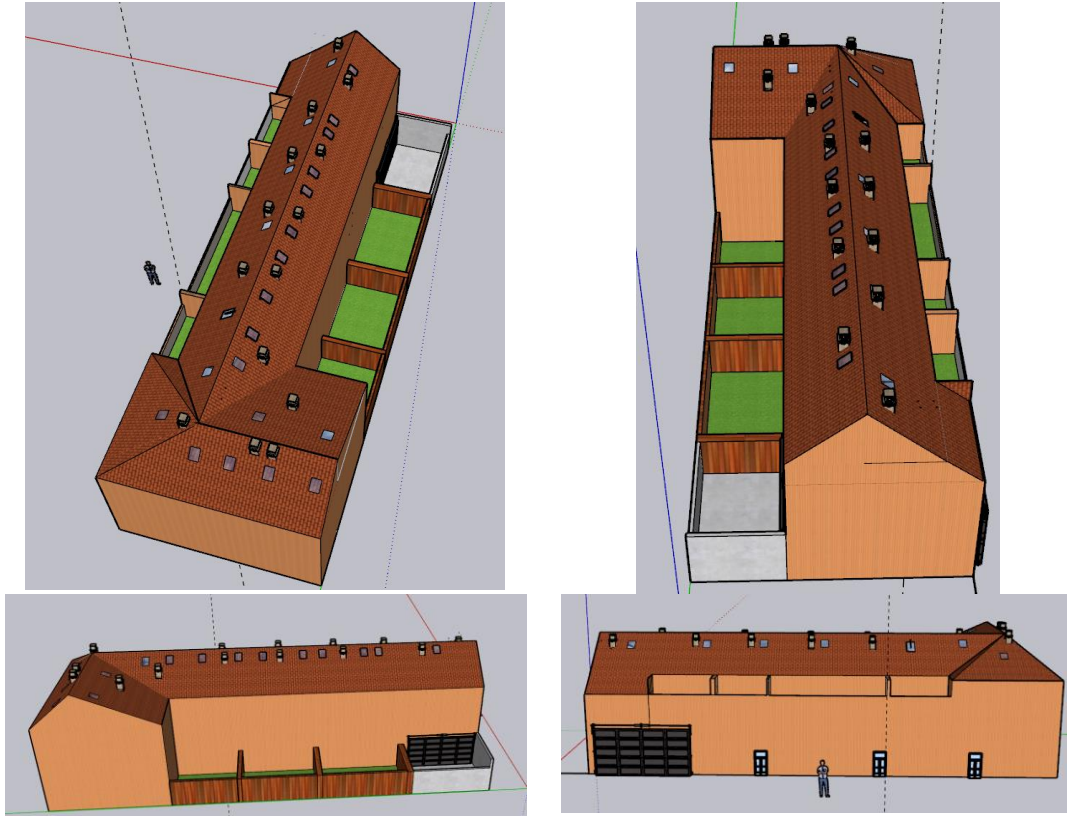
## 6.4. Creación del modelo 3D

### 6.4.1. Simulación en SKETCHUP

Para el dimensionamiento adecuado de la instalación fotovoltaica, se empleará la herramienta previamente mencionada, PV\*SOL. Con el fin de lograr un estudio más preciso, se brinda la opción de importar o crear directamente en la aplicación un diseño tridimensional del edificio.

Dado que PV\*SOL tiene capacidades limitadas de diseño, se realizará el modelo del bloque de viviendas en SketchUp y, posteriormente, se importará en la primera. Para lograr la mayor precisión posible, se tomarán las medidas reales en metros de Google Maps y se representarán a escala en la aplicación.

El siguiente resultado es un modelo realista del bloque de viviendas en SketchUp que se utilizará para continuar el estudio en PV\*SOL.



*Figura 6.4. Representación del bloque de viviendas en Sketchup [elaboración propia]*

## **6.4.2. Simulación en PV\*SOL**

Al importar el modelo previamente creado en SketchUp a la aplicación PV\*SOL y realizar las modificaciones necesarias, se obtiene una representación tridimensional que será utilizada para el estudio de dimensionamiento en el resto del proyecto. La complejidad de la interfaz de PV\*SOL será de gran valor en esta tarea, ya que permite llevar a cabo análisis detallados y precisos de la instalación fotovoltaica propuesta, asegurando una evaluación minuciosa.

A pesar de la alta fiabilidad del programa, se procederá con cautela y se revisarán con detalle todos los resultados obtenidos, con el fin de detectar posibles incongruencias o errores.

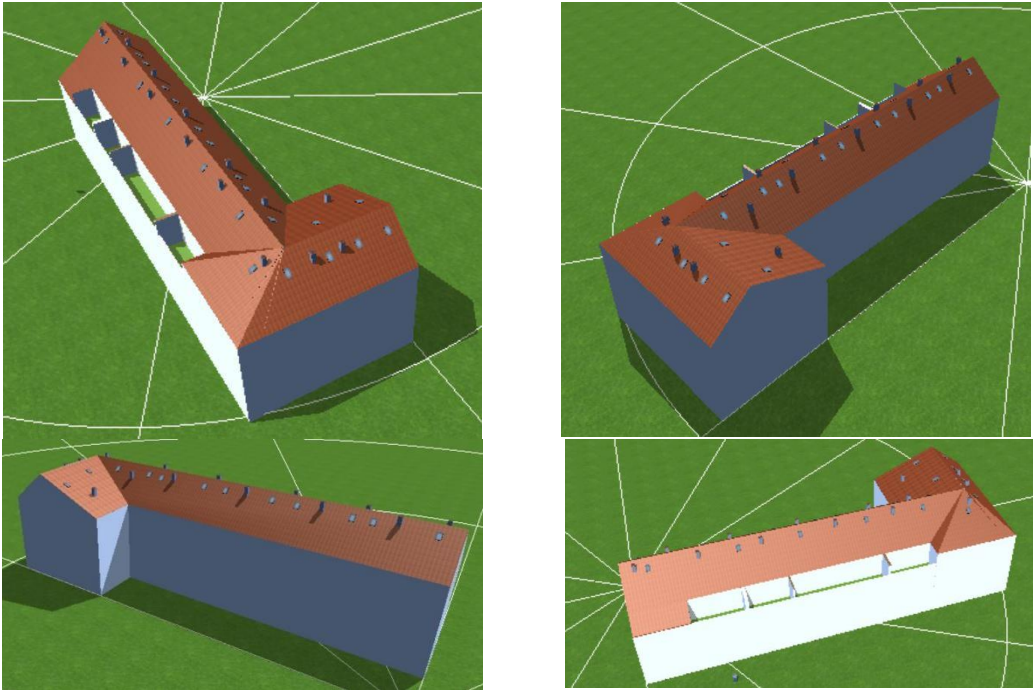


Figura 6.5. Representación del bloque de viviendas en PV\*SOL [elaboración propia]

## 6.5. Características de las superficies aprovechables

En esta sección se realizará un análisis detallado de la disposición de las superficies del bloque de viviendas, con un enfoque en tres factores fundamentales: orientación, inclinación y sombreado. El objetivo de este análisis es determinar la ubicación óptima para colocar los paneles fotovoltaicos y así mejorar el rendimiento global del sistema. Al seleccionar cuidadosamente las áreas con la mejor exposición solar y minimizando las áreas sombreadas, se podrá maximizar la generación de energía solar y, en consecuencia, mejorar la eficiencia y la viabilidad de la instalación fotovoltaica.

En el contexto de España, se evaluarán las orientaciones más comunes para la instalación de paneles solares, considerando su posición relativa respecto al sol [19]:

- **Configuración sur:** Dada la ubicación del país en el hemisferio norte, esta orientación se considera óptima para la instalación de paneles fotovoltaicos. Los módulos en esta configuración recibirán la máxima radiación solar durante el transcurso del día, especialmente en las horas centrales.
- **Configuración oeste:** Es la segunda opción más favorable, e incluso puede ser la primera elección en sistemas de autoconsumo residencial sin almacenamiento de energía. En esta orientación, se obtendrá una importante generación de electricidad desde el mediodía hasta el atardecer, lo cual coincide con el horario en el que los residentes regresan a sus hogares después de la jornada laboral.
- **Configuración este:** Se orientan los paneles para aprovechar la radiación solar matutina en la dirección este.
- **Configuración este-oeste:** Implica dividir los paneles, orientando la mitad hacia el este y la otra mitad hacia el oeste. Esto permite aprovechar la radiación solar

tanto en la mañana (en la orientación este) como en la tarde (en la orientación oeste).

- Configuración norte: Aunque menos eficiente, se emplea en casos específicos.

Se realizará un estudio detallado de cada orientación e inclinación del edificio en análisis. En la Figura 6.6, se presentan las diferentes orientaciones de las superficies respecto al sol. La zona morada corresponde a la orientación este, la roja a la orientación norte, la verde a la orientación sur y la amarilla a la orientación oeste.

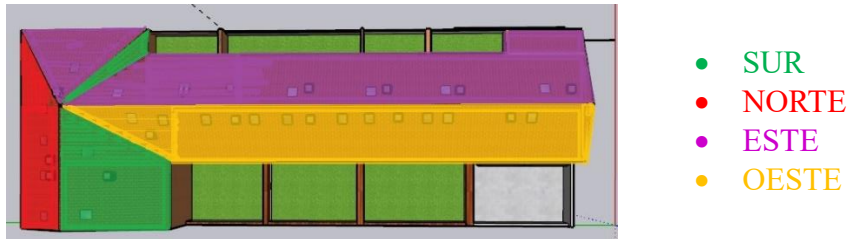


Figura 6.6. Orientaciones de las superficies con respecto al sol [elaboración propia]

En la Figura 6.7 se representan las inclinaciones de las superficies del tejado con respecto a la horizontal. Este factor es de vital importancia para el dimensionamiento adecuado, ya que la inclinación afecta directamente a la cantidad de radiación solar recibida.

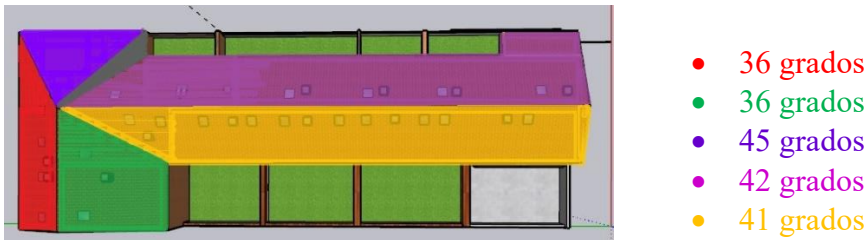


Figura 6.7. Inclinaciones de las superficies con respecto al sol [elaboración propia]

Como conclusión de los subapartados anteriores y con el objetivo de mantener la simplicidad, así como de respetar el medio ambiente y la estética visual, se ha tomado la decisión de disponer las placas solares sobre las superficies del bloque de viviendas sin aplicar inclinaciones o configuraciones forzadas. La diferencia entre el ángulo óptimo de inclinación ofrecido por la herramienta PVGIS (36°) y la disposición de los tejados es mínima, lo que permite una instalación más sencilla y estéticamente armoniosa, sin comprometer significativamente la productividad del sistema fotovoltaico.

## 6.5.2. Estudio gráfico de las sombras

Es de suma importancia considerar el impacto de las sombras en las celdas fotovoltaicas, ya que un exceso de sombreado puede reducir significativamente el rendimiento del sistema.

En el caso del bloque de viviendas en estudio, las sombras serán generadas principalmente por las chimeneas y salientes del propio edificio, debido a que las viviendas colindantes tienen una altura menor.

Para evaluar el efecto de las sombras, se han proporcionado algunos ejemplos de distintas estaciones a lo largo del año, gracias a los datos suministrados por PV\*SOL.

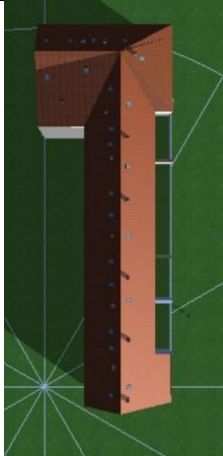
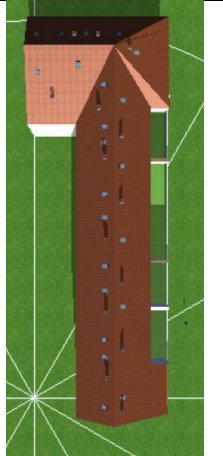
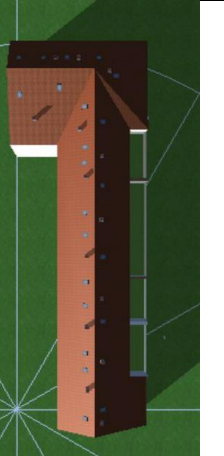

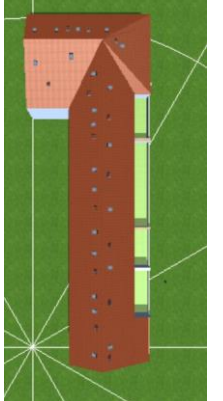
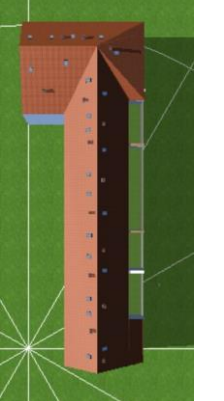
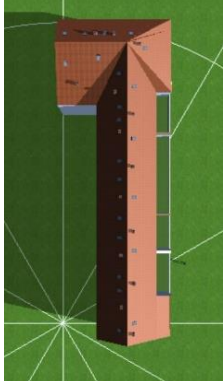
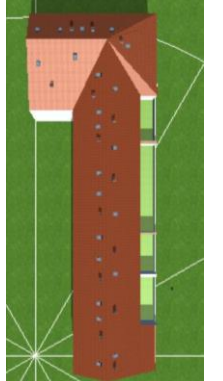
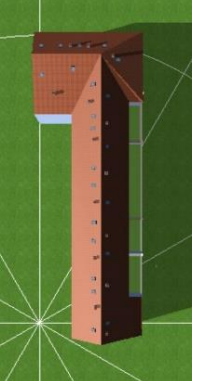
FECHA/HORA	9:00	13:00	17:00
1 enero			
1 junio			
1 septiembre			

Figura 6.8. Sombras a lo largo de distintos días del año [elaboración propia]

Este estudio adquiere una importancia vital en el campo de la radiación solar y en la variación de las horas de exposición solar que influyen en los paneles fotovoltaicos durante diversas épocas del año.

El objetivo fundamental de este análisis consiste en validar la exactitud y coherencia con las que PV\*SOL representa las sombras, evaluándolo a lo largo del ciclo anual.

En las imágenes de la tabla, se observa como a las 17 horas del 1 de enero, el edificio experimenta una iluminación notablemente inferior en comparación con el 1 de junio o el 1 de septiembre. Es esencial tener en cuenta que, en el caso del 1 de enero, el amanecer se produce más tarde en comparación con las otras estaciones.

De esta manera, se puede concluir que los meses invernales se caracterizarán por un amanecer más tardío y un atardecer más temprano, traducándose en una radiación solar más escasa. En contraposición, el verano será la estación en la que el amanecer ocurre temprano y el ocaso se presenta tarde, fomentando una generación solar máxima.

Estos resultados poseen una relevancia crítica en el proceso de dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, ya que la variabilidad en las sombras a lo largo del año debe ser considerada en la determinación de la capacidad y disposición de los paneles solares. Esta consideración adquirirá una mayor profundidad cuando se examine el porcentaje de sombreado sobre los paneles fotovoltaicos instalados.

## CAPÍTULO 7: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL BLOQUE DE VIVIENDAS

### 7.1. Consumo eléctrico del bloque de viviendas

El presente estudio se centra en una instalación fotovoltaica conectada a la red con la posibilidad de vender el excedente de energía generada. El objetivo principal es garantizar un suministro eléctrico ininterrumpido en todo momento y beneficiarse de compensaciones económicas al generar más energía de la necesaria. Se ha evitado el uso de baterías debido al alto costo que representarían, además de otras consideraciones.

Para llevar a cabo el análisis, se ha contactado con la distribuidora de energía eléctrica del bloque de viviendas para obtener los datos de consumo tanto de la comunidad de vecinos como de un apartamento específico, el cual cuenta con dos plantas y aloja a cuatro personas. Con base en esta información, se ha extrapolado el consumo a todas las viviendas del bloque mediante una simple multiplicación, sabiendo que hay un total de veintisiete viviendas.

Con el propósito de simplificar el análisis, se ha asumido que todas las viviendas y áreas comunes están contratadas conjuntamente, compartiendo un único consumo común y una potencia instalada común. Además, se ha considerado que todas ellas están conectadas a la red eléctrica en un mismo punto, lo que permite tratarlas como una única entidad a efectos de estudio y dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.

En la tabla siguiente, se presentan los consumos energéticos mensuales de la comunidad de vecinos, de un apartamento individual, del conjunto de los veintisiete apartamentos y el consumo total del bloque de viviendas, del año 2022. Cabe señalar que, aunque en esta tabla los datos están expresados en kilovatios-hora (kWh) y se encuentran agrupados por meses, en el proyecto se utilizarán los datos a nivel horario para cada día y mes con el fin de lograr una mayor precisión en el análisis.

Mes 2022/ Consumidor	Comunidad de vecinos (kWh)	1 apartamento (kWh)	27 apartamentos (kWh) (1 apartamento X 27)	27 apartamentos + comunidad (kWh)
Enero	342,12	271,87	7340,54	7682,66
Febrero	342,13	204,66	5525,74	5867,87
Marzo	341,95	236,10	6374,57	6716,51
Abril	341,88	191,43	5168,69	5510,57
Mayo	341,87	211,42	5708,26	6050,13
Junio	341,80	246,00	6642,05	6983,85
Julio	341,78	234,78	6338,95	6680,73
Agosto	341,91	106,36	2871,72	3213,63
Septiembre	342,09	163,91	4425,60	4767,69
Octubre	342,23	194,94	5263,35	5605,58
Noviembre	342,24	194,69	5256,55	5598,79

Diciembre	342,26	204,45	5520,18	5862,43
-----------	--------	--------	---------	---------

Tabla 7.1. Consumo de comunidad y viviendas en 2022 por meses

Se introducen los valores del consumo energético del bloque de viviendas (27 apartamentos y comunidad de vecinos) por horas, días y meses en PV\*SOL, un total de 8760 datos.

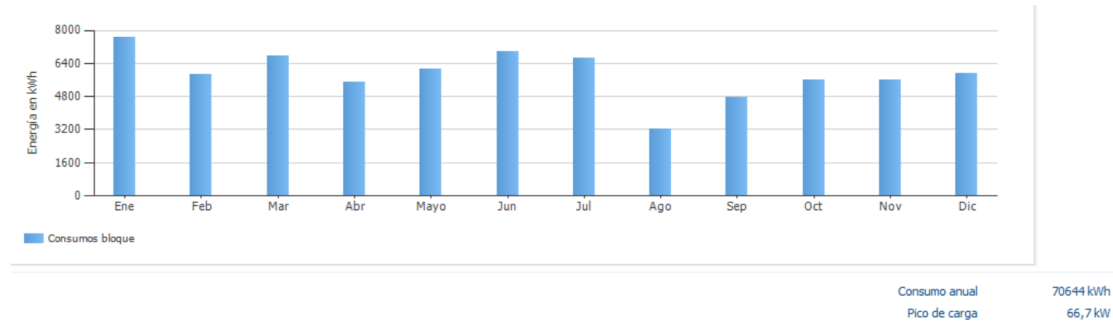


Figura 7.1. Representación de los consumos totales en PV\*SOL

Se proporciona el valor del consumo energético anual, el cual asciende a 70.644 kilovatios-hora (kWh), y también se destaca el pico de carga en una hora, alcanzando una demanda de 66,7 kilovatios (kW). Es relevante destacar que este pico de carga en una hora representa el máximo consumo energético registrado durante ese período de tiempo específico, y difiere del pico de carga en un instante determinado, el cual no necesariamente coincide con una hora completa.

## 7.2. Potencia instalada

Para calcular la potencia instalada de forma adecuada, es esencial considerar el pico máximo de consumo que ocurrió en algún momento específico. Aunque la Figura 7.2. proporciona datos horarios de los picos máximos de consumo durante una hora, estos no deben ser utilizados directamente para el cálculo de la potencia instalada, ya que el valor de interés es el pico máximo de consumo en un periodo de tiempo indefinido.

El procedimiento para determinar la potencia instalada debe realizarse manualmente, siguiendo las normativas establecidas para este propósito. Es importante evitar simplemente multiplicar por 27, ya que esto resultaría en un valor excesivamente alto y llevaría a un sobredimensionamiento innecesario. También se debe tener en cuenta que el pico de carga no ocurrirá al mismo tiempo en todas las viviendas existentes.

Se concluye que el valor máximo de potencia demandada en 2022 en una vivienda es de 3,64 kW, que se puede observar en el siguiente extracto de la factura el apartamento dicho.

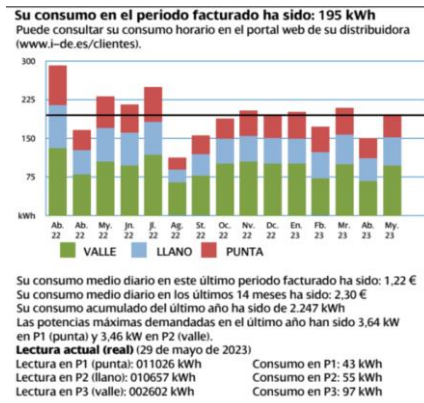


Figura 7.2. Consumo durante un año, hogar particular [Factura energética]

De acuerdo con el Reglamento de aplicación en instalaciones de enlace en la previsión de cargas para suministros en baja tensión (REBT-ITC-10), se puede obtener una aproximación de la potencia instalada en un conjunto de viviendas mediante el siguiente procedimiento: se multiplicará la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda por el coeficiente de simultaneidad indicado, según el número de viviendas [20].

Dado que solo se conoce la potencia máxima de una vivienda, que es de aproximadamente 3,6 kW (según la Figura 7.2.), se asume que este pico de consumo se presenta con el mismo valor en todas las viviendas del bloque a lo largo del año, sin que necesariamente ocurra en el mismo momento específico. Se realizará el cálculo teniendo en cuenta que hay 27 hogares y despreciando el consumo de las zonas comunes del bloque debido a que es mucho más pequeño en comparación con el consumo de las viviendas (93,82% del total).

Para calcular el coeficiente de simultaneidad, se emplea la siguiente fórmula:

$$\text{Coeficiente de simultaneidad} = 15,3 + (n^{\circ} \text{ viviendas} - 21) \cdot 0,5$$

$$\text{Coeficiente de simultaneidad} = 15,3 + (27 - 21) \cdot 0,5 = 18,3$$

Siendo la potencia instalada:

$$\text{Potencia instalada} = 18,3 \cdot 3,6 = 65,88 \text{ kW}$$

Por lo tanto, la potencia contratada con la distribuidora se estima en 65,88 kW, que se redondeará a 66 kW. Es importante destacar que este valor es muy similar al máximo obtenido al sumar todos los consumos en una hora determinada, que es de 66,7 kW, considerando un pico máximo de demanda de 2,45 kWh, el 11 de diciembre de 11:00 a 12:00, en cada apartamento y teniendo en cuenta el consumo de las zonas comunes.

## 7.3. Panel fotovoltaico

### 7.3.1. Panel fotovoltaico empleado

Se está llevando a cabo un estudio comparativo entre dos paneles fotovoltaicos que han sido considerados adecuados debido a su rendimiento y a su disponibilidad en la plataforma de simulación PV\*SOL.

La preferencia es instalar un menor número de placas fotovoltaicas con una mayor potencia, en lugar de utilizar más paneles con menor potencia. Esta elección se basa en la posibilidad de tener suficiente espacio disponible para futuras expansiones de potencia.

Los dos paneles bajo análisis son los siguientes:

El LONGI SOLAR- LR5.72 HBD 545 M y el segundo es JINKO TIGER NEO N-TYPE 72HL4-BDV 560 Watt

Ambos paneles son de tipo monocristalino y ofrecen una alta eficiencia, sin embargo, existen diferencias importantes a considerar:

Fabricante	Longi Solar	Jinko
Modelo	LR5-72 HPH 545M (monocristalino)	TIGER NEO N-TYPE 72HL4-BDV 560 Watt (monocristalino)
Número de células	144 (6X24)	144 (6X24)
Dimensión	2256 X 1133 X 35 mm	2278X1134X30m m
Potencia máxima nominal (Pmax) [Wp]	545	560
Tensión de Circuito abierto (Voc) [V]	49,65	50,67
Tensión de Potencia Máxima (Vmp) [V]	41,8	41,95
Corriente de cortocircuito (Isc) [A]	13,92	14,13
Corriente de Potencia Máxima (Imp) [A]	13,04	13,35
Eficiencia del módulo [%]	21,3	21,68
PRECIO [€]	Sobre los 199	Sobre los 200

Tabla 7.2. Características panel fotovoltaico

La elección final entre los paneles LONGI SOLAR- LR5.72 HBD 545 M y JINKO TIGER NEO N-TYPE 72HL4-BDV 560 Watt dependerá de varios factores, incluyendo el espacio disponible para la instalación, las restricciones de presupuesto y las expectativas de futuras expansiones de potencia. Sin embargo, debido a que el segundo

panel tiene una potencia mayor y los precios son muy similares (aproximadamente, 199 euros para el primero y 200 euros para el segundo [21]), se ha decidido seleccionar el JINKO TIGER NEO N-TYPE 72HL4-BDV 560 Watt como la opción preferida.

Para corroborar que los datos de la ficha técnica del panel seleccionado coinciden con los de la plataforma PV\*SOL, se recomienda revisar detalladamente la información proporcionada en la ficha técnica de dicho elemento.

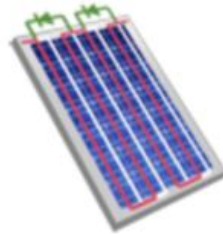


Figura 7.3. Panel solar en PV\*SOL

Caract. U/I- STC	
Tensión en MPP en V	41.95
Corriente en MPP en A	13.35
Tensión de circuito abierto en V	50.67
Corr. cortocircuito en A	14.13
Aumento tensión de circuito abierto antes de estabil en %	0
Potencia nominal en W	560
Factor de forma en %	78.22
Eficiencia en %	21.68

Figura 7.4. Características del panel solar en PV\*SOL

Es importante señalar que la tensión en MPP y la corriente en MPP hacen referencia a la tensión y corriente en el punto de máxima potencia de un panel fotovoltaico. Este punto es donde el panel genera la máxima cantidad de potencia eléctrica a partir de la radiación solar que recibe.

En el caso específico del panel JINKO TIGER NEO N-TYPE 72HL4-BDV 560 Watt que se ha seleccionado, se ha corroborado que los datos proporcionados por PV\*SOL y los de la ficha técnica coinciden.

### 7.3.2. Número de paneles fotovoltaicos instalados

- Métodos para el cálculo de los paneles solares necesarios:

El dimensionamiento de la cantidad de paneles solares necesarios para abastecer el bloque de viviendas se puede realizar de diversos métodos. Se van a exponer dos y luego se escogerá el más conveniente.

### Opción 1: Dimensionamiento basado en los consumos del edificio

Para calcular la cantidad de paneles solares necesarios para abastecer el bloque de viviendas, se utiliza un método que tiene en cuenta los siguientes factores:

- 1- Potencia pico de cada panel: Se considera la potencia máxima que puede generar un panel solar en condiciones óptimas.
- 2- Hora Solar Pico (HSP): Es la cantidad de energía que se recibe en la superficie en horas por metros cuadrados. Esta medida es altamente dependiente de la época del año y de la ubicación geográfica del bloque de viviendas.
- 3- Número de paneles: Se determina la cantidad total de paneles que se instalarán para cubrir la demanda energética del bloque.

El cálculo se rige por la siguiente fórmula:

$$\text{Consumo anual (kWh} \cdot \text{año)} = P_{\text{panel}} \text{ (kWp)} \cdot \text{HSP}_{\text{media}} \left( \frac{\text{hp}}{\text{día}} \right) \cdot n_{\text{paneles}}$$

Este método toma en cuenta la demanda de energía del edificio, la capacidad de generación de cada panel solar y la disponibilidad de energía solar en la ubicación específica del bloque de viviendas.

### Opción 2: Dimensionamiento basado en la potencia contratada con la distribuidora

En este método, el cálculo de la cantidad de paneles fotovoltaicos necesarios se realiza a partir de la potencia contratada con la compañía eléctrica. La fórmula utilizada es la siguiente:

$$n_{\text{paneles}} = \frac{P_{\text{contratada}}}{P_{\text{panel}}}$$

Donde:

- Potencia contratada con la compañía: Es la cantidad de potencia eléctrica que el bloque de viviendas tiene contratada con la distribuidora para cubrir su demanda energética. Es el dato calculado en el subapartado 7.3.1.
- Potencia pico del panel fotovoltaico: Es la máxima capacidad de generación de energía de un panel solar en condiciones óptimas de radiación solar.

Este enfoque ofrece mayor claridad y simplicidad en el cálculo, especialmente en situaciones donde el bloque de viviendas tiene diversas orientaciones e inclinaciones que afectarían la hora solar pico, lo que podría complicar el cálculo en el método de la Opción 1.

De acuerdo con los datos previos proporcionados:

- Potencia pico del panel: 560 W (0,56 kW)
- Potencia contratada: 66 kW

Utilizando la fórmula de la Opción 2:

$$n_{\text{paneles}} = \frac{66000}{560} = 117,86 \text{ paneles}$$

Para obtener la potencia contratada de 66 kW, se necesitarían 117,86 paneles, lo cual implica que se deberá redondear al número entero más cercano. Por tanto, se requerirá un total de 118 paneles del modelo JINKO TIGER NEO N-TYPE 72HL4-BDV 560 Watt.

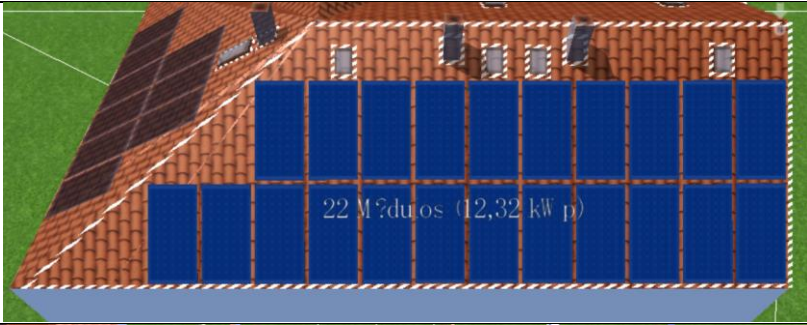

La configuración propuesta con los 118 paneles fotovoltaicos permitirá alcanzar la potencia contratada de 66 kW en el momento de máxima eficiencia y disposición solar. Aunque no será posible alcanzar la producción máxima simultánea de todos los paneles debido a las diferentes inclinaciones y configuraciones de las superficies en el bloque de viviendas, esta cantidad de paneles se considera adecuada para satisfacer la demanda de energía en la mayoría de los momentos.

Los datos horarios disponibles indican que la demanda de energía es significativamente menor que los 66 kW requeridos en la mayoría de las ocasiones. Por lo tanto, los 118 paneles serán suficientes para abastecer la potencia necesaria durante la mayor parte del tiempo y lograr un porcentaje de autoconsumo óptimo, lo cual será objeto de un análisis más detallado en posteriores apartados.

Es importante destacar que implementar una configuración con más paneles para lograr la producción simultánea máxima sería altamente complejo y, además, carecería de sentido práctico, ya que no se ha incorporado un sistema de almacenamiento mediante baterías, por lo que cualquier exceso de energía generada por los módulos fotovoltaicos sería vertido y no aprovechado por los habitantes del bloque de viviendas.

En la Tabla 7.2. se procederá a cubrir completamente toda la superficie con los paneles fotovoltaicos seleccionados para verificar si existe espacio suficiente para instalar los 118. Se mantendrá una separación de 10 cm entre cada panel para garantizar una disposición adecuada. Se proporciona el número total de paneles y potencia capaz de producir en cada tejado.

Cabe destacar que hay 5 superficies especificadas: Norte, Oeste, Este 1, Este 2 y Sur, que serán denominadas por dicho nombre en el resto del proyecto.

<p>Superficie NORTE (22 módulos= 12,32 kWp)</p>	
<p>Superficie OESTE (55 módulos= 30,8 kWp)</p>	


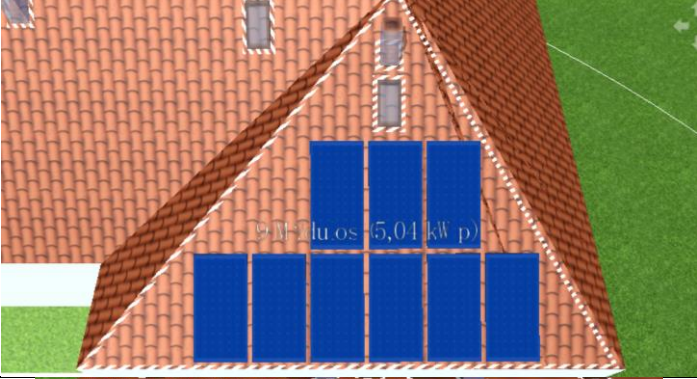
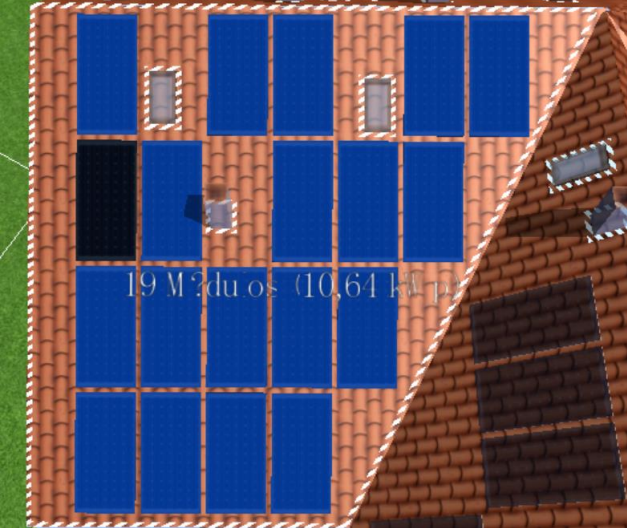

<p>Superficie ESTE 1 (65 módulos= 36,4 kWp)</p>	
<p>Superficie ESTE 2 (9 módulos= 5,04 kWp)</p>	
<p>Superficie SUR (19 módulos= 10,64 kWp)</p>	
<p>TOTAL 170 MÓDULOS 95,2 kWp</p>	

Tabla 7.3. Paneles solares JINKO en el bloque de viviendas [elaboración propia en PV\*SOL]





Tabla 7.4. Sombras en el bloque de viviendas [elaboración propia en PV\*SOL]

El estudio de sombras asegurará que no se exceda el límite del 10% de pérdida de potencia. Se comenzará eliminando los paneles solares con menor rendimiento, empezando por los orientados hacia el norte, los cuales presentan bajo rendimiento debido a su posición solar desfavorable a lo largo del año. Los paneles orientados al sur, con menor porcentaje de sombreado y pérdidas, podrían mantenerse por su alto rendimiento, pero se prefiere reducir el estudio a los paneles de las orientaciones este 1 y oeste para tener solo dos superficies y, por ende, dos inversores, en una configuración oeste-este, que es común en España debido a la radiación solar recibida tanto en las horas de la mañana (este) como en las horas de la tarde (oeste).

Con la ocupación de las zonas este 1 y oeste, se tiene 120 módulos fotovoltaicos, por lo que se eliminarán 2 de ellos con mayor pérdida de rendimiento. De esta manera, se es coherente con la elección de un total de 118 paneles solares.

La configuración final quedaría de la siguiente manera:

- Configuración este 1: 64 módulos fotovoltaicos con una potencia máxima generada de 35,84 kWp.
- Configuración oeste: 54 módulos con una potencia máxima generada de 30,24 kWp.

En total, la superficie ocupada por los paneles fotovoltaicos será de 304,8 m<sup>2</sup>, de los cuales 165,4 m<sup>2</sup> corresponden a la superficie este y 139,5 m<sup>2</sup> a la superficie oeste.

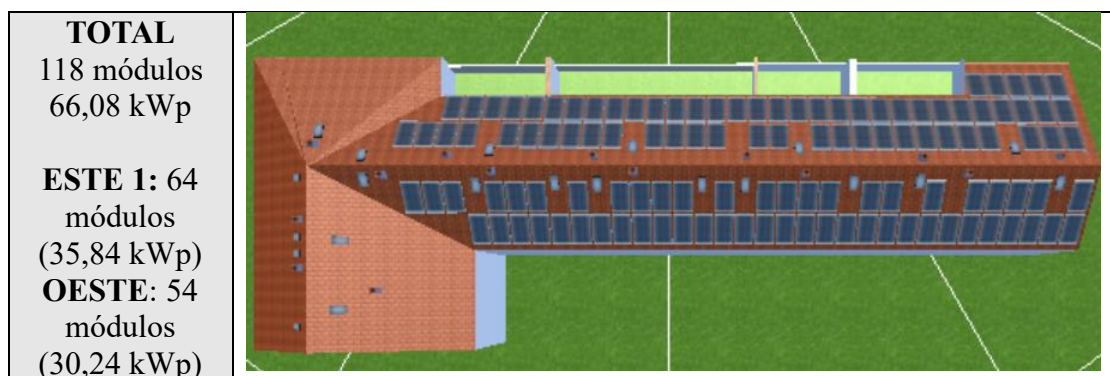


Tabla 7.5. Distribución final de paneles fotovoltaicos [elaboración propia en PV\*SOL]

El estudio de sombras ha permitido establecer una configuración equilibrada de paneles fotovoltaicos entre las orientaciones este y oeste, logrando una potencia máxima de generación similar tanto en las horas por la mañana como en las de la tarde. Esta estrategia garantiza una distribución óptima de la generación solar a lo largo de toda la jornada, lo que resulta en una cobertura más uniforme de las demandas de energía en diferentes momentos.

En el caso de la configuración este 1, se alcanzará una potencia máxima de 35,84 kWp durante las horas mañaneras, mientras que en la configuración oeste se generará un máximo de 30,24 kWp durante las horas de la tarde. Durante las horas intermedias, se logrará obtener la potencia deseada de 66,08 kWp.

Dado que el sistema también está conectado a la red eléctrica, en situaciones de alta demanda, la energía adicional necesaria se obtendrá de la red. Sin embargo, el dimensionamiento adecuado de la instalación fotovoltaica permitirá satisfacer la mayor parte de la demanda energética con generación solar, reduciendo así la dependencia de la red convencional.

## 7.4. Inversor

Los módulos fotovoltaicos generan energía en corriente continua, mientras que los hogares utilizan corriente alterna, por lo que se requiere un inversor para convertir la energía de forma adecuada. PV\*SOL ofrece una amplia selección de inversores para cada conjunto de paneles solares, facilitando la elección adecuada. Sin embargo, se deben realizar minuciosas comprobaciones eléctricas para garantizar la compatibilidad y eficiencia del inversor con el sistema fotovoltaico, cerciorándonos de que el software está en lo cierto en sus propuestas.

Las propiedades eléctricas clave a verificar en los inversores son [22]:

- 1- Potencia máxima: Capacidad máxima de potencia gestionada por el inversor desde los paneles, limitando el número de paneles conectados.
- 2- Intensidad de entrada: Máxima intensidad de corriente que puede soportar cada entrada del inversor, determinando el número máximo de strings conectados a cada entrada.
- 3- Intensidad de cortocircuito: Máxima intensidad de corriente continua que el inversor puede soportar, afectando el número máximo de strings conectados a cada entrada.
- 4- Tensión mínima de funcionamiento (tensión mínima del MPPT): Tensión mínima requerida para el seguimiento del punto de máxima potencia, determinando el número mínimo de módulos conectados en serie en cada entrada del inversor.
- 5- Tensión máxima de funcionamiento (tensión máxima del MPPT): Tensión máxima que los paneles pueden proporcionar para el seguimiento del punto de máxima potencia, estableciendo el número máximo de paneles conectados en serie en cada entrada del inversor.
- 6- Tensión máxima soportada: Máxima tensión que el inversor puede tolerar en el lado de corriente continua, afectando el número máximo de paneles conectados en serie en cada entrada del inversor.

Para corregir los parámetros eléctricos debido a la temperatura, se utilizan las siguientes expresiones para corroborar que los paneles solares soportan las condiciones más extremas a las que se enfrentan:

$$V_{oc}(T_m) = V_{oc} \cdot (1 + \beta \cdot (T_m - T_{stc}))$$

$$I_{sc}(T_m) = I_{sc} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_m - T_{stc}))$$

$$P_{pmp}(T_m) = P_{pmp} \cdot (1 + \gamma \cdot (T_m - T_{stc}))$$

Para aplicar las correcciones, se deben conocer las temperaturas de los paneles fotovoltaicos, que se calculan a partir de la temperatura ambiente ( $T_a$ ) y la irradiancia solar ( $G$ ). Se obtiene la temperatura de trabajo de la célula ( $T_c$ ) utilizando la fórmula:

$$T_c = T_a + \left( \frac{T_{onc} - 20}{800} \right) * G$$

donde  $T_{onc}$  es la temperatura de operación nominal de la célula.

Para las temperaturas máxima y mínima en Madrid (42,2 °C y -5,3 °C, respectivamente), y las irradiancias de 1000 W/m<sup>2</sup> y 100 W/m<sup>2</sup>, se obtienen las temperaturas de trabajo de la célula en sus condiciones más extremas, que son  $T_c = 73,45$  °C y  $T_c = -2,175$  °C, respectivamente.

Una vez calculadas las temperaturas, se aplican las expresiones anteriores para obtener los parámetros eléctricos corregidos dependientes de la temperatura en los inversores a estudiar. Para las fórmulas anteriores se deben conocer los coeficientes de variación de parámetros con la temperatura que son función de los paneles escogidos y se pueden extraer de la ficha técnica de estos:

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

Figura 7.5. Coeficientes de variación con la temperatura [ficha técnica del panel escogido]

Adicionalmente, es fundamental asegurarse de que la potencia pico de los módulos fotovoltaicos instalados en cada inversor sea menor que la máxima potencia recomendada para el inversor en cada Punto de Máxima Potencia (MPP). Para calcular la potencia pico de la instalación fotovoltaica en cada inversor ( $P_p$ ), se utiliza la fórmula:

$$P_p = N \cdot P_{pm}$$

donde  $N$  es el número total de módulos en el sistema y  $P_{pm}$  es la potencia pico de un módulo fotovoltaico individual.

Esta metodología se aplicará al caso específico de estudio, considerando las superficies por separado. Se instalará un total de dos inversores, uno para la configuración al este 1 y otro para la configuración oeste, seleccionando esta configuración debido a su simplicidad y eficiencia en el contexto del proyecto.

### 7.4.1. Superficie este

La herramienta PV\*SOL recomienda la instalación del inversor RENAC POWER R3-30K-G5, con una probabilidad de 96% de eficiencia para el sistema fotovoltaico propuesto. Este inversor cuenta con tres Puntos de Máxima Potencia (MPP), cada uno configurado de la siguiente manera:

- MPP1: 2 strings o líneas de paneles solares conectados en serie, con un total de 11 módulos por string.
- MPP2: 2 strings o líneas de paneles solares conectados en serie, con un total de 11 módulos por string.
- MPP3: 2 strings o líneas de paneles solares conectados en serie, con un total de 10 módulos por string.

Las características específicas del inversor RENAC POWER R3-30K-G5, proporcionadas por el fabricante en la ficha técnica, son las siguientes:

Fabricante		RENAC POWER
Modelo		R3-30K-G5
DC	Potencia max recomendada [Wp]	45000
	Tensión entrada max [V]	1100
	Rango de tensión MPPT [V]	200-1000
	Tensión entrada nominal [V]	620
	Número de MPP Trackers	3
	Número de string por MPP	2//2//2
	Intensidad entrada max [A]	30//30//30
	Intensidad cortocircuito max por MPPT [A]	40//40//40
AC	Potencia nominal [W]	30000
	Intensidad max [A]	47,8
PRECIO [€]		2500 [28]

Tabla 7.6. Características del inversor RENAC POWER R3-30K-G5 [ficha técnica]

A continuación, se realizarán las comprobaciones comentadas anteriormente, sobre la elección de la configuración de los paneles fotovoltaicos y el inversor. Se sabe que en esta superficie se tiene un total de 64 módulos fotovoltaicos.

#### 1- Estudio de potencia:

En el estudio de potencia, se llevarán a cabo las comprobaciones pertinentes relacionadas con la elección de la configuración de los paneles fotovoltaicos y el inversor seleccionado.

En primer lugar, es crucial verificar que la potencia pico de los módulos fotovoltaicos sea inferior a la potencia máxima recomendada por el fabricante para el inversor, que en este caso es de 45 kWp.

Para realizar dicha comprobación, se emplea la siguiente fórmula:

$$Pp = N \cdot Ppm$$

donde Pp representa la potencia pico de la instalación fotovoltaica para el inversor, N corresponde al número de módulos conectados en serie, y Ppm es la potencia pico de un módulo fotovoltaico individual.

Aplicando los valores suministrados en el caso particular del inversor RENAC POWER R3-30K-G5, obtenemos el siguiente resultado:

$$P_p = 64 \cdot 560 = 35.840 \text{ Wp} = 35,84 \text{ kWp} < 45 \text{ kWp del inversor}$$

Este resultado (35,84 kWp) es inferior a la potencia máxima recomendada por el fabricante para el inversor (45 kWp), lo que indica que el sistema fotovoltaico cumple con las especificaciones del inversor y su capacidad máxima permitida.

En conclusión, el estudio de potencia confirma que la elección del inversor es adecuada para la configuración de los paneles fotovoltaicos seleccionada.

## 2- Estudio de tensiones, intensidades y potencias dependientes de la temperatura:

Se recuerda que los datos de la temperatura son los siguientes:

- Tc máxima de la célula=73,45 °C
- Tc mínima de la célula=-2,175 °C

Los coeficientes de variación de parámetros con la temperatura:

- Coeficiente para la potencia máxima (Pmax)=-0,3%/°C
- Coeficiente para la tensión de circuito abierto (Voc)=-0,25%/°C
- Coeficiente para la corriente de cortocircuito (Isc)=0,046%/°C

Se siguen los siguientes criterios:

- Número de paneles máximos:

Se determina el número de paneles máximos, calculándose con la potencia más baja, que será la que mayor potencia genere (-2,175 °C) sabiendo que la potencia a 25 °C es de 560 Wp:

Module Type	JKM550N-72HL4-BDV		JKM555N-72HL4-BDV		JKM560N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	550Wp	414Wp	555Wp	417Wp	560Wp	421Wp

Figura 7.6. Datos extraídos de ficha técnica del panel escogido.

Se utiliza la siguiente fórmula:

$$P_{max \text{ paneles}} (-2,175^\circ\text{C}) = 560 \cdot (1 - 0,003 \cdot (-2,175 - 25)) = 605,65 \text{ Wp}$$

Por lo tanto, el número máximo de paneles es

$$n^\circ \text{ paneles max} = \frac{45000}{605,65} = 74,3 \text{ paneles max} > 64 \text{ paneles instalados}$$

En MPP1 y MPP2:

$$P_{porMPP} = 560 \frac{\text{Wp}}{\text{panel}} \cdot \frac{11 \text{ paneles}}{1 \text{ string}} \cdot 2 \text{ strings} = 12,32 \text{ kWp}$$

En MPP3:

$$P_{porMPP} = 560 \frac{Wp}{panel} \cdot \frac{10 \text{ paneles}}{1 \text{ string}} \cdot 2 \text{ strings} = 11,2 \text{ kWp}$$

Según el criterio de potencia influenciado por la temperatura, se confirma que el inversor y la configuración es correcta, debido a que el número máximo de paneles posibles es mayor que el que se ha instalado realmente.

- Criterio de la Intensidad de entrada (30 A por MPP)

Se calculará el número máximo de strings por entrada del inversor con la temperatura más alta (73,45°C), sabiendo que la intensidad máxima del módulo fotovoltaico a 25°C es 13,35A:

Module Type	JKM550N-72HL4-BDV		JKM555N-72HL4-BDV		JKM560N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	550Wp	414Wp	555Wp	417Wp	560Wp	421Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.58V	39.13V	41.77V	39.26V	41.95V	39.39V
Maximum Power Current (Imp)	13.23A	10.57A	13.29A	10.63A	13.35A	10.69A

Figura 7.7. Datos extraídos de ficha técnica del panel escogido.

$$I_{max \text{ paneles}} (73,45^\circ C) = 13,35 \cdot (1 + 0,00046 \cdot (73,45 - 25)) = 13,65 \text{ A}$$

Como en cada MPP se permite 30 A.

$$n \text{ max strings (líneas)}/MPP = \frac{30}{13,65} = 2,2 \text{ strings}/MPP$$

Se comprueba que el inversor es correcto, ya que el número máximo de strings por MPP permitido en este dispositivo es 2.

- Criterio de la Intensidad de cortocircuito (40A)

Se realizará el mismo cálculo que el apartado anterior pero con la intensidad de cortocircuito, con la temperatura más alta. La intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico a 25 °C es 14,13 A. Ofrecerá el número máximo de strings por entrada del inversor.

Module Type	JKM550N-72HL4-BDV		JKM555N-72HL4-BDV		JKM560N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	550Wp	414Wp	555Wp	417Wp	560Wp	421Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.58V	39.13V	41.77V	39.26V	41.95V	39.39V
Maximum Power Current (Imp)	13.23A	10.57A	13.29A	10.63A	13.35A	10.69A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.27V	47.75V	50.47V	47.94V	50.67V	48.13V
Short-circuit Current (Isc)	14.01A	11.31A	14.07A	11.36A	14.13A	11.41A

Figura 7.8. Datos extraídos de ficha técnica del panel escogido.

$$I_{max \text{ paneles}} (33^{\circ}C) = 14,13 \cdot (1 + 0,00046 \cdot (73,45 - 25)) = 14,44 \text{ A}$$

Como en cada MPP se permite 40 A.

$$n \text{ max strings (líneas)/MPP} = \frac{40}{14,44} = 2,77 \text{ strings/MPP}$$

Se comprueba que el inversor es correcto, ya que el número máximo de strings por MPP permitido en este dispositivo es 2.

- Criterio de la Tensión mínima de funcionamiento (200 V por cada MPP)

Se determinará el número mínimo de paneles conectados en cada string (línea) en serie por cada MPP, sabiendo que en el panel fotovoltaico se tiene a 25 °C una tensión de potencia máxima de 41,95V.

Module Type	JKM550N-72HL4-BDV		JKM555N-72HL4-BDV		JKM560N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	550Wp	414Wp	555Wp	417Wp	560Wp	421Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.58V	39.13V	41.77V	39.26V	41.95V	39.39V

Figura 7.9. Datos extraídos de ficha técnica del panel escogido.

$$V_{min \text{ paneles}} (73,45^{\circ}C) = 41,95 \cdot (1 - 0,0025 \cdot (73,45 - 25)) = 36,87 \text{ V}$$

$$n^{\circ} \text{ min de paneles/strings} = \frac{200}{36,87} = 5,42 \text{ paneles/string}$$

- Criterio de la Tensión máxima de funcionamiento (1000 V en cada MPP)

Se determinará el número máximo de paneles conectados en serie en cada string (cadena), sabiendo que en el panel fotovoltaico se tiene a 25 °C una tensión de potencia máxima de 41,95V.

Module Type	JKM550N-72HL4-BDV		JKM555N-72HL4-BDV		JKM560N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	550Wp	414Wp	555Wp	417Wp	560Wp	421Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.58V	39.13V	41.77V	39.26V	41.95V	39.39V

Figura 7.10. Datos extraídos de ficha técnica del panel escogido.

$$V_{max \text{ paneles}} (-2,175^{\circ}C) = 41,95 \cdot (1 - 0,0025 \cdot (-2,175 - 25)) = 44,8 \text{ V}$$

$$n^{\circ} \text{ máx de } \frac{\text{paneles}}{\text{strings}} = \frac{1000}{44,8} = 22,3 \frac{\text{paneles}}{\text{string}}$$

Con el criterio de la Tensión mínima y máxima de funcionamiento, se concluye que el número de paneles por strings debe estar comprendido entre 5,42 y 22,3. Como el MPP1 Y MPP2 son de 11 paneles cada string y el MPP3 de 10 paneles cada string, se verifica que el inversor es correcto.

- Criterio de Tensión máxima soportada (1000 V en cada MPP)

Se tiene que la tensión máxima producida por el módulo fotovoltaico, a 25 °C es de 50,67 V. Se podrá determinar con este valor el número máximo de paneles conectados en serie en cada línea o string, y habrá que compararlo con el valor anterior.

Module Type	JKM550N-72HL4-BDV		JKM555N-72HL4-BDV		JKM560N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	550Wp	414Wp	555Wp	417Wp	560Wp	421Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.58V	39.13V	41.77V	39.26V	41.95V	39.39V
Maximum Power Current (Imp)	13.23A	10.57A	13.29A	10.63A	13.35A	10.69A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.27V	47.75V	50.47V	47.94V	50.67V	48.13V

Figura 7.11. Datos extraídos de ficha técnica del panel escogido.

$$V_{max\ pan(-2,175^{\circ}C)} = 50,67 \cdot (1 - 0,0025 \cdot (-2,175 - 25)) = 54,11\ V$$

$$n^{\circ}\ \text{máx de} \frac{\text{paneles}}{\text{strings}} = \frac{1000}{54,11} = 18,48 \frac{\text{paneles}}{\text{string}}$$

Este dato es menor que el calculado en el Criterio de Tensión máxima de funcionamiento, es más limitante, pero con el mismo argumento, se concluye que la distribución de los paneles en los strings es correcta.

Se puede resumir la verificación de la correcta configuración del inversor en la superficie este en la siguiente tabla.

MÓDULO FV		INVERSOR		INSTALACIÓN	
Modelo:	Tiger Neo N-72HL4-BDV 560 W	Modelo:	Renac R3-30K-G5		
Pmax	560 W	Pnom	30000 W		
Vmp	41,95 V	Pmax	45000 W		
Imp	13,35 A	Vmp (min)	200,0 V		
Voc	50,67 V	Vmp (max)	1000,0 V		
Isc	14,13 A	Vmin	200,0 V		
T coef (Pmp)	-0,30 %/°C	Vmax	1000,0 V		
T coef (Voc)	-0,25 %/°C	Imax adm	30,0 A	<b>TEMPERATURA</b>	
T coef (Isc)	0,046 %/°C	Icc max adm	40,0 A	T <sup>o</sup> min	-2,175 °C
				T <sup>o</sup> max	73,45 °C

Tabla 7.7. Datos del módulo e inversor escogidos [22]

CRITERIOS DE COMPROBACIÓN DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL INVERSOR		
1.- Potencia máxima	P(max)	Nº max paneles
	605,654	74,30
2.- Intensidad de entrada	I (max)	Nº max series en paralelo
	13,65	2,20
3.- Intensidad de cortocircuito	Isc (max)	Nº max series en paralelo
	14,44	2,77
4.- Tensión mínima de funcionamiento	Vmp (min)	Nº min paneles serie
	36,87	5,42
5.- Tensión máxima de funcionamiento	Vmp (max)	Nº max paneles serie
	44,80	22,32
6.- Tensión máxima soportada	Voc (max)	Nº max paneles serie
	54,11	18,48

Tabla 7.8. Criterios de comprobación de parámetros [22]

Por lo que la distribución de los paneles fotovoltaicos quedaría de la siguiente forma, agrupado en strings y MPPTs.

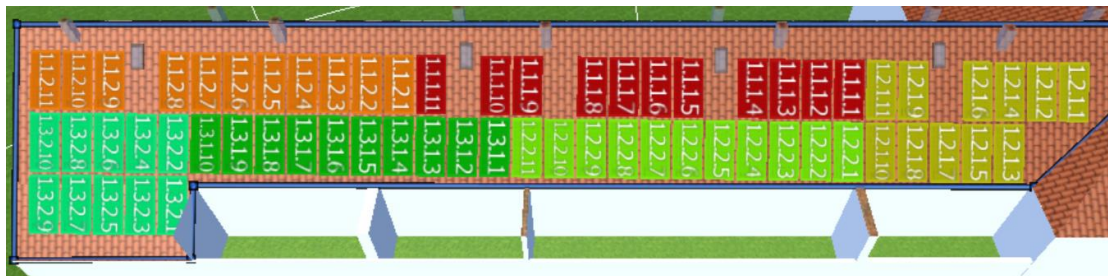


Figura 7.12. Distribución de paneles según el inversor [Elaboración propia]

A continuación se realiza lo mismo, pero con la superficie oeste.

### 7.3.2. Superficie oeste

Se ha seleccionado el inversor RENAC POWER R3-25K-G5, el cual en la herramienta PV\*SOL ha resultado ser la opción óptima con un 94,33% de dimensionamiento.

Este inversor cuenta con dos puntos de máxima potencia (MPP) y presenta las siguientes configuraciones para los strings:

- MPP1: 2 líneas o strings con 14 módulos en serie cada uno.
- MPP2: 2 líneas o strings con 13 módulos en serie cada uno.

Las especificaciones técnicas del inversor se resumen en la tabla proporcionada por el fabricante:

Fabricante		RENAC POWER
Modelo		R3-25K-G5
DC	Potencia max recomendada [Wp]	30000
	Tensión entrada max [V]	1100
	Rango de tensión MPPT [V]	150-1000
	Tensión entrada nominal [V]	630
	Número de MPP Trackers	2
	Número de string por MPP	2//2
	Intensidad entrada max [A]	30//30
	Intensidad cortocircuito max por MPPT [A]	39//39
AC	Potencia nominal [W]	25000
	Intensidad max [A]	40
PRECIO [€]		2100 [28]

Tabla 7.9. Características del inversor RENAC POWER R3-25K-G5

Se repite exactamente lo mismo que en el apartado anterior, pero con los nuevos datos del inversor escogido para la superficie oeste. Se resume todo ello en las siguientes tablas.

MÓDULO FV		INVERSOR		INSTALACIÓN	
Modelo:	Tiger Neo N-72HL4-BDV 560 W	Modelo:	Renac R3-25K-G5		
Pmax	560 W	Pnom	25000 W		
Vmp	41,95 V	Pmax	35000 W		
Imp	13,35 A	Vmp (min)	150,0 V		
Voc	50,67 V	Vmp (max)	1000,0 V		
Isc	14,13 A	Vmin	150,0 V		
T coef (Pmp)	-0,30 %/°C	Vmax	1000,0 V	<b>TEMPERATURA</b>	
T coef (Voc)	-0,25 %/°C	Imax adm	30,0 A	T <sup>o</sup> min	-2,175 °C
T coef (Isc)	0,046 %/°C	Icc max adm	39,0 A	T <sup>o</sup> max	73,45 °C

Tabla 7.10. Características del panel e inversor escogidos [22]

CRITERIOS DE COMPROBACIÓN DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL INVERSOR		
1.- Potencia máxima	P(max)	Nº max paneles
	605,654	57,79
2.- Intensidad de entrada	I (max)	Nº max series en paralelo
	13,65	2,20
3.- Intensidad de cortocircuito	Isc (max)	Nº max series en paralelo
	14,44	2,70
4.- Tensión mínima de funcionamiento	Vmp (min)	Nº min paneles serie
	36,87	4,07
5.- Tensión máxima de funcionamiento	Vmp (max)	Nº max paneles serie
	44,80	22,32
6.- Tensión máxima soportada	Voc (max)	Nº max paneles serie
	54,11	18,48

Tabla 7.11. Criterios de comprobación de los parámetros del inversor [22]

Las comprobaciones realizadas para este inversor son las siguientes:

- 1- Potencia máxima  
Se ha verificado que es posible instalar un máximo de 57,79 paneles, lo cual es adecuado ya que el número total de módulos es de 54.
- 2- Intensidad de entrada  
Se determinó que el número máximo de líneas o strings por MPP es de 2,2, lo que coincide con las 2 líneas que tiene cada MPP del inversor.
- 3- Intensidad de cortocircuito  
Se obtuvo un máximo de 2,7 líneas por cada MPP, lo cual se ajusta correctamente a la configuración de 2 líneas por MPP en el inversor.
- 4- Tensión mínima de funcionamiento  
Se ha calculado que se requieren al menos 4,07 paneles en serie por línea y MPP.
- 5- Tensión máxima de funcionamiento  
Se ha encontrado que se pueden tener hasta un máximo de 22,32 paneles en serie por línea y MPP.
- 6- Tensión máxima soportada  
Se ha determinado que el número máximo de paneles en serie por línea y MPP es de 18,48.

Se concluye, pues, que el inversor cumple con las condiciones requeridas, ya que en MPP1 se tienen 2 líneas con 14 paneles cada una y en MPP2 con 2 líneas y 13 paneles en cada una, lo cual se ajusta a los límites de tensión y corriente permitidos.



Figura 7.13. Distribución de los paneles según el inversor [Elaboración propia]

### 7.3.3. Resumen de las superficies y sus inversores

Se muestra la distribución de cada superficie con sus inversores y posición en los strings y MPPs.



SUPERFICIE E ESTE 1	
SUPERFICIE E OESTE	

Tabla 7.12. Resumen de la disposición de los paneles según inversor [Elaboración propia]

En la herramienta PV\*SOL, se utilizará la siguiente notación para identificar los distintos paneles fotovoltaicos:

- X: Representa el número de inversor utilizado en el sistema.
- Y: Corresponde al seguidor MPPT (Maximum Power Point Tracking) asociado a cada inversor.
- Z: Indica el número de cadena o string que pertenece al seguidor MPPT mencionado anteriormente.
- T: Se refiere a la posición específica del módulo fotovoltaico dentro de la cadena o string correspondiente.



Figura 7.14. Notación para panel según inversor

Esta terminación, por ejemplo, significaría, que pertenece al inversor 2 (superficie oeste), del seguidor MPP2, en la línea 1 y el módulo 4 de dicha línea.

A modo de resumen de los datos de los dos inversores, se crea la siguiente tabla.

SUPERFICIE		OESTE	ESTE 1
Fabricante		RENAC POWER	RENAC POWER
Modelo		R3-25K-G5	R3-30K-G5
DC	Potencia max recomendada [Wp]	45000	30000
	Tensión entrada max [V]	1100	1100
	Rango de tensión MPPT [V]	200-1000	150-1000
	Tensión entrada nominal [V]	620	630

	Número de MPP Trackers	3	2
	Número de string por MPP	2//2//2	2//2
	Intensidad entrada max [A]	30//30//30	30//30
	Intensidad cortocircuito max por MPPT [A]	40//40//40	39//39
AC	Potencia nominal [W]	30000	25000
	Intensidad max [A]	47,8	40
PRECIO		2100 [23]	2500 [23]

Tabla 7.13. Resumen de las características de los dos inversores escogidos

La distribución general de los paneles solares en el tejado del bloque de viviendas queda de la forma:

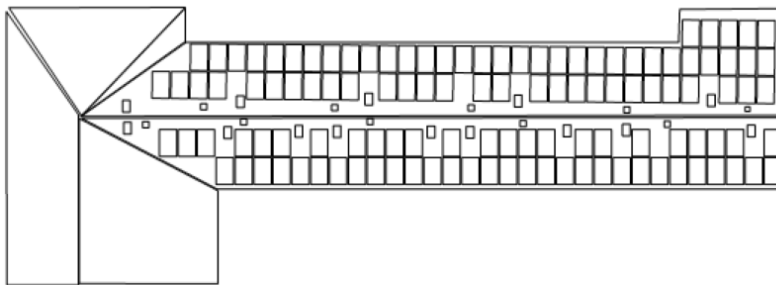


Figura 7.15. Distribución de los paneles solares en los tejados de la vivienda [Elaboración propia]

## 7.5. Cableado

Una vez seleccionados los módulos y el inversor, se procede al cálculo del cableado que conectará el generador fotovoltaico a la red eléctrica. Este cálculo se realizará siguiendo las normativas establecidas en el "Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red" [24] y el "Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión" (REBT) [25]. Estos documentos establecen criterios de cumplimiento para determinar la sección mínima del cableado en instalaciones de baja tensión, y se seleccionará la sección mayor calculada según dichos criterios.

Para la selección de la sección del cableado, se seguirán los siguientes criterios por ser los más restrictivos:

1- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento:

Este criterio se relaciona con el calor generado en el cable debido al paso de la corriente eléctrica, conocido como efecto Joule.

$$P = I^2 \cdot R$$

El cable debe ser capaz de soportar condiciones críticas de máxima temperatura tanto en régimen permanente como en casos de cortocircuitos de corta duración.

- En régimen permanente:

Se establece un límite para la temperatura admisible del aislamiento del cable cuando se trabaja a plena carga en régimen permanente. La temperatura máxima suele ser alrededor de 70°C para cables con aislamientos termoplásticos (PVC) y 90°C para cables con aislamientos termoestables (XPLE). La sección del cable seleccionada debe cumplir la siguiente expresión, considerando que debe ser capaz de soportar una determinada intensidad:

$$I_{z_{tabla}} \cdot K_{total} \geq I_b$$
$$I_z = I_{z_{tabla}} \cdot K_{total}$$

$I_{z_{tabla}}$ : intensidad proporcionada por tablas normalizadas

$I_b$ : intensidad prevista en el conductor

$K_{total}$ : factor de corrección

$I_z$ : es la intensidad proporcionada por las tablas en la condición más desfavorable.

- En cortocircuito:

Este criterio establece un límite para la temperatura del cable cuando se produce un cortocircuito de corta duración, entre 1 milisegundo y 5 segundos. En estos casos, se producirá un aumento significativo de la corriente y, por ende, del calor y la temperatura del cable. La temperatura máxima permitida suele ser alrededor de 160°C para cables con aislamiento termoplástico (PVC) y 250°C para cables con aislamiento termoestable (XPLE).

## 2- Criterio de máxima caída de tensión:

El criterio de máxima caída de tensión se basa en evitar una disminución excesiva de la tensión en la línea debido a la resistencia interna de los conductores eléctricos. Esta caída de tensión podría provocar que las cargas eléctricas no reciban la tensión nominal adecuada, lo que puede afectar el funcionamiento y rendimiento de la instalación.

Según el "Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red", se establece que la sección del conductor debe asegurar que la caída de tensión no sea superior al 1,5% de la tensión nominal en cada tramo. Por otro lado, el "Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión" (REBT) en su ITC-BT-19, establece que la caída de tensión desde el origen de la instalación hasta el punto de utilización no debe superar el 3% de la tensión nominal en el caso de instalaciones interiores para alumbrado, y del 5% para otros usos.

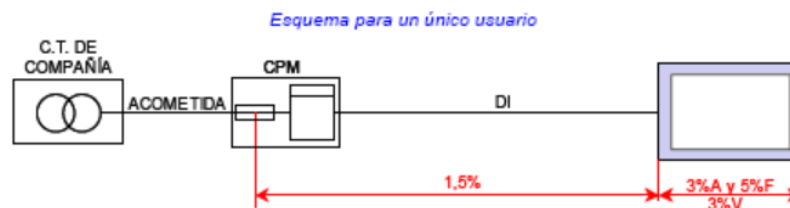


Figura 7.16. Esquema de criterio de caída de tensión [26]

Por lo tanto, se definen dos tramos en la instalación fotovoltaica que deben cumplir con estos límites de caída de tensión: el tramo de corriente continua desde los generadores fotovoltaicos hasta el inversor, y el tramo de corriente alterna desde el inversor hasta el cuadro general de baja tensión de la comunidad de vecinos.

La sección mínima del cableado se puede calcular mediante las siguientes fórmulas:

Para corriente alterna trifásica:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\Delta U}$$

Para corriente continua:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta U} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta U \cdot \gamma}$$

Donde:

L: Longitud del cable.

I: Intensidad que circula por el conductor.

$\cos\varphi$ : Factor de potencia.

$\Delta U$ : Caída de tensión máxima permitida

$\rho$ : Resistividad del conductor, que es la inversa de la conductividad ( $\gamma$ )

Al calcular la sección mínima del cableado de acuerdo con estos criterios, se garantizará que la caída de tensión se mantenga dentro de los límites establecidos por las

normativas, asegurando un funcionamiento óptimo y seguro de la instalación fotovoltaica.

### **7.5.1. Cableado seleccionado**

Es importante mencionar que la instalación fotovoltaica constará de dos tramos distintos: uno en el que circula corriente continua (DC) y otro en el que circula corriente alterna (AC). Aunque ambos tipos de cables tienen una estructura similar, presentan algunas diferencias significativas en sus características eléctricas y aplicaciones. [28]

Los cables DC son comúnmente utilizados en sistemas de transmisión y distribución de corriente continua, mientras que los cables AC son más adecuados para sistemas de alimentación eléctrica convencionales.

Uno de los aspectos distintivos entre ellos es la pérdida de potencia durante el proceso de transmisión de corriente. En los cables DC, estas pérdidas son pequeñas debido a que se reducen principalmente a la resistencia de corriente continua del conductor, y las pérdidas de aislamiento son mínimas.

Por otro lado, los cables AC presentan una resistencia ligeramente mayor (en baja tensión) o considerablemente mayor (en alta tensión) en comparación con los cables DC. Esto se debe al efecto de proximidad y al efecto pelicular, que generan pérdidas mayoritariamente asociadas a la resistencia del aislamiento, así como a la capacitancia e inductancia.

Es relevante destacar que los circuitos de corriente continua y corriente alterna deben estar separados, siendo el sistema de corriente continua aislado y el sistema de corriente alterna conectado a tierra. Esta separación es necesaria para garantizar el correcto funcionamiento y la seguridad de la instalación fotovoltaica en su conjunto.

#### *Cableado de corriente continua*

Se ha seleccionado el cable TECSUN H1Z2Z2-K de la marca Prysmian, entre muchas alternativas, para el cableado de corriente continua, que abarca la conexión desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor. Este cable presenta características y especificaciones óptimas para su aplicación en instalaciones fotovoltaicas y, en particular, en la parte de continua del sistema de autoconsumo. [27]

El cable TECSUN H1Z2Z2-K está fabricado con cobre estañado, lo que mejora su conductividad y resistencia a la corrosión. Además, cuenta con un aislamiento de

compuesto reticulado libre de halógenos, lo que lo convierte en una opción segura y respetuosa con el medio ambiente.

Este cable ha sido diseñado específicamente para su uso en instalaciones fotovoltaicas, y cumple con las normas UNE-EN 50618 e IEC 62930, que establecen los estándares requeridos para su utilización en este tipo de sistemas.

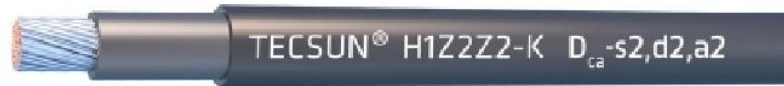


Figura 7.17. Cable TECSUN H1Z2Z2-K [ficha técnica]

### Cableado de corriente alterna

Para el cableado desde el inversor hasta el cuadro general de distribución, se ha optado por utilizar el cable AFUMEX CLASS 1000V de Prysmian, entre las diversas opciones disponibles en el mercado. Este cable ha sido seleccionado debido a su adecuación en aplicaciones fotovoltaicas, específicamente en la sección de corriente alterna del sistema de autoconsumo. [27]

El cable AFUMEX CLASS 1000V cuenta con conductores de cobre estañado, lo que mejora su capacidad de conducción eléctrica y su resistencia a la corrosión. Además, su aislamiento está compuesto por un material reticulado libre de halógenos, lo que lo convierte en una opción segura y respetuosa con el medio ambiente.

Cumple con los requisitos establecidos por la norma UNE 22123-4, lo que asegura su fiabilidad en este tipo de instalaciones.



Figura 7.18. Cable AFUMEX CLASS 1000V [ficha técnica]

## 7.5.2. Cableado en el bloque de viviendas

En la instalación del bloque de viviendas, se implementarán un total de 118 paneles fotovoltaicos, distribuidos en dos inversores. El primer inversor, correspondiente a la superficie Este 1, se compone de tres puntos de máxima potencia (MPPT) con las siguientes configuraciones:

- MPPT 1: Dos líneas en serie de 11 paneles cada una.
- MPPT 2: Dos líneas en serie de 11 paneles cada una.
- MPPT 3: Dos líneas en serie de 10 paneles cada una.

El segundo inversor, ubicado en la superficie Oeste, presenta dos puntos de máxima potencia (MPPT) con las siguientes configuraciones:

- MPPT 1: Dos líneas en serie de 14 paneles cada una.
- MPPT 2: Dos líneas en serie de 13 paneles cada una.

Para el cableado entre los paneles, se utilizarán conectores, saliendo de cada serie o línea un par de cables, uno para el positivo y otro para el negativo.

Existe la posibilidad de realizar el cableado de diversas formas. Una opción es tratar cada serie de forma independiente, con protecciones y secciones de cable determinadas, teniendo en cuenta los pares de cables correspondientes a cada línea, siendo estos los que formarían las entradas al inversor. Otra alternativa consiste en poner en paralelo cada serie, pertenecientes al mismo MPPT, y llevar al inversor solo un par de cables salientes de cada MPPT, siempre considerando que cada serie debe llevar su propia protección.

Visualmente, estas dos opciones se muestran de la siguiente manera, desde los paneles hasta la red de distribución:

1- En paralelo:

Se realizarían agrupaciones en paralelo y en serie, conectando cada línea de este MPPT.

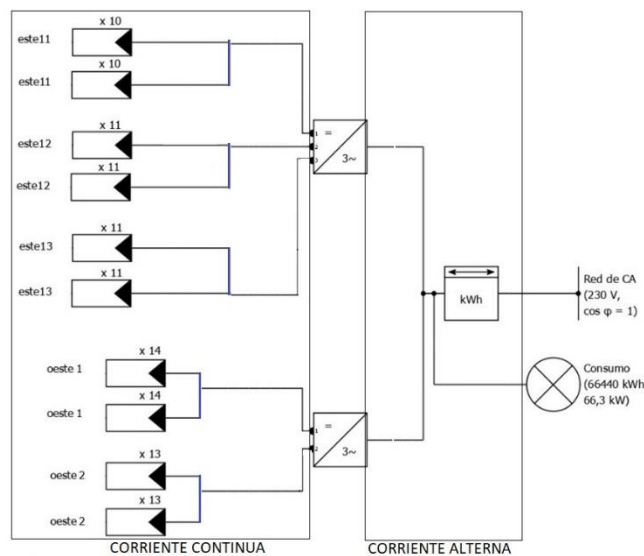


Figura 7.19. Diagrama unifilar simplificado, en paralelo [Elaboración propia]

2- Sin paralelo:

Cada línea se trataría de forma independiente, teniendo, en este ejemplo, dos entradas al inversor por cada MPPT, en cada uno de estos dos. Esto resultaría en un total de 6 pares de cables para la superficie Este y 4 pares de cables para la superficie Oeste.

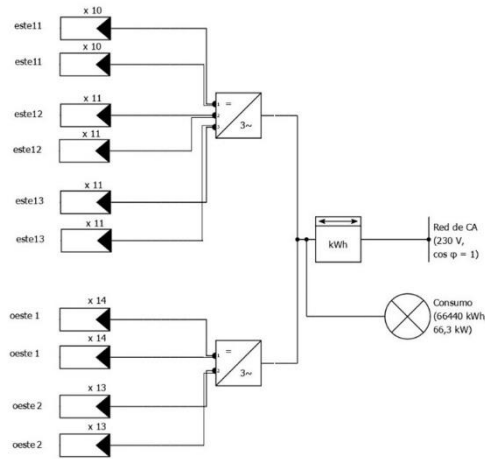


Figura 7.20. Diagrama unifilar simplificado, sin paralelo [Elaboración propia]

Como se dijo al principio del proyecto, no se basa en escoger o estudiar todas las opciones existentes, sino entender y estudiar con detenimiento una de ellas. En este caso, se opta por la segunda opción, ya que los inversores instalados tienen la posibilidad de dos entradas en cada MPPT, una por cada línea, y así se evita hacer excesivas conexiones en paralelo en el tejado y la construcción de cajas de conexiones.

En el cableado de puesta a tierra sí que se realizará la unión de todos los cables de todas las líneas existentes, ya que son menos.

### 7.5.2.1. Tramo de corriente continua: Cableado desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor

El cálculo de la sección del cableado de corriente continua implica evaluar dos inversores diferentes, realizando los cálculos para cada uno por separado. Se analizará la conexión desde los módulos solares hasta el inversor, que se divide en tres disposiciones distintas, que son iguales tanto para la parte de superficie Este 1 como para la de Oeste:

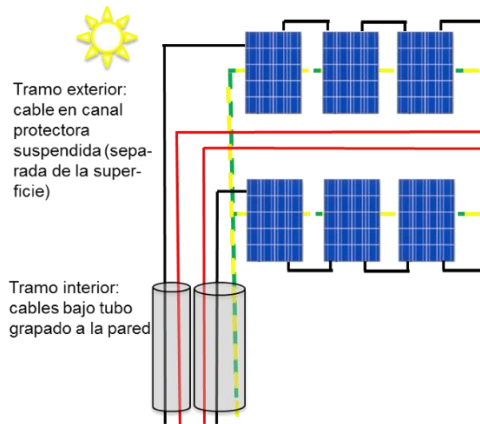


Figura 7.21. Tramos existentes en el cableado [27]

- 1- Primer tramo: Este tramo se encuentra en contacto con el exterior y está expuesto a la intemperie. Se utilizará un tubo protector aislante del sistema tipo B1 para garantizar la estanqueidad de las canalizaciones y facilitar la disipación del calor. Este tramo se extiende desde el final del cableado de la serie de la línea hasta el borde del tejado cuando se desciende a través de la pared, y se implementará mediante tubos.

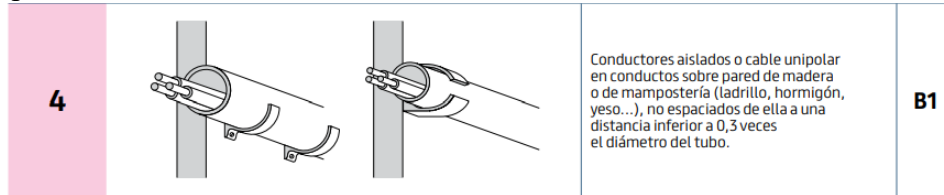


Figura 7.22. Disposición del cableado en el primer tramo [29]

- 2- Segundo tramo: La bajada del cableado por la pared del bloque de viviendas se llevará a cabo mediante una canaleta.

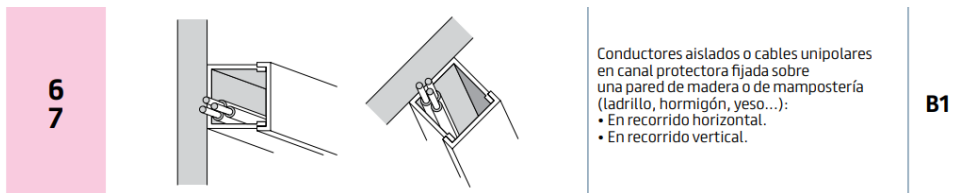


Figura 7.23. Disposición del cableado en el segundo tramo [29]

En la superficie Este 1, como ejemplo de disposición, se organizarán los pares de conductores en seis grupos. Los conductores negros serán positivos, y los rojos, negativos. Esta disposición se ajusta al "Pliego de condiciones técnicas para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red" del IDAE, en el apartado 5.5.1, teniendo en cuenta que al tratarse de corriente continua, no se presentarán problemas de inducción entre los conductores.



Figura 7.24. Disposición de los cables. Modificado de [29]

- 3- Tercer tramo: Este tramo es de carácter interior, donde se realizará la conexión con el inversor. La conexión se efectuará en algún portal, en la parte exterior, junto con los otros contadores de luz existentes. Se utilizará el método de

instalación de "Conductores aislados o cable unipolar en conductor sobre pared de madera o mampostería". También se empleará el sistema tipo B1, similar al utilizado en la parte exterior, lo que simplificará el cálculo de la sección del cable.

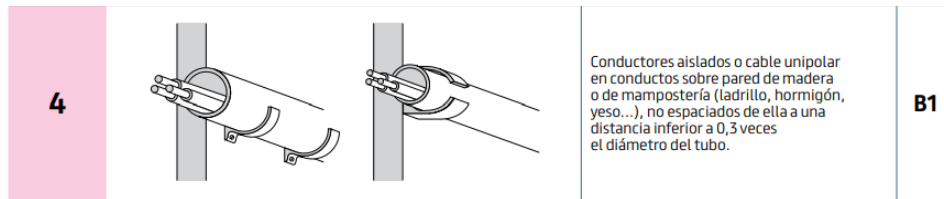


Figura 7.25. Disposición del cableado en el tercer tramo [29]

### Corriente continua: Inversor 1, superficie Este 1

Dado que el tramo exterior es el más desfavorable, debido a las condiciones climatológicas, se realizará los cálculos utilizando las condiciones del primer tramo, considerando los siguientes datos sobre el inversor 1:

- 4 strings de 11 módulos cada uno.
- 2 strings de 10 módulos cada uno.

Como se expuso al principio del apartado de "Cableado", se escogerá una sección que se adapte a los criterios explicados.

- Criterio de máxima intensidad en régimen permanente.

La intensidad en régimen permanente exterior ( $I_{ext}$ ) se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$I_{ext} = \frac{I_{cc} \cdot F_{fv}}{F_s \cdot F_t \cdot F_c}$$

Donde:

- $I_{ext}$ : Intensidad en régimen permanente exterior
- $I_{cc}$ : Intensidad de cortocircuito en condiciones STC (condiciones estándar de prueba) del panel seleccionado. En este caso, su valor es de  $I_{cc}=14,13$  A. (También llamado  $I_b$ )
- $F_{fv}$ : Factor de corrección por instalación fotovoltaica generadora. Según el "REBT" se debe sobredimensionar en un 1,25 para instalaciones generadoras de baja tensión, sin especificar sistemas fotovoltaicos. Según "IEC 62548", se toma un valor de 1,4, por lo que se escogerá este, ya que se especifica que es para instalación de sistemas fotovoltaicos.
- $F_s$ : Factor de corrección por acción solar directa. Según la norma "UNE 20435" es de 0,9.
- $F_t$ : Factor de corrección debido a la temperatura ambiente. Para una temperatura de  $42,2^\circ\text{C}$ , que es la máxima en el caso estudiado, se interpola entre los valores

para 40°C y 45°C para el aislamiento de tipo XLPE. Siendo un valor de 0,9824 A.

Aislamiento	Temperatura ambiente (t <sub>a</sub> ) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,4	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

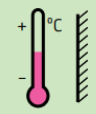


Figura 7.26. Factor de corrección debido a la temperatura ambiente [29]

- Fc: factor por agrupamiento de circuitos. Se tiene 6 circuitos de 6 strings, por lo que se introduce en la siguiente tabla el valor 6, en la columna de “Agrupados al aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente”.

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores										Instalación tipo
		1	2	3	4	5	9	12	16	20		
1	Agrupados al aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente.	1,0	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	AaF	
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas.	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	C	
3	Capa única fijada al techo.	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	C	
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales.	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	EyF	
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, soportes, bridas de amarre, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	EyF	

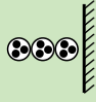


Figura 7.27. Factor de agrupamiento de circuitos [29]

Por lo que el factor por agrupamiento de circuitos será 0,55.

Con estos valores, podemos calcular la intensidad en régimen permanente en el tramo exterior:

$$I_{ext} = \frac{14,13 \cdot 1,4}{0,9 \cdot 0,9824 \cdot 0,55} = 40,68 \text{ A}$$

A continuación, se procede a seleccionar la sección del cableado con el método de instalación TIPO B1. El recubrimiento de los cables seleccionados es del tipo XLPE2. Se busca una intensidad que sea mayor o lo más próxima posible a 40,68 A. Se encuentra un valor de 49 A.

Con este valor, se busca la sección correspondiente y se obtiene que, como mínimo, para soportar la intensidad admisible máxima, se debe tener una sección en los cables de 6 mm<sup>2</sup>.

Método de instalación tipo según tabla 52-B2	Tipo de aislamiento térmico (XLPE o PVC) + número de conductores cargados (2 o 3) (temperatura máxima de los conductores en régimen permanente → 70 °C tipo PVC y 90 °C tipo XLPE)																		
	PVC3 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)			XLPE2 (90 °C)			PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)						
A1																			
A2		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)			XLPE2 (90 °C)										
B1				PVC3 (70 °C)		PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)				XLPE2 (90 °C)						
B2			PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)								
C						PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (70 °C)						
D1/D2*	Ver siguiente tabla																		
E									PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)	XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)					
F										PVC3 (70 °C)		PVC2 (70 °C)	XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)					
Cobre	mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	
185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	
300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713	

Figura 7.28. Elección de la sección óptima [29]

Después, es importante verificar que los fabricantes de los cables seleccionados efectivamente tengan dichas secciones, y se confirma que el cable, de corriente continua, cumple con esta especificación según la ficha técnica.

$$Iz_{tabla} \cdot K_{total} \geq Ib$$

$$Iz = 49 A \cdot 0,9 \cdot 0,9824 \cdot 0,55 \geq 14,13 A$$

$$Iz = 23,83 A > 14,13 A$$

Y si se estudiara con la intensidad sobredimensionada en 1,4:

$$Iz = 23,83 A > 14,13 A \cdot 1,4 = 19,78 A$$

Se seguiría cumpliendo, así que esa es la sección óptima.

Por lo tanto, la sección óptima del cableado para el tramo exterior es de 6 mm<sup>2</sup>.

= Criterio de sección por caída de tensión en el lado de corriente continua

En el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión se dice que “La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y extremo de la canalización”.

Al ser un circuito monofásico:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta U} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta U \cdot \gamma}$$

En el “Libro blanco de la instalación”, se ofrece una tabla con las temperaturas del conductor. Se escogerán los datos del cobre, debido a que se está trabajando con cables de este material.

El criterio de selección de la sección del cableado por caída de tensión en el lado de corriente continua se basa en la consideración de la pérdida de potencia transportada por el cable y la caída de tensión que se produce entre el origen y el extremo de la canalización debido a la circulación de corriente a través de los conductores. Dado que se trata de un circuito monofásico, la fórmula para calcular la sección del cable (S) en función de la caída de tensión ( $\Delta U$ ) es la siguiente:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta U} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta U \cdot \gamma}$$

Donde:

L: Longitud del cable. (m)

I: Intensidad que circula por el conductor. (A)

$\Delta U$ : Caída de tensión máxima permitida. (V)

$\gamma$ : Conductividad del material. Es un coeficiente de utilización de la sección del conductor. En el "Libro blanco de la instalación", se proporciona una tabla con las temperaturas del conductor, y se utilizarán los datos específicos para el cobre, ya que se están empleando cables de este material.

PROPIEDADES DE LOS CONDUCTORES			
Material	Cobre		
Temperatura [°C]	20	70 (termoplast)	90 (termoestab)
Conductividad ( $\gamma$ ) [m/Ω·mm <sup>2</sup> ]	58	48,47	45,49

Tabla 7.14. Propiedades de los conductores según la temperatura

Entonces, para calcular las secciones del cableado en función de la caída de tensión, se tomarán en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1- El aislamiento del cable es termoestable, por lo que se escogerá el valor de 90°C en la tabla de temperaturas del conductor.
- 2- La verificación se hará para asegurar que las caídas de tensión no superen el 1,5% de la tensión nominal.
- 3- La longitud de la fórmula corresponde a la longitud del cable desde el inversor hasta el módulo más alejado del mismo.
- 4- Se tiene la intención de ubicar los inversores en los contadores a la entrada del portal 2, ya que es una zona común y de fácil acceso para introducir el cableado. Además, esta ubicación está en la mitad del bloque de viviendas, lo que reducirá la longitud del cable y, por ende, la caída de tensión.
- 5- Se consideran diferentes strings, numerados sin un significado eléctrico específico, para facilitar la claridad en los cálculos.

Con esta información, se procederá a calcular las secciones del cableado para cada string teniendo en cuenta la longitud de cada uno y la caída de tensión máxima permitida para garantizar el funcionamiento adecuado del sistema fotovoltaico.

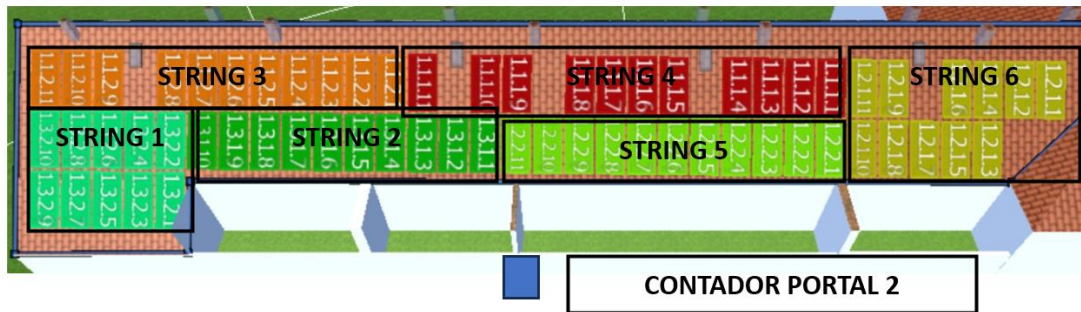


Figura 7.29. Distribución de los strings en la superficie Este 1 [Elaboración propia]

Para calcular la caída de tensión, se sabe que el porcentaje de pérdidas no debe superar los 1,5% de la caída nominal. Por ello, se va a estudiar cada conexión entre los módulos y la unión con el inversor en cada string, tomando como bueno el valor de la sección de 6 mm<sup>2</sup>. Si sobre pasa dicho valor, habrá que hacer cambios en el cableado.

- La intensidad  $I_{mpp}$  del panel es: 13,35 A
- La tensión de  $U_{mpp} = 11 \cdot 41,94 = 461,34$  V
- La sección es de 6 mm<sup>2</sup>
- La longitud del cable dependerá de la zona de interconexión y del string. Se cogerá la longitud desde el inversor hasta el módulo más alejado de este.
- La caída de tensión en cada tramo se hará despejando la fórmula, quedando:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot L \cdot I_{mpp}}{S \cdot \gamma \cdot U_{mpp}}$$

Se calculan en una tabla de Excel las distintas caídas de tensiones en cada string, marcados en colores según la imagen anterior:

STRING	n. módulos	L (m)	V (V)	I (A)	$\gamma$ (m/Ω·mm <sup>2</sup> )	S (mm <sup>2</sup> )	$\Delta U$ (%)
1,000	10,000	41,000	419,500	13,350	45,490	6,000	0,956
2,000	10,000	31,000	419,500	13,350	45,490	6,000	0,723
3,000	11,000	52,000	461,450	13,350	45,490	6,000	1,102
4,000	11,000	37,000	461,450	13,350	45,490	6,000	0,784
5,000	11,000	31,000	461,450	13,350	45,490	6,000	0,657
6,000	11,000	52,000	461,450	13,350	45,490	6,000	1,102

Tabla 7.15. Cálculo de la caída de tensión del cableado Este 1 [Elaboración propia]

Después de estudiar cada conexión string-inversor, se llega a la conclusión de que la sección óptima es la de 6 mm<sup>2</sup>, ya que en ningún caso se supera los 1,5% de caída de tensión. El criterio de intensidad admisible es más restrictivo.

## Corriente continua: Inversor 2, superficie Oeste

En la superficie Oeste, se llevará a cabo el mismo procedimiento que en la superficie Este, considerando sus características eléctricas y mecánicas específicas.

En esta zona, se tienen los siguientes strings:

- 2 strings con 14 módulos cada uno.
- 2 strings con 13 módulos cada uno.

Al igual que en el caso anterior, se realizarán los cálculos con las condiciones del tramo exterior, por ser estas más desfavorables.

### 1- Criterio de máxima intensidad en régimen permanente

Se recuerda la expresión:

$$I_{ext} = \frac{I_{cc} \cdot F_{fv}}{F_s \cdot F_t \cdot F_c}$$

Se siguen teniendo los mismos valores que con anterioridad, al depender únicamente de las condiciones externas y del modelo del panel fotovoltaico. El único que cambia es el  $F_c$ , factor de agrupamiento de circuitos. Ahora se tiene 4 circuitos de 4 strings, por lo que al introducir dicho valor en la tabla, se obtiene un valor de  $F_c=0,65$ .

$$I_{ext} = \frac{14,3 \cdot 1,4}{0,9 \cdot 0,9824 \cdot 0,65} = 34,84 \text{ A}$$

En este caso, al buscar este valor en la tabla de secciones de cobre, se obtiene una de  $4\text{mm}^2$ , correspondiente a una intensidad de tablas de 38 A.

$$38 \text{ A} \cdot 0,9 \cdot 0,9824 \cdot 0,65 \geq 14,13 \text{ A}$$
$$I_z = 21,84 \text{ A} > 14,13 \text{ A}$$

Y si se estudiara con la intensidad sobredimensionada en 1,4:

$$I_z = 21,84 \text{ A} > 14,3 \text{ A} \cdot 1,4 = 20,02 \text{ A}$$

Por lo que la sección de  $4 \text{ mm}^2$  es la óptima.

### 2- Criterio de sección por caída de tensión en el lado de corriente continua

Se realizará exactamente lo mismo que en la superficie anterior, pero con la excepción de que los cables de la superficie oeste también se llevarán al portal 2. Por lo tanto, tendrán más longitud de cableado al tener que ir desde esa parte del edificio a la deseada.

Se nombran los strings de esta superficie, sin significado eléctrico, para nombrarlos con mayor claridad. Posteriormente, se estudiará la longitud desde el inversor hasta el módulo más alejado de este, y se calculará la caída de tensión con una sección de cable de  $4\text{mm}^2$ .

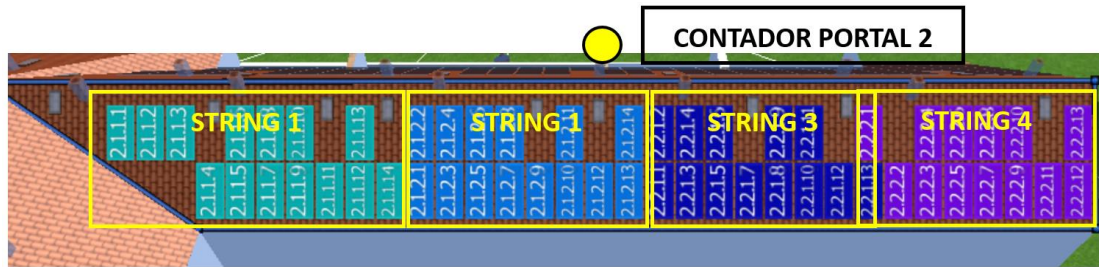


Figura 7.30. Distribución de los strings en la superficie Oeste [Elaboración propia]

INVERSOR 2							
STRING	n. módulos	L (m)	V (V)	I (A)	$\gamma$ (m/Ω·mm <sup>2</sup> )	S (mm <sup>2</sup> )	$\Delta U$ (%)
1,000	14,000	57,000	587,300	13,350	45,490	4,000	1,424
2,000	14,000	46,000	587,300	13,350	45,490	4,000	1,149
3,000	13,000	46,000	545,350	13,350	45,490	4,000	1,238
4,000	13,000	51,000	545,350	13,350	45,490	4,000	1,372

Tabla 7.16. Cálculo de la caída de tensión del cableado Oeste [Elaboración propia]

Después de estudiar cada conexión string-inversor, se llega a la conclusión de que la sección óptima es la de 4 mm<sup>2</sup>, ya que en ningún caso se supera los 1,5% de caída de tensión. El criterio de intensidad admisible es más restrictivo.

Como resumen del tramo de corriente continua, se agrupan las secciones de los cables empleados:

Cable empleado	Cable TECSUN H1Z2Z2-K de Prysmian
Sección cableado superficie Este 1 [mm <sup>2</sup> ]	Sección cableado superficie Oeste [mm <sup>2</sup> ]
6	4

Tabla 7.17. Resumen del cableado empleado en corriente continua

### 7.5.2.2. Tramo de corriente alterna: Cableado desde el inversor hasta el cuadro general de distribuidora.

Como sucedía con el lado de corriente continua, se tiene los mismos dos criterios para el cálculo de la sección del conductor seleccionado anteriormente, el AFUMEX CLASS 1000V de Prysmian.

Este tramo, se realizará conjuntamente para la salida del inversor 1 y del inversor 2, debido a que tienen las mismas características externas, constando de 1 metro de longitud que lleva la corriente desde los inversores hasta el cuadro general de mando y protecciones. Habrá que tener en cuenta las diferencias internas de los inversores.

#### 1- Criterio de intensidad admisible

El circuito está formado por tres conductores cargados, sin contar el neutro ni el conductor de protección.

El tipo de instalación es “Conductores aislados o cables unipolares en canal protectora fijada sobre una pared de madera o de mampostería”, y se encuentra en una superficie interior.

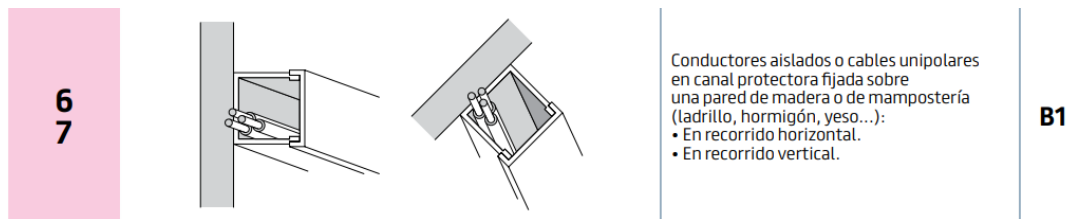


Figura 7.31. Disposición del cableado [29]

El inversor será el encargado en limitar la corriente de salida, y la mayoría de los coeficientes que se usaban en corriente continua, en alterna no se usan, como el de agrupación de circuitos, ya que no hay, o el de la acción solar. El coeficiente de la temperatura, al ser igual la temperatura ambiente máxima 42,2°C, será  $K_t=0,9824$ .

### Inversor 1- Este 1

Los datos eléctricos del inversor 1 son:

- Tensión de salida del inversor ( $U_{ca}$ ): 400 V (trifásica)
- Intensidad máxima de salida del inversor (intensidad nominal): 47,8 A
- El coeficiente de corrección para instalación fotovoltaica, según “REBT” es de 1,25 para instalaciones interiores de baja tensión.

#### 1- Criterio de intensidad máxima admisible

Por lo que su corriente en alterna, que se calcula igual que en corriente continua, será:

$$I_{c.a.} = \frac{I_{cc} \cdot F_{fv}}{F_s \cdot F_t \cdot F_c} = \frac{47,8 \cdot 1,25}{1 \cdot 1 \cdot 0,9824} = 60,82 \text{ A}$$

Siendo el conductor de cobre y con un aislamiento del tipo XLPE3 (90°C)

Método de instalación tipo según tabla 52-B2	Tipo de aislamiento térmico (XLPE o PVC) + número de conductores cargados (2 o 3) (temperatura máxima de los conductores en régimen permanente → 70 °C tipo PVC y 90 °C tipo XLPE)																		
A1																			
A2																			
B1																			
B2																			
C																			
D1/D2*	Ver siguiente tabla																		
E																			
F																			
	mm <sup>2</sup>	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
	185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
	240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
	300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713

Figura 7.32. Obtención de la sección óptima [29]

Se verifica que el fabricante de dicho modelo de cable tiene disponibilidad de dicha sección.

La sección del cable saliente del inversor 1, que se aplicará y que cumple el criterio de intensidad admisible es 16 mm<sup>2</sup>.

## 2- Caída de máxima caída de tensión

Se realizará de la misma forma que en corriente continua pero con la siguiente expresión, al ser trifásica:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{max} \cdot \cos\phi}{\gamma \cdot U_{ca}}$$

- L= 1 metro desde el inversor hasta el cuadro de mandos y protecciones.
- cos φ= 1, para que sea en la situación más desfavorable.

CORRIENTE ALTERNA							
Inversor	L (m)	V (V)	I (A)	γ (m/Ω·mm <sup>2</sup> )	S (mm <sup>2</sup> )	ΔU (%)	
ESTE	1,000	1,000	400,000	47,800	45,490	16,000	0,028

Tabla 7.18. Cálculo de la caída de tensión en la superficie Este 1

Se puede observar cómo la caída de tensión es inferior al 1,5% permitido. Por lo que, la sección será de 16 mm<sup>2</sup>.

## Inversor 2- Oeste

Sus características eléctricas son:

- Tensión de salida del inversor (Uca): 400 V (trifásica)
- Intensidad máxima de salida del inversor (intensidad nominal): 40 A
- El coeficiente de corrección para instalación fotovoltaica, según “REBT” es de 1,25 para instalaciones interiores de baja tensión.

1- Criterio de intensidad máxima admisible

$$I_{c.a.} = \frac{I_{cc} \cdot F_{fv}}{F_s \cdot F_t \cdot F_c} = \frac{40 \cdot 1,25}{1 \cdot 1 \cdot 0,9824} = 50,9 \text{ A}$$

La sección del cable saliente del inversor 2, que se aplicará y que cumple el criterio de intensidad admisible es 10 mm<sup>2</sup>.

2- Caída de máxima caída de tensión

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{max} \cdot \cos\phi}{\gamma \cdot U_{ca}}$$

- L= 1 metro desde el inversor hasta el cuadro de mandos y protecciones.
- cos φ= 1, para que sea en la situación más desfavorable.

CORRIENTE ALTERNA						
Inversor	L (m)	V (V)	I (A)	γ (m/Ω·mm <sup>2</sup> )	S (mm <sup>2</sup> )	ΔU (%)
OESTE	2,000	400,000	40,000	45,490	10,000	0,038

Tabla 7.19. Cálculo de la caída de tensión en la superficie Oeste

Se puede observar cómo la caída de tensión es inferior al 1,5% permitido. Por lo que, la sección será de 10 mm<sup>2</sup>.

Como conclusión del análisis del cableado de corriente alterna, se han determinado las secciones requeridas para cada cable que sale de los inversores.

Cable empleado	Cable AFUMEX CLASS 1000V de Prysmian.
Sección salida inversor Este 1 [mm <sup>2</sup> ]	Sección salida inversor Oeste [mm <sup>2</sup> ]
16	10

Tabla 7.20. Cableado empleado en el circuito de corriente alterna

### 7.5.3. Conexiones entre paneles fotovoltaicos

Posteriormente, es relevante destacar que entre los paneles fotovoltaicos se realizarán las conexiones mediante conectores MC4 [30].

Estos conectores están compuestos por dos elementos: uno destinado a conectar el cable positivo (hembra) y otro al cable negativo (macho).

Se debe seleccionar un conector con una sección de 4 mm<sup>2</sup>, para la superficie Oeste y de 6 mm<sup>2</sup>, para la superficie Este, al ser para el cableado de corriente continua.

El conector elegido cumple con las siguientes características:

- Protección IP68 para garantizar su resistencia al polvo y al agua en condiciones extremas.
- Apto para secciones de cable desde 4 mm<sup>2</sup> hasta 6 mm<sup>2</sup>, asegurando una conexión adecuada para ambos lados del sistema.
- Clase II de aislamiento eléctrico para garantizar una conexión segura y protegida.
- Intensidad de corriente de 32 A, lo que permite soportar la carga eléctrica requerida por el sistema.
- Tensión máxima de 1500 V para asegurar que el conector pueda trabajar con la tensión nominal del sistema.
- Diseñado para uso tanto en interiores como en exteriores, proporcionando versatilidad en su aplicación.

El precio de cada conector es de 2,24 €, lo que lo convierte en una opción asequible para la instalación.



Figura 7.33. Conector MC4 [31]

La conexión de los paneles solares se llevará a cabo de acuerdo con la disposición adecuada utilizando estos conectores MC4. Estos conectores permiten una conexión segura, asegurando una transmisión eficiente de la corriente entre los paneles solares y el resto del sistema fotovoltaico. Se conectarán de la siguiente forma:

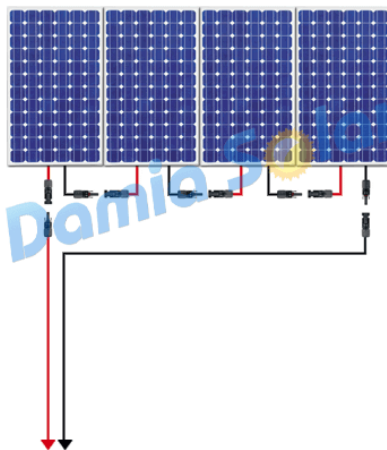


Figura 7.34. Conexión de paneles mediante conectores MC4 [30]

## **7.6. Protecciones eléctricas**

### **7.6.1. Introducción**

De acuerdo con el "Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión", es necesario incluir ciertas protecciones en las instalaciones eléctricas. En primer lugar, se expondrán y, posteriormente, se realizará el cálculo para el proyecto a estudio.

#### **1. Protección contra sobrecargas**

La protección contra sobrecargas está contemplada en la sección ITC-BT-22 del reglamento. Esta disposición establece que todos los circuitos deben contar con protección contra los efectos de las sobrecargas que puedan presentarse en los mismos. Para lograr esto, se debe interrumpir el circuito en un tiempo apropiado o dimensionarlo de manera adecuada para las sobrecargas que se prevén. El reglamento propone el uso de dispositivos de protección como interruptores automáticos de corte omnipolar, fusibles y diferenciales para cumplir con esta exigencia.

Las sobrecargas pueden surgir por diversas causas, por lo que es fundamental contar con protecciones adecuadas para prevenir su ocurrencia. A continuación, se describen las protecciones específicas contra las sobrecargas:

#### **A) Protecciones contra sobrecargas debidas a los aparatos de utilización o defectos de aislamiento de gran impedancia:**

Para evitar sobrecargas en los circuitos debido a equipos utilizados o fallos en el aislamiento de alta impedancia, se establecerá un límite de intensidad de corriente admisible. Este límite puede estar asegurado mediante el uso de dispositivos de interrupción automática de corte o cortocircuitos fusibles calibrados, que actúan de manera precisa y rápida para proteger el circuito cuando se supera el valor de intensidad permitido.

#### **B) Protecciones contra cortocircuitos:**

Con el objetivo de proteger los circuitos contra cortocircuitos, se requerirá que la capacidad de corte de la protección sea equivalente a la intensidad de cortocircuito en el punto de conexión. Esta protección puede implementarse mediante un dispositivo que proteja cada circuito derivado o mediante uno general que brinde protección a todos los circuitos.

#### **C) Protecciones contra descargas eléctricas atmosféricas:**

Para salvaguardar las instalaciones eléctricas contra descargas eléctricas atmosféricas, se deberán adoptar medidas de protección adecuadas. Estas medidas pueden incluir el uso de pararrayos y sistemas de puesta a tierra efectivos para canalizar y disipar las descargas eléctricas generadas por fenómenos atmosféricos.

Al seleccionar el dispositivo de protección óptimo, se considerarán dos condiciones importantes:

- Primero:

Se verificará que la corriente asignada del dispositivo de protección ( $I_n$ ) esté dentro del rango de valores definido por la corriente de diseño del circuito ( $I_b$ ) y la corriente admisible del cable ( $I_z$ ). La corriente de diseño ( $I_b$ ) representa la carga prevista en el circuito, mientras que la corriente admisible del cable ( $I_z$ ) se basa en las especificaciones del sistema según la normativa UNE 20460-523 y la BT-19, teniendo en cuenta los coeficientes utilizados para dimensionar el cable.

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

- Segundo:

Se asegurará que la corriente que garantiza la actuación del dispositivo de protección durante un tiempo prolongado ( $I_2$ ), sea menor o igual a 1,45 veces la corriente admisible del cable ( $I_z$ ). El valor 1,45 se elige de acuerdo con la normativa UNE EN 60898 o UNE EN 61009, aunque otros valores posibles, como 1,3 según la normativa UNE EN 60947-2, también se pueden considerar.

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

Además, se comprobará que la corriente de cortocircuito mínima calculada en el extremo del circuito protegido por el elemento protector ( $I_{ccmin}$ ) sea mayor o igual a la corriente mínima que asegura el disparo magnético ( $I_m$ ).

$$I_{ccmin} \geq I_m$$

Para determinar el tamaño óptimo del dispositivo de protección, se utilizará la fórmula

$$I_c = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}$$

donde K es una constante que depende del aislamiento de los conductores (para cables de XLPE y cobre, se tiene un valor de  $K = 143$ ), S es la sección del cable en  $\text{mm}^2$  y t es el tiempo de duración del cortocircuito medido en segundos.

Es importante asegurarse de que la posición de los dispositivos de protección contra cortocircuitos y sobrecargas no exceda los 3 metros de distancia desde el cambio de naturaleza del circuito hasta el dispositivo de protección. Afortunadamente, en este caso, los inversores y las protecciones están ubicados a una distancia menor de esta limitación, lo que cumple con los requisitos establecidos. Esta cuidadosa selección y colocación de los dispositivos de protección garantizará una operación segura y confiable de todo el sistema eléctrico.

## 2. Protección contra sobretensiones

La protección contra sobretensiones se encuentra regida por la norma ITC-BT-23, que explica la necesidad de proteger las instalaciones eléctricas interiores contra las

sobretensiones transitorias que se transmiten a través de las redes de distribución. Estas sobretensiones pueden originarse principalmente debido a descargas atmosféricas, conmutaciones en las redes eléctricas y fallos en las mismas. Al seleccionar las características del dispositivo de protección frente a las sobretensiones, es crucial considerar los siguientes factores:

- Nivel de protección (Up): Este factor describe cómo opera el dispositivo de protección contra sobretensiones al limitar la tensión entre sus terminales. Es esencial que el nivel de protección sea más bajo que la categoría de sobretensión de la instalación o equipo que se desea proteger. Esto garantizará que el dispositivo actúe rápidamente y desvíe las sobretensiones antes de que alcancen niveles peligrosos para los componentes eléctricos.
- Tensión máxima de servicio permanente (Uc): Esta es la tensión máxima que se puede aplicar de manera continua en los bornes de la protección. Es importante que el dispositivo pueda soportar la tensión nominal de la instalación durante su funcionamiento normal sin sufrir fallos o daños.
- Corriente nominal de descarga (In): La corriente nominal de descarga es el valor de corriente cresta que el dispositivo de protección puede soportar sin sufrir fallos o daños. Es esencial que esta corriente sea adecuada para las sobrecargas transitorias que puedan presentarse en el sistema, permitiendo que el dispositivo actúe eficazmente y desvíe las corrientes peligrosas.

### **7.6.1. Protecciones eléctricas en el circuito de corriente continua**

Para proteger la parte del circuito que va desde los paneles fotovoltaicos hasta el inversor contra posibles sobreintensidades y sobretensiones, se emplearán varias medidas de protección:

- 1- Caja estanca IP65 y prensaestopas: Se utilizarán cajas estancas con protección IP65 y prensaestopas para asegurar el aislamiento y la estanqueidad de las conexiones eléctricas.
- 2- Fusibles a la salida de cada serie de módulos: Se instalarán fusibles cilíndricos tipo gG de la marca "df electric" [32] en un portafusibles, teniendo un fusible para cada conductor del string, uno para el conductor con polaridad positiva y otro para la negativa. Estos fusibles son adecuados tanto para corriente continua como para corriente alterna.

La designación es de tipo gG. La “g” que son cartuchos fusibles limitadores de corriente, capaces de interrumpir todas las corrientes desde su intensidad asignada ( $I_n$ ) hasta su poder de corte asignado, y la “G”, que son cartuchos fusibles para uso general. También son capaces de cortar intensidades de sobrecarga y de cortocircuito, lo que los hace idóneos para proteger el sistema en caso de fallos.

El portafusibles será uno cilíndrico de la marca “df electric” para fusibles de 10\*30, que vale la unidad 3,5€ [33].

La selección del fusible se realiza en función de su corriente de corte, que es la corriente que puede atravesar antes de que se produzca su fusión en un tiempo

específico. Se escogerá un fusible adecuado que proporcione una protección óptima para el sistema.



Figura 7.35. Fusible escogido [32]

3. Protectores magnetotérmicos para el descargador de sobretensiones: Además de los fusibles, se añadirán protectores magnetotérmicos para el descargador de sobretensiones. Estos dispositivos ofrecen una protección adicional contra sobretensiones transitorias que puedan originarse en la red de distribución. Los protectores magnetotérmicos actúan como interruptores automáticos que se activan ante corrientes anormales o sobretensiones, protegiendo el sistema contra daños potenciales.  
Se elegirá el magnetotérmico MAXGE EPB-63M- DC con 2 polos, especificándose la intensidad posteriormente. [34]

La combinación de estas medidas de protección asegurará que el circuito que va desde los paneles fotovoltaicos hasta el inversor esté correctamente protegido frente a sobreintensidades y sobretensiones.

### *Protecciones para circuito de corriente continua-superficie Este 1*

#### ➤ **Fusibles**

Se deben tener en cuenta los siguientes valores para realizar el estudio de la intensidad de los fusibles:

- Corriente admisible del cable:  $I_z = 49 \text{ A} \cdot K_t = 49 \cdot 0,9 \cdot 0,9824 \cdot 0,55 \text{ A} = 23,83 \text{ A}$
- Corriente de diseño del circuito ( $I_b$ ) = Corriente  $I_{mpp}$  del panel ( $I_{mpp}$ ) = 13,35 A
- Sección del cable ( $S$ ) = 6 mm<sup>2</sup>

Se debe verificar las condiciones explicadas anteriormente:

- 1- Primera condición:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$
$$13,35 \text{ A} \leq I_n \leq 23,83 \text{ A}$$

- 2- Segunda condición:

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \rightarrow I_2 \leq 1,45 \cdot 23,83 = 34,55 \text{ A}$$

Según la “UNE 60269”, el valor calculado tiene que ser 1,6 veces la corriente nominal del fusible que se ha escogido

$$1,6 \cdot I_n \leq 34,55 \text{ A} \rightarrow I_n \leq 21,6 \text{ A}$$

Por lo que teniendo en cuenta las dos condiciones, se coge una intensidad del fusible de 20 A.

A continuación, se verifica la corriente nominal frente a sobre cargas, suponiendo que está el máximo tiempo posible, 5 segundos:

$$I_{ccmin} = \frac{132 \cdot 6}{\sqrt{5}} = 354,19 \text{ A}$$

Se verifica que

$$I_{ccmin} \geq I_m$$

$$354,19 \geq I_m$$

Con base en los cálculos y considerando las especificaciones del modelo de fusible seleccionado, se concluye que la intensidad nominal óptima para los fusibles es de 20 A. Por lo tanto, se requerirá la instalación de 12 fusibles, uno por cada cable, con una intensidad nominal de 20 A para garantizar la protección adecuada del circuito.

### ➤ **Interruptor magnetotérmico**

Para la selección del magnetotérmico, se optará por el modelo MAXGE EPB-63M-DC de 2 polos, y se especificará la intensidad nominal ( $I_n$ ) a continuación.

Para realizar el estudio del magnetotérmico, solo es necesario verificar la siguiente condición:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Donde:

- $I_b$  representa la corriente de diseño del circuito según la previsión de carga.
- $I_n$  es la corriente asignada del dispositivo de protección (magnetotérmico).
- $I_z$  es la corriente admisible del cable en función del sistema utilizado, de acuerdo con las normas UNE 20460-523 y BT-19, tomando en cuenta los coeficientes utilizados para dimensionar el cable.

Con los valores proporcionados previamente:

- $I_b = 13,35 \text{ A}$  (corriente de diseño del circuito).
- $I_z = 23,83 \text{ A}$  (corriente admisible del cable para el sistema utilizado).

Se procede a seleccionar la intensidad nominal del magnetotérmico ( $I_n$ ) que cumpla con la condición establecida:

$$13,35 \text{ A} \leq I_n \leq 23,83 \text{ A}$$

Tras evaluar las corrientes de diseño y admisible, se opta por una intensidad nominal de  $I_n = 20 \text{ A}$  para el magnetotérmico MAXGE EPB-63M-DC de 2 polos, asegurando así la protección adecuada del circuito, poniendo uno en cada línea desde el string hasta el inversor, un total de 6.

### Protecciones para circuito de corriente continua-superficie Oeste

#### ➤ **Fusibles**

Se deben tener en cuenta los siguientes valores para realizar el estudio de la intensidad de los fusibles:

- Corriente admisible del cable:  $I_z = 38 \text{ A} \cdot K_t = 38 \cdot 0,9 \cdot 0,9824 \cdot 0,65 \text{ A} = 21,84 \text{ A}$
- Corriente de diseño del circuito ( $I_b$ ) = Corriente  $I_{mpp}$  del panel ( $I_{mpp}$ ) = 13,35 A
- Sección del cable ( $S$ ) = 4 mm<sup>2</sup>

Se debe verificar las condiciones explicadas anteriormente:

1- Primera condición:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$
$$13,35 \text{ A} \leq I_n \leq 21,84 \text{ A}$$

2- Segunda condición:

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \rightarrow I_2 \leq 1,45 \cdot 21,84 = 31,67 \text{ A}$$
$$1,6 \cdot I_n \leq 31,67 \text{ A} \rightarrow I_n \leq 19,79 \text{ A}$$

Según la “UNE 60269”, el valor calculado tiene que ser 1,6 veces la corriente nominal del fusible que se ha escogido

$$1,6 \cdot I_n \leq 34,55 \text{ A} \rightarrow I_n \leq 21,6 \text{ A}$$

Por lo que teniendo en cuenta las dos condiciones, se coge una intensidad del fusible de 16 A.

A continuación, se verifica la corriente nominal frente a sobre cargas, suponiendo que está el máximo tiempo posible, 5 segundos:

$$I_{ccmin} = \frac{132 \cdot 4}{\sqrt{5}} = 236,13 \text{ A}$$

Se verifica que

$$I_{ccmin} \geq I_m$$

Con base en los cálculos y considerando las especificaciones del modelo de fusible seleccionado, se concluye que la intensidad nominal óptima para los fusibles es de 16 A. Por lo tanto, se requerirá la instalación de 8 fusibles, uno por cada cable, con una intensidad nominal de 16 A para garantizar la protección adecuada del circuito.

➤ **Interruptores magnetotérmico**

Se optará, también, por el modelo MAXGE EPB-63M-DC de 2 polos. Para el circuito de la superficie Oeste se tienen los siguientes datos:

- $I_b = 13,35$  A (corriente de diseño del circuito).
- $I_z = 21,84$  A (corriente admisible del cable para el sistema utilizado).

$$13,35 A \leq I_n \leq 21,84 A$$

Se escoge una intensidad nominal de  $I_n = 20$  A para el magnetotérmico MAXGE EPB-63M-DC de 2 polos, poniendo uno en cada línea desde el string hasta el inversor, un total de 4.

*Resumen de las protecciones eléctricas en corriente continua*

PROTECCIONES CORRIENTE CONTINUA - FUSIBLE		
MODELO [32]	Fusible gG de "df electric"	
SUPERFICIE	Nº FUSIBLES	INTENSIDAD (A)
Este 1	12	20
Oeste	8	16

*Tabla 7.21. Resumen de los fusibles empleados en corriente continua*

PROTECCIONES CORRIENTE CONTINUA- MAGNETOTÉRMICO		
MODELO [34]	MAXGE EPB-63M-DC de 2 polos	
SUPERFICIE	Nº MAGNETOTÉRMICO	INTENSIDAD (A)
Este 1	6	20
Oeste	4	20

*Tabla 7.22. Resumen de los magnetotérmicos empleados en corriente continua*

## 7.6.2. Protecciones eléctricas en el circuito de corriente alterna

Para garantizar la protección adecuada en el circuito de corriente alterna, que salen de los dos inversores y llegan al cuadro general del bloque de viviendas, se instala un cuadro de protecciones entre medias de estos dos.

Constará de distintos elementos:

➤ **Interruptores magnetotérmicos automáticos:**

Serán dos, debido a la presencia de dos inversores. Se calculará la intensidad nominal ( $I_n$ ) teniendo en cuenta la corriente de diseño del circuito ( $I_b$ ), la corriente admisible del cable ( $I_z$ ) y la condición:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Característica	Salida Inversor Este 1	Salida Inversor Oeste
----------------	------------------------	-----------------------

Ib = I <sub>max</sub> output (A)	47,8	40
S (mm <sup>2</sup> )	16	10
I <sub>z</sub> tabla (A)	77	57
K <sub>t</sub>	0,9824	0,9824
I <sub>z</sub> (A)= I <sub>z</sub> tabla (A) · K <sub>t</sub>	75,65	56
I <sub>n</sub> (A)	47,8 A ≤ I <sub>n</sub> ≤ 75,65 A	40 A ≤ I <sub>n</sub> ≤ 56 A
Intensidad escogida (A)	50 A	50 A

Tabla 7.23. Características de los magnetotérmicos según inversores

Basándose en las características de los inversores, recogidos en la anterior tabla, se ha seleccionado un valor de 50 A para la intensidad nominal de ambos interruptores, en específico, el interruptor magnetotérmico automático de Schneider Acti 9 iC60. [35]



Figura 7.36. Magnetotérmico Shneider Acti 9 iC60 [35]

➤ **Interruptores diferenciales:**

Además, también se instalará un interruptor para proteger los circuitos en cada salida del inversor. Estos elementos son obligatorios en todas las instalaciones de nueva construcción y sirven para detectar fugas eléctricas y posibles fallos en la instalación. Este medirá la intensidad de corriente entrante y saliente de él y si hay discrepancias o fugas eléctricas, el diferencial suspende la corriente desviando la fuga a toma de tierra.

Vienen determinados por su clase, intensidad, número de polos y sensibilidad. [36]

- Clase: es función de diversos parámetros, como por ejemplo, la presencia de corrientes continuas en ellos.
- Intensidad: es la que es capaz de soportar en condiciones normales sin interrupciones.
- Polos: depende del número de polos que protege.
- Sensibilidad: diferencia mínima de intensidad que debe haber para que pueda actuar el diferencial.

Los interruptores diferenciales seleccionados tienen las siguientes características, escogiendo dos distintos, uno para cada inversor.

Característica	Salida Inversor Este 1	Salida Inversor Oeste
Nombre	Interruptor diferencial 2 P 63 A 30mA clase AC de GACIA [37]	Interruptor diferencial 2 P 40 A 30mA clase AC de GACIA [38]
Sensibilidad [mA]	30	30

Intensidad nominal [A]	63	40
Número de polos	2	2
Marca	GACIA	GACIA

*Tabla 7.24. Diferenciales escogidos según inversores*



*Figura 7.27. Diferencial escogido [38]*

Con la implementación de las protecciones mencionadas, se garantiza un circuito adecuadamente protegido y seguro. Además de las protecciones externas proporcionadas por los interruptores magnetotérmicos y diferenciales, los inversores también cuentan con una serie de protecciones internas para resguardar su funcionamiento y el sistema fotovoltaico en general. Estas protecciones incluyen:

- Monitorización de aislamiento en corriente continua: Permite detectar posibles fallos de aislamiento en el circuito de corriente continua.
- Protección de polaridad inversa de entrada: Previenen los efectos adversos causados por una conexión incorrecta de los paneles solares al inversor, evitando posibles daños en el sistema.
- Protección anti-isla: Detecta y evita situaciones en las que el sistema fotovoltaico sigue generando energía incluso cuando la red eléctrica principal ha sido desconectada, lo que podría suponer un peligro para los trabajadores de mantenimiento y la red.
- Monitorización de corriente residual: Detecta la presencia de corriente residual, que podría indicar fugas eléctricas, y toma medidas para prevenir descargas eléctricas o daños a los equipos.
- Protección contra sobrecalentamiento: Supervisa la temperatura de los componentes del inversor y actúa para evitar sobrecalentamientos que puedan dañar el equipo.
- Protección contra sobrecorriente en corriente alterna: Detecta y limita las corrientes anómalas en el circuito de corriente alterna, protegiendo tanto los inversores como los equipos conectados a la red eléctrica.
- Protección contra cortocircuito en corriente alterna: Actúa rápidamente para interrumpir el flujo de corriente en caso de un cortocircuito en el circuito de corriente alterna, evitando daños en los equipos.
- Protección contra sobretensión en corriente alterna: Limita la tensión en el circuito de corriente alterna para evitar daños causados por picos de tensión.

En conjunto, estas protecciones tanto internas como externas brindan un nivel completo de seguridad, protegiendo tanto los equipos como a los usuarios y la red eléctrica.

## 7.7. Conductores de puesta a tierra y conductores de protección

Este apartado se basará en el Reglamento de Baja Tensión, específicamente en el capítulo BT-18 y en [40].

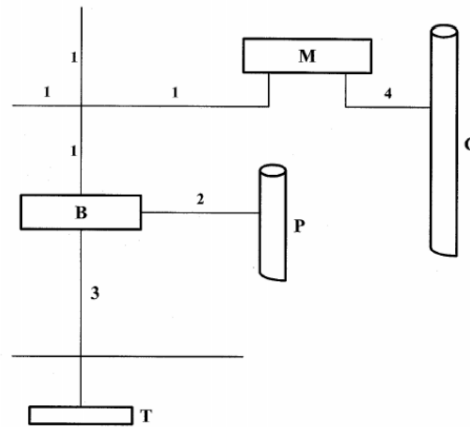
Según el BT-18, la puesta a tierra es la conexión eléctrica directa, sin fusibles ni protecciones, entre una parte del circuito eléctrico y un electrodo. Es fundamental asegurarse de que se cumple con la normativa (ITC-BT-24) en cuanto al valor de la resistencia de puesta a tierra. También es importante garantizar que las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga circulen sin representar riesgos térmicos, mecánicos o eléctricos. Si existiera el riesgo de electrólisis, también se debe tomar en cuenta en la planificación del sistema de puesta a tierra.

El sistema de puesta a tierra es una medida de seguridad obligatoria en todas las instalaciones eléctricas, ya que su objetivo es disipar las corrientes de fuga y dirigir las hacia el terreno, proporcionando protección contra peligros como contactos indirectos o sobretensiones transitorias.

Las partes fundamentales del sistema de puesta a tierra son las siguientes:

- 1- Conductor de protección: Este conductor conecta las masas metálicas con el punto de puesta a tierra.
- 2- Conductor de unión equipotencial principal: Estos conductores se encargan de conectar elementos conductores no electrificados a las masas o directamente al borne de puesta a tierra.
- 3- Masas: Las masas son partes metálicas de la instalación eléctrica que se conectan mediante los conductores de protección al borne principal de tierra. A partir de este punto, los conductores de tierra se extienden hasta la toma de tierra, que es el punto de contacto con el terreno donde se descargan las fugas de corriente y las sobretensiones.
- 4- Toma de tierra: La toma de tierra está compuesta por uno o varios electrodos de cobre que se encuentran anclados en el terreno y solo son accesibles a través de arquetas. Estos electrodos pueden ser picas o placas y pueden estar enterrados vertical u horizontalmente.

En la siguiente ilustración, se muestran gráficamente las distintas partes que compone el sistema de puesta a tierra.



**Leyenda**

- 1 Conductor de protección.
- 2 Conductor de unión equipotencial principal.
- 3 Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
- 4 Conductor de equipotencialidad suplementaria.
- B Borne principal de tierra, o punto de puesta a tierra
- M Masa.
- C Elemento conductor.
- P Canalización metálica principal de agua.
- T Toma de tierra.

Figura 7.38. Diagrama del sistema de puesta a tierra [25]

### 7.7.1. Explicación de conceptos sobre los conductores y los electrodos del sistema

#### Conductores del sistema de puesta a tierra

Dependerá de la función que desempeñen, el método de empleo, el material o la sección del cableado que se pretende proteger. Primero, como se ha hecho otras veces, se explicarán los distintos conceptos y, posteriormente, se calcularán.

- Conductores de protección: su sección se basará en la siguiente tabla, dependiendo de la sección de los conductores protegidos.

Tabla 2. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

Sección de los conductores de fase de la instalación $S$ ( $\text{mm}^2$ )	Sección mínima de los conductores de protección $S_p$ ( $\text{mm}^2$ )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Figura 7.39. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase [25]

- Conductores de tierra: tendrán una sección que se basarán en las mismas condiciones que los conductores de protección, pero dependerán si están protegidos contra la corrosión o no.

**Tabla 1. Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra**

TIPO	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado 3.4	16 mm <sup>2</sup> Cobre 16 mm <sup>2</sup> Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión		25 mm <sup>2</sup> Cobre 50 mm <sup>2</sup> Hierro
* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

Figura 7.40. Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra [25]

- El conductor principal de equipotencialidad: debe tener una sección no menor a la mitad de la del conductor de protección de sección mayor de la instalación.  
En los conductores equipotenciales secundarios, que unen los elementos conductores con las masas, la sección no será menor que la mitad de la del conductor de protección unido a la masa.

### *Electrodos del sistema de puesta a tierra*

Para garantizar el funcionamiento adecuado de la instalación de puesta a tierra, es fundamental que la resistencia entre los elementos conductores o masas y el terreno, conocida como resistencia de tierra, sea lo suficientemente baja. Así se podrá asegurar que cualquier corriente de fuga se desvíe hacia el terreno en vez de fluir a través de otros medios.

El dimensionamiento de los electrodos se realiza de manera que la resistencia de tierra cumpla con los límites establecidos para tensiones de contacto. En espacios conductores locales, se establece un límite máximo de 24 V, mientras que en otros casos el límite es de 50 V.

La resistencia se calcula en función de estos valores de tensión y de intensidad máxima de fuga permitida, la cual está limitada por la sensibilidad del interruptor diferencial instalado.

$$Resistencia\ de\ tierra\ máxima\ [\Omega] = \frac{Tensión\ de\ contacto\ máxima\ [V]}{Sensibilidad\ del\ diferencial\ [A]}$$

Cuando ya se conoce el valor de la resistencia máxima admisible de tierra, se podrá calcular el número de electrodos necesarios en función del tipo y la resistividad del terreno.

**Tabla 3. Valores orientativos de la resistividad en función del terreno**

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

Figura 7.41. Valores orientativos de la resistividad en función del terreno [25]

Se estudiará el caso de corriente alterna, es decir, posterior a los dos inversores. Según el “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”, es necesario una toma de tierra independiente de la de la distribuidora de la red para la instalación fotovoltaica.

### 7.7.2. Cálculo de las secciones de conductores y de electrodos

#### *Puesta a tierra de los paneles fotovoltaicos (CORRIENTE CONTINUA)*

En instalaciones fotovoltaicas, los módulos son elementos que pueden cargarse electrostáticamente y pueden llegar a alterar el funcionamiento de la instalación o crear peligros a personas o animales. Por ello, estos paneles fotovoltaicos deben ponerse a tierra para despejar posibles faltas que pudieran aparecer.

Los marcos metálicos de los soportes de los módulos tienen un orificio específico para la puesta a tierra. Estos están fabricados de aluminio anodizado que es conocido por ser un material aislante, por lo que se suele colocar en este orificio un cable de cobre desnudo para cumplir dicho fin.

Los pasos para seguir son los siguientes:

- Se conectan, mediante cables de protección a tierra, en serie los marcos de la estructura de los módulos. Tienen orificios específicos.



Figura 7.42. Conexión a tierra entre los paneles [40]

- Cuando ya están dispuestos en serie, se conecta dicha serie a la estructura. Posteriormente, de esa unión se lleva a la pica, a tierra.



Figura 7.43. Conexión a tierra de los paneles [40]

De los módulos en serie, saldrán un total de 10 cables de protección, 6 de la superficie este y 4 de la oeste. Como ya serían demasiados cables, ya que se tienen los de tierra y los de la corriente continua, se opta por unir todo el cableado de puesta a tierra en uno. Se realizará en el tejado, justo en el lugar donde se dispone a descender la altura del edificio, donde se pondrá una pequeña caja para hacer la unión.

El Reglamento de Baja Tensión en el capítulo 18, apartado 3.4 de Conductores de protección se dice “Cuando el conductor de protección sea común a varios circuitos, la sección de ese conductor debe dimensionarse en función de la mayor sección de los conductores de la fase.”

Por lo que teniendo en cuenta que los cables de la superficie este serán de  $16 \text{ mm}^2$  y los de la oeste serán de  $10 \text{ mm}^2$ , que se ejecutarán los cálculos a continuación, se tendrá un cableado, después de la unión, de  $16 \text{ mm}^2$ .

Los cables de puesta a tierra tendrán el siguiente aspecto:



Figura 7.44. Cableado a tierra [41]

Para los circuitos de la instalación fotovoltaica, se realizará la división de la superficie Este 1 y la de la superficie Oeste.

### *Cálculo de secciones de conductores y electrodos - Superficie Este 1*

#### 1- Elección de sección de los conductores equipotenciales, de protección y de enlace.

Se recuerda que el cableado de corriente alterna tiene una sección de  $16 \text{ mm}^2$ , por lo que al ser igual a  $16 \text{ mm}^2$ , la sección de los cables de protección será de igual que la del cableado, de  $16 \text{ mm}^2$ .

El conductor de equipotencialidad secundaria, que será el encargado de unir los paneles con sus estructuras soporte, deberá ser su sección, como mínimo la mitad de la del conductor de protección unido a su vez a la masa, el marco de los módulos fotovoltaicos. Por lo que se escogerá un valor de  $6 \text{ mm}^2$ , que concuerda ampliamente con la condición.

Como el conductor de tierra va a ser enterrado y por tanto, no va a estar protegido frente a la corrosión, deberá tener una sección de al menos  $25 \text{ mm}^2$ , eligiéndose ese valor.

#### 2- Cálculo de los electrodos necesarios para la puesta a tierra del circuito.

En este circuito se tiene un interruptor diferencial con una sensibilidad de 30 mA. Se ha tomado el valor de la resistividad del terreno de  $400 \Omega \cdot \text{m}$ , al ser de arena arcillosa. Al ser una instalación local, se limita el valor de la tensión máxima de contacto en 24 V. El método de instalación de la protección será mediante picas de cobre de 2 metros de longitud enterradas verticalmente, superando el valor límite de la norma de 0,5 metros. Se realizan los cálculos posteriores:

$$\text{Resistencia de tierra máxima } [\Omega] = \frac{24 [V]}{0,03 [A]} = 800 \Omega$$

Al ser pica vertical:

$$\begin{aligned} \text{Resistencia } [\Omega] &= \frac{\text{Resistividad } [\Omega \cdot \text{m}]}{\text{Longitud total } [m]} \rightarrow \text{Longitud total } [m] \\ &= \frac{\text{Resistividad } [\Omega \cdot \text{m}]}{\text{Resistencia } [\Omega]} \end{aligned}$$

$$\text{Longitud total } [m] = \frac{400 [\Omega \cdot \text{m}]}{800 [\Omega]} = 0,5 \text{ m}$$

$$n^{\circ} \text{ picas} = \frac{\text{Longitud total } [m]}{\text{Longitud pica } [m]} = \frac{0,5 [m]}{2 [m]} = 0,25 \text{ picas} \sim 1 \text{ pica}$$

Por lo que se necesitara 1 picas para conectar a tierra el circuito de alterna saliente del inversor este.

### *Cálculo de secciones de conductores y electrodos - Superficie Oeste*

Se hace exactamente lo mismo pero para la salida del inversor oeste, teniendo en cuenta:

- Sección del cableado es de 10 mm<sup>2</sup>
- Sensibilidad del diferencia es 300 mA
- Resistividad del terreno sigue siendo el mismo, 400 Ω·m.
- Se instalarán picas de 2 metros de cobre en disposición vertical enterradas

#### 1- Elección de sección de los conductores equipotenciales, de protección y de enlace.

Los cables de protección serán de igual sección que la del cableado, de 10 mm<sup>2</sup>.

El conductor de equipotencialidad secundaria, se escogerá un valor de 6 mm<sup>2</sup>.

Como el conductor de tierra va a ser de 25 mm<sup>2</sup>.

#### 2- Cálculo de los electrodos necesarios para la puesta a tierra del circuito.

Al tener las mismas características de instalación de pica y resistividad del terreno, se obtendrá el mismo número de estas, 1 en total.

Se colocará un total de 1 solo electrodo, ya que la longitud de la pica sería 0,25 cada una, y al medir 2 metros la pica, valdría solo con una para asegurar los dos circuitos en alterna. Por lo que irán a dicho electrodo los dos circuitos, el del este y el del oeste.

## **7.8. Equipo de medida**

Para la medición y cuantificación precisa de la energía generada por el sistema fotovoltaico, así como para mantener un control y supervisión eficiente de las características eléctricas del circuito, se requerirá la utilización de un dispositivo especializado conocido como contador bidireccional. Este equipo desempeña una función crucial al registrar tanto la energía suministrada por el sistema fotovoltaico a la red eléctrica como la energía consumida por los usuarios del bloque de viviendas.

Es relevante mencionar que el contador actual del bloque de viviendas ya se trata de un contador inteligente, digital y bidireccional. Este ya cuenta con las capacidades necesarias para realizar mediciones en ambos sentidos de la energía eléctrica (entrada y salida), no será necesario reemplazarlo o instalar uno nuevo específicamente para el sistema fotovoltaico. Esto representa una ventaja significativa, ya que se evita un gasto adicional en él.

## **7.9. Conexión a la red**

Para realizar la conexión en una instalación para autoconsumo colectivo se puede optar por distintas alternativas, pero la óptima en el caso de estudio, según el Real Decreto 244/2019, Capítulo II, Artículo 3 es la instalación conectada a la red:

“Es aquella instalación de generación conectada en el interior de una red de un consumidor, que comparte infraestructuras de conexión a la red con un consumidor o que esté unida a este a través de una línea directa y que tenga o pueda tener, en algún momento, conexión eléctrica con la red de transporte o distribución.”

“En el supuesto de instalaciones de generación conectadas a la red interior de un consumidor, se considerará que ambas instalaciones están conectadas a la red cuando o bien la instalación receptora o bien la instalación de generación esté conectada a la red.”

Después de exponer lo dicho por la norma, se llega a la conclusión de que la mejor forma de conectar la generación fotovoltaica es que aguas abajo del cuadro de protección y medidas de los circuitos provenientes de los inversores, se conecte directamente a la red eléctrica del consumidor mediante las líneas de acometida, o contadores, establecidos en el portal 2, al lado de dicho circuito.

## 7.10. Estructura de soporte paneles fotovoltaicos

Según el “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red” [24], las estructuras soportes para paneles fotovoltaicos deberán cumplir el “Código Técnico de la Edificación” respecto a seguridad. Deberá tener una serie de características:

- La estructura tiene que aguantar agentes ambientales, como sobrecargas del viento y nieve.
- El diseño y construcción de la estructura y sistema de fijación de módulos deberá permitir dilataciones térmicas sin afectar a estas.

En el caso de estudio los paneles se dispondrán sobre el tejado de teja de forma coplanaria a este, ya que se aprovecha la óptima inclinación evitando la construcción de una estructura elevadora de los paneles.

Esta configuración es la más segura, siendo diseñada para soportar agentes ambientales, corrosión o daños por radiación ultravioleta.

### 7.10.1. Partes de las estructuras coplanares

Las estructuras coplanares se disponen en los tejados de las viviendas mediante dos perfiles de aluminio sobre los que se colocarán los módulos fotovoltaicos. La inclinación, al ser coplanar, será la perteneciente al tejado donde se monte la estructura. Estará formada por los siguientes componentes [42]:



Figura 7.45. Partes de las estructuras coplanares [41]

1. Perfiles de aluminio o guías: Su función será la de colocar los módulos a la estructura.



2. Uniones de perfiles de aluminio o uniones de guías: Su función será unir los perfiles de aluminio que se necesiten.



3 y 4. Pinzas intermedias y finales (Abrazaderas): Su función será sujetar los módulos a la estructura.



5 y 6. Tornillos y tuercas

7 y 8. Escuadras

9. Salvatejas: Accesorio para anclar la estructura con el tejado de tejas

10. Espárragos doble rosca

## 7.10.2. Montaje de las estructuras coplanares

- 1- Realizar perforación en la parte superior de las tejas y colocar los soportes para las guías.
- 2- Colocar las guías, usando las uniones y la tornillería.
- 3- Colocar los paneles fotovoltaicos en las guías, usando grapas y abrazaderas.
- 4- Conectar la instalación.

La estructura escogido será de la marca CARLOS ALCARAZ, “Soporte coplanar atornillado teja 01V” [43]. Tiene disponibilidad hasta para la colocación de 6 módulos. Estos no dependerán de la configuración de los strings o inversores, ya que se trata de algo mecánico, por lo que se agruparán según la cercanía. Se estudia qué configuración es óptima para el montaje de las estructuras coplanares:

Superficie ESTE 1:



Figura 7.46. Distribución de los módulos Este 1 según estructuras

- 6 soportes de 6 módulos
- 2 soportes de 5 módulos
- 2 soportes de 4 módulos
- 2 soportes de 3 módulos
- 2 soportes de 2 módulos

Superficie OESTE:



Figura 7.47. Distribución de los módulos Oeste según estructuras

Se tendrán:

- 5 soportes de 6 módulos
- 3 soportes de 4 módulos
- 2 soportes de 3 módulos
- 1 soporte de 2 módulos
- 4 soportes de 1 módulo.

A continuación, se recoge en las siguientes tablas los precios de cada tipo de estructura y cuántas de cada tipo se necesitarán.

Número de módulos	Precio [€]
6	206,43
5	178,85
4	139,3
3	105,51
2	73,64
1	46,72

Tabla 7.25. Precios de las estructuras según los módulos

Tipo de soporte	Número de soportes/tipo	Precio/tipo [€]
6	11	2270,73
5	2	357,7
4	5	696,5
3	4	422,04
2	3	220,92
1	4	186,88
Precio total [€]		4154,77

Tabla 7.26. Precio total de las estructuras

Se instalarán los paneles fotovoltaicos a una altura de 10 centímetros sobre las tejas, con el propósito de optimizar la ventilación y mejorar la disipación del calor generado durante el funcionamiento del sistema.

## 7.11. Diagramas de la instalación fotovoltaica

### 7.11.1. Diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica

Se muestra el diagrama unifilar que recoge todos los elementos estudiados en este capítulo.

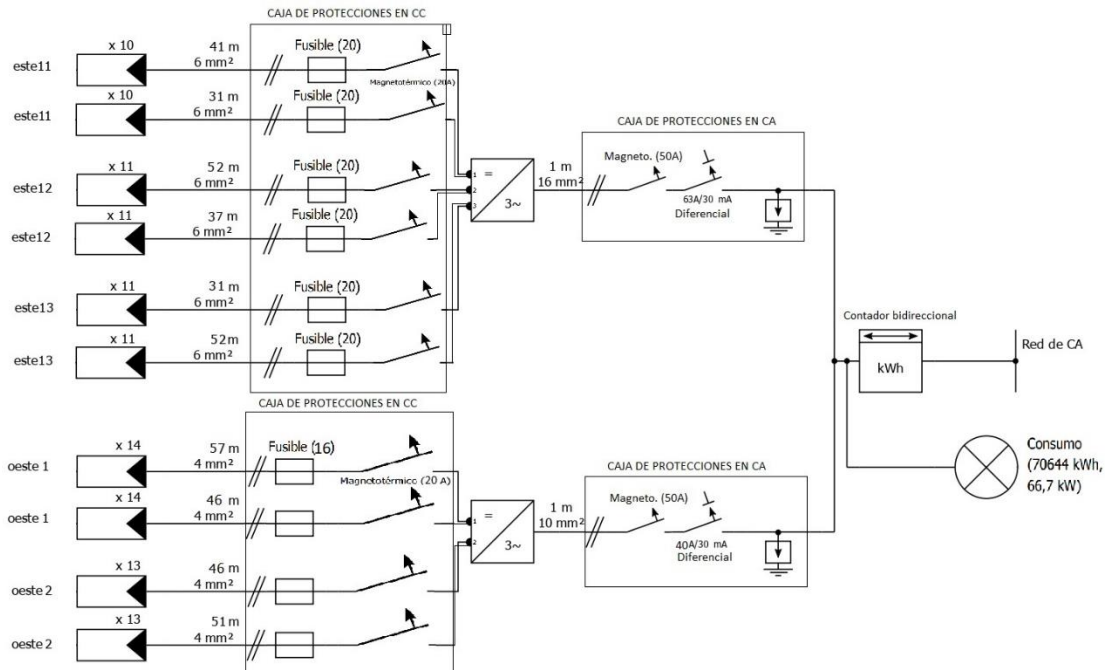


Figura 7.48. Diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica [Elaboración propia]

### 7.11.2. Planos de acotación de las superficies de la instalación fotovoltaica

#### Superficie Este 1

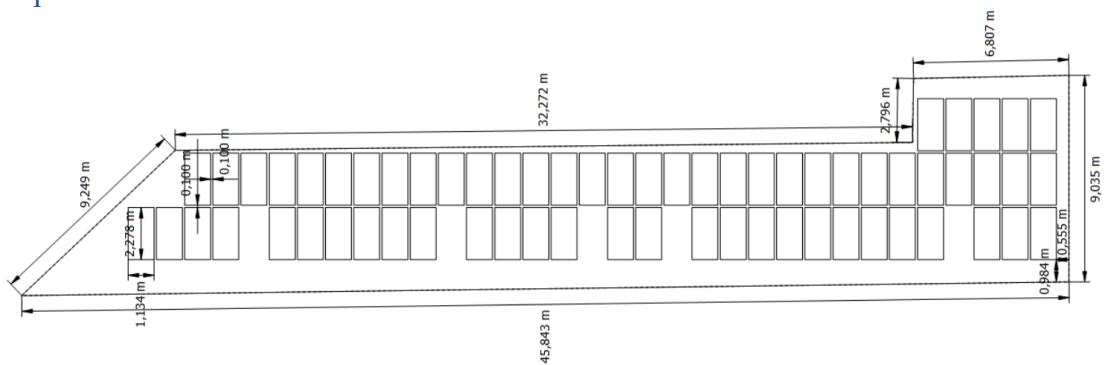


Figura 7.49. Plano de acotación- Este 1 [Elaboración propia]

Superficie Oeste

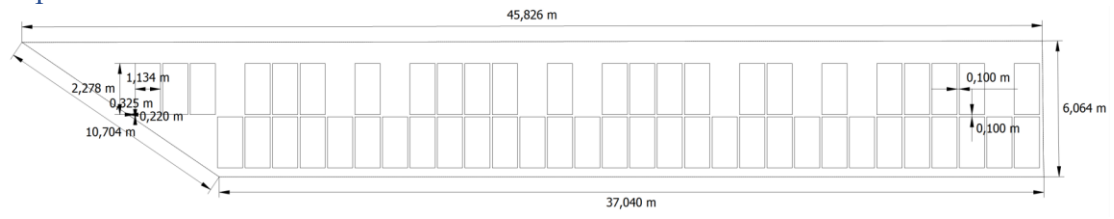


Figura 7.50. Plano de acotación- Oeste [Elaboración propia]

## CAPÍTULO 8. ESTUDIO ENERGÉTICO Y ECONÓMICO

### 8.1. Estudio energético

El presente estudio energético tiene como objetivo analizar los consumos energéticos del bloque de viviendas, incluyendo apartamentos, zonas comunes, portales, trasteros y garajes. Para ello, se han utilizado facturas eléctricas reales de una de las viviendas y de las áreas comunitarias, lo que nos permite tener una visión precisa y representativa de los patrones de consumo en el edificio.

#### 8.1.1. Consumo previo a la instalación fotovoltaica

El análisis previo a la instalación fotovoltaica se ha realizado mediante gráficas proporcionadas por la herramienta PV\*SOL, que consideran los consumos eléctricos por horas, tomando en cuenta las 27 viviendas y las zonas comunes.

En el diagrama de barras, se observa una distribución generalmente uniforme del consumo de eléctrico a lo largo del año, con algunas excepciones puntuales.

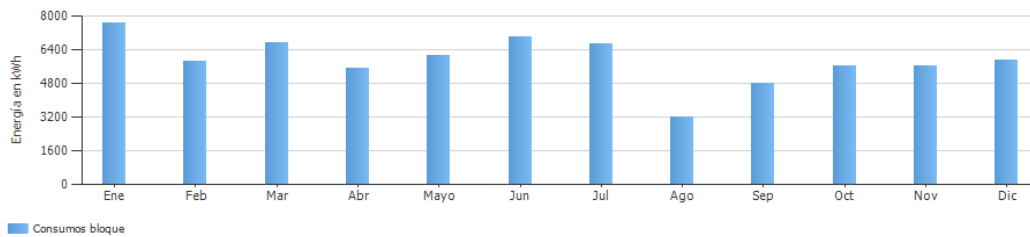


Figura 8.1. Consumos del bloque de vivienda por meses, PV\*SOL

Los datos recopilados de los apartamentos y las áreas comunes se presentan en una tabla resumen.

Mes 2022/ Consumidor	Comunidad de vecinos (kWh)	1 apartamento (kWh)	27 apartamentos (kWh) (1 apartamento X 27)	27 apartamentos + comunidad (kWh)
Enero	342,12	271,87	7340,54	7682,66
Febrero	342,13	204,66	5525,74	5867,87
Marzo	341,95	236,10	6374,57	6716,51
Abril	341,88	191,43	5168,69	5510,57
Mayo	341,87	211,42	5708,26	6050,13

Junio	341,80	246,00	6642,05	6983,85
Julio	341,78	234,78	6338,95	6680,73
Agosto	341,91	106,36	2871,72	3213,63
Septiembre	342,09	163,91	4425,60	4767,69
Octubre	342,23	194,94	5263,35	5605,58
Noviembre	342,24	194,69	5256,55	5598,79
Diciembre	0,373	204,451	5520,177	5520,550

Tabla 8.1. Consumos mensuales [Elaboración propia]

Durante el mes de enero, se alcanzó el consumo más alto con 7682,66 kWh, mientras que el consumo más bajo se registró en agosto con 3213,63 kWh.

Estos resultados constituyen una base sólida para evaluar el impacto de la instalación de paneles fotovoltaicos en el balance energético del bloque de viviendas, lo que permitirá mostrar la viabilidad del proyecto.

### 8.1.2. Consumo y producción energética con la instalación fotovoltaica

En la sección 8.1.2, procederemos a analizar diversas gráficas representativas para un día típico en cada una de las cuatro estaciones del año. El objetivo es observar cómo varía la producción fotovoltaica y evaluar las características más relevantes de la instalación fotovoltaica implementada. Para este análisis, se tomarán en cuenta los siguientes conceptos clave:

- 1- Radiación solar sobre las superficies inclinadas: Se presentará una representación gráfica de la radiación solar incidente sobre las superficies inclinadas del sistema fotovoltaico en función de las horas del día y la estación del año. Esto nos permitirá visualizar cómo varía la disponibilidad de energía solar a lo largo del día y a lo largo de las estaciones.
- 2- Cantidad de energía fotovoltaica producida por cada superficie lista para usar: Se mostrará una gráfica que resume la cantidad de energía eléctrica generada por cada panel fotovoltaico listo para su uso en el sistema.
- 3- Consumo de los clientes y generación fotovoltaica: Se presentarán gráficas que ilustran el consumo de energía de los clientes, la generación fotovoltaica y la inyección a la red eléctrica, así como el consumo propio de energía fotovoltaica. Esto permitirá visualizar la interacción entre el sistema fotovoltaico y los patrones de consumo eléctrico de los usuarios, así como el flujo de energía entre el sistema y la red eléctrica. Se enfatizará en el análisis del camino que sigue la energía fotovoltaica desde su generación hasta su uso, lo que incluye tanto el autoconsumo por parte de los clientes como la posible inyección de excedentes de energía a la red eléctrica.

Radiación sobre las superficies inclinadas

Se han generado gráficas que representan los datos de los días 29 de marzo (primavera), 29 de junio (verano), 29 de septiembre (otoño) y 29 de diciembre (invierno). Estas gráficas muestran la cantidad de radiación solar recibida por las superficies inclinadas de los tejados a lo largo de las horas de cada día. La gráfica amarilla corresponde a la superficie Oeste y la azul corresponde a la superficie Este 1.

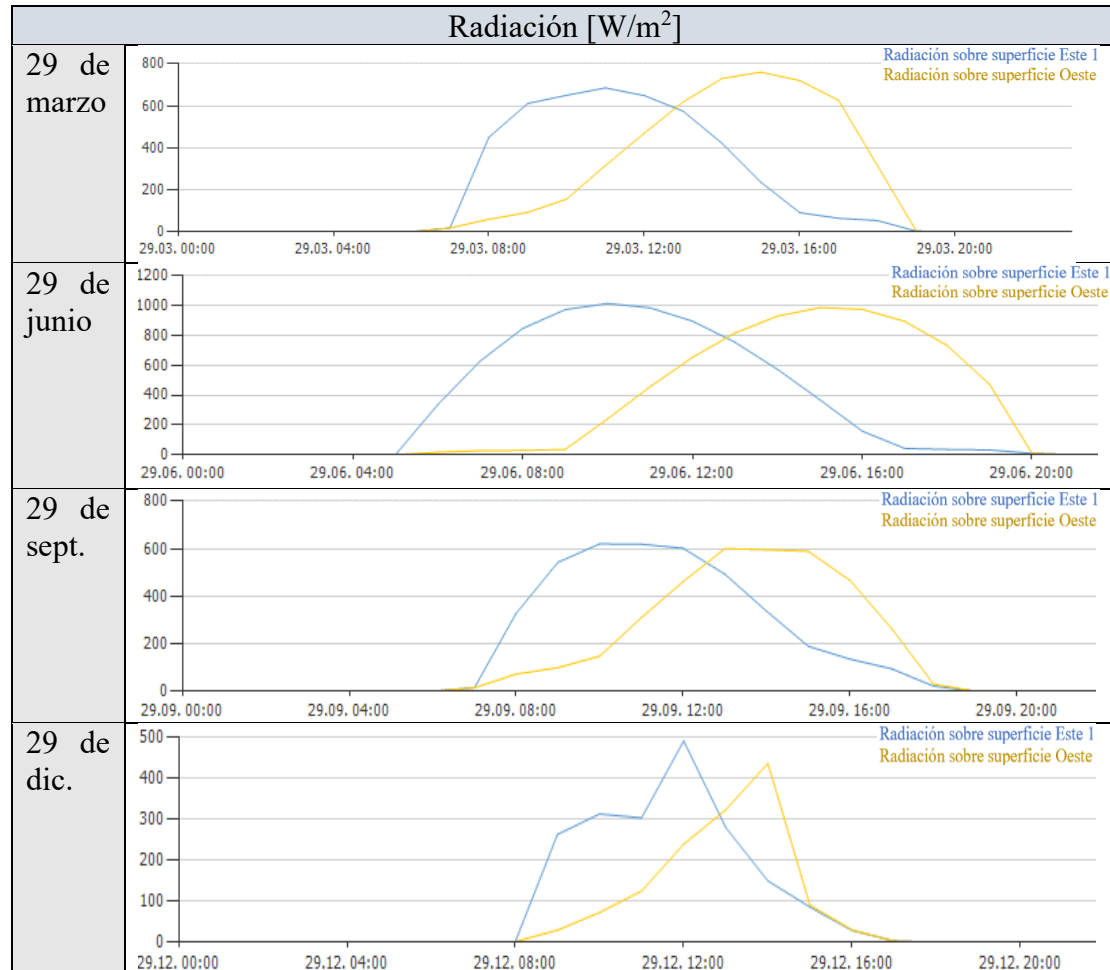


Tabla 8.2. Radiación solar incidente por horas en los paneles en distintas estaciones [Elaboración propia, PV\*SOL]

En el día 29 de marzo, la superficie Este 1 comienza a recibir energía solar de forma exponencial desde las 7 de la mañana hasta las 12 del mediodía, momento en el que empieza a disminuir de forma exponencial hasta que a las 8 de la tarde deja de recibir radiación. Por otro lado, la superficie Oeste alcanza su máxima radiación sobre las 14 horas y presenta una igualación de radiación con la superficie Este 1 sobre las 13 horas.

En el día 29 de junio, la superficie Este 1 alcanza su pico de radiación alrededor de las 11 de la mañana, mientras que la igualación de radiación entre ambas superficies se produce sobre las 12:30 horas. La superficie Oeste alcanza su máxima radiación alrededor de las 16 horas.

Estos patrones se repiten durante todo el año, pero en invierno, la radiación solar comienza más tarde y termina antes debido a la posición solar a lo largo de las estaciones. De estas representaciones, podemos extraer algunas conclusiones.

La mayor radiación solar se registra en los meses de verano, alcanzando aproximadamente  $1000 \text{ W/m}^2$  en su punto máximo, mientras que en invierno, la radiación es menor, llegando a alrededor de  $450 \text{ W/m}^2$  en su punto máximo. Es importante considerar que la radiación también puede verse afectada por las condiciones climatológicas, además de la posición solar.

En las primeras horas de la mañana, la generación energética se producirá principalmente en la superficie Este 1, mientras que en las horas de la tarde, la generación energética se centrará en la superficie Oeste.

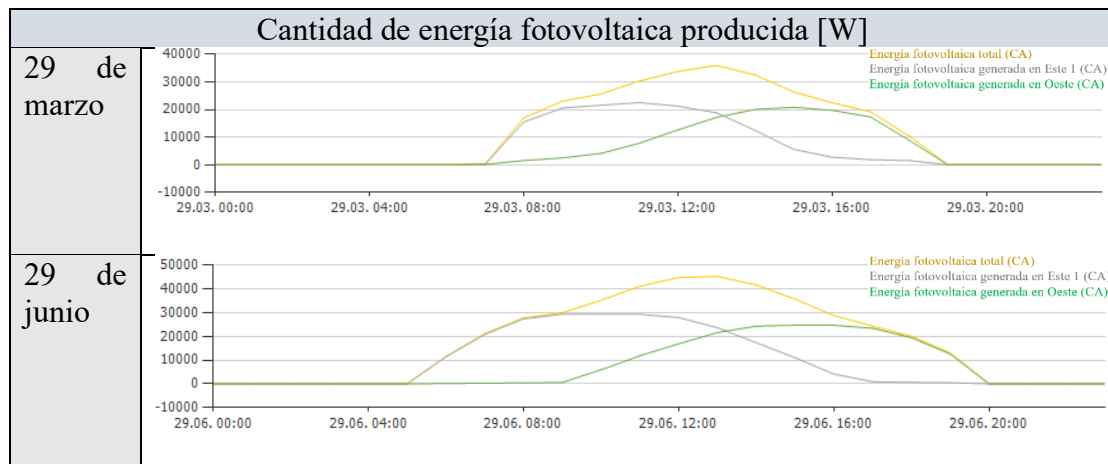
En cuanto a la cantidad total de radiación recibida, se ha calculado que la superficie Este 1 tiene una irradiación global sobre el módulo de  $1.394,07 \text{ kWh/m}^2$ , mientras que la superficie Oeste tiene una irradiación global sobre el módulo de  $1.365,88 \text{ kWh/m}^2$ .

En consecuencia, se concluye que la superficie Este 1 tendrá un mayor rendimiento energético en comparación con la superficie Oeste debido a la mayor cantidad de radiación solar que recibe.

*Cantidad de energía fotovoltaica producida por cada superficie lista para usar [W]*

A continuación, se presentan las gráficas correspondientes a los mismos días del año mencionados en el apartado anterior, mostrando la cantidad de energía fotovoltaica producida por cada superficie. Esta energía se encuentra en corriente alterna y está lista para su utilización en el cuadro general. Es relevante destacar que, durante el proceso de generación de energía en corriente continua hasta este punto de estudio, se producen pérdidas que deben ser consideradas.

La gráfica de color amarillo representa la energía fotovoltaica total en el cuadro general, la cual proviene tanto de la superficie Este 1 (representada en color gris) como de la superficie Oeste (representada en color verde).



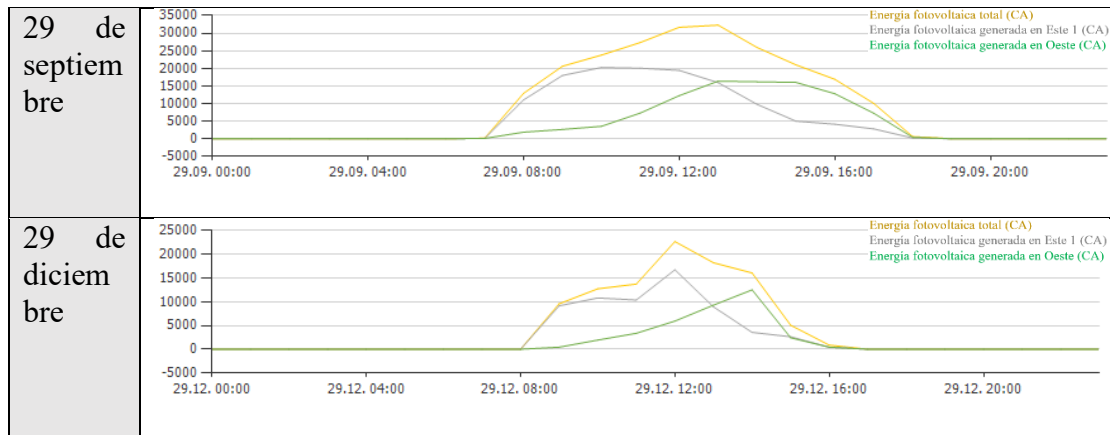


Tabla 8.3. Cantidad de energía producida por horas en distintas estaciones [Elaboración propia,  $PV \cdot SOL$ ]

La tendencia a lo largo de los meses es prácticamente idéntica a la variación de la radiación solar, ya que se sabe que, a mayor radiación solar, se genera una mayor cantidad de energía fotovoltaica. Los picos de producción energética se presentan en los siguientes momentos del día y con las respectivas potencias máximas:

- En primavera, alrededor de las 13:30, con una potencia máxima de aproximadamente 35 kW.
- En verano, cerca de las 13:00, con una potencia máxima de alrededor de 45 kW.
- En otoño, alrededor de las 14:00, con una potencia máxima de aproximadamente 32 kW.
- En invierno, cerca de las 12:00, con una potencia máxima de alrededor de 23 kW.

La generación fotovoltaica anual para cada superficie se resume en los siguientes valores:

- Superficie Este: La generación fotovoltaica en corriente alterna es de aproximadamente 43920,14 kWh/año.
- Superficie Oeste: La generación fotovoltaica en corriente alterna es de aproximadamente 36320,38 kWh/año.

### Consumo de los clientes y generación fotovoltaica

En esta sección, se presentan las gráficas y datos precisos, obtenidos mediante herramientas como Excel, que revisten una importancia crucial para los análisis futuros.

Para una mejor comprensión, se han definido los siguientes términos clave:

- Consumo [W]: Representa la demanda de potencia eléctrica del bloque de viviendas y se visualiza en la gráfica en color verde claro.

- Referencia red [W]: Corresponde a los vatios de potencia eléctrica que se consumen de la red eléctrica y se muestran en la gráfica en color rojo.
- Energía fotovoltaica (CA) menos consumo en modo de espera [W]: Representa los vatios de potencia eléctrica generados por el sistema fotovoltaico, listos para ser utilizados para el consumo propio o para su inyección a la red. Esta cantidad se representa en la gráfica en color rosa.
- Inyección en la red [W]: Indica el excedente de energía fotovoltaica que se vierte a la red eléctrica y se muestra en la gráfica en color azul.
- Consumo propio [W]: Representa la energía fotovoltaica utilizada para satisfacer las necesidades de consumo de los residentes y se visualiza en la gráfica en color gris.

Para evitar ambigüedades debido a la superposición de las distintas gráficas, se ha asignado un esquema de colores específico:

- El color verde oscuro corresponde a la zona donde se superponen las gráficas de consumo total y consumo propio de la energía fotovoltaica.
- El color verde medio oscuro indica la superposición de las gráficas de consumo total y referencia red.

Como ejemplo explicativo, se muestran las gráficas y los datos para el día 29 de marzo.

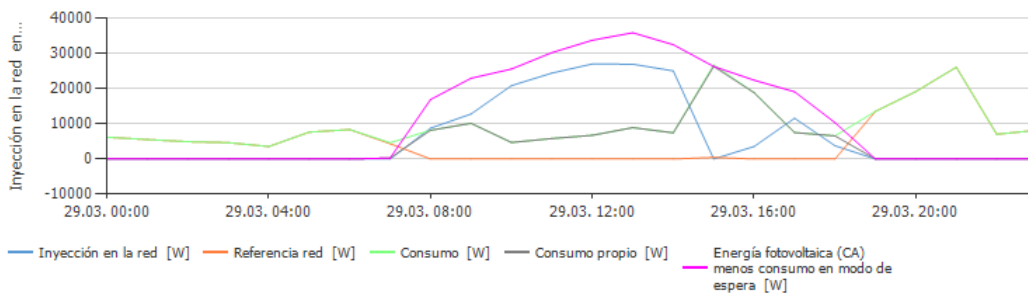


Figura 8.2. Consumo e inyección de energía [Elaboración propia, PV\*SOL]

Tiempo 29 DE MARZO	Inyección en la red (de la fotovo)	Referencia red (consumido de la red)	Consumo total	Consumo propio (de fotovo)	Energía fotovoltaica (CA)
hora	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
00:00	0,00	6,20	6,20	0,00	0,00
01:00	0,00	5,53	5,53	0,00	0,00
02:00	0,00	4,93	4,93	0,00	0,00
03:00	0,00	4,66	4,66	0,00	0,00
04:00	0,00	3,55	3,55	0,00	0,00

05:00	0,00	7,67	7,67	0,00	0,00
06:00	0,00	8,40	8,40	0,00	0,00
07:00	0,00	4,35	4,64	0,28	0,28
08:00	8,79	0,00	8,18	8,18	16,98
09:00	12,84	0,00	10,18	10,18	23,02
10:00	20,93	0,00	4,72	4,72	25,65
11:00	24,51	0,00	5,83	5,83	30,34
12:00	27,12	0,00	6,76	6,76	33,88
13:00	27,05	0,00	8,96	8,96	36,01
14:00	25,13	0,00	7,46	7,46	32,59
15:00	0,00	0,45	26,84	26,39	26,39
16:00	3,55	0,00	18,93	18,93	22,48
17:00	11,63	0,00	7,53	7,53	19,16
18:00	3,79	0,00	6,58	6,58	10,37
19:00	0,00	13,57	13,57	0,00	0,00
20:00	0,00	19,24	19,24	0,00	0,00
21:00	0,00	26,18	26,18	0,00	0,00
22:00	0,00	7,07	7,07	0,00	0,00
23:00	0,00	8,19	8,19	0,00	0,00

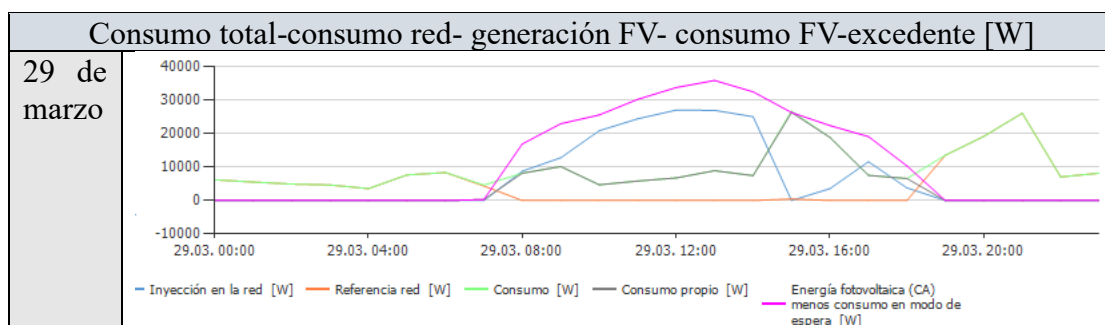
Tabla 8.4. Datos de consumos e inyección de energía el 29 de marzo de 2022 [Elaboración propia, PV\*SOL]

Analizando las gráficas y la tabla con los datos exactos, se aprecia que cuando la energía fotovoltaica disponible es suficiente, se utiliza para cubrir la totalidad de la demanda energética. En estos casos, el consumo propio de la energía fotovoltaica coincide con el consumo total, mientras que el excedente se inyecta en la red eléctrica.

En situaciones en las que la energía fotovoltaica disponible no es suficiente para cubrir la demanda, se utiliza la cantidad generada para satisfacer dicha demanda, y la energía adicional proviene de la red eléctrica, lo que se refleja en las áreas de solapamiento de las gráficas.

Esta información resulta fundamental para comprender cómo se adapta la generación fotovoltaica a las necesidades de consumo y cómo se maneja el flujo de energía entre el sistema fotovoltaico y la red eléctrica.

También, se volverá a comparar el mismo día, 29, a lo largo de las cuatro estaciones.



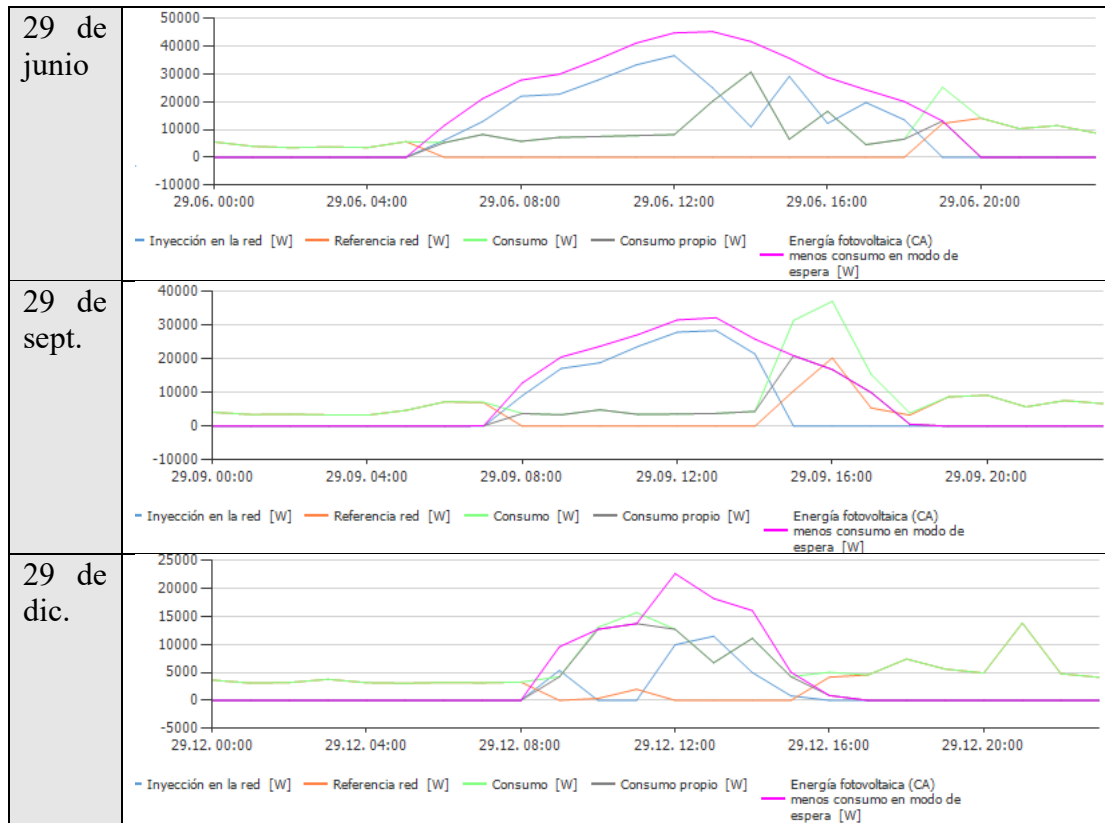


Tabla 8.5. Consumos e inyección de energía en horas en distintas estaciones [Elaboración propia, PV\*SOL]

Se puede apreciar como en la mayor parte de los días del año, la demanda durante las horas solares se cubre con la energía fotovoltaica, exceptuando algún pico de consumo.

Esto produce que haya un alto rendimiento durante dichas horas, pese a que no se puede cubrir la demanda durante las horas nocturnas, debido a la ausencia de radiación solar y a la ausencia de baterías para el almacenamiento de la energía.

Se tiene un total de 87,9% de rendimiento la instalación fotovoltaica, restando las pérdidas como las sombras o las provocadas en el propio circuito, siendo un valor relativamente alto para la magnitud del proyecto.

Se calculan los porcentajes de autoconsumo a lo largo de las estaciones. Se toman las horas en los que hay producción de energía solar y consumo por parte del bloque de viviendas, y se relaciona con el consumo total. Todo ello se realizará solo con los datos donde haya una mínima radiación solar, para estudiar el autoconsumo que se tiene durante las horas solares, ya que en las nocturnas es nula y no tiene sentido estudiarlas por separado.

$$\begin{aligned} & \text{Autosuficiencia en horas solares [\%]} \\ &= \frac{\text{Consumo propio FV en horas solares}}{\text{Consumo total en horas solares}} \cdot 100 \end{aligned}$$

Se comparan los resultados para todos los días de las cuatro estaciones.

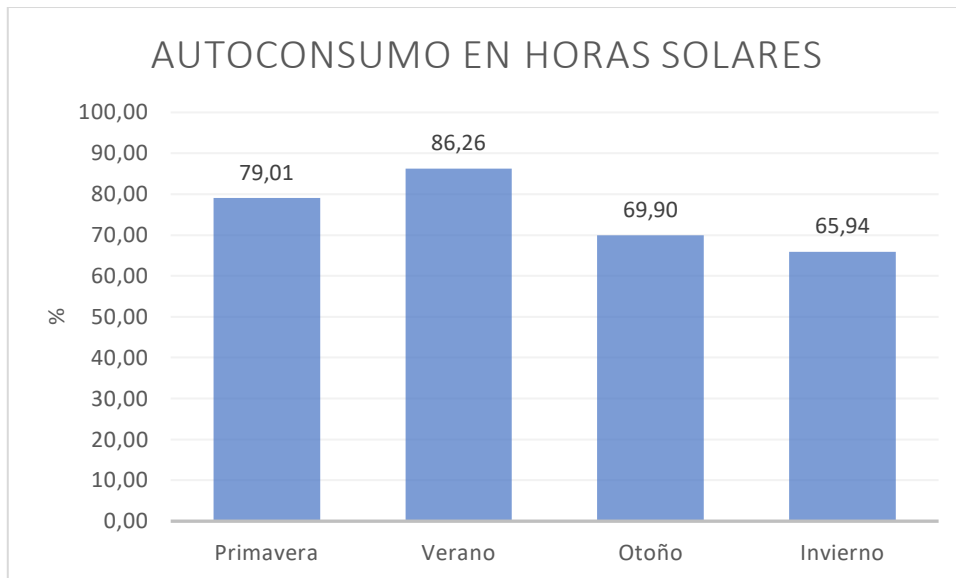


Figura 8.3. Porcentaje de autosuficiencia en horas solares en las cuatro estaciones [Elaboración propia]

Para calcularlo, se toman las filas de los datos en los que la energía solar es distinto de cero y se divide la fila de “consumo propio” entre el “consumo total”.

Los resultados muestran que la autosuficiencia disminuye en los meses de invierno y alcanza su máximo rendimiento en verano.

Los valores obtenidos son bastante aceptables, ya que durante la primavera y verano se supera el 79% de autoconsumo, y se supera el 50% en la gran parte de los días durante todo el año. Esto contribuirá a reducir la factura eléctrica, debido al consumo propio de la instalación fotovoltaica, así como la venta del excedente, que es alto en muchos días.

Se presentarán algunos datos curiosos calculados por PV\*SOL respecto a la instalación fotovoltaica:

- La energía generada por la instalación fotovoltaica asciende a 80241 kWh/año.  
De esta cantidad:  
El consumo propio de energía fotovoltaica es de 30.267 kWh/año.  
La inyección de excedentes a la red eléctrica es de 49.973 kWh/año.

La proporción entre el consumo propio y la inyección en la red, de la energía generada por la instalación fotovoltaica, es del 37,7% y del 62,3% respectivamente.

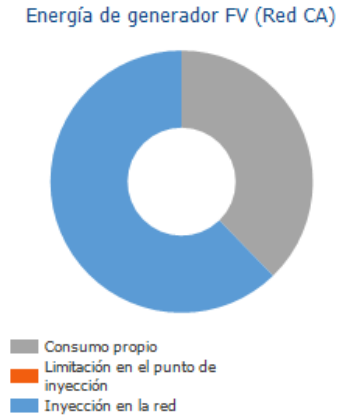


Figura 8.4. Porcentajes de consumo e inyección de FV [Elaboración propia, PV\*SOL]

En las gráficas de barras posteriores, se representan la energía generada mediante la instalación fotovoltaica (representada en color amarillo), la energía inyectada a la red eléctrica proveniente de la generación fotovoltaica (representada en color azul oscuro), la energía consumida de la red eléctrica (representada en color azul claro) y la energía empleada directamente por los consumidores (representada en color gris). Estos datos se presentan a lo largo del año y se dividen por meses.

Durante el mes de julio, se registró la mayor cantidad de energía generada por la instalación fotovoltaica, seguido de meses como junio, agosto y mayo. Por el contrario, los meses de enero y diciembre fueron los que tuvieron una menor producción de energía fotovoltaica. Estos resultados se reflejan en las gráficas mediante una mayor presencia de barras de color azul claro en los meses de enero y diciembre, lo que indica que durante estos periodos se cubre gran parte de la demanda energética con electricidad proveniente de la red eléctrica.

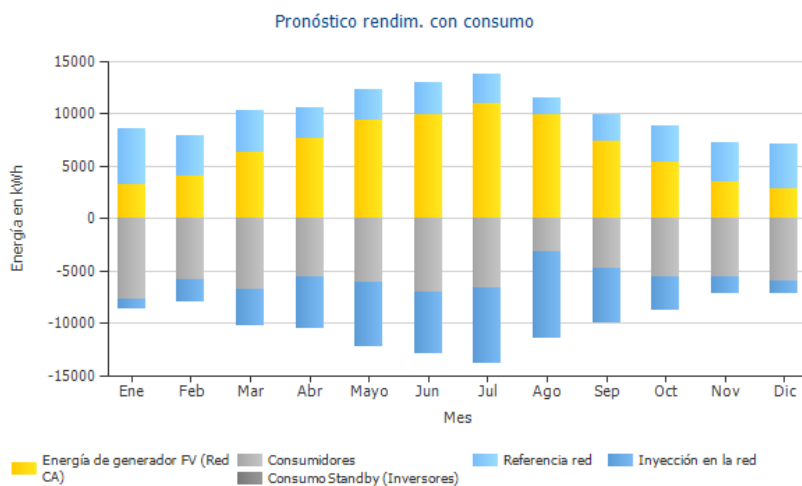


Figura 8.5. Pronóstico rendimiento con consumo [Elaboración propia, PV\*SOL]

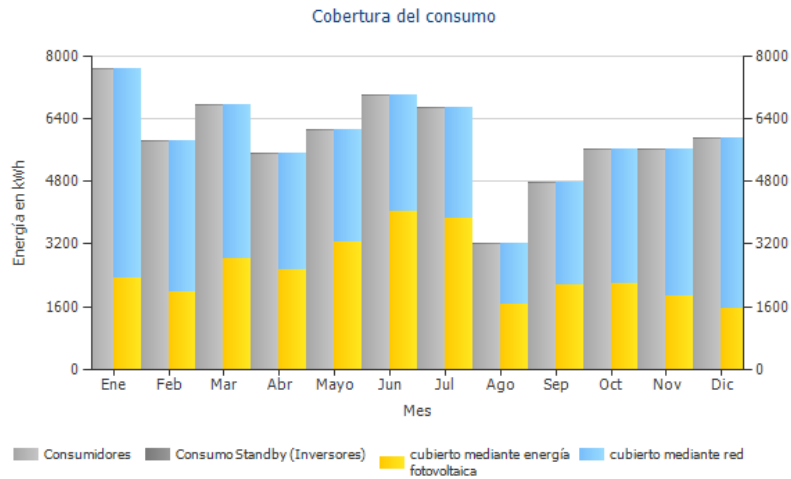


Figura 8.6. Cobertura del consumo [Elaboración propia, PV\*SOL]

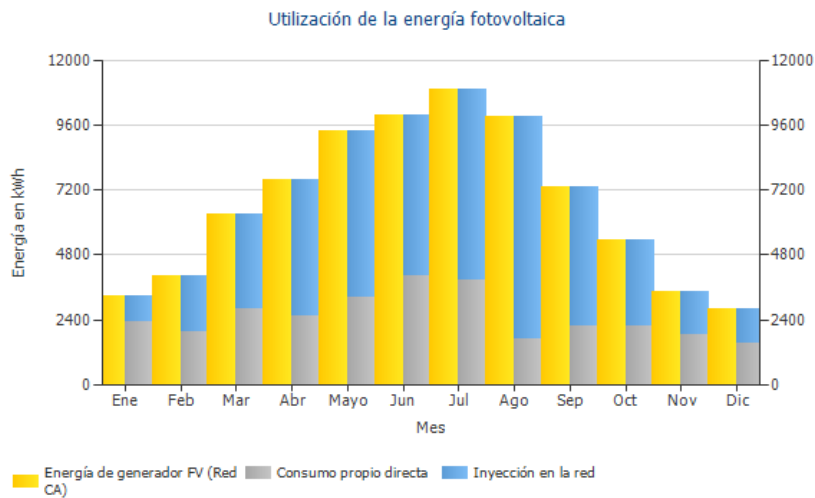


Figura 8.7. Utilización de la energía fotovoltaica [Elaboración propia, PV\*SOL]

- El consumo total de energía eléctrica será de 70.644 kWh/año. De esta cantidad:  
 La energía cubierta mediante el uso de la instalación fotovoltaica es de 30.267 kWh/año.  
 La energía consumida de la red eléctrica es de 40.379 kWh/año.

El porcentaje de autosuficiencia logrado mediante la instalación fotovoltaica es del 42,8% al año, al dividir todo el consumo del bloque de viviendas procedente de la generación fotovoltaica entre el consumo total de este.

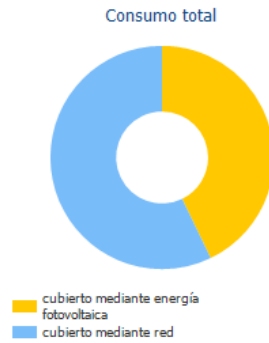


Figura 8.8. Porcentaje de consumo de FV y de red [Elaboración propia, PV\*SOL]

Es importante señalar que estos datos se basan en el hecho de que, al no contar con baterías de almacenamiento, solo es posible cubrir el consumo de energía de los demandantes utilizando la energía fotovoltaica durante las horas de radiación solar.

Estudiando dicha cobertura solar durante el año y las distintas estaciones, teniendo en cuenta tanto las horas solares como las no solares, véase, todo el día:

$$\text{Autosuficiencia [\%]} = \frac{\text{Consumo propio FV}}{\text{Consumo total}} \cdot 100$$

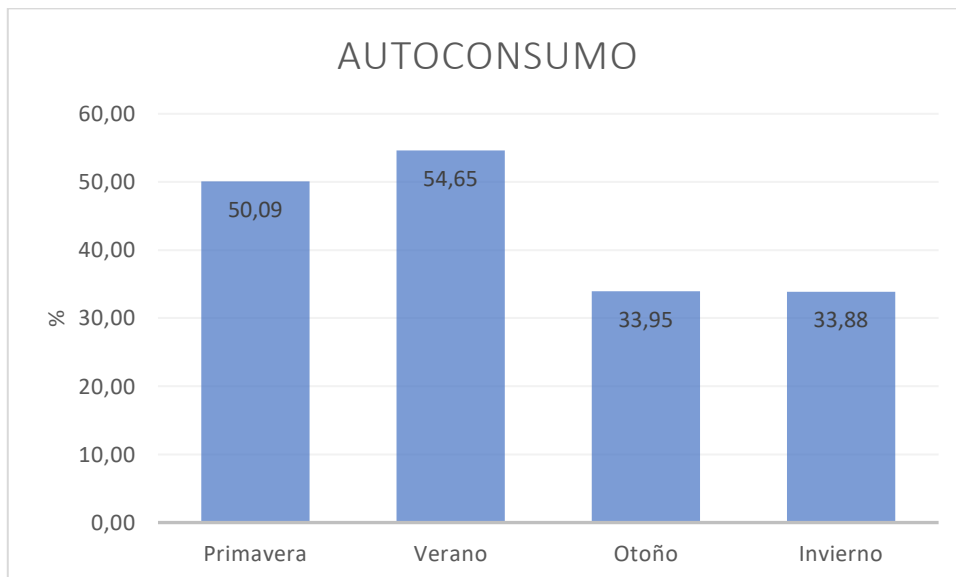


Figura 8.9. Porcentaje de autosuficiencia durante las cuatro estaciones [Elaboración propia]

Se muestra como hay una clara diferencia entre los meses de primavera y verano (50,09% y 54,65%, respectivamente), y los de otoño e invierno (33,95% y 33,88%, respectivamente). Aun así, se toma como un valor alto debido, repitiéndolo otra vez, a la ausencia de baterías.

Algunas ilustraciones interesantes proporcionadas por PV\*SOL son:

### Flujo de energía eléctrica en el bloque de viviendas

#### Gráfico de flujo de energía

Proyecto: importadosketchup

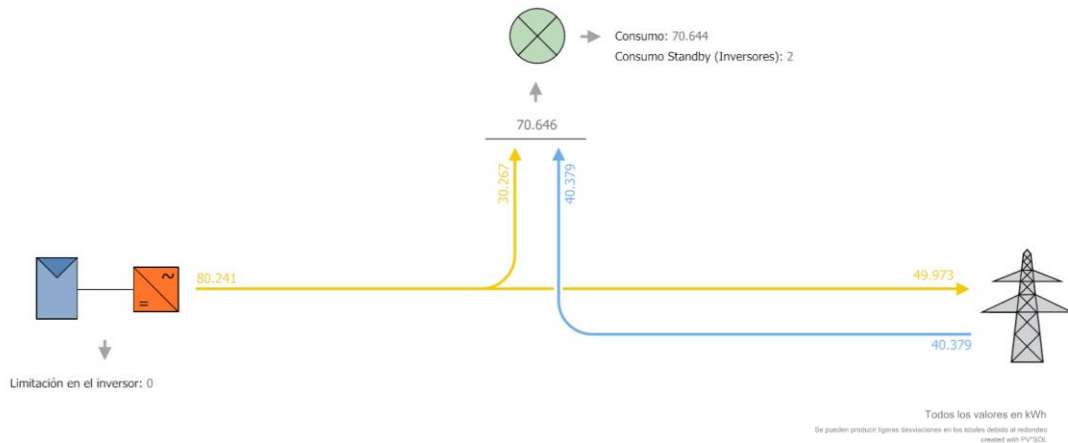


Figura 8.10. Flujo de energía eléctrica en el bloque de viviendas

El consumo anual total registrado es de 70.644 kWh, de los cuales 30.267 kWh provienen de la generación fotovoltaica (representada en amarillo) y 40.379 kWh son adquiridos de la red eléctrica (representada en azul). Cabe mencionar que se producen pérdidas de 2 kWh en los inversores.

Además, se puede observar que de los 80.241 kWh generados en total por la instalación fotovoltaica, 30.267 kWh se destinan al abastecimiento del bloque de viviendas (representados en amarillo), mientras que 49.973 kWh se inyectan de vuelta a la red eléctrica (representados en amarillo).

Este esquema resume de manera precisa y clara todo el flujo de energía en la instalación, mostrando de manera visual el consumo procedente de la generación fotovoltaica, la energía obtenida de la red eléctrica y la cantidad inyectada a la red, junto con las pérdidas en los inversores.

## 8.2. Estudio económico

### 8.2.1. Presupuesto

El presupuesto del proyecto se elaborará utilizando datos reales y considerando los salarios estipulados por las leyes españolas. Se recogerán, a modo de resumen de la instalación fotovoltaica, en una tabla el fabricante, modelo, la cantidad, el precio unitario y el precio total de cada elemento estudiado anteriormente.

De esta forma se calculará el presupuesto final y cuánto debería pagar cada vivienda, realizando una división entre 27.

#### PRESUPUESTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED

MATERIAL TANGIBLE	FABRICANTE-MODELO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO [€]	PRECIO TOTAL [€]
<b>1. Generador fotovoltaico</b>				
1.1. Módulos fotovoltaicos	Jinko Tiger Neo N-Type 72HL4-BDV 560W	118	200	23600
1.2. Estructura soporte	01V Carlos Alcaraz			
	Modelo 6 paneles	11	206,43	2270,73
	Modelo 5 paneles	2	178,85	357,7
	Modelo 4 paneles	5	139,3	696,5
	Modelo 3 paneles	4	105,51	422,04
	Modelo 2 paneles	3	73,64	220,92
	Modelo 1 panel	4	46,72	186,88
1.3. Conectores en serie	Conector MC4	118	2,24	264,32
1.4. Canaleta para cable pvc [m]	Bauhaus	20	5	100
1.5. Tubo para cables [m]	Lexman-95 mm2	194	18	3492
<b>2. Inversor</b>				
2.1. Inversor este	Renac power R3-30K-G5	1	3800	3800
2.2. Inversor oeste	Renac power R3-25K-G5	1	3400	3400
<b>3. Cableado</b>				
3.1. Cableado continua [m]	Tecsun H1Z2Z2-K Prysmian			
	Este-6mm2	244	1,5	366
	Oeste-4mm2	200	1,3	260
3.2. Cableado alterna [m]	Afumex class 1000v Prysmian			
	Este-16mm2	1	3,28	3,28

	Oeste-10mm2	1	2,8	2,8
3.3. Cable de tierra [m]		240	3,28	787,2
3.4. Pica	Mora	1	16	16

4. Protecciones				
4.1. Protecciones de continua				
4.1.1. Fusibles	10*38 tipo gG -Df electric	20	0,76	15,2
4.1.2. Portafusibles	Df electric	20	3,5	70
4.1.3. Magnetotérmico	MAXGE EPB-63M-DC	10	2,98	29,8
4.2. Protecciones de alterna				
4.2.1. Magnetotérmico aut	Schneider Acti 9 iC60-50A	2	261	522
4.2.2. Diferencial	GACIA-2P-30mA-10kA-63A	1	32,25	32,25
	GACIA-2P-30mA-10kAa-40A	1	18,45	18,45
4.3. Cuadro de protecciones	2 cc + 2ca	4	28	112

MANO DE OBRA	FABRICANTE-MODELO	Horas	PRECIO UNITARIO [€]	PRECIO TOTAL [€]
1. Instaladores				
1.1. Soportes	118 paneles X 1h/panel	300	20	6000
1.2. Instalación eléctrica/cableado		150	25	3750

2. Trámites				
2.1. Trámites/licencias		1	700	700

3. Proyectista (alumno)				
3.1 Proyectista/gerente de proyecto	12 créditos*30 horas/créditos	360	18	6480

<b>PRESUPUESTO FINAL</b>				<b>57976,07</b>
PRESUPUESTO POR VIVIENDA (/27)				2147,26

Tabla 8.6. Presupuesto del proyecto

Tras un análisis exhaustivo, se determina que el presupuesto definitivo para la realización del proyecto es de 57.976,07 €. Para cubrir este costo, cada una de las 27 viviendas participantes deberá financiar una cantidad de 2.147,26 €. Es un precio asequible en cuanto a material tangible, ya que cabe destacar que gran cantidad del presupuesto del proyecto proviene de los sueldos a los trabajadores involucrados, tanto los instaladores como el proyectista, quien es el autor de esta memoria.

### **8.3. Balance económico**

En la factura de energía de la distribuidora, es posible obtener el consumo horario y el precio mensual correspondiente al año 2022. Sin embargo, los costes energéticos por hora, día y mes específicos de ese año no están disponibles directamente en la factura.

Para obtener una estimación de estos costes, se tiene la opción de consultar los registros históricos correspondientes al año 2022. No obstante, debido a la voluminosa cantidad de datos en registros horarios durante los 365 días del año, se opta por simplificar el análisis. Se seleccionará el registro de un día específico en cada mes, abarcando todas las horas de ese día, y se considerará este valor constante durante todo el mes. El día elegido para esta simplificación será el 1 de cada mes.

De esta manera, se podrá multiplicar el consumo horario del año 2022 por el precio escogido para las distintas horas del mes.

Al tomar este enfoque constante, el error en la estimación de los costos energéticos se distribuye de manera uniforme en ambos casos, lo que resulta en un impacto insignificante en la comparación de las facturas eléctricas antes y después de la implementación de la instalación fotovoltaica.

Con estos datos, se realizará una comparación de la factura eléctrica, primero centrándonos únicamente en la parte variable, que representa la cantidad de kilovatios-hora consumidos. Posteriormente, se analizará la factura completa, teniendo en cuenta los demás elementos.

A continuación, se presentan los precios escogidos del mercado por hora y por mes del año 2022:

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	0,15887	0,21253	0,27297	0,22703	0,21099	0,22515	0,20935	0,21607	0,39391	0,20879	0,15774	0,21598
2	0,13192	0,19806	0,26404	0,19598	0,20926	0,21377	0,20461	0,21398	0,38226	0,14603	0,14389	0,19664
3	0,13045	0,19703	0,24678	0,19035	0,20977	0,20622	0,20265	0,21111	0,38566	0,13317	0,1204	0,19676
4	0,11502	0,19205	0,23026	0,19189	0,20712	0,20196	0,20281	0,21057	0,39202	0,12891	0,11979	0,19492
5	0,12084	0,17679	0,22791	0,19567	0,21253	0,19653	0,20552	0,21152	0,39701	0,11979	0,11796	0,18116
6	0,11542	0,18769	0,23613	0,19995	0,21626	0,20091	0,20862	0,21496	0,40732	0,12027	0,11528	0,18853
7	0,11873	0,19844	0,27147	0,21668	0,20864	0,23188	0,21136	0,22243	0,41949	0,13339	0,11917	0,20055
8	0,11861	0,2296	0,29959	0,27762	0,20985	0,25188	0,21505	0,22142	0,43637	0,1403	0,11869	0,24166
9	0,11832	0,25288	0,30212	0,2974	0,20016	0,24784	0,20767	0,22106	0,43737	0,17715	0,11997	0,22192
10	0,09415	0,23723	0,29531	0,28581	0,1947	0,22812	0,20595	0,21131	0,41101	0,18444	0,1206	0,20895
11	0,09545	0,20183	0,26565	0,26856	0,18862	0,21339	0,19907	0,18334	0,36693	0,13664	0,11314	0,19286
12	0,10278	0,19538	0,23268	0,21817	0,18241	0,20915	0,20112	0,18341	0,34012	0,12447	0,10585	0,18853
13	0,11289	0,19468	0,22818	0,2176	0,1794	0,20209	0,2063	0,18872	0,3344	0,12249	0,10946	0,18823
14	0,11518	0,19373	0,22237	0,21975	0,16271	0,18544	0,20199	0,2013	0,33163	0,11662	0,10245	0,19469
15	0,11882	0,19423	0,22349	0,21047	0,15435	0,17865	0,19499	0,20362	0,32679	0,10477	0,10235	0,19032
16	0,11623	0,17473	0,22183	0,21252	0,14699	0,17647	0,19244	0,20271	0,301	0,10656	0,10608	0,19275
17	0,13551	0,19643	0,22452	0,19529	0,13512	0,17405	0,18841	0,20359	0,30507	0,11609	0,11936	0,19601
18	0,16798	0,2272	0,26253	0,2005	0,11577	0,17736	0,1899	0,20793	0,31573	0,13045	0,14618	0,21754
19	0,19054	0,2482	0,28518	0,20928	0,14549	0,1833	0,18001	0,2219	0,33822	0,17176	0,1625	0,22597
20	0,19412	0,25711	0,31515	0,28204	0,17564	0,20681	0,19668	0,22387	0,39456	0,24398	0,15919	0,23002
21	0,19448	0,25919	0,31941	0,31464	0,21741	0,2518	0,20509	0,23839	0,41906	0,27701	0,20197	0,23295
22	0,19579	0,23098	0,2958	0,34017	0,23418	0,26936	0,21562	0,24005	0,45802	0,25013	0,19764	0,22358
23	0,19375	0,21234	0,26973	0,30651	0,22648	0,25232	0,21888	0,2425	0,42619	0,21768	0,16063	0,2075
24	0,17641	0,20801	0,26411	0,2828	0,21267	0,23591	0,19945	0,23289	0,38479	0,19381	0,14461	0,21141

Tabla 8.7. Precios de energía en horas del día y en meses 2022

### **8.3.1. Variables de la factura eléctrica**

En este subapartado se realizará un análisis detallado de las distintas partes que conforman una factura eléctrica, considerando tanto los elementos presentes en todas las facturas eléctricas como aquellos que surgen cuando hay una instalación fotovoltaica conectada a la red con excedentes.

En la sección no afectada por generación fotovoltaica, se tienen los siguientes elementos:

- Potencia contratada: Es el costo fijo asociado a la potencia (kW) contratada con la distribuidora.
- Peaje de acceso de la potencia contratada: Depende del tipo de tarifa seleccionada y es un costo fijo.
- Energía consumida: Representa el costo de la energía consumida y depende del precio de la electricidad por horas, siendo un costo variable.
- Peaje de acceso de la potencia consumida: Depende del tipo de tarifa escogida y es un costo variable.
- Impuesto electricidad: Es un impuesto regulado por el Gobierno, generalmente alrededor del 5,11%, y es un costo variable.
- Alquiler del contador: Es el costo del alquiler del contador y depende de los kWh consumidos cada hora y día.
- Impuesto aplicado: Corresponde al IVA regulado por las autoridades.

En el caso de que haya generación fotovoltaica, se considera:

- Excedentes fotovoltaicos: Representa la cantidad de kWh generados por la instalación fotovoltaica que son inyectados a la red. El precio de estos excedentes será descontado de los costos variables de la factura mensual.

Se realizarán los cálculos de estos datos para el caso de estudio, tomando en cuenta que se dispone del desglose de la factura de una vivienda tipo y que el bloque de viviendas tiene una potencia contratada de 66 kW.

En cuanto a los cálculos específicos, se utilizarán los siguientes valores:

- Término Fijo:

Peaje de acceso: Se tiene en el desglose que la media del “importe por peajes de transporte y distribución potencia” más el “importe por cargos de potencia”, son de 0,0374 €/kW/día, siendo aproximadamente constante a lo largo del año.

Margen de comercialización: Se tiene un valor de 0,008529 €/kW día aproximadamente.

- Término variable:

Coste de la energía: se tomó en el apartado anterior una aproximación por hora y mes durante todo el año 2022. Se realizará la multiplicación del coste de la energía por la cantidad de energía consumida de la red.

Peaje de acceso: Se tomará un valor medio de 0,00416€/kWh, según el desglose modelo.

- Impuestos:

Impuesto a la electricidad: Ronda el 5,11% de la suma del término fijo y variable.

Alquiler del contador: Aproximadamente 0,02663 €/día.

IVA reducido: en virtud del Real Decreto- ley 12/2021, de 24 de junio, el IVA aplicable a la factura de la luz se encuentra reducido desde el 21% al 5%.

Una vez establecidos estos parámetros, se procederá a calcular las facturas mensuales.

### 8.3.2. Factura SIN instalación fotovoltaica

A continuación, se procederá a la obtención de los importes variables de la energía consumida mensualmente procedente de la red eléctrica. Se realiza a partir de los datos de consumo eléctrico en intervalos horarios, los cuales serán multiplicados por las tarifas de energía eléctrica correspondientes a esos intervalos específicos. Posteriormente, se llevará a cabo una suma de estos productos para obtener así los valores mensuales de los componentes variables en la factura.

PRECIO/MES	SIN FV [€]
ENERO	1071,23
FEBRERO	1254,32
MARZO	1779,79
ABRIL	1366,73
MAYO	1151,43
JUNIO	1482,51
JULIO	1350,10
AGOSTO	683,77
SEPTIEMBRE	1803,33
OCTUBRE	922,66
NOVIEMBRE	754,23
DICIEMBRE	1216,57
ANUAL	14836,68

Tabla 8.8. Precio de parte variable factura, sin FV

Los datos recopilados en la tabla anterior se introducen en una hoja de cálculo en Excel, donde se realizarán los cálculos necesarios para determinar los parámetros y resultados finales de la factura eléctrica en un escenario sin la instalación de paneles fotovoltaicos, teniendo en cuenta todos los componentes de dicho extracto.

Como resultado de este proceso, se obtendrá un importe total para todas las facturas del año, que asciende a 17.912,89 €, siendo el importe más alto registrado en el mes de marzo.

MES/VARIABLE	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO				
	kW	€/kW/día	€/mes	€/kW/día	€/mes	kW	€/kW/día	€/mes	kW	€/kW/día	€/mes	€/kW/día	€/mes		
POTENCIA CONTRATADA (TÉRMINO FIJO)															
Peaje de acceso	66	0,0374	74,052	66	0,0374	74,052	66	0,0374	74,052	66	0,0374	74,052	66	0,0374	74,052
Margen de comercialización	66	0,008529	16,88742	66	0,008529	16,88742	66	0,008529	16,88742	66	0,008529	16,88742	66	0,008529	16,88742
TOTAL TÉRMINO FIJO [€/MES]			90,93942			90,93942			90,93942			90,93942			90,93942
ENERGÍA CONSUMIDA (TÉRMINO VARIABLE)															
Coste energía	7682,662		1071,228	5867,868		1254,323	5510,566		1366,732		1151,426	6983,852		1482,511	
Peaje de acceso	7682,662		31,95987	5867,868		24,41033	5510,566		0,00416		25,16854	6983,852		29,05282	
TOTAL TÉRMINO VARIABLE [€/MES]			1103,188			1278,733			0,00416		1176,595			1511,564	
SUBTOTAL (VARIABLE+FIJO)			1194,127			1369,672			1480,5954		1267,534			1602,503	
Impuesto electricidad (5,11% de subtotal)			61,0199			69,99026			75,658425		64,771			81,88792	
Alquiler contador			0,7989			0,7989			0,7989		0,7989			0,7989	
Subtotal con impuestos			1255,946			1440,461			1557,0527		1333,104			1685,19	
IVA (%5)			62,7973			72,02307			77,852636		66,6552			84,25951	
TOTAL FACTURA MENSUAL €			1318,743			1512,485			1634,9054		1399,759			1769,45	
MES/VARIABLE	JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE				
POTENCIA CONTRATADA (TÉRMINO FIJO)															
Peaje de acceso	66	0,0374	74,052	66	0,0374	74,052	66	0,0374	74,052	66	0,0374	74,052			
Margen de comercialización	66	0,008529	16,88742	66	0,008529	16,88742	66	0,008529	16,88742	66	0,008529	16,88742			
TOTAL TÉRMINO FIJO [€/MES]			90,93942			90,93942			90,93942			90,93942			
ENERGÍA CONSUMIDA (TÉRMINO VARIABLE)															
Coste energía	6680,732		1350,104	3213,634		683,7684	4767,685		5598,786		754,234	5862,432			
Peaje de acceso	6680,732		27,79185	3213,634		13,36872	4767,685		23,31921		23,29095	5862,432			
TOTAL TÉRMINO VARIABLE [€/MES]			1377,896			697,1371			945,9753		777,525	1240,955			
SUBTOTAL (VARIABLE+FIJO)			1468,835			788,0765			1036,915		868,4644	1331,895			
Impuesto electricidad (5,11% de subtotal)			75,05749			40,27071			52,98634		44,37853	68,05981			
Alquiler contador			0,02663			0,7989			0,02663		0,02663	0,7989			
Subtotal con impuestos			1544,692			829,1461			1090,7		913,6418	1400,753			
IVA (%5)			77,23459			41,45731			54,535		45,68209	70,03766			
TOTAL FACTURA MENSUAL €			1621,926			870,6034			1145,235		959,3239	1470,791			
												1791,289			

Tabla 8.9. Facturas mensuales sin fotovoltaica

Se recogen todos los importes de las facturas mensuales durante un año, cuando todavía no ha sido implementada la instalación fotovoltaica, en la siguiente tabla.

PRECIO/MES [€]	SIN FV [€]	
ENERO	1318,74337	€
FEBRERO	1512,48456	€
MARZO	2096,31734	€
ABRIL	1634,90536	€
MAYO	1399,75927	€
JUNIO	1769,44963	€
JULIO	1621,92634	€
AGOSTO	870,603413	€
SEPTIEMBRE	2113,35306	€
OCTUBRE	1145,23495	€
NOVIEMBRE	959,323906	€
DICIEMBRE	1470,79093	€
GLOBAL	17912,8921	€

Tabla 8.10. Facturas mensuales sin FV

### 8.3.3. Factura CON instalación fotovoltaica

Se llevará a cabo un análisis similar al realizado en la sección "Sin instalación fotovoltaica", pero esta vez se considerará la inyección de la energía generada en la red eléctrica.

Para llevar a cabo este análisis, se utilizará la tabla de precios variables correspondiente a la energía consumida de la red eléctrica, sin incorporar los datos relativos a la inyección de la energía fotovoltaica en la misma. Es importante señalar que ambos valores deben considerarse para calcular los costos asociados al peaje y la comercialización. Posteriormente, se deducirán los beneficios derivados de la inyección de energía en la red.

MES	CONSUMIDO RED [kWh]	PRECIO CONSUM. RED [€]	INyec. A RED [kWh]
ENERO	5346,66491	806,32707	927,73788
FEBRERO	3877,18779	859,56345	2047,38788
MARZO	3900,07611	1078,23066	3489,37252
ABRIL	2967,21008	780,62629	5016,12348
MAYO	2867,69737	612,01269	6141,26947
JUNIO	2945,22831	675,33320	5907,47463
JULIO	2834,71838	589,27910	7082,41292
AGOSTO	1525,09945	339,42265	8224,54373
SEPTIEMBRE	2620,15200	1071,22396	5179,43222
OCTUBRE	3422,78029	644,93223	3151,69166
NOVIEMBRE	3736,77371	548,34627	1573,11492

DICIEMBRE	4334,96798	915,5979205	1232,89361
GLOBAL	41986,72612	9406,18072	46247,65268

Tabla 8.11. Consumo de la red, precio de la energía consumida de la red y inyección a red

En este análisis, se mantendrá constante el precio por kilovatio-hora al consumir energía de la red, tal como se mencionó en el apartado anterior. Sin embargo, se deberá seleccionar un valor para el precio aplicado al descuento en la factura de la luz cuando se inyecta energía fotovoltaica en la red como excedente. A pesar de la falta de registros horarios específicos para este costo, se ha realizado una investigación que ha revelado que este precio suele oscilar entre los 0,06 €/kWh y los 0,2 €/kWh. Para llevar a cabo un estudio completo y debido a la incertidumbre en la evolución de los precios del excedente a lo largo del año y en el futuro, se llevarán a cabo dos análisis: uno con un valor de venta de 0,06 €/kWh, con un enfoque conservador, y otro con 0,1 €/kWh, adoptando una perspectiva más optimista.

Es importante destacar que si la parte variable de la factura resulta en un valor negativo, ese importe no se podrá utilizar como crédito, y en la factura mensual se seguirán cobrando los precios correspondientes a la parte fija.

Los cálculos se realizarán utilizando una hoja de Excel, considerando todos los elementos de la factura eléctrica analizados y teniendo en cuenta la cantidad de energía inyectada en la red por la instalación fotovoltaica.

En primer lugar, se llevará a cabo el análisis de las facturas mensuales utilizando un valor de 0,06 €/kWh para la energía inyectada en la red. De esta manera, se obtendrá una factura anual de 8.099,24 €. El desarrollo detallado de las facturas se presenta en la tabla a continuación.

Luego, se efectúa la misma operación, pero aplicando un valor de 0,1 €/kWh para la energía inyectada en la red. No se incluyen las tablas correspondientes a este escenario dado que el cambio es en un único dato, teniendo un resultado final en factura anual de 6.256,19 €. Es evidente que este importe es menor que en el caso anterior, ya que se aplica un descuento más substancial al inyectar un excedente de energía a un precio más elevado.

MES/VARIABLE	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO	
	kW	€/kW/día €/mes	kW	€/kW/día €/mes	kW	€/kW/día €/mes	kW	€/kW/día €/mes	kW	€/kW/día €/mes	kW	€/kW/día €/mes
POTENCIA CONTRATADA (TÉRMINO FIJO)												
Peaje de acceso	66	0,0374 74,052	66	0,0374 74,052	66	0,0374 74,052	66	0,0374 74,052	66	0,0374 74,052	66	0,0374 74,052
Margen de comercialización	66	0,008529 16,88742	66	0,008529 16,88742	66	0,008529 16,88742	66	0,008529 16,88742	66	0,008529 16,88742	66	0,008529 16,88742
TOTAL TÉRMINO FIJO [€/MES]		90,93942		90,93942		90,93942		90,93942		90,93942		90,93942
ENERGÍA CONSUMIDA (TÉRMINO VARIABLE)												
Coste energía consumida red	5346,665	806,3271	3877,188	859,5635	3900,076	1078,231	2967,21	780,6263	2867,697	612,0127	2945,228	675,3332094
Peaje de acceso de consumida red	5346,665	0,00416 22,24213	3877,188	0,00416 16,1291	3900,076	0,00416 16,22432	2967,21	0,00416 12,34359	2867,697	0,00416 11,92962	2945,228	0,00416 12,25214977
Inyección de FV a red (negativo)	927,7379	-0,06 -55,6643	2047,388	-0,06 -122,843	3489,373	-0,06 -209,362	5016,123	-0,06 -300,967	6141,269	-0,06 -368,476	5907,475	-0,06 -354,4484778
TOTAL TÉRMINO VARIABLE [€/MES]		772,9049		752,8493		885,0926		492,0025		255,4661		333,1368814
SUBTOTAL (VARIABLE+FIJO)		863,8443		843,7887		976,032		582,9419		346,4056		424,0763014
Impuesto electricidad (5,11% de subtotal)		44,14245		43,1176		49,87524		29,78833		17,70132		21,670299
Alquiler contador		0,02663 [€/día]		0,02663 [€/día]		0,02663 [€/día]		0,02663 [€/día]		0,02663 [€/día]		0,02663 [€/día]
Subtotal con impuestos		908,7857		887,7052		1026,706		613,5291		364,9058		446,5450004
IVA (6%)		45,43928		44,38526		51,33531		30,67646		18,24529		22,3272502
TOTAL FACTURA MENSUAL €		954,225		932,0905		1078,041		644,2056		383,1511		468,8727754
MES/VARIABLE	JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
POTENCIA CONTRATADA (TÉRMINO FIJO)												
Peaje de acceso	66	0,0374 74,052	66	0,0374 74,052	66	0,0374 74,052	66	0,0374 74,052	66	0,0374 74,052	66	0,0374 74,052
Margen de comercialización	66	0,008529 16,88742	66	0,008529 16,88742	66	0,008529 16,88742	66	0,008529 16,88742	66	0,008529 16,88742	66	0,008529 16,88742
TOTAL TÉRMINO FIJO [€/MES]		90,93942		90,93942		90,93942		90,93942		90,93942		90,93942
ENERGÍA CONSUMIDA (TÉRMINO VARIABLE)												
Coste energía consumida red	2834,71838	589,2791074	1525,099	339,4227	2620,152	1071	3422,780294	644,9321	3736,774	548,3463	4334,968	915,5979
Peaje de acceso de consumida red	2834,71838	0,00416 11,79242845	1525,099	0,00416 6,344414	2620,152	0,00416 10,9	3422,780294	0,00416 14,23877	3736,774	0,00416 15,54498	4334,968	0,00416 18,03347
Inyección de FV a red (negativo)	7082,41292	-0,06 -424,944775	8224,544	-0,06 -493,473	5179,432	-0,06 -311	3151,69166	-0,06 -189,101	1573,115	-0,06 -94,3869	1232,894	-0,06 -73,9736
TOTAL TÉRMINO VARIABLE [€/MES]		176,1267607		-147,706		771,4		470,0695		469,5044		859,6578
SUBTOTAL (VARIABLE+FIJO)		267,0661807		90,93942		862,3		561,0089		560,4438		950,5972
Impuesto electricidad (5,11% de subtotal)		13,64708183		4,647004		44,06		28,66756		28,63868		48,57552
Alquiler contador		0,02663 [€/día]		0,02663 [€/día]		0,02663 [€/día]		0,02663 [€/día]		0,02663 [€/día]		0,02663 [€/día]
Subtotal con impuestos		284,521629		96,38532		907,2		590,4754		589,8814		999,9716
IVA (6%)		14,07560813		4,819266		45,36		29,52377		29,49407		49,99858
TOTAL FACTURA MENSUAL €		295,5877707		101,2046		952,5		619,9991		619,3754		1049,97 8099,241

Tabla 8.12. Factura mensual con instalación fotovoltaica para 0,06€/kWh de inyección a red

### 8.3.4. Comparación de ambos casos

Se presentarán los diversos importes de las facturas, tanto mensuales como anuales, tanto en el escenario con la instalación fotovoltaica como en el escenario sin ella, y se calculará el ahorro total. Este análisis se llevará a cabo para los dos casos de inyección: uno con un precio de 0,06 €/kWh y otro con un precio de 0,1 €/kWh.

#### *Inyección a la red con importe de 0,06€/kWh*

PRECIO/MES [€]	CON FV [€]	SIN FV [€]	AHORRO [%]
ENERO	954,22	1318,74	27,64
FEBRERO	932,09	1512,48	38,37
MARZO	1078,04	2096,32	48,57
ABRIL	644,21	1634,91	60,60
MAYO	383,15	1399,76	72,63
JUNIO	468,87	1769,45	73,50
JULIO	295,59	1621,93	81,78
AGOSTO	101,20	870,60	88,38
SEPTIEMBRE	952,52	2113,35	54,93
OCTUBRE	620,00	1145,23	45,86
NOVIEMBRE	619,38	959,32	35,44
DICIEMBRE	1049,97	1470,79	28,61
GLOBAL	8099,24	17912,89	54,69
	SUMATORIO		MEDIA
AHORRO	9813,65		€

Tabla 8.13. Ahorro en la factura completa con 0,06 €/kWh de inyección a red

El análisis integral de la factura eléctrica, considerando todos los componentes, revela que el ahorro al tener la instalación fotovoltaica asciende al 54,69%, lo que equivale a un total de 9.813,65 €.

#### *Inyección a la red con importe de 0,1€/kWh*

Si se hubiera elegido un precio de inyección a la red más optimista, de 0,1 €/kWh, los resultados habrían sido los siguientes:

PRECIO/MES [€]	CON FV [€]	SIN FV [€]	AHORRO [%]
ENERO	913,27	1318,74	30,75
FEBRERO	841,71	1512,48	44,35
MARZO	924,00	2096,32	55,92

ABRIL	422,76	1634,91	74,14
MAYO	112,04	1399,76	92,00
JUNIO	208,08	1769,45	88,24
JULIO	101,20	1621,93	93,76
AGOSTO	101,20	870,60	88,38
SEPTIEMBRE	723,87	2113,35	65,75
OCTUBRE	480,86	1145,23	58,01
NOVIEMBRE	549,93	959,32	42,68
DICIEMBRE	995,54	1470,79	32,31
GLOBAL	6256,19	17912,89	64,46
	SUMATORIO		MEDIA
AHORRO	11656,71		

Tabla 8.14. Ahorro en la factura completa con 0,1 €/kWh de inyección a red

El análisis integral de la factura eléctrica, considerando todos los componentes, revela que el ahorro al tener la instalación fotovoltaica asciende al 64,46%, lo que equivale a un total de 11.656,71 €.

Como resumen de los dos casos:

PRECIO/MES [€]	SIN FV [€]	CON FV [€] 0,1€/kWh	AHORRO [%]	CON FV [€] 0,06€/kWh	AHORRO [%]
ENERO	1318,74	913,27	30,75	954,22	27,64
FEBRERO	1512,48	841,71	44,35	932,09	38,37
MARZO	2096,32	924,00	55,92	1078,04	48,57
ABRIL	1634,91	422,76	74,14	644,21	60,60
MAYO	1399,76	112,04	92,00	383,15	72,63
JUNIO	1769,45	208,08	88,24	468,87	73,50
JULIO	1621,93	101,20	93,76	295,59	81,78
AGOSTO	870,60	101,20	88,38	101,20	88,38
SEPTIEMBRE	2113,35	723,87	65,75	952,52	54,93
OCTUBRE	1145,23	480,86	58,01	620,00	45,86
NOVIEMBRE	959,32	549,93	42,68	619,38	35,44
DICIEMBRE	1470,79	995,54	32,31	1049,97	28,61
ANUAL	17912,89	6256,19	64,46	8099,24	54,69

AHORRO	11656,71 €	9813,65 €
--------	------------	-----------

Tabla 8.15. Importes de facturas y ahorros en los dos casos

Es evidente que al utilizar un precio de inyección de 0,1 €/kWh, se lograría un mayor ahorro, tanto en términos de porcentaje (64,46%) como en euros (11,656,71 €), en comparación con un precio de inyección de 0,06 €/kWh. Por lo tanto, es esencial considerar ambos escenarios, el más optimista y el más conservador, al llevar a cabo un proyecto de esta envergadura. Esto permitirá tomar decisiones más informadas y adaptarse a diferentes situaciones económicas y energéticas.

## **8.4. Viabilidad económico-financiero**

En este apartado, se analizarán los indicadores clave de viabilidad económico-financiera para evaluar el éxito del proyecto presentado. Los principales ratios que se estudiarán son los siguientes:

- 1- Periodo de Recuperación de Capital (PRC) o Pay-Back: Este indicador muestra el tiempo necesario para recuperar el capital invertido en el proyecto a partir de los flujos de ingresos generados. Un PRC más corto indica una mayor atracción del proyecto, ya que permite recuperar la inversión en menos tiempo.
- 2- Valor Actual Neto (VAN): El VAN representa la suma de los flujos de caja futuros actualizados a una tasa de interés determinada. Es la cantidad económica actualizada que se obtendrá del proyecto una vez que se descuenta el capital invertido en él. Un VAN positivo indica que el proyecto es rentable y genera valor.
- 3- Tasa Interna de Retorno (TIR): La TIR es la tasa de interés a la que los flujos de caja descontados igualan el Valor Actual Neto a cero. Una TIR más alta refleja una mayor rentabilidad e interés del proyecto.

Todos estos ratios serán calculados para un horizonte temporal de 20 años.

Es importante destacar que los ahorros obtenidos en las facturas de energía eléctrica para el año 2022 ya han sido analizados previamente. Sin embargo, los ahorros para los años siguientes no se pueden predecir con certeza debido a la incertidumbre sobre las tendencias futuras en los precios de la energía, que están sujetos a factores climáticos y económicos a nivel mundial. Por tanto, se realizará una aproximación teniendo en cuenta las tendencias históricas desde 2000 hasta 2022 para representar la variación esperada en el precio de la energía proporcionada por la red y la energía excedente procedente de la instalación fotovoltaica.

### **8.4.1. Periodo de recuperación de capital, PRC**

En el análisis económico del proyecto, se debe considerar la inversión inicial de 57.976,07€, que se requiere en el año 0 para llevar a cabo la instalación fotovoltaica. En los años siguientes, será esencial realizar un mantenimiento adecuado y tomar precauciones ante posibles averías. Durante los primeros 5 años, se prevé realizar comprobaciones periódicas y ajustes necesarios, con un costo anual de 500 euros. Posteriormente, en años subsiguientes, se destinarán 500 euros adicionales cada año, con el fin de contar con un fondo para abordar posibles imprevistos o reparaciones.

Con estos valores, se procede a calcular el Periodo de Recuperación de Capital (PRC), que nos indicará el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial.

Se debe tener en cuenta que el ahorro de las facturas depende del precio de inyección de la energía fotovoltaica en la red, por lo que se deberá estudiar los dos casos mencionados anteriormente por separado y se compararán.

*Inyección a la red con importe de 0,06€/kWh*



Figura 8.11. PRC para 0,06€/kWh de inyección

*Inyección a la red con importe de 0,1€/kWh*



Figura 8.12. PRC para 0,1€/kWh de inyección

Es relevante destacar que el cálculo del Periodo de Recuperación de Capital (PRC) involucra tanto los gastos e inversiones del proyecto como el ahorro generado por la instalación fotovoltaica y el flujo de caja resultante.

En futuros análisis, se evaluará cómo la adopción del proyecto en el contexto de las subvenciones disponibles podría influir en la viabilidad económica del mismo.

Sin embargo, en función de los resultados actuales, es evidente que el PRC difiere en ambos casos y se observa una diferencia en el tiempo necesario para recuperar la inversión: 6,34 años en el primer caso y 5,25 años en el segundo. Aunque esta diferencia es pequeña, ambos plazos son adecuados y ventajosos para llevar a cabo el proyecto. A continuación, se muestra la hoja de Excel con los cálculos para obtener el valor del PRC en el primer caso, con un precio de inyección de 0,06 €/kWh.

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
INVERSIÓN/MANTENIMIENTO [€]	-57976,07	-500	-500	-500	-500	-500	-1000	-1500	-2000	-2500	-3000
AHORRO FACTURAS [€]	0	9831,65	9957,65	9808,65	9852,65	9282,65	9881,65	9418,65	10093,65	9622,65	9540,65
FLUJO CAJA ANUAL [€]		9331,65	9457,65	9308,65	9352,65	8782,65	8881,65	7918,65	8093,65	7122,65	6540,65
CASHFLOW ACUMULADO [€]	-57976,07	-48644,42	-39186,8	-29878,1	-20525,5	-11742,8	-2861,17	5057,48	13151,13	20273,78	26814,43
	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20	
INVERSIÓN/MANTENIMIENTO [€]	-3500	-4000	-4500	-5000	-5500	-6000	-6500	-7000	-7500	-8000	
AHORRO FACTURAS [€]	9717,65	9482,65	10194,65	10113,65	9797,65	9763,65	10195,65	9489,65	7397,65	9213,65	
FLUJO CAJA ANUAL [€]	6217,65	5482,65	5694,65	5113,65	4297,65	3763,65	3695,65	2489,65	-102,35	1213,65	
CASHFLOW ACUMULADO [€]	33032,08	38514,73	44209,38	49323,03	53620,68	57384,33	61079,98	63569,63	63467,28	64680,93	

Tabla 8.16. Estudio de viabilidad del proyecto

## 8.4.2. VAN Y TIR

En este apartado, se analizarán los indicadores financieros clave, el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), que permiten evaluar la viabilidad económica del proyecto.

Primero, es relevante mencionar que la tasa de interés utilizada para el cálculo es del 4%. A continuación, se procederá a calcular el VAN utilizando la fórmula del flujo de caja descontado. Este indicador nos permitirá conocer la suma de los flujos de caja actualizados a la tasa de interés determinada.

Para calcular el VAN, emplearemos la siguiente fórmula:

$$VAN = FC0 + \frac{FC1}{(1+r)^1} + \frac{FC2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FCn}{(1+r)^n}$$

Donde:

- FC0 representa el flujo de caja del año 0, que es la inversión inicial del proyecto.
- FC1, FC2, ..., FCn representan los flujos de caja para los años subsiguientes.
- "r" es la tasa de interés, que en nuestro caso es del 4%.

Se separa el cálculo del VAN y del TIR en los dos casos a estudios.

### *Inyección a la red con importe de 0,06€/kWh*

Después de realizar los cálculos para un precio de inyección de 0,06 €/kWh, se ha obtenido un VAN de 132.150,97 €, lo que indica que el proyecto generará un beneficio económico equivalente a dicha cantidad actualizada a la tasa de interés del 4%.

Por otro lado, se analiza la TIR, que es la tasa de interés a la cual el VAN del proyecto es igual a cero. En este caso, se ha calculado una TIR del 8%, lo que significa que el proyecto presenta una rentabilidad del 8%.

### *Inyección a la red con importe de 0,1€/kWh*

Para un precio de inyección de 0,1€/kWh, se obtiene un VAN de 360.565,98 € y un TIR de 14%.

Estos valores de TIR y VAN son muy favorables para el estudio realizado, lo que sugiere que el proyecto es financieramente sólido y atractivo. Es importante destacar que estos resultados se obtuvieron sin considerar las posibles subvenciones, lo que indica que la incorporación de estas ayudas podría mejorar aún más la rentabilidad del proyecto.

### 8.4.3. Conclusión del estudio de viabilidad

Para mayor claridad, se expondrán los distintos ratios de viabilidad para ambos casos, dependiendo del precio de inyección en la red del excedente de la energía fotovoltaica generada.

Característica/Caso	Inyección a 0,06€/kWh	Inyección a 0,1€/kWh
PRC	6,34 años	5,25 años
VAN	132.150,97 €	360.565,98 €
TIR	4%	13%

Tabla 8.17. Resumen viabilidad

Se aprecian notables discrepancias en los indicadores de viabilidad en los dos escenarios analizados. Se ha optado por considerar dos valores diferentes para el precio de inyección de la energía fotovoltaica a fin de obtener una evaluación más precisa del proyecto, dado que no es posible anticipar con exactitud el precio real de inyección. Esto permite abordar tanto un escenario pesimista, caracterizado por un precio de inyección bajo, como un escenario optimista con un precio de 0,1 €/kWh.

A pesar de estas diferencias, se puede concluir que ambos casos muestran valores atractivos y óptimos que respaldan la viabilidad y el éxito del proyecto, generando beneficios considerables.

## **CAPÍTULO 9. IMPACTO AMBIENTAL Y SOCIAL DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS**

### **9.1. Impacto ambiental**

En el contexto de este proyecto, el impacto ambiental se refiere a los cambios que ocurren en el entorno como resultado de la implementación de una instalación fotovoltaica. Estos cambios pueden tener un carácter positivo o negativo [44].

#### **9.1.1. Impacto Ambiental Positivo**

##### **1- Reducción del Uso de Combustibles Fósiles:**

La elección de energía renovable proveniente de paneles fotovoltaicos disminuye la necesidad de utilizar fuentes no renovables como carbón y gas propano. Esto se traduce en una alternativa más amigable con el medio ambiente y contribuye a reducir la huella de carbono.

##### **2- Energía Solar Limpia con Larga Vida Útil:**

Gracias a las constantes mejoras en la fabricación de módulos fotovoltaicos, su vida útil se ha extendido a alrededor de 30 años. Esto reduce la frecuencia de reemplazo y, en consecuencia, la cantidad de desechos generados por equipos obsoletos. De esta manera, se fomenta una gestión más sostenible y respetuosa con el medio ambiente.

##### **3- Menor Emisión de Contaminantes y Mejora de la Salud:**

Las placas solares emiten muy pocas sustancias contaminantes, lo que contribuye a mejorar la calidad del aire y aumentar el suministro de oxígeno en el entorno. Esta mejora tiene un impacto positivo en la salud de las personas y los animales, reduciendo las enfermedades cardio-respiratorias asociadas a la contaminación del aire. Además, contribuye a mantener una capa de ozono saludable, lo que a su vez evita el aceleramiento del cambio climático y sus efectos negativos.

##### **4- Menor Uso de Minerales:**

Los avances tecnológicos han permitido desarrollar paneles solares que requieren menos minerales, como el silicio. Esto significa que la producción de energía solar no implica una extracción tan intensiva de recursos como otras fuentes convencionales de energía.

#### **9.1.2. Impacto Ambiental Negativo**

### 1- Impacto en la Flora y Fauna:

La instalación de placas solares en grandes áreas puede tener ciertos efectos en la fauna y flora del entorno. Destinar hectáreas de terreno a este propósito puede afectar el hábitat de especies animales que habitaban previamente en esos espacios y limitar la disponibilidad de terreno para actividades agrícolas. No obstante, en el caso del bloque de viviendas estudiado, al colocar la instalación en el tejado, el impacto en la flora y fauna local es mínimo y no afectará visualmente el entorno.

### 2- Uso de Agua en la Fabricación:

El proceso de horneado y enfriamiento de los materiales para la fabricación de placas solares requiere una cantidad significativa de agua. Sin embargo, las tecnologías de enfriamiento han evolucionado para reducir el consumo de agua en un 90%. La investigación y desarrollo de tecnologías más sostenibles serán fundamentales para mejorar la sostenibilidad de la energía solar.

### 3- Gestión de Materiales Peligrosos:

Cuando las placas solares alcanzan el final de su vida útil, si no se gestionan adecuadamente, pueden convertirse en desechos tóxicos perjudiciales para el medio ambiente. Por lo tanto, es fundamental implementar un reciclaje adecuado y una gestión eficiente de residuos para proteger el entorno natural.

## **9.1.3. Gestión de residuos al final de la vida útil de los paneles solares**

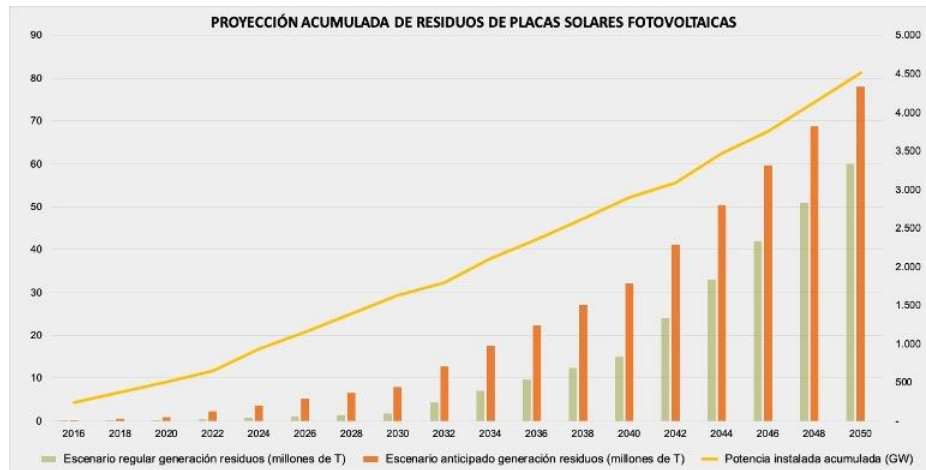
Es crucial abordar adecuadamente la gestión de residuos electrónicos, incluyendo los paneles solares fotovoltaicos, al llegar al final de su vida útil. Aunque se estima que estos paneles tienen una duración de aproximadamente 25 a 30 años, en algún momento es necesario reemplazarlos debido a una disminución en su rendimiento o daños causados por factores externos durante su ciclo de vida. [45]

Para garantizar una gestión adecuada de estos desechos, la Unión Europea ha establecido la Directiva de Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos, también conocida como WEEE. Esta directiva tiene como objetivo asegurar la correcta recogida y tratamiento de los productos fotovoltaicos al final de su vida útil. Los fabricantes son responsables de llevar a cabo estas actividades y se le exigen requisitos estrictos al respecto.

En España, la transposición de la directiva europea se realiza a través del Real Decreto 110/2015, que estipula la obligatoriedad de reciclar los materiales de los paneles fotovoltaicos. Los fabricantes e importadores de estos módulos tienen la responsabilidad de cumplir con estas disposiciones, al igual que en el ámbito europeo.

Dado el rápido crecimiento de las instalaciones fotovoltaicas, se prevé un aumento significativo en la acumulación de residuos de paneles solares fotovoltaicos en el futuro. Se estima que esta acumulación podría ser hasta 7 veces mayor que la producida en

2022. Por tanto, es fundamental tomar medidas a tiempo para estar preparados y abordar adecuadamente esta creciente problemática en el futuro.



*Figura 9.1. Proyección de acumulación de residuos FV [45]*

### *¿Pueden reciclarse los paneles solares?*

Los paneles solares pueden reciclarse de manera efectiva y se estima que es posible recuperar entre un 85% y un 90% de sus materiales. Esto se debe a que los elementos con los que están contruidos los paneles son altamente reutilizables. Además, gracias a las mejoras continuas en los procesos de recolección, gestión y transformación llevados a cabo en los centros de reciclaje de paneles fotovoltaicos, se espera que el porcentaje de recuperación pueda aumentar aún más, llegando hasta el 90% al 95%.

Los componentes de un panel solar pueden clasificarse en dos grupos en términos de reciclaje. Por un lado, se encuentran aquellos elementos que pueden reciclarse de manera relativamente sencilla y que tienen diversas aplicaciones. Entre ellos se encuentran el vidrio, que representa aproximadamente el 75% del panel, y el aluminio, que constituye alrededor del 9% del mismo.

Por otro lado, están los componentes presentes en menor cantidad, como el silicio con un 3%, el cobre con un 1%, la plata con un 0,16%, y una serie de polímeros que conforman el resto del panel. Aunque estos elementos representan una proporción menor del panel, también pueden reciclarse y reutilizarse de manera adecuada.

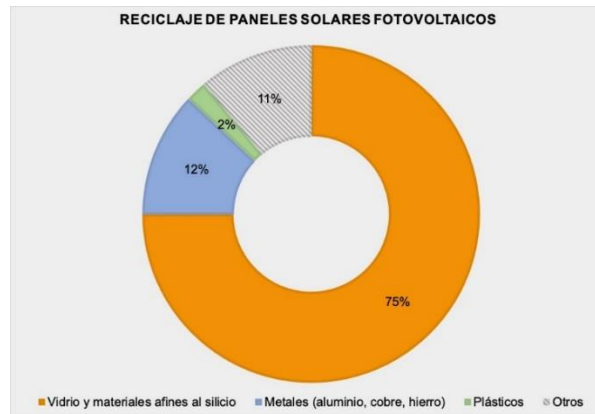


Figura 9.2. Materiales reciclajes de paneles [45]

### ¿Dónde se depositan las placas solares?

Es importante tener en cuenta que las placas solares requieren un tratamiento especial para su correcta disposición al final de su vida útil, aunque no son contaminantes por sí mismas. Por esta razón, se recomienda contar con empresas instaladoras homologadas y confiables que se encarguen de retirar los paneles fotovoltaicos antiguos al instalar nuevos. Estos instaladores están familiarizados con la normativa vigente y se asegurarán de llevar los paneles obsoletos a centros de reciclaje autorizados.

En España, existen dos organizaciones o empresas destacadas que se encargan del reciclaje de paneles fotovoltaicos:

- 1- PV Cycle: Es una asociación sin ánimo de lucro que agrupa a fabricantes de placas solares y otros actores relacionados en la industria fotovoltaica. Representa aproximadamente al 90% de los fabricantes e importadores del sector. El objetivo principal de PV Cycle es ofrecer soluciones de gestión de residuos de placas solares a nivel global, garantizando un adecuado reciclaje y disposición final de los paneles fotovoltaicos.
- 2- Recyclia: Es la entidad más grande dedicada a la gestión de residuos eléctricos y electrónicos (RAEE), pilas y luminarias usadas en España. Además de otros dispositivos electrónicos, también se encargan del reciclaje de paneles fotovoltaicos. Recyclia opera bajo un enfoque integral, asegurándose de que los residuos sean tratados de forma adecuada y responsable, minimizando su impacto ambiental.

Contar con empresas y organizaciones especializadas en el reciclaje de paneles solares es fundamental para asegurar un adecuado manejo de los residuos y contribuir a la sostenibilidad y protección del medio ambiente. Al confiar en instaladores homologados y en entidades responsables, se garantiza que los paneles solares al final de su vida útil sean tratados de manera adecuada y se promueva una economía circular en la industria fotovoltaica.

### *¿Cómo se reciclan los paneles fotovoltaicos?*

El reciclaje de paneles solares es altamente factible y se logra recuperar cerca del 90% de sus materiales gracias a las propiedades reutilizables de sus componentes, especialmente el vidrio, los derivados del silicio y el aluminio. Sin embargo, es crucial que el tratamiento y reciclaje se realicen en centros especializados, lo que implica llevar los paneles a puntos limpios o centros de recogida homologados. En estos lugares, los diversos componentes del módulo solar son separados, procesados y transformados en otros productos, otorgándoles una segunda o incluso una tercera vida útil.

El proceso general para el reciclaje de los paneles solares comprende varios pasos.

En primer lugar, se cortan los cables de conexión para separar el cobre del material plástico en un proceso independiente. Luego, se retira el marco de aluminio, que es completamente reutilizable. Posteriormente, se separa el vidrio protector, el cual puede reutilizarse en un impresionante 95%.

Para la separación de los demás componentes, existen dos métodos principales:

#### 1- Proceso de reciclaje mecánico-químico:

En este enfoque, el panel restante, al que previamente se le han eliminado los cables, el marco y el vidrio superior, es triturado. Luego, mediante procesos químicos, se extraen los materiales y se separan para obtener materiales secundarios útiles.

#### 2- Proceso de reciclaje térmico:

En este método, el panel restante se somete a un proceso térmico a una temperatura de 500°C para eliminar los pequeños componentes plásticos que aún permanecen. Posteriormente, se separan las obleas de silicio, las cuales son fundidas para obtener placas reutilizables. El silicio recuperado de un panel fotovoltaico se considera aprovechable en un 85%.

### *Beneficios del reciclaje de paneles solares fotovoltaicos*

El reciclaje de paneles solares fotovoltaicos ofrece una serie de beneficios fundamentales que deben ser considerados:

#### 1- Conservación de recursos naturales:

Al reciclar materiales como el aluminio, silicio, vidrio, cobre y otros metales presentes en los paneles solares, se evita la necesidad de explotar nuevos recursos naturales o se reduce la cantidad requerida. Esto contribuye a preservar los recursos naturales limitados y proteger los ecosistemas vulnerables.

#### 2- Reducción de la contaminación:

Los procesos de reciclaje adecuados ayudan a disminuir la cantidad de contaminantes liberados en comparación con el procesamiento de materias primas originales. Esto implica una reducción en la emisión de gases de efecto invernadero y otros contaminantes perjudiciales para el medio ambiente.

3- Menor consumo energético:

El reciclaje de paneles solares requiere menos energía en comparación con la producción a partir de materias primas originales. Al aprovechar los materiales existentes, se evita la energía necesaria para extraer, transportar y procesar nuevos recursos.

4- Minimización de vertederos:

El reciclaje de paneles fotovoltaicos ayuda a reducir la cantidad de residuos enviados a vertederos, lo que implica menos áreas de vertido que necesitan preparación y control. Esto disminuye el impacto negativo de los vertederos en el suelo y las aguas subterráneas.

5- Precios más bajos:

Al recuperar materias primas a través del reciclaje, se busca reducir los costos asociados a la producción de nuevos paneles solares. Esto puede tener un impacto positivo en la economía al reducir los precios de los nuevos paneles y hacer que la energía solar sea más accesible para más personas.

## **9.2. Impacto social y económico**

La energía solar no solo proporciona beneficios económicos al reducir las facturas de luz y disminuir la dependencia de las compañías eléctricas, sino que también ofrece una serie de ventajas sociales significativas que tienen un impacto positivo en la sociedad y el medio ambiente [46].

Entre los beneficios sociales más destacados de la energía solar se encuentran los siguientes:

### 1- Mejora de la salud:

La energía solar contribuye a la reducción de emisiones de gases contaminantes y partículas finas que son perjudiciales para la salud humana. Al disminuir la contaminación atmosférica, se reducen los riesgos de enfermedades cardio-respiratorias y otros problemas de salud asociados.

### 2- Generación de empleo local:

La industria solar crea una amplia variedad de empleos locales, desde la fase de fabricación de paneles solares hasta la instalación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos. Esto impulsa el crecimiento económico y proporciona oportunidades de empleo en diversas áreas y niveles de habilidad.

### 3- Asistencia solar durante emergencias:

Los sistemas solares con batería ofrecen una fuente de electricidad independiente y continua durante desastres naturales y emergencias. En situaciones donde la red eléctrica convencional falla, la energía solar puede ser una salvación para comunidades afectadas, permitiendo el funcionamiento de equipos médicos, comunicación y otros servicios esenciales.

### 4- Acceso a todas las zonas geográficas:

La energía solar puede llegar a áreas remotas y rurales donde el acceso a la electricidad convencional es limitado o inexistente. Al proporcionar una fuente inagotable de energía, la energía solar mejora el bienestar y el nivel de vida de las comunidades que antes estaban excluidas de los servicios eléctricos.

En conjunto, el uso de la energía solar no solo representa una oportunidad para reducir costos y contribuir a un planeta más limpio, sino que también promueve el crecimiento económico sostenible, la creación de empleo y el avance tecnológico, lo que respalda la transición hacia un modelo energético más sostenible y beneficioso para la sociedad en su conjunto.

## CAPÍTULO 10. CONTRIBUCIÓN A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

En este capítulo se pretende analizar los Objetivos de Desarrollo Sostenible para 2030, y metas que cumple el proyecto de la instalación de autoconsumo en el bloque de viviendas.

Primero se mostrará los objetivos de desarrollo sostenibles que cumple, en general, y posteriormente se profundizará en las metas de cada uno de ellos. [47]

Número de ODS	Nombre de ODS	¿Cumple?
1	Fin de la pobreza	SÍ
2	Hambre cero	SÍ
3	Salud y bienestar	SÍ
4	Educación de calidad	NO
5	Igualdad de género	NO
6	Agua limpia y saneamiento	SÍ
7	Energía asequible y no contaminante	SÍ
8	Trabajo decente y crecimiento económico	SÍ
9	Industria, innovación e infraestructura	SÍ
10	Reducción de las desigualdades	NO
11	Ciudades y comunidades sostenibles	SÍ
12	Producción y consumo responsable	SÍ
13	Acción por el clima	SÍ
14	Vida submarina	NO
15	Vida de ecosistemas terrestres	SÍ
16	Paz, justicia e instituciones solidarias	NO
17	Alianzas para lograr los objetivos	SÍ

Tabla 10.1. ODS

El proyecto estudiado cumple ampliamente con 13 de 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Según la tabla anterior, se realizará un análisis más detallado, sobre qué metas, específicamente, contribuyes con cada ODS.

ODS	Metas	Descripción
ODS 1	1.4	Igualdad de derechos y acceso a recursos económicos, servicios básicos, propiedad, recursos naturales y nuevas tecnologías
	1.5	Proteger a los grupos más vulnerables de los impactos extremos del clima y posibles desastres económicos, sociales y ambientales.

ODS 2	2.4	Garantizar la sostenibilidad de los sistemas de producción de alimentos, cuidar los ecosistemas, tener capacidad de adaptación al cambio climático y mejorar la calidad de suelos y tierras.
OSD 3	3.9	Reducir las muertes y enfermedades causadas por productos químicos peligrosos y la contaminación del aire, agua y suelo.
ODS 6	6.3	Mejorar la calidad del agua mediante la reducción de contaminación y vertimientos, minimizando el uso de productos químicos peligrosos. Además, se busca tratar adecuadamente las aguas residuales y aumentar el reciclado y reutilización segura del agua a nivel mundial.
ODS 7	7.1	Garantizar acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.
	7.2	Aumentar significativamente la proporción de energía renovable en la matriz energética global.
	7.3	Duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.
	7.a	Incrementar la cooperación internacional para facilitar el acceso a investigaciones y tecnologías de energía limpia.
	7.b	Ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para proveer servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países.
ODS 8	8.2	Mejorar la productividad económica mediante la diversificación, tecnología e innovación, enfocándose en sectores con alto valor añadido y uso intensivo de mano de obra.
	8.3	Promover políticas de desarrollo que apoyen actividades productivas, empleo decente, emprendimiento e innovación.
	8.4	Mejorar la eficiencia en producción y consumo de recursos, desvinculando el crecimiento económico de la degradación ambiental.
ODS 9	9.1	Desarrollar infraestructuras fiables, sostenibles y de calidad, para apoyar el crecimiento económico y el bienestar humano.
	9.2	Promover una industrialización inclusiva y sostenible.
	9.4	Modernizar la infraestructura e industrias para hacerlas sostenibles, aprovechando recursos con mayor eficiencia y promoviendo tecnologías y procesos industriales limpios y amigables con el ambiente.
	9.5	Impulsar investigación y tecnología en sectores industriales, fomentar innovación y aumentar personas dedicadas a la investigación y desarrollo.
ODS 11	11.3	Incrementar la urbanización inclusiva y sostenible, y fortalecer la capacidad para la planificación y gestión participativa, integrada y sostenible en los asentamientos humanos en todos los países.
	11.b	Aumentar significativamente el número de ciudades y asentamientos que implementen políticas integradas para la inclusión, eficiencia de recursos, mitigación del cambio climático, adaptación y resiliencia ante desastres.
ODS 12	12.2	Mejorar la gestión sostenible y uso eficiente de los recursos naturales.
	12.4	Lograr la gestión ecológicamente racional de productos químicos y desechos a lo largo de su ciclo de vida, reduciendo su liberación

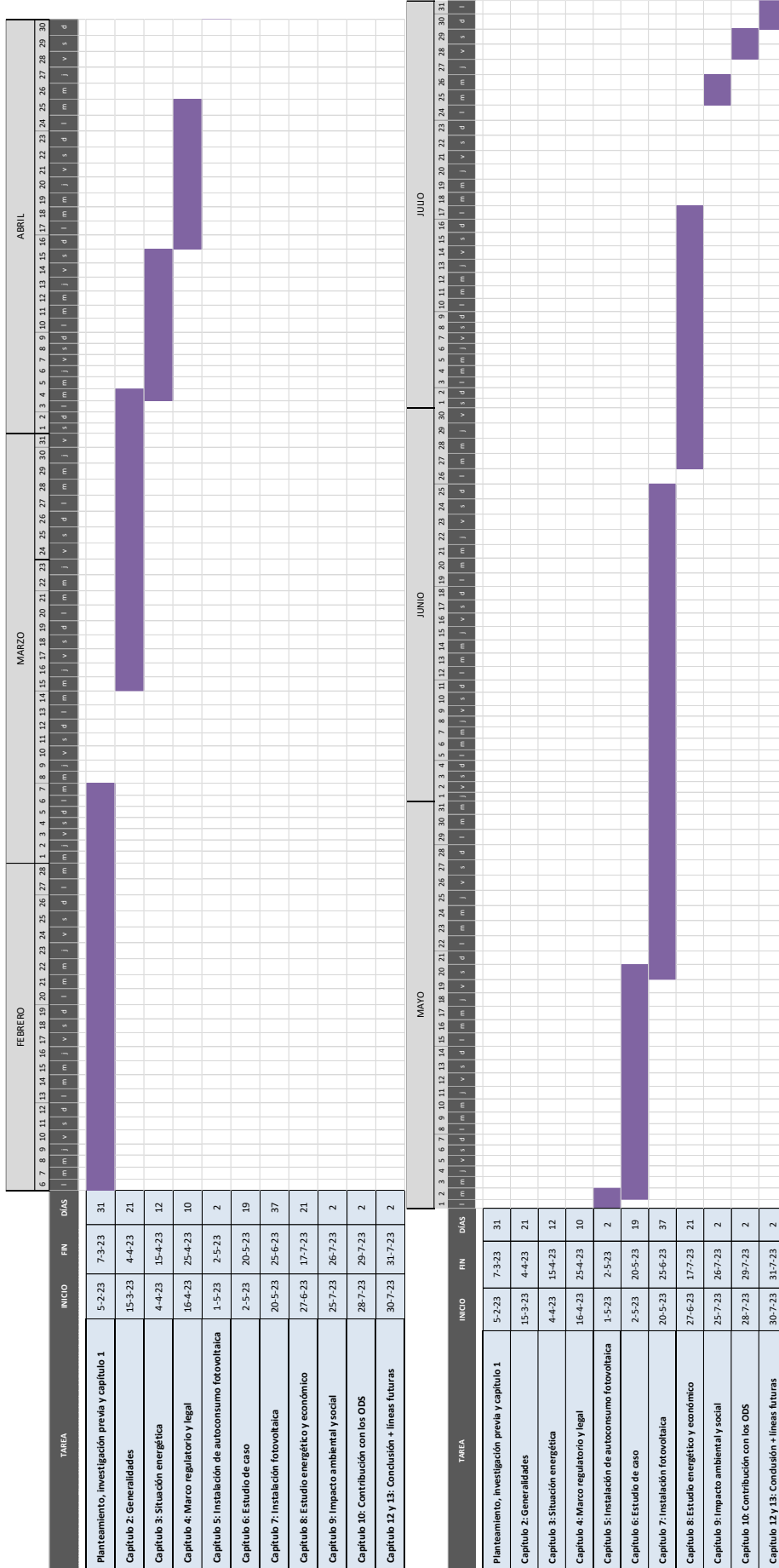
		a la atmósfera, agua y suelo para minimizar impactos negativos en la salud humana y el medio ambiente.
	12.5	Disminuir la generación de desechos a través de acciones preventivas, reducción, reciclaje y reutilización.
	12.8	Garantizar que todas las personas en el mundo tengan acceso a la información y los conocimientos necesarios para promover el desarrollo sostenible y adoptar estilos de vida en armonía con la naturaleza.
	12.a	Apoyar a los países en desarrollo en el fortalecimiento de su capacidad científica y tecnológica para avanzar hacia formas de consumo y producción más sostenibles.
	12.c	Eliminar gradualmente los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles que fomenten el consumo antieconómico y distorsiones del mercado, teniendo en cuenta el impacto ambiental. Se busca proteger a los pobres y comunidades afectadas, considerando las necesidades de los países en desarrollo.
ODS 13	13.2	Incluir acciones sobre el cambio climático en políticas, estrategias y planes nacionales.
	13.3	Mejorar educación, sensibilización y capacidad humana e institucional sobre mitigación, adaptación, reducción de efectos y alerta temprana del cambio climático.
ODS 15	15.3	Luchar contra la expansión de áreas desérticas, restaurar tierras y suelos degradados, incluyendo aquellos afectados por la desertificación, sequías e inundaciones.
	15.9	Incorporar los valores de los ecosistemas y la biodiversidad en la planificación nacional y local, en los procesos de desarrollo, estrategias de reducción de la pobreza y contabilidad.
ODS 17	17.3	Obtener recursos financieros adicionales de diversas fuentes para apoyar a los países en desarrollo.
	17.16	Fortalecer la Alianza Mundial para el Desarrollo Sostenible, junto con alianzas entre diferentes actores, para movilizar y compartir conocimientos, tecnología, especialización y recursos financieros.

Tabla 10.2. ODS que intervienen en el proyecto

## CAPÍTULO 11. PLANIFICACIÓN TEMPORAL DEL PROYECTO

TAREA	INICIO	FIN	DÍAS
<b>Planteamiento, investigación previa y capítulo 1</b>	5-2-23	7-3-23	31
<b>Capítulo 2: Generalidades</b>	15-3-23	4-4-23	21
<b>Capítulo 3: Situación energética</b>	4-4-23	15-4-23	12
<b>Capítulo 4: Marco regulatorio y legal</b>	16-4-23	25-4-23	10
<b>Capítulo 5: Instalación de autoconsumo fotovoltaica</b>	1-5-23	2-5-23	2
<b>Capítulo 6: Estudio de caso</b>	2-5-23	20-5-23	19
<b>Capítulo 7: Instalación fotovoltaica</b>	20-5-23	25-6-23	37
<b>Capítulo 8: Estudio energético y económico</b>	27-6-23	17-7-23	21
<b>Capítulo 9: Impacto ambiental y social</b>	25-7-23	26-7-23	2
<b>Capítulo 10: Contribución con los ODS</b>	28-7-23	29-7-23	2
<b>Capítulo 12 y 13: Conclusión + líneas futuras</b>	30-7-23	31-7-23	2

Capítulo 11. Planificación temporal del proyecto



## **CAPÍTULO 12. CONCLUSIONES**

En el marco de este proyecto de finalización de grado, se ha llevado a cabo un análisis exhaustivo que abarca aspectos técnicos, energéticos, económicos y legales en relación con la implementación de un sistema de generación fotovoltaica en un bloque de viviendas.

El proyecto se ha iniciado con la representación del propio edificio, estudiando sus dimensiones, características y superficies aprovechables. La representación tridimensional se ha realizado a través de la herramienta Sketchup, seguida de la importación de dicha representación en PV\*SOL, una herramienta de apoyo crucial. El bloque de apartamentos bajo estudio presenta cuatro orientaciones solares posibles para la disposición de paneles fotovoltaicos: dos hacia el este, una hacia el oeste, otra hacia el norte y una más hacia el sur. La inclinación de los techos se aproxima a los ángulos óptimos, conduciendo a la elección de una estructura coplanar con el edificio.

Para determinar la cantidad óptima de paneles a instalar, se ha emprendido un análisis basado en la potencia deseada, derivada del examen detallado de los patrones de consumo horario a lo largo del año 2022. Los resultados han indicado que una potencia instalada de 66 kW en paneles fotovoltaicos es la adecuada. Es importante subrayar que se reconoce la limitación en la obtención continua de esta potencia, dado que las diversas orientaciones solares no proporcionarán rendimientos máximos de manera simultánea. Sin embargo, esta elección se justifica debido a que los consumos eléctricos durante la mayor parte del día son significativamente inferiores a los 66 kW.

La etapa subsecuente ha implicado la selección de los paneles solares más apropiados, específicamente el modelo TIGER NEO N-TYPE 72HL4-BDV 560 W de la marca Jinko. Con una capacidad de generación de 560 vatios por panel, se calcula que se requieren 118 paneles en total. La ubicación precisa de estos paneles ha sido objeto de estudio, ya que el llenado completo de todas las superficies resultaría en una capacidad de generación muy superior a la establecida como objetivo. En consecuencia, se ha decidido colocar los paneles en las orientaciones este y oeste, lo que permitirá una exposición solar tanto matutina como por la tarde.

Dadas las características de los paneles solares seleccionados, se ha procedido a la elección de los inversores, asegurando su compatibilidad. Se ha determinado la necesidad de dos inversores: uno para los módulos en la superficie orientada hacia el este, el modelo Renac Power R3-30K-G5; y otro para los módulos en la superficie orientada hacia el oeste, el modelo Renac Power R3-25K-G5.

En cuanto al cableado, se ha realizado un análisis considerando criterios como la capacidad máxima de corriente y la caída de tensión. Se ha establecido una separación en el cableado según el tipo de corriente a manejar. Para la corriente continua se emplea el cable Tecsun H1Z2Z2-K de Prysmian, con una sección transversal de  $6 \text{ mm}^2$  para la superficie orientada hacia el este, y de  $4 \text{ mm}^2$  para la superficie orientada hacia el oeste. En cuanto a la corriente alterna, se ha optado por el cable AFUMEX CLASS 1000V de Prysmian, con secciones de  $16 \text{ mm}^2$  y  $10 \text{ mm}^2$  para las superficies orientadas hacia el este y el oeste, respectivamente.

En relación con las protecciones eléctricas, es esencial distinguir, también, entre corriente continua y alterna, siguiendo criterios específicos para salvaguardar el sistema. Para la corriente continua, se implementarán cajas estancas para conexiones, fusibles en la salida de cada conjunto de paneles y dispositivos de protección magnetotérmica, adaptados a las características de cada superficie estudiada. En el caso de la corriente alterna, se emplearán interruptores magnetotérmicos automáticos y dispositivos diferenciales, siendo necesario contar con dos de estos últimos debido a la presencia de dos inversores.

Además, se llevará a cabo la puesta a tierra y la instalación de conductores de protección para mitigar cualquier riesgo potencial para la instalación y las personas involucradas.

Para la sujeción de los paneles solares, se optará por los soportes "soportes coplanares atornillados teja 01V" de la marca Carlos Alcaraz. La cantidad necesaria de estos soportes se ajustará a las agrupaciones factibles dentro de la disposición de los paneles.

Este completo estudio técnico sienta las bases para el análisis energético. Considerando los consumos eléctricos de la red sin la presencia de la instalación fotovoltaica, se procede a compararlos con los que se generaría a través de la generación fotovoltaica. Los cálculos indican que la superficie orientada hacia el este generará alrededor de 43.920,14 kWh/año, mientras que la superficie orientada hacia el oeste generará 36.320,38 kWh/año. Esta discrepancia se debe a la presencia de 64 paneles en la primera y 54 paneles en la segunda.

Durante las horas de radiación solar, que corresponden a las que se produce una generación mínima de energía fotovoltaica, se observa un nivel de autosuficiencia del 79,01 % en primavera, 86,26 % en verano, 69,9 % en otoño y 65,94 % en invierno. No obstante, si se consideran todas las horas del día, estos porcentajes disminuyen a un 50,09 % en primavera, 54,65 % en verano, 33,95 % en otoño y 33,88 % en invierno. Esta disminución es esperada debido a la falta de sistemas de almacenamiento en baterías, lo que requiere el consumo de electricidad de la red durante las horas sin radiación solar. En total, se espera generar 80.241 kWh/año, de los cuales 30.267 kWh se destinarán al consumo del bloque de viviendas y 49.973 kWh se inyectarán en la red.

Esta generación excedente sugiere que una mayor cantidad de paneles solares no sería conveniente, ya que resultaría en un exceso de producción que sería inyectado a la red eléctrica.

A raíz de estos análisis, se aborda la evaluación económica y viabilidad del proyecto. Se ha elaborado un presupuesto que contempla tanto los costos materiales como la mano de obra, totalizando 57.976,07€.

Dado que no es posible acceder directamente al precio por hora de la electricidad de la red en 2022, se simplifica el proceso considerando el precio horario del primer día de cada mes como constante a lo largo de ese mes. Se han contemplado dos escenarios que involucran los valores de 0,06 €/kWh y 0,1 €/kWh para la energía inyectada a la red proveniente de la generación fotovoltaica excedente. Estos valores han sido seleccionados considerando la incertidumbre en el precio exacto de los excedentes, con el primer valor siendo más conservador y el segundo más optimista en cuanto a la evolución de los precios de excedentes a lo largo del año y en el futuro. Utilizando esta información, se evalúan los costos mensuales de electricidad para el bloque de viviendas sin la instalación fotovoltaica y se comparan con los costos que se tendrían con la instalación. Se debe tener en cuenta que si el balance entre la energía consumida de la red y la energía inyectada de la generación fotovoltaica es negativo, se continuará cobrando la parte fija de la factura de electricidad, y no se acumulará como crédito.

Se puede resumir la comparación de ambos casos, en función del precio de inyección, en la siguiente tabla:

PRECIO/MES [€]	SIN FV [€]	CON FV [€] 0,1€/kWh	AHORRO [%]	CON FV [€] 0,06€/kWh	AHORRO [%]
ENERO	1318,74	913,27	30,75	954,22	27,64
FEBRERO	1512,48	841,71	44,35	932,09	38,37
MARZO	2096,32	924,00	55,92	1078,04	48,57
ABRIL	1634,91	422,76	74,14	644,21	60,60
MAYO	1399,76	112,04	92,00	383,15	72,63
JUNIO	1769,45	208,08	88,24	468,87	73,50
JULIO	1621,93	101,20	93,76	295,59	81,78
AGOSTO	870,60	101,20	88,38	101,20	88,38
SEPTIEMBRE	2113,35	723,87	65,75	952,52	54,93
OCTUBRE	1145,23	480,86	58,01	620,00	45,86
NOVIEMBRE	959,32	549,93	42,68	619,38	35,44
DICIEMBRE	1470,79	995,54	32,31	1049,97	28,61
<b>ANUAL</b>	<b>17912,89</b>	<b>6256,19</b>	<b>64,46</b>	<b>8099,24</b>	<b>54,69</b>

AHORRO	11656,71 €	9813,65 €
--------	------------	-----------

Tabla 11. Resumen de precios facturas mensuales con FV y sin FV

El aprovechamiento de esta instalación fotovoltaica resultará en una significativa reducción del gasto energético, con un ahorro estimado, para el primer caso del 64,46 %, equivalentes a 11.656,71€, y para el segundo caso del 54,69% equivalentes a 9.813,65€,

en términos económicos. Basándose en estos datos, se procede a llevar a cabo un análisis integral de viabilidad económico-financiera que se puede resumir en la siguiente tabla:

Característica/Caso	Inyección a 0,06€/kWh	Inyección a 0,1€/kWh
PRC	6,34 años	5,25 años
VAN	132.150,97 €	360.565,98 €
TIR	4%	13%

*Tabla 12.2. Ratios de viabilidad*

Estos indicadores reflejan claramente la rentabilidad y el éxito del proyecto en ambos casos.

En lo que respecta a los aspectos de impacto ambiental, legal y social, es importante tener en consideración los Objetivos de Desarrollo Sostenible. El objetivo del proyecto no solo debe realizar una búsqueda de la reducción de costos y la obtención de beneficios económicos, si no que se debe reconocer la importancia de evaluar los posibles efectos en las personas y en los hábitats que son afectados.

## CAPÍTULO 13. LÍNEAS FUTURAS

Tras resumir el proyecto llevado a cabo, en el presente capítulo, se expondrán posibles alternativas para investigaciones futuras. Se sugiere explorar el impacto potencial de la incorporación de sistemas de almacenamiento mediante baterías en la instalación fotovoltaica. Si se comparan los porcentajes de autosuficiencia durante las horas solares y a lo largo de todo el día, en diversas estaciones del año:

ESTACIÓN	HORAS SOLARES	HORAS DIARIAS
Primavera	79,01%	50,09%
Verano	86,26%	54,65%
Otoño	69,9%	33,95%
Invierno	65,94%	33,88%

*Tabla 13.1. Autosuficiencia*

Este análisis resalta una marcada variación entre las horas solares y la totalidad del día. Además, es importante considerar que se generan 80.241 kWh/año en total, de los cuales 30.267 kWh se destinan al consumo interno del conjunto de viviendas y 49.973 kWh se inyectan a la red. Si se pudiera emplear este excedente durante las horas nocturnas, la autosuficiencia experimentaría un aumento sustancial, y con ello la reducción de la factura energética.

Cabe señalar que, aunque las baterías solares tienen un gran potencial, su degradación temprana y su rendimiento dudoso, son aspectos para considerar en un análisis exhaustivo.

Dada la gran superficie de tejado disponible en el bloque de viviendas, surge la posibilidad de expandir la capacidad de generación en el futuro, si así se requiere o decide. Esta posibilidad plantea una perspectiva interesante para optimizar aún más el rendimiento y la eficiencia del sistema fotovoltaico.

## ANEXO

### 1. Datos de consumo horario en el bloque de viviendas

Se saca un extracto desde el 1 de enero de 2022 hasta el 5 de enero de 2022, a modo expositivo.

día	hora	comunidad+apartamentos (Wh)
01/01/2022	1	3402,375
01/01/2022	2	5535,552
01/01/2022	3	6588,484
01/01/2022	4	3969,373
01/01/2022	5	3105,44
01/01/2022	6	4806,382
01/01/2022	7	4617,375
01/01/2022	8	2835,39
01/01/2022	9	4131,424
01/01/2022	10	4671,381
01/01/2022	11	11313,397
01/01/2022	12	15849,433
01/01/2022	13	7884,549
01/01/2022	14	7074,558
01/01/2022	15	6426,377
01/01/2022	16	4617,466
01/01/2022	17	7020,452
01/01/2022	18	3699,578
01/01/2022	19	8937,572
01/01/2022	20	10503,435
01/01/2022	21	7182,502
01/01/2022	22	9423,435
01/01/2022	23	7560,408
01/01/2022	24	7398,381
02/01/2022	1	6831,371
02/01/2022	2	7668,394
02/01/2022	3	6480,397
02/01/2022	4	3105,368
02/01/2022	5	3996,371
02/01/2022	6	4752,371
02/01/2022	7	5130,379
02/01/2022	8	4725,419
02/01/2022	9	4536,38
02/01/2022	10	10233,437
02/01/2022	11	42174,464
02/01/2022	12	25191,446

02/01/2022	13	6507,523
02/01/2022	14	6183,493
02/01/2022	15	10287,445
02/01/2022	16	6048,421
02/01/2022	17	4347,401
02/01/2022	18	5886,561
02/01/2022	19	8100,485
02/01/2022	20	11475,42
02/01/2022	21	14283,404
02/01/2022	22	15093,395
02/01/2022	23	8019,41
02/01/2022	24	8424,491
03/01/2022	1	8046,392
03/01/2022	2	3591,407
03/01/2022	3	3996,416
03/01/2022	4	4239,379
03/01/2022	5	3429,374
03/01/2022	6	3159,374
03/01/2022	7	5751,479
03/01/2022	8	7641,601
03/01/2022	9	7344,677
03/01/2022	10	10908,486
03/01/2022	11	9828,392
03/01/2022	12	22302,422
03/01/2022	13	8505,464
03/01/2022	14	8316,509
03/01/2022	15	13122,379
03/01/2022	16	9693,431
03/01/2022	17	22005,404
03/01/2022	18	27918,404
03/01/2022	19	14688,498
03/01/2022	20	10881,562
03/01/2022	21	12663,509
03/01/2022	22	17955,498
03/01/2022	23	10665,426
03/01/2022	24	8127,543
04/01/2022	1	7695,414
04/01/2022	2	5373,371
04/01/2022	3	3861,369
04/01/2022	4	3186,369
04/01/2022	5	4185,37
04/01/2022	6	4536,371
04/01/2022	7	6885,454
04/01/2022	8	5967,505
04/01/2022	9	7344,504
04/01/2022	10	24570,393

Anexo

04/01/2022	11	33939,465
04/01/2022	12	19467,482
04/01/2022	13	13338,474
04/01/2022	14	11286,499
04/01/2022	15	14742,46
04/01/2022	16	10719,458
04/01/2022	17	33858,434
04/01/2022	18	18819,506
04/01/2022	19	9936,5
04/01/2022	20	9180,463
04/01/2022	21	25272,49
04/01/2022	22	21006,502
04/01/2022	23	25299,485
04/01/2022	24	14985,457
05/01/2022	1	5589,37
05/01/2022	2	5832,368
05/01/2022	3	4428,4
05/01/2022	4	2673,371
05/01/2022	5	3591,37
05/01/2022	6	3969,372
05/01/2022	7	4725,444
05/01/2022	8	5238,465
05/01/2022	9	15498,569
05/01/2022	10	19818,406
05/01/2022	11	12177,424
05/01/2022	12	19683,478
05/01/2022	13	9882,457
05/01/2022	14	17604,456
05/01/2022	15	17739,56
05/01/2022	16	9693,44
05/01/2022	17	13311,462
05/01/2022	18	12771,66
05/01/2022	19	14796,572
05/01/2022	20	33129,649
05/01/2022	21	23436,57
05/01/2022	22	15174,45
05/01/2022	23	22194,502
05/01/2022	24	18846,459

## 2. Gráficas y curiosidades ofrecidas por PV\*SOL

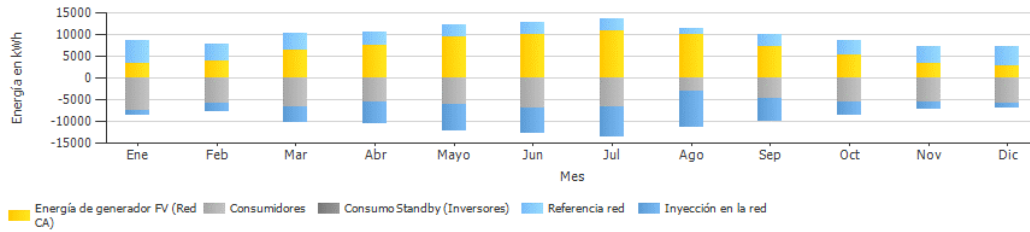
### Calidad técnica de la instalación fotovoltaica

Energía de generador FV (Red CA)	80.241 kWh/Año
Rendimiento anual espec.	1.214,27 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	87,9 %

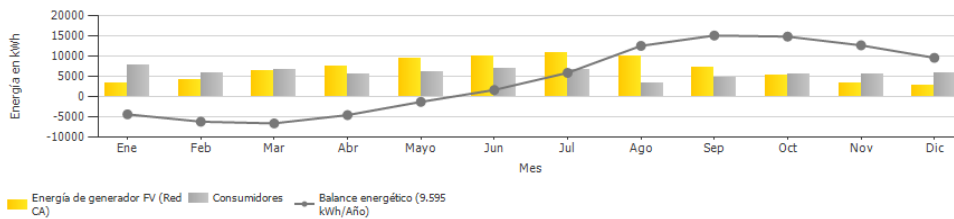
### Integración de sistema

Referencia red 40.379 kWh/Año Inyección en la red 49.973 kWh/Año

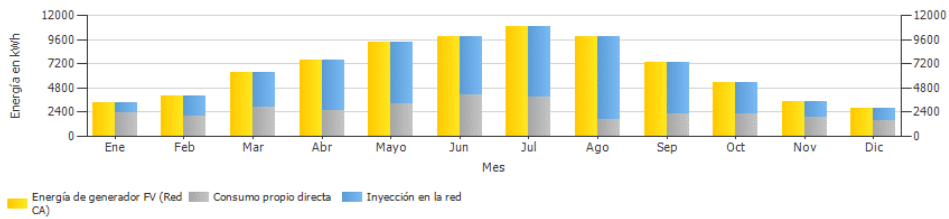
### Pronóstico rendim. con consumo



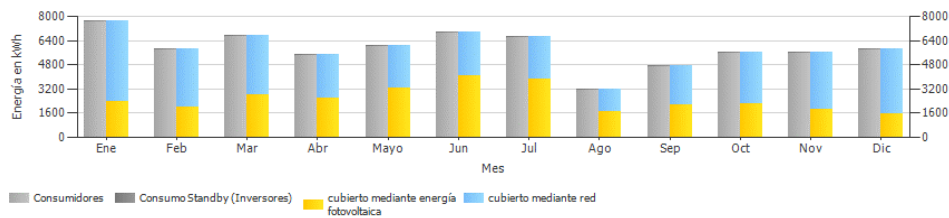
### Balance energético



### Utilización de la energía fotovoltaica



### Cobertura del consumo



### Instalación FV

Potencia generador FV	66,08 kWp
Rendimiento anual espec.	1.214,27 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	87,91 %
Reducción de rendimiento por sombreado	2,0 %
Energía de generador FV (Red CA)	80.241 kWh/Año
Consumo propio	30.267 kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0 kWh/Año
Inyección en la red	49.973 kWh/Año
Proporción de consumo propio	37,7 %
Emisiones de CO <sub>2</sub> evitadas	37.712 kg / año

### Energía de generador FV (Red CA)



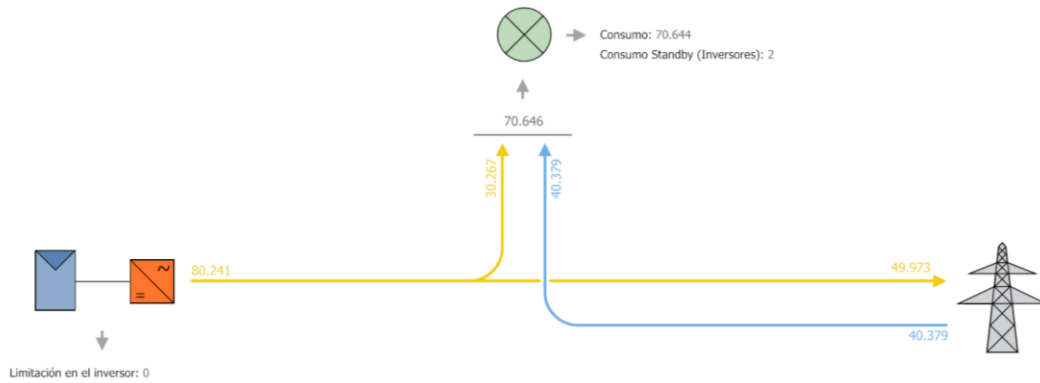
Consumidores	
Consumidores	70.644 kWh/Año
Consumo Standby (Inversores)	2 kWh/Año
Consumo total	70.646 kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	30.267 kWh/Año
cubierto mediante red	40.379 kWh/Año
Fracción de cobertura solar	42,8 %



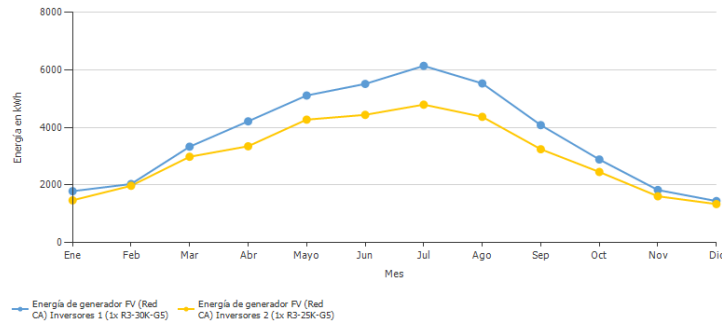
Grado de autarquía	
Consumo total	70.646 kWh/Año
cubierto mediante red	40.379 kWh/Año
Grado de autarquía	42,8 %

### Gráfico de flujo de energía

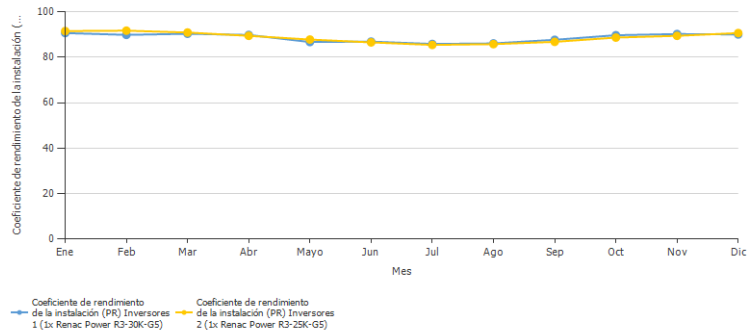
Proyecto: importadosketchup

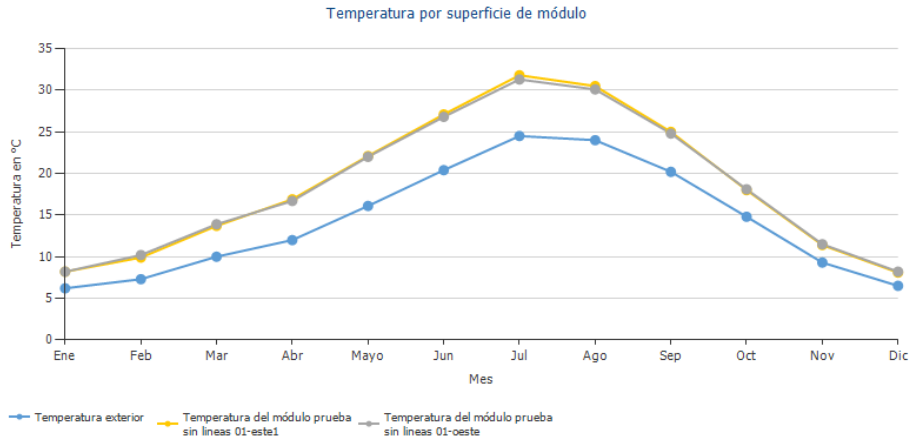
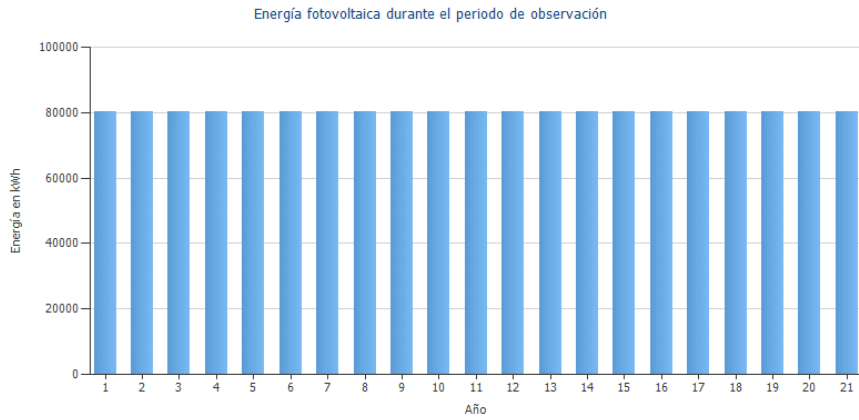
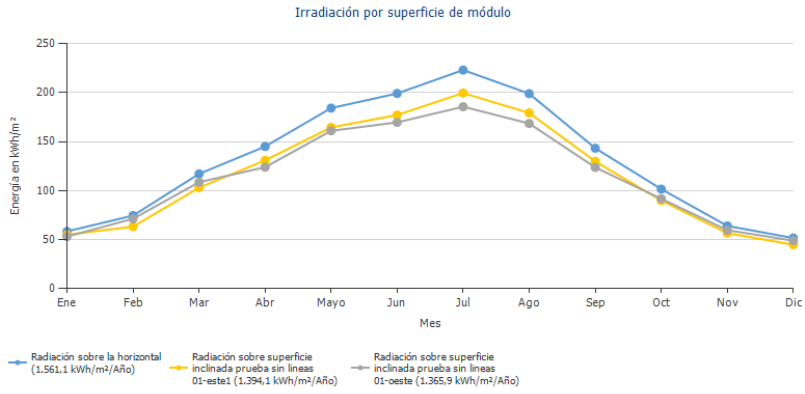


Pronóstico rendim. por inversor



Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR) por inversor





Energía FV (DC)

18.472,45 kWh

### 3. Paneles fotovoltaicos estudiados

*Panel NO escogido, pero estudiado*



**Hi-MO 5m**

**LR5-72HPH**  
**525~550M**

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
  - M10 Gallium-doped Wafer • Smart Soldering • 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability

**12** 12-year Warranty for Materials and Processing

**25** 25-year Warranty for Extra Linear Power Output

**Complete System and Product Certifications**

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730  
ISO 9001:2008: ISO Quality Management System  
ISO 14001:2004: ISO Environment Management System  
TS62941: Guideline for module design qualification and type approval  
OHSAS 18001:2007 Occupational Health and Safety

**LONGi**

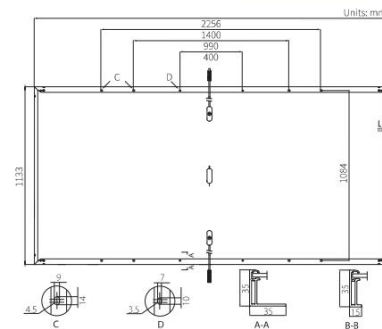
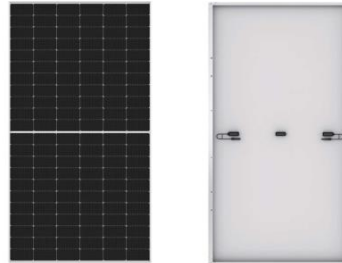
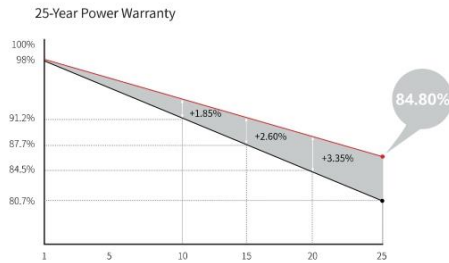
TUV SÜD CE

**Hi-MO 5m**

**LR5-72HPH 525~550M**

<b>21.5%</b> MAX MODULE EFFICIENCY	<b>0~+5W</b> POWER TOLERANCE	<b>&lt;2%</b> FIRST YEAR POWER DEGRADATION	<b>0.55%</b> YEAR 2-25 POWER DEGRADATION	<b>HALF-CELL</b> Lower operating temperature
--	------------------------------------	--	--	---

**Additional Value**



**Mechanical Parameters**

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , positive 400 / negative 200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC

**Electrical Characteristics** STC: AM1.5 1000W/m<sup>2</sup> 25°C Test uncertainty for Pmax: ±3%

Power Class	525	530	535	540	545	550
Maximum Power (Pmax/W)	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.05	49.20	49.35	49.50	49.65	49.80
Short Circuit Current (Isc/A)	13.65	13.71	13.78	13.85	13.92	13.98
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.20	41.35	41.50	41.65	41.80	41.95
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.75	12.82	12.90	12.97	13.04	13.12
Module Efficiency(%)	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5

**Operating Parameters**

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

**Mechanical Loading**

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

**Temperature Ratings (STC)**

Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C



Floor 19, Lujiazui Financial Plaza, Century Avenue  
826, Pudong Shanghai, China  
Tel: +86-21-80162606  
Web: en.longi-solar.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGI reserves the right of final interpretation. (20201231V12)

Panel finalmente escogido: JINKO TIGER NEO JKM625N-78HL4-BDV

www.jinkosolar.com

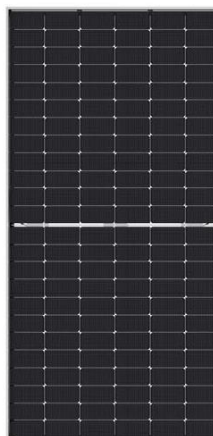


# Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 550-570 Watt BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS

## N-Type

Positive power tolerance of 0~ +3%

- IEC61215(2016), IEC61730(2016)
- ISO9001:2015: Quality Management System
- ISO14001:2015: Environment Management System
- ISO45001:2018 Occupational health and safety management systems



## Key Features



### SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



### Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



### PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



### Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

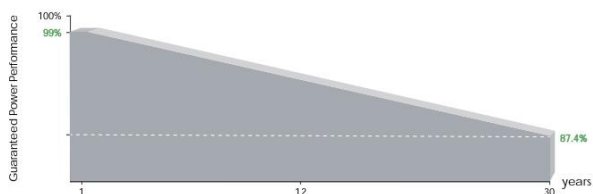


### Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

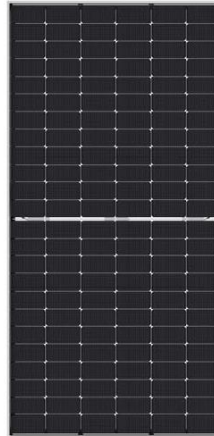
0.40% Annual Degradation Over 30 years

www.jinkosolar.com



# Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 550-570 Watt

BIFACIAL MODULE WITH  
DUAL GLASS



## N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

- IEC61215(2016), IEC61730(2016)
- ISO9001:2015: Quality Management System
- ISO14001:2015: Environment Management System
- ISO45001:2018 Occupational health and safety management systems

## Key Features



### SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



### Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



### PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



### Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

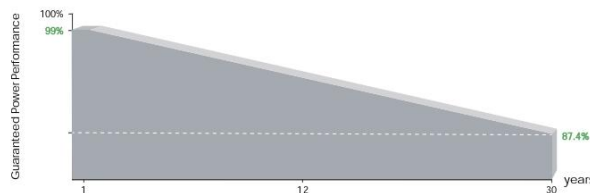


### Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

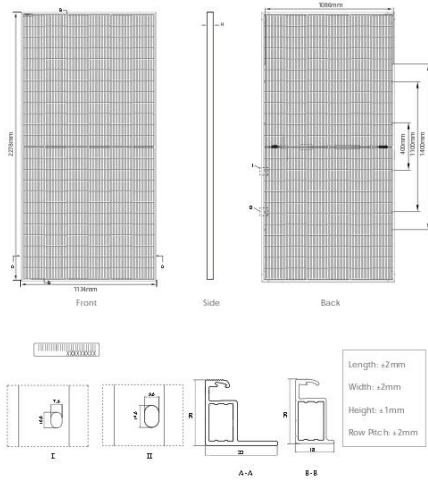


12 Year Product Warranty

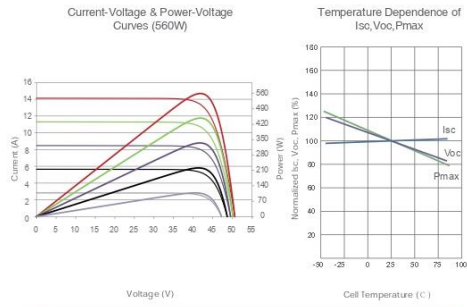
30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

**Engineering Drawings**



**Electrical Performance & Temperature Dependence**



**Mechanical Characteristics**

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×30mm (89.69×44.65×1.18 inch)
Weight	32 kg (70.55 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

**Packaging Configuration**

(Two pallets = One stack)  
36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40HQ Container

**SPECIFICATIONS**

Module Type	JKM550N-72HL4-BDV		JKM555N-72HL4-BDV		JKM560N-72HL4-BDV		JKM565N-72HL4-BDV		JKM570N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	550Wp	414Wp	555Wp	417Wp	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.58V	39.13V	41.77V	39.26V	41.95V	39.39V	42.14V	39.52V	42.29V	39.65V
Maximum Power Current (Imp)	13.23A	10.57A	13.29A	10.63A	13.35A	10.69A	13.41A	10.75A	13.48A	10.81A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.27V	47.75V	50.47V	47.94V	50.67V	48.13V	50.87V	48.32V	51.07V	48.51V
Short-circuit Current (Isc)	14.01A	11.31A	14.07A	11.36A	14.13A	11.41A	14.19A	11.46A	14.25A	11.50A
Module Efficiency STC (%)	21.29%		21.48%		21.68%		21.87%		22.07%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

**BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN**

		JKM550N-72HL4-BDV		JKM555N-72HL4-BDV		JKM560N-72HL4-BDV		JKM565N-72HL4-BDV		JKM570N-72HL4-BDV	
		5%	15%	5%	15%	5%	15%	5%	15%	5%	15%
5%	Maximum Power (Pmax)	578Wp	633Wp	583Wp	638Wp	588Wp	644Wp	593Wp	650Wp	599Wp	656Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.36%	24.48%	22.56%	24.71%	22.77%	24.93%	22.97%	25.15%	23.17%	25.37%
15%	Maximum Power (Pmax)	688Wp	743Wp	694Wp	749Wp	700Wp	756Wp	706Wp	763Wp	713Wp	770Wp
	Module Efficiency STC (%)	26.61%	28.73%	26.86%	29.00%	27.10%	29.27%	27.34%	29.54%	27.58%	29.85%

STC: ☀ Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> 📱 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5  
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m<sup>2</sup> 📱 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌬 Wind Speed 1m/s

©2021 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.  
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. JK M550-570N-72HL4-BDV-F1-EN (IEC 2016)

## 4. Inversores escogidos

### Superficie Este 1

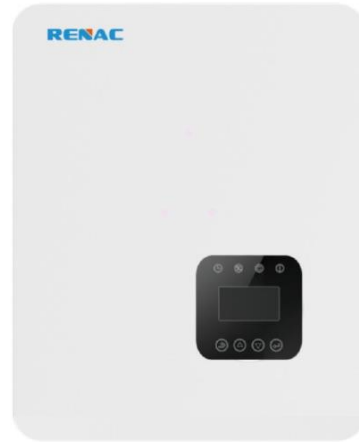
**RENAC**

On-grid Inverters

## R3 Pro Series

**30kW / 33kW / 36kW / 40kW**  
**Three Phase, 3 MPPT**

RENAC Pro Series inverter is especially designed for residential and small commercial projects. With its compact design, the inverter is light and easy to install. The max efficiency is 98.8%. With an advanced designed ventilation system, the inverter is able to dissipate heat efficiently.









## R3 Pro Series

Model	R3-30K-G5	R3-33K-G5	R3-36K-G5	R3-40K-G5
<b>DC Input Data</b>				
Max. Recommended PV Power [Wp]	45000	49500	54000	60000
Max. DC Input Voltage [V]			1100	
MPPT Voltage Range [V]			200 – 1000	
Rated Input Voltage [V]			620	
Start-up Voltage [V]			250	
No. of MPP Trackers			3	
No. of Input Strings per Tracker	2 / 2 / 2	2 / 2 / 2	2 / 2 / 2	2 / 2 / 2
Max. DC Input Current [A]	30 / 30 / 30	30 / 30 / 30	30 / 30 / 30	30 / 30 / 30
Max. Short-circuit Current per MPPT [A]	40 / 40 / 40	40 / 40 / 40	40 / 40 / 40	40 / 40 / 40
DC Switch			Integrated	
<b>AC Output Data</b>				
Rated AC Power [W]	30000	33000	36000	40000
Max. Output Power [VA]	33000	36300	39600	44000
Max. AC Current [A]	47.8	52.6	57.3	63.8
Rated AC Voltage / Range [V]		3 / PE 380, 400; ±20%; 3 / N / PE 380, 400; ±20%		
Grid Frequency / Range [Hz]			50 / 60; ±5	
Adjustable Power Factor [cosφ]			0.8 leading – 0.8 lagging	
Output THDi (@Rated Output)			< 3 %	
<b>Efficiency</b>				
Max. Efficiency	98.80%	98.80%	98.80%	98.80%
Euro Efficiency	98.50%	98.50%	98.50%	98.50%
<b>General Data</b>				
Size (Width*Height*Depth) [mm]			380 x 483 x 227	
Weight [kg]			32.5	
User Interface			LCD	
Communication			RS485 (Standard), Wifi or GPRS	
Ambient Temperature Range [°C]			-25 – 60	
Relative Humidity			0 – 100%	
Operating Altitude [m]			≤ 4000	
Standby Self Consumption [W]			< 0.2	
Topology			Transformerless	
Cooling	Fan Cooling	Fan Cooling	Fan Cooling	Fan Cooling
Protection Grades			IP66	
Noise [dB]			< 35	
Warranty [years]			5 / 7 / 10	
<b>Certifications &amp; Standards</b>				
Grid Regulation	PEA, MEA, EN 50549, CEI 0-16, CEI 0-21, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, G99			
Safety Regulation	IEC 62109-1, IEC 62109-2			
EMC	EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, IEC 61000-4-16, IEC 61000-4-18, IEC 61000-4-29			
<b>Protection</b>				
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• DC Insulation Monitoring</li> <li>• Input Reverse Polarity Protection</li> <li>• Anti-island Protection</li> <li>• Residual Current Monitoring</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Over-heat Protection</li> <li>• AC Overcurrent Protection</li> <li>• AC Short-circuit Protection</li> <li>• AC Overvoltage Protection</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• DC Surge Protection</li> <li>• AC Surge Protection</li> </ul>	

Superficie oeste



## FEATURES

-  Compatible with 500W+ PV modules
-  Wider MPPT voltage range (150 ~ 1000V)
-  Remote firmware upgrade
-  150% DC input oversizing
-  Maximum DC input voltage 1100V
-  Built-in zero export function

## R3 Pre Series

Model	R3-10K-G5	R3-15K-G5	R3-17K-G5	R3-20K-G5	R3-25K-G5	R3-25K-G5-P
<b>PV Input Data</b>						
Recommended Max. PV Power [Wp]	15000	22500	25500	30000	37500	37500
Max. PV Power for Single MPPT [Wp]	7500	13500 / 9000	12750	15000	18750	18750
Max. PV Input Voltage [V]	1100					
MPPT Voltage Range [V]	150 ~ 1000					
Rated Input Voltage [V]	630					
Start-up Voltage [V]	165					
No. of MPPT Trackers	2					
No. of Input Strings per Tracker	1 / 1	2 / 1	2 / 2	2 / 2	2 / 2	2 / 2
Max. Input Current Per MPPT [A]	20 / 20	30 / 20	30 / 30	30 / 30	30 / 30	37.5 / 30
Max. Short-circuit Current per MPPT [A]	25 / 25	39 / 25	39 / 39	39 / 39	39 / 39	49 / 39
DC Switch	Integrated					
<b>AC Output Data</b>						
Rated AC Power [W]	10000	15000	17000	20000	25000	25000
Max. Output Power [VA]	11000	16500	18700	22000	27500	27500
Max. AC Current [A]	16	24	27.1	31.9	40	40
Rated AC Voltage / Range [V]	3 / N / PE, 380, 400; ±20%					
Grid Frequency / Range [Hz]	50 / 60; ±5					
Adjustable Power Factor [cosφ]	0.8 leading ~ 0.8 lagging					
Output THDi (@Rated Output)	< 3%					
<b>Efficiency</b>						
Max. Efficiency	98.30%	98.30%	98.40%	98.50%	98.50%	98.50%
Euro Efficiency	98.00%	98.00%	98.10%	98.20%	98.20%	98.20%
<b>General Data</b>						
Size (Width * Height * Depth) [mm]	506 * 386 * 185					
Weight [kg]	23					
User Interface	LCD					
Communication	RS485 or Wifi or 4G (optional)					
Ambient Temperature Range [°C]	-25 ~ +60					
Relative Humidity	0 ~ 100%					
Operating Altitude [m]	≤ 2000					
Standby Self Consumption [W]	< 1					
Topology	Transformerless					
Cooling	Natural	Natural	Fan	Fan	Fan	Fan
Enclosure	IP65					
Noise [dB]	< 30		< 45			
Warranty [years]	5 / 7 / 10					
<b>Certifications &amp; Standards</b>						
Grid Regulation	IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683					
Safety Regulation	IEC 62109-1, IEC 62109-2					
EMC	EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, IEC 61000-4-16, IEC 61000-4-18, IEC 61000-4-29					
<b>Protection</b>						
	• DC Insulation Monitoring		• AC Overvoltage Protection		• Anti-island Protection	
	• Residual Current Monitoring		• AC Overcurrent Protection		• Over-heat Protection	
	• Input Reverse Polarity Protection		• AC Short-circuit Protection		• DC / AC Surge Protection	

## 5. Cableado

### CABLE TECSUN H1Z2Z2-K CORRIENTE CONTINUA

Fotovoltaicos

Baja tensión

#### TECSUN - H1Z2Z2-K

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



**D<sub>ca</sub>-s2,d2,a2**  
(secciones desde 1,5 a 10 mm<sup>2</sup>)



**E<sub>ca</sub>**  
(secciones superiores a 10 mm<sup>2</sup>)



N° DoP 1016009 (D<sub>ca</sub>-s2,d2,a2)  
 N° DoP 1007351 (E<sub>ca</sub>)

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

Ensayos de fuego que superan todas las secciones.



No propagación de la llama  
 UNE-EN 60332-1-2  
 IEC 60332-1-2  
 NFC 32070-C2



No propagación de incendio  
 UNE-EN 50305-9



Libre de halógenos  
 UNE-EN 50525-1



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



Baja emisión de gases corrosivos  
 UNE-EN 50305  
 (ITC<3)

Ensayos de fuego adicionales para cables con secciones inferiores a 16 mm<sup>2</sup> (D<sub>ca</sub>-s2,d2,a2)



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



Baja emisión de humos  
 UNE-EN 50399



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



Baja emisión de calor  
 UNE-EN 50399



Máxima resistencia al agua (A08)



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia al ozono



Resistencia al calor húmedo



Resistencia a las grasas y aceites



Resistencia a los golpes



Resistencia a la abrasión



Apto para enterrar directamente

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

#### Reacción al fuego

##### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea (secciones inferiores a 16 mm<sup>2</sup>):

- Clase de reacción al fuego (CPR): D<sub>ca</sub>-s2,d2,a2.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TTS 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) (secciones inferiores a 16 mm<sup>2</sup>):

- No propagación de la llama:  
 UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2

**Prysmian**

A brand of  
**Prysmian Group**

## Fotovoltaicos

## Baja tensión

## TECSUN - H1Z2Z2-K

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



## Reacción al fuego

## Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea (secciones superiores a 10 mm²):

- Clase de reacción al fuego (CPR): E<sub>ca</sub>
- 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.

## Normativa de fuego completa (incluidas normas

## aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea) (secciones superiores a 10 mm²):

- No propagación de la llama:  
 UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2
- No propagación del incendio:  
 UNE-EN 50305-9.
- Libre de halógenos:  
 UNE-EN 50525-1.
- Baja opacidad de humos:  
 UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Baja emisión de gases tóxicos:  
 UNE-EN 50305 (ITC<3).

## Construcción

## 1. Conductor

**Metal:** cobre recocido estañado.

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

**Temperatura máxima en el conductor:** 120 °C, 20 000 h;  
 90 °C (30 años). 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. Adecuado para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

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

Sistemas de corriente continua (ITC-BT 53).

**Prysmian**

A brand of  
**Prysmian**  
 Group

Fotovoltaicos

Baja tensión

TECSUN - H1Z2Z2-K



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



<b>Ensayos adicionales cable TECSUN</b>	
Vida estimada	30 años
Certificación	TÜV y VDE
Apto para instalación directamente enterrado	Si
Doble aislamiento (clase II)	Si
Temperatura máxima del conductor	90°C (120 °C, 20000 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	50N/mm <sup>2</sup> durante el tendido 15N/mm <sup>2</sup> 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 los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo B Resistencia a la tracción y elongación a la rotura después de 720 h (360 ciclos) de exposición a los rayos UVA según UNE-EN 50289-4-17, (Método A)
Resistencia a la absorción agua	EN 60811-402
Protección contra el agua	AD8 (sumersión permanente)
Resistencia a aceites minerales	VDE 0473-811-404, EN 60811-404 (24 h; 100 °C)
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 25 °C N-ácido oxálico, N-hi dróxido sódico (según IEC 60811-404; UNE-EN 60811-404)
Resistencia al amoníaco	Ensayo especial de Prysmian: 30 días en atmósfera saturada de amoníaco.
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. 21000h a 90 °C y 85 % de humedad para 85 % IEC 60068-2-78, UNE-EN- 60068-2-78
Respetuoso con el medio ambiente	Directiva RoHS 2014/35/UE de la Unión Europea

Penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado y alargamiento a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 62930 Tab.2 según IEC 60811-504 y -505 y UNE-EN 50618 Tab. 2 según UNE-EN 60811-1-4 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
Presión a temperatura elevada	< 50% según UNE-EN 60811-508
Dureza Prysmian	Test interno Prysmian: Tipo A: 85 según DIN EN ISO 868
Resistencia a la abrasión	Ensayo especial Prysmian DIN ISO 4649 <ul style="list-style-type: none"> <li>• Contra papel abrasivo.</li> <li>• Cubierta contra cubierta.</li> <li>• Cubierta contra metal.</li> <li>• Cubierta contra plásticos.</li> </ul>
Durabilidad del mercado	IEC 62930; UNE-EN 50396

**Prysmian**

A brand of  
**Prysmian Group**

Fotovoltaicos

Baja tensión

TECSUN - H1Z2Z2-K



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



Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm²)	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 (Ω/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Intensidad admisible enterrado directamente o bajo tubo enterrado (4) (A)	Caída de tensión (V/A/km) (2)
1x1,5	1,6	4,4	20	15	35	13,7	24	30	24	27,4
1x2,5	1,9	4,8	22	17	46	8,21	34	41	32	16,42
1x4	2,4	5,3	24	18	61	5,09	46	55	42	10,18
1x6	2,9	5,9	26	20	80	3,39	59	70	53	6,78
1x10	4	7,0	30	23	122	1,95	82	98	70	3,90
1x16	5,6	9,0	39	30	200	1,24	110	132	91	2,48
1x25	6,4	10,3	45	34	290	0,795	140	176	116	1,59
1x35	7,5	11,7	63	50	400	0,565	182	218	140	1,13
1x50	9	13,5	73	58	560	0,393	220	276	166	0,786
1x70	10,8	15,5	83	66	750	0,277	282	347	204	0,554
1x95	12,6	17,7	94	75	970	0,210	343	416	241	0,42
1x120	14,2	19,2	122	82	1220	0,164	397	488	275	0,328
1x150	15,8	21,4	136	91	1500	0,132	458	566	311	0,264
1x185	17,4	23,7	151	101	1840	0,108	523	644	348	0,216
1x240	20,4	27,1	171	114	2400	0,0817	617	775	402	0,1634

(1) Valores aproximados.

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

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

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

(4) Instalación enterrada directamente o bajo tubo con (4) Instalación enterrada directamente o bajo tubo con resistencia térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W. XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) (monofásica o continua).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

## CABLE AFUMEX CLASS 1000V CORRIENTE ALTERNA

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, IT-1  
DEF-STAN 02-713



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 absorción 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): Cca-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 02-713.
- 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.

Prysmian

A brand of  
Prysmian  
Group

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 tuneles ferroviarios consultar a Prysmian. La normativa europea exige clase BZ<sub>ca</sub>-s1a, d1, a1.

**Prysmian**

A brand of  
**Prysmian**  
 Group

### 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 (mm²)	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)	
							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		446	0,11	0,17
2x1,5	0,7	10	134	13,3	23	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	17,7	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
3G1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3G2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3G4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3G6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3G10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3G16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3x25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3x35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3x50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3x70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3x95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3x120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3x150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3x185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3x240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3x300	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.

**Prysmian**

A brand of  
**Prysmian**  
 Group

## 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 (mm²)	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
.../...3 x 25/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,780/1,21	115	96	1,62	1,38
3 x 35/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,554/1,21	143	117	1,17	1,01
3 x 50/25	1,0/0,9	Consultar	Consultar	0,386/0,780	174	138	0,86	0,77
3 x 70/35	1,1/0,9	Consultar	Consultar	0,272/0,554	223	170	0,6	0,56
3 x 95/50	1,1/1,0	Consultar	Consultar	0,206/0,386	271	202	0,43	0,42
3 x 120/70	1,2/1,1	Consultar	Consultar	0,161/0,272	314	230	0,34	0,35
3 x 150/70	1,4/1,1	Consultar	Consultar	0,129/0,272	359	260	0,28	0,3
3 x 185/95	1,6/1,1	Consultar	Consultar	0,106/0,206	409	291	0,22	0,26
3 x 240/120	1,7/1,2	Consultar	Consultar	0,080/0,161	489	336	0,17	0,21
3 x 300/150	1,8/1,4	Consultar	Consultar	0,064/0,129	549	380	0,14	0,18
4 G 1,5	0,7	11,2	173	13,3	20	21	26,94	21,67
4 G 2,5	0,7	12,3	227	7,98	28	27	16,23	13,1
4 G 4	0,7	13,4	298	4,95	38	35	10,16	8,23
4 G 6	0,7	14,7	391	3,3	49	44	6,87	5,59
4 G 10	0,7	17,5	593	1,91	68	58	4,06	3,34
4 G 16	0,7	20,4	855	1,21	91	75	2,56	2,13
4 x 25	0,9	24,3	1267	0,78	115	96	1,62	1,38
4 x 35	0,9	28,4	1792	0,55	143	117	1,17	1,01
4 x 50	1,0	32,5	2439	0,38	174	138	0,86	0,77
4 x 70	1,1	37,1	3359	0,27	223	170	0,6	0,56
4 x 95	1,1	41,2	4276	0,20	271	202	0,43	0,42
4 x 120	1,2	46,7	5500	0,16	314	230	0,34	0,35
4 x 150	1,4	51,8	6750	0,12	359	260	0,28	0,3
4 x 185	1,6	57,6	8172	0,10	409	291	0,22	0,26
4 x 240	1,7	64,4	10642	0,08	489	336	0,17	0,21
5 G 1,5	0,7	12	202	13,3	20	21	26,94	21,67
5 G 2,5	0,7	13,3	266	7,98	28	27	16,23	13,1
5 G 4	0,7	14,5	351	4,95	38	35	10,16	8,23
5 G 6	0,7	16	467	3,3	49	44	6,87	5,59
5 G 10	0,7	19	711	1,91	68	58	4,06	3,34
5 G 16	0,7	22,2	1028	1,21	91	75	2,56	2,13
5 G 25	0,9	26,6	1529	0,78	115	96	1,62	1,38
5 G 35	0,9	31,4	2169	0,55	143	117	1,17	1,01
5 G 50	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.

**Prysmian**

A brand of  
**Prysmian Group**

## 6. Protecciones eléctricas

### FUSIBLE CORRIENTE CONTINUA



## FUSIBLES CILINDRICOS INDUSTRIALES gG INDUSTRIAL CYLINDRICAL gG FUSE-LINKS

FICHA TÉCNICA / TECHNICAL DATA SHEET



**DF, S.A**  
C/. Silici, 67-69  
08940 CORNELLA DEL LLOBREGAT  
BARCELONA (SPAIN)  
[www.df-sa.es](http://www.df-sa.es)  
Telf.: +34-93 377 85 85  
Fax: +34-93 377 82 82

ISO9001



AENOR



<b>Cil. Ind. gG</b>	<b>FUSIBLES CILINDRICOS INDUSTRIALES gG INDUSTRIAL CYLINDRICAL gG FUSE-LINKS</b>
---------------------	--

<u>DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO</u>	<u>PRODUCT DESCRIPTION</u>
<p>Cartuchos fusibles cilíndricos clase gG para protección de uso general tanto ante sobrecargas como cortocircuitos, indicado como protección de líneas o equipos.</p> <p>La gama comprende cartuchos fusibles de las tallas 8x32, 10x38, 14x51 y 22x58, con corrientes asignadas comprendidas entre 0,5A y 125A.</p> <p>Disponibles en versión estándar y con indicador visual de fusión. En las tallas 14x51 y 22x58 también están disponibles con percutor para la activación del microrruptor en las bases portafusibles.</p> <p>Están contruidos con tubos cerámicos de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos, lo que permite un alto poder de corte en un reducido espacio. Elementos de fusión especialmente diseñados para evitar el envejecimiento y mantener inalterables las características. Los contactos son de cobre plateado.</p>	<p>Cylindrical industrial gG class fuse-links gG for use as general protection against overloads and short circuits, intended as protection for cables, power lines and equipment.</p> <p>The range comprise fuse-links of sizes 8x32, 10x38, 14x51 and 22x58 with rated currents comprises between 0,5A and 125A. Available in standard version and with visual fusing indicator. For sizes 14x51 and 22x58 also available in striker version intended for use in fuseholders with microswitch.</p> <p>Manufactured with ceramic body with high withstand to internal pressure and thermal shock, that allow a high breaking capacity. Special design in the melting elements that avoid aging and maintain the characteristics along the time. Contacts made in silver plated copper.</p>
	
<u>NORMAS</u>	<u>STANDARDS</u>
IEC/EN 60269-1 IEC/EN 60269-2 Directiva 2002/95/EC (RoHS)	IEC/EN 60269-1 IEC/EN 60269-2 2002/95/EC RoHS directive
DF ELECTRIC se reserva el derecho a cambiar las dimensiones, especificaciones, materiales o el diseño de sus productos en cualquier momento sin previo aviso.	DF ELECTRIC retains the right to change the dimensions, specifications, materials or design of its products at any time with or without notice.

**Cil. Ind. gG** **FUSIBLES CILINDRICOS INDUSTRIALES gG**  
**INDUSTRIAL CYLINDRICAL gG FUSE-LINKS**

**GAMA** **RANGE**

Talla Size	In (A)	Ref. SIN Indicador WITHOUT indicator	Ref. CON Indicador WITH indicator	Un (V~)	Poder de corte Breaking capacity	Ref. CON Percutor WITH Striker	Un (V~)	Poder de corte Breaking capacity					
8x32	0,5	420500	-	400	20 kA								
	1	420501	-										
	2	420502	420602										
	4	420504	420604										
	6	420506	420606										
	8	420508	420608										
	10	420510	420610										
	12	420512	420612										
	16	420516	420616										
	*20	420720	420820										
10x38	0,5	420000	-	500	120 kA								
	1	420001	-										
	2	420002	420102										
	4	420004	420104										
	6	420006	420106										
	8	420008	420108										
	10	420010	420110										
	12	420012	420112										
	16	420016	420116										
	20	420020	420120										
25	420025	420125	400										
*32	420032	420132											
14x51	1	421001	-	690	80 kA@690V 120 kA@500V		500	120 kA					
	2	421002	421102										
	4	421004	421104										
	6	421006	421106										
	8	421008	421108										
	10	421010	421110										
	12	421012	421112										
	16	421016	421116										
	20	421020	421120										
	25	421025	421125										
	32	421032	421132										
	40	421040	421140										
	50	421050	421150										
	50	421050	421150						500	120 kA			
	400								400				
	22x58	2	422002						422102	690	80 kA@690V 120 kA@500V		690
4		422004	422104										
6		422006	422106										
8		422008	422108										
10		422010	422110										
12		422012	422112										
16		422016	422116										
20		422020	422120										
25		422025	422125										
32		422032	422132										
40		422040	422140										
50		422050	422150										
63		422063	422163										
80		422080	422180										
100		422000	422100										
*125		422015	422115	500	120 kA		500	120 kA					
400			400			400							

\* Cartuchos fusibles sobrecalibrados / *Overrating fuse-links*

<b>Cil. Ind. gG</b>	<b>FUSIBLES CILINDRICOS INDUSTRIALES gG INDUSTRIAL CYLINDRICAL gG FUSE-LINKS</b>
---------------------	--

<b>VALORES I<sup>2</sup>t</b>	<b>I<sup>2</sup>t VALUES</b>
-------------------------------	------------------------------

In (A)	I <sup>2</sup> t prearco prearcing I <sup>2</sup> t (A <sup>2</sup> s)	I <sup>2</sup> t 400V (A <sup>2</sup> s)	I <sup>2</sup> t 500V (A <sup>2</sup> s)	I <sup>2</sup> t 690V (A <sup>2</sup> s)
0,5	4,0	8,6	10,4	15,0
1	6,5	13,2	15,7	22,0
2	7,0	14,6	17,6	25,0
4	45	90	108	150
6	70	140	166	230
8	80	158	188	260
10	120	248	297	420
12	180	362	431	600
16	270	536	636	880
20	500	981	1.162	1.600
25	800	1.688	2.034	2.900
32	1.200	2.412	2.871	4.000
40	2.500	4.907	5.808	8.000
50	5.100	11.262	13.728	20.000
63	7.900	16.451	19.762	28.000
80	16.000	37.242	46.000	
100	28.000	68.072	85.000	
125	40.000	120.000		

<b>POTENCIAS DISIPADAS</b>	<b>POWER DISSIPATION</b>
----------------------------	--------------------------

I <sub>n</sub> (A)	TAMAÑO / SIZE			
	8x32 (W)	10x38 (W)	14x51 (W)	22x58 (W)
0,5	1,2	1,43		
1	2,0	2,77	3,90	
2	0,5	0,60	0,90	1,00
4	0,8	0,70	1,00	1,10
6	1,1	0,85	1,15	1,30
8	1,3	0,75	1,00	1,10
10	1,0	1,00	1,30	1,50
12	1,2	1,30	1,70	1,80
16	1,5	1,60	2,00	2,10
20	2,0	2,00	2,50	2,70
25	2,6	2,60	3,30	3,30
32		2,90	3,50	3,50
40			4,75	4,00
50			4,80	5,50
63				6,90
80				7,80
100				9,00
125				11,4

**Cil. Ind. gG**

**FUSIBLES CILINDRICOS INDUSTRIALES gG**  
**INDUSTRIAL CYLINDRICAL gG FUSE-LINKS**

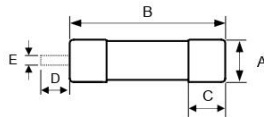
<b>CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS</b>	<b>TECHNICAL CHARACTERISTICS</b>
---------------------------------	----------------------------------

Tamaños: <i>Sizes:</i>	8x32 - 10x38 - 14x51 - 22x58
Tensiones asignadas: <i>Rated voltage:</i>	400 V, 500V y 690 V AC
Corriente asignada: <i>Rated current:</i>	0,5A...125 A
Clase: <i>Operating Class:</i>	gG
Frecuencia asignada: <i>Rated frequency:</i>	42...62 Hz
Temperatura de trabajo: <i>Working temperatura:</i>	* -25°C ... +60°C
Temperatura de almacenaje: <i>Storage temperature:</i>	-25°C ... +80°C

\* Para temperaturas ambiente superiores a 30°C es necesario aplicar un coeficiente de corrección sobre la corriente máxima.

\* *For ambient temperatures higher than 30°C it is necessary to apply a derating in maximum current.*

<b>DIMENSIONES Y PESOS</b>	<b>DIMENSIONS AND WEIGHTS</b>
----------------------------	-------------------------------

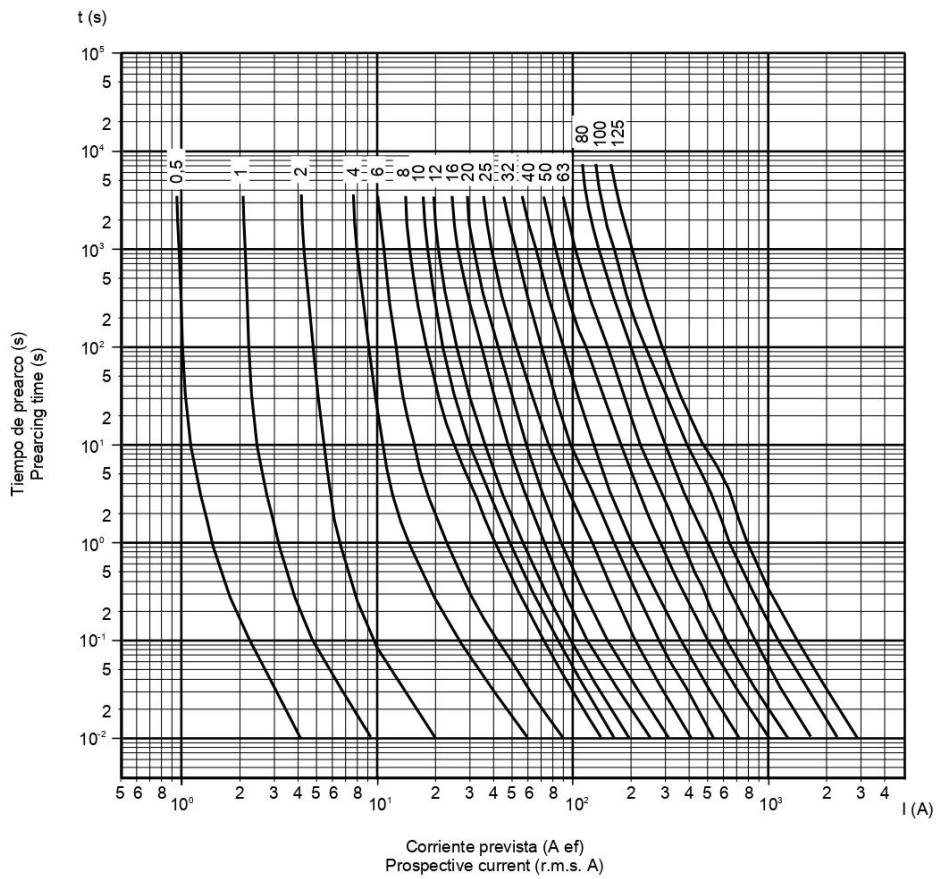


	A	B	C	D	E	Peso/Weight (gr.)
<b>8x32</b>	8,5	31,5	6,3	-	-	4,1
<b>10x38</b>	10,3	38	10	-	-	8,0
<b>14x51</b>	14,3	51	13	8	4	18
<b>22x58</b>	22,2	58	16	8	4	50

Dimensiones en mm. / *Dimensions in mm*

**Cil. Ind. gG** **FUSIBLES CILINDRICOS INDUSTRIALES gG**  
**INDUSTRIAL CYLINDRICAL gG FUSE-LINKS**

**CARACTERÍSTICAS TIEMPO-CORRIENTE** **TIME-CURRENT CHARACTERISTICS**

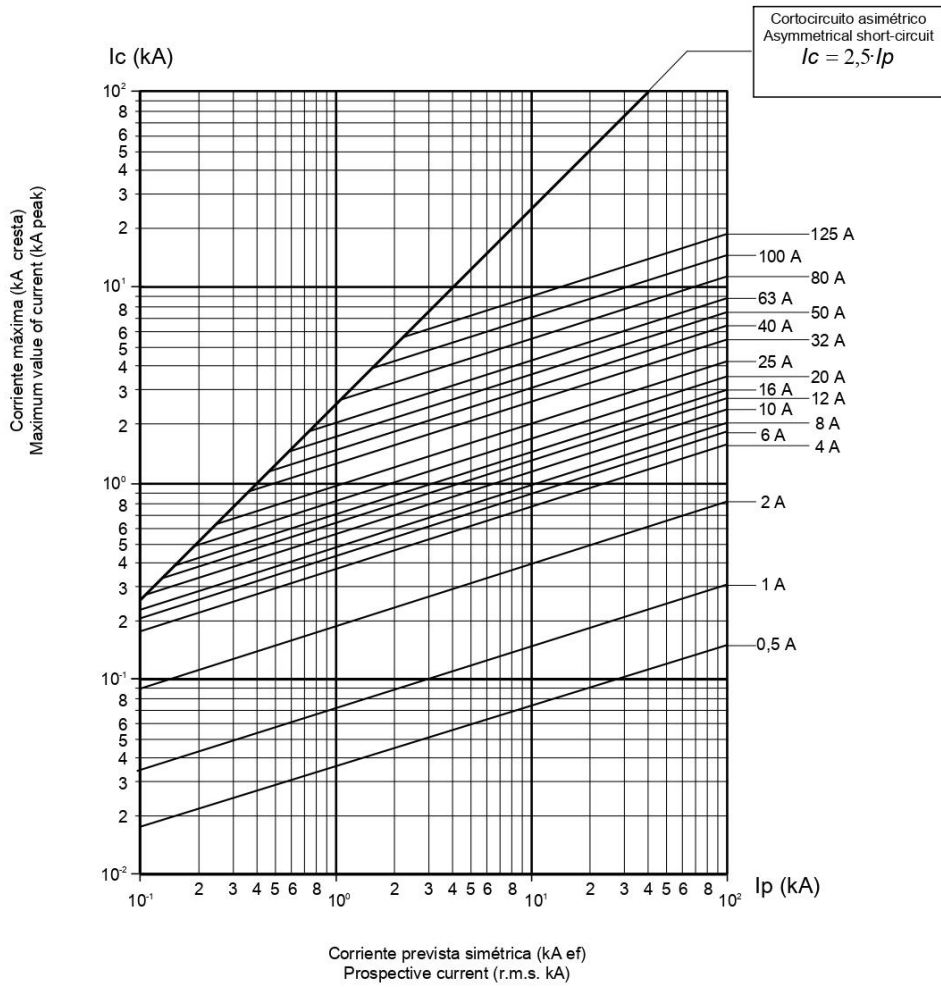


Doc 01.25.0002  
 Ed.0 MPP  
 2010/04/22



**Cil. Ind. gG** **FUSIBLES CILINDRICOS INDUSTRIALES gG**  
**INDUSTRIAL CYLINDRICAL gG FUSE-LINKS**

**CARACTERÍSTICAS DE LIMITACIÓN** **CUT-OFF CHARACTERISTICS**



Doc 01.25.0002  
 Ed.0 MPP  
 2010/04/22



MAGNETOTÉRMICO CORRIENTE CONTINUA





## EPB-63M-DC Series Miniature Circuit Breaker

### Technical data

Standard	EN / IEC60947-2
Breaking capacity	6kA
Protection	Against overload and short circuit
Rated current I <sub>n</sub>	0,5, 1,2,3,4,6,10,13,16,20,25,32,40,50,63A
Rated voltage	DC: Rated voltage U <sub>e</sub> (VDC): 1P 250 3P 750 2P 500 4P 1000 Operational volatge(VDC): Min.:12 Max :1P 250 2P 500
Ambient temperature(°C)	-5 to +40
Characteristic	Thermal operating limit: (1.05-1.30) x I <sub>n</sub> Magnetic operating: (8-12) x I <sub>n</sub>
Number of poles	1P,2P,3P and 4P
Type of trip	Thermal / magnetic release
Type of terminal	Lug type and Pin type
Terminal capacity	16mm <sup>2</sup> flexible or 25mm <sup>2</sup> rigid up to 25A ratings 25mm <sup>2</sup> flexible or 35mm <sup>2</sup> rigid from 32A to 63A ratings
Protection degree	IP20
Installation	Mounting on 35mm DIN rail
Width	17.8mm per pole



EPB-63M-DC MCB	Rated current (A)	DC type	Packing unit
 <p>EPB-63M-DC-1P</p>	0.5	EPB-63M/1-DC0.5	12
	1	EPB-63M/1-DC1	12
	2	EPB-63M/1-DC2	12
	3	EPB-63M/1-DC3	12
	4	EPB-63M/1-DC4	12
	6	EPB-63M/1-DC6	12
	10	EPB-63M/1-DC10	12
	13	EPB-63M/1-DC13	12
	16	EPB-63M/1-DC16	12
	20	EPB-63M/1-DC20	12
	25	EPB-63M/1-DC25	12
	32	EPB-63M/1-DC32	12
	40	EPB-63M/1-DC40	12
	50	EPB-63M/1-DC50	12
63	EPB-63M/1-DC63	12	
 <p>EPB-63M-DC-2P</p>	0.5	EPB-63M/2-DC0.5	6
	1	EPB-63M/2-DC1	6
	2	EPB-63M/2-DC2	6
	3	EPB-63M/2-DC3	6
	4	EPB-63M/2-DC4	6
	6	EPB-63M/2-DC6	6
	10	EPB-63M/2-DC10	6
	13	EPB-63M/2-DC13	6
	16	EPB-63M/2-DC16	6
	20	EPB-63M/2-DC20	6
	25	EPB-63M/2-DC25	6
	32	EPB-63M/2-DC32	6
	40	EPB-63M/2-DC40	6
	50	EPB-63M/2-DC50	6
63	EPB-63M/2-DC63	6	

### 1. Overcurrent protecting characteristics

No	Rated current of release(A)	Initial state	Test current	Specified time	Result to be obtained	Remarks
1	1~63	cold state	1.05I <sub>n</sub>	t ≤ 1h	Non-trip	
2	1~63	upon the previous test	1.30I <sub>n</sub>	t < 1h	trip	Setting current up to specified value steadily in 5S
3	I <sub>n</sub> ≤ 32	cold state	2.55I <sub>n</sub>	1s < t < 60s	trip	
	I <sub>n</sub> > 32	cold state	2.55I <sub>n</sub>	1s < t < 120s	trip	
4	1~63	cold state	8 I <sub>n</sub>	t ≤ 0.1s	Non-trip	C type
	1~63	cold state	12 I <sub>n</sub>	t < 1.1s	trip	C type

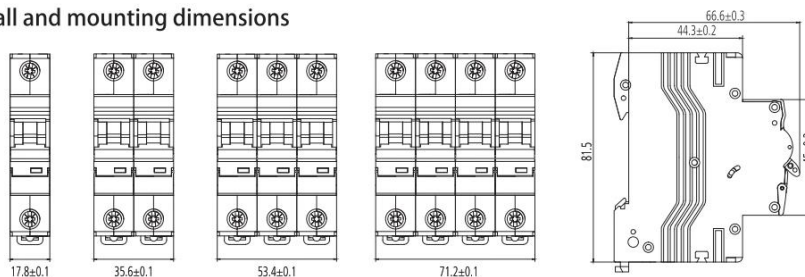
### 2. Endurance(operations)

Category	Operations	Operation frequency	Rated current
Electrical endurance	4000	240/h	0.5~32
		120/h	40~63
Mechanical endurance	10000	240/h	0.5~63

### 3. Features

Much higher short circuit breaking capacity, Dual-connection convenient for both standard busbar and conductor connection. Improved safety of operators offered by special design from terminals. Much longer service life thanks to energy-storage operating mechanism. Enclosure and functional parts made from imported plastics with flame-retardant, heat-resistant, and impulse-proof properties. Higher current-limiting capacity ensuring a cost-effective range of products. Different handle color for different rated current with contactor condition indicator.

### 4. Overall and mounting dimensions



EPB-63M-DC

## MAGNETOTÉRMICO AUTOMÁTICO EN CORRIENTE ALTERNA

### Product data sheet Characteristics

### A9F94250

Miniature circuit-breaker, Acti9 iC60L, 2P, 50 A, C curve, 15000 A (IEC 60898-1), 15 kA (IEC 60947-2)



#### Main

Device application	Distribution
Range	Acti 9
Product name	Acti 9 iC60
Product or component type	Miniature circuit-breaker
Device short name	IC60L
Poles description	2P
Number of protected poles	2
[In] rated current	50 A
Network type	DC AC
Trip unit technology	Thermal-magnetic
Curve code	C
Breaking capacity	15000 A Icn at 400 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60898-1 10 kA Icu at 440 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 15 kA Icu at 380...415 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 30 kA Icu at 220...240 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 70 kA Icu at 12...60 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 70 kA Icu at 100...133 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 20 kA Icu at <= 125 V DC conforming to EN/IEC 60947-2
Utilisation category	Category A conforming to EN 60947-2 Category A conforming to IEC 60947-2
Suitability for isolation	Yes conforming to EN 60947-2 Yes conforming to IEC 60947-2
Standards	IEC 60947-2 EN 60947-2

#### Complementary

Network frequency	50/60 Hz
Magnetic tripping limit	8 x In +/- 20 %
[Ics] rated service breaking capacity	15 kA 50 % conforming to EN 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7.5 kA 50 % conforming to EN 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 5 kA 50 % conforming to EN 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 15 kA 50 % conforming to IEC 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7.5 kA 50 % conforming to IEC 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 5 kA 50 % conforming to IEC 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 35 kA 50 % conforming to EN 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz 35 kA 50 % conforming to IEC 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz 20 kA 100 % conforming to EN 60947-2 - 72...125 V DC 20 kA 100 % conforming to IEC 60947-2 - 72...125 V DC
Limitation class	3 conforming to EN 60898-1 3 conforming to IEC 60898-1
[U] rated insulation voltage	500 V AC 50/60 Hz conforming to EN 60947-2 500 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2
[Uimp] rated impulse withstand voltage	6 kV conforming to EN 60947-2 6 kV conforming to IEC 60947-2

Nov 17, 2020

Life is On | Schneider Electric

1

The information provided in this documentation contains general descriptions and/or technical characteristics of the products contained herein. This documentation is not intended as a substitute for and is not to be used for determining suitability or reliability of these products for specific user applications. It is the duty of any such user or integrator to perform the appropriate and complete risk analysis, evaluation and testing of the products with respect to the relevant specific application or use thereof. Neither Schneider Electric Industries S.A.S nor any of its affiliates or subsidiaries shall be responsible or liable for misuse of the information contained herein.

Contact position indicator	Yes
Control type	Toggle
Local signalling	Trip indicator
Mounting mode	Fixed
Mounting support	DIN rail
Comb busbar and distribution block compatibility	Top or bottom: YES
9 mm pitches	4
Height	85 mm
Width	36 mm
Depth	78.5 mm
Net weight	0.25 kg
Colour	White
Mechanical durability	20000 cycles
Electrical durability	10000 cycles
Connections - terminals	Single terminal (top or bottom) 1...35 mm <sup>2</sup> rigid Single terminal (top or bottom) 1...25 mm <sup>2</sup> flexible
Wire stripping length	14 mm for top or bottom connection
Tightening torque	3.5 N.m top or bottom
Earth-leakage protection	Separate block

### Environment

IP degree of protection	IP20 conforming to IEC 60529 IP20 conforming to EN 60529
Pollution degree	3 conforming to EN 60947-2 3 conforming to IEC 60947-2
Overvoltage category	IV
Tropicalisation	2 conforming to IEC 60068-1
Relative humidity	95 % at 55 °C
Operating altitude	0...2000 m
Ambient air temperature for operation	-35...70 °C
Ambient air temperature for storage	-40...85 °C

### Offer Sustainability

Sustainable offer status	Green Premium product
REACH Regulation	 <a href="#">REACH Declaration</a>
REACH free of SVHC	Yes
EU RoHS Directive	Compliant  <a href="#">EU RoHS Declaration</a>
Toxic heavy metal free	Yes
Mercury free	Yes
RoHS exemption information	 <a href="#">Yes</a>
China RoHS Regulation	 <a href="#">China RoHS Declaration</a>
Environmental Disclosure	 <a href="#">Product Environmental Profile</a>
WEEE	The product must be disposed on European Union markets following specific waste collection and never end up in rubbish bins

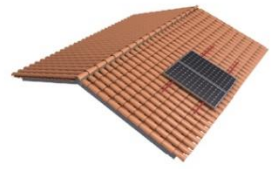
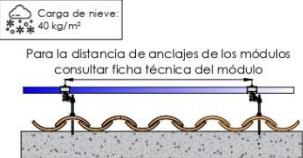
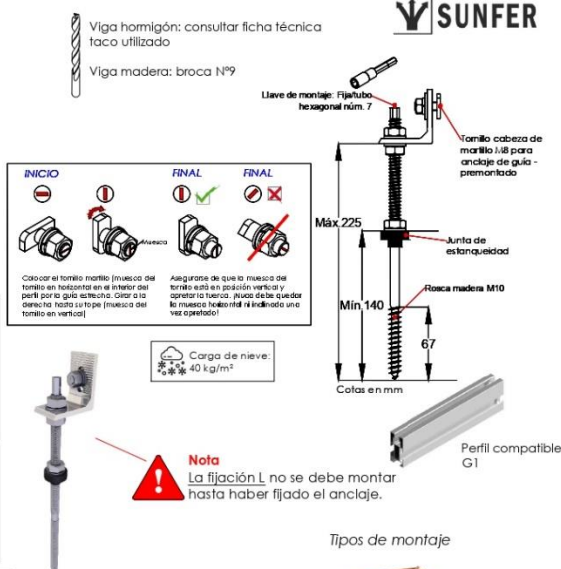
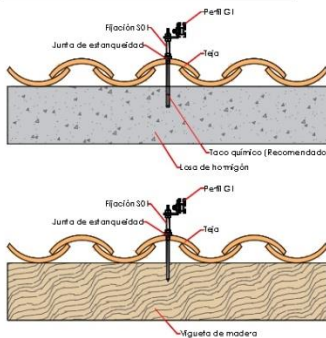
## 7. Soportes de paneles fotovoltaicos



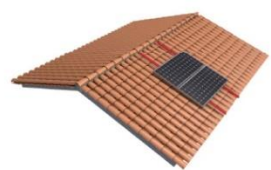
- Soporte coplanar para anclaje a losa de hormigón y/o madera.
- Válido para todo tipo de tejas.
- Sin necesidad de desmontar la cubierta.
- La fijación incluye junta de estanqueidad.
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Kits disponibles de 1 a 6 módulos.

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)  
 Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6  
 Tornillería de acero inoxidable A2-70  
 Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.  
 Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

**Dos opciones:**  
 Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit  
 2279x1150 (Ver página 2)  
 Para módulos de hasta 2400x1350 - Sistema PS  
 2400x1350 (Ver página 3)



Perfiles paralelos a la cumbre



Perfiles perpendiculares a la cumbre

Par de apriete:

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M4.2/4.8 Hexagonal	6 Nm

- Herramientas necesarias:
- 17
  - 13
  - 5
  - 1
  - 1

- Seguridad:
- 1
  - 1
  - 1
  - 1
  - 1
  - 1

100% Reciclable  
 Marcado ES19/86524 CE

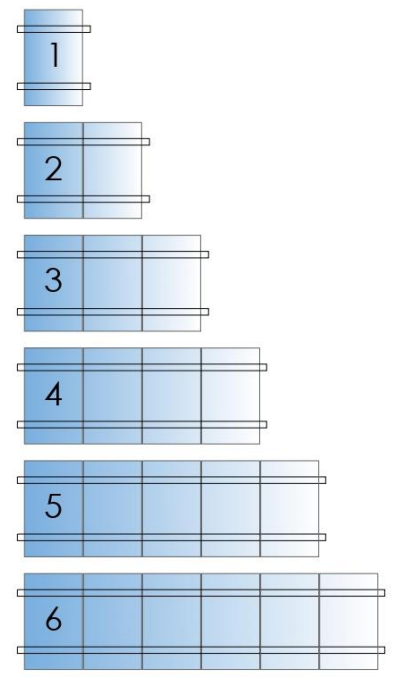
Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

8.



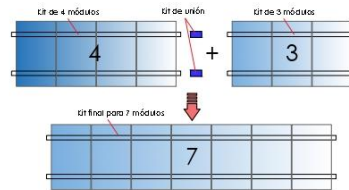
Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema KIT  
2279x1150 

Kits disponibles:

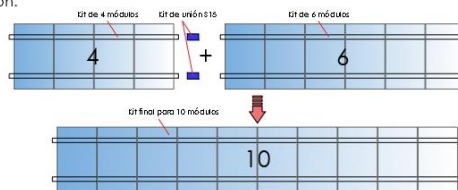


**EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN**

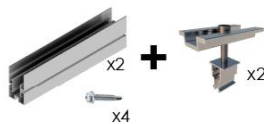
Para realizar una fila de 7 módulos se realizaría con 1 Kit de 4 + 1 Kit de 3 + 1 Kit de unión



Para realizar una fila de 10 módulos se realizaría con 1 kit de 4 + 1 Kit de 6 + 1 Kit de unión.



S15 Kit de unión



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

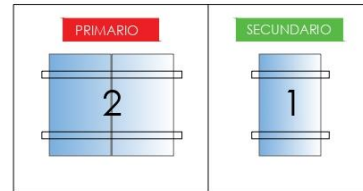


\* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

Marcado ES19/86524 CE



Kits disponibles:



Sistema modular para instalaciones con módulos de gran formato de hasta 2400x1350.

El sistema consta de **1 kit primario** y X número de **kit secundario**

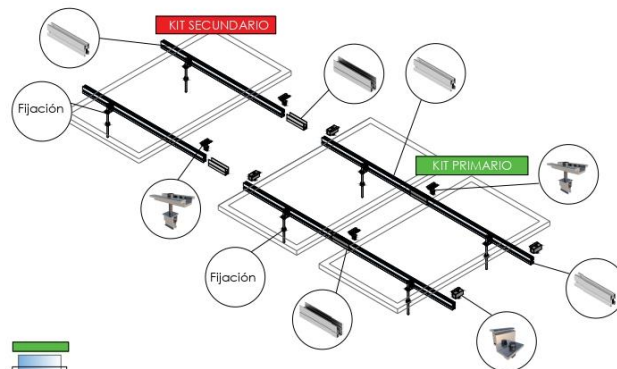
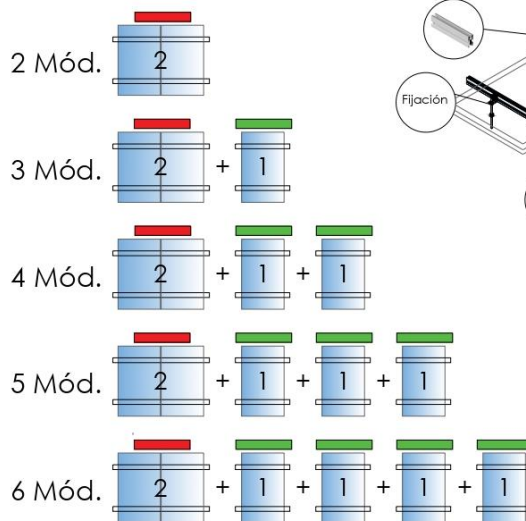
El Kit primario es un Kit para 2 módulos.

El Kit secundario es un producto complementario de 1 módulo para unirse al Kit primario al incorporar el Kit de unión.

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



**EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN**



\* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

Marcado ES19/86524 CE

R2-06/22

# Velocidades de viento

Soporte coplanar continuo atornillado para cubierta de teja

**01V**  
Sistema kit



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

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


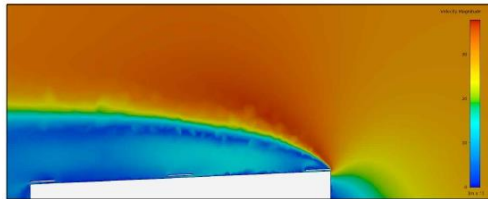
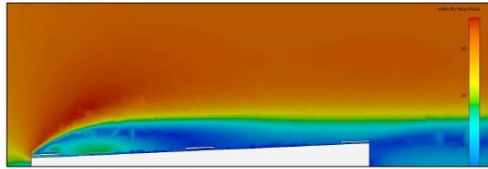
Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento							
Tamaño del módulo 	1	2	3	4	5	6	nº de módulos
2000x1000	150	150	150	150	150	150	Velocidad de viento km/h
2279x1150	150	150	150	150	150	150	

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados.



Fujo viento norte - En estructura coplanar.

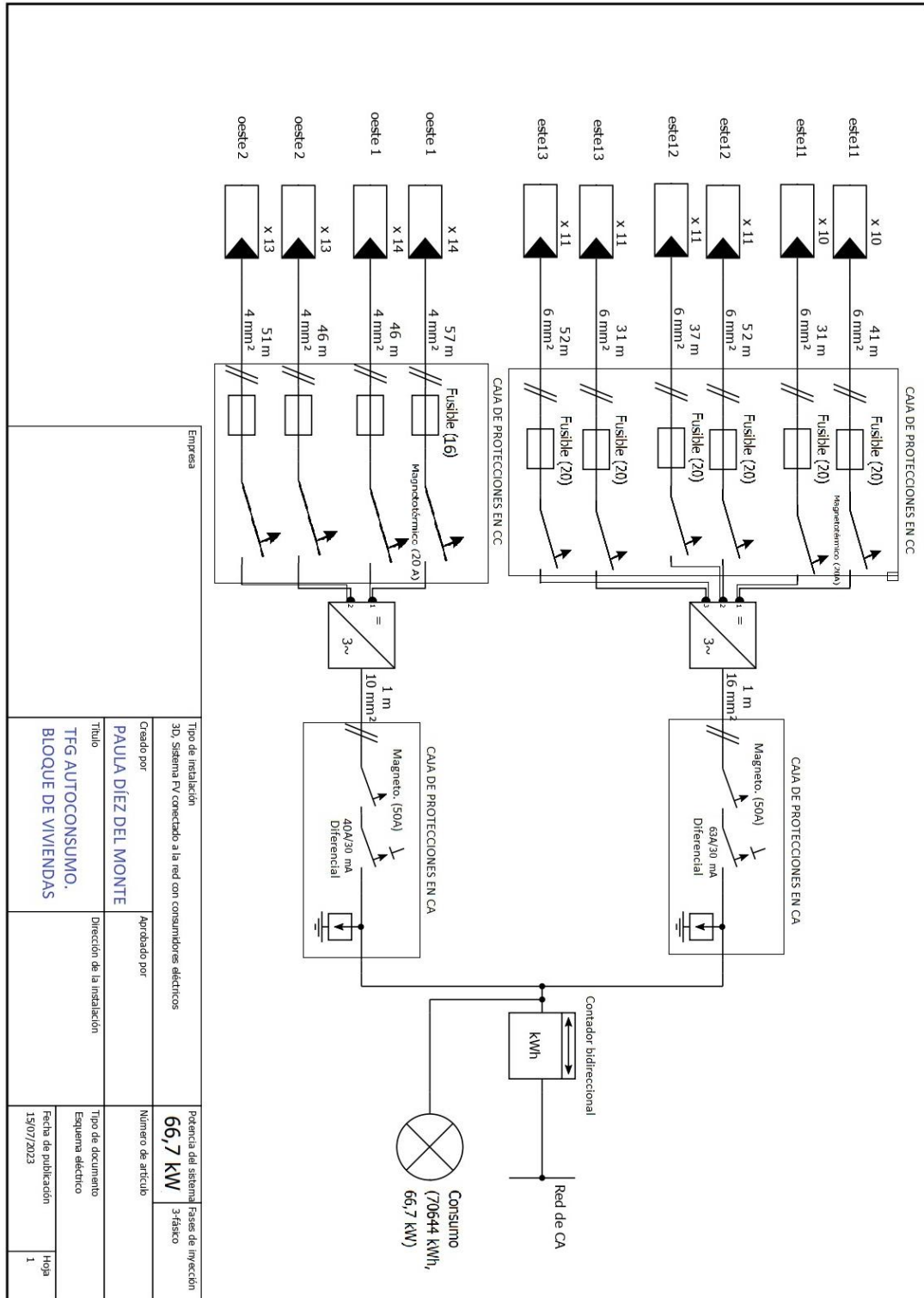


Fujo viento sur - En estructura coplanar.

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

Marcado ES19/86524 

## 9. Diagrama unifilar



## REFERENCIAS

- [1] McKinsey and Company. Global Energy Perspective 2023. [https://ember-climate.org/app/uploads/2023/04/Global-Electricity-Review-2023\\_ES.pdf](https://ember-climate.org/app/uploads/2023/04/Global-Electricity-Review-2023_ES.pdf)
- [2] Endesa. Cómo se genera la energía eléctrica. <https://www.endesa.com/es/la-carra-e/centrales-electricas/como-se-genera-electricidad#:~:text=Generación%20de%20energía%3A%20la%20electricidad,natural%2C%20el%20petróleo...>
- [3] Fundación Endesa. Generación Distribuida. <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/generacion-distribuida>
- [4] Ember. (2023). Global Electricity Review 2023. [https://ember-climate.org/app/uploads/2023/04/Global-Electricity-Review-2023\\_ES.pdf](https://ember-climate.org/app/uploads/2023/04/Global-Electricity-Review-2023_ES.pdf)
- [5] Red eléctrica. (2023). Informe del Sistema Eléctrico. Informe resumen de energías renovables. [https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2023-03/Informe\\_Renovables\\_2022.pdf](https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2023-03/Informe_Renovables_2022.pdf)
- [6] Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA). I Informe Anual de Autoconsumo Fotovoltaico. <https://www.appa.es/i-informe-anual-del-autoconsumo-fotovoltaico/>
- [7] IDAE. Guía profesional de tramitación de autoconsumo. <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>
- [8] Sotysolar. Subvenciones placas solares Madrid. <https://sotysolar.es/blog/subvenciones-placas-solares-madrid>
- [9] Rodríguez, E. (Fecha no especificada). Efecto fotoeléctrico. <https://www.areatecnologia.com/electricidad/efecto-fotoelectrico.html>
- [10] Rodríguez, E. (Fecha no especificada). Paneles solares. <https://www.areatecnologia.com/electricidad/paneles-solares.html>
- [11] WKM. (Fecha no especificada). Diferencias panel monocristalino, policristalino, amorfo. <https://www.wkm.com.mx/diferencias-panel-monocristalino-policristalino-amorfo/>
- [12] Be Sun Energy. (Fecha no especificada). Cómo funciona un inversor solar fotovoltaico. <https://besunenergy.com/como-funciona-un-inversor-solar/>
- [13] MPV solar Reference. (Fecha no especificada). Conoces la función de los diodos en un panel solar. <https://www.mpvsolarreference.com/post/conoces-la-función-de-los-diodos-en-un-panel-solar>
- [14] Aula fácil. (Fecha no especificada). Sombras, diodos y bypass. <https://www.aulafacil.com/cursos/medio-ambiente/energia-solar-fotovoltaica-1/sombras-diodos-y-bypass-137871>

- [15] Otovo. Baterías para Placas solares. <https://www.otovo.es/blog/placas-solares/baterias-para-placas-solares/>
- [16] Weatherspark. (Fecha no especificada). Clima promedio en Madrid, España durante todo el año. <https://es.weatherspark.com/y/36848/Clima-promedio-en-Madrid-Espana-durante-todo-el-año>
- [17] (Fecha no especificada). Información sobre el clima de Madrid en 2022. <https://www.tutiempo.net/clima/2022/ws-82210.html>
- [18] PVG\_TOOLS. [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)
- [19] Blog cambio energético. (Fecha no especificada). Cómo oriento las placas solares. <https://www.cambioenergetico.com/blog/como-oriento-las-placas-solares/>
- [20] (Fecha no especificada). Recomendaciones de Seguridad para la Manipulación de Cables Eléctricos. [http://www.f2i2.net/documentos/lsiF2I2/rbt/guias/guia\\_bt\\_10\\_sep03R1.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsiF2I2/rbt/guias/guia_bt_10_sep03R1.pdf)
- [21] Descuento solar. (Fecha no especificada). Panel Solar Longi Solar Hi-MO5 545W LR5-72HBD-545M Bifacial. <https://descuentosolar.com/panel-solar-longi-solar-hi-mo5-545w-lr5-72hbd-545m-bifacial/>
- [22] (Fecha no especificada). Comprobación de los parámetros eléctricos del inversor. <https://www.heliosfera.com/comprobacion-de-los-parametros-electricos-del-inversor/>
- [23] (Fecha no especificada). PREGUNTANDO A VENDEDOR DIRECTAMENTE.
- [24] IDAE. (2011). Pliego de condiciones técnicas para instalaciones conectadas a red de baja tensión. [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_5654\\_FV\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_C20\\_Julio\\_2011\\_3498eaaf.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf)
- [25] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España. (2011). Reglamento electrotécnico para baja tensión. [https://www.boe.es/biblioteca\\_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326\\_Reglamento\\_electrotecnico\\_para\\_baja\\_tension\\_e\\_ITC](https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC)
- [26] Imventa. (Fecha no especificada). La máxima caída de tensión permitida en la Instalación Interior. <https://www.imventa.com/ayuda/BTwin/Ayuda/Calcular/ConsideracionesCDT.htm#:~:text=La%20m%C3%A1xima%20ca%C3%ADda%20de%20tensi%C3%B3n%20permitida%20en%20la%20Instalaci%C3%B3n%20Interior,seg%C3%BAn%20ITC-BT-19.>
- [27] Prysmian Club. (Fecha no especificada). Cálculo de líneas para una instalación fotovoltaica de 5 kW para autoconsumo. <https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-5-kw-para-autoconsumo/>
- [28] ZMS Cable. (Fecha no especificada). La diferencia entre cable DC y cable AC. <https://zmscable.es/la-diferencia-entre-cable-dc-y-cable-ac/>

- [29] Prysmian Group. (2018). El libro Blanco de la Instalación para Baja Tensión. PRYSMIAN CABLES SPAIN, España, Guía Técnica.
- [30] AutoSolar. (Fecha no especificada). Conexión de paneles solares en serie y en paralelo. <https://autosolar.co/diferencial>
- [31] MicroLED Iberica. (Fecha no especificada). Conectores Multicontact MC4 IP68 para cable de 4-6mm<sup>2</sup>. [https://www.microlediberica.com/producto/conectores-multicontact-mc4-ip68-para-cable-de-4-6mm<sup>2</sup>/](https://www.microlediberica.com/producto/conectores-multicontact-mc4-ip68-para-cable-de-4-6mm2/)
- [32] Eaton Moeller. (Fecha no especificada). Cartucho fusible BT AC 500 V 10 x 38 mm gl-gg IEC. <https://www.electricalautomationnetwork.com/es/eaton-moeller/c10g0-5-c10g05-eaton-moeller-cartucho-fusible-bt-ac-500-v-10-x-38-mm-gl-gg-iec>
- [33] El Almacén Fotovoltaico. (Fecha no especificada). Base portafusibles cilíndricos de 10x38mm FV 32A. [https://elalmacenfotovoltaico.com/cuadros-y-protecciones/366-base-portafusibles-cilindricos-de-10x38mm-fv-32a.html?gclid=Cj0KCQjwqs6lBhCxAARIsAG8YcDgy8FLArCq0v1O2tX0eSNUI0V9\\_V6ZF4OPYn4RtrTOupsH3lpQIC2EaAjF4EALw\\_wcB](https://elalmacenfotovoltaico.com/cuadros-y-protecciones/366-base-portafusibles-cilindricos-de-10x38mm-fv-32a.html?gclid=Cj0KCQjwqs6lBhCxAARIsAG8YcDgy8FLArCq0v1O2tX0eSNUI0V9_V6ZF4OPYn4RtrTOupsH3lpQIC2EaAjF4EALw_wcB)
- [34] ILUMINACIONALBORAN. (Fecha no especificada). Diferencial. <https://autosolar.co/diferencial>
- [35] Matelec y Climatización. (Fecha no especificada). Interruptor automático magnetotérmico alpha industrial 2p 20A curva C 6KA Maxge-retelec EPBE63M2C20. Recuperado de [https://materialelectricoyclimatizacion.com/material-electrico/54371-interruptor-automatico-magnetotermico-alpha-industrial-2p-20a-curva-c-6ka-maxge-retelec-epbe63m2c20-8445275004544.html?gclid=Cj0KCQjwqs6lBhCxAARIsAG8YcDhGDH3gCqKKRj\\_-W\\_-rvIpQGpnstXUsMEghbKdfr\\_1lhFsVX-ntcggaAnmVEALw\\_wcB](https://materialelectricoyclimatizacion.com/material-electrico/54371-interruptor-automatico-magnetotermico-alpha-industrial-2p-20a-curva-c-6ka-maxge-retelec-epbe63m2c20-8445275004544.html?gclid=Cj0KCQjwqs6lBhCxAARIsAG8YcDhGDH3gCqKKRj_-W_-rvIpQGpnstXUsMEghbKdfr_1lhFsVX-ntcggaAnmVEALw_wcB)
- [36] TEC ELECTRODOMESTICOS. (Fecha no especificada). Interruptor automático magnetotérmico alpha industrial 2p 20A curva C 6KA Maxge-retelec EPBE63M2C20. [https://materialelectricoyclimatizacion.com/material-electrico/54371-interruptor-automatico-magnetotermico-alpha-industrial-2p-20a-curva-c-6ka-maxge-retelec-epbe63m2c20-8445275004544.html?gclid=Cj0KCQjwqs6lBhCxAARIsAG8YcDhGDH3gCqKKRj\\_-W\\_-rvIpQGpnstXUsMEghbKdfr\\_1lhFsVX-ntcggaAnmVEALw\\_wcB](https://materialelectricoyclimatizacion.com/material-electrico/54371-interruptor-automatico-magnetotermico-alpha-industrial-2p-20a-curva-c-6ka-maxge-retelec-epbe63m2c20-8445275004544.html?gclid=Cj0KCQjwqs6lBhCxAARIsAG8YcDhGDH3gCqKKRj_-W_-rvIpQGpnstXUsMEghbKdfr_1lhFsVX-ntcggaAnmVEALw_wcB)
- [37] ManoMano. Interruptor diferencial 2P 63A 30 mA Clase AC- Gacia. <https://www.manomano.es/p/interruptor-diferencial-2p-63a-30ma-clase-ac---gacia-49654663>
- [38] ManoMano. Interruptor diferencial 2P 40A 30mA Clase AC- Gacia. [https://www.manomano.es/p/interruptor-diferencial-2p-40a-30ma-clase-ac---gacia-49661354?product\\_id=51707007](https://www.manomano.es/p/interruptor-diferencial-2p-40a-30ma-clase-ac---gacia-49661354?product_id=51707007)
- [39] Autarquía Personal. (2021). Cálculo básico de la puesta a tierra. <https://autarquiapersonal.com/2021/07/24/calculo-basico-de-la-puesta-a-tierra/>

- [40] Prelec. (Fecha no especificada). Cable Puesta a Tierra CPT Amarillo/Verde 25mm<sup>2</sup>. <http://www.prelec.pe/cable-puesta-a-tierra-cpt-amarillo-verde-25mm2-301/p>
- [41] Saclima Solar Fotovoltaica. (2016). Guía de Estructuras Saclima Solar Fotovoltaica. <http://www.saclimafotovoltaica.com/2016/wp-content/uploads/2016/06/Guía-de-Estructuras-Saclima-Solar-Fotovoltaica.pdf#page=8>
- [42] Carlos Alcaraz. (Fecha no especificada). Soporte Coplanar Atornillado Teja 01V. <https://carlosalcaraz.com/producto/energia-solar/estructuras/soportes-coplanares-en-tejas/soporte-coplanar-atornillado-teja-01v/>
- [43] Solarmente. (Fecha no especificada). Impacto medioambiental de la energía solar. <https://solarmente.es/blog/aun-no-conoces-los-beneficios-sociales-que-te-brinda-la-energia-solar>
- [44] HogarSense. (Fecha no especificada). Reciclaje de paneles solares. <https://www.hogarsense.es/placas-solares/reciclaje-paneles-solares>
- [45] Solarmente. (Fecha no especificada). Beneficios sociales de la energía solar. <https://solarmente.es/blog/aun-no-conoces-los-beneficios-sociales-que-te-brinda-la-energia-solar>
- [46] Naciones Unidas. (Fecha no especificada). Agua y saneamiento. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/water-and-sanitation/>





**POLITÉCNICA**

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES  
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID**

José Gutiérrez Abascal, 2. 28006 Madrid  
Tel.: 91 336 3060  
[info.industriales@upm.es](mailto:info.industriales@upm.es)

[www.industriales.upm.es](http://www.industriales.upm.es)