

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA



"PROYECTO DE INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO
CONECTADA A RED EN VIVIENDA
UNIFAMILIAR UBICADA EN ORIHUELA
COSTA"

TRABAJO FIN DE GRADO

Junio -2025

AUTOR: Lorena Martínez Candel

DIRECTOR: Sergio Valero Verdú

Deseo dedicar este Trabajo de Fin de Grado a mi familia, por estar siempre a mi lado y por apoyarme incondicionalmente en cada uno de los sueños que he tenido el valor de perseguir.

En especial, a mi madre, por entregarse con tanto amor y dedicación a mi hermano y a mí desde el primer día. Mamá, eres un verdadero ejemplo de fortaleza y admiración.

Quiero también rendir un sentido homenaje a mi abuela Bernardina, quien, aunque ya no está físicamente entre nosotros, sigue muy presente en mi corazón. Fue una mujer adelantada a su tiempo, que siempre creyó en mí. Abuelita, sé que me observas con orgullo desde el cielo. Te quiero.

A mi perrita Daenerys, por acompañarme durante los largos días y largas noches de estudio bajo la luz del flexo, por tu alegría y amor incondicional.

Y, por último, a mi compañero de vida, José Javier. Gracias por estar a mi lado en cada paso de este camino, por confiar en mí incluso en mis momentos de duda y por brindarme siempre tu apoyo incondicional. Tu presencia ha sido fundamental en esta etapa, te quiero.

ÍNDICE

1	RESUMEN Y ABSTRACT	4
1.1	RESUMEN	4
1.2	ABSTRACT	5
2	OBJETO DEL PROYECTO	6
3	ANTECEDENTES	6
4	CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN	9
5	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	9
6	MODALIDAD DE AUTOCONSUMO	10
6.1	PRECIO VOLUNTARIO PARA EL PEQUEÑO CONSUMIDOR (PVPC)	12
7	NORMATIVA.....	13
7.1	REQUISITOS ESTABLECIDOS POR LA NORMATIVA.....	13
7.2	LEGISLACIÓN APLICABLE.....	14
8	EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO	17
9	DEFINICIONES DEL PROYECTO.....	18
9.1	RADIACIÓN SOLAR.....	18
9.2	IRRADIACIÓN SOLAR.....	19
10	DISPOSICIÓN Y UBICACIÓN DE LOS PANELES SOLARES	20
11	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	23
11.1	DATOS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE LA VIVIENDA.....	25
11.2	PANELES SOLARES	29
11.3	ÁNGULO DE INSTALACIÓN DE LOS PANELES SOLARES	39
11.3.1	CÁLCULO DE LOS ÁNGULOS ÓPTIMOS DE INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN	42
11.4	INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO	45
11.4.1	MODELO INVERSOR SELECCIONADO	49
11.5	SOPORTES COPLANARES	54
11.6	FIJACIÓN L SUNFER.....	60
11.7	MEDIDOR DE PRODUCCIÓN	62
12	JUSTIFICACIÓN DE CÁLCULOS DEL PROYECTO.....	64
12.1	CÁLCULO CAMPO SOLAR	64
12.2	CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS MÓDULOS	68
12.3	CONEXIONADO DE LOS PANELES	70
12.4	PÉRDIDAS EN EL CAMPO SOLAR	73
12.5	PÉRDIDAS ESTANDARIZADAS EN EL CAMPO SOLAR	77
12.6	CÁLCULO INVERSOR	79

12.7	CÁLCULO CABLEADO	89
12.7.1	SELECCIÓN Y CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CABLEADO EN CORRIENTE CONTINUA (CC).....	92
12.7.2	SELECCIÓN Y CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CABLEADO EN CORRIENTE ALTERNA (AC).....	97
12.7.3	CÁLCULO DEL CABLEADO DE PUESTA A TIERRA.....	100
12.8	PROTECCIONES	102
12.8.1	CUADROS DE PROTECCIÓN AC DC.	102
12.8.2	PROTECCIONES DE LA RED EN CORRIENTE CONTINÚA.	104
12.8.3	PROTECCIONES DE LA RED EN CORRIENTE ALTERNA.	107
13	PRESUPUESTO.....	111
14	AMORTIZACIÓN DEL PROYECTO	113
15	SUBVENCIONES Y BONIFICACIONES APLICABLES AL PROYECTO .	120
15.1	REQUISITOS TÉCNICOS Y CONDICIONES SUBVENCIONABLES...	121
15.2	BENEFICIOS FISCALES ADICIONALES.....	123
16	PLANOS.....	125
17	ANEXO I.....	128



1 RESUMEN Y ABSTRACT

1.1 RESUMEN

El presente Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo el diseño y justificación técnica de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo conectada a red en una vivienda unifamiliar ubicada en Orihuela Costa, Alicante. El sistema proyectado contempla la generación de energía eléctrica mediante 18 módulos fotovoltaicos de 455 Wp cada uno, generando una potencia pico total de 8,19 kWp, optimizando el consumo energético residencial y reduciendo la dependencia de la red eléctrica. La instalación se acoge a la modalidad de autoconsumo con excedentes bajo el mecanismo de compensación simplificada, conforme al Real Decreto 244/2019. Se ha realizado un análisis detallado de irradiación solar, orientación e inclinación de los paneles con respecto al tejado de la vivienda, así como del rendimiento energético estimado mediante la herramienta PVGIS. El sistema incluye un inversor híbrido monofásico Huawei SUN2000-6KTL-L1 y estructuras de soporte coplanares Sunfer adaptadas a la cubierta inclinada de teja. Además, se cumplen todos los requisitos técnicos y legales conforme al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y demás normativa aplicable. Este proyecto promueve la eficiencia energética, la sostenibilidad ambiental y la transición hacia un modelo energético más limpio y descentralizado.

Palabras clave: autoconsumo energético, energía fotovoltaica, instalación conectada a red, compensación de excedentes, sostenibilidad energética, eficiencia energética, energías renovables, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, paneles solares, inversor fotovoltaico.

1.2 ABSTRACT

This Final Degree Project aims to design and technically justify a grid-connected photovoltaic self-consumption system for a single-family home located in Orihuela Costa, Alicante. The proposed system includes the installation of 18 photovoltaic modules of 455 Wp each, totaling a peak power of 8.19 kWp, in order to optimize residential energy consumption and reduce dependence on the conventional power grid. The installation is classified under the self-consumption with surplus modality and benefits from the simplified compensation mechanism, as established by Royal Decree 244/2019. A detailed analysis of solar irradiation, optimal panel orientation and tilt, and estimated energy performance was carried out using the PVGIS tool. The system incorporates a Huawei SUN2000-6KTL-L1 hybrid single-phase inverter and Sunfer coplanar mounting structures adapted to the pitched tile roof. Additionally, the installation complies with all technical and legal requirements according to the Low Voltage Electrotechnical Regulation and other applicable standards. This project promotes energy efficiency, environmental sustainability, and the transition to a cleaner and more decentralized energy model.

Keywords: energy self-consumption, photovoltaic energy, grid-connected installation, surplus compensation, energy sustainability, energy efficiency, renewable energies, Low Voltage Electrotechnical Regulation, solar panels, photovoltaic inverter.

2 OBJETO DEL PROYECTO

El presente proyecto tiene como objetivo el diseño y desarrollo de una instalación fotovoltaica con conexión a red y sistema de compensación de excedentes simplificada, ubicada en la cubierta de una vivienda unifamiliar en La Zenia (Orihuela Costa), con la finalidad de cubrir gran parte del consumo energético de la vivienda, reduciendo con ello los costes de la factura de la luz.

3 ANTECEDENTES

Los sistemas fotovoltaicos han experimentado un crecimiento significativo en nuestro país y en toda la comunidad europea, debido en gran medida a los apoyos por parte de las administraciones públicas en forma, tanto de prima en la venta de la energía producida, como de subvenciones a fondo perdido y condiciones de financiación muy interesantes. Estas ayudas y subvenciones se enmarcan en el Plan de Fomento de las Energías Renovables elaborado por el gobierno español, el cual tiene como finalidad cumplir con los acuerdos firmados en protocolo de Kioto, en el cual se acordó que el 12% de energía primaria consumida en España debe provenir de fuentes renovables, para disminuir de forma sustancial las emisiones de CO₂ a la atmósfera y reducir significativamente la dependencia del petróleo como fuente de energía entre otras.

La generación y comercialización de energía eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos se hizo viable con la entrada en vigor del Real Decreto 2318/1998, aprobado el 23 de diciembre de 1998. Esta normativa estableció la obligación regulatoria para las compañías eléctricas de adquirir energía proveniente de fuentes renovables, además se determinó un régimen tarifario específico, fijando un precio de 0.39 €/KWh para instalaciones conectadas a red, aplicable tanto a sistemas de potencia instalada ≤ 5 kW como a aquellos de mayor capacidad.

En el ámbito de los sistemas fotovoltaicos conectados a red, la evolución normativa ha sido clave para su regulación y desarrollo, especialmente en el marco de los incentivos y subvenciones que han impulsado su implementación. La normativa aplicable a estos sistemas se encuentra definida en los Reales Decretos 413/2014, 1699/2011, 1955/2000, 15/2018 y 244/2019, los cuales establecen los criterios técnicos, administrativos y económicos para su integración en la red eléctrica.

Adicionalmente, se promulgaron los Reales Decretos 1663/2000 y 436/2004, este último derogando al R.D. 2818/1998, con el objetivo de actualizar el marco regulador y optimizar la operatividad del sector fotovoltaico dentro del sistema eléctrico nacional.

A partir del 25 de mayo de 2007, con la promulgación del Real Decreto 661/2007, se estableció un nuevo marco regulador para las instalaciones de generación de energía a partir de fuentes renovables, derogando el Real Decreto 436/2004. Este nuevo régimen introdujo una revisión de los parámetros de retribución económica, así como la actualización de las especificaciones técnicas aplicables a dichas instalaciones.

Posteriormente, el 10 de octubre de 2015, se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, el cual define el marco normativo para las condiciones administrativas, técnicas y económicas del suministro eléctrico mediante autoconsumo, regulando las modalidades de generación distribuida y autoconsumo energético.

Con la entrada en vigor del Real Decreto 244/2019, se consolidó la apuesta por el autoconsumo tanto en el ámbito residencial como en el sector industrial de alta demanda energética. Este decreto redefinió las modalidades de autoconsumo, estableciendo mecanismos de compensación de excedentes y optimización del balance energético entre generación y consumo, permitiendo una mayor eficiencia en la gestión de la energía generada.

La Disposición Final Segunda cuenta con modificaciones en la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), estableciendo nuevos requisitos normativos para los mecanismos de anti-vertido y reforzando las medidas de seguridad en las instalaciones de generación de baja tensión.

Por otro lado, la Disposición Final Primera modifica el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, que regula el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, con el objetivo de mejorar la gestión y control de los sistemas de medida en instalaciones eléctricas.

Adicionalmente, la Disposición Final Cuarta introduce cambios en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, relativo a la conexión a red de instalaciones de generación de pequeña potencia, permitiendo la integración de instalaciones monofásicas de hasta 15 kW en la red eléctrica, impulsando así el desarrollo del autoconsumo energético.

Además, el incremento en los costos de la electricidad durante el año 2022 ha acelerado la implementación de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo, tanto en el sector residencial como en el industrial. Como consecuencia, los consumidores han priorizado la inversión en estas soluciones con el objetivo de maximizar la eficiencia energética, reducir la dependencia de la red eléctrica y reducir los costes de la factura eléctrica.



4 CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

Nombre y Dirección del Titular:

El titular de la instalación es el propietario de la vivienda, que por privacidad no será reflejado en el documento, la dirección del inmueble se encuentra en la Calle San Juan Nº 15 en la zona de Orihuela Costa, más concretamente en la Zenia.

5 DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD

La instalación solar fotovoltaica proyectada tendrá como finalidad la generación de energía eléctrica bajo un régimen de autoconsumo, permitiendo la optimización del consumo energético en la vivienda mediante la conversión de la radiación solar en electricidad utilizable. Este sistema contribuirá a la reducción de la dependencia de la red eléctrica convencional, lo que se traducirá en una disminución significativa de los costes energéticos mensuales y una mejora en la eficiencia energética del inmueble.

Adicionalmente, la implementación de esta tecnología supondrá una reducción en la huella de carbono de la vivienda, minimizando las emisiones de CO₂ a la atmósfera y favoreciendo el cumplimiento de normativas y objetivos de sostenibilidad energética. El sistema estará diseñado para maximizar el rendimiento de generación y garantizar una integración óptima con la infraestructura eléctrica existente, asegurando la estabilidad y fiabilidad del suministro energético.

6 MODALIDAD DE AUTOCONSUMO

La instalación fotovoltaica conectada a la red, objeto del presente proyecto, se enmarca en la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación simplificada, conforme a lo estipulado en el Artículo 4 del Real Decreto 244/2019, el cual regula los aspectos administrativos, técnicos y económicos del autoconsumo de energía eléctrica.

Esta clasificación permite que la energía generada y no consumida instantáneamente sea inyectada a la red de distribución, habilitando un sistema de compensación en la facturación del usuario. De este modo, se optimiza el aprovechamiento energético de la instalación, garantizando su viabilidad económica dentro del marco regulador vigente.

1. Se establece la siguiente clasificación de modalidades de autoconsumo:

a) Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades se deberá instalar un mecanismo anti vertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que será el sujeto consumidor.

b) Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.b) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo podrán, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que serán el sujeto consumidor y el productor.

2. La modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes, se divide en:

a) Modalidad con excedentes acogida a compensación: Pertenece a esta modalidad, aquellos casos de suministro con autoconsumo con excedentes en los que voluntariamente el consumidor y el productor opten por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes. Esta opción solo será posible en aquellos casos en los que se cumpla con todas las condiciones que seguidamente se recogen:

I. La fuente de energía primaria sea de origen renovable.

II. La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.

III. Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 del presente real decreto.

IV. El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del presente real decreto.

V. La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.”

Autoconsumo Individual (un consumidor asociado)	Instalación Próxima a Red Interior Conexión: Red Interior	SIN excedentes Mecanismo anti-vertido
		CON excedentes ACOGIDA a compensación Fuente renovable Potencia de producción ≤ 100 kW Contrato único consumo-auxiliares Contrato de compensación No hay otro régimen retribuido
		CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Resto de instalación con excedentes
Autoconsumo Colectivo (varios consumidores asociados)	Instalación Próxima a Través de Red Distancia entre contadores Generación-consumo < 500 m Misma referencia catastral (14 dígitos)	CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes

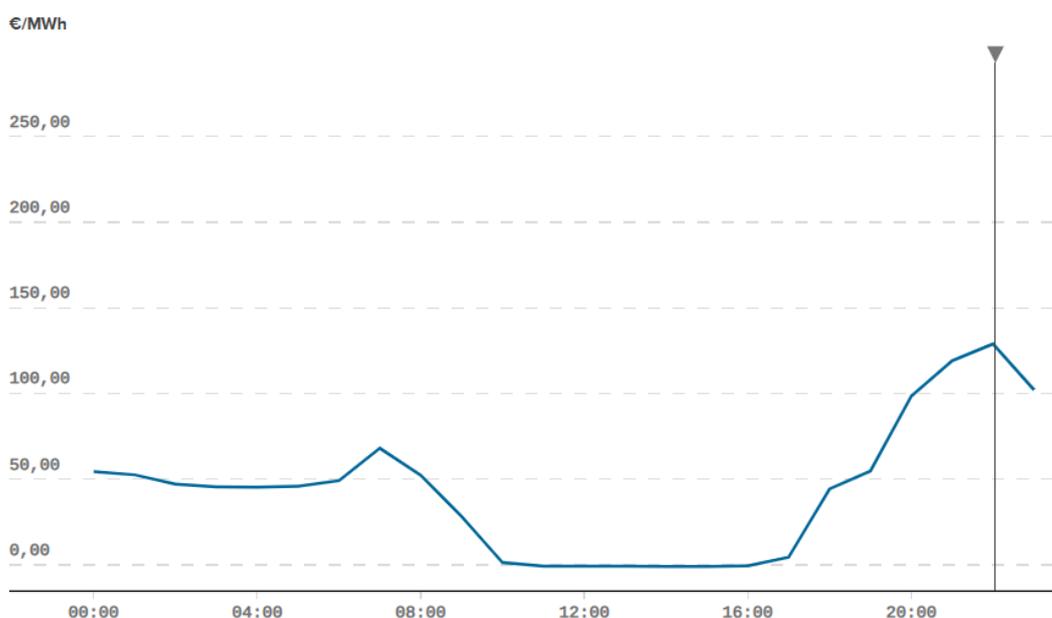
Tabla 1: Clasificación de los tipos de modalidades de autoconsumo

6.1 PRECIO VOLUNTARIO PARA EL PEQUEÑO CONSUMIDOR (PVPC)

El Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) representa una modalidad tarifaria regulada por el Estado, que establece un precio máximo para el suministro eléctrico aplicable por los comercializadores de referencia a aquellos usuarios que cumplan los requisitos recogidos en la normativa vigente (Boletín Oficial del Estado [BOE], 2014). Este mecanismo está vinculado directamente al mercado mayorista de electricidad y tiene como objetivo ofrecer protección a los consumidores domésticos, especialmente a los más vulnerables o con menor capacidad de negociación frente al mercado libre.

En el marco del presente proyecto, se ha realizado el estudio del PVPC a día 30-05-2025 con el fin de disponer de valores actualizados que reflejen de forma más realista la situación del mercado eléctrico. En dicho análisis se observa que el precio máximo alcanzado en la jornada ha sido de aproximadamente 119,18 €/MWh, mientras que en determinadas franjas horarias se han registrado valores mínimos próximos a 0 €/MWh, lo que pone de manifiesto la alta volatilidad de esta tarifa. Esta fluctuación justifica la importancia de maximizar el autoconsumo y aprovechar los excedentes, reduciendo así la dependencia del suministro externo y mejorando el retorno económico de la instalación.

DESDE EL 30-05-2025 A LAS 00:00 HASTA EL 30-05-2025 A LAS 23:55 AGRUPADOS POR HORA



Gráfica 1: PVPC relación €/MWh

7 NORMATIVA

7.1 REQUISITOS ESTABLECIDOS POR LA NORMATIVA

Para la redacción del presente proyecto se ha considerado la legislación española vigente, así como la normativa técnica aplicable, tanto a nivel nacional como internacional. En particular, se han tenido en cuenta las normas UNE y el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

Asimismo, se ha seguido lo establecido por la compañía distribuidora para los usuarios auto productores que deseen conectarse a su red de baja tensión, en conformidad con el Real Decreto 244/2019. Este real decreto establece que, para instalaciones situadas en entornos urbanos que ya cuentan con un punto de acceso a la red y cuya potencia no supere los 10 kW, únicamente se requiere la instalación de un contador bidireccional en el punto frontera entre la red pública y la instalación privada, normalmente ubicado en la caja general de protección y medida, junto al acceso a la propiedad.

De igual manera, se deberá solicitar al ayuntamiento correspondiente la licencia de obra necesaria, equiparable a una obra menor. Una vez finalizada la instalación, un instalador autorizado deberá emitir el certificado de fin de obra o informe de conformidad, el cual deberá presentarse ante el órgano competente en materia de industria.

Finalmente, se deberá proceder al [alta de la instalación en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica](#). Una vez completado este trámite, la compañía distribuidora podrá compensar económicamente los excedentes de energía generados, mediante el procedimiento de compensación simplificada, lo que se traducirá en una reducción de la factura eléctrica mensual.

7.2 LEGISLACIÓN APLICABLE

Para el desarrollo de este proyecto se han considerado las siguientes normativas, reglamentaciones y disposiciones legales pertinentes que rigen las instalaciones fotovoltaicas.

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002).
- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Documento Básico HE 5 "Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica".
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 841/2002 de 2 de agosto por el que se regula para las actividades de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

- Real Decreto 1433/2003 de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- RD 1699/2011 de 18 de noviembre, que regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- RD 413/2014 que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- RDL 15/2018 (que derogó la casi totalidad del RD 900/2015, famoso por instaurar el llamado “impuesto al Sol”) y su desarrollo normativo, el RD 244/2019. Regula medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Norma UNE 206001 EX sobre Módulos fotovoltaicos. Criterios ecológicos.
- Norma UNEEN 50380 sobre Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
- Norma UNE EN 60891 sobre Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica IV de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino.
- Norma UNE EN 60904 sobre Dispositivos fotovoltaicos. Requisitos para los módulos solares de referencia.
- Norma UNE EN 61173 sobre Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía Guía.
- Norma UNE EN 61194 sobre Parámetros característicos de sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.
- Norma UNE 61215 sobre Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo.
- Norma UNE EN 61277 sobre Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía.
- Norma UNE EN 61453 sobre Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (FV).
- Norma UNE EN 61646:1997 sobre Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo.

- Norma UNE EN 61683 sobre Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- Norma UNE EN 61701 sobre Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).
- Norma UNE EN 61721 sobre Susceptibilidad de un módulo fotovoltaico (FV) al daño por impacto accidental (resistencia al ensayo de impacto).
- Norma UNE EN 61724 sobre Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- Norma UNE EN 61725 sobre Expresión analítica para los perfiles solares diarios.
- Norma UNE EN 61727 sobre Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- Norma UNE EN 61829 sobre Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino. Medida en el sitio de características IV.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.

8 EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO

Dirección: Calle San Juan, 15

Coordenadas: (37.92781, -0.72381) (Latitud, Longitud)

Localidad: Orihuela Costa

Provincia: Alicante

Código Postal: 03189



Ilustración 1: Imagen ubicación vivienda

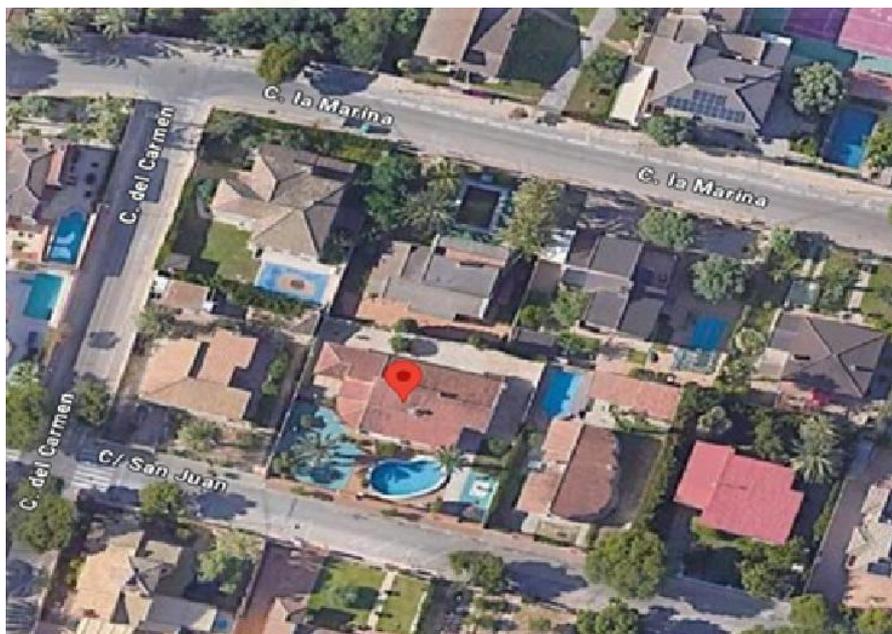


Ilustración 2: Imagen ubicación vivienda

9 DEFINICIONES DEL PROYECTO

9.1 RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. El Sol es una estrella cuya superficie se encuentra a una temperatura media de 5778 K (5505 °C) y en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones de fusión nuclear que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía liberada del Sol se transmite al exterior mediante la radiación solar.

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable que convierte directamente la radiación solar en electricidad sin requerir el consumo de combustibles fósiles u otros recursos naturales. Su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico, donde las células solares generan corriente eléctrica al ser expuestas a la luz solar. Esta energía, inicialmente en forma de corriente continua, es transformada en corriente alterna para su integración en la red eléctrica o su uso en sistemas autónomos.

Desde una perspectiva técnica y operativa, esta tecnología ofrece múltiples ventajas. Es un sistema confiable y eficiente, que presenta bajos requerimientos de mantenimiento, ya que carece de partes móviles que puedan desgastarse con el tiempo. Además, no genera contaminación ambiental ni sonora, lo que la hace ideal para su aplicación en diversos entornos, incluidos los urbanos e industriales. Asimismo, su instalación es relativamente rápida, lo que facilita su implementación en diferentes tipos de proyectos.

Sin embargo, el uso de la energía fotovoltaica también conlleva ciertas limitaciones. La producción de electricidad depende de la disponibilidad de radiación solar, lo que implica variaciones en su rendimiento según factores climáticos, estacionales y geográficos. Esto significa que la generación energética no puede ser controlada directamente, sino que está sujeta a las condiciones ambientales del entorno.

Aunque la eficiencia media de las células solares ronda el 18 %, en este proyecto se ha empleado el panel Canadian Solar de 455 W con un rendimiento del 21,1 %. Si bien el coste inicial es elevado en relación con la energía producida, esta limitación se ve compensada por la mejora continua en eficiencia y la reducción de costes derivada del aumento en su implantación comercial.

9.2 IRRADIACIÓN SOLAR

La irradiación representa la cantidad de energía solar recibida por unidad de superficie a lo largo del tiempo, y se expresa en Wh/m^2 . En el ámbito de las aplicaciones fotovoltaicas, se distinguen tres componentes fundamentales: la irradiación directa, la irradiación difusa y la irradiación reflejada o albedo.

La irradiación directa es aquella que proviene de manera directa del disco solar, sin haber sido dispersada por la atmósfera. Es la componente más intensa y relevante para la generación de energía en los sistemas fotovoltaicos, ya que incide de forma perpendicular sobre los módulos solares cuando estos están correctamente orientados.

La irradiación difusa, en cambio, es aquella que llega desde toda la bóveda celeste, excepto desde el propio disco solar. Esta radiación ha sido dispersada por las moléculas del aire, nubes y partículas presentes en la atmósfera. A pesar de su menor intensidad, también contribuye significativamente a la generación eléctrica, especialmente en días nublados o con sombras parciales. Su unidad de medida es el W/m^2 .

La irradiación reflejada o albedo hace referencia a la parte de la radiación solar (tanto directa como difusa) que es reflejada por el suelo o superficies cercanas y que puede llegar a los módulos fotovoltaicos. Su importancia es mayor en instalaciones donde existen superficies altamente reflectantes próximas (como suelos claros, agua o nieve), y también se mide en W/m^2 .

La suma de la irradiación directa y difusa da lugar a la irradiación global, que es la magnitud más empleada en los estudios y simulaciones de producción fotovoltaica, al representar de forma integrada toda la energía solar recibida en una superficie.

10 DISPOSICIÓN Y UBICACIÓN DE LOS PANELES SOLARES

El presente proyecto se ubica en el sur de la provincia de Alicante, concretamente en la zona residencial de Orihuela Costa. La vivienda objeto de estudio presenta una inclinación de cubierta de $\beta = 30^\circ$ y una orientación (azimut) de $\alpha = 3^\circ$, condiciones que han sido aprovechadas directamente para el diseño del sistema fotovoltaico. Esta localización se caracteriza por un elevado nivel de irradiación solar anual y una baja frecuencia de nubosidad persistente. Además, el entorno urbano en el que se encuentra formado por edificaciones de baja altura no presenta obstáculos que generen sombras significativas sobre la cubierta, lo que favorece un rendimiento óptimo de la instalación.

La orientación de la instalación hacia el suroeste permite optimizar la captación solar durante las horas centrales y finales del día, que coinciden con elevados niveles de consumo energético en el hogar. Al estar ubicada sobre la cubierta de mayor altura de la vivienda, se minimiza el riesgo de sombreados provocados por estructuras cercanas o vegetación, asegurando así un mejor aprovechamiento de la radiación solar disponible en esta zona geográfica.

La vivienda dispone de varias cubiertas inclinadas, entre las que destaca una orientada al norte, con una superficie aproximada de 102 m^2 (22,6 m de largo por 4,54 m de ancho). No obstante, dicha cubierta ha sido descartada para la instalación debido a su desfavorable orientación, ya que la captación solar en el hemisferio norte resulta menos eficiente.

En contraposición, se han identificado dos cubiertas adicionales con una orientación suroeste, más adecuadas para el aprovechamiento solar en esta región. La cubierta superior, de 16,7 metros de longitud por 4 metros de anchura, ofrece una superficie útil de aproximadamente $66,8 \text{ m}^2$. Esta cubierta ha sido seleccionada como emplazamiento principal para la instalación de los módulos fotovoltaicos por reunir las condiciones óptimas en cuanto a orientación, inclinación y accesibilidad.

En complemento, se dispone de una cubierta inferior adicional de aproximadamente $51,8 \text{ m}^2$ que podría considerarse para futuras ampliaciones del sistema, aunque inicialmente no se contempla su uso en la presente fase del proyecto.

En función del análisis del emplazamiento, la orientación solar y la superficie útil disponible, se concluye que la cubierta superior orientada al suroeste representa la alternativa más eficiente y técnicamente viable para la instalación de la planta solar propuesta, por lo que la seleccionamos para la ubicación del campo solar.

En el punto 11.3 del presente proyecto se desarrollan los cálculos de inclinación (β) y orientación (α) estimados mediante la herramienta PVGIS. Esta herramienta permite analizar la producción energética anual a partir de las coordenadas geográficas y la potencia pico prevista, optimizando el rendimiento en función de la irradiancia solar disponible.



Ilustración 3: Orientación de la vivienda



Ilustración 4: Imagen donde se aprecia las diferentes alturas del tejado con orientación suroeste



Ilustración 5: Imagen del emplazamiento del inversor y detalle del cuadro eléctrico de la vivienda.

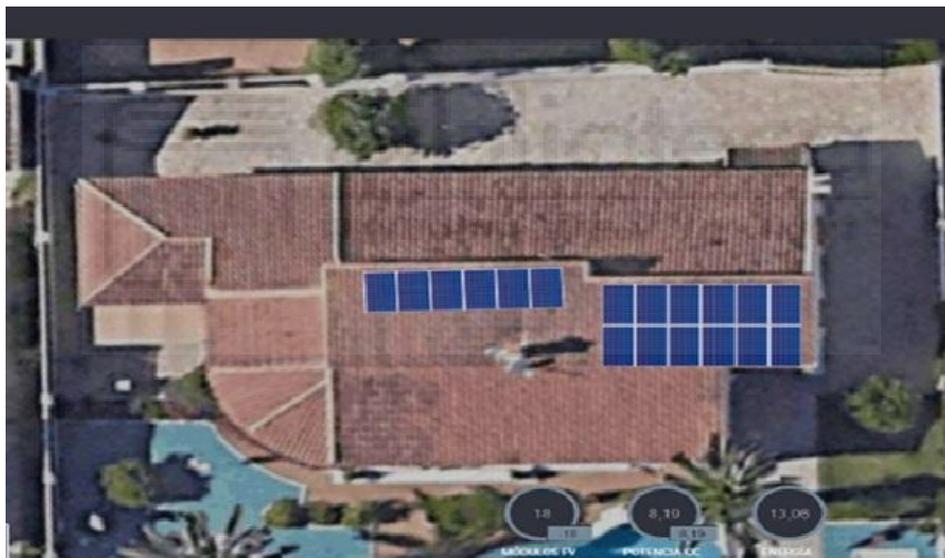


Ilustración 6: Plano de configuración del campo solar.

11 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

El presente proyecto tiene como objetivo la ejecución de una instalación fotovoltaica conectada a red en una vivienda unifamiliar, con la finalidad de aprovechar la energía solar disponible para generar electricidad de forma sostenible y eficiente. Mediante el uso de módulos fotovoltaicos, se transformará la radiación solar incidente en energía eléctrica, la cual será posteriormente convertida en corriente alterna de 230 V para su consumo inmediato dentro de la instalación eléctrica interior de la vivienda.

Los módulos fotovoltaicos se ubicarán sobre la cubierta superior del edificio, orientados hacia el suroeste, con el fin de optimizar la captación de irradiancia solar en función de la localización geográfica del inmueble. Estos dispositivos son los encargados de generar corriente continua a partir de la radiación solar.

La energía generada en corriente continua será canalizada hacia un inversor, cuya función principal es transformar dicha energía en corriente alterna, compatible con los sistemas eléctricos convencionales. Desde el inversor, la energía será inyectada directamente en la red interior de la vivienda, permitiendo así el autoconsumo instantáneo de la electricidad generada.

En caso de que la energía producida no sea consumida en su totalidad por la vivienda en el momento de su generación, el excedente será vertido a la red eléctrica de distribución. Este mecanismo de compensación simplificada permite al consumidor obtener un beneficio económico por la energía excedentaria, según lo establecido en el marco normativo vigente para instalaciones de autoconsumo con compensación (Real Decreto 244/2019).

Asimismo, la instalación estará dotada de todos los elementos de protección necesarios, tanto en corriente continua como en alterna, con el objetivo de garantizar la seguridad del sistema y de las personas. Estas protecciones incluirán dispositivos contra cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones, cumpliendo con la normativa técnica aplicable y los estándares de calidad exigidos.

Los materiales instalados en exteriores estarán protegidos frente a los agentes ambientales, especialmente contra la radiación solar y la humedad. Por este motivo, deberán contar con un grado de protección mínimo IP65, mientras que los materiales destinados a interiores deberán disponer de un grado de protección al menos IP20.



11.1 DATOS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE LA VIVIENDA

El presente proyecto responde a la solicitud de un cliente que ha adquirido recientemente la vivienda. Dado que aún no se dispone de un histórico de consumos propio, los datos energéticos disponibles no reflejan de forma precisa sus necesidades reales. No obstante, el cliente ha expresado su intención de realizar futuras mejoras en la vivienda, como la incorporación de un sistema de aerotermia, lo cual incrementaría previsiblemente la demanda energética. A pesar de ello, también ha manifestado su voluntad de mantener la potencia eléctrica contratada actual, que es de 5,5 kW.

Para realizar un dimensionamiento adecuado del sistema fotovoltaico, se ha tenido en cuenta que, según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (PCT-C-REV, julio de 2011), las pérdidas totales anuales en este tipo de instalaciones suelen situarse entre un 20 % y un 25 %. A partir de esta referencia, se ha adoptado inicialmente un valor orientativo del 20 % como criterio general.

No obstante, con el fin de obtener una estimación más precisa y adaptada a las condiciones reales de la instalación, se ha utilizado la herramienta PVGIS, considerando la orientación e inclinación específicas del emplazamiento. Según los resultados obtenidos, las pérdidas totales ascienden al 25,1 %, un valor que se encuentra dentro del rango esperado y que engloba de forma agregada las siguientes pérdidas:

- Pérdidas por temperatura.
- Pérdidas por sombras.
- Pérdidas por suciedad en los módulos.
- Pérdidas por desajustes entre paneles.
- Pérdidas por cables (tanto en corriente continua como en alterna).
- Pérdidas por el rendimiento del inversor.

Estas pérdidas han sido tenidas en cuenta en el cálculo de la producción final estimada del sistema.

Además, el fabricante del inversor seleccionado permite un sobredimensionamiento del campo generador fotovoltaico de hasta 1,5 veces la potencia nominal del equipo. Dado que la potencia de salida del inversor es de 6 kW, esta característica permite instalar hasta 9 kWp de potencia pico en el campo generador, sin comprometer el correcto funcionamiento del sistema. Esta posibilidad técnica ofrece una mayor flexibilidad en el diseño y permite maximizar la captación de energía, especialmente en condiciones de baja radiación.

Por otro lado, debido a la dificultad para leer la factura eléctrica facilitada, se ha elaborado una tabla resumen (Ilustración 8) que recoge los parámetros más relevantes: una potencia contratada de 5,5 kW y un consumo mensual de 706 kWh, lo que equivale a un consumo anual estimado de aproximadamente 8.500 kWh. El término de energía representa el mayor peso del importe mensual, alcanzando 119,72 € sobre un total de 160,91 €.

Con el objetivo de cubrir esta demanda energética y prever futuros aumentos de consumo, se ha diseñado un campo solar con una potencia pico de 8,19 kWp, compuesto por 18 módulos Canadian Solar modelo CS6L-MS de 455 Wp. Esta propuesta ha sido evaluada con la herramienta PVGIS, obteniéndose una producción anual estimada de 12.839,01 kWh, que supera el consumo previsto del cliente, permitiendo aprovechar el régimen de compensación de excedentes e incluir la posibilidad de aumentar los consumos en la vivienda, sin que ello suponga un gasto adicional en la factura eléctrica.

La instalación se organiza en dos ramas independientes:

- Una primera rama de 12 módulos conectados en serie, que se conecta directamente a una de las entradas MPPT del inversor.
- Una segunda rama de 6 módulos también en serie, conectada a la segunda entrada MPPT del equipo.

Esta configuración permite optimizar el rendimiento global de la instalación, ya que la segunda rama, situada en esa zona podría verse afectada por sombras parciales debido a la proximidad de la chimenea, puede beneficiarse del seguimiento independiente que ofrecen las dos entradas MPPT del inversor

Ambas ramas se fijarán sobre la cubierta inclinada de la vivienda mediante estructuras coplanares de la marca Sunfer, con anclaje mediante taco químico, garantizando así una instalación estable y segura. Las cadenas de módulos se conectarán previamente a los dispositivos de protección contra sobretensiones (DC) y, posteriormente, a sus respectivas entradas del inversor. La salida del inversor se dirigirá a un segundo cuadro eléctrico, diseñado conforme a las características del sistema y a las exigencias normativas de la instalación.

A continuación, se muestra una imagen de la factura la luz que nos facilita el cliente.

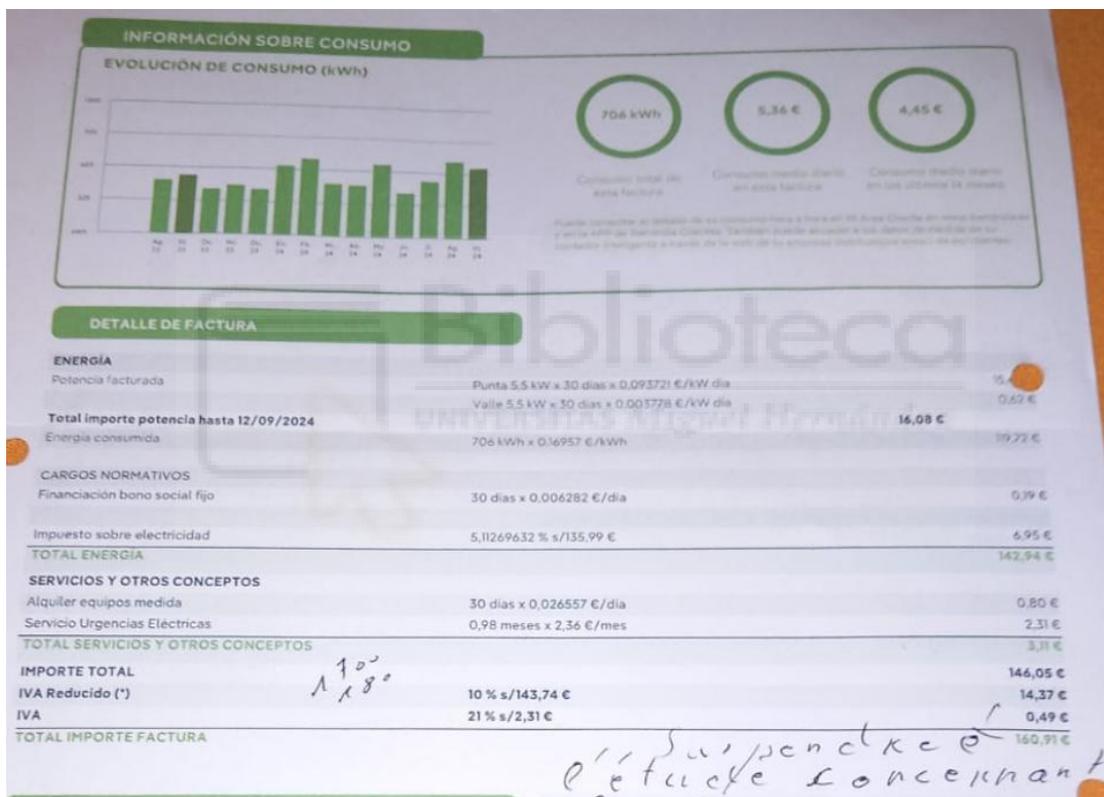


Ilustración 7: Factura original facilitada por el cliente

La ilustración 8 facilita la visualización de los parámetros energéticos más relevantes de la factura original y permite establecer una comparativa clara con el escenario de autoconsumo propuesto, evidenciando la viabilidad energética y económica de la solución planteada.

RESUMEN FACTURA ELÉCTRICA POR LA COMPAÑÍA			
ENERGÍA			
Potencia facturada	Punta	5,5 kW x 30 días x 0,093721 €/kW día	15,4639 €
	Valle	5,5 kW x 30 días x 0,003778 €/kW día	0,6233 €
Total importe potencia hasta 12/09/2024			16,08 €
Energía consumida	706 kWh x 0,16957 €/kWh		119,7164 €
CARGOS NORMATIVOS			
Financiación bono social fijo	30 días x 0.00682 €/día		0,19 €
Impuesto sobre electricidad	5,11269632 % s/135,99 €		6,95 €
TOTAL ENERGÍA			142,94 €
SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS			
Alquiler equipos medida	30 x 0,026557 €/día		0,80 €
Servicios Urgencias Eléctricas	0,98 meses x 2,36 €/mes		2,31 €
TOTAL SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS			3,11 €
IMPORTE TOTAL			146,05 €
IVA Reducido (*)	10 % s/143,74 €		14,37 €
IVA	21 % s/2,31 €		0,49 €
TOTAL IMPORTE FACTURA			160,91 €

Ilustración 8: Datos factura del cliente.

A continuación, se muestra una tabla donde se recogen los elementos principales de la instalación fotovoltaica.

Elemento	Marca	Modelo	Unidades
Módulo fotovoltaico	Canadian	CS6L-MS	18
Inversor Red	Huawei	SUN2000-6KTL-L1	1
Protector sobretensiones	Weidmuller	VPU PV II 3 1000 VDC	2
Limitador sobretensiones	Schneider	F+N 40A	2
Medidor producción	Huawei	DDSU666-H AS	1
Cuadro Superficie	Famatel	ACQUA IP 65 12 MOD	2
Magneto bipolar	Schneider	40A R9	2
Diferencial rearmable	Schneider	40A	1
Magneto CC	Solar energy	16A 2P 1000V DC	2

Tabla 2: Resumen de componentes principales de la instalación fotovoltaica.

11.2 PANELES SOLARES

Los módulos fotovoltaicos o paneles solares están compuestos por múltiples células fotovoltaicas interconectadas entre sí, fabricadas con materiales semiconductores capaces de transformar la energía solar en energía eléctrica mediante el denominado efecto fotovoltaico. En particular, las células solares están constituidas principalmente por silicio, elemento que, al ser dopado con fósforo en su parte superior, forma una región de tipo N con abundancia de electrones libres. En su parte inferior, el silicio se dopa con boro, dando lugar a una región de tipo P caracterizada por la presencia de huecos. Entre ambas zonas se crea una región de agotamiento, carente de cargas libres, pero con un campo eléctrico interno producto de la diferencia de potencial entre ambas zonas.

Cuando la radiación solar incide sobre la superficie de la célula, la energía de la luz genera pares electrón-hueco en la región de agotamiento. El campo eléctrico interno separa dichas cargas, impulsando los electrones hacia la región tipo N y los huecos hacia la tipo P, lo que produce una diferencia de potencial capaz de generar corriente eléctrica.

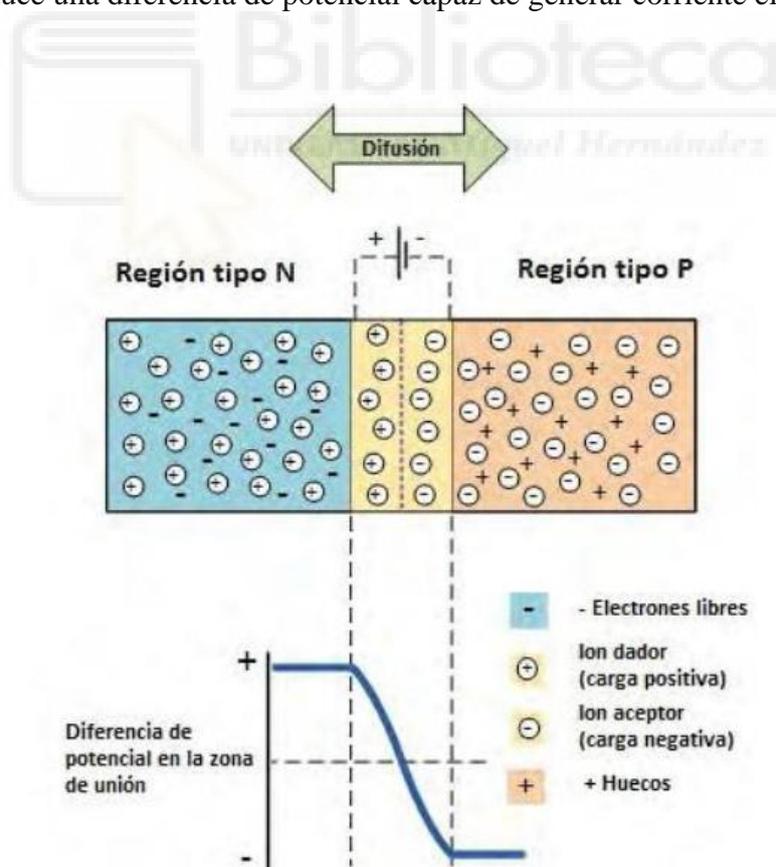


Ilustración 9: Intercambio de electrones en un panel fotovoltaico.

Las células fotovoltaicas se interconectan en configuraciones serie-paralelo para formar los módulos solares, esta estructura permite alcanzar niveles de tensión y corriente adecuados. Las conexiones internas de las células se realizan mediante conductores denominados buses, que transportan la corriente hasta una caja de derivación situada en la parte posterior del módulo, la cual posee protección IP68 contra el polvo y el agua, garantizando su durabilidad incluso en condiciones climáticas adversas.

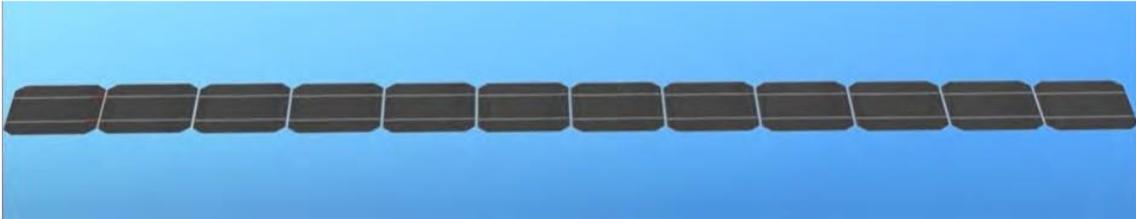


Ilustración 10: Conexión en serie de células fotovoltaicas

A continuación, se describen las partes de un módulo fotovoltaico:

- Cubierta exterior de cara al sol: Es de vidrio, debe facilitar al máximo la transmisión de la radiación solar, debe tener buena resistencia mecánica y alta transmisividad.
- Encapsulante: Normalmente lo compone una lámina de EVA (Etil-vinil- acetato), es transparente, tiene un buen índice de refracción, similar al del vidrio protector para no alterar las condiciones de la radiación incidente.
- Protección posterior: Debe dar rigidez y una gran protección frente a los agentes atmosféricos, Usualmente se emplean laminas formadas por distintas capas de materiales, de diferentes características como el TEDLAR.
- Marco metálico: Suele ser de aluminio, asegura rigidez y estanqueidad al conjunto.
- Cableado y bornes de conexión: estarán protegidos de la intemperie mediante cajas estancas.
- Diodos de protección: Protegerán el panel contra sobrecargas u otras alteraciones de funcionamiento.

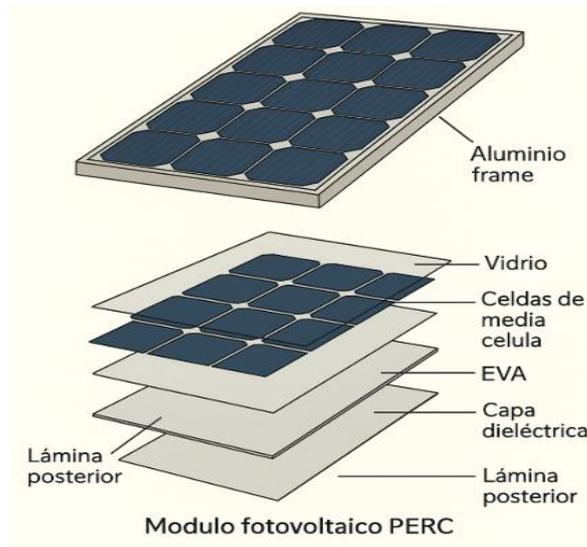


Ilustración 11: Elementos por los que está compuesto un panel fotovoltaico tipo PERC con Half-Cells

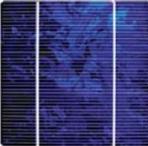
Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocristalino	24 %	15 - 18 %	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre si (Czochralski).	Se obtiene del silicio puro fundido y dopado con boro
	Policristalino	19 – 20 %	12 – 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	De la misma forma que el monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización

Tabla 3: Clasificación de los tipos de células solares

Para la presente instalación fotovoltaica se ha seleccionado el modelo CS6L-455MS de Canadian Solar, perteneciente a la gama HiKu6 Mono PERC de 455 W. Este módulo de alto rendimiento incorpora tecnología PERC (Passivated Emitter and Rear Cell), que introduce una capa dieléctrica reflectante en la parte posterior de la célula. Esta capa mejora la captación de luz infrarroja, lo cual resulta especialmente útil durante las primeras y últimas horas del día, así como en condiciones de baja irradiancia, como días nublados.

Además, el módulo integra tecnología Half-Cell, dividiendo sus 120 células en dos mitades con el objetivo de reducir las pérdidas resistivas, mejorar la eficiencia energética y aumentar su resistencia mecánica. Esta arquitectura también ofrece ventajas frente al sombreado parcial, reduciendo el riesgo de generación de puntos calientes y mejorando la producción en condiciones subóptimas de irradiación.

Los módulos se conectan en serie mediante conectores MC4 y se agrupan en cadenas (strings) que se conectan directamente a las entradas MPPT del inversor, permitiendo así un seguimiento óptimo del punto de máxima potencia. Gracias a su alta eficiencia, durabilidad y tolerancia al sombreado, los módulos HiKu6 representan una solución técnica idónea para instalaciones residenciales como la planteada en este proyecto.

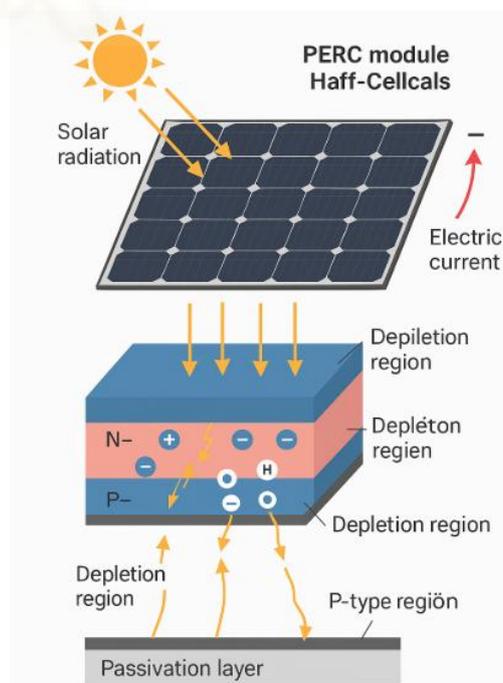


Ilustración 12: Producción de energía eléctrica mediante paneles solares tipo PERC con Half-Cells.

El módulo solar seleccionado sufre una degradación de un 2 % de producción en su primer año en funcionamiento, posteriormente sufrirá una degradación lineal de 0,55% al año. A los 25 años de funcionamiento, el módulo fotovoltaico, producirá un 84,8% de su producción inicial, según especifica el fabricante.

En cuanto a especificaciones mecánicas, el fabricante nos asegura que el módulo fotovoltaico soportará 5400 Pa de carga de nieve y 2400 Pa carga de viento.

En el presente proyecto se van a instalar un total de 18 módulos con una potencia máxima (Pmax) de 455 W en condiciones estándar cada uno, distribuidos a lo largo del tejado en dos secciones, por un lado, un grupo de 6 módulos en serie en una sola fila vertical y contiguo un grupo de 12 módulos instalados en vertical con doble fila, conforme se puede apreciar en la ilustración 6, obteniendo una potencia pico de 8.190 Wpico.

A continuación, se muestra una tabla con las características mecánicas y otra con las características eléctricas del módulo fotovoltaico:

Características Mecánicas	
Tipo de Célula	Monocrystalina
Número de Células	120 [2 x (10 x 6)]
Dimensiones	1903 x 1134 x 30 mm
Masa	24.2 Kg
Vidrio Frontal	3.2 mm Cristal templado con revestimiento antirreflejante
Cuadro	Aleación de aluminio anodizado
Caja de Conexiones	IP68, 3 diodos Bypass
Cables de Salida	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)

Tabla 4: Características mecánicas del módulo fotovoltaico.

Características Eléctricas		
	STC	NMOT
Potencia máxima (Pmax)	455 W	341 W
Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmp)	34.6 V	32.4 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imp)	13.17 A	10.50 A
Voltaje en circuito abierto (Voc)	41.2 V	38.9 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	13.95 A	11.25 A
Eficiencia del módulo	21.1 %	
Temperatura de operación	-40°C ~ +85°C	
Tolerancia de potencia	0 ~ + 10 W	
Coefficiente de temperatura de Pmax	-0.34 % / °C	
Coefficiente de temperatura Voc	-0.26 % / °C	
Coefficiente de temperatura Isc	0.05 % / °C	
Temperatura nominal de funcionamiento (NMOT)	41 ± 3°C	

Tabla 5: Características eléctricas del módulo fotovoltaico.

Parámetros del módulo fotovoltaico

Estos parámetros han sido medidos en un laboratorio del fabricante; a continuación, se exponen los principales parámetros del módulo fotovoltaico:

- **Valores obtenidos mediante el ensayo a condiciones estándar (STC):** Esta es la temperatura de la célula que se obtiene a partir de realizar un ensayo con una irradiancia de 1000 W/m², con una temperatura de la célula de 25°C y una masa de aire de 1,5.
- **Temperatura de operación nominal de la célula (NMOT):** Esta es la temperatura de la célula que se obtiene a partir de realizar un ensayo con una irradiancia de 800 W/m², temperatura ambiente de 20°C, masa de aire de 1,5 y velocidad del viento de 1 m/s.
- **Voltaje en circuito abierto (Voc):** Es el voltaje que entregará el módulo fotovoltaico cuando esta desconectado (abierto).
- **Intensidad en cortocircuito (Isc):** Es la corriente que circula por el panel cuando está en cortocircuito; esto es cuando unimos el cable positivo del panel con el negativo.

- **Voltaje a máxima potencia (V_{mp}):** Es el voltaje que genera la placa solar cuando está funcionando en el punto de máxima potencia, es decir, a su máximo rendimiento. El valor V_{mp} irá en paralelo con el I_{mp} , ya que los dos ascenderán o bajarán según la cantidad de radiación solar que reciba el panel fotovoltaico.
- **Intensidad a máxima potencia (I_{mp}):** Es la intensidad máxima que puede producir un panel, es decir a máximo rendimiento.
- **Potencia máxima (P_{max}):** La potencia máxima del panel se dará cuando el panel esté funcionando en el voltaje a máxima potencia (V_{mp}) y en la intensidad a máxima potencia (I_{mp}).

Además, cabe destacar otros parámetros calculados por el fabricante para ayudarnos a calcular las pérdidas que tendrá el panel por el cambio de temperatura de la célula:

- **Coefficiente de temperatura para P_{max} :** es el coeficiente con el que cambia la P_{max} en función de la temperatura de la célula.
- **Coefficiente de temperatura para V_{oc} :** es el coeficiente con el que cambia el Voltaje en circuito abierto en función de la temperatura de la célula.
- **Coefficiente de temperatura para I_{sc} :** es el coeficiente con el que cambia la Intensidad de cortocircuito en función de la temperatura de la célula.

A continuación, se muestran dos gráficas proporcionadas por el fabricante, donde se aprecia la relación entre amperios (A) y voltaje (V) y como estos varían en función de las condiciones en las que opera el módulo.

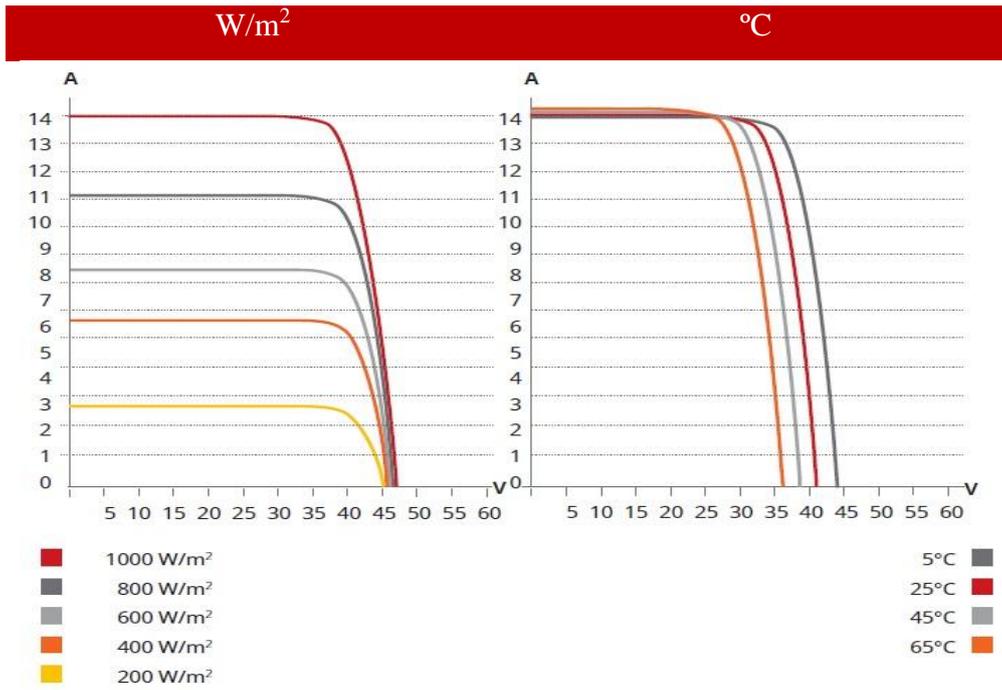


Ilustración 13: Gráfica de dependencia A y V con relación a W/m^2 y la T^a .

El fabricante también incluye los planos de los módulos y las posibles configuraciones de cableado recomendadas.

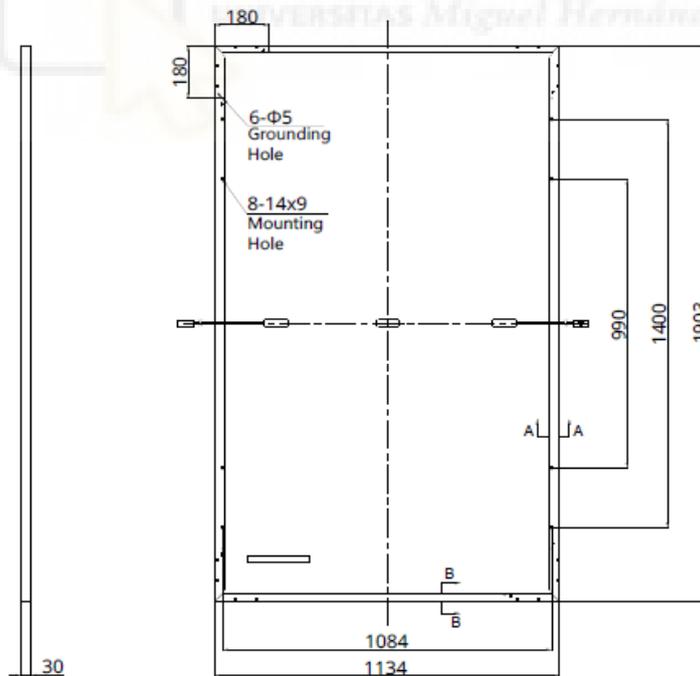
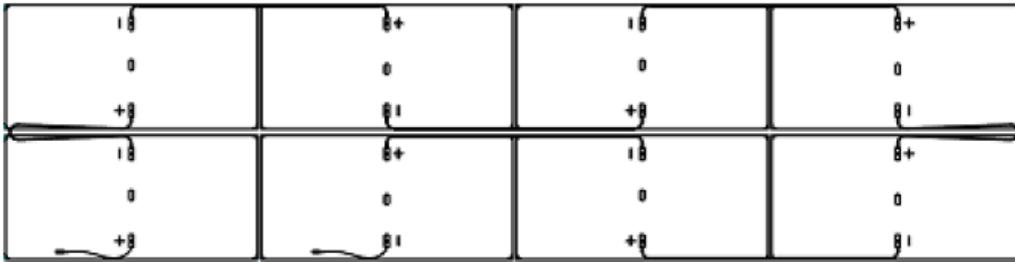


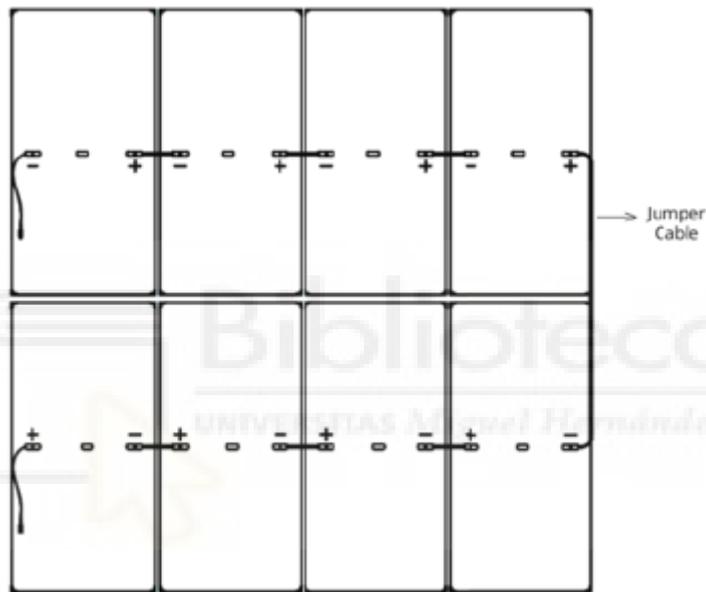
Ilustración 14: Plano con las medidas y especificaciones del fabricante.

Instalación horizontal en dos filas



Nota: Los módulos adyacentes dentro de la misma fila deben girarse 180° para su correcta instalación.

Instalación vertical en dos filas



Nota: Los módulos de filas adyacentes deben girarse 180° para su correcta instalación.

Instalación vertical de una sola fila

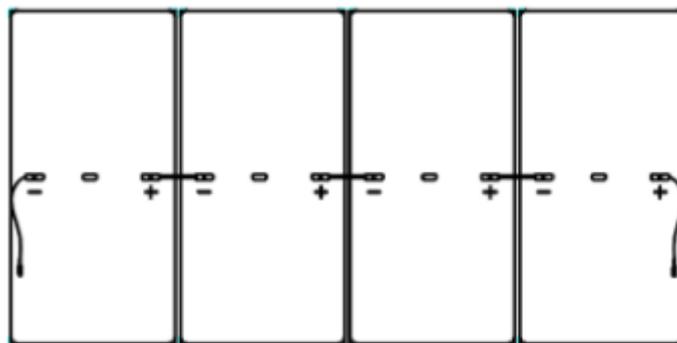


Ilustración 15: Guía instalación módulos fotovoltaicos según fabricante.

Certificados de los módulos:

ISO 9001: 2015 / Norma Internacional de Sistema de Gestión de Calidad

ISO 14001: 2015 / Norma Internacional del Sistema de Gestión Ambiental

ISO 45001: 2018 / Norma Internacional de Seguridad y Salud en el Trabajo

IEC 62941: 2019 / Sistema de Calidad para la Fabricación de Módulos Fotovoltaicos

Además, el módulo fotovoltaico seleccionado cumple con las siguientes certificaciones de producto:

IES 61215 / IEC 61730 / CE / MCS / CGC / IEC 63126 Level1

En el Anexo I se adjunta la ficha técnica del módulo fotovoltaico empleado en la instalación.



11.3 ÁNGULO DE INSTALACIÓN DE LOS PANELES SOLARES

En una instalación fotovoltaica, los ángulos de inclinación (β) y azimut (α) son parámetros clave que definen la orientación de los módulos solares. Una correcta combinación de ambos permite maximizar la captación de irradiación solar y, por tanto, optimizar el rendimiento energético del sistema.

En la práctica, la gran variedad de soluciones constructivas disponibles permite adaptar las instalaciones a múltiples configuraciones. Por esta razón, la elección del ángulo de orientación e inclinación no responde necesariamente a un único valor óptimo, sino que suele ajustarse en función de las características específicas del emplazamiento, la estructura disponible y las necesidades energéticas del usuario. En consecuencia, distintas alternativas pueden ofrecer rendimientos similares, siempre que se respeten los criterios técnicos básicos.

En el diseño de una instalación fotovoltaica conectada a red, los módulos pueden disponerse mediante soportes coplanares o estructuras elevadas. Cada una de estas soluciones presenta ventajas y desventajas que deben valorarse en función de las características técnicas y estéticas de la vivienda, así como de los condicionantes económicos del proyecto.

Estructura elevada:

La instalación mediante estructuras elevadas permite optimizar tanto el ángulo de inclinación como la orientación de los módulos, lo cual favorece una mayor captación de irradiancia solar. Además, este tipo de estructura permite una mejor ventilación, ya que los paneles se refrigeran tanto por su cara superior como inferior, ayudando a mantener una temperatura de trabajo más estable. Esta refrigeración mejora el rendimiento energético del sistema, ya que las altas temperaturas reducen la eficiencia de los módulos. No obstante, estas estructuras pueden suponer un coste elevado que, en algunos casos, llega a representar un porcentaje significativo del presupuesto total del proyecto. Asimismo, requieren un estudio técnico adicional para evaluar cargas estructurales frente a viento, lluvia o nieve, y pueden generar un impacto visual importante que afecta negativamente a la estética de la vivienda, lo que puede hacer inviable su implementación en determinados entornos residenciales.

Soportes coplanares:

Los soportes coplanares constituyen la solución más común en instalaciones fotovoltaicas residenciales. Esta tipología destaca por su bajo coste, facilidad de montaje y su adecuada integración estética con la cubierta del edificio. La instalación de los módulos sobre superficies coplanarias suele ser sencilla y se adapta de forma eficiente a la geometría del tejado, lo que facilita tanto la planificación como la ejecución del trabajo técnico.

No obstante, estos sistemas presentan ciertas limitaciones térmicas y geométricas. En primer lugar, los módulos únicamente disponen de ventilación por la cara superior, ya que la parte inferior se encuentra muy próxima a la superficie del tejado. La separación entre los paneles y la cubierta suele oscilar entre 5 y 15 centímetros, lo que reduce notablemente el flujo de aire y, por tanto, la capacidad de refrigeración. Esta falta de ventilación puede provocar un incremento de la temperatura operativa de los módulos, afectando negativamente a su eficiencia y reduciendo la potencia generada por el campo fotovoltaico.

Además, otra desventaja importante es la limitación en la orientación e inclinación de los paneles. Al estar fijados directamente sobre la cubierta, la posición de los módulos queda condicionada por las características constructivas del tejado, lo que puede comprometer el aprovechamiento óptimo de la irradiación solar.

La instalación de los módulos en formato coplanar ha sido seleccionada como la opción más adecuada, ya que el tejado de la vivienda presenta una inclinación y orientación favorables para este tipo de sistema. Esta configuración permite reducir costes al evitar la necesidad de estructuras adicionales, optimizando tanto la integración estética como la eficiencia del conjunto fotovoltaico.

Por otra parte, con el fin de optimizar el rendimiento de la instalación fotovoltaica, se ha analizado el perfil solar correspondiente a la ubicación específica del proyecto mediante la herramienta PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Esta herramienta proporciona un diagrama solar que permite visualizar el recorrido del sol a lo largo del día y del año.

El diagrama de perfil solar generado muestra la trayectoria solar en los solsticios de verano (junio) e invierno (diciembre), así como la línea del horizonte en función de posibles obstáculos locales. Este análisis permite verificar que la orientación suroeste elegida, junto con la inclinación de la cubierta existente, la cual proporciona una captación solar efectiva durante gran parte del año, minimizando las pérdidas por sombras y asegurando una producción energética óptima.

A continuación, se incluye el diagrama de perfil solar correspondiente a la localización del proyecto, como parte del estudio justificativo del ángulo de instalación.

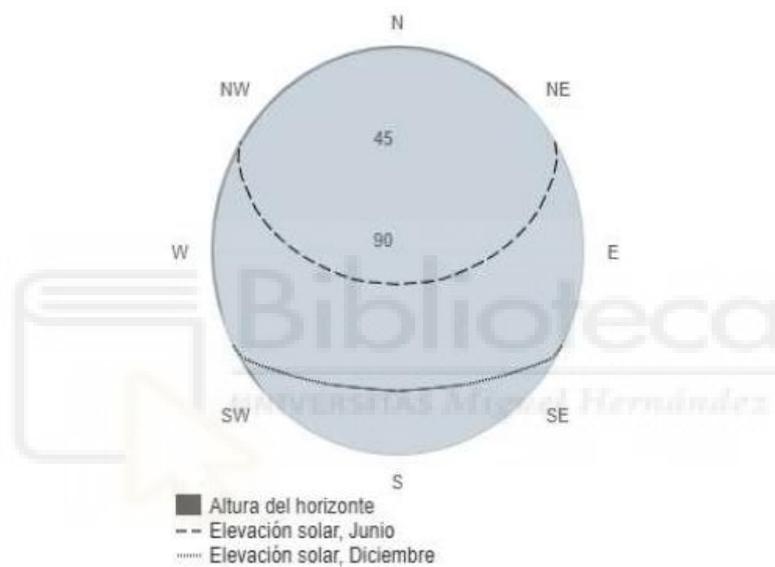


Ilustración 16: Diagrama de perfil solar correspondiente a la localización del proyecto

11.3.1 CÁLCULO DE LOS ÁNGULOS ÓPTIMOS DE INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN

Definición del ángulo de azimut:

El ángulo de azimut (α) se define como el ángulo horizontal que indica la orientación del plano del módulo fotovoltaico con respecto al sur geográfico. Por convención, se considera que $\alpha = 0^\circ$ cuando el módulo está orientado directamente hacia el sur. Un ángulo de $\alpha = -90^\circ$ corresponde a una orientación hacia el este, mientras que un valor de $\alpha = +90^\circ$ indica una orientación hacia el oeste. Este parámetro resulta fundamental para evaluar la captación solar del sistema, ya que influye directamente en la cantidad de irradiación que incide sobre los módulos a lo largo del día.

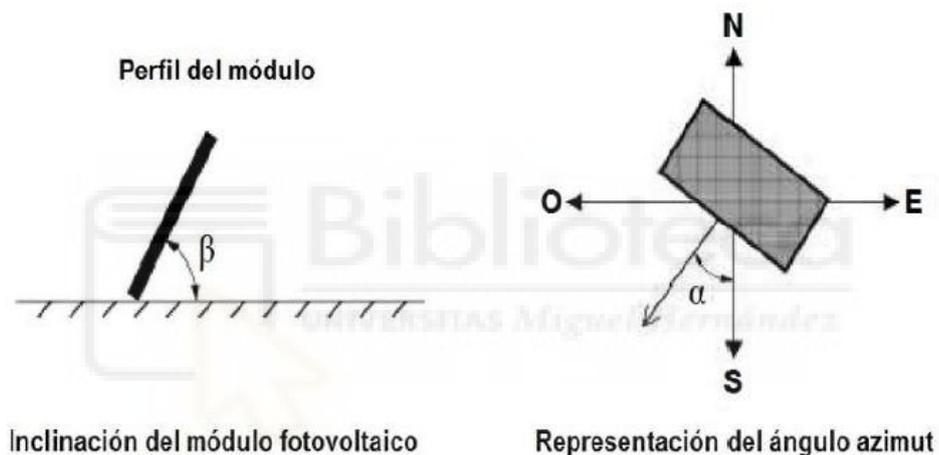


Ilustración 17: Ángulos característicos

Para determinar los ángulos óptimos de inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos, se ha empleado la herramienta PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Utilizando las coordenadas geográficas exactas de la vivienda objeto del estudio, la herramienta ha calculado un ángulo de inclinación óptimo ($\beta = 35^\circ$) y una orientación ($\alpha = 3^\circ$ respecto al sur geográfico). Estas condiciones son muy similares a las que presenta la cubierta de la vivienda, la cual cuenta con una inclinación de 30° y una orientación idéntica ($\alpha = 3^\circ$).

La diferencia de apenas 5° en la inclinación respecto al valor óptimo, permite afirmar que la geometría actual del tejado es técnicamente adecuada para el aprovechamiento solar.

Por tanto, se justifica plenamente la elección de una estructura coplanar, ya que permite una instalación eficiente sin necesidad de modificar la inclinación original de la cubierta.

A continuación, se muestra una imagen que ilustra el proceso de introducción de datos en la herramienta PVGIS, lo cual permite obtener los resultados necesarios para analizar y dimensionar adecuadamente la instalación fotovoltaica.

Cursor: 37.9261, -0.7156
 Seleccionado: 37.9278, -0.7238
 Elevación (m): 15
 PVGIS ver. 5.3

Usa sombras del terreno:
 Horizonte calculado
 Subir archivo de horizonte

Parcourir... No hay archivos seleccionados.

[Cargar CSV](#) [Cargar JSON](#)

[Cambiar a versión 5.2](#)

RENDIMIENTO DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED

Base de datos de radiación solar * PVGIS-SARAH3

tecnología fotovoltaica * SILICIO CRISTALINO

Potencia fotovoltaica máxima instalada [kWp] * 8.19

Pérdida del sistema [%] * 14

Opciones de montaje fijo

Posición de montaje * TECHO AGREGADO / EDIFICIO INTEG

Pendiente [°] * 30 Optimizar pendiente

Azimut [°] * 3 Optimizar pendiente y azimut

Precio de la electricidad fotovoltaica

Ilustración 18: Introducción de los datos de la vivienda en PVGIS 5.3

Para la obtención de los datos de producción de la instalación, en la herramienta se ha seleccionado la opción correspondiente a instalaciones conectadas a red, ya que esta es la tipología del sistema proyectado.

Se ha introducido una potencia pico de 8,19 kWp, correspondiente a la capacidad total del campo generador compuesto por 18 módulos fotovoltaicos. El valor de pérdidas del 14 % no ha sido modificado, al considerarse una estimación adecuada predefinida por la propia herramienta.

Asimismo, se ha activado la opción "Horizonte calculado" para que el modelo tenga en cuenta las particularidades del relieve en el entorno de la instalación. En cuanto a la configuración física, se ha indicado que los módulos se montarán sobre tejado, y se ha seleccionado la casilla de optimización de la inclinación, ya que la orientación de la cubierta fue definida previamente de forma manual.

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

Datos proporcionados:		Resultados de la simulación	
Latitud/Longitud:	37.928,-0.724	Ángulo de inclinación:	30 °
Horizonte:	Calculado	Ángulo de azimut:	3 °
Base de datos:	PVGIS-SARAH3	Producción anual FV:	12839.03 kWh
Tecnología FV:	Silicio cristalino	Irradiación anual:	2094.24 kWh/m ²
FV instalado:	8.19 kWp	Variación interanual:	354.57 kWh
Pérdidas sistema:	14 %	Cambios en la producción debido a:	
		Ángulo de incidencia:	-2.6 %
		Efectos espectrales:	0.52 %
		Temperatura y baja irradiancia:	-11.1 %
		Pérdidas totales:	-25.14 %

Ilustración 19: *Resultados cálculo de inclinación real del tejado de la vivienda*

$$(\beta = 30^\circ \quad \alpha = 3^\circ)$$

11.4 INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO

El inversor solar es un componente esencial en las instalaciones fotovoltaicas, ya que se encarga de transformar la corriente continua (CC) generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (CA), que es la forma de electricidad utilizada en las viviendas. En una vivienda unifamiliar con conexión a red, el inversor actúa como intermediario entre los paneles solares y la red eléctrica doméstica, permitiendo tanto el autoconsumo como la inyección de excedentes a la red general. Este dispositivo electrónico no solo realiza una conversión eléctrica básica, sino que también gestiona el flujo energético, optimiza la producción y garantiza la seguridad del sistema.

El proceso de conversión comienza con la entrada de la corriente continua desde las cadenas de módulos fotovoltaicos (strings). El inversor incorpora un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés), que permite identificar el punto de trabajo óptimo para extraer la máxima energía posible bajo condiciones variables de irradiación y temperatura. A continuación, la corriente continua se modula mediante un proceso de conmutación que emplea transistores de potencia, normalmente IGBT o MOSFET, formando una señal de corriente alterna que luego es filtrada para adecuarse a las características de la red eléctrica (230 V, 50 Hz en España).

Una vez transformada la energía en corriente alterna, el inversor la distribuye hacia el cuadro eléctrico de la vivienda, donde se utiliza para abastecer los consumos instantáneos. En caso de que la producción sea superior a la demanda, el excedente energético se vierte a la red, generalmente a través de un contador bidireccional que registra tanto la energía consumida como la entregada. Esta interacción con la red puede verse reflejada en compensaciones económicas mediante el mecanismo de compensación simplificada de excedentes.

Además de convertir la corriente continua en alterna, los inversores modernos integran funciones avanzadas de monitorización y gestión energética. Estas permiten al usuario controlar el rendimiento de la instalación, detectar anomalías y optimizar el consumo eléctrico, aspectos especialmente relevantes en sistemas con compensación de excedentes. Así, el inversor se convierte en un auténtico gestor inteligente del sistema fotovoltaico.

Por otro lado, existen inversores híbridos que, además de interactuar con la red eléctrica, permiten el almacenamiento de energía en sistemas de baterías. Estos inversores evalúan si el excedente energético debe ser vertido a la red o almacenado, de manera que la electricidad acumulada puede ser utilizada durante las horas en las que los módulos fotovoltaicos no generan energía, como ocurre durante la noche o en días nublados.

Los principales componentes de un inversor solar son:

- Convertidor CC/CC (DC/DC): Eleva o regula el nivel de tensión de entrada procedente de los paneles para adaptarlo a las condiciones necesarias del inversor y del sistema MPPT.
- Convertidor CC/CA (DC/AC): Es el núcleo del inversor, donde se lleva a cabo la conversión de corriente continua a alterna mediante sistemas de conmutación electrónica de alta frecuencia.
- MPPT (Maximum Power Point Tracking): Algoritmo que optimiza la captación de energía solar al ajustar dinámicamente el punto de trabajo de los módulos fotovoltaicos.
- Filtro de salida: Conjunto de inductancias y condensadores que suavizan la señal de salida alterna, eliminando interferencias y garantizando una onda sinusoidal de calidad.
- Sistema de protección: Incluye protecciones frente a sobretensiones, sobrecargas, inversión de polaridad, fallos a tierra y desconexión automática en caso de caída de la red eléctrica, según la normativa de inyección a red.
- Unidad de control y comunicación: Permite la monitorización remota del sistema, el almacenamiento de datos y la comunicación con otros dispositivos del sistema fotovoltaico o con la red inteligente.

Los inversores solares fotovoltaicos presentan ventajas y desventajas:

Ventajas

- **Conversión eficiente de energía**: Transforma la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna apta para el consumo doméstico y para su vertido a la red.

- Optimización energética: Gracias al sistema MPPT, maximiza la producción energética en tiempo real según las condiciones solares.
- Autoconsumo y ahorro económico: Permite consumir energía generada por la instalación, reduciendo la factura eléctrica.
- Vertido de excedentes: Posibilita inyectar energía sobrante a la red, lo que puede generar ingresos o compensaciones económicas.
- Monitorización y control: Muchos inversores incluyen plataformas de seguimiento para controlar el rendimiento del sistema.
- Reducción de emisiones: Favorece el uso de energías limpias, contribuyendo a la lucha contra el cambio climático.

Desventajas

- Coste inicial elevado: El precio del inversor representa una parte importante del coste total de la instalación.
- Potencia máxima limitada: Una de las principales limitaciones técnicas de los inversores solares en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red es su capacidad máxima de potencia. Estos equipos están dimensionados para soportar una determinada potencia de captación, por lo que, si en el futuro se desea ampliar el número de módulos fotovoltaicos, el inversor existente podría resultar insuficiente. En tal caso, sería necesario sustituirlo por otro de mayor capacidad o, alternativamente, instalar una nueva línea de generación independiente con su propio inversor, lo que supone un incremento del coste y la complejidad del sistema.
- Vida útil limitada: Aunque suelen durar entre 10 y 15 años, su duración es menor que la de los módulos solares, lo que implica una futura reposición.
- Dependencia de la red eléctrica: En instalaciones conectadas a red sin batería, el inversor deja de funcionar en caso de corte de suministro, por razones de seguridad (desconexión automática).
- Necesidad de espacio y ventilación: Requiere una ubicación adecuada, ventilada y protegida de la humedad.
- Mantenimiento técnico: Aunque no excesivo, es recomendable realizar revisiones periódicas para garantizar su correcto funcionamiento.

En resumen, el inversor es un elemento indispensable que no solo transforma la energía solar para su uso, sino que regula, protege y optimiza el funcionamiento de toda la instalación, garantizando una operación eficiente, segura y sostenible.



11.4.1 MODELO INVERSOR SELECCIONADO



Ilustración 20: Inversor Huawei SUN2000-6KTL-L1,

Para el presente proyecto se ha seleccionado el inversor Huawei SUN2000-6KTL-L1, una elección respaldada por sus excelentes prestaciones técnicas, alta eficiencia energética y gran versatilidad operativa. Se trata de un modelo híbrido, monofásico, con una potencia nominal de 6 kW, adecuado para cubrir la demanda energética estimada del cliente.

Una de las ventajas destacables de este inversor es la posibilidad de sobredimensionar el campo fotovoltaico hasta en un 150 % de su capacidad nominal, lo que permite instalar una potencia pico de entre 8 y 9 kWp. Esta característica, junto con su eficiencia del 98,4 %, permite maximizar la producción de energía incluso en condiciones de baja radiación solar, mejorando así el rendimiento general de la instalación.

Otra de las ventajas que presenta es su compatibilidad con el sistema de almacenamiento LUNA2000, también desarrollado por el mismo fabricante. Esta característica permite la acumulación de excedentes de energía generada, facilitando su aprovechamiento en periodos sin producción solar, como durante la noche o en días nublados. Aunque en la fase inicial del proyecto el cliente no ha solicitado la incorporación del sistema de baterías LUNA2000, conoce su disponibilidad y valora su posible integración en el futuro. Esta posibilidad de ampliación contribuye a aumentar el grado de autoconsumo y a reducir la dependencia de la red eléctrica convencional.

Además, incorpora dos seguidores MPPT que maximizan el aprovechamiento energético de la instalación, y un sistema de monitorización vía app móvil, que permite al usuario realizar un seguimiento continuo del rendimiento del sistema. Su resistencia IP65, apta para exteriores, refuerza la fiabilidad y durabilidad del equipo.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS HUAWEI SUN2000-6KTL-L1	
Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.4 %
Eficiencia europea	97.8 %
Entrada FV	
Entrada de CC máxima recomendada	9000 Wp
Máx. tensión de entrada (Vmp)	600 V
Tensión de arranque	100 V
Rango de tensión de operación de MPPT	90 V – 560 V
Tensión nominal de entrada	360 V
Máx. intensidad por MPPT	12.5 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	18 A
Cantidad de MPPTs	2
Máx. número de entradas por MPPT	1
Entrada batería CC	
Batería compatible	LG Chem RESU 7H_R/10H_R
Rango de tensión de operación	350 ~ 450 Vcc
Máx. corriente de operación	10 A @7H_R / 15 A @10H_R
Potencia de carga máxima	3.500 W @7H_R / 5.000 W @10H_R
Potencia máxima de descarga 7H_R	3.500 W
Potencia máxima de descarga 10H_R	5.000 W
Batería compatible	
Batería compatible	HUAWEI Smart ESS Battery
Rango de tensión de operación	350 ~ 560 Vdc
Max. Corriente de operación	15 A
Potencia de carga máxima	5.000 W
Potencia máxima de descarga	5.000 W
Salida	
Conexión a la red eléctrica	Monofásica
Potencia de salida nominal	6.000 W
Máx. potencia aparente de CA	6.000 VA

Tensión nominal de salida	220 Vac/ 230 Vac/ 240 Vac
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Máx. intensidad de salida	27.3 A
Factor de potencia ajustable	0.8 leading ... 0.8 lagging
Máx. distorsión armónica total	$\leq 3 \%$
Salida para SAI	Sí (a través de Backup Box-B0 1)

Tabla 6: Especificaciones técnicas HUAWEI SUN2000-6KTL-L1

Protección & Características	
Protección anti-isla	Si
Protección contra polaridad inversa de CC	Si
Monitorización de aislamiento	Si
Protección contra descargas atmosféricas CC	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11
Protección contra descargas atmosféricas CA	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11
Monitorización de la corriente residual	Si
Protección contra sobreintensidad de CA	Si
Protección contra cortocircuito de CA	Si
Protección contra sobretensión de CA	Si
Protección contra sobrecalentamiento	Si
Protección de fallo arco	Si
Carga inversa de la batería desde la red	Si
Datos generales	
Rango de T ^a de operación	-25 ~ +60 °C
Humedad relativa de operación	0 %RH ~ 100%RH
Altitud de operación	0 ~ 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2000 m)
Ventilación	Convección natural
Pantalla	Indicadores LED; WLAN integrado + aplicación Fusión Solar
Comunicación	RS485, WLAN a través del módulo WLAN incorporado en el inversor

	Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional); 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)
Peso (incluido soporte de montaje)	12 kg
Dimensiones (Incluido soporte de montaje)	365 mm * 365 mm* 156 mm
Grado de protección	IP65
Consumo de energía durante la noche	< 2.5 W
Compatibilidad con optimizadores	
Optimizador compatible con MBUS CC	SUN2000-450W-P
Cumplimiento de estándares	
Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Estándares de conexiones a red eléctrica	G98, G99, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116

Tabla 7: Especificaciones técnicas HUAWEI SUN2000-6KTL-L1

A continuación, se muestra el Diagrama del circuito del inversor proporcionado por el fabricante:

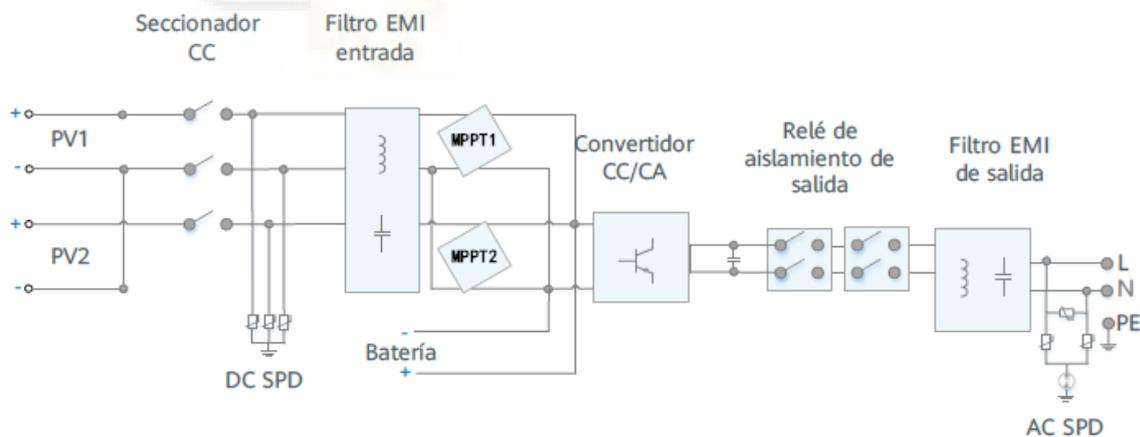


Ilustración 21: Esquema circuito inversor Huawei SUN2000-6KTL-L1

Por último, se muestra una gráfica proporcionada por el fabricante donde se puede apreciar la curva de eficiencia del inversor en función de la carga y Voltaje:

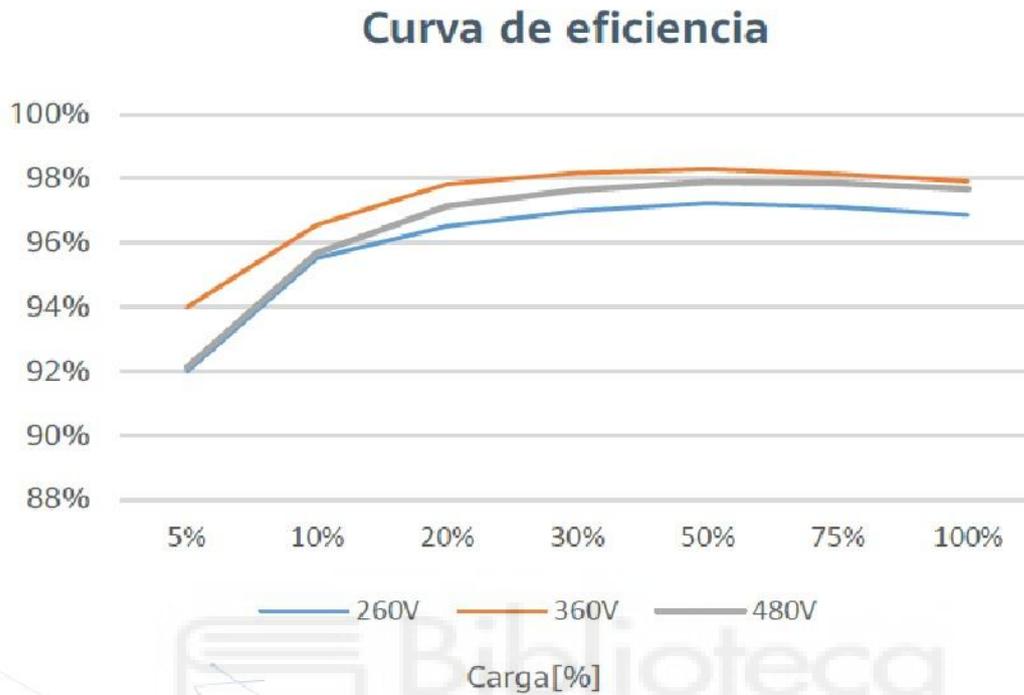


Ilustración 22: Curva eficiencia inversor Huawei SUN2000-6KTL-L1

11.5 SOPORTES COPLANARES

Soportes Coplanar SUNFER



Ilustración 23: Boceto instalación

Para la presente instalación fotovoltaica se ha seleccionado el sistema de fijación Sunfer modelo 01V6, un soporte coplanar continuo atornillado especialmente diseñado para cubiertas inclinadas con acabado en teja. Este sistema destaca por su robustez, versatilidad y facilidad de montaje, características fundamentales para garantizar una instalación segura, eficiente y duradera.

El modelo 01V6 permite la instalación de hasta seis módulos fotovoltaicos con unas dimensiones máximas de 2279 x 1150 mm en orientación vertical, o bien siete módulos de hasta 1000 mm de ancho, con un espesor comprendido entre 30 y 45 mm. La estructura está fabricada con aluminio anodizado de alta resistencia y acero inoxidable en los elementos de fijación, lo que asegura una excelente durabilidad frente a la corrosión y a condiciones climáticas adversas.

En términos de resistencia estructural, este sistema ha sido diseñado para soportar velocidades de viento de hasta 150 km/h y cargas de nieve de hasta 40 kg/m², cumpliendo con los estándares de cálculo estructural exigidos en el territorio nacional. Además, el kit incluye un conjunto completo de accesorios que permite su anclaje directo sobre tejas,

losas de hormigón o superficies de madera, adaptándose así a diferentes tipos de cubiertas sin necesidad de modificar sustancialmente la estructura existente.

La elección de este sistema de montaje responde a criterios tanto técnicos como estéticos, ya que permite una integración visual armónica de los módulos con la cubierta de la vivienda, reduciendo el impacto visual y facilitando el mantenimiento. Asimismo, el diseño modular del soporte facilita futuras ampliaciones o tareas de inspección sin comprometer la integridad del conjunto.

La ficha técnica y la documentación relativa a la garantía del soporte se encuentran disponibles en el Anexo I.

A continuación, se refleja un listado de las características del soporte seleccionado:

Soporte Coplanar SUNFER 01V6	
Alto (mm)	120
Ancho (mm)	2279
Largo (mm)	1150
Color	Aluminio
Disposición panel	Vertical
Fijación	Varilla roscada
Inclinación	Coplanar
Material	Aluminio
Número de paneles	6
Peso bruto unitario (kg)	17.10
Peso neto unitario (kg)	17.10

Tabla 8: Especificaciones técnicas soporte coplanar SUNFER 01V6.

Ejemplos posibles configuraciones

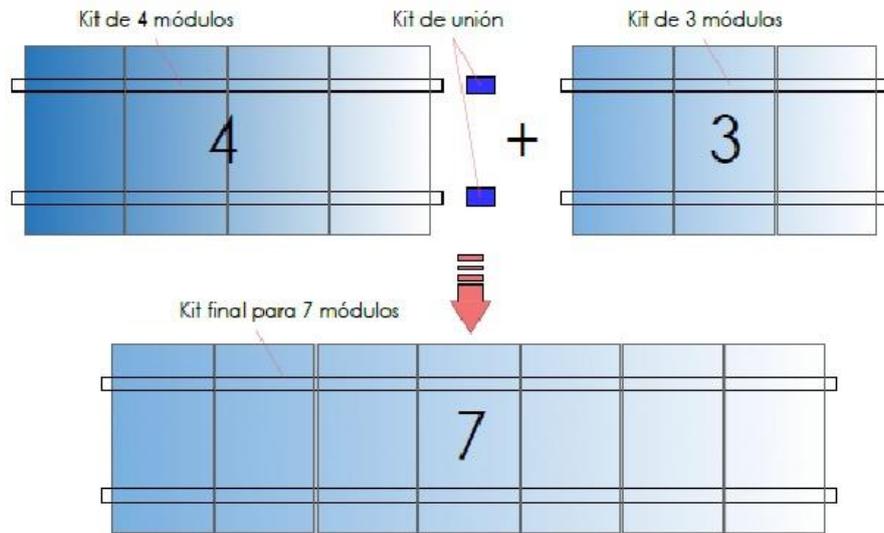


Ilustración 24: Configuración instalación N.º 1

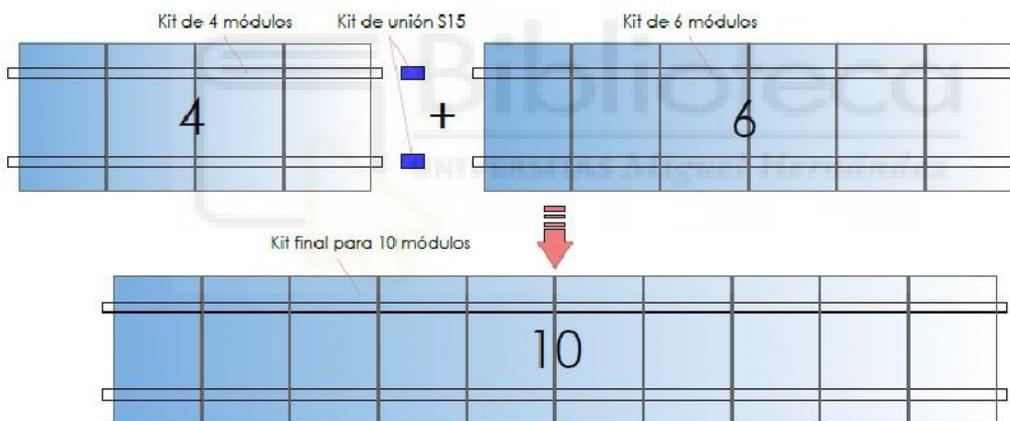


Ilustración 25: Configuración instalación N.º 2.

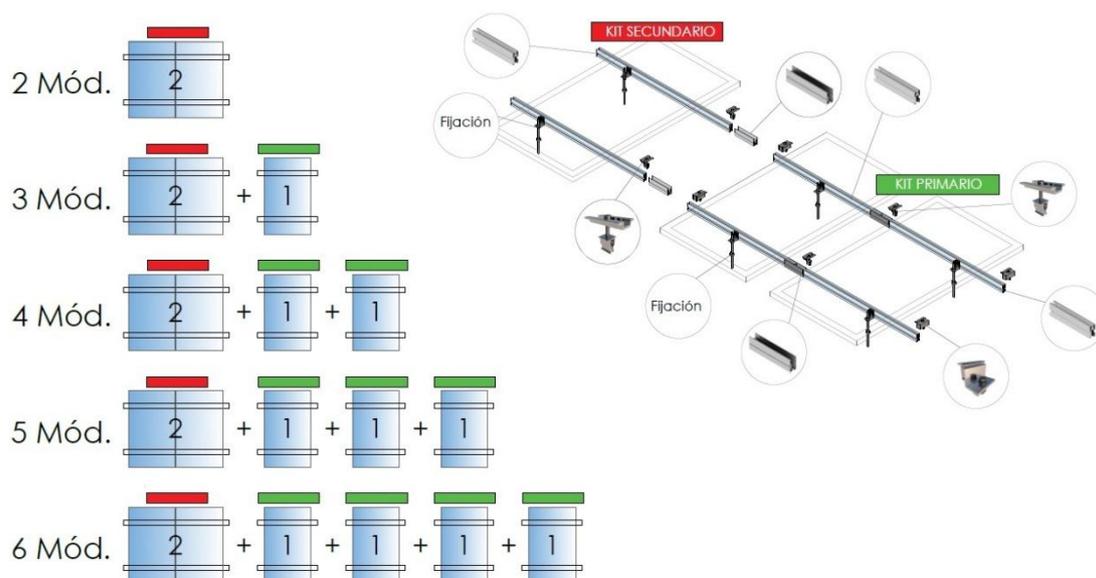


Ilustración 26: Montaje del soporte según la cantidad de módulos.

El fabricante Sunfer proporciona en su documentación técnica una variedad de configuraciones posibles, esta versatilidad permite adaptar la instalación a las características estructurales de la cubierta sin comprometer la estabilidad del sistema ni la estanqueidad del tejado.

En el caso concreto del presente proyecto, la instalación se llevará a cabo sobre una cubierta inclinada con acabado de teja cerámica. Por tanto, se ha optado por la configuración correspondiente al anclaje sobre teja, conforme a la disposición indicada en la ilustración número 27 del manual técnico del fabricante. Esta configuración garantiza una fijación segura mediante ganchos específicos que se adaptan al perfil de la teja, minimizando la necesidad de perforaciones directas sobre el material cerámico y evitando posibles filtraciones de agua.

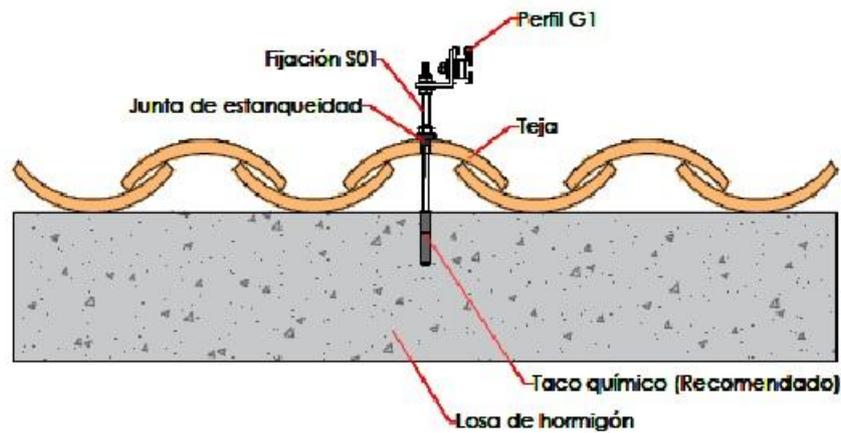


Ilustración 27: Guía de instalación en tejado.

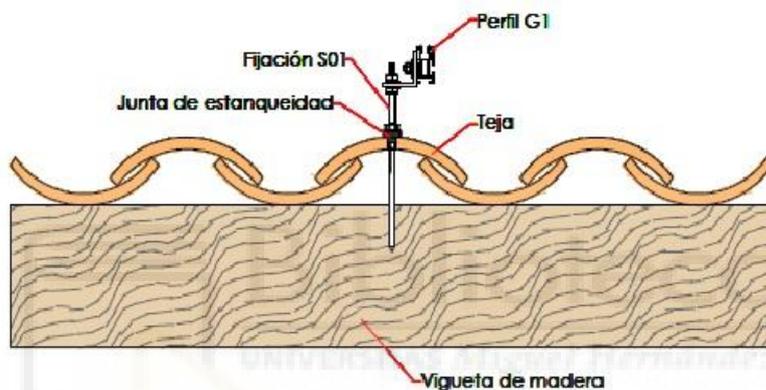


Ilustración 28: Guía de instalación sobre tejado con base de madera.

En las ilustraciones 29 y 30 se puede observar el comportamiento del flujo del viento sobre los soportes estructurales del fabricante Sunfer, lo que nos permite comprender la importancia de la aerodinámica en el diseño de las instalaciones fotovoltaicas sobre cubierta inclinada. Esta imagen nos muestra cómo la estructura coplanar empleada en el proyecto optimiza la interacción con el viento, minimizando las fuerzas de succión y presión que podrían comprometer la integridad del sistema.

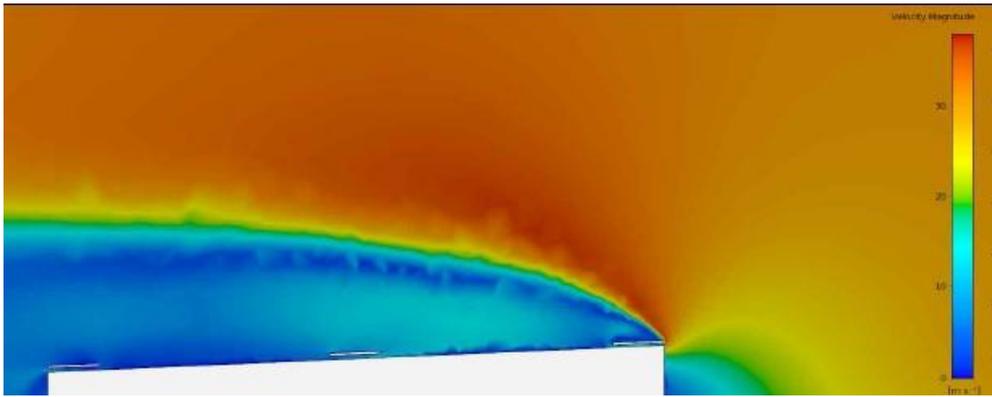


Ilustración 29: Comportamiento del flujo viento procedente del Norte sobre los soportes.

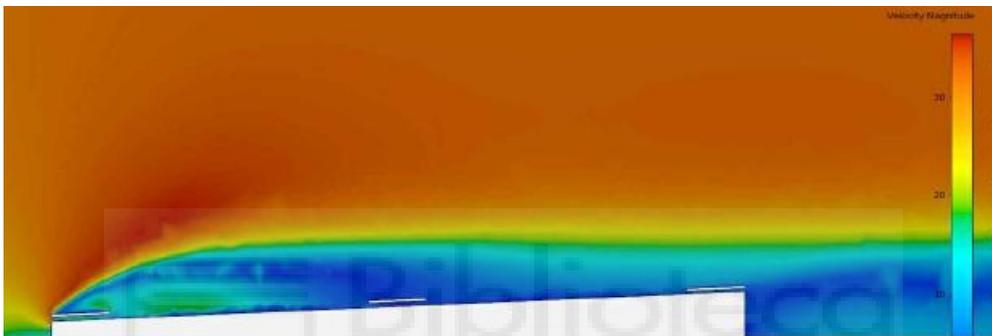


Ilustración 30: Comportamiento del flujo viento procedente del Sur sobre los soportes.

11.6 FIJACIÓN L SUNFER



Ilustración 31: Fijación L.

Para la fijación de los módulos sobre la cubierta inclinada se ha elegido el soporte SUNFER S01L, una pieza premontada en “L” compatible con perfiles G1, que garantiza una instalación segura, rápida y duradera. Fabricada en aluminio EN AW 6005A T6, combina ligereza y resistencia, con acabado crudo o anodizado para una mayor protección frente a la corrosión.

Este sistema permite un montaje eficiente con tornillos M8 (no incluidos) y es compatible con otros accesorios SUNFER (modelos S68 y S69), adaptándose a distintas configuraciones. Además, es 100 % reciclable, en línea con los criterios de sostenibilidad del proyecto.

La ficha técnica y la secuencia de montaje se encuentran en el Anexo I.

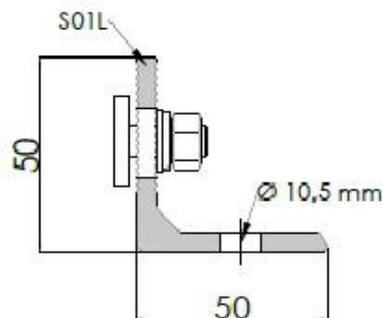


Ilustración 32: Medidas fijación L (modelo S01L) SUNFER.

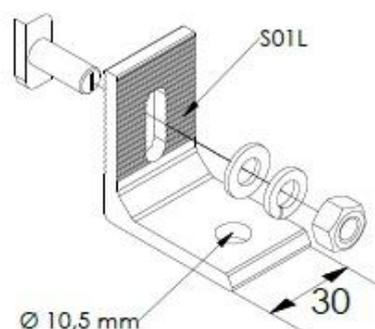


Ilustración 33: Secuenciación montaje fijación L (modelo S01L) SUNFER.

Se incluye una tabla técnica proporcionada por el fabricante, en la que se detallan las especificaciones de la fijación en forma de L (modelo S01L).

Especificaciones Técnicas	
Descripción	Fijación premontada para perfil G1
Longitud	50 mm
Materiales	Tornillería: Acero inoxidable A2-70 (no incluida) Perfilería: Aluminio EN AW 6005A T6 (Crudo o anodizado) EPDM
Perfiles compatibles	G1
Par de apriete	Tornillos M8 Hexagonal con par de apriete 20 Nm

Tabla 9: Especificaciones técnicas fijación en forma de L (modelo S01L)

11.7 MEDIDOR DE PRODUCCIÓN

En el presente proyecto se ha incorporado un medidor de energía monofásico calibrado del fabricante Chint, modelo DDSU666-H, seleccionado por su total compatibilidad con los inversores Huawei de la gama KTL. Este dispositivo desempeña un papel esencial en la supervisión y control del sistema fotovoltaico, al permitir la medición precisa de la energía activa consumida e inyectada en la red eléctrica.

El vatímetro se instala en el cuadro general de protección de la vivienda, concretamente en el punto frontera entre la instalación interior del usuario y la red de distribución pública. Desde esta posición, proporciona al inversor los datos necesarios para analizar en tiempo real la demanda energética del hogar, así como la energía excedentaria generada por el campo fotovoltaico.

Esta instalación ha sido diseñada para permitir el vertido de excedentes a la red eléctrica, acogiendo al sistema de compensación simplificada de excedentes establecido en el Real Decreto 244/2019. Gracias a la información suministrada por el vatímetro, el inversor puede monitorizar de forma precisa:

- El porcentaje de autoconsumo instantáneo, visualizable en la plataforma de monitorización del sistema.
- El excedente de energía que no es consumido en la vivienda y que es inyectado a la red pública, permitiendo así su futura compensación en la factura eléctrica.

Aunque el modelo de inversor permite limitar o incluso bloquear el vertido si se desea, en esta instalación se ha optado por habilitar dicha función, con el fin de maximizar el aprovechamiento de la energía generada y beneficiarse del mecanismo de compensación económica por los excedentes vertidos.

El modelo DDSU666-H de Chint, al integrarse directamente con el inversor Huawei mediante protocolo de comunicación Modbus (RS485), garantiza una lectura fiable, continua y sincronizada de los flujos energéticos, lo que se traduce en una gestión eficiente del sistema de autoconsumo y una interacción segura con la red de distribución.



Ilustración 34: Medidor de producción HUAWEI Smart Power Sensor DDSU666-H

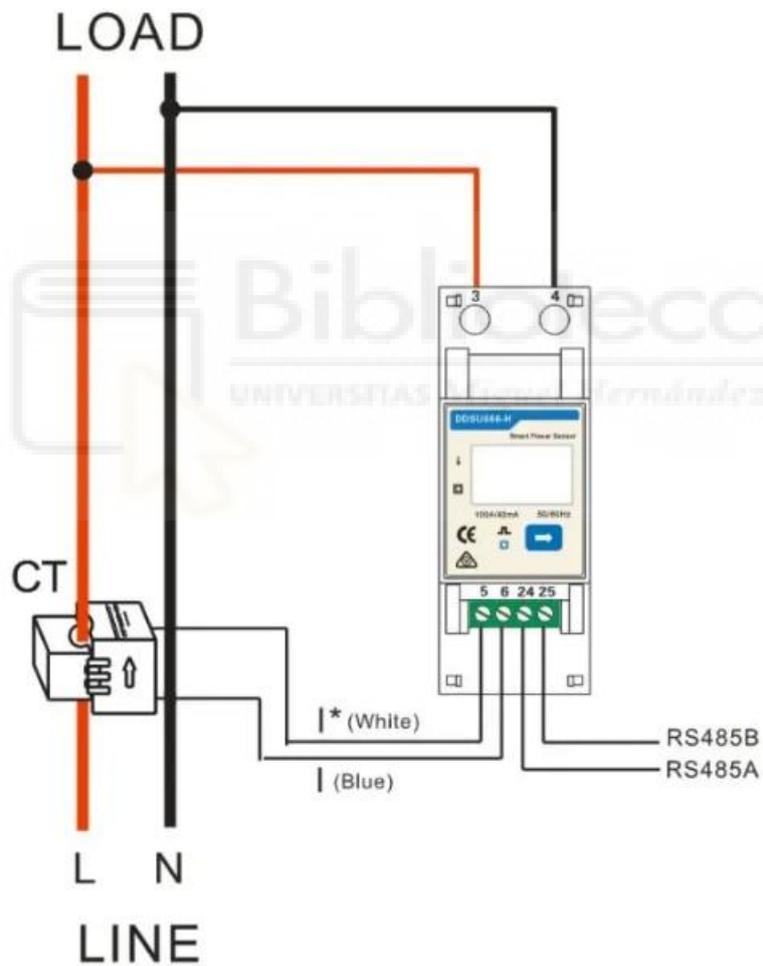


Ilustración 35: Esquema conexionado Medidor de producción HUAWEI Smart Power Sensor DDSU666-H

12 JUSTIFICACIÓN DE CÁLCULOS DEL PROYECTO

12.1 CÁLCULO CAMPO SOLAR

Para dimensionar adecuadamente el campo fotovoltaico de la presente instalación, se parte del objetivo de alcanzar una potencia de 8 kWp en el campo generador. Para ello, se ha seleccionado el módulo CS6L-455MS del fabricante Canadian Solar, el cual ofrece una potencia máxima (P_{max}) de 455 W en condiciones estándar de medida (STC). Con el fin de determinar el número de módulos necesarios, se aplica una fórmula sencilla que consiste en dividir la potencia total deseada entre la potencia unitaria del módulo seleccionado:

$$N^{\circ} \text{ Paneles solares} = \frac{8000 \text{ W}}{455 \text{ W}} \approx 17,8 \text{ paneles solares}$$

De la ecuación se obtiene que serían necesarios aproximadamente 17,8 módulos. Dado que el número de módulos no puede fraccionarse, se ha optado por redondear al alza, instalando un total de 18 módulos fotovoltaicos. Esta elección, además de cumplir con el objetivo energético previsto, introduce una ligera sobredimensión del generador, práctica habitual en instalaciones residenciales que permite compensar pérdidas de rendimiento derivadas de factores como el aumento de temperatura de los módulos, la suciedad acumulada, la orientación no óptima, las pérdidas en el cableado o el deterioro natural de los paneles a lo largo del tiempo.

Mediante la utilización de la herramienta PVGIS y considerando una inclinación (β) de 30° , una orientación (α) de 3° , con una potencia pico instalada de 8,19 kWp, se ha obtenido la estimación de la producción energética mensual del sistema fotovoltaico con estructura fija, así como la irradiación mensual sobre plano inclinado.

A continuación, se muestran las gráficas mencionadas.

Producción de energía mensual del sistema FV fijo:

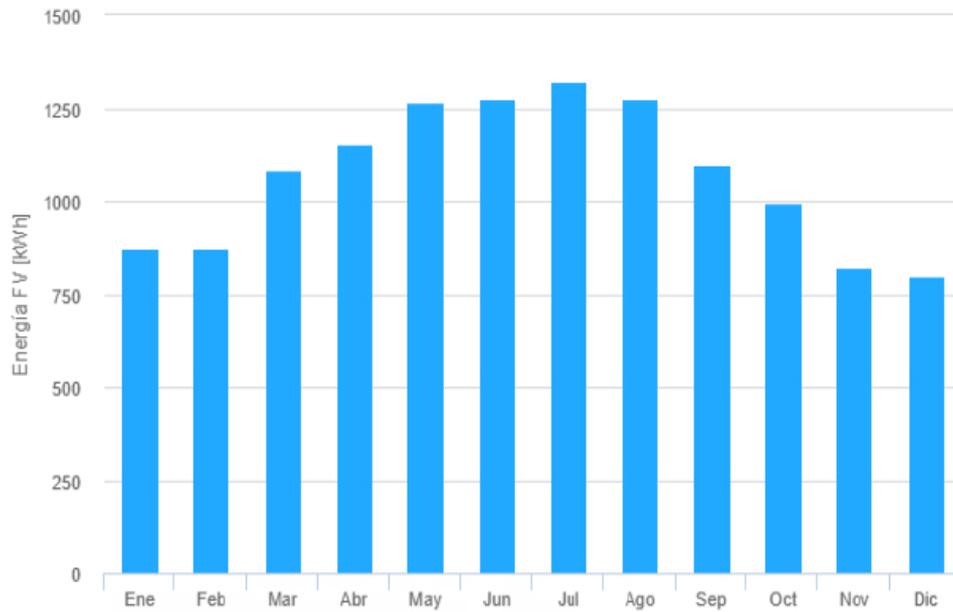


Ilustración 36: Producción de energía mensual PVGIS

Irradiación mensual sobre plano fijo:



Ilustración 37: Irradiación mensual PVGIS

La irradiación mensual representa el valor de Horas Solares Pico (HSP) que se espera recibir bajo las condiciones específicas del emplazamiento y configuración del sistema. Este parámetro es fundamental para estimar la producción energética mensual de la instalación fotovoltaica.

Además, la herramienta PVGIS proporciona varios indicadores clave para el análisis del rendimiento del sistema fotovoltaico. Entre ellos se encuentra la producción eléctrica media mensual (E_m), expresada en kilovatios hora [kWh], que representa la energía media generada por el sistema en cada mes del año. También se incluye $H(i)_m$, correspondiente a la irradiación global media mensual recibida por metro cuadrado sobre la superficie de los módulos [kWh/m²], y SD_m , que indica la desviación estándar mensual asociada a la variabilidad interanual en la producción eléctrica [kWh].

Estos datos los podemos observar a continuación.

Energía FV y radiación solar mensual			
Mes	E_m	$H(i)_m$	SD_m
Enero	873.5	134.2	96.7
Febrero	875.4	136.5	93.7
Marzo	1082.0	172.1	139.8
Abril	1154.3	186.9	82.8
Mayo	1266.6	209.1	96.5
Junio	1275.9	215.2	34.9
Julio	1320.9	225.5	26.4
Agosto	1277.3	217.3	44.6
Septiembre	1096.5	183.3	58.1
Octubre	994.7	162.2	82.4
Noviembre	822.7	129.3	79.7
Diciembre	799.4	122.7	72.2

Ilustración 38: Energía FV y radiación solar mensual extraído de PVGIS

Se observa una elevada producción de energía entre los meses de junio y agosto, lo cual coincide con el periodo de mayor irradiación solar y temperaturas más altas en la zona geográfica del proyecto. Durante este intervalo, las Horas Solares Pico (HSP) se concentran principalmente entre las 9:30 h y las 16:00 h, permitiendo un aprovechamiento óptimo de la generación fotovoltaica.

Este comportamiento permite al usuario adaptar el uso de determinados equipos de elevado consumo energético como los sistemas de climatización o el motor de la piscina a las horas de mayor producción solar. De este modo, se logra una mayor eficiencia energética y una reducción significativa del consumo eléctrico procedente de la red, lo cual se traduce en un ahorro económico directo en la factura eléctrica mensual.

Más adelante emplearemos estos datos para calcular el tiempo de amortización del proyecto.



12.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS MÓDULOS

En este apartado se procederá al cálculo de una serie de parámetros fundamentales para garantizar el correcto funcionamiento del inversor fotovoltaico. Para ello, es necesario conocer las condiciones bajo las cuales se han medido las características eléctricas de los módulos utilizados en la instalación. Este procedimiento de cálculo se encuentra detallado en la página 28 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red elaborado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE, 2011).

Tal como se indica en la ficha técnica del panel, los valores eléctricos han sido obtenidos bajo las denominadas Condiciones Estándar de Ensayo (STC), que corresponden a una irradiancia de 1000 W/m² y una temperatura ambiente de 25 °C. Estas condiciones de referencia permiten realizar comparaciones técnicas entre distintos módulos, aunque no reflejan con exactitud el comportamiento real del sistema en condiciones ambientales variables.

Por este motivo, resulta imprescindible conocer la temperatura máxima y mínima del emplazamiento, ya que las variaciones térmicas afectan directamente tanto a la tensión como a la corriente generada por los módulos fotovoltaicos. Para este análisis, se han utilizado los datos climatológicos proporcionados por la plataforma meteorológica Weather Spark.

Tomando como referencia una temperatura mínima de 5 °C y una temperatura máxima de 32 °C, se calculará la temperatura operativa estimada de las células fotovoltaicas bajo dichas condiciones. Este dato permitirá ajustar correctamente el diseño eléctrico del sistema, especialmente en lo relativo a la tensión máxima admisible en el inversor.

Aproximamos la temperatura de la célula mediante la siguiente fórmula:

$$T_c = T_a + \left(\frac{NMOT - 20^\circ\text{C}}{800 \text{ W/m}^2} \right) * E$$

Siendo:

T_c = Temperatura de las células solares, en.

T_a = Temperatura ambiente, en °C.

NMOT = Temperatura de operación nominal del módulo.

E = Irradiancia solar, en W/m^2

Para estimar la temperatura de célula en condiciones de mínima temperatura ambiente, se ha utilizado un valor de irradiancia global sobre plano fijo en cielo claro de $648 W/m^2$, correspondiente al mes de diciembre a las 11:45 horas.

$$T_c = 5^\circ\text{C} + \left(\frac{41^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}}{800\text{W}/\text{m}^2} \right) * 648\text{W}/\text{m}^2 = 22^\circ\text{C}$$

Para estimar la temperatura de célula en condiciones de máxima temperatura ambiente, se ha utilizado un valor de irradiancia global sobre plano fijo en cielo claro de $988 W/m^2$, correspondiente a un día de julio a las 11:45 horas.

$$T_c = 32^\circ\text{C} + \left(\frac{41^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}}{800\text{W}/\text{m}^2} \right) * 952\text{W}/\text{m}^2 = 57^\circ\text{C}$$

Estos datos han sido obtenidos a través de la herramienta PVGIS y permite aplicar la fórmula de corrección térmica del módulo fotovoltaico en condiciones representativas tanto de los meses de invierno, como de verano.

Tal como se puede comprobar, las temperaturas mínimas y máximas estimadas para el emplazamiento, correspondientes a los periodos de invierno y verano, se encuentran dentro del rango de funcionamiento permitido especificado en la ficha técnica del módulo fotovoltaico, el cual abarca desde -40°C hasta $+85^\circ\text{C}$. Esto confirma que las condiciones climáticas locales no superan los límites térmicos operativos del equipo, garantizando su correcto comportamiento a lo largo del año.

12.3 CONEXIONADO DE LOS PANELES

Otro de los aspectos fundamentales en el diseño de la instalación fotovoltaica es el cálculo del conexionado de los módulos solares, tanto entre sí como con el inversor. Este procedimiento requiere tener en cuenta las características eléctricas de los paneles y del propio inversor, con el fin de garantizar la compatibilidad y el correcto funcionamiento del sistema.

Cuando se realiza un conexionado en serie, es decir, conectando el terminal positivo de un módulo al terminal negativo del siguiente, se produce un aumento de la tensión total del conjunto, obteniendo el sumatorio de las tensiones de la rama ($\sum V$). Por el contrario, en una conexión en paralelo, lo que se incrementa es la corriente total, al sumarse las intensidades de cada una de las ramas ($\sum I$).

El número de módulos que puede incluirse en cada serie estará limitado por los parámetros eléctricos máximos de entrada del inversor, tales como la tensión en el punto de máxima potencia (V_{mp}), la intensidad máxima (I_{mp}) y la potencia pico de entrada en corriente continua ($P_{max\ CC}$), los cuales se recogen en la Tabla 6 del presente proyecto. No obstante, para facilitar el desarrollo del cálculo, se adjuntan los datos técnicos necesarios para poder justificar el cálculo.

Con el objetivo de optimizar el rendimiento del sistema, se ha optado por dividir el campo generador en dos ramas independientes, cada una de las cuales se conectará a una de las dos entradas MPPT (Maximum Power Point Tracking) del inversor, lo que permitirá un seguimiento individualizado del punto de máxima potencia y una mayor eficiencia global de la instalación.

Datos:

I_{mp} por MPPT = 12.5 A

I_{mp} de cortocircuito por MPPT = 18 A

V_{mp} = 600 V

V nominal entrada = 360 V

P_{max} entrada CC = 9000 Wp

1º Rama compuesta por 12 paneles conectados en serie:

$$V_{mp} = 415.12V$$

$$I_{mp} = 13.17 A$$

$$P_{max} = 5460 W_p$$

2ª Rama compuesta por 6 paneles conectados en serie:

$$V_{mp} = 207.6 V$$

$$I_{mp} = 13.17 A$$

$$P_{max} = 2730 W_p$$

Las dos ramas generarían un campo solar con una Pmax en el inversor de:

$$P_{max \text{ total}} = 5460 W_p + 2730 W_p = 8190 W_p \leq 9000 W_p$$

Entrada MPPT	Número de módulos	Tensión Vmp total (V)	Corriente Imp total (A)	Potencia Pico (Wp)
MPPT 1	12	432	13.17	5460
MPPT 2	6	216	13.17	2730
TOTAL	18		13.17	8190

Tabla 10: Justificación diseño campo solar

De los datos obtenidos, se puede observar que la corriente de funcionamiento en el punto de máxima potencia (I_{mp}), que alcanza un valor de 13,17 A, supera ligeramente los 12,5 A, valor comúnmente considerado como umbral de referencia. Sin embargo, esta diferencia no representa un riesgo significativo para el sistema.

Tal como se analizará en apartados posteriores, las pérdidas habituales en el campo solar estimadas en torno al 20 % según el (IDAE, 2011) hacen improbable que dicho valor de corriente alcance la entrada del inversor de forma sostenida. Únicamente podrían producirse picos puntuales de intensidad al inicio de la captación solar diaria, cuando los módulos comienzan a recibir irradiación directa. Estos picos, al ser transitorios y de muy corta duración, no comprometen la integridad ni el funcionamiento del inversor.

Asimismo, es importante señalar que, al utilizar ambas entradas MPPT del inversor, las tensiones de funcionamiento en el punto de máxima potencia (V_{mp}) se mantienen dentro del rango operativo recomendado por el fabricante. Esta correcta distribución del campo generador entre las dos entradas no solo garantiza la compatibilidad eléctrica del sistema, sino que también contribuye a una gestión más eficiente de la energía, optimizando el seguimiento del punto de máxima potencia en cada una de las ramas del generador fotovoltaico.

Por todo ello se puede concluir que el campo fotovoltaico ha sido dimensionado y optimizado de manera adecuada.

A continuación, se presenta un esquema ilustrativo del conexionado de los módulos fotovoltaicos con el inversor, conforme a la configuración diseñada.

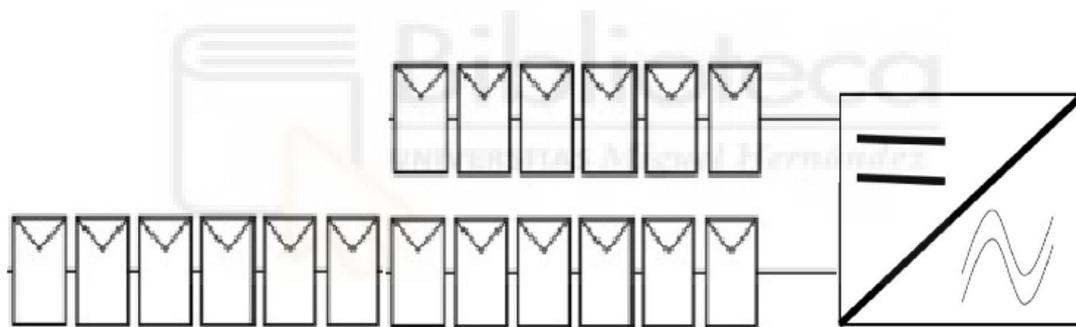


Ilustración 39: Esquema instalación del campo solar a las dos entradas MPPT del inversor.

12.4 PÉRDIDAS EN EL CAMPO SOLAR

En cualquier instalación solar fotovoltaica, la potencia teórica calculada en el campo generador rara vez coincide con la potencia real que se alcanza en la entrada del inversor, debido a una serie de pérdidas asociadas a factores tanto ambientales como técnicos. Estas pérdidas afectan directamente al rendimiento del sistema y deben ser tenidas en cuenta en el dimensionado y en la estimación de la producción anual.

El rendimiento energético de una instalación fotovoltaica está condicionado por múltiples factores que deben ser considerados en el diseño, dimensionamiento y evaluación de la producción. Entre los más significativos se encuentran las pérdidas por suciedad acumulada sobre la superficie de los módulos. Esta pérdida, originada por la deposición de polvo, polen u otras partículas en suspensión, puede reducir la producción energética anual en aproximadamente un 2 % si no se realiza una limpieza periódica adecuada (IDAE, 2011).

Otro factor determinante es la temperatura ambiente, especialmente relevante en zonas cálidas como la provincia de Alicante. El aumento de temperatura en las células fotovoltaicas provoca una disminución en su eficiencia de conversión, debido a la dependencia negativa del rendimiento respecto al coeficiente térmico del material semiconductor. Además, es necesario tener en cuenta la degradación progresiva de los módulos a lo largo de su vida útil.

También debe considerarse la dispersión de parámetros eléctricos entre módulos, es decir, las pequeñas diferencias de comportamiento entre paneles fotovoltaicos dentro de una misma serie. Esta variabilidad puede generar pérdidas adicionales comprendidas entre el 1 % y el 2 %, especialmente si no se optimiza correctamente la agrupación eléctrica de los módulos.

Por último, se deben incorporar al análisis las pérdidas por reflexión (reflectancia) y aquellas originadas por sombras parciales, ya sea debido a obstáculos permanentes como chimeneas, árboles u otras edificaciones cercanas, o por elementos móviles y temporales.

Estos efectos pueden reducir significativamente la captación solar si no se evalúan adecuadamente durante el diseño del sistema. Estas últimas se clasifican principalmente en:

- Sombras puntuales (por ejemplo, excrementos de aves), que generan puntos calientes y afectan el rendimiento de un módulo específico.
- Sombras por relieve del terreno, cuya inclinación y orientación no pueden modificarse. En invierno, la baja altura solar (alrededor de $24 - 25^\circ$) incrementa este efecto; en verano, la incidencia solar mejora al alcanzar valores cercanos a 70° .
- Sombras por objetos cercanos, como chimeneas, edificaciones o árboles, que interfieren parcialmente con la radiación incidente.

Para mitigar los efectos de las sombras en las instalaciones fotovoltaicas es habitual el uso de optimizadores de potencia, los cuales son unos dispositivos que se instalan en la parte posterior de los módulos, los cuales actúan sobre los valores de tensión (V) y corriente (I) del módulo afectado. Su función es evitar que un panel sombreado actúe como una resistencia que limite la producción de toda la rama. En estos casos, el optimizador compensa la diferencia reduciendo la tensión y aumentando la corriente, igualándola al resto de los módulos conectados en serie.

Teniendo en cuenta los distintos factores que afectan al rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas como la suciedad, la temperatura, la degradación de los módulos, las sombras, las pérdidas eléctricas y ópticas, entre otros, el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (IDAE, 2011) establece que dichas pérdidas pueden ser estimadas globalmente en torno a un 20 %. Esto significa que, partiendo de una producción teórica del 100 %, el rendimiento efectivo del sistema fotovoltaico puede situarse en torno al 80 % en condiciones reales de funcionamiento.

En línea con esta estimación general, el programa PVGIS, aplicado al presente proyecto con los ángulos óptimos de inclinación y orientación de los módulos, ha calculado unas pérdidas totales del 25,1 %. Este valor, ligeramente superior al recomendado por el IDAE, refleja las condiciones reales específicas del emplazamiento y otros factores asociados al diseño de la instalación. Las pérdidas calculadas por PVGIS se detallan a continuación, sirviendo como referencia cuantitativa para el dimensionamiento y análisis del sistema.

Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia:	-2.53 %
Efectos espectrales:	0.54 %
Temperatura y baja irradiancia:	-11.12 %
Pérdidas totales:	-25.1 %

Ilustración 40: Pérdidas calculadas por PVGIS

Tipo de pérdida	Causa principal	Valor estimado
Acumulación de polvo y suciedad	Suciedad ambiental y falta de limpieza regular	≈ 2 %
Elevada temperatura	Disminución del rendimiento por aumento de la temperatura en las células	Variable (significativa)
Degradación de los módulos	Pérdida anual de eficiencia estimada a 25 años	≈ 0,55 % anual
Dispersión entre módulos	Variaciones de tolerancia eléctrica entre paneles	1– 2 %
Reflectancia	Pérdida por reflexión de la radiación solar	Variable (poco significativa)
Sombreado puntual	Sombras de excrementos de aves u objetos pequeños	Localizado, evita con limpieza
Sombreado por relieve	Inclinación del terreno, altura solar baja en invierno	Variable estacional
Sombreado por objetos cercanos	Chimeneas, edificios, árboles	Alta si no se optimiza
Uso de optimizadores de potencia	Reducción de pérdidas por sombreados parciales en series	Mejora rendimiento

Tabla 10: Estimación de pérdidas en el campo generador fotovoltaico (IDAE 2011)

Teniendo en cuenta los factores mencionados anteriormente, es posible estimar el rendimiento global del campo generador fotovoltaico bajo condiciones estándar de medida (STC) a la salida de este. A partir de este análisis, se obtienen los resultados que se detallan a continuación.

$$\mu_{Global} = PR (Performance Rate) \approx 80 \% \sim 74.9 \%$$

$$\mu_{Global IDAE} = 8190 Wp * \frac{80}{100} = 6552 Wp$$

$$\mu_{Global PGVIS} = 8190 Wp * \frac{74.9}{100} = 6134.31 Wp$$

Esta comparación evidencia que los resultados proporcionados por PVGIS presentan una estimación ligeramente más conservadora respecto al rendimiento global del sistema, lo cual es coherente con su carácter más detallado y específico. En ambos casos, se demuestra que la instalación mantiene un nivel de producción adecuado, dentro de los márgenes aceptables para este tipo de sistemas, lo que confirma la viabilidad técnica del proyecto.



12.5 PÉRDIDAS ESTANDARIZADAS EN EL CAMPO SOLAR

Estas pérdidas asociadas al rendimiento estacional se representan en la Ilustración 42, obtenida del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (IDAE, 2011, p. 20), en la cual se expone una tabla con pérdidas anuales estimadas para una instalación optimizada en función de la irradiancia anual recibida. En ella se observa, por ejemplo, que en el mes de julio se recibe una irradiancia media de 7,48 kWh/(m²*día), aunque la captación real es de aproximadamente 6,67 kWh/(m²*día). Esta diferencia se debe, en gran parte, al ángulo de incidencia de la radiación solar sobre los módulos.

En verano, el sol alcanza una altura elevada (ángulo de incidencia $\approx 70^\circ$), mientras que los módulos se encuentran instalados con una inclinación fija de $\beta = 30^\circ$. Esta configuración provoca que los rayos solares no incidan perpendicularmente sobre la superficie de los paneles, lo que reduce la captación efectiva. Para alcanzar un aprovechamiento óptimo en estas condiciones, sería necesario reducir la inclinación de los módulos a valores cercanos a $\beta = 10 - 15^\circ$.

Cabe destacar que, aunque la eficiencia de captación es mayor en los meses de invierno, especialmente en enero y febrero, la producción energética total resulta más elevada en verano debido al mayor número de horas de sol.

A continuación, se muestran los datos referentes al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (PCT-C-REV, julio de 2011).

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² ·día)]	$G_{dm}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$ [kWh/(m ² ·día)]	PR	E_p (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
Promedio	4,51	4,96	0,803	3,94

Ilustración 41: Generador $P_{mp} = 1 \text{ kWp}$, orientado al Sur ($\alpha = 0^\circ$) e inclinado ($\beta = 35^\circ$).

Donde:

$G_{dm}(0)$ = Irradiancia proyectada

$G_{dm}(\alpha=0^\circ; \beta=35^\circ)$ = Irradiancia captada

PR (Performance Rate) o $\eta_{\text{Global Anual}}$

E_p = Energía producida

12.6 CÁLCULO INVERSOR

En el diseño de una instalación fotovoltaica conectada a red, resulta fundamental garantizar la adecuada correspondencia entre la potencia máxima del campo generador y la capacidad de entrada del inversor. Para ello, se calcula el factor de dimensionamiento (F_s), definido como el cociente entre la potencia máxima del generador fotovoltaico bajo condiciones estándar de medida (STC) y la potencia máxima de entrada en corriente continua admitida por el inversor. En este caso, se obtiene:

$$F_s \approx \frac{P_{GFV \text{ max}}}{P_{Max \text{ CC inv}}} \approx \frac{8190 \text{ Wp}}{9000 \text{ Wp}} \approx 0,91 \leq 1$$

Este valor se considera correcto, ya que, conforme a las recomendaciones técnicas, el factor de dimensionamiento no debe superar el valor unitario (IDAE, 2011). Un F_s superior a 1 implicaría que el generador es capaz de suministrar una potencia que excede la capacidad de entrada del inversor, lo cual podría traducirse en pérdidas energéticas o funcionamiento ineficiente del sistema.

En la latitud donde se ubica la instalación, correspondiente al sur de la provincia de Alicante, las condiciones de radiación solar justifican un factor de dimensionamiento inferior a la unidad, asegurando que el inversor no se vea sobrecargado en ningún momento. Esta configuración contribuye al equilibrio entre producción energética y fiabilidad del sistema, asegurando una operatividad adecuada y prolongando la vida útil del inversor.

En el proceso de selección del inversor, se han tenido en cuenta las recomendaciones técnicas relativas al equilibrio entre la potencia nominal en corriente alterna (P_{NAC}) del inversor y la potencia pico del generador fotovoltaico ($P_{GFV \text{ máx.}}$). Según establece el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE, 2011), la potencia nominal del inversor debe situarse entre los siguientes márgenes:

$$\frac{P_{GFV \text{ máx.}}}{1,2} \leq P_{NAC} \leq \frac{P_{GFV \text{ máx.}}}{1,05}$$

Aplicando estos criterios a una potencia de generador de 8190 Wp, se obtiene el siguiente intervalo recomendado para la potencia del inversor:

$$\frac{8190 \text{ Wp}}{1,2} \leq P_{NAC} \leq \frac{8190 \text{ Wp}}{1,05}$$

$$6825 \text{ Wp} \leq P_{NAC} \leq 7800 \text{ Wp}$$

A partir del análisis realizado, se ha valorado la idoneidad de dos modelos de inversor monofásico del fabricante Huawei: el SUN2000-5KTL-L1, con una potencia máxima de entrada en corriente continua de 7500 Wp, y el SUN2000-6KTL-L1, con una capacidad de hasta 9000 Wp. Considerando el rango de potencias recomendado para el campo fotovoltaico proyectado, se ha seleccionado el modelo SUN2000-6KTL-L1, ya que, aunque presenta una ligera sobredimensión respecto al campo fotovoltaico actual, esta característica ofrece la ventaja de permitir una posible ampliación futura del sistema, en el caso de que el cliente desee aumentar la capacidad instalada en el campo solar.

Esta elección proporciona flexibilidad en el diseño y asegura que el sistema mantenga un alto rendimiento incluso si se modifican las condiciones de demanda o se incorporan nuevos módulos solares en el futuro.

Una vez dimensionado y seleccionado el modelo de inversor a emplear en el proyecto, se procede al análisis técnico para verificar la compatibilidad eléctrica con el inversor. Es fundamental que la tensión del campo generador se mantenga dentro del rango de operación del inversor: la tensión máxima no debe superar el valor admisible por el equipo, y la mínima debe situarse por encima del umbral necesario para el correcto seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).

El inversor seleccionado para la presente instalación incorpora dos seguidores MPPT (Maximum Power Point Tracking) independientes, lo que permite dividir el campo generador en dos ramas eléctricas separadas. Esta funcionalidad resulta especialmente útil en situaciones donde existen diferencias en la orientación, la inclinación o la presencia de sombreados parciales, ya que cada entrada MPPT puede operar de forma autónoma,

optimizando el punto de máxima potencia de cada grupo de módulos de manera individual y, por tanto, mejorando el rendimiento energético global del sistema.

En este caso particular, ambas ramas se instalarán sobre una misma superficie de cubierta inclinada con orientación sur. La primera rama estará compuesta por 12 módulos conectados en serie, sin afectación por sombras, mientras que la segunda rama, integrada por 6 módulos también conectados en serie, podría presentar sombreados parciales en determinadas horas del día, principalmente provocados por la chimenea. La configuración en dos ramas, junto con los MPPT independientes del inversor, permite un aprovechamiento más uniforme de la radiación solar disponible y contribuye a lograr un diseño eléctrico más equilibrado y eficiente.

Para garantizar el correcto dimensionamiento del generador fotovoltaico y asegurar su compatibilidad con el inversor seleccionado, se ha realizado un análisis de tensiones de funcionamiento considerando condiciones térmicas extremas. Este enfoque permite incorporar un margen de seguridad ante variaciones ambientales que puedan afectar al rendimiento eléctrico del sistema. En concreto, se han tomado como referencia dos temperaturas críticas, $+75\text{ }^{\circ}\text{C}$, utilizada para el cálculo de la tensión mínima de funcionamiento, que representa situaciones de elevada irradiancia con escasa ventilación, y $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$, aplicada para calcular la tensión máxima en circuito abierto, en condiciones de frío extremo con alta radiación solar.

No obstante, se debe recalcar que estas condiciones extremas constituyen supuestos de diseño en condiciones climatológicas extremas y que su ocurrencia resulta poco probable en la localización concreta del presente proyecto; ya que la instalación está situada a escasos 200 metros lineales del mar, en la zona de Orihuela Costa (Alicante), donde predomina un clima mediterráneo templado, caracterizado por baja variabilidad térmica estacional. Esta proximidad al mar actúa como moderador térmico natural, reduciendo tanto los picos de calor como los descensos bruscos de temperatura, lo que favorece un funcionamiento más estable y eficiente de los módulos fotovoltaicos a lo largo del año.

Por este motivo, además del análisis bajo condiciones extremas, se han considerado valores de temperatura más realistas para afinar el diseño eléctrico de la instalación. Dichos valores han sido obtenidos de la plataforma meteorológica Weather Spark, a partir de la cual se han extraído gráficas climáticas que recogen las temperaturas medias mensuales de invierno y verano en la zona donde se encuentra emplazada la vivienda.

Esta aproximación permite adecuar los cálculos del sistema fotovoltaico al contexto climático real, optimizando así su rendimiento y fiabilidad operativa. En concreto, se han tomado como referencia dos temperaturas críticas, $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$, empleada en el cálculo de la tensión mínima de funcionamiento, que representa situaciones de elevada irradiancia con escasa ventilación, y $5\text{ }^{\circ}\text{C}$, aplicada para calcular la tensión máxima en circuito abierto, en condiciones de frío con alta radiación solar.

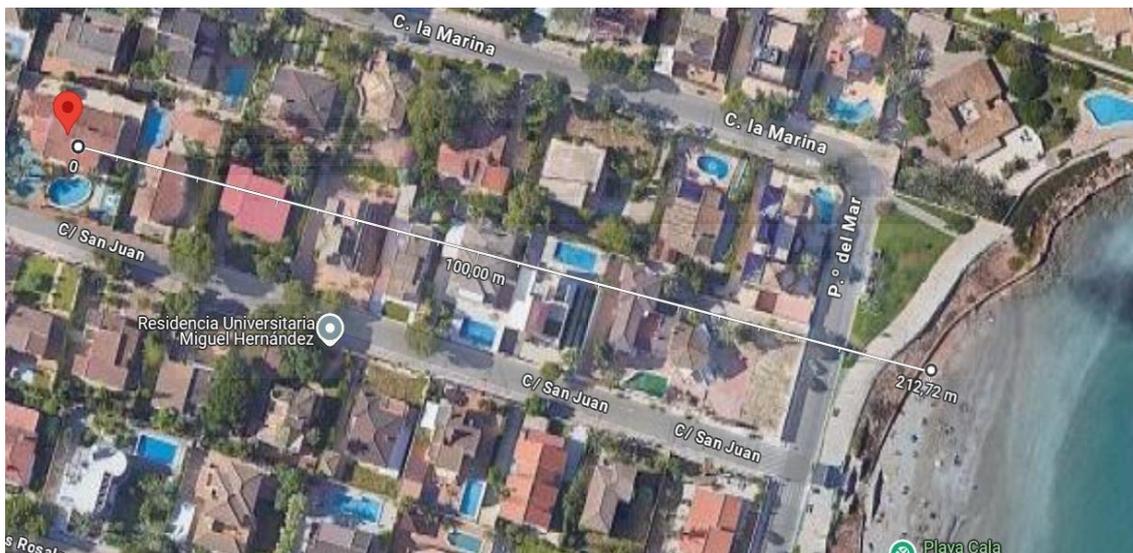


Ilustración 42: Distancia lineal de la vivienda con respecto al mar.

Temperatura máxima y mínima promedio en el invierno en Orihuela

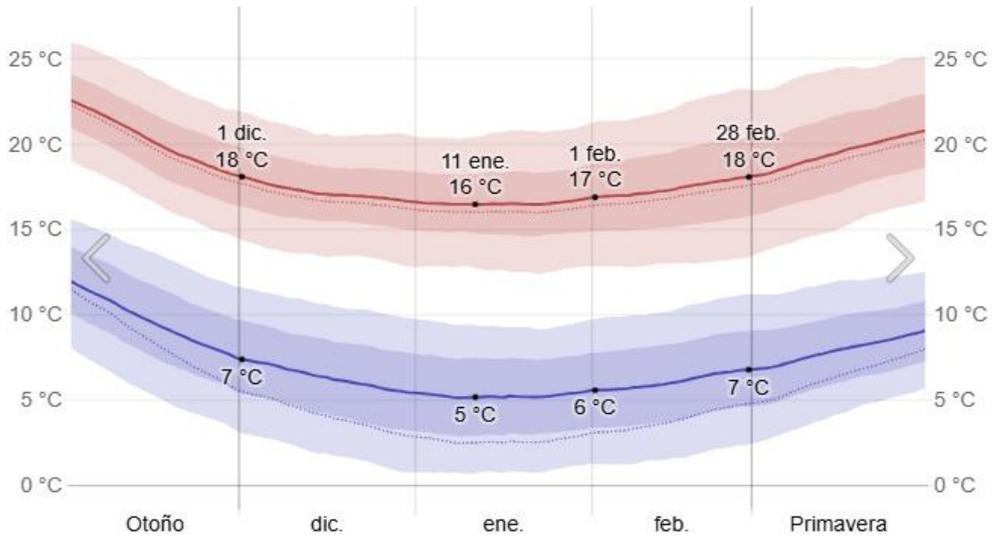


Ilustración 43: T^a promedio en invierno, Orihuela Costa

Temperatura máxima y mínima promedio en Orihuela

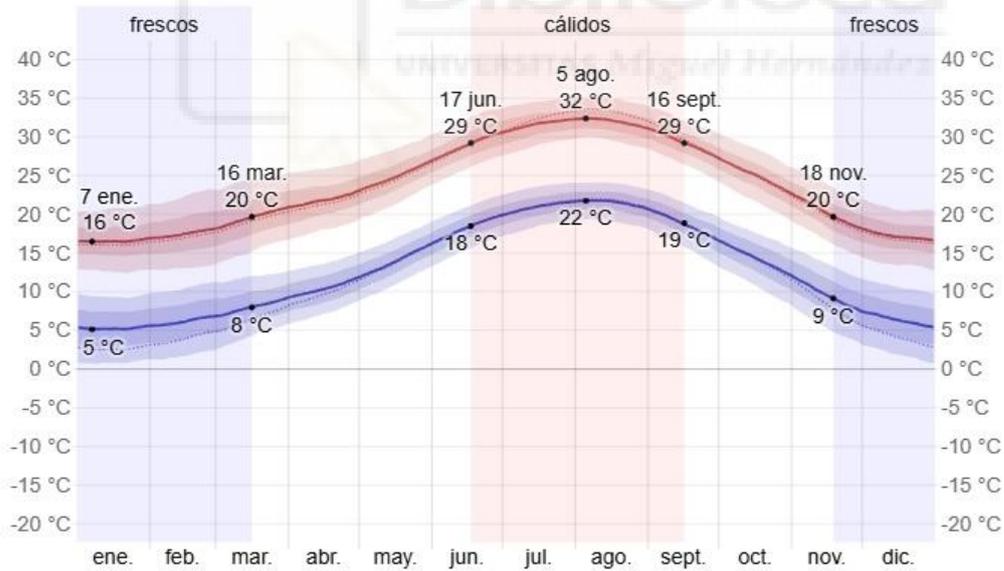


Ilustración 44: T^a promedio en verano, Orihuela Costa

Por ello tendremos cuatro datos de T^a , dos para invierno y otros dos para verano, los cuales vamos a definir de la siguiente forma:

Dato T^a seleccionado	ΔT^a
$T^a_{\text{verano1}} = 75 \text{ }^\circ\text{C}$	$\Delta T^a_{\text{verano1}} = 75^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 50^\circ\text{C}$
$T^a_{\text{verano2}} = 40 \text{ }^\circ\text{C}$	$\Delta T^a_{\text{verano 2}} = 40^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 15^\circ\text{C}$
$T^a_{\text{invierno 1}} = -5 \text{ }^\circ\text{C}$	$\Delta T^a_{\text{invierno 1}} = -5^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = -30^\circ\text{C}$
$T^a_{\text{invierno 2}} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$	$\Delta T^a_{\text{invierno 2}} = 5^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = -20^\circ\text{C}$

Tabla 11: Datos de T^a seleccionados y los ΔT^a

En el proceso de cálculo de las tensiones de funcionamiento del generador fotovoltaico, es fundamental considerar el efecto de la temperatura sobre el rendimiento del módulo. Para ello, se aplica el criterio estándar según el cual, por cada grado Celsius por debajo de los $25 \text{ }^\circ\text{C}$, temperatura de referencia en condiciones estándar de medida (STC), se incrementa la tensión, y por cada grado por encima, esta se reduce. Esta variación térmica influye directamente en la tensión en circuito abierto (V_{oc}) y en la potencia máxima del módulo (P_{max}), lo que puede afectar a la compatibilidad eléctrica con el inversor y al rendimiento global del sistema.

Además, para llevar a cabo estos cálculos con precisión, es necesario disponer de la ficha técnica del fabricante tanto del módulo fotovoltaico como del inversor. En particular, se deben emplear los coeficientes de corrección por temperatura correspondientes a la potencia máxima (P_{max}), a la tensión en circuito abierto (V_{oc}) y a la corriente de cortocircuito (I_{sc}) del módulo. Estos coeficientes permiten ajustar los valores eléctricos a las condiciones reales de operación, garantizando un diseño más seguro y adaptado al entorno de instalación.

Estos datos los podemos encontrar en la Tabla 5: Características eléctricas del módulo fotovoltaico; no obstante, a continuación, se muestra una tabla resumida de los datos necesarios para poder realizar los cálculos.

Eficiencia del módulo	21.1 %
Temperatura de operación	-40°C ~ +85°C
Tolerancia de potencia	0 ~ + 10 W
Coefficiente de temperatura de Pmax	-0.34 % / °C
Coefficiente de temperatura Voc	-0.26 % / °C
Coefficiente de temperatura Isc	0.05 % / °C
Temperatura nominal de funcionamiento (NMOT)	41 ± 3°C

Tabla 12: Resumen datos módulo fotovoltaico

Ecuaciones empleadas:

$$\text{Coefficiente } T^a \text{ Voc}_{\text{verano 1}} = \Delta T^a_{\text{verano 1}} * (-0.26) = \dots \%$$

$$\text{Coefficiente } T^a \text{ Pmax}_{\text{verano 1}} = \Delta T^a_{\text{verano 1}} * (-0.34) = \dots \%$$

$$\text{Coefficiente } T^a \text{ Isc}_{\text{verano 1}} = \Delta T^a_{\text{verano 1}} * (0.05) = \dots \%$$

A continuación, se muestran los resultados obtenidos:

Tipo de Coeficiente	Valor %/°C	Verano	Invierno
Voc	-0.26	Coef T^a Voc _{verano 1} = -13 %	Coef T^a Voc _{invierno 1} = 7.8 %
		Coef T^a Voc _{verano 2} = -3.9 %	Coef T^a Voc _{invierno 2} = 5.2 %
Pmax	-0.34	Coef T^a Pmax _{verano 1} = -17 %	Coef T^a Pmax _{invierno 1} = 10.5 %
		Coef T^a Pmax _{verano 2} = -5.1 %	Coef T^a Pmax _{invierno 2} = 6.8 %
Isc	0.05	Coef T^a Isc _{verano 1} = 2.5 %	Coef T^a Isc _{invierno 1} = -1.5 %
		Coef T^a Isc _{verano 2} = 0.75 %	Coef T^a Isc _{invierno 2} = -1 %

Tabla 13: Variación de Coeficientes

Con el objetivo de verificar que ambas ramas de módulos fotovoltaicos operan dentro de los rangos eléctricos permitidos por el inversor en todo momento, se aplican los coeficientes térmicos y eléctricos previamente obtenidos. La instalación se compone de dos ramas: una de 12 módulos conectados en serie, asociada a una de las entradas MPPT del inversor, y otra de 6 módulos en serie, conectada a la segunda entrada MPPT. Para

realizar los cálculos correspondientes, se requiere disponer de los datos técnicos del inversor y de los módulos, los cuales han sido facilitados por el fabricante. Aunque estos se recogen en las tablas 5 y 6 del proyecto, a continuación, se incluye una tabla resumen con los parámetros esenciales para el desarrollo del análisis eléctrico.

Datos	
Módulo Fotovoltaico	Inversor
$V_{oc} = 41.2 \text{ V}$	$V_{\max \text{ entrada CC}} \leq 600 \text{ V}$
$P_{\max} = 455 \text{ Wp}$	$P_{\max \text{ entrada cc}} \leq 9000 \text{ Wp}$
$I_{mp} = 13.17 \text{ A}$	$I_{\max \text{ entrada CC por MPPT}} \leq 18 \text{ A}$

Tabla 14: Resumen datos módulo fotovoltaico e inversor

Obteniendo una tensión de máxima total dependiendo de la temperatura que oscila entre:

$$V_{oc \text{ Total}} = V_{oc} - \left(\frac{V_{oc} * \text{Coef } T^{\text{a}} V_{oc}}{100} \right)$$

$$V_{oc \text{ Total } \textit{verano}_1} = 41.2 \text{ V} - \left(\frac{41.2 \text{ V} * 13}{100} \right) = 35.84 \text{ V}$$

$$V_{oc \text{ Total } \textit{verano}_2} = 41.2 \text{ V} - \left(\frac{41.2 \text{ V} * 3.9}{100} \right) = 39.59 \text{ V}$$

$$V_{oc \text{ Total } \textit{invierno}_1} = 41.2 \text{ V} + \left(\frac{41.2 \text{ V} * 7.8}{100} \right) = 44.41 \text{ V}$$

$$V_{oc \text{ Total } \textit{invierno}_2} = 41.2 \text{ V} + \left(\frac{41.2 \text{ V} * 5.2}{100} \right) = 43.34 \text{ V}$$

Obteniendo una potencia máxima total dependiendo de la temperatura que oscila entre:

$$P_{max\ Total} = P_{max} - \left(\frac{P_{max} * Coef\ T^a\ P_{max}}{100} \right)$$

$$P_{max\ Total\ verano\ 1} = 455\ W - \left(\frac{455\ W * 17}{100} \right) = 377.65\ W$$

$$P_{max\ Total\ verano\ 2} = 455\ W - \left(\frac{455\ W * 5.1}{100} \right) = 431.79\ W$$

$$P_{max\ Total\ invierno\ 1} = 455\ W + \left(\frac{455\ W * 10.5}{100} \right) = 502.77\ W$$

$$P_{max\ Total\ invierno\ 2} = 455\ W + \left(\frac{455\ W * 6.8}{100} \right) = 485.94\ W$$

Obteniendo una intensidad máxima total dependiendo de la temperatura que oscila entre:

$$Imp\ Total = Imp - \left(\frac{Imp * Coef\ T^a\ Imp}{100} \right)$$

$$Imp\ Total\ verano\ 1 = 13.17\ A + \left(\frac{13.17\ A * 2.5}{100} \right) = 13.5\ A$$

$$Imp\ Total\ verano\ 2 = 13.17\ A + \left(\frac{13.17\ A * 0.75}{100} \right) = 13.26\ A$$

$$Imp\ Total\ invierno\ 1 = 13.17\ A - \left(\frac{13.17\ A * 1.5}{100} \right) = 12.97\ A$$

$$Imp\ Total\ invierno\ 2 = 13.17\ A - \left(\frac{13.17\ A * 1}{100} \right) = 13.04\ A$$

A continuación, se procede al cálculo de los parámetros eléctricos en función de la configuración en serie de los módulos que conforman ambas ramas. Cada una de estas ramas se conecta de forma independiente a las dos entradas MPPT disponibles en el inversor.

Voc Total	V_{\max} entrada CC ≤ 600 V	
	1ª Rama 12 módulos	2ª Rama 6 módulos
$Voc\ Total_{\text{verano } 1}$	$35.84V * 12 = 430.08\ V$	$35.84V * 6 = 215.04\ V$
$Voc\ Total_{\text{verano } 2}$	$39.59V * 12 = 475.08\ V$	$39.59V * 6 = 237.54\ V$
$Voc\ Total_{\text{invierno } 1}$	$44.41V * 12 = 532.92\ V$	$44.41V * 6 = 266.46\ V$
$Voc\ Total_{\text{invierno } 2}$	$43.34\ V * 12 = 520.08\ V$	$43.34V * 6 = 260.04\ V$

Tabla 15: Justificación de que las ramas se encuentran por debajo de la V_{\max} Entrada CC establecida.

Pmax Total	P_{\max} entrada cc ≤ 9000 Wp	
	1ª Rama 12 módulos	2ª Rama 6 módulos
$Pmax\ Total_{\text{verano } 1}$	$377.65W * 12 = 4531.8\ W$	$377.65W * 6 = 2265.9\ W$
$Pmax\ Total_{\text{verano } 2}$	$431.79W * 12 = 5181.48\ W$	$431.79W * 6 = 2590.74\ W$
$Pmax\ Total_{\text{invierno } 1}$	$502.77W * 12 = 6033.24\ W$	$502.77W * 6 = 3016.62\ W$
$Pmax\ Total_{\text{invierno } 2}$	$485.94W * 12 = 5831.28\ W$	$485.94W * 6 = 2915.64\ W$

Tabla 16: Justificación de que las ramas se encuentran por debajo de la P_{\max} Entrada CC establecida.

Imp Total	I_{\max} entrada CC por MPPT ≤ 18 A
$Imp\ Total_{\text{verano } 1}$	13.5 A
$Imp\ Total_{\text{verano } 2}$	13.26 A
$Imp\ Total_{\text{invierno } 1}$	12.97 A
$Imp\ Total_{\text{invierno } 2}$	13.04 A

Tabla 17: Justificación de que las ramas se encuentran por debajo de la I_{\max} Entrada CC establecida.

12.7 CÁLCULO CABLEADO

El correcto dimensionamiento del sistema de cableado en una instalación fotovoltaica es fundamental para garantizar tanto la seguridad eléctrica como la eficiencia operativa del sistema. Una sección inadecuada puede provocar pérdidas por efecto Joule, sobrecalentamientos o incluso fallos en condiciones de funcionamiento continuo, como las que se presentan en instalaciones conectadas a red.

De acuerdo con la norma IEC 60364-7-712, los conductores de corriente continua deben dimensionarse para soportar, a su temperatura de trabajo, al menos 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en condiciones estándar (CEM) del módulo fotovoltaico. En el caso de los conductores de corriente alterna, se aplica el mismo criterio con respecto a la intensidad nominal de salida del inversor.

Asimismo, la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), en su punto 5, establece que la caída de tensión máxima admisible entre el generador y el punto de interconexión con la red ya sea interior o pública no debe superar el 1,5 % para la intensidad nominal. Este límite también es recogido por las normativas particulares de algunas distribuidoras eléctricas, como Iberdrola Distribución, en sus requisitos para la conexión de sistemas de autoconsumo.

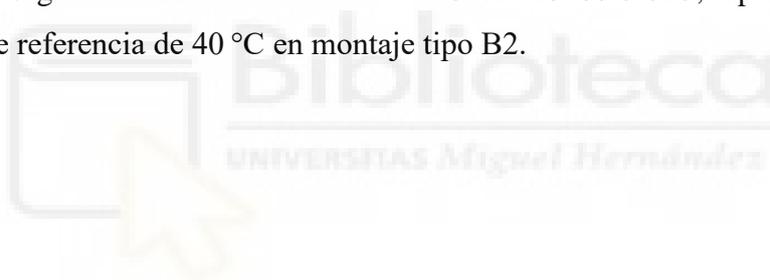
No obstante, con el fin de optimizar el rendimiento energético y minimizar las pérdidas eléctricas, en el presente proyecto se ha adoptado un criterio de diseño más restrictivo, estableciendo una caída de tensión máxima del 1 % en corriente continua y del 1,5 % en corriente alterna, en línea con las recomendaciones recogidas por el IDAE (2011) para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

Para el cálculo de la sección de los conductores, se ha considerado una temperatura ambiente máxima de operación de 40 °C, valor representativo de las condiciones reales en instalaciones exteriores. A esta temperatura se ha asociado una resistividad del cobre de $\rho = 1/52 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$, correspondiente al conductor con aislamiento XLPE, valor empleado en los cálculos eléctricos realizados.

En lo relativo al sistema de instalación, se ha previsto el uso de cables multiconductores alojados en tubos corrugados o canaletas tanto en los tramos de corriente continua como de corriente alterna, adoptando una configuración de montaje superficial (tipo B2). Las intensidades máximas admisibles han sido determinadas conforme a las tablas de la norma UNE 20460-5-523, referenciada por la ITC-BT-19 del REBT, las cuales se aplican en función del tipo de instalación, agrupación de cables y temperatura ambiente.

El cálculo de las secciones de los conductores se ha llevado a cabo conforme a los criterios técnicos establecidos en el REBT (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2002) y en la norma UNE-HD 60364 (AENOR, 2006), considerando los siguientes factores determinantes: intensidad de diseño, longitud del circuito, caída de tensión permitida, tipo de instalación, condiciones térmicas y modo de agrupación de conductores.

Las intensidades admisibles para los cables seleccionados en este proyecto se muestran a continuación, según la tabla extraída de la UNE 20460-5-523, aplicable para la temperatura de referencia de 40 °C en montaje tipo B2.



			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes											
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR			2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ¹⁾				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre ³⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ³⁾					3x PVC			2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ⁴⁾						3x PVC				3x XLPE o EPR ¹⁾	
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁵⁾									3x PVC ¹⁾		3x XLPE o EPR
		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		150				236	260	278	310	338	363	404	525
		185				268	297	317	354	386	415	464	601
	240				315	350	374	419	455	490	552	711	
	300				360	404	423	484	524	565	640	821	

Ilustración 45: Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

12.7.1 SELECCIÓN Y CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CABLEADO EN CORRIENTE CONTINUA (CC)

Para el dimensionado del cableado correspondiente al tramo de corriente continua de la instalación, se parte de los parámetros eléctricos específicos de esta parte del sistema. Con estos datos, se determina la sección mínima necesaria del conductor, aplicando la fórmula de cálculo establecida para este fin.

A partir del valor obtenido, se selecciona una sección comercial normalizada, siempre igual o superior a la calculada, que garantice el cumplimiento de los criterios técnicos y de seguridad. Asimismo, se elige un tipo de cable adecuado al entorno de instalación, considerando factores como el sistema de montaje, condiciones ambientales y compatibilidad con las normativas aplicables.

Este procedimiento asegura que el cableado sea capaz de soportar las condiciones de operación previstas, manteniendo su integridad mecánica y térmica durante toda la vida útil del sistema, en conformidad con los requisitos establecidos por la normativa vigente.

$$S = \frac{2 * L * I * \rho}{V * \Delta V}$$

Siendo:

S → Sección del cable en mm².

L → Longitud del cable de CC.

I → Intensidad que circulará por el cable en régimen de operación (I_{mp}).

ρ → Resistividad del cobre a 40°C ($\rho = 1/52 \Omega \cdot mm^2/m$).

V → Tensión del cable en régimen de operación ($V_{mp} \cdot N_{módulos}$).

ΔV → Máxima caída de tensión ($\Delta V = 0,01 \cdot V$).

❖ 1ª rama que cuenta con 6 módulos conectados en serie:

- $L = 22 \text{ m}$
- $I = 13.26 \text{ A}$
- $V = 34.6 \text{ V} * 6 = 207.6 \text{ V}$

$$S = \frac{2 * 22 * 13.26}{207.6 * 0.01 * 52} = 5.4 \text{ mm}^2$$

Por lo que se selecciona una sección de cable de 6 mm^2

❖ 2ª rama que cuenta con 12 módulos conectados en serie:

- $L = 10 \text{ m}$
- $I = 13.26 \text{ A}$
- $V = 34.6 \text{ V} * 12 = 415.2 \text{ V}$

$$S = \frac{2 * 10 * 13.26}{415.2 * 0.01 * 52} = 1.22 \text{ mm}^2$$

Por lo que la sección del cable debería de ser de 4 mm^2 , no obstante, para simplificar la instalación y por posibles futuras ampliaciones en esta rama, se selecciona un cable de 6 mm^2

Rama	Longitud (m)	Corriente (A)	Tensión (V)	Caída de tensión admisible (V)	Sección calculada (mm ²)	Sección seleccionada (mm ²)
Rama 1 (6 módulos)	22	13,26	207,6	2,076	5,4	6
Rama 2 (12 módulos)	10	13,26	415,2	4,152	1,23	6

Tabla 18: Sección cableado para la rama 1 y la rama 2 en CC

El modelo del cable que se ha seleccionado es tipo H1Z2Z2-K, diseñado específicamente para instalaciones solares de alta exigencia. Si bien existen alternativas más económicas en el mercado, la elección de este modelo responde a criterios de calidad, durabilidad y cumplimiento normativo, lo cual es especialmente relevante en instalaciones expuestas a condiciones ambientales variables.

El cable H1Z2Z2-K cuenta con una tensión máxima asignada de 1500 V y presenta un aislamiento de tipo termoestable, lo que le permite trabajar de forma segura a temperaturas de hasta 90 °C en servicio continuo. Asimismo, la sección del conductor ha sido seleccionada conforme a las exigencias técnicas del proyecto, garantizando una capacidad de conducción adecuada para la intensidad prevista.

Como se ha mencionado anteriormente, los tramos de cableado en corriente continua discurrirán por conductos superficiales bajo tubo (montaje tipo B), conforme a lo establecido por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT). Para calcular la intensidad máxima admisible por los conductores, se ha consultado la tabla de intensidades admisibles para conductores bajo tubo en montaje superficial a una temperatura ambiente de 40 °C, recogida en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-19 del REBT. A partir de dicha tabla se ha determinado la sección adecuada del conductor para evitar sobrecalentamientos y asegurar la eficiencia del sistema.



Ilustración 46: Cable H1Z2Z2-K.

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

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
A1		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--

Ilustración 47: Intensidad admisible (A), montaje tipo B2 para la rama 1

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

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
A1		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--

Ilustración 48: Intensidad admisible (A), montaje tipo B2 para la rama 2

Como se muestra en la ilustración, la intensidad máxima soportada por el cable de la rama 1 es de 40 A y la de la rama 2 es de 31 A, valores que servirá para posteriormente calcular las protecciones de la instalación.



12.7.2 SELECCIÓN Y CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CABLEADO EN CORRIENTE ALTERNA (AC)

$$S = \frac{2 * L * I * \rho}{V * \Delta V}$$

S → Sección del cable en mm².

L → Longitud del cable de CA.

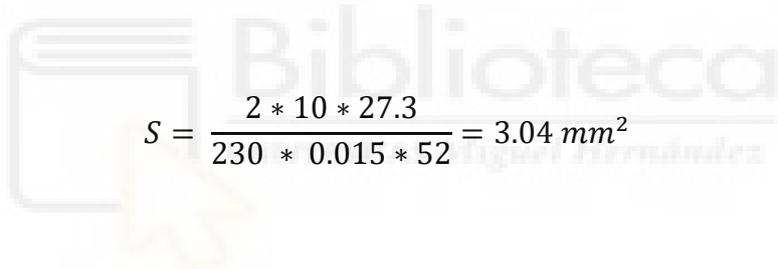
I → Intensidad que circulará por el cable en la salida del inversor (27.3A).

ρ → Resistividad del cobre a 40°C ($\rho = 1/52 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$).

V → Tensión del cable en régimen de operación (230 V).

ΔV → Máxima caída de tensión ($\Delta V = 0,015$).

Introduciendo los datos en la fórmula se obtiene el siguiente valor de sección:



$$S = \frac{2 * 10 * 27.3}{230 * 0.015 * 52} = 3.04 \text{ mm}^2$$

Para el cálculo de la sección del conductor en el tramo de corriente alterna, se ha considerado como valor de referencia la intensidad máxima de salida del inversor, que asciende a 27,3 A. Este valor se ha utilizado con el propósito de garantizar que el cableado instalado sea adecuado incluso en caso de un futuro aumento de potencia, evitando así la necesidad de modificaciones estructurales posteriores.

En cuanto a la caída de tensión máxima permitida, se ha adoptado el criterio recogido en IDAE (2011), que establece un valor límite con el fin de asegurar la eficiencia del sistema y minimizar las pérdidas eléctricas.

El conductor seleccionado para esta parte de la instalación es el RZ1-K, un cable de uso general para baja tensión, con una tensión nominal máxima de 600 V y aislamiento de tipo termoestable, lo que le permite soportar temperaturas de servicio de hasta 90 °C en condiciones normales de funcionamiento. La sección normalizada instalada será de 4

mm², valor que cumple con los requisitos técnicos de intensidad, caída de tensión y seguridad establecidos por la normativa vigente.



Ilustración 49: Cable RZ1-K.

En el tramo de corriente alterna, el cableado de la instalación se dispondrá en el interior de tubo corrugado o canaleta, conforme a una configuración de montaje tipo B2, según lo definido por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT). Esta disposición implica condiciones de instalación superficial en un entorno con ventilación limitada.

Dado este tipo de montaje, la intensidad máxima admisible para los conductores ha sido determinada mediante consulta a la tabla correspondiente de la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-19 del REBT, considerando una temperatura ambiente de referencia de 40 °C, representativa de las condiciones reales en instalaciones exteriores. A partir de esta tabla se ha obtenido el valor máximo de intensidad que puede soportar el conductor seleccionado, asegurando así el cumplimiento de los criterios técnicos de seguridad y eficiencia exigidos por la normativa vigente.

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

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A1												
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--

Ilustración 50: Intensidad admisible (A), montaje tipo B2 para instalación AC

12.7.3 CÁLCULO DEL CABLEADO DE PUESTA A TIERRA

En toda instalación fotovoltaica conectada a red, la toma de tierra constituye un elemento esencial tanto desde el punto de vista de la seguridad eléctrica como del cumplimiento normativo. En el presente proyecto, se ha previsto la conexión de todas las masas metálicas de la instalación tanto de corriente continua como de corriente alterna a una única toma de tierra, conforme a lo dispuesto en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-18 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).

Dicha toma de tierra será eléctricamente independiente de la del neutro de la red de distribución, evitando así el riesgo de tensiones de contacto peligrosas en caso de fallo en el centro de transformación, tal como se recoge en el apartado 11 de la ITC-BT-18.

Según el punto 9 de la misma instrucción, la resistencia de la puesta a tierra debe ser tal que se garantice que, en caso de defecto, no se superen los valores de tensión de contacto máximos permitidos:

- 24 V en locales o emplazamientos conductores.
- 50 V en el resto de los casos.

Para alcanzar estos valores, el electrodo de tierra ha sido dimensionado teniendo en cuenta la resistividad del terreno, el tipo de electrodo y la longitud total del conductor. En este proyecto, se ha estimado una longitud total de 40 metros para el conductor de tierra, que discurre entre los tramos de CC y CA, y una resistividad del cobre a 90 °C de 0,023 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$. Aplicando la fórmula de resistencia:

$$R = \rho * \frac{L}{S} = \Omega$$

$$R = 0.023 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} * \frac{40 \text{ m}}{6 \text{ mm}^2} = 0.153 \Omega$$

Este valor es aceptable para cumplir con los límites normativos y garantizar una rápida evacuación de corriente de defecto a tierra.

En cuanto a la sección del conductor de protección, se ha considerado lo indicado en el apartado 3.4 de la ITC-BT-18, que establece lo siguiente:

- 2,5 mm² si el conductor cuenta con protección mecánica.
- 4 mm² si no dispone de dicha protección.

No obstante, dado que el conductor de tierra será común a varios circuitos y con el fin de incrementar la fiabilidad y durabilidad del sistema, se ha optado por una sección superior. En consecuencia, la sección del conductor de puesta a tierra será de 6 mm².

Dado que la instalación ya cuenta con una red de tierras funcional, no será necesario instalar una nueva. Sin embargo, se verificará su continuidad y se medirá la resistencia de puesta a tierra durante el proceso de comprobación previo a la puesta en marcha, conforme a lo exigido por el REBT.



12.8 PROTECCIONES

12.8.1 CUADROS DE PROTECCIÓN AC DC.

Para garantizar la seguridad eléctrica y el correcto funcionamiento del sistema, se ha previsto la instalación de dos cuadros eléctricos diferenciados: uno destinado a las protecciones en corriente continua (DC) y otro para las protecciones en corriente alterna (AC). Ambos cuadros serán de superficie, modelo FAMATEL Acqua de 12 módulos, con un grado de protección IP65, lo que los hace adecuados para su instalación en entornos expuestos a agentes atmosféricos.

Esta configuración permite organizar de manera eficiente las protecciones de cada parte del sistema fotovoltaico, facilitando su identificación, mantenimiento y operación en caso de intervención.

Cuadro de corriente continua (DC):

- Interruptor general en continua para desconectar de forma segura el campo fotovoltaico en caso de mantenimiento o emergencia.
- Dos interruptores magnetotérmicos bipolares (uno por cada rama), dimensionados conforme a las características del campo solar.
- Protector contra sobretensiones transitorias en DC (modelo Weidmüller VPU PV II 3 1000 Vdc), que salvaguarda el inversor frente a picos de tensión causados por descargas atmosféricas.

Cuadro de corriente alterna (AC):

- Interruptor magnetotérmico general bipolar, que actúa frente a sobrecargas o cortocircuitos en la línea de salida del inversor.
- Interruptor diferencial tipo A, de alta sensibilidad (30 mA), que protege a las personas frente a contactos indirectos por derivaciones a tierra.
- Protector combinado de sobretensiones permanentes y transitorias (Schneider Resi9 Combi 1P+N, 40 A), instalado en la entrada del cuadro AC para proteger la instalación frente a variaciones peligrosas en la red eléctrica.

Esta configuración no solo responde a los requisitos técnicos establecidos por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) y las normativas UNE correspondientes, sino que también contribuye a una instalación más segura, sencilla y eficiente, al eliminar la necesidad de disponer de cuadros separados para cada tipo de corriente.

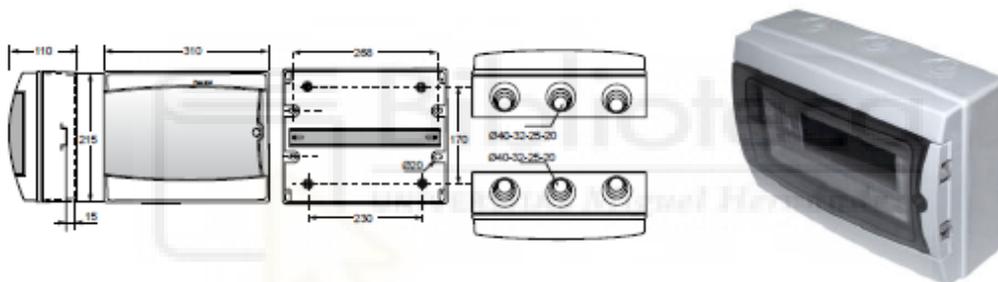
Serie ACQUA - Envoltente de superficie

ACQUA range - Surface mounting enclosure

Ref: 3912-T

Dimensiones y características constructivas / Dimensions and constructional features

Envoltente de superficie IP65, 12 módulos /
Surface mounting enclosure IP65, 12 modules



Dimensiones máximas / Maximum dimensions (mm)		Configuración / Configuration	
Alto / Height	215	Color / Colour	Gris / Grey (RAL 7035) Transparente fumé / Fumé transparent
Ancho / Wide	310	Instalación / installation	Superficie Surface mounting
Profundidad / Depth	110	Clase de aislamiento / Insulation class	II (Aislamiento Total / Total insulation)
Dimensiones interiores / Inner dimensions (mm)		Ángulo de apertura / Opening angle	110°
Alto / Height	210	Precintable / Sealable	Si / Yes
Ancho / Wide	300	Herramienta recomendada / Recommended Tool	Destornillador/ Screwdriver Plano (0,8 Nm)
Profundidad / Depth	60	Utilización / Use	Exterior e interior (Grado contaminación III) / Outdoor and indoor location (Pollution Degree III)
Modules / Modules	12	Configuraciones / Configurations	3912-TTB:1xSPTA-12 + 1xRG-12
Entradas / Inlets	6 x Ø20, Ø25, Ø32, Ø40	Accesorios / Accessories	RG-04 SPTA-12
Componentes incorporados / Built-in components	Carril DIN / DIN-Rail 35mm Tapones tornillos / Screw caps		

Ilustración 51: Cuadro eléctrico FAMATEL Acqua de 12 módulos

12.8.2 PROTECCIONES DE LA RED EN CORRIENTE CONTINÚA.

De acuerdo con la norma internacional IEC 60364-7-712, resulta obligatorio incorporar un interruptor principal en corriente continua entre el generador fotovoltaico y el inversor. Este dispositivo debe estar dimensionado para operar con seguridad en las condiciones más exigentes, especialmente aquellas en las que se alcanza la tensión máxima del campo fotovoltaico, como sucede en escenarios de temperatura ambiente extremadamente baja ($-1,875\text{ }^{\circ}\text{C}$). Bajo estas circunstancias, la tensión de circuito abierto de los módulos se incrementa considerablemente. Además, la capacidad de corte del interruptor debe ser superior a 1,25 veces la intensidad de cortocircuito (I_{sc}) de los módulos bajo condiciones estándar de medida (STC).

Aunque el uso de fusibles en corriente continua sería técnicamente aceptable para proteger las líneas, en este proyecto se ha optado por instalar interruptores magnetotérmicos bipolares, una alternativa que ofrece mayores ventajas operativas. Estos dispositivos permiten tanto la protección contra sobreintensidades, como una desconexión segura en carga, evitando la manipulación directa de conductores activos y mejorando la seguridad durante las intervenciones de mantenimiento.

A diferencia de los fusibles, los magnetotérmicos no presentan consumo propio, no requieren recambios tras el disparo, pueden ser rearmados inmediatamente una vez resuelta la incidencia, y presentan una mayor fiabilidad a largo plazo. Estas características favorecen una operación más segura, eficiente y con menores tiempos de inactividad del sistema.

Además, la instalación cuenta con dos protectores contra sobretensiones transitorias en corriente continua, modelo Weidmüller VPU PV II 3 1000 Vdc, ubicados en el lado de entrada del inversor. Este dispositivo está diseñado específicamente para instalaciones fotovoltaicas, protege los componentes sensibles frente a picos de tensión generados por descargas atmosféricas o perturbaciones eléctricas en el sistema. Su nivel de protección es plenamente compatible con la tensión nominal del campo fotovoltaico definido en el proyecto.

Conforme a la configuración del generador solar, que se estructura en dos ramas independientes (strings) conectadas a las entradas MPPT del inversor híbrido, se ha determinado la instalación de dos interruptores magnetotérmicos bipolares del modelo 2P 1000 V DC – 16 A, del fabricante DC Solar Energy, optimizados para aplicaciones en corriente continua en instalaciones fotovoltaicas.

Características técnicas del interruptor magnetotérmico seleccionado:

- Tensión nominal de funcionamiento: 1000 V DC
- Corriente nominal: 16 A
- Número de polos: 2 (bipolar)
- Capacidad de corte en DC: 6 kA
- Curva de disparo: tipo C (adecuada para cargas con baja o media intensidad de arranque)
- Sistema de instalación: montaje en carril DIN, con bornes protegidos y mecanismo de apertura visual
- Normativa aplicable: fabricado conforme a IEC 60947-2, con certificación CE

El diseño compacto y robusto del dispositivo permite su integración directa en el cuadro de protecciones de corriente continua, asegurando el cumplimiento de los requisitos de seguridad eléctrica en baja tensión y un rendimiento fiable frente a sollicitaciones térmicas y mecánicas habituales en entornos fotovoltaicos.



Ilustración 52: Protector de sobretensiones Weidmuller VPU PV II 3 1000 Vdc



Ilustración 53: Interruptor Magnetotérmico 16A 2P 1000V DC

12.8.3 PROTECCIONES DE LA RED EN CORRIENTE ALTERNA.

La sección de la instalación destinada a la corriente alterna (AC) incorpora los dispositivos de protección necesarios para salvaguardar tanto a las personas como a los equipos frente a posibles fallos eléctricos. Para ello, se ha instalado un interruptor diferencial tipo A, de alta sensibilidad y superinmunizado, junto con dos interruptores magnetotérmicos bipolares. Todos estos elementos se encuentran integrados en un cuadro eléctrico de superficie con grado de protección IP65, lo que garantiza su resistencia frente a agentes externos y facilita su mantenimiento.

Interruptor diferencial:

El interruptor diferencial es el encargado de detectar y desconectar la instalación ante fugas de corriente a tierra, protegiendo así a las personas frente a contactos directos e indirectos. Según lo establecido en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-24 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), en España es obligatorio utilizar diferenciales de alta sensibilidad, con una corriente de disparo igual o inferior a 30 mA y un tiempo de respuesta máximo de 50 ms, garantizando de este modo una protección eficaz frente a derivaciones peligrosas.

Para este proyecto se ha seleccionado el modelo Schneider Acti9 RED, un diferencial auto rearmable de 2 polos, con intensidad nominal de 40 A, sensibilidad de 30 mA y tipo A (superinmunizado), lo cual permite una detección precisa de fugas y una recuperación automática tras eventos transitorios, sin comprometer la seguridad de los usuarios.



Ilustración 54: Diferencial auto rearmable Acti9 RED, 2P, 40A, 30 mA, tipo A

Interruptores magnetotérmicos:

En paralelo, se han instalado dos interruptores magnetotérmicos bipolares Schneider de 40 A (modelo R9) para proteger la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos. Aunque no es obligatorio duplicar este elemento, se ha considerado conveniente incluir ambos dispositivos en el cuadro de mando y protección como medida adicional de seguridad y operatividad. Ambos interruptores cuentan con las mismas características técnicas, por lo que, en caso de producirse una condición de disparo, se activará uno de los dos indistintamente.

La elección de incluir un magnetotérmico adicional en el cuadro principal responde a la necesidad de disponer de un punto de corte accesible, cercano al usuario, que permita maniobrar rápidamente sobre la instalación sin tener que desplazarse hasta el entorno del inversor. Esto garantiza una desconexión rápida y segura del tramo de alterna, especialmente útil durante operaciones de mantenimiento o en situaciones de emergencia.

Los parámetros técnicos considerados para los interruptores magnetotérmicos son su intensidad nominal, la curva de disparo (tipo C) y su poder de corte, acorde a la sección del cableado y la intensidad prevista en este tramo de la instalación.



Ilustración 55: Interruptor Magnetotérmico; Resi9; 2P; 40 A; 6000 A; 230 V

Protección contra sobretensiones transitorias y permanentes:

Además de las protecciones ya mencionadas, se ha incorporado un limitador de sobretensiones transitorias y permanentes en el cuadro general de alterna. El modelo seleccionado ha sido el Schneider Resi9 Combi 1P+N, 40 A, el cual combina la función de interruptor general automático (IGA) con la protección frente a sobretensiones permanentes (por aumento sostenido de la tensión de red) y transitorias (de origen atmosférico o por conmutación).

Este dispositivo actúa desconectando la instalación ante picos de tensión o desviaciones prolongadas del valor nominal, protegiendo así los equipos conectados en el interior de la vivienda frente a daños eléctricos.



Ilustración 56: Protección contra sobretensiones transitorias y permanentes

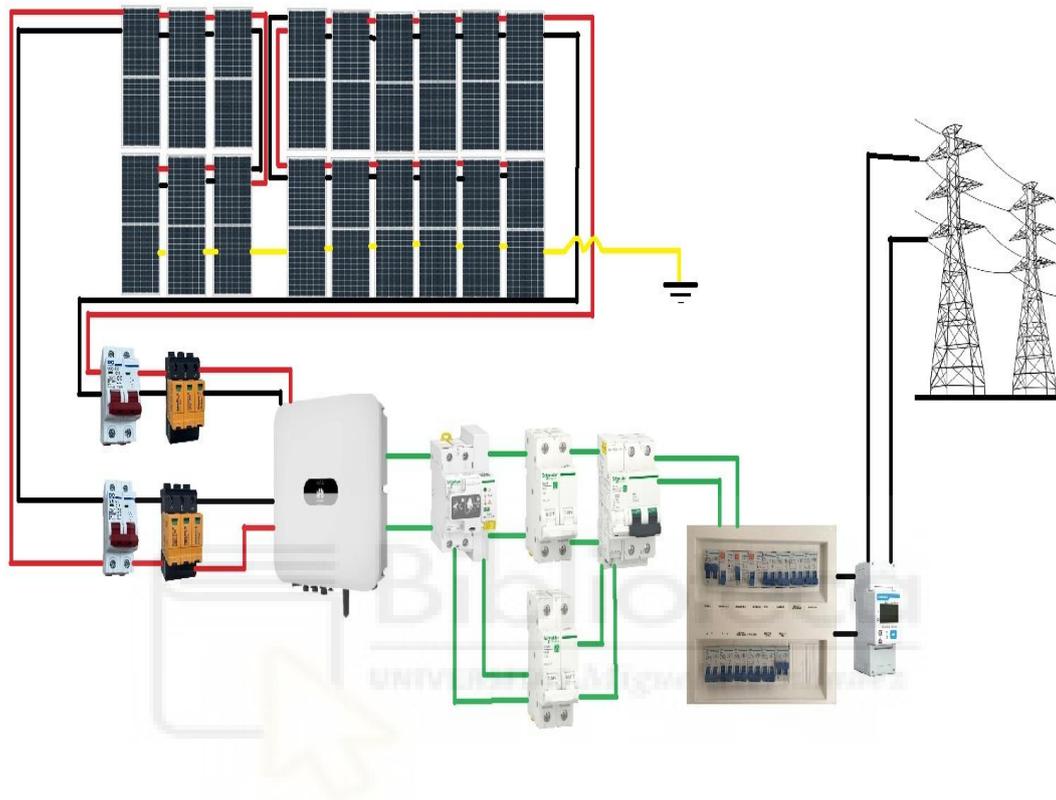


Ilustración 57: Esquema instalación

13 PRESUPUESTO

Una vez definidos los elementos técnicos que conforman la instalación, se procede a la valoración económica del sistema fotovoltaico. Esta valoración contempla el coste de adquisición de los equipos principales, así como los gastos asociados a la ejecución, puesta en marcha y legalización de la instalación.

Designación	Ctd	Precio	Total
P/Solar Canadian 455W NG	18	69,00	1.242,00
Soporte Coplanar Teja SUNFER 01V6FV	3	199,00	597,00
Fijación Perfil L SUNFER S01B	1	31,99	31,99
Inv. Red HUAWEI SUN2000-6KTL-L1 6 kW	1	895,00	895,00
Medidor Producción HUAWEI DDSU666-H AS	1	129,00	129,00
Cuadro Superficie IP65 12 MOD FAMATEL	2	18,00	36,00
Magneto CC 16ª 2P 1000V DC	2	14,49	28,99
Protector Weidmuller VPU PV II 3 1000 Vdc	2	66,95	133,90
Protección contra sobretensiones transitorias y permanentes	1	111,00	111,00
Magnetotérmico Resi9 2P 40 A 6000 A 230 V	2	11,56	23,12
Diferencial auto rearmable Acti9 RED 2P 40A	1	137,00	137,00
Cable solar flexible H1Z2Z2-K Rojo Ø6 mm 25m	3	26,99	80,97
Cable solar flexible H1Z2Z2-K Negro Ø6 mm 25m	3	26,99	80,97
Cable RZ1-K 1G 6mm² 25m	1	27,25	27,25
Tubo Corrugado 32/50M LEXMAN	2	36,99	73,98
Instalación	1	1.500,00	1.500,00
Tramitación, Legalización y Preventium	1	500,00	500,00
Transporte	1	50,00	50,00
TOTAL			19.178,00 €

Hoja de cálculo 1: Coste total proyecto

Los costes de los componentes que integran la instalación fotovoltaica han sido obtenidos a partir de precios de referencia disponibles en el catálogo online de Leroy Merlin. Por su parte, los valores correspondientes a la mano de obra, tramitación administrativa, legalización, servicios de prevención de riesgos laborales (Preventium) y transporte, se han estimado de forma orientativa, basándose en tarifas habituales del sector para instalaciones residenciales de similares características.



14 AMORTIZACIÓN DEL PROYECTO

El análisis del periodo de amortización de la instalación fotovoltaica parte de una estimación basada en los datos disponibles. En este caso, dado que el cliente acaba de adquirir la vivienda, no se dispone de un histórico de consumo eléctrico representativo. Tan solo se ha facilitado una factura eléctrica reciente, por lo que se ha optado por realizar una estimación del consumo anual, asumiendo que dicha factura refleja los patrones habituales de uso de la vivienda, incluyendo consumos constantes como el funcionamiento del motor de la piscina, operativo durante todo el año.

Para el cálculo económico se ha tenido en cuenta el precio actual de la electricidad en la franja diurna, correspondiente al periodo punta de una tarifa con discriminación horaria, con un valor de 0,16957 €/kWh, según la comercializadora contratada. Dado que la generación fotovoltaica se produce principalmente en ese tramo horario, se considera que la energía auto consumida genera un ahorro directo en la factura eléctrica.

Asimismo, se contempla la opción de verter excedentes de producción a la red eléctrica, dado que la instalación ha sido diseñada para ello. En la actualidad, Iberdrola remunera los excedentes vertidos a un precio de 0,04 €/kWh, dentro del mecanismo de compensación simplificada regulado por el Real Decreto 244/2019.

Por tanto, se plantean dos escenarios de amortización:

1. Autoconsumo total: toda la energía generada por el sistema es consumida directamente por la vivienda, generando un ahorro equivalente al precio de compra del kWh en periodo punta.
2. Vertido parcial: se estima que un 20 % de la producción anual será excedentaria y se compensará económicamente, mientras que el 80 % restante será consumido en la vivienda.

Este enfoque permite evaluar de forma más precisa el retorno de la inversión inicial, teniendo en cuenta tanto las particularidades del consumo estimado del usuario como las condiciones económicas actuales del mercado eléctrico y la normativa vigente en materia de autoconsumo.

Con el fin de evaluar correctamente el periodo de amortización del proyecto, resulta necesario disponer de una factura eléctrica real del cliente, la cual se muestra en la Ilustración 9. Sin embargo, y con el objetivo de mejorar la interpretación de los datos contenidos en dicho apartado, los valores clave se reproducen nuevamente en este apartado del proyecto

RESUMEN FACTURA ELÉCTRICA POR LA COMPAÑÍA			
ENERGÍA			
Potencia facturada	Punta	5,5 kW x 30 días x 0,093721 €/kW día	15,4639 €
	Valle	5,5 kW x 30 días x 0,003778 €/kW día	0,6233 €
Total importe potencia hasta 12/09/2024			16,08 €
Energía consumida	706 kWh x 0,16957 €/kWh		119,7164 €
CARGOS NORMATIVOS			
Financiación bono social fijo	30 días x 0.00682 €/día		0,19 €
Impuesto sobre electricidad	5,11269632 % s/135,99 €		6,95 €
TOTAL ENERGÍA			142,94 €
SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS			
Alquiler equipos medida	30 x 0,026557 €/día		0,80 €
Servicios Urgencias Eléctricas	0,98 meses x 2,36 €/mes		2,31 €
TOTAL SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS			3,11 €
IMPORTE TOTAL			146,05 €
IVA Reducido (*)	10 % s/143,74 €		14,37 €
IVA	21 % s/2,31 €		0,49 €
TOTAL IMPORTE FACTURA			160,91 €

Hoja de cálculo 2: Resumen factura eléctrica cliente

Coste total anual factura de la luz sin instalación fotovoltaica:

$$\text{Coste anual luz} = 160,91 \text{ €} \times 12 \text{ meses} = 1930,92 \text{ €/año}$$

A continuación, se procede a la elaboración de una factura eléctrica estimada, con el objetivo de analizar el impacto económico de la instalación fotovoltaica sobre el consumo energético de la vivienda. Para este cálculo, se ha considerado que la totalidad de la energía generada por el sistema fotovoltaico es utilizada directamente en el autoconsumo, sin excedentes vertidos a la red, lo cual permite estimar el máximo ahorro posible en la factura eléctrica mensual bajo condiciones de autoconsumo instantáneo.

A la factura eléctrica convencional del usuario se le aplicaría una reducción proporcional al volumen de energía generada por la instalación fotovoltaica, descontando los kilovatios hora (kWh) auto consumidos de su consumo facturado. Como resultado, la factura mensual se vería modificada de la siguiente manera:

RESUMEN FACTURA ELÉCTRICA AUTOCONSUMO TOTAL			
ENERGÍA			
Potencia facturada	Punta	5,5 kW x 30 días x 0,093721 €/kW día	15,4639 €
	Valle	5,5 kW x 30 días x 0,003778 €/kW día	0,6233 €
Total importe potencia hasta 12/09/2024			16,08 €
Energía consumida	706 kWh x 0,16957 €/kWh		119,7164 €
Producción Solar			
6 kWh x 3 h x 30 días			540 kWh
CARGOS NORMATIVOS			
Financiación bono social fijo	30 días x 0,00682 €/día		0,19 €
Impuesto sobre electricidad	5,11269632 % s/135,99 €		6,95 €
TOTAL ENERGÍA			142,94 €
SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS			
Alquiler equipos medida	30 x 0,026557 €/día		0,80 €
Servicios Urgencias Eléctricas	0,98 meses x 2,36 €/mes		2,31 €
TOTAL SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS			3,11 €
IMPORTE TOTAL			146,05 €
IVA Reducido (*)	10 % s/143,74 €		14,37 €
IVA	21 % s/2,31 €		0,49 €
TOTAL IMPORTE FACTURA SIN DESCUENTO			160,91 €
DESCUENTO DE PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA			- 91,5678 €
540 kWh x 0,16957 €/kWh			
TOTAL IMPORTE FACTURA			69,33 €

Hoja de cálculo 3: Factura eléctrica 100% autoconsumo

A partir de los resultados obtenidos, puede estimarse que, si el usuario lograra auto consumir el 100 % de la energía generada por la instalación fotovoltaica, se alcanzaría una reducción aproximada del 57 % en su factura eléctrica mensual. Esta proporción de ahorro se traduce en una reducción económica mensual de 91,57 €, lo que representa un ahorro anual estimado de:

$$\text{Ahorro anual} = 91,57 \text{ €} \times 12 \text{ meses} = 1.098,84 \text{ €} / \text{año}$$

Tomando como referencia el coste total del proyecto, que asciende a 19.160 €, se puede calcular el plazo de amortización simple de la inversión mediante la siguiente expresión:

$$\text{Amortización} = \frac{19.178 \text{ €}}{1.098,84 \text{ €/año}} \approx 17,44 \text{ años}$$

El periodo de retorno de la inversión se encuentra dentro de unos márgenes razonables desde el punto de vista económico, especialmente si se considera que la vida útil estimada de los módulos fotovoltaicos supera los 25 años. Además, los principales fabricantes del mercado garantizan un rendimiento mínimo del 80 % de la potencia nominal durante ese intervalo de tiempo, lo que asegura una producción sostenida a lo largo del ciclo de vida de la instalación.

Es importante señalar que la producción de energía solar no es constante a lo largo del año, ya que está sujeta a variaciones estacionales. Por tanto, el tiempo de amortización puede verse influido por factores como la meteorología o el patrón de consumo real de la vivienda, especialmente en los meses con menor radiación solar.

A pesar de estas posibles fluctuaciones, puede concluirse que la instalación fotovoltaica diseñada no solo es técnicamente viable, sino también económicamente favorable. El ahorro generado mediante el consumo directo del 100 % de la energía producida permite recuperar la inversión inicial en un plazo inferior a la vida útil de los componentes, generando a partir de entonces beneficios económicos y energéticos adicionales para el propietario.

Por último, se procede a realizar una estimación de la factura eléctrica considerando un escenario con vertido a red del 20 % de la producción solar generada por la instalación

fotovoltaica. Este supuesto permite analizar el impacto económico del sistema en condiciones reales de funcionamiento con excedentes parciales compensados conforme al régimen de autoconsumo con compensación simplificada.

RESUMEN FACTURA ELÉCTRICA AUTOCONSUMO TOTAL			
ENERGÍA			
Potencia facturada	Punta	5,5 kW x 30 días x 0,093721 €/kW día	15,4639 €
	Valle	5,5 kW x 30 días x 0,003778 €/kW día	0,6233 €
Total importe potencia hasta 12/09/2024			16,08 €
Energía consumida	706 kWh x 0,16957 €/kWh		119,7164 €
Producción Solar			
6 kWh x 3 h x 30 días			432 kWh
Vertido a Red			20 %
6 kWh x 3 h x 30 días x 20%			108 kWh
108 kWh x 0,04 €/kWh			4,32 €
CARGOS NORMATIVOS			
Financiación bono social fijo	30 días x 0,00682 €/día		0,19 €
Impuesto sobre electricidad	5,11269632 % s/135,99 €		6,95 €
TOTAL ENERGÍA			142,94 €
SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS			
Alquiler equipos medida	30 x 0,026557 €/día		0,80 €
Servicios Urgencias Eléctricas	0,98 meses x 2,36 €/mes		2,31 €
TOTAL SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS			3,11 €
IMPORTE TOTAL			146,05 €
IVA Reducido (*)	10 % s/143,74 €		14,37 €
IVA	21 % s/2,31 €		0,49 €
TOTAL IMPORTE FACTURA SIN DESCUENTO			160,91 €
DESCUENTO DE PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA			- 73,25 €
432 kWh x 0,16957 €/kWh			
BONIFICACIÓN FOTOVOLTAICA			-4,32 €
TOTAL IMPORTE FACTURA			83,34 €

Hoja de cálculo 4: factura eléctrica 80% autoconsumo y 20% excedentes a red

A partir de los resultados obtenidos, se puede concluir que, en un escenario en el cual el usuario no autoconsumo la totalidad de la energía generada, y aproximadamente un 20 % de la producción solar sea vertida a la red, el ahorro económico mensual en la factura

eléctrica se reduce ligeramente, alcanzando un valor medio de 77,57 €. Este ahorro representa una reducción del 51,7 % respecto a la factura eléctrica inicial, lo cual sigue siendo un impacto económico muy favorable.

$$\text{Ahorro anual} = 77.57 \text{ €} \times 12 \text{ meses} = 930,84 \text{ €/ año}$$

Considerando el coste total del proyecto de 19.160 €, el plazo de amortización simple de la instalación en este escenario sería:

$$\text{Amortización} = \frac{19.178 \text{ €}}{930,84 \text{ €/año}} \approx 20,6 \text{ años}$$

Aunque el periodo de recuperación se alarga ligeramente respecto al escenario de autoconsumo total, sigue siendo inferior a la vida útil estimada de los módulos fotovoltaicos (25 años), por lo que se mantiene la viabilidad económica del proyecto incluso en condiciones con excedente parcial vertido a red. Además, esta modalidad permite beneficiarse del mecanismo de compensación simplificada, maximizando el aprovechamiento energético sin necesidad de sistemas de almacenamiento.

Concepto	Autoconsumo total	Vertido del 20 % a red
Ahorro mensual estimado	91,57 €	77,57 €
Ahorro anual estimado	1.098,84 €	930,84 €
Porcentaje de reducción en la factura	57 %	51,7 %
Excedente vertido a red	0 %	20 %
Ingresos por compensación de excedentes	—	4,32 €/mes aprox.
Inversión inicial estimada	19.178 €	19.178 €
Periodo de amortización estimado	17,4 años	20,6 años
Vida útil estimada del sistema	> 25 años	> 25 años
Viabilidad económica	✅ Alta rentabilidad	✅ Rentabilidad sostenible

Hoja de cálculo 5: Comparativa del periodo de amortización según el tipo de autoconsumo

Conclusión:

El análisis económico de la instalación fotovoltaica proyectada demuestra su viabilidad, tanto en el escenario de autoconsumo total como en el de vertido parcial de excedentes. En el primer caso, el ahorro anual estimado es de 1.098,84 €, con un periodo de amortización de 17,4 años; en el segundo, el ahorro alcanza los 930,84 €, con una amortización en 20,6 años. Ambos valores se sitúan por debajo de la vida útil de los módulos fotovoltaicos, garantizando una rentabilidad sostenida a largo plazo. Por tanto, la instalación no solo es técnicamente adecuada, sino también económicamente rentable.



15 SUBVENCIONES Y BONIFICACIONES APLICABLES AL PROYECTO

Desde la fase inicial del proyecto se ha considerado la posibilidad de acceder a subvenciones públicas orientadas al fomento de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico, con el objetivo de reducir el tiempo de amortización y mejorar la viabilidad económica de la inversión.

En particular, la instalación fotovoltaica objeto de este proyecto puede acogerse a las ayudas gestionadas por la Generalitat Valenciana, a través del Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial (IVACE). Estas ayudas están destinadas a promover el autoconsumo energético en el ámbito de la Comunidad Valenciana y se pueden consultar en la convocatoria vigente publicada en el portal oficial de la Generalitat:

[Ayudas destinadas al fomento de instalaciones de autoconsumo de energía eléctrica en los municipios de la Comunitat Valenciana 2025](#)

Estas actuaciones se enmarcan en lo previsto en el Real Decreto 477/2021, en el contexto del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, financiado por la Unión Europea – Next Generation EU, y se aplican conforme a las bases reguladoras definidas en la Orden 19/2016, de 19 de octubre, de la Conselleria de Economía Sostenible, Sectores Productivos, Comercio y Trabajo (DOGV núm. 7900).

15.1 REQUISITOS TÉCNICOS Y CONDICIONES SUBVENCIONABLES

Las actuaciones subvencionables están reguladas por lo dispuesto en el artículo 4 del Real Decreto 244/2019, que establece las condiciones técnicas, administrativas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. En ese marco, se establecen los siguientes criterios clave:

1. Proyectos elegibles:
 - Instalaciones de autoconsumo a partir de energía solar en cualquiera de sus modalidades, tal como define el artículo 9 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico.
 - La instalación deberá contar con equipos certificados y cumplir la normativa técnica vigente.
 - El consumidor, titular de la instalación y responsable del coste energético deberán ser la misma persona física o jurídica.
2. Condiciones técnicas:
 - Se aceptan instalaciones con o sin almacenamiento (baterías), excluyéndose las tecnologías plomo-ácido.
 - No se admitirán instalaciones exclusivamente de almacenamiento sin sistema generador vinculado, ni aquellas que no cuenten con gestión inteligente de carga/descarga.
3. Garantías mínimas:
 - Módulos fotovoltaicos: mínimo 3 años desde su adquisición.
 - Instalación completa: mínimo 3 años desde la puesta en marcha.
4. Costes subvencionables (costes elegibles):
 - Adquisición e instalación de equipos (paneles, inversores, estructuras, cableado).
 - Obra civil necesaria, tramitación administrativa, dirección de obra, y costes de legalización.
 - IVA asociado a las facturas, siempre que no sea recuperable.
5. Costes no subvencionables:
 - Gastos financieros, adquisición de inmuebles o terrenos, y costes no directamente vinculados a la instalación energética.

6. Importe mínimo:

- La suma de costes elegibles deberá superar los 10.000 euros para poder optar a la subvención.

7. Límites de inversión:

- Se aplicarán costes de referencia por unidad de potencia instalada, según los baremos establecidos por IVACE en la convocatoria anual correspondiente.



15.2 BENEFICIOS FISCALES ADICIONALES

Además de las subvenciones directas, existen bonificaciones fiscales aplicables a nivel individual que mejoran la rentabilidad de la inversión. Entre ellas destacan:

- Bonificación del IBI: hasta el 50 % durante 3 años en municipios como Orihuela, aplicable previa solicitud tras legalizar la instalación.
- Bonificación del ICIO: hasta el 95 %, dependiendo de la normativa fiscal local del ayuntamiento correspondiente.

La cuantía de las ayudas aplicables a instalaciones de autoconsumo queda regulada en el Anexo III del Real Decreto 477/2021, donde se establecen los importes fijos unitarios denominados "módulos" en función de la tipología de actuación subvencionable y del destinatario final. Estos módulos permiten calcular la subvención directa aplicable a cada proyecto, cubriendo una parte de los costes elegibles definidos en la convocatoria.

En dicho anexo se presentan diferentes tablas según el sector (residencial, industrial, administración pública, etc.). Para este proyecto, únicamente resulta de aplicación la tabla correspondiente al sector residencial.

En el caso de instalaciones solares fotovoltaicas sin almacenamiento y con una potencia igual o inferior a 10 kWp ($P \leq 10$ kWp), se establece una ayuda de 600 €/kWp instalado.

Dado que el sistema proyectado cuenta con una potencia pico total de 8,19 kWp, se puede estimar que la cuantía máxima de subvención a percibir sería:

Actuaciones	Módulo [Ayuda (€/kWp)]	Módulo para el caso de autoconsumo colectivo [Ayuda (€/kWp)]
Instalación Fotovoltaica autoconsumo ($1.000 \text{ kWp} < P \leq 5.000 \text{ kWp}$).	300	355
Instalación Fotovoltaica autoconsumo ($100 \text{ kWp} < P \leq 1.000 \text{ kWp}$).	350	420
Instalación Fotovoltaica autoconsumo ($10 \text{ kWp} < P \leq 100 \text{ kWp}$).	450	535
Instalación Fotovoltaica autoconsumo ($P \leq 10 \text{ kWp}$).	600	710
Instalación eólica ($500 \text{ kW} < P \leq 5.000 \text{ kW}$) para autoconsumo.	650	775
Instalación eólica ($20 \text{ kW} < P \leq 500 \text{ kW}$) para autoconsumo.	1.950	2.250
Instalación eólica ($P \leq 20 \text{ kW}$) para autoconsumo.	2.900	3.350

Tabla 19: Cuantías económicas según el tipo de instalación.

En el caso de instalaciones solares fotovoltaicas sin almacenamiento y con una potencia igual o inferior a 10 kWp ($P \leq 10 \text{ kWp}$), se establece una ayuda de 600 €/kWp instalado.

Dado que el sistema proyectado cuenta con una potencia pico total de 8,19 kWp, se puede estimar que la cuantía máxima de subvención a percibir sería:

$$8,19 \text{ kWp} \times 600 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} = 4917 \text{ €}$$

Si se obtiene esta ayuda, el coste neto del proyecto se reduciría, y por tanto el periodo de amortización disminuiría también. Aplicando el nuevo escenario:

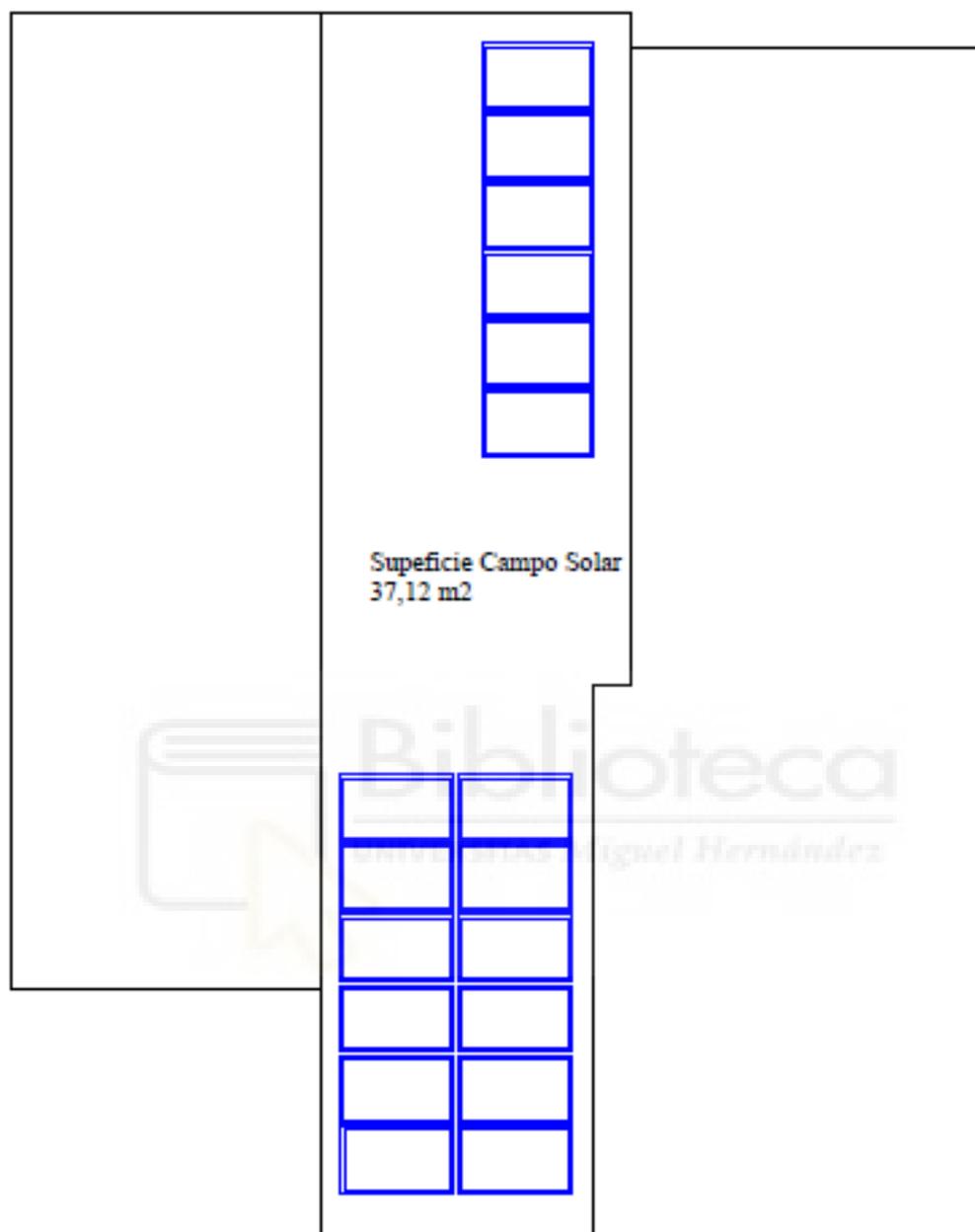
$$\text{Amortización (años)} = \frac{\text{Coste de la instalación}}{\text{Ahorro anual}}$$

$$\text{Amortización (años)} = \frac{19.160 \text{ €} - 4.914 \text{ €}}{1.098,84 \text{ €}} \approx 13 \text{ años}$$

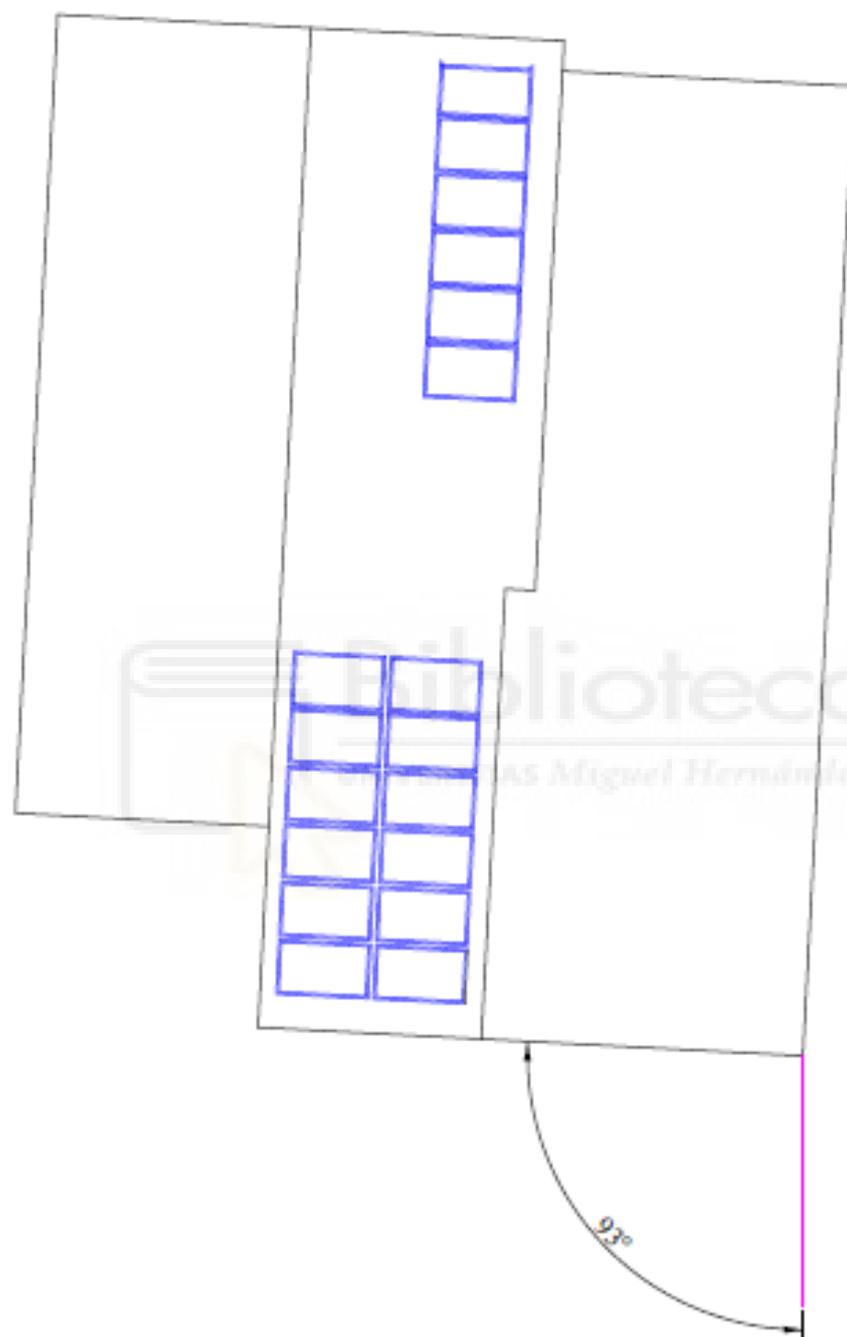
En consecuencia, el tiempo de recuperación de la inversión se reduciría en aproximadamente 4 años y medio, pasando de 17,4 años (sin subvención) a 13 años, lo cual mejora sustancialmente la rentabilidad del sistema y acorta el retorno de la inversión dentro de la vida útil garantizada de los módulos.

16 PLANOS





	Fecha	Nombre	Tamaño Plano A4	UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ
Dibujado	20/05/2025	LORENA MARTINEZ CANDEL		
Comprobado	20/05/2025	LORENA MARTINEZ CANDEL		
Escala:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ORIHUELA COSTA			Nº Plano 1
1:25	PLANO TEJADO			Nº Hoja 1
				COORDENADAS (3792781 ; -0.72381)

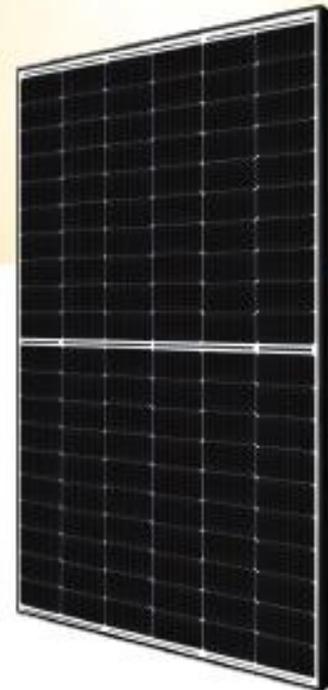


	Fecha	Nombre	Tamaño Plano A4	UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ
Dibujado	26/05/2025	LORENA MARTINEZ CANDEL		
Comprobado	26/05/2025	LORENA MARTINEZ CANDEL		
	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ORIHUELA COSTA			Nº Plano 2
	PLANO ÁNGULO AZIMUT			Nº Hoja 2

17 ANEXO I

En el Anexo I se incluyen las fichas técnicas correspondientes a los distintos elementos que conforman el proyecto





HiKu6 Mono PERC

445 W ~ 465 W

CS6L-445 | 450 | 455 | 460 | 465MS

MORE POWER

-  Module power up to 465 W
Module efficiency up to 21.5 %
-  Lower LCOE & system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 2400 Pa*

 **25 Years** Industry Leading Product Warranty on Materials and Workmanship*

 **25 Years** Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

*Subject to the terms and conditions contained in the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement. Also this 25-year limited product warranty is available only for products installed and operating on rooftops in certain regions.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001 : 2015 / Quality management system
ISO 14001 : 2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001 : 2018 / International standards for occupational health & safety
IEC62941 : 2019 / Photovoltaic module manufacturing quality system

PRODUCT CERTIFICATES*

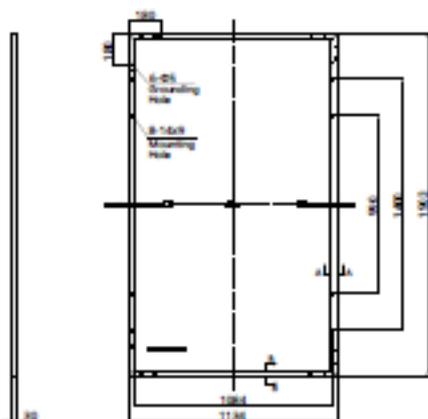
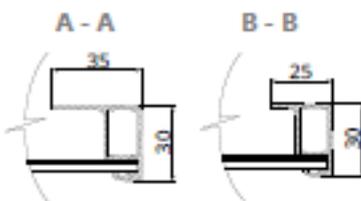
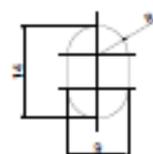
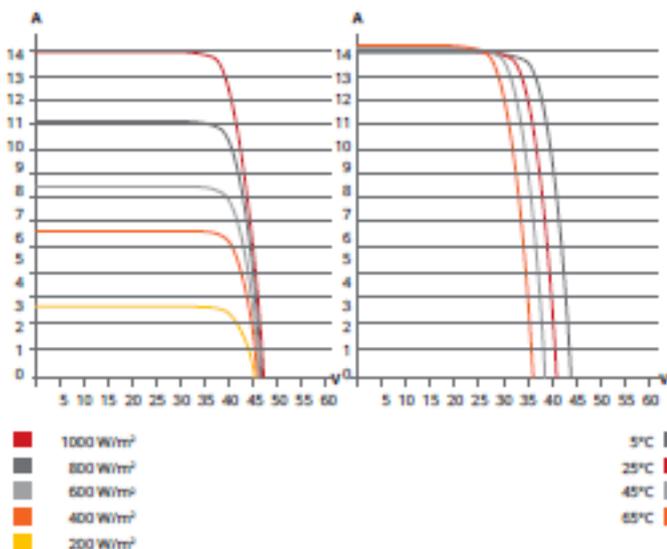
IEC 61215 / IEC 61730 / CE / MCS / CGC / IEC 63126 Level1 / Take-e-way



* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 22 years, it has successfully delivered over 100 GW of premium-quality solar modules across the world.

For detailed information, please refer to the Installation Manual.

ENGINEERING DRAWING (mm)**Rear View****Frame Cross Section****Mounting Hole****CS6L-460MS / I-V CURVES****ELECTRICAL DATA | STC***

CS6L	445MS	450MS	455MS	460MS	465MS
Nominal Max. Power (Pmax)	445 W	450 W	455 W	460 W	465 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.2 V	34.4 V	34.6 V	34.8 V	35.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.03 A	13.10 A	13.17 A	13.24 A	13.30 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.8 V	41.0 V	41.2 V	41.4 V	41.6 V
Short Circuit Current (Isc)	13.86 A	13.9 A	13.95 A	14.00 A	14.09 A
Module Efficiency	20.6%	20.9%	21.1%	21.3%	21.5%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	25 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 10 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6L	445MS	450MS	455MS	460MS	465MS
Nominal Max. Power (Pmax)	334 W	338 W	341 W	345 W	349 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	32.1 V	32.2 V	32.4 V	32.6 V	32.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.41 A	10.47 A	10.52 A	10.58 A	10.63 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.6 V	38.8 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V
Short Circuit Current (Isc)	11.18 A	11.21 A	11.25 A	11.29 A	11.36 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 X (10 X 6)]
Dimensions	1903 x 1134 x 30 mm (74.9 x 44.6 x 1.18 in)
Weight	24.2 kg (53.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass with anti-reflective coating
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Connector	T6 or MC4 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 350 mm (13.8 in) (+) / 250 mm (9.8 in) (-); landscape: 1100 mm (43.3 in)*
Per Pallet	35 pieces
Per Container (40' HQ)	840 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



Seguridad activa

Protección contra arcos eléctricos
active con tecnología de IA



Mayor rendimiento

Hasta un 30 % más de
energía con optimizadores



2x POTENCIA de Batería

5kW de Salida en CA más
5kW de Carga en Baterías

Curva de eficiencia

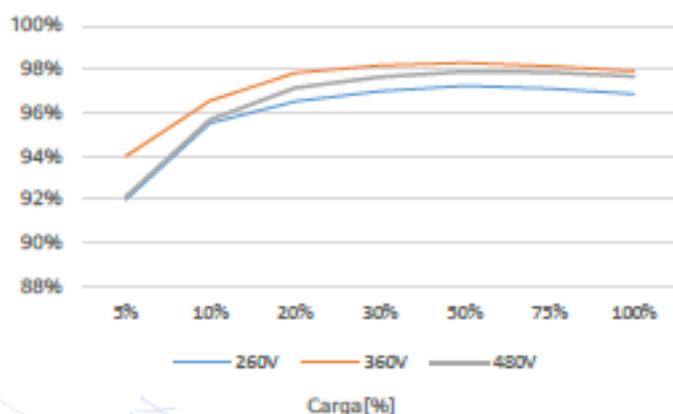
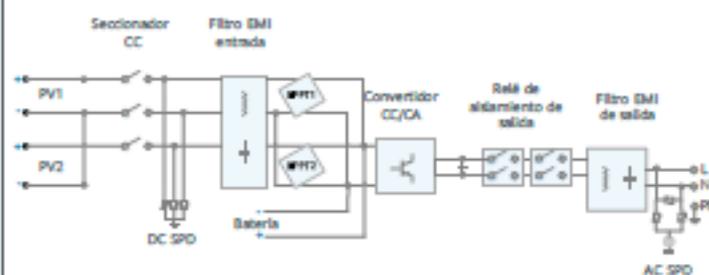


Diagrama de circuito



SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1

Especificaciones técnicas	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1 ¹
---------------------------	---------------------	---------------------	------------------------	---------------------	-----------------------	---------------------	----------------------------------

Eficiencia

Eficiencia Máxima	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
Eficiencia europea	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %

Entrada (FV)

Entrada de CC máxima recomendada ²	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Máx. tensión de entrada	600 V ³						
Tensión de arranque	100 V						
Rango de tensión de operación de MPPT	90 V – 560 V ³						
Tensión nominal de entrada	360 V						
Máx. intensidad por MPPT	12.5 A						
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	18 A						
Cantidad de MPPTs	2						
Máx. número de entradas por MPPT	1						

Entrada (Batería CC)

Batería compatible	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R						
Rango de tensión de operación	350 – 450 Vcc						
Max. corriente de operación	10 A @7H_R / 15 A @10H_R						
Potencia de carga máxima	3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R						
Potencia máxima de descarga @ 7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W				
Potencia máxima de descarga @ 10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W

Batería compatible	HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh – 30kWh ¹						
Rango de tensión de operación	350 – 560 Vdc						
Max. corriente de operación	15 A						
Potencia de carga máxima	5,000 W ⁴						
Potencia máxima de descarga	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W

Salida

Conexión a la red eléctrica	Monofásica						
Potencia de salida nominal	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W ⁵	6,000 W
Máx. potencia aparente de CA	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA ⁶	5,500 VA ⁷	6,000 VA
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz						
Máx. intensidad de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A ⁸	25 A ⁸	27.3 A
Factor de potencia ajustable	0.8 leading ... 0.8 lagging						
Máx. distorsión armónica total	< 3 %						
Salida para SAI	Sí (a través de Backup Box-B0 ¹)						

Protección & Características

Protección anti-Isla	Sí
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí
Monitorización de aislamiento	Sí
Protección contra descargas atmosféricas CC	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11
Protección contra descargas atmosféricas CA	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11
Monitorización de la corriente residual	Sí
Protección contra sobrintensidad de CA	Sí
Protección contra cortocircuito de CA	Sí
Protección contra sobretensión de CA	Sí
Protección contra sobrecalentamiento	Sí
Protección de falla de arco	Sí
Carga inversa de la batería desde la red	Sí

Datos generales

Rango de temperatura de operación	-25 – +60 °C
Humedad relativa de operación	0 %RH – 100 %RH
Altitud de operación	0 – 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2000 m)
Ventilación	Convección natural
Pantalla	Indicadores LED; WLAN integrado + aplicación FusiónSolar
Comunicación	RS485, WLAN a través del módulo WLAN incorporado en el Inversor Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional); 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)
Peso (Incluido soporte de montaje)	12.0 kg
Dimensiones (Incluido soporte de montaje)	365mm * 365mm * 156 mm
Grado de protección	IP65
Consumo de energía durante la noche	< 2.5 W

Compatibilidad con optimizadores

Optimizador compatible con MBUS CC	SUN2000-450W-P
------------------------------------	----------------

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Estándares de conexión a red eléctrica	G98, G99, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116

¹ 1 Disponible en Q3 del 2020.

² 2 La potencia fotovoltaica de entrada máxima del Inversor es de 10,000 Wp cuando las cadenas largas se diseñen y conecten al completo de optimizadores de potencia SUN2000-450W-P.

³ 3 El límite máximo de tensión de entrada y de operación se reducirán a 495 V cuando el Inversor se conecta y funciona con la batería LG.

⁴ 4 2,500 W en las baterías HUAWEI ESS de 5kWh

⁵ 5 AS4777.2:4,991W * 6. VDE-AR-N 4105: 4,600VA / AS4777.2:4,999VA. * 7. AS4777.2:4,999VA / C10/11:5,000VA. * 8. AS4777.2: 21.7A.

Ficha técnica

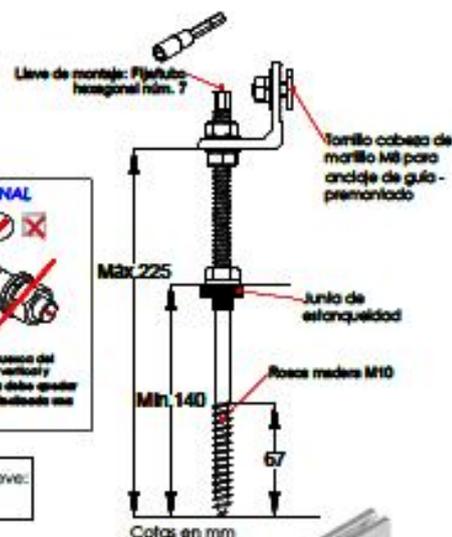
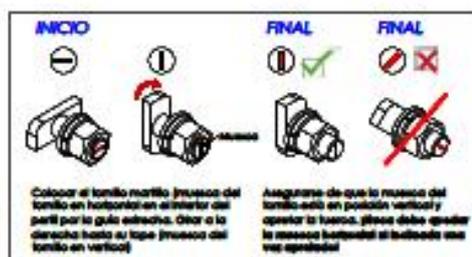
Soporte coplanar continuo atornillado para cubierta de teja

01V



Viga hormigón: consultar ficha técnica
taco utilizado

Viga madera: broca N99



- 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.

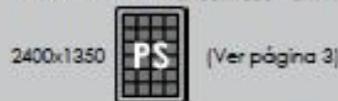
Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

Dos opciones:

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit

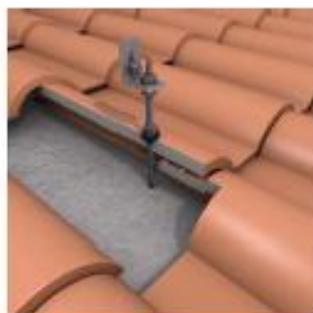
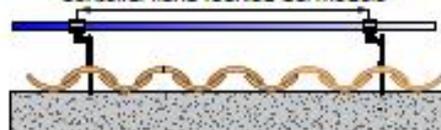


Para módulos de hasta 2400x1350 - Sistema PS



Carga de nieve:
40 kg/m²

Para la distancia de anclajes de los módulos consultar ficha técnica del módulo



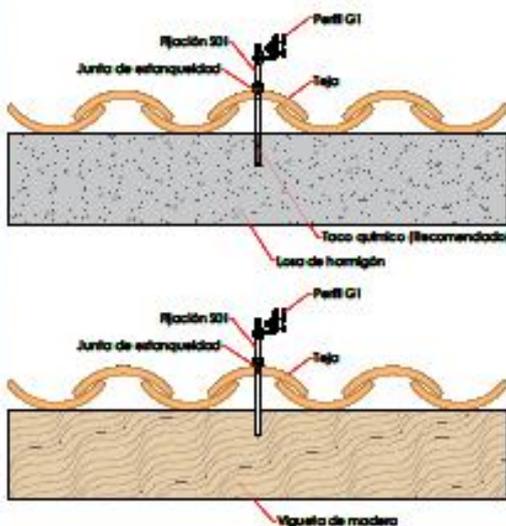
Par de apriete:

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M4,2/4,8 Hexagonal	6 Nm

Herramientas necesarias:



Seguridad:



Perfiles paralelos a la cumbre

Perfiles perpendiculares a la cumbre



Marcado
ES19/86524 CE

Ficha técnica - Sistema KIT

Para módulos de hasta 1150

Página 2

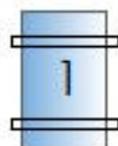
SUNFER

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema KIT

2279x1150

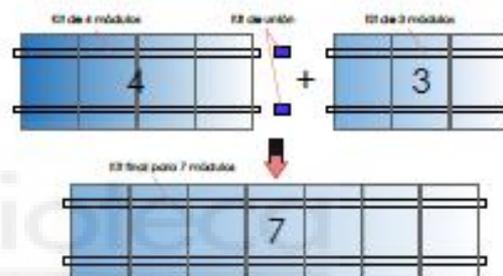


Kits disponibles:

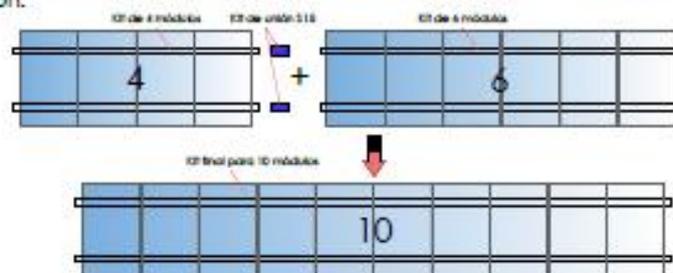


EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN

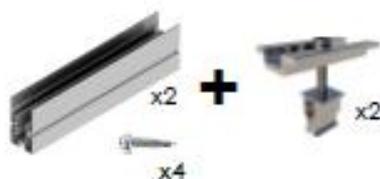
Para realizar una fila de 7 módulos se realizaría con 1 Kit de 4 + 1 Kit de 3 + 1 Kit de unión



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



* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

Marcado
ES19/86524 CE

Ficha técnica - Sistema PS

Para módulos de gran formato hasta 1350



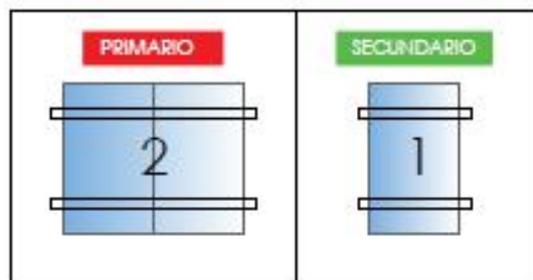
Sistema modular para instalaciones con módulos de gran formato de hasta 2400x1350.

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.

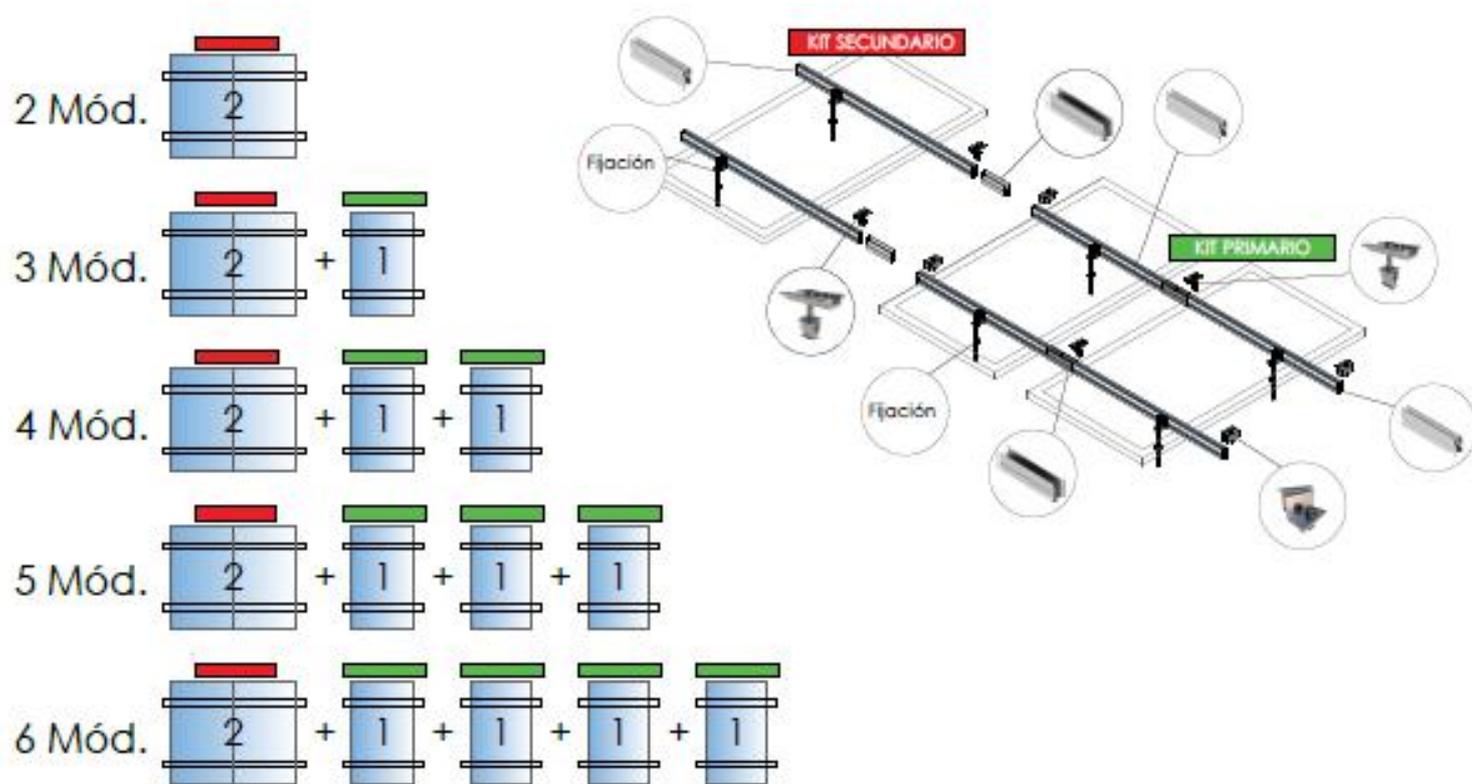
Kits disponibles:



SOPORTES COPLANARES COMPATIBLES CON EL SISTEMA PS



EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN



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

Velocidades de viento

Soporte coplanar continuo atornillado para cubierta de teja

01V
Sistema kit

SUNFER

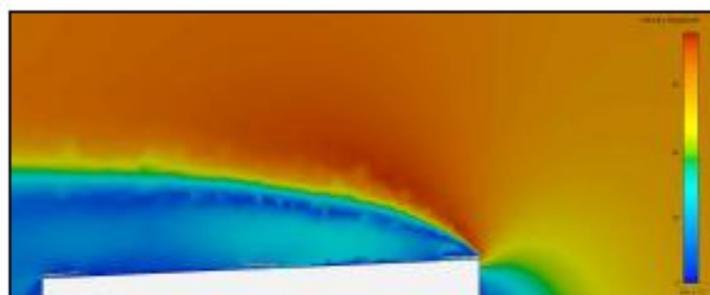


- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

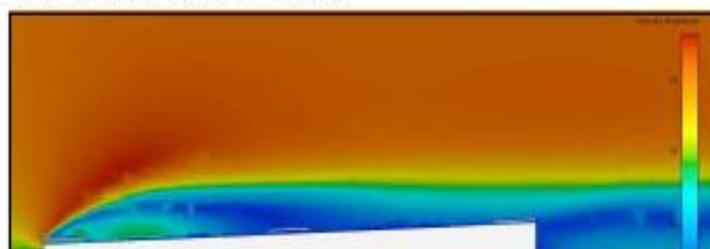
Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento							
Tamaño del módulo 	1	2	3	4	5	6	n° de módulos
2000x1000	150	150	150	150	150	150	Velocidad de viento km/h
2279x1150	150	150	150	150	150	150	

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.

Certificado ES13/13899

El sistema de gestión de

SUNFER ESTRUCTURAS, S.L.

Cami de la Dula, s/n
46687 Albalat de la Ribera (Valencia)

ha sido evaluado y certificado en cuanto al cumplimiento de los requisitos de

ISO 9001:2015

Para las siguientes actividades

**Diseño, fabricación, venta e instalación
de estructuras de energía solar.**

en/desde los siguientes emplazamientos

Cami de la Dula, s/n - 46687 Albalat de la Ribera (Valencia)

Este certificado es válido desde
8 de abril de 2019 hasta 8 de abril de 2022.
Edición 4. Certificado con SGS desde abril de 2013.



Autorizado por

Dirección de Certificación

SGS INTERNATIONAL CERTIFICATION SERVICES IBERICA, S.A.U.
C/Trespaderne, 29. 28042 Madrid. España.
t 34 91 313 8115 f 34 91 313 8102 www.sgs.com

Página 1 de 1





**SUNFER
ENERGY
STRUCTURES**

Certificado de Garantía

GARANTÍA CONTRA CORROSIÓN

Materiales	Ambiente rural. Distancia a la costa >5 km	Ambiente industrial. Distancia a la costa >5 km	Ambiente marino. Distancia a la costa <5 km
Aluminio Crudo	10 años	2 años	2 años
Aluminio Anodizado 10 µm*	25 años	20 años	10 años

*En los soportes de aluminio Anodizado, el anodizado se realizará previamente al mecanizado de la perfiles, aquellos elementos cuyo longitud sea igual o inferior a 200 mm, se suministrarán en aluminio crudo.

GARANTÍA DE LA ESTRUCTURA

10 AÑOS

CONDICIONES PARTICULARES DE LA GARANTÍA

- La garantía cubre la reposición del material afectado por la corrosión o defecto inherente a la propia composición de los materiales cuando este afecte a la integridad estructural del elemento.
- La garantía cubre los defectos o fallos estructurales debidos al propio cálculo.
- No se contemplan los daños puramente estéticos.
- El producto está garantizado siempre que se haya instalado correctamente según los planos suministrados por Sunfer Estructuras S.L., sin haber sufrido variaciones no autorizadas fehacientemente, por Sunfer Estructuras S.L.
- La garantía perderá efecto si los soportes se instalan en una zona cuyas cargas de viento y nieve superan las indicadas en la ficha técnica.
- La presente garantía cubre la reposición de aquella pieza o piezas deterioradas por corrosión del aluminio superior a 30µm, considerada como tal la oxidación originada por exposición al aire y que afecte a la integridad estructural de una pieza, quedando excluidos los siguientes casos de corrosión:
 - Corrosión por picadura que no afecte a la resistencia estructural de una pieza.
 - Corrosión provocada por el mal uso o mantenimiento de los materiales, incluso la provocada por agentes utilizados en la limpieza interior y exterior.
 - Cualquier tipo de daño causado por incendios o exposición a temperaturas superiores a 110º C o daños malintencionados.
 - Cualquier tipo de corrosión provocado por el montaje de elementos auxiliares, ajenos a los soportes suministrados por Sunfer Estructuras S.L.
- Se deberá seguir el plan mantenimiento según el manual de uso.
- La presente garantía se limita a la sustitución del material dañado o defectuoso.
- Esta garantía quedará sin efecto si durante el transcurso de la misma si se sufren cambios en el entorno medioambiental o se instala en un ambiente más agresivo que para el que está diseñada.
- El plazo de garantía empieza a partir de la fecha del albarán de entrega.

De conformidad con lo establecido en la normativa vigente en materia de protección de datos de carácter personal: Reglamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de abril de 2016 relativo a la protección de las personas físicas en lo que respecta al tratamiento de datos personales y a la libre circulación de estos datos y a la Ley Orgánica 15/99 de 13 de diciembre de Protección de Datos Personales e Informáticos que sus datos personales y dirección de correo electrónico, recibidos del propio interesado serán tratados bajo la responsabilidad de **SUNFER ESTRUCTURAS, S.L.**, para mantener la relación contractual de ambas partes. Los mismos se conservarán mientras exista un interés mutuo para ello y no serán cedidos a ningún tercero sin su consentimiento expreso, salvo obligación legal. Así mismo le informamos que, en virtud del Real Decreto-Ley 13/2012 que modifica la Ley 34/2002, de 11 de julio, de servicios de la sociedad de la información y de comercio electrónico, le comunicamos que puede revocar en cualquier momento, de forma sencilla y gratuita, la recepción de nuestro servicio de Newsletter o publicidad. Puede ejercer los derechos de acceso, rectificación, portabilidad y supresión de sus datos y los de limitación y oposición a su tratamiento dirigiéndose por correo ordinario, adjuntando fotocopia de DNI al C/Canal de La Dula, s/n, C.P. 46607 de Albalat de La Ribera, Valencia o al email info@sunferenergy.com

CONDICIONES DE GARANTÍA

SUNFER ESTRUCTURAS S.L. en adelante SUNFER, con N.I.F B96915855, inscrita en el Registro Mercantil de VALENCIA y domicilio social en CAMINO DE LA DULA S/N 46687 ALBALAT DE LA RIBERA informa que la realización de cualquier pedido supone que EL COMPRADOR ha leído y aceptado las presentes condiciones de garantía.

Garantía estructural y anticorrosión

Los soportes fabricados por SUNFER, están fabricados bajo un estricto control de producción en fábrica al igual que nuestras materias primas que se ensayan y controlan periódicamente, por ello podemos ofrecer la siguiente garantía para nuestros productos.

MATERIALES	AMBIENTE NO AGRESIVO DISTANCIA A LA COSTA MAYOR A 5 km		AMBIENTE MARÍTIMO u AGRESIVO DISTANCIA A LA COSTA MENOR A 5 km	
	Aluminio crudo		15 años	
Aluminio anodizado 15 micras	15	25 años		15 años
Aluminio anodizado 25 micras	25	25 años		25 años

La presente garantía se aplica para los pedidos suministrados a partir del 1/1/2020, aquellos pedidos suministrados anteriormente se registrarán por el documento de garantía en vigor en la fecha de suministro.

La garantía cubre la instalación final, por lo que se aplica directamente al usuario final de la estructura. Para gestionar las garantías el cliente final deberá contactar con el distribuidor que haya realizado el suministro para que este la transmita al Servicio de Atención al Cliente de SUNFER.

El plazo de garantía comienza a partir de la fecha del albarán de entrega y quedará derogada si el cliente ha incumplido los plazos de pago acordados en la factura.

Para ejecutar la garantía se deberá remitir la siguiente documentación:

- Factura de venta
- Fecha de puesta en servicio.
- Datos del cliente final.
- Fotografías generales en las que se aprecie toda la instalación.
- Fotografías de detalle.

Cobertura

La presente garantía cubre la reposición y el transporte hasta destino de aquella pieza defectuosa o del producto en su integridad sin cargo. En caso que el producto no esté disponible se suministrará un producto de similares características.

La garantía se limita a la reposición del producto defectuoso, por lo que no se asumirá ningún coste asociado a la devolución: desmontaje, así como compensación por daños consecuenciales, suplementarios o relacionados con pérdidas de beneficios u otros costes indirectos.

La garantía cubre todos aquellos elementos metálicos incluidos en los soportes SUNFER

Exenciones

Quedan excluidos de la garantía todos aquellos defectos que deriven de:

- Montajes inadecuados por no seguir los manuales de SUNFER.
- Pares de apriete excesivos o insuficientes.
- Modificaciones o instalaciones distintas a las recomendadas por SUNFER
- Montaje de elementos auxiliares ajenos a los soportes suministrados por SUNFER.
- Manipulación inadecuada de la mercancía.
- Todos aquellos defectos puramente estéticos y que no afecten a la seguridad estructural del producto.
- Mantenimiento inadecuado, ver MANUAL DE MANTENIMIENTO.
- Instalaciones en ubicaciones cuyas cargas de viento o nieve excedan de las indicadas en la ficha técnica del producto.
- Incendios o exposición a temperaturas superiores a 110 ºC.

Para aquellos soportes en los cuales la fijación a la superficie no esté incluida, SUNFER no se responsabilizará en caso de arrancamiento o colapso debido a un anclaje insuficiente o mal instalado.

Garante, ejecución de la garantía y plazos de reclamación.

El garante es SUNFER ESTRUCTURAS S.L. domicilio social en camino de la dula s/n 46687 de Albalat de la Ribera, Valencia, España.

Las reclamaciones que surjan en relación con esta garantía no podrán transferirse a terceros.

En lo que respecta a la garantía y a los litigios relativos a la misma se aplicará la ley vigente en España.





Perfil compatible G1



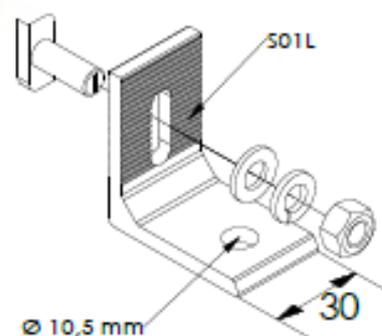
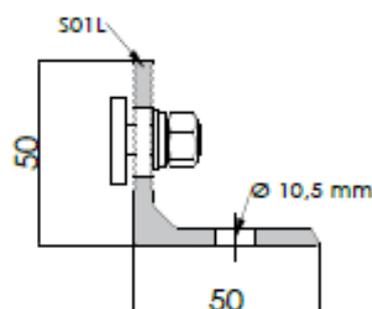
Accesorios compatibles:



S68



S69



Nota:
Tornillería de anclaje no incluida

Especificaciones

Descripción	Fijación premontada para perfil G1
Longitud	50 mm
Materiales	Tornillería: Acero inoxidable A2-70 (No incluida) Perfilería: Aluminio EN AW 6005A T6 (Crudo o anodizado) EPDM
Perfiles compatibles	G1
Par de apriete	Tomillos M8 Hexagonal: 20 Nm

Herramientas necesarias:



Sunfer Estructuras, S.L.U.

Seguridad:

100%
Reciclable
Marcado
ES19/86524


www.sunferenergy.com

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

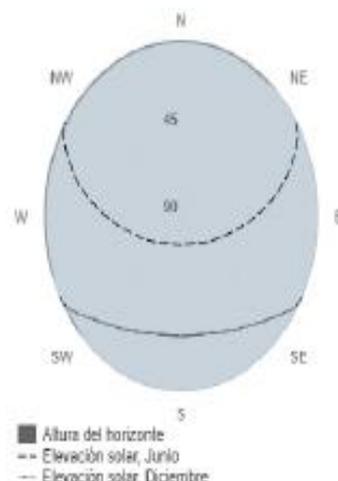
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 37.928,-0.724
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH3
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 8.19 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

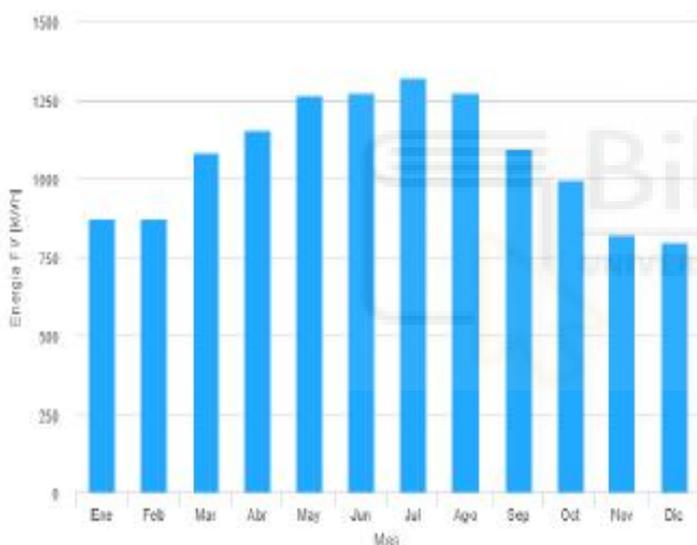
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 30 °
 Ángulo de azimut: 3 °
 Producción anual FV: 12839.03 kWh
 Irradiación anual: 2094.24 kWh/m²
 Variación interanual: 354.57 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -2.6 %
 Efectos espectrales: 0.52 %
 Temperatura y baja irradiancia: -11.1 %
 Pérdidas totales: -25.14 %

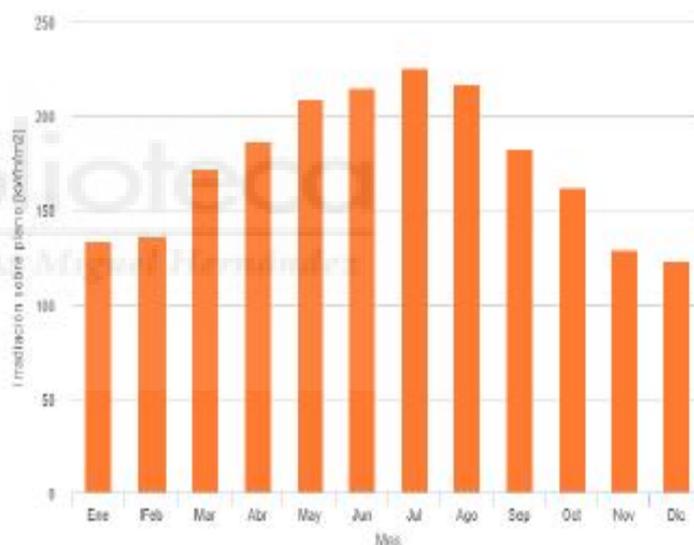
Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E _m	H(i) _m	SD _m
Enero	873.5	134.2	96.7
Febrero	875.4	136.5	93.7
Marzo	1082.0	172.1	139.8
Abril	1154.3	186.9	82.8
Mayo	1266.6	209.1	96.5
Junio	1275.9	215.2	34.9
Julio	1320.9	225.5	26.4
Agosto	1277.3	217.3	44.6
Septiembre	1096.5	183.3	58.1
Octubre	994.7	162.2	82.4
Noviembre	822.7	129.3	79.7
Diciembre	799.4	122.7	72.2

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día. Tratamos de corregir los errores que se nos señalen. No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web.

Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o estructurado en archivos o formatos no exentos de dichos errores, y no podemos garantizar que ello no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que pueden surgir al utilizar esta información o sitios externos con enlaces al mismo.

Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legal-notice_es

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2025.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Informe creado el 2025/05/20

