



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

**DISEÑO Y ANÁLISIS DE UNA INSTALACIÓN SOLAR
FOTOVOLTAICA DE 8,5 kWp PARA AUTOCONSUMO
CONECTADA A RED EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR UBICADA
EN LA POBLACIÓN DE JÁVEA, ALICANTE.**

TRABAJO FINAL DEL

Grado en Ingeniería Mecánica

REALIZADO POR

Marcos Bisquert Miralles

TUTORIZADO POR

David Alfonso Solar

COTUTOR: Carlos Vargas Salgado

CURSO ACADÉMICO: 2019/2020

RESUMEN

En el presente proyecto se han diseñado y calculado las distintas etapas de las que consta una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a la red de 8,5 kWp, ubicada en el tejado de una vivienda unifamiliar en la localidad de Jávea, Alicante, cuyo consumo eléctrico anual es de 12.500 kWh.

El objetivo principal del proyecto era reducir su dependencia energética de la red convencional sustituyendo parte de su demanda por energía de origen renovable, disminuyendo así su impacto ambiental.

La instalación cuenta con todos los componentes necesarios para su correcta construcción y funcionamiento, y está formada por 24 paneles de 370 Wp agrupados en 3 ramas de 8 paneles y colocados de manera coplanaria al tejado, los cuales proporcionan una producción anual de 14.161 kWh.

Para ello se ha realizado un diseño teórico de todos los componentes tales como los paneles, el inversor, la estructura de soporte, los conductores y las protecciones, y posteriormente se ha realizado una simulación con el software *PVsyst* para verificar los valores de energía producida y conocer las pérdidas generadas por la instalación.

El diseño se ha realizado con el objetivo de minimizar costes y asegurar la rentabilidad de la instalación, garantizando que en las horas centrales del día, en las que la producción de la instalación es máxima, quede cubierta la demanda energética de la vivienda.

A partir del estudio económico realizado se obtiene que el presupuesto final asciende a 8.093,00 €, en el que se incluyen tanto los materiales necesarios como el montaje. La instalación genera una serie de beneficios económicos debido al ahorro que supone el consumo de energía auto producida, así como a la compensación de excedentes a la red eléctrica. Así pues, se obtiene un periodo de retorno de la inversión inicial de 6 años, un VAN positivo y un TIR del 17,61%, por lo que se puede concluir que la realización del proyecto es viable.

Palabras clave: fotovoltaica, conexión a red, consumo, paneles, inversor, normativa, producción, excedentes, ahorro, presupuesto, rentabilidad.

RESUM

En el present projecte s'han dissenyat i calculat les diferents etapes de les que consta una instal·lació fotovoltaica d'autoconsum connectada a la xarxa de 8,5 kWp, situada a la teulada d'una vivenda unifamiliar a la localitat de Xàbia, Alacant, la qual té un consum elèctric anual de 12.500 kWh.

L'objectiu principal del projecte era reduir la seua dependència energètica de la xarxa convencional, substituint part de la seua demanda per energia d'origen renovable, disminuint així el seu impacte ambiental.

La instal·lació compta amb tots els components necessaris per a la seua correcta construcció i funcionament, i està formada per 24 panells de 370 Wp agrupats en 3 rames de 8 panells i col·locats de manera coplanària a la teulada, els quals proporcionen una producció anual de 14.161 kWh.

S'ha realitzar un disseny teòric de tots el components, com ara els panells, l'inversor, la estructura de suport, els conductors i les proteccions, y posteriorment s'ha realitzat una simulació amb el software *PVsyst* per a verificar els valors d'energia produïda i conèixer les pèrdues generades per la instal·lació.

El disseny s'ha realitzat amb l'objectiu de minimitzar costs i assegurar la rendibilitat de la instal·lació, garantint que a les hores centrals del dia, en les que la producció de la instal·lació és màxima, estiga coberta la demanda energètica de la vivenda.

A partir de l'estudi econòmic realitzar s'obté un pressupost final de 8.093,00 €, en el qual es troben inclosos tant els materials necessaris com el muntatge. La instal·lació genera beneficis econòmics degut a l'estalvi que suposa el consum d'energia auto produïda i a la compensació d'excedents a la xarxa elèctrica. D'aquesta manera s'obté un període de retorn de la inversió inicial de 6 anys, un VAN positiu i un TIR del 17,61%, per lo que es pot concloure que la realització del projecte és viable.

Paraules clau: fotovoltaica, connexió a xarxa, consum, panells, inversor, normativa, producció, excedents, estalvi, pressupost, rendibilitat.

ABSTRACT

In the present project have been designed and calculated the various stages comprising a photovoltaic installation for self-consumption connected to the network of 8,5 kWp, located on the roof of a single-family house in the town of Jávea, Alicante, whose annual electricity consumption is 12.500 kWh.

The main objective of the project was to reduce its energy dependence on the conventional grid by replacing part of its demand with renewable energy, thereby reducing its environmental impact.

The installation has all the necessary components for its correct construction and operation, and is formed by 24 panels of 370 Wp grouped in 3 strings of 8 panels and placed in a coplanary way to the roof, which provide an annual production of 14.161 kWh.

To this end, a theoretical design has been carried out for all components such as panels, inverter, support structure, conductors and protections, and subsequently a simulation has been performed with the Pvsyst software to verify the energy values produced and to know the losses generated by the installation.

The design has been carried out with the aim of minimizing costs and ensuring the cost-effectiveness of the installation, ensuring that during the central hours of the day, when the production of the installation is maximum, the energy demand of the house is covered.

On the basis of the economic study carried out, the final budget is €8.093,00, which includes both the necessary materials and the assembly. The installation generates a series of economic benefits due to the savings of the consumption of self-produced energy, as well as the compensation of surpluses to the electricity grid. Thus, a return on initial investment period of 6 years is obtained, a positive NPV and a IRR of 17,61%, so it can be concluded that the realisation of the project is feasible.

Keywords: photovoltaic, grid connection, consumption, panels, investor, regulations, production, surplus, savings, budget, profitability.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1. Objeto del proyecto	2
1.2. Alcance del proyecto.....	2
1.3. Antecedentes	2
1.3.1. Energías renovables	3
1.3.2. Energía solar fotovoltaica.....	4
1.3.3. El sector fotovoltaico en España	5
1.3.4. Definición y elementos de un sistema fotovoltaico	6
1.4. Marco legal del proyecto	9
1.5. Programas utilizados.....	10
CAPÍTULO 2 DESCRIPCIÓN Y DISEÑO DE LA INSTALACIÓN	11
2.1. Caso de estudio	12
2.2. Paneles solares.....	13
2.2.1. Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos.....	13
2.2.2. Selección del tipo de captadores	15
2.3. Selección del inversor de conexión a red	16
2.4. Cableado	17
2.5. Protecciones de la instalación.....	19
2.5.1. Protecciones de corriente continua	19
2.5.2. Protecciones de corriente alterna.....	20
2.6. Puesta a tierra	21
2.7. Estructura de soporte	21
2.8. Simulación en <i>PVsyst</i>	22
CAPÍTULO 3 CÁLCULOS TÉCNICOS.....	25
3.1. Dimensionado del generador	26
3.1.1. Pérdidas por orientación e inclinación.....	26
3.1.2. Número de paneles	27
3.2. Dimensionado del inversor	28
3.2.1. Configuración de los paneles	28
3.3. Cableado	32
3.3.1. Cableado del circuito de corriente continua	32
3.3.2. Cableado del circuito de corriente alterna	34
3.3.3. Cableado de protección	35

3.4. Protecciones.....	35
3.4.1. Protecciones del circuito de corriente continua	35
3.4.2. Protecciones del circuito de corriente alterna.....	37
3.5. Puesta a tierra	38
CAPÍTULO 4 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS	40
4.1. Objeto	41
4.2. Generalidades	41
4.3. Definiciones.....	42
4.4. Condiciones de diseño	43
4.4.1. Sistemas generadores fotovoltaicos	43
4.4.2. Estructura soporte.....	44
4.4.3. Inversor	45
4.4.4. Cableado.....	46
4.4.5. Conexión a red	47
4.4.6. Medidas.....	47
4.4.7. Protecciones.....	47
4.4.8. Puesta a tierra	47
4.4.9. Armónicos y compatibilidad electromagnética	47
4.5. Recepción y pruebas	48
4.6. Mantenimiento	49
4.7. Garantías.....	50
4.7.1. Ámbito general de la garantía.....	50
4.7.2. Plazos.....	50
4.7.3. Condiciones económicas	50
4.7.4. Anulación de la garantía.....	50
4.7.5. Lugar y tiempo de la prestación.....	51
CAPÍTULO 5 PRESUPUESTO Y ANÁLISIS DE AUTOCONSUMO	52
5.1. Introducción.....	53
5.2. Balance energético-económico.....	53
5.2.1. Ahorro por autoconsumo.....	56
5.2.2. Beneficio por excedentes.....	57
5.3. Presupuesto de la instalación	58
5.4. Análisis de rentabilidad.....	59
CAPÍTULO 6 PLANOS	62
1. PLANO DE SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	64
2. PLANO DE DISTRIBUCIÓN EN PLANTA.....	65

3. PLANO DE ESQUEMA UNIFILAR.....	66
CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES	67
7.1 Conclusiones	68
BIBLIOGRAFÍA.....	69
ANEXO A FICHAS TÉCNICAS	72
ANEXO B TABLA B.52-1 UNE HD 60364-5-52	85
ANEXO C INFORME DE PVSYST	87
ANEXO D ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	92

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Evolución del porcentaje de generación de energía (BP Energy, 2019)	3
Figura 1.2. Evolución anual de la capacidad instalada fotovoltaica mundial (IEA, Snapshot of Global Photovoltaic Market, 2018 , IEA Publishing.)	4
Figura 1.3. Potencia solar fotovoltaica instalada acumulada en España en el periodo 2006-2018 (UNEF)	5
Figura 1.4. Mapa de potencia instalada por Comunidad Autónoma (UNEF, 2020)	6
Figura 1.5. Partes de un panel solar fotovoltaico (Trina Solar)	7
Figura 1.6. Curva característica tensión-intensidad de un panel fotovoltaico (eliseosebastian.com)	8
Figura 2.1. Promedio anual de valores diarios de irradiancia en España. (ADRASE, 2019)	12
Figura 2.2. Representación del ángulo acimut	14
Figura 2.3. Inclinación del módulo fotovoltaico	14
Figura 2.4. Estructura de soporte KHT915 (AutoSolar, 2020).....	22
Figura 2.5. Estructura de soporte KHT915 (AutoSolar, 2020).....	22
Figura 2.6. Resumen de resultados (PVsyst, 2020).....	23
Figura 2.7. Producción normalizada por kWp instalado (PVsyst, 2020)	23
Figura 2.8. Índice de rendimiento (PVsyst, 2020).....	24
Figura 2.9. Diagrama de pérdidas (PVsyst, 2020)	24
Figura 3.1. Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación (CTE, 2009).	26
Figura 3.2. Efecto de la temperatura en la tensión y la intensidad (Ingelibreblog.wordpress.com)	29
Figura 5.1. Comparación entre el consumo de la vivienda y la producción fotovoltaica de la instalación	55
Figura 5.2. Energía consumida y excedentes en kWh.....	55
Figura 5.3. Flujos de caja acumulados	60

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Características de la vivienda	12
Tabla 2.2. Consumo eléctrico mensual de la vivienda	13
Tabla 2.3. Ángulo de inclinación óptimo de la instalación (PVGIS)	14
Tabla 2.4. Irradiación diaria media mensual para el ángulo seleccionado en kWh/m ² día (PVGIS)	15
Tabla 2.5. Comparativa de paneles solares	16
Tabla 2.6. Comparativa de inversores	17
Tabla 3.1. Intensidad máxima admisible de los cables en corriente continua (UNE EN 50618, 2015)	33
Tabla 3.2. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase (ITC-BT-18)	35
Tabla 4.1. Pérdidas límite del generador fotovoltaico.....	44
Tabla 5.1. Producción de la instalación fotovoltaica por horas para un año tipo en kWh (PVsyst)	54
Tabla 5.2. Estudio de consumo por horas de la vivienda en kWh	54
Tabla 5.3. Energía fotovoltaica consumida (kWh)	56
Tabla 5.4. Ahorro por autoconsumo para el primer año.....	56
Tabla 5.5. Excedentes de la instalación	57
Tabla 5.6. Beneficio para el primer año por excedentes	57
Tabla 5.7. Balance coste energía consumida-compensación	58
Tabla 5.8. Partidas de materiales.....	58
Tabla 5.9. Presupuesto materiales	58
Tabla 5.10. Presupuesto obra civil	59
Tabla 5.11. Cálculo de rentabilidad	60
Tabla D.1. Análisis de rentabilidad	93

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Objeto del proyecto

El presente proyecto tiene como objeto el dimensionado completo de una instalación solar fotovoltaica conectada a red de 8,5 kWp, atendiendo a la legislación y la normativa actuales.

Asimismo, se hará un estudio de la demanda energética de la vivienda en la que se va a realizar la instalación para cubrir, en la medida de lo posible, el consumo eléctrico de esta, vendiendo los excedentes generados por la instalación a la red eléctrica, recibiendo así una compensación económica por los kWh vertidos a la red.

Con el desarrollo del proyecto se pretende justificar el uso de tecnologías para la generación de energía mediante fuentes renovables, en concreto la aplicación de la tecnología fotovoltaica para la generación de energía eléctrica para reducir así el impacto ambiental que presentan otras formas de generación de energía, así como el ahorro económico que produce la instalación para el usuario.

1.2. Alcance del proyecto

El presente proyecto se basa en la generación de energía renovable en instalaciones de uso doméstico, concretamente de energía fotovoltaica. Se trata de un tema de rigurosa actualidad tecnológica y política, por tanto se ha de analizar la legislación y regulación actual respecto a este tema. Para poder lograr los objetivos descritos anteriormente se van a seguir los siguientes pasos a lo largo del proyecto.

En primer lugar se va a realizar una descripción del funcionamiento general y de cada uno de sus componentes de una instalación solar fotovoltaica. También es importante conocer la situación de este tipo de tecnología tanto a nivel global como nacional, pues la regulación por parte de los órganos competentes afectan directamente al consumidor.

A continuación se procede con el dimensionado de la instalación de acuerdo con las características de ésta. Se realiza el diseño teórico de la instalación con todos los elementos que la componen a partir de la demanda, así como un análisis económico para examinar la viabilidad de las diferentes alternativas de diseño.

Finalmente, se presentan los planos necesarios para el correcto montaje de la instalación, tales como planos de la vivienda, la disposición de los elementos de la instalación y el esquema eléctrico.

1.3. Antecedentes

La generación de energía se ha basado tradicionalmente en las energías no renovables o convencionales, que son fuentes de energía limitadas, tales como el petróleo, el carbón o el gas natural entre otras. No obstante, en los últimos años se está produciendo un aumento de la

generación de energía primaria mediante energías renovables, que son capaces de renovarse ilimitadamente, ya que se basan en el empleo de recursos naturales, tales como el sol, el viento, el agua o la biomasa.

Actualmente encontramos un serio problema energético a escala global debido principalmente a:

- El aumento de la demanda de energía. Entre un 1 % y un 2 % de incremento anual en los países desarrollados y entre un 3 % y un 4 % en los países en vías de desarrollo.
- La escasez de recursos para la producción de energía primaria y el incremento en los costes de producción de estos.
- La baja independencia energética debido a que los recursos como el gas natural o el petróleo se encuentran concentrados en zonas geográficas determinadas.
- El excesivo impacto ambiental que genera la producción energética tradicional.

Estos factores muestran que el modelo energético actual no es sostenible, es por esto que las energías renovables están desarrollando un aumento considerable y cobrando gran importancia a nivel mundial para poder lograr un desarrollo sostenible.

1.3.1. Energías renovables

Las energías renovables son aquellas que aprovechan recursos naturales e ilimitados para la generación de energía. Entre ellas encontramos la energía eólica, la hidráulica, la geotérmica, la de origen marino, la solar y la biomasa.

Los factores expuestos en el apartado anterior han llevado a las instituciones a impulsar políticas energéticas para lograr un escenario energético sostenible.

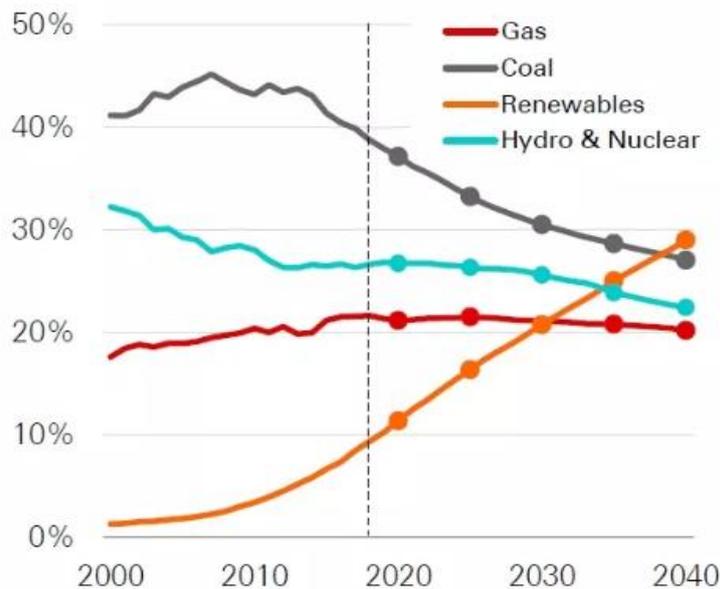


Figura 1.1. Evolución del porcentaje de generación de energía (BP Energy, 2019)

Actualmente el 85% del crecimiento de la demanda de energía es cubierto con energías renovables, y para el año 2040 se espera que las energías renovables sean la principal fuente de

generación eléctrica, alcanzando el 29 % de la generación total, como se puede observar en la Figura 1.1.

Con el fin de conseguir la sostenibilidad energética se han creado órganos específicos como el Consejo Nacional del Clima en 1992 o el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) en 2001. A nivel Europeo se ha creado el Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética con el fin de una reducción de aproximadamente 400 Mtep de consumo de energía de la Unión Europea desde el año 2007, además del Plan de Energías Renovables a nivel estatal que fija el mínimo consumo establecido para España de energías procedentes de fuentes renovables para el año 2020. También cabe destacar la creación del Ministerio para la Transición Ecológica (2018) con la finalidad de luchar contra el cambio climático y dirigir un modelo productivo y social más ecológico, y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que traza unos objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, mejora de la eficiencia energética y penetración de las energías renovables para el año 2030, con el objetivo final de la descarbonización para el año 2050.

1.3.2. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es aquella que aprovecha la radiación solar para transformarla directamente en energía eléctrica. Se trata de la tercera fuente de energía renovable con más capacidad instalada a nivel mundial, por detrás de la eólica y la hidráulica.

Es una de las formas de generación de energía más utilizadas a nivel mundial, además de ser la que mayor crecimiento ha experimentado de las renovables. La capacidad instalada ha experimentado un crecimiento casi exponencial a partir del 2001, llegando a 403 GW a finales del año 2017 (Figura 1.2), siendo China el que encabeza el ranking con 131 GW de potencia instalada acumulada, seguida por EEUU con 51 GW y Japón con 49 GW. España ocupa el décimo lugar con 5,6 GW, según datos pertenecientes al IEA PVPS Programme de 2018.

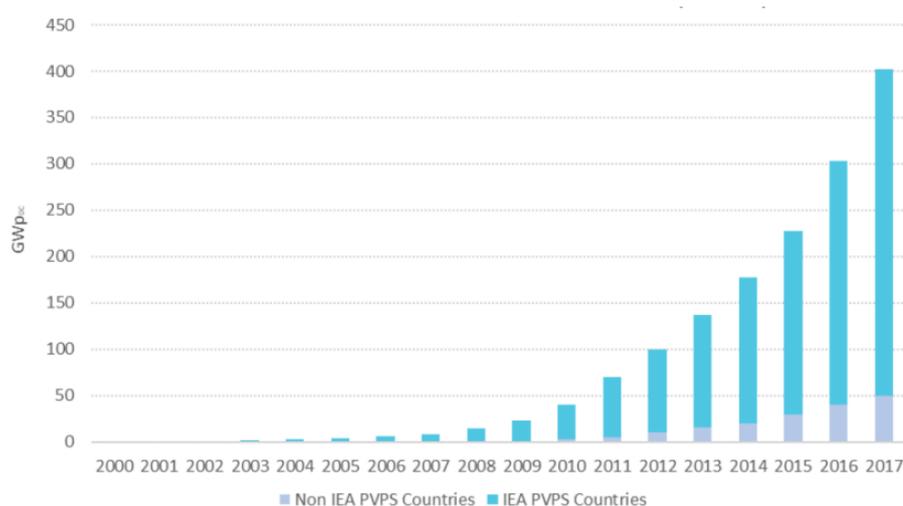


Figura 1.2. Evolución anual de la capacidad instalada fotovoltaica mundial (IEA, Snapshot of Global Photovoltaic Market, 2018, IEA Publishing.).

La evolución del desarrollo de la fotovoltaica ha sido desigual por continentes. Se puede destacar China con más del 50 % de la potencia instalada a nivel mundial, además de Japón, Corea del Sur, Tailandia y Pakistán, que sitúan al continente asiático como referente mundial en la

fotovoltaica. Por otro lado, también a destacar es el caso de Europa, con 119,3 GW instalados según datos de la Agencia Internacional de la Energía (2018), con Alemania, Italia, Reino Unido y Francia a la cabeza del sector.

En el continente americano el sector fotovoltaico se concentra principalmente en Norteamérica, mientras que en el sur se encuentra en fase de crecimiento, a destacar Brasil, Chile y México. Por otra parte, en Oceanía se destaca Australia como principal potencia, mientras que el continente africano comienza a asentarse en el mercado gracias a su gran potencial.

Debido al impulso de las instituciones a políticas energéticas para lograr un escenario energético sostenible unido al aumento de la competitividad a nivel económico de la tecnología fotovoltaica, no cabe duda de que el sector fotovoltaico solo puede aumentar en los próximos años. Según la Agencia Internacional de la Energía, es factible un escenario en el que el 16 % del consumo eléctrico mundial se genere mediante fotovoltaica para el año 2050.

1.3.3. El sector fotovoltaico en España

El sector fotovoltaico en España en la actualidad se encuentra en su mejor momento desde sus inicios. La de energía solar fotovoltaica ha sido la tecnología que más ha incrementado su producción en 2019, con un aumento del 93,2 % respecto al año anterior, según datos de la REE. El 16 % de la producción de energía renovables en 2019 corresponde a la energía fotovoltaica, que actualmente cuenta con una potencia instalada de 8.928 MW a 31 de enero de 2020 según datos de UNEF.

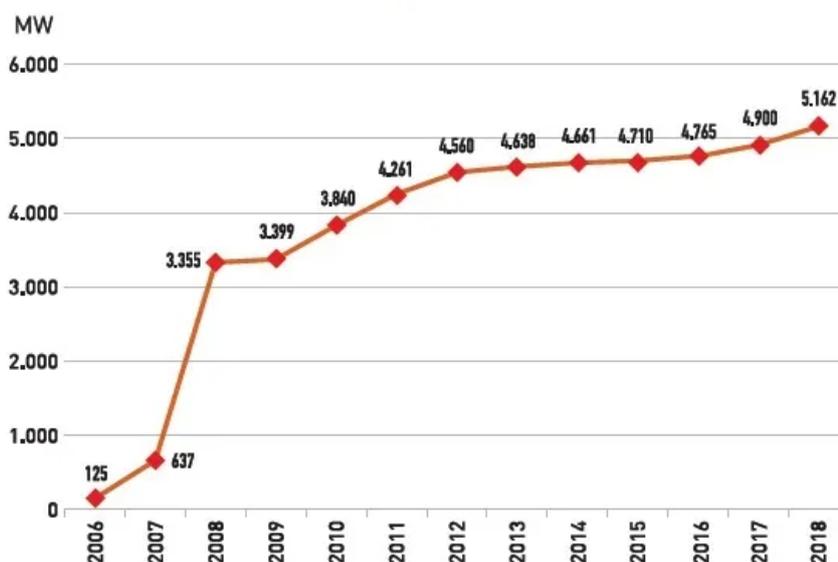


Figura 1.3. Potencia solar fotovoltaica instalada acumulada en España en el periodo 2006-2018 (UNEF).

El sector fotovoltaico español es uno de los más importantes de la Unión Europea, siendo el que mayor incremento ha experimentado el año 2019. Concretamente el 25% de la potencia nueva instalada en Europa se ha realizado en España. Una de las principales razones por las que el sector fotovoltaico español tiene esta importancia en Europa es la cantidad de horas de sol de las que dispone la península. Dentro del territorio español, en el sur es donde se registra una

mayor cantidad de energía solar, por lo cual es donde se han instalado el mayor número de instalaciones solares fotovoltaicas. Andalucía con 1.828 MW es la comunidad autónoma con mayor potencia instalada, seguida por Castilla la Mancha con 1.725 MW y por Extremadura con 1.247 MW de potencia instalada, según datos de REE a 31 de enero de 2020 (Figura 1.4).

Es evidente el interés por el aprovechamiento de esta tecnología en España. Su gran potencial solar unido a que se trata de una tecnología probada, madura y con instalaciones cada vez más económicas, junto a las nuevas regulaciones gubernamentales que favorecen el autoconsumo, garantizan el futuro de la energía fotovoltaica en España.

Mapa de potencia instalada 2020



Figura 1.4. Mapa de potencia instalada por Comunidad Autónoma (UNEF, 2020)

1.3.4. Definición y elementos de un sistema fotovoltaico

En este apartado se pretende realizar un análisis en profundidad de cada uno de los componentes que componen un sistema solar fotovoltaico para autoconsumo conectado a la red eléctrica. Este tipo de sistemas producen electricidad para autoconsumo mediante paneles solares, de manera que cuando el consumo sea superior a la producción fotovoltaica se tomará la energía faltante de la red eléctrica. Así mismo, en los periodos en que la producción fotovoltaica es superior al consumo, se suministrará la energía que no se consume a la red eléctrica. El valor de los excedentes de energía serán compensados en la factura del consumidor mediante el balance neto económico, recogido en El Real Decreto 244/2019.

Una instalación solar fotovoltaica conectada a red está compuesta principalmente por los siguientes componentes:

- **Módulos fotovoltaicos**

Son los elementos que van a captar la radiación solar para convertirla en corriente continua mediante el efecto fotovoltaico. Las células fotovoltaicas están cubiertas y encapsuladas, como se puede observar en la Figura 1.5, con el fin de protegerlas de agentes externos y disminuir las pérdidas, consiguiendo así un mayor rendimiento.

PARTES DE UN PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO

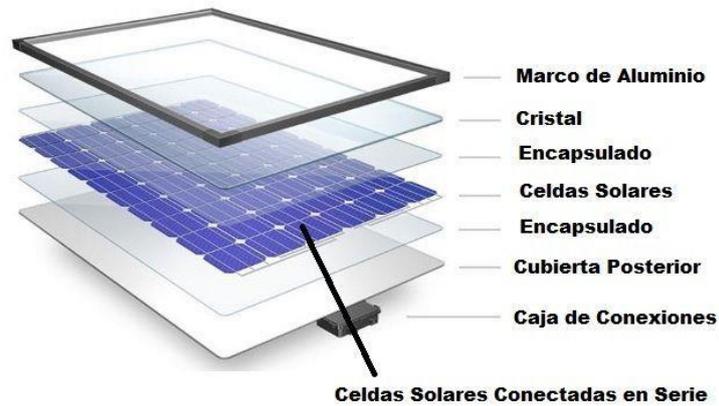


Figura 1.5. Partes de un panel solar fotovoltaico (Trina Solar)

Para que se produzca la generación de energía eléctrica a partir de la radiación solar (efecto fotovoltaico), es necesario el dopaje de la red cristalina del material semiconductor que compone la célula fotovoltaica. Así pues, para producir la diferencia de potencial, se introducen elementos donadores (Tipo N) y elementos aceptadores de electrones (Tipo P), formando cada una de las dos capas que constituyen la célula: la capa sobre la que incide la luz solar, fabricada de silicio dopado con fósforo (Tipo N) y la capa inferior de silicio dopado con boro (Tipo P).

En las células solares el silicio puede presentarse de tres formas:

- **Silicio monocristalino.** Está compuesto por un solo sólido cristalino, en el que la red cristalina es ininterrumpida. Su principal característica es su eficiencia, de entre un 17 % y un 19 %, junto con su larga vida útil.
- **Silicio policristalino.** Está compuesto de pequeños granos cristalinos orientados al azar. Su principal característica es la facilidad y los bajos costes de producción, lo que la convierte en el tipo de célula más utilizada. Su eficiencia está entre un 14 % y un 16 %.
- **Silicio amorfo.** El silicio forma una capa no cristalina permitiendo obtener células flexibles y curvas. Los costes de producción son menores que en los módulos de silicio cristalino, pero su eficiencia, de entre un 6 % y un 8 %, y su vida útil son menores.

Un parámetro importante de las células solares en la curva característica tensión-intensidad (Figura 1.6) de la cual se puede obtener el punto de máxima potencia (MPP). La curva característica no es única, ya que varía con la temperatura y con la radiación incidente dando lugar a una familia de curvas características para cada célula fotovoltaica. Estas curvas son proporcionadas por el fabricante.

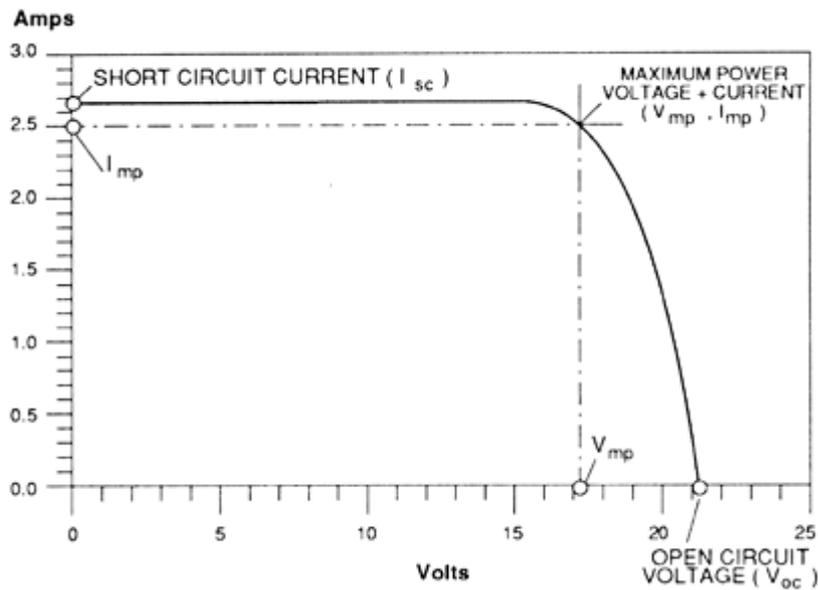


Figura 1.6. Curva característica tensión-intensidad de un panel fotovoltaico (eliseosebastian.com)

Los principales parámetros de la curva I-V son los siguientes:

- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** corriente máxima a tensión nula
- **Tensión en circuito abierto (V_{oc}):** tensión máxima a corriente nula

Estos valores de tensión e intensidad corresponden a los máximos teóricos que puede proporcionar la célula.

- **Punto de potencia máxima producida (MPP):** es la potencia que la célula es capaz de proporcionar en condiciones estándar (temperatura de 25 °C e irradiancia de 1000 W/m²)
- **Corriente en el punto de máxima potencia (I_{MPP}).**
- **Tensión en el punto de máxima potencia (V_{MPP}).**

- **Inversor**

Es el componente que se encarga de transformar la energía que aportan los paneles solares de corriente continua en corriente alterna para ser consumida o suministrarla a la red eléctrica. Es uno de los componentes más importantes de la instalación y tiene una alta eficiencia (95 %) y una vida útil de 10-12 años.

En los sistemas conectados a red, los inversores están conectados al generador fotovoltaico de forma directa incorporando un sistema de seguimiento del MPPT del generador. El seguidor MPPT tiene como función hacer que los paneles solares trabajen siempre en el punto de máxima potencia.

- **Estructuras**

Son los elementos de soporte de los módulos fotovoltaicos siendo un elemento fundamental de la instalación, ya que para el correcto funcionamiento de los módulos

fotovoltaicos es necesario que las estructuras de soporte estén perfectamente diseñadas para conseguir una correcta de sujeción de los módulos.

Las estructuras pueden ser móviles consiguiendo un seguimiento del sol a 1 eje o a 2 ejes. Estas estructuras de seguimiento solar presentan un incremento de entre el 25 % y el 45 % de energía generada. No obstante, presentan una mayor complejidad en su diseño, lo cual incrementa su precio además de aumentar el peso del soporte y dificultar su mantenimiento.

1.4. Marco legal del proyecto

Para la realización de la instalación diseñada es necesario que esta cumpla una serie de regulaciones y normativas, las cuales se exponen a continuación:

Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias aprobado en el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se establecen las condiciones técnicas y las garantías que han de cumplir los materiales y componentes que forman parte del sistema eléctrico de la instalación.

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se crea el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

Ley 24/2013, de 26 de Diciembre, del Sector Eléctrico.

Real Decreto 413/2014, de 6 de Junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

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.

Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgente para la transición energética y la protección de los consumidores. Esta normativa es de gran importancia para el desarrollo del presente proyecto, pues en ella se regulan las instalaciones de autoconsumo. Destacan diferentes medidas para proteger a los consumidores que afectan directamente al presente proyecto, tales como la anulación del peaje de respaldo, la simplificación en la clasificación de las instalaciones de autoconsumo o la racionalización de las sanciones al autoconsumo.

1.5. Programas utilizados

Para la ejecución del presente proyecto se han utilizado una serie de softwares para diversas funciones, tales como el diseño, la obtención de datos o la simulación de la instalación. A continuación se detallan cada uno de los softwares utilizados así como su utilización en la ejecución del proyecto.

Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) es una herramienta online que permite conocer datos de la radiación y condiciones meteorológicas en un determinado lugar de Europa, África, Asia y América. Esta plataforma tiene en cuenta pérdidas por orientación e inclinación de los paneles. De este software se van a obtener los datos necesarios de radiación y temperatura en la ubicación de la vivienda.

PVsyst es un software para el diseño y análisis económico de instalaciones fotovoltaicas. Ha sido desarrollado por el *Logiciel Photovoltaïque*, y se va a utilizar para simular la instalación y facilitar la toma de decisiones en función del rendimiento energético y económico.

Excel es una hoja de cálculo desarrollada por Microsoft que cuenta con herramientas de cálculo y gráficas, así como un lenguaje de programación macro. En el presente proyecto se va a utilizar para realizar las operaciones matemáticas.

AutoCAD es un software de diseño asistido por computadora utilizado para dibujo 2D y modelado 3D desarrollado por *Autodesk*. Este software se va a utilizar para el diseño de planos.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN Y DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

2.1. Caso de estudio

El caso de estudio es un sistema fotovoltaico para autoconsumo conectado a la red eléctrica instalado en el tejado de una vivienda unifamiliar. La instalación se va a realizar en el tejado de la vivienda, cuyas características son las siguientes:

LATITUD	38°46'12,1" N
LONGITUD	0°09'05,9" E
DIMENSIÓN DEL TEJADO	95 m ²
INCLINACIÓN DEL TEJADO	20°

Tabla 2.1. Características de la vivienda

La vivienda está situada en la localidad de *Jávea*, un municipio que pertenece a la *Comunidad Valenciana* y a la provincia *Alicante*, situándose en la comarca de la *Marina Alta*. La *Comunidad Valenciana* es una localización estratégica para el desarrollo del sector fotovoltaico debido a que dispone de condiciones meteorológicas especialmente favorables. Concretamente en la localidad de *Jávea* existe un valor de irradiancia de aproximadamente 5,2 kWh/m²·día según datos de ADRASE (Figura 2.1). Por tanto, se puede afirmar que la ubicación de la vivienda es muy favorable para el desarrollo de una instalación solar fotovoltaica.

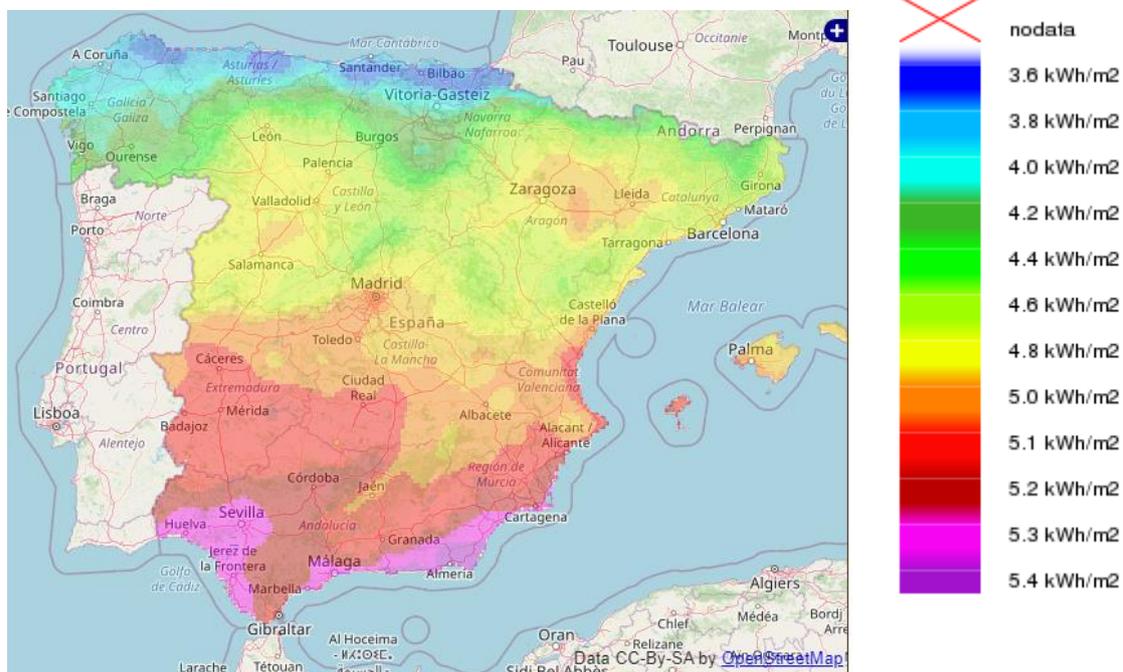


Figura 2.1. Promedio anual de valores diarios de irradiancia en España. (ADRASE, 2019)

En lo referido a la demanda de electricidad se dispone de los datos reales del consumo eléctrico mensual de la vivienda, los cuales se exponen a continuación en la Tabla 2.2:

	Consumo Total (kWh)	Consumo medio diario (kWh/día)
Abril 2019	918	30,600
Mayo 2019	894	28,839
Junio 2019	875	29,167
Julio 2019	920	29,677
Agosto 2019	931	30,032
Septiembre 2019	985	32,833
Octubre 2019	998	32,194
Noviembre 2019	1.125	37,500
Diciembre 2019	1.203	38,806
Enero 2020	1.345	43,387
Febrero 2020	1.142	40,786
Marzo 2020	1.164	37,548
Media	1.041,67	34,28
Consumo anual	12.500 kWh	
Mes de mayor consumo	Enero 2020	

Tabla 2.2. Consumo eléctrico mensual de la vivienda

Para el cálculo del consumo de energía máximo que demanda la instalación se utiliza el valor del mes de mayor consumo, para así garantizar que la demanda queda cubierta en su caso más desfavorable. También se tienen en cuenta las pérdidas por conversión de energía en los distintos elementos, cuyos valores típicos son $\eta_{inv}=0,95$ y $\eta_{conduct}=0,99$ para la realización del cálculo inicial si aún no se han seleccionado los elementos.

$$E_{max} = \frac{\text{consumo máximo}}{\eta_{inv} \times \eta_{conduct}} = \frac{43,387}{0,95 \times 0,99} = 46,11 \text{ kWh/día} \quad (1)$$

Una vez conocidas las características imprescindibles, tales como la situación geográfica y la demanda de la instalación, se procede con el dimensionado teórico de esta.

2.2. Paneles solares

Los paneles solares son el elemento principal de la instalación, por ello su correcto dimensionado es de gran importancia para la realización del proyecto. En este apartado se van a analizar las principales características para el dimensionado y la selección de los paneles.

2.2.1. Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos

Para que los paneles capten la mayor cantidad de radiación posible es importante la correcta orientación e inclinación de los paneles.

La orientación de los paneles viene determinada por el acimut, que es el ángulo sobre el horizonte celeste por el punto cardinal sur y la proyección vertical del sol sobre el horizonte del observador (Figura 2.2). Su valor entre 0° para el punto cardinal sur hasta 180° si va por el oeste o -180° si va por el este.

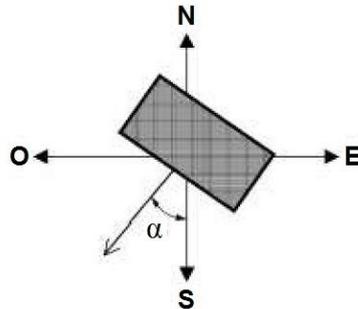


Figura 2.2. Representación del ángulo acimut

La orientación óptima es directamente orientado hacia el sur, acimut 0° , ya que los rayos de sol inciden perpendicularmente a la superficie captadora y, por tanto, los paneles son más productivos. La vivienda se encuentra orientada 45° hacia el oeste, y pese a que esta no es la orientación óptima, el sobrecoste de las estructuras y el impacto visual producido por orientar los paneles hacia el sur no se ve compensado en términos de producción.

Por lo tanto se van a orientar los paneles en la misma dirección que el tejado de la vivienda, aprovechando así mejor el espacio disponible.

El siguiente parámetro a tener en cuenta es la inclinación de los paneles para captar la mayor cantidad de radiación posible. La inclinación es el ángulo formado por la superficie de los módulos y el plano horizontal, siendo 0° cuando el panel está en posición horizontal y 90° en posición vertical (Figura 2.3).

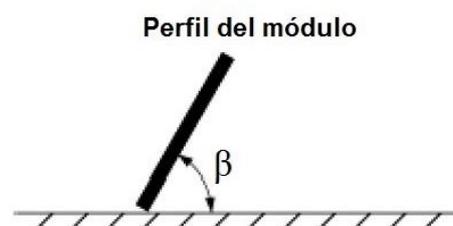


Figura 2.3. Inclinación del módulo fotovoltaico

La inclinación óptima será el ángulo que permita que la radiación solar incida perpendicularmente sobre la superficie del módulo. No obstante, el ángulo óptimo varía a lo largo del día y del año, debido a los movimientos de rotación y traslación de la Tierra. Puesto que la estructura de soporte de los módulos es fija, se va a calcular la inclinación óptima con el software PVGIS a partir de las coordenadas de la vivienda como se muestra en la Tabla 2.3.

Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	36 (opt)

Tabla 2.3. Ángulo de inclinación óptimo de la instalación (PVGIS)

La inclinación óptima obtenida con el software PVGIS es de 36°, no obstante se van a colocar los módulos de manera coplanaria con la propia inclinación del tejado (20°) debido al ahorro que esto supone tanto en el montaje como en el diseño de la estructura de soporte, además de minimizar el impacto visual.

Las pérdidas debidas a los ángulos de orientación e inclinación se han calculado en el apartado 3.1.1. Pérdidas por orientación e inclinación. Se obtienen unas pérdidas alrededor del 10%, valor que se considera aceptable, por lo que se decide no invertir en estructuras que aumenten el ángulo a 36°.

También hay que tener en cuenta posibles sombras que puedan generar pérdidas en la captación de radiación solar, como pueden ser sombras generadas por elementos propios de la instalación o por elementos externos a esta. Puesto que los captadores se han colocado de forma coplanaria al tejado de la cubierta, no se generan sombras de unos módulos sobre otros. Además en los alrededores de la vivienda no hay edificios que puedan proyectar sombra ni árboles u otros elementos de gran altura, por tanto las pérdidas son nulas.

2.2.2. Selección del tipo de captadores

Una vez conocidas la orientación y la inclinación de los módulos se procede con la selección de estos. En primer lugar, hay que conocer la radiación solar que reciben los módulos con esta orientación e inclinación. Del software PVGIS se obtienen los siguientes valores sobre la irradiación para los ángulos seleccionados (Tabla 2.4.).

Inclinación 20°, orientación 45°	
Mes	H _d (kWh/m ²)
Enero	3,23
Febrero	4,15
Marzo	5,29
Abril	6,25
Mayo	7,13
Junio	7,68
Julio	7,70
Agosto	6,93
Septiembre	5,67
Octubre	4,40
Noviembre	3,40
Diciembre	2,92
Promedio anual	5,40

Tabla 2.4. Irradiación diaria media mensual para el ángulo seleccionado en kWh/m² día (PVGIS)

Se toma el valor del promedio anual 5.400 Wh/m² día para el cálculo de Horas de Sol Pico (HSP), parámetro que indica la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m². Así pues, las HSP serán el cociente entre estos dos valores, resultando 5,4 HSP.

Para la elección del módulo fotovoltaico se han comparado varios paneles cuyas principales características se muestran a continuación:

MODELO	ESPSC 370W ERA	Tallmax TSM-PE15H	Cheetah HC 72M-V
Fabricante	ERA	Trina Solar	Jinko Solar
Potencia (W)	370	340	380
Eficiencia (%)	19	16,7	18,89
Dimensiones (mm ³)	992 x 1.956 x 40	959 x 2.024 x 35	1.002 x 2.008 x 40
Tipo de silicio	Monocristalino	Policristalino	Monocristalino
Peso (kg)	21,5	22,8	22,5
Voltaje max. potencia V_{mp} (V)	40,1	37,5	40,5
Intensidad max. potencia I_{mp} (A)	9,23	9,06	9,39
Voltaje circuito abierto V_{oc} (V)	48,3	46,2	48,9
Intensidad cortocircuito I_{sc} (A)	9,95	9,53	9,75
Coef. Temp. V_{oc} (%/°C)	-0.38038	-0,31	-0.28
Coef. Temp. I_{sc} (%/°C)	0.02973	0.05	0.048
Coef. Temp. P_{mp} (%/°C)	-0.57402	-0.38	-0.36
Temperatura nominal (°C)	45	41	45
Precio s/IVA (€)	137,78	129,39	156,41
Coste €/W s/IVA	0,37	0,36	0,37
Garantía (años)	10	10	10

Tabla 2.5. Comparativa de paneles solares

Como el tejado de la vivienda cuenta con un espacio limitado, los aspectos más importantes para la selección del panel son su eficiencia y sus dimensiones. Considerando estas dos características el modelo 370 W 24 V del fabricante ERA es el más adecuado para la instalación, ya que cuenta con la eficiencia más alta y dimensiones ligeramente menores que el resto. Además, el coste por Watio de los 3 módulos comparados son similares.

Así pues, se decide comprar el modelo 370 W 24 V Monocristalino del fabricante ERA. ERA es un fabricante de gran calidad que garantiza una alta eficiencia y durabilidad. Las especificaciones técnicas de este modelo se encuentran detalladas en su ficha técnica, ANEXO A FICHAS TÉCNICAS.

Una vez seleccionado el módulo fotovoltaico, se procede con los cálculos para el dimensionado del generador, los cuales vienen detallados en el punto 3.1. Dimensionado del generador.

2.3. Selección del inversor de conexión a red

El inversor de corriente es el encargado de transformar la corriente continua proveniente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna a 230 V para ser consumida en la vivienda. Por tanto, se trata de un componente de gran importancia en la instalación, pues de él dependerá la potencia total generada por la instalación. Para seleccionar el inversor es importante considerar

una serie de factores, tales como la potencia, el rango de tensión MPP y la eficiencia. Así pues, se ha realizado una tabla comparativa para escoger entre tres modelos de inversores.

MODELO	SE6000H	Primo 6.0-1	Sunny boy 6.0kW AV-41
Fabricante	SolarEdge	Fronius	SMA
Características CC			
Potencia máx. (Wp)	9.300	9.000	9.000
Tensión de entrada máx. (V)	480	1.000	600
Corriente máx. de entrada (A)	16,5	18	15
Entradas	2	4	4
Características CA			
Potencia nominal (W)	6.000	6.000	6.000
Tensión nominal de salida (V)	220/230	220/230	220/230/240
Corriente máx. de salida (A)	27,5	26,1	26,1
Factor de potencia	1	0,85-1	1
Rendimiento máx. (%)	99,2	98	97
Dimensiones (mm ³)	280 x 370 x 142	645 x 431 x 204	435 x 470 x 176
Peso (kg)	10,6	21,5	17,5
Precio s/IVA (€)	1.246,96	1.455,12	1.198,01
Coste €/kW s/IVA	134,08	161,68	133,11

Tabla 2.6. Comparativa de inversores

Teniendo en cuenta el precio por kW, se ha seleccionado el modelo Sunny boy 6.0kW AV-41 del fabricante SMA.

El inversor Sunny boy 6.0kW AV-41 cuenta con regulación de la potencia reactiva y 2 seguidores de punto de máxima potencia (MPPT). Estos seguidores MPPT sacan generalmente mayor rendimiento de los paneles fotovoltaicos aprovechando la potencia máxima disponible. Esto es debido a que los seguidores MPPT aprovechan toda la intensidad generada por los paneles independientemente del voltaje. Cuenta con 2 entradas para cada uno de los 2 seguidores MPP de 15 A cada entrada, lo cual permite dimensionar menos strings en paralelo, lo que reduce costes de material y mano de obra, y admite una potencia máxima fotovoltaica de hasta 9.000W.

Las características del modelo seleccionado vienen detalladas en su ficha técnica, ANEXO A FICHAS TÉCNICAS.

Los cálculos para el dimensionado del inversor y la configuración de los paneles vienen detallados en el punto 3.2. Dimensionado del inversor.

2.4. Cableado

En una instalación fotovoltaica los cables eléctricos y el cálculo de la sección de cable pueden ser de tanta importancia como la elección del módulo fotovoltaico, pues con un mal dimensionamiento se puede ver reducida en gran medida la producción de electricidad. Si la sección del cableado es inferior a la necesaria, se producirán pérdidas de energía en forma de

calor, debido a que la corriente que pasa por el cable será superior a la que puede soportar. Este sobrecalentamiento puede producir, además de pérdidas de energía, un deterioro en el propio cableado, pudiendo ocasionar un cortocircuito o un incendio.

Es importante tener en cuenta que para una misma potencia, cuanto menor sea la tensión, mayor será la corriente eléctrica que atravesará el conductor, y por tanto se ha de poner mayor atención en la sección del conductor.

Para el correcto dimensionado de la sección del cableado hay que seguir la reglamentación existente del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), el cual establece las indicaciones que se han de seguir para calcular la sección mínima normalizada. El REBT establece las siguientes dos condiciones para instalaciones de baja tensión:

- **Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento**

La temperatura del conductor del cable trabajando a plena carga y en régimen permanente no puede superar la temperatura máxima admisible de los materiales de aislamiento del cableado. Esta temperatura máxima admisible suele ser de 70°C para cables con aislamientos termoplásticos y de 90°C para cables con aislamientos termoestables.

- **Criterio de la caída de tensión**

La caída de tensión de los conductores debe ser inferior a los límites marcados por el REBT, con el fin de garantizar el funcionamiento de los receptores.

Respecto al criterio de la intensidad máxima admisible el ITC-BT-40 indica que *“los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador”*. Además, la norma recomienda la utilización de conductores unipolares de clase 5 (conductores flexibles), de cobre y con aislamiento de polietileno reticulado XLPE para el cableado de la parte de corriente continua.

Respecto al criterio de la caída de tensión el ITC-BT-40 indica que *“la caída de tensión entre el generador y el punto de conexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal”*.

El cableado cuenta también con conductores de protección que unen eléctricamente las masas con la tierra, para poder asegurar la protección contra contactos indirectos. Estos conductores de protección se encuentran en la misma canalización que los conductores activos y son del mismo material.

Se han escogido cables con conductor de cobre con aislamiento de polietileno reticulado XLPE. Los cálculos del dimensionado del cableado vienen detallados en el punto 3.3. Cableado. Se han dividido los cálculos en dos apartados, distinguiendo entre el cableado de corriente alterna y el de corriente continua, ya que los cálculos son distintos dependiendo del tipo de corriente.

2.5. Protecciones de la instalación

En la instalación son necesarios mecanismos de seguridad, tanto para personas como para los equipos electrónicos, con el fin de asegurar el buen funcionamiento y prevenir posibles accidentes y peligros. Estos elementos de protección se instalan en una caja general de protección, cuya disposición viene regulada por el ITC-BT-13. Además, de igual manera que se ha hecho en el diseño del cableado, se van a dividir las protecciones en dos apartados distinguiendo entre el tramo de corriente alterna y el tramo de corriente continua, ya que las protecciones son distintas para cada una de las partes. Los cálculos de ambas partes se detallan en el punto 3.4. Protecciones.

2.5.1. Protecciones de corriente continua

El tramo de corriente continua es el comprendido entre los módulos fotovoltaicos y el inversor. Las protecciones de este tramo incluyen elementos como fusibles, descargadores de sobretensión, varistores o magnetotérmicos. Así pues, en este apartado se detallan los dispositivos de protección que se van a instalar para proteger el tramo de corriente continua contra sobreintensidades, sobretensiones y contactos directos e indirectos.

- **Fusibles**

Los fusibles son dispositivos de protección contra sobreintensidades, los cuales se funden cuando superan un determinado valor máximo de intensidad, cortando así el paso de corriente eléctrica. Se va a instalar un fusible para cada string.

Los fusibles que se van a instalar son del tipo gPV, los cuales están destinados para la protección contra sobrecargas y cortocircuitos en instalaciones fotovoltaicas. Además, se van a instalar portafusibles a modo de estructura de soporte de los fusibles.

Como se justifica en el punto 3.4.1. Protecciones del circuito de corriente continua, los fusibles seleccionados son de 10 A, y la estructura es el portafusibles CMS101 para fusibles de hasta 30 A y 1000 V.

- **Descargador de sobretensiones**

El descargador de sobretensiones es el encargado de proteger la entrada del inversor contra sobretensiones provocadas principalmente por efectos atmosféricos que puede superar la tensión máxima admisible tanto de los cables como de los receptores debido a la exposición de los paneles fotovoltaicos.

Para la selección del descargador de tensiones se han considerado parámetros como el nivel de protección, la tensión máxima y energía que es capaz de disipar. De esta manera, se ha seleccionado el descargador de sobretensiones Solar 1000V DEHNguard YPV, que proporciona protección contra sobretensiones de tipo 2 y tiene una tensión máxima de servicio de 1000 V.

- **Vigilante de aislamiento**

El vigilante de aislamiento es un sistema de protección contra contactos directos e indirectos que mide la resistencia entre el conductor y el neutro y la compara con el mínimo establecido, de manera que si se produce un fallo de aislamiento se dispara un interruptor que corta el paso de corriente eléctrica.

El valor límite de corriente establecido por la ITC-BT-25 para no producir riesgo eléctrico considerable en las personas es de 30 mA.

El modelo seleccionado es el ISO-CHECK PV 600, el cual cuenta con vigilante de aislamiento e interruptor de corriente continua.

Todos los componentes de protección seleccionados cumplen con lo establecido por el REBT, concretamente con la ITC-BT-22 de protección contra sobrecargas y la ITC-BT-23 de protección contra sobretensiones, además de las correspondientes normativas españolas y europeas. Los cálculos técnicos de los componentes seleccionados se encuentran en el punto 3.4.1. Protecciones del circuito de corriente continua, y sus correspondientes fichas técnicas en el ANEXO A FICHAS TÉCNICAS.

2.5.2. Protecciones de corriente alterna

El tramo de corriente alterna es el que conecta la salida del inversor con la con las cargas de la vivienda y la red pública. Las protecciones de este tramo incluyen fundamentalmente diferenciales y magnetotérmicos. Así pues, en este apartado se detallan los dispositivos de protección que se van a instalar para proteger el tramo de corriente continua contra sobrecargas, sobretensiones y contactos directos e indirectos.

- **Interruptor magnetotérmico**

El interruptor magnetotérmico es el elemento de corte general para proteger la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos, sustituyendo a los fusibles. Al contrario que los fusibles, el interruptor magnetotérmico se puede rearmar una vez se haya producido una sobrecarga o un cortocircuito y no se ha de sustituir por uno nuevo.

Se va a utilizar un interruptor magnetotérmico tipo C, ya que son los más utilizados cuando no existen corrientes de arranque de consumo elevadas. Este interruptor debe cumplir con lo estipulado por la norma EN 60269 para protección contra sobrecargas. Se selecciona el magnetotérmico ABB Monofásico 40A SH202-C40 con intensidad nominal de 40 A.

- **Interruptor diferencial**

El interruptor diferencial es un dispositivo de protección contra contactos directos e indirectos y fallos de aislamiento. El diferencial compara los valores de corriente de entrada y salida de un circuito de manera que si la diferencia entre ellos es mayor a 30 mA (valor de sensibilidad máximo indicado por la ITC-BT-25), el interruptor abre el circuito. Se selecciona el interruptor diferencial monofásico 40A ABB 30mA tipo A 2P.

Para la protección contra sobretensiones de la parte alterna se utiliza un protector de sobretensiones de Clase II, el cual viene ya incorporado en el inversor.

Todos los componentes de protección seleccionados cumplen con lo establecido por la UNE-EN 61008-1:2013/A12:2017 y el IEC 60947-2:2003/A2:2013. Los cálculos técnicos de los componentes seleccionados se encuentran en el punto 3.4.2. Protecciones del circuito de corriente alterna y sus correspondientes fichas técnicas en el ANEXO A FICHAS TÉCNICAS.

2.6. Puesta a tierra

La puesta a tierra tiene como función eliminar posibles daños a los usuarios en caso de fuga de corriente. Su correcto funcionamiento es de vital importancia en la instalación, pues en caso de existir corriente entre una de las fases y la masa, la puesta a tierra disiparía la corriente en el terreno, minimizando así riesgos para los usuarios.

El ITC-BT-40 obliga a las instalaciones a estar equipadas con equipos de puesta a tierra para poder garantizar completamente la seguridad.

Existen varios métodos de conexión de la puesta a tierra. Para el tramo de corriente continua se emplea el esquema IT o “flotante”. En este esquema de conexión los conductores están aislados de tierra, mientras que las masas se encuentran conectadas a tierra. Este esquema presenta el inconveniente de que la elevada resistencia entre el conductor y la tierra permiten circulación de corriente produciendo un circuito abierto. Para solucionar este defecto es necesario instalar un controlador de aislamiento. La puesta a tierra de la parte continua se va a realizar aislada de la puesta a tierra de la parte alterna, para evitar una posible corriente de defecto, situándolas a una distancia considerable.

Para el tramo de corriente alterna se emplea el esquema TT. En este esquema de conexión el neutro se conecta a tierra. Para los conductores de tierra que unen el electrodo de puesta a tierra con el borne principal se va a utilizar el mismo conductor de tierra existente en la vivienda.

Los cálculos correspondientes a la puesta a tierra se encuentran en el punto 3.5. Puesta a tierra.

2.7. Estructura de soporte

Para la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos se ha seleccionado la estructura KHT915 del fabricante Sunfer cuyas características principales se muestran en su ficha técnica en el ANEXO A FICHAS TÉCNICAS. Está diseñada para fijar los paneles de manera coplanaria con la misma inclinación a la cubierta, sobre las propias tejas, por lo que se adapta perfectamente al caso de estudio.

La estructura KHT915 está diseñada para poder soportar grandes cargas por nieve y viento, y está fabricada con materiales de gran calidad. La estructura incluye salvatejas, lo que permiten

anclar la estructura a las tejas sin necesidad de perforarlas y colocar sobre estas los perfiles sobre los que se sujetan los paneles.

A continuación se muestran imágenes de la estructura.

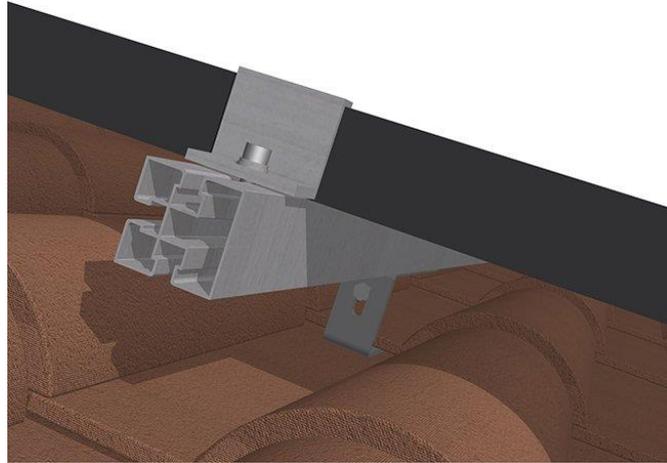


Figura 2.4. Estructura de soporte KHT915 (AutoSolar, 2020)



Figura 2.5. Estructura de soporte KHT915 (AutoSolar, 2020)

2.8. Simulación en PVsyst

Se ha realizado una simulación del diseño de la instalación con el software *PVsyst* para verificar los valores de energía producida y pérdidas a partir de los elementos escogidos en el diseño teórico.

En primer lugar se han añadido todos los parámetros del diseño teórico de la instalación, tales como la localización de la vivienda, la orientación, inclinación y disposición de los paneles y cada uno de los componentes. El software *PVsyst* cuenta también con una herramienta para realizar un análisis económico de la instalación, sin embargo, se ha utilizado solamente para verificar el diseño.

Una vez introducidos los parámetros de la instalación se ha realizado la simulación, obteniendo un informe de resultados, el cual se adjunta en el ANEXO C INFORME DE PVSYST.

A continuación se muestran los principales resultados a analizar:

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	76.6	28.46	11.13	101.4	97.9	0.825	0.807	0.897
Febrero	86.9	35.28	11.86	106.1	103.3	0.860	0.842	0.894
Marzo	140.0	54.72	14.17	158.2	154.2	1.256	1.231	0.876
Abril	174.7	62.51	15.82	185.2	180.7	1.454	1.427	0.868
Mayo	205.7	72.62	19.32	203.6	198.3	1.570	1.539	0.851
Junio	221.8	78.29	23.43	217.5	211.8	1.651	1.621	0.839
Julio	232.1	73.31	26.18	231.8	226.3	1.735	1.703	0.827
Agosto	195.9	74.21	26.44	203.9	199.0	1.533	1.504	0.831
Septiembre	146.1	61.09	23.17	156.8	152.5	1.203	1.180	0.847
Octubre	112.4	43.03	20.01	134.6	131.0	1.053	1.032	0.863
Noviembre	80.4	28.14	14.69	103.8	100.5	0.832	0.815	0.884
Diciembre	66.8	25.04	12.12	90.3	87.1	0.732	0.716	0.893
Año	1739.4	636.69	18.23	1893.2	1842.6	14.705	14.418	0.858

Figura 2.6. Resumen de resultados (PVSyst, 2020)

En esta tabla se pueden observar datos meteorológicos de la localización de la instalación, tales como la irradiación directa (GlobHor), la irradiación difusa (DiffHor), la energía efectiva en la salida del conjunto (EArray), la energía producida (E_Grid) o el rendimiento (PR) para cada mes del año. Estos parámetros son de gran importancia para conocer el funcionamiento de la instalación. Como resultado más relevante, se puede observar que la producción anual de energía de la instalación diseñada es de 14.418 kWh.

A continuación se pueden observar los resultados de energía producida y de rendimiento mensuales graficados:

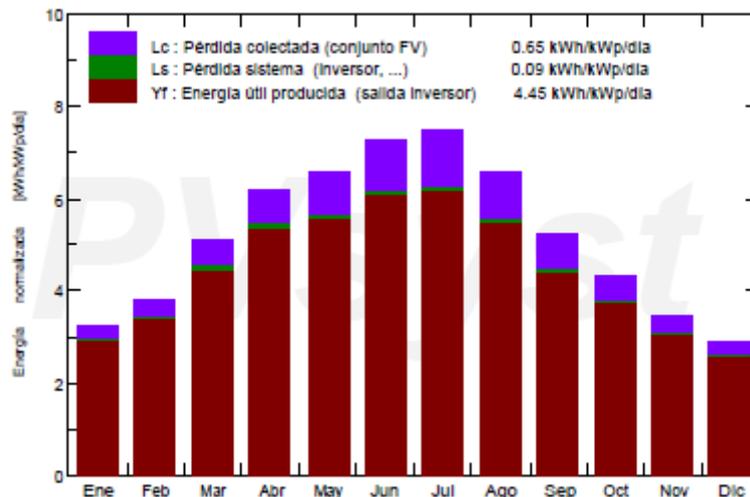


Figura 2.7. Producción normalizada por kWp instalado (PVSyst, 2020)

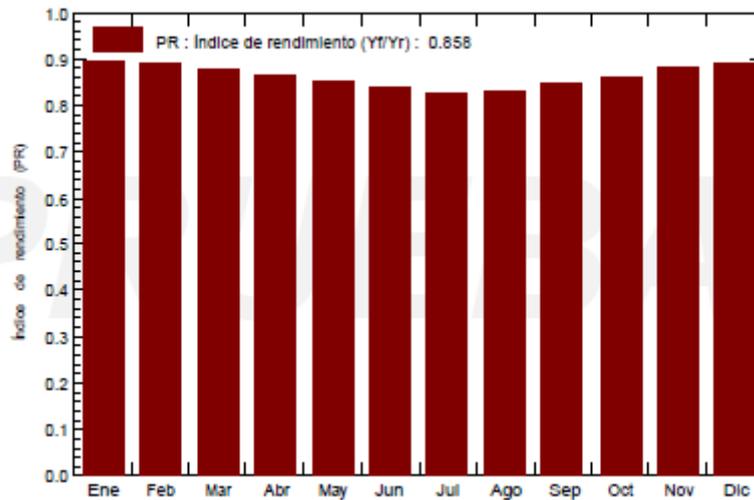


Figura 2.8. Índice de rendimiento (PVsyst, 2020)

Por último cabe destacar el diagrama de pérdidas, en el cual se puede observar de manera detallada las pérdidas durante todo el año de la instalación diseñada.

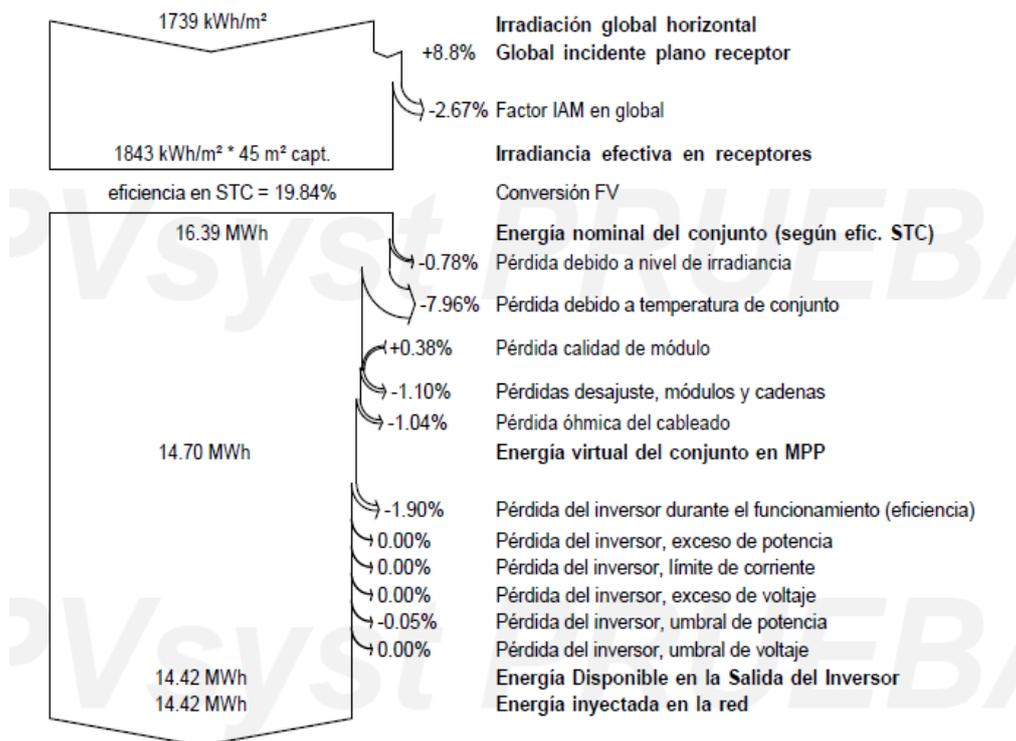


Figura 2.9. Diagrama de pérdidas (PVsyst, 2020)

A partir de la simulación realizada se puede concluir que la instalación teórica está bien diseñada, pues produce suficiente energía para abastecer la demanda eléctrica de la vivienda en las horas centrales del día, en las que la producción de la instalación es máxima, y los valores de pérdidas y rendimientos son aceptables.

CAPÍTULO 3

CÁLCULOS TÉCNICOS

3.1. Dimensionado del generador

En el presente apartado se muestran los cálculos necesarios para el correcto dimensionado de del generador fotovoltaico. También se muestran los cálculos de las pérdidas en la instalación originadas por el ángulo de orientación e inclinación de los módulos.

3.1.1. Pérdidas por orientación e inclinación

Debido a que los captadores no están orientados e inclinados en sus posiciones óptimas se van a producir una serie de pérdidas, cuyos valores límite son establecidos por el HE5 del Código Técnico de la Edificación (CTE). Las pérdidas máximas admisibles por orientación e inclinación son del 20 % para casos de superposición.

Para el cálculo del valor máximo y mínimo del ángulo de inclinación se utiliza el siguiente diagrama (Figura 3.1):

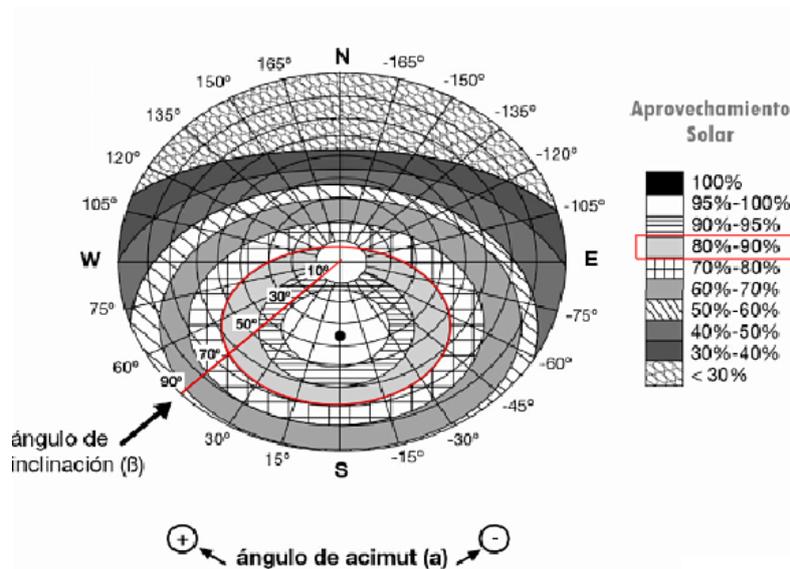


Figura 3.1. Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación (CTE, 2009).

De la Figura 3.1, con un ángulo acimut de 45° y pérdidas máximas admisibles del 20 %, se obtienen los valores de 65° y 10° como máximo y mínimo ángulo de inclinación. Estos valores corresponden a una latitud de 41°, por tanto es necesario realizar correcciones para ajustarlos al caso de estudio, latitud 38°46'12.1" N.

$$\beta_{m\acute{a}x} = \beta_{m\acute{a}x}(41^\circ) - (41^\circ - \Phi) = 65^\circ - (41^\circ - 38^\circ) = 62^\circ \quad (2)$$

$$\beta_{m\grave{i}n} = \beta_{m\grave{i}n}(41^\circ) - (41^\circ - \Phi) = 10^\circ - (41^\circ - 38^\circ) = 7^\circ \quad (3)$$

Los valores máximo y mínimo de inclinación son 62° y 7° respectivamente. El ángulo de inclinación $\beta=20^\circ$ seleccionado para el caso de estudio se encuentra entre los valores máximo y mínimo, por tanto cumple con lo estipulado por el Código Técnico de la Edificación.

Para el cálculo de las pérdidas el HE5 del Código Técnico de la Edificación estipula la siguiente ecuación para ángulos de inclinación comprendidos entre 15° y 90°:

$$P\% = 100 \times \left[1,2 \times 10^{-4} \times (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \times \alpha^2 \right] = 10,1\% \quad (4)$$

Siendo:

- β el ángulo de inclinación del módulo 20°.
- β_{opt} el ángulo de inclinación óptimo 36° .
- α el ángulo acimut 45°.

3.1.2. Número de paneles

Para poder determinar el número de paneles de la instalación es necesario en primer lugar conocer la potencia pico demandada por la instalación. Para ello se ha hecho en el punto 2.1. Caso de estudio un estudio de la demanda eléctrica de la vivienda. La potencia pico viene definida por la Ecuación (5).

$$P_{pico} = \frac{E_{max}}{HSP} = \frac{46,11}{5,4} = 8,54kWp \quad (5)$$

Siendo:

- $E_{dia\ max}$ el consumo de energía máximo demandado por la instalación en kWh/día, obtenido en la Ecuación (1).
- HSP las Horas de Sol Pico.

Una vez conocida la potencia pico se procede con el cálculo del número del número de paneles. El número de paneles viene determinado por la potencia pico mínima demandada por la instalación, P_{pico} en W, y la potencia pico de un módulo fotovoltaico, $P_{pico\ panel}$ en W_p/panel. La potencia pico de un módulo fotovoltaico viene especificada en el ANEXO A FICHAS TÉCNICAS.

$$N_{paneles} = \frac{P_{pico}}{P_{pico\ panel}} = \frac{8.540}{370} = 23,08 \approx 24\ paneles \quad (6)$$

Con el resultado obtenido, se hace un redondeo al alza consiguiendo un factor de sobredimensionamiento y por tanto mayor fiabilidad. Así pues, el número de paneles necesarios para satisfacer la demanda de la vivienda son 24 paneles del modelo escogido.

3.2. Dimensionado del inversor

Una vez seleccionado el modelo del inversor de corriente se procede con el cálculo del número de inversores necesarios para el funcionamiento de la instalación. Para realizar este cálculo es necesario primero conocer la potencia total máxima que proporcionan los módulos fotovoltaicos.

$$P_{max\ panel} = P_{pico\ panel} \times N_{paneles} = 370 \times 24 = 8.880\ W \quad (7)$$

Siendo:

- $P_{pico\ panel}$ la potencia pico del módulo fotovoltaico en W.
- $N_{paneles}$ el número de paneles de la instalación.

Obtenida la potencia máxima que proporcionan los paneles se procede con el cálculo del número de inversores necesarios.

$$N_{inv} = \frac{P_{max\ panel}}{P_{max\ inv}} = \frac{8.880}{9.000} = 0,987 \approx 1\ inversor \quad (8)$$

Siendo:

- $P_{max\ inv}$ la potencia máxima de salida del generador fotovoltaico que puede admitir un inversor del modelo seleccionado en W_p. Este dato se ha obtenido de la ficha técnica del inversor.

De la Ecuación (8) se obtiene que se necesita 1 inversor de conexión a red para el diseño de la instalación.

3.2.1. Configuración de los paneles

Una vez conocido el número de paneles se puede determinar la configuración de estos. El número de paneles que se puede instalar en serie o string viene condicionado por la tensión de entrada del inversor. Si la tensión producida por un string es menor que la tensión mínima de entrada del inversor, este no arrancará. Además, si la tensión es mayor que la tensión de entrada máxima del inversor, este puede resultar dañado, pudiendo ocasionar incendios u otros peligros.

Mediante las ecuaciones (9) y (10) se puede determinar el número de paneles mínimo y máximo de cada string.

$$V_{mpp} \times N_{paneles\ string} > V_{min\ inversor} \quad (9)$$

Siendo:

- V_{mpp} la tensión máxima del panel fotovoltaico en V.
- $N_{paneles\ string}$ el número de paneles conectados en serie que forman cada string.
- $V_{min\ inversor}$ la tensión mínima de inicio del inversor en V.

$$V_{oc} \times N_{paneles\ string} < V_{max\ inversor} \quad (10)$$

Siendo:

- V_{oc} la tensión de circuito abierto del panel en V.
- $V_{max\ inversor}$ la tensión de entrada máxima del inversor en V.

Los datos de V_{mpp} , V_{oc} , $V_{min\ inversor}$ y $V_{max\ inversor}$ han sido obtenidos de las fichas técnicas del módulo fotovoltaico y del inversor de conexión a red.

Así pues, se procede a comprobar la Ecuación (11) y la Ecuación (12) con un número de 8 paneles por rama.

$$40,1 \times 8 = 320,8\ V > 100\ V \quad (11)$$

$$48,3 \times 8 = 384,8\ V < 600\ V \quad (12)$$

No obstante, estos resultados no son correctos debido a que los valores de tensión e intensidad generados por los paneles varían en función de la temperatura. Un aumento de la temperatura de trabajo del panel implica una disminución de la tensión de circuito abierto y un aumento de la intensidad de cortocircuito, tal y como se puede observar en la siguiente imagen:

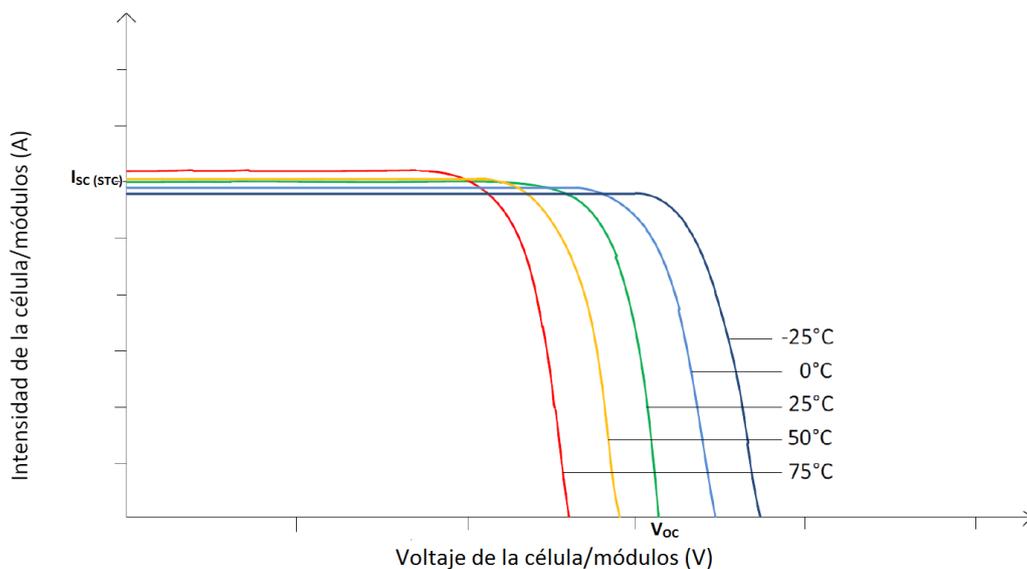


Figura 3.2. Efecto de la temperatura en la tensión y la intensidad (Ingelibreblog.wordpress.com)

Por tanto, se han de comprobar las condiciones anteriores con los valores de tensión e intensidad a temperaturas máxima y mínima. Para ello se consideran la temperatura ambiente máxima y mínima de la localidad de *Jávea*, siendo estas 38°C y 2°C respectivamente.

A partir de la siguiente ecuación se pueden obtener los valores de temperatura de trabajo máxima y mínima de los paneles:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{NOC} - 20}{800} \right) \times I \quad (13)$$

Siendo:

- T_a la temperatura ambiente en °C.
- T_{NOC} la temperatura nominal de la célula, obtenida de la ficha técnica del panel.
- I irradiancia en condiciones nominales en W/m².

Por tanto las temperaturas de funcionamiento máxima y mínima son las siguientes:

$$T_{p \text{ máx}} = 38 + \left(\frac{45 - 20}{800} \right) \times 1.000 = 69,25 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (14)$$

$$T_{p \text{ mín}} = 2 + \left(\frac{45 - 20}{800} \right) \times 1.000 = 33,25 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (15)$$

Para calcular la tensión de circuito abierto en las condiciones de temperatura calculadas, se utiliza el coeficiente de temperatura de tensión extraído de su ficha técnica, tal como se muestra en la Ecuación (16):

$$V_{oc(Tp)} = V_{oc} - \Delta T \times \Delta V_{oc} \quad (16)$$

Siendo:

- $V_{oc(Tp)}$ tensión de circuito abierto del panel a temperatura de funcionamiento.
- ΔT la variación de temperatura entre las condiciones de trabajo y las condiciones estándar.
- ΔV_{oc} el coeficiente de temperatura de tensión.

Sustituyendo valores se obtiene la tensión de circuito abierto en las condiciones consideradas.

$$V_{oc(69,25 \text{ } ^\circ\text{C})} = 48,3 - (69,25 - 25) \times (-0,38038) = 65,13 \text{ V} \quad (17)$$

$$V_{oc(33,25 \text{ } ^\circ\text{C})} = 48,3 - (33,25 - 25) \times (-0,38038) = 51,44 \text{ V} \quad (18)$$

El cálculo de la tensión de máxima potencia en las condiciones consideradas se hace de manera similar al cálculo anterior. En este caso, como el coeficiente de temperatura de tensión a máxima potencia no aparece en la ficha técnica del panel, se calcula mediante la siguiente estimación:

$$\Delta V_{mpp} \approx 0,43 \times \Delta V_{oc} = -0,1635634 \% / ^\circ\text{C} \quad (19)$$

Por tanto, los valores de tensión a máxima potencia para las condiciones consideradas son las siguientes:

$$V_{mpp (69,25\ ^\circ\text{C})} = 40,1 - (69,25 - 25) \times (-0,1635634) = 47,34\ \text{V} \quad (20)$$

$$V_{mpp (33,25\ ^\circ\text{C})} = 40,1 - (33,25 - 25) \times (-0,1635634) = 41,45\ \text{V} \quad (21)$$

Una vez obtenidos los valores de tensión máxima y mínima, se procede a comprobar las condiciones de la Ecuación (9) y la Ecuación (10) para un número de 8 paneles.

Para las condiciones de temperatura máximas:

$$47,34 \times 8 = 378,72\ \text{V} > 100\ \text{V} \quad (22)$$

$$65,13 \times 8 = 521,04\ \text{V} < 600\ \text{V} \quad (23)$$

Para las condiciones de temperatura mínimas:

$$41,45 \times 8 = 331,6\ \text{V} > 100\ \text{V} \quad (24)$$

$$51,44 \times 8 = 411,52\ \text{V} < 600\ \text{V} \quad (25)$$

De los valores obtenidos se concluye que un número de 8 paneles por rama está dentro del rango soportado por el inversor. Por tanto, la instalación constará de 3 strings de 8 paneles cada uno, formando el total de 24 paneles.

Una vez conocida la configuración de los paneles se puede conocer la tensión y la intensidad totales de cada string. En las conexiones en serie el voltaje viene determinado por la suma de las tensiones de cada uno de los paneles, mientras que la intensidad que circula es la equivalente a uno de ellos.

$$V_{string} = V_{mpp} \times N_{paneles\ string} = 40,1 \times 8 = 320,8\ \text{V} \quad (26)$$

$$I_{string} = I_{mpp} = 9,23 = 9,23\ \text{A} \quad (27)$$

Siendo:

- I_{mpp} la intensidad máxima del panel fotovoltaico en A.

El inversor de corriente cuenta con 2 entradas por cada uno de los 2 seguidores de MPPT que tiene. Cada una de estas 4 entradas soporta una corriente máxima de entrada de 15 A, por tanto podrá soportar los 3 strings de 9,23 A cada uno.

3.3. Cableado

Como ya se ha comentado en el punto 2.4. Cableado, los cálculos del dimensionado del cableado se dividen en el cableado del circuito de corriente continua y el de corriente alterna además del cableado de protección. A continuación se exponen los cálculos de cada uno de los tramos.

3.3.1. Cableado del circuito de corriente continua

El circuito de corriente continua es el existente entre módulos fotovoltaicos, así como el comprendido entre los módulos y el inversor de conexión a red. Para determinar la sección del tramo de corriente continua se va a seguir el criterio de la intensidad máxima admisible y el criterio de la caída de tensión. De las secciones obtenidas por cada uno de los criterios se va a elegir la sección comercial mayor.

En primer lugar, se calcula la sección de cable mínima siguiendo el criterio de la intensidad máxima admisible. Para ello es necesario conocer el valor de la intensidad máxima para un string del generador fotovoltaico.

$$I_{string} \geq 1,25 \times I_{sc} = 1,25 \times 9,95 = 12,44 \text{ A} \quad (28)$$

Siendo:

- I_{string} la intensidad máxima para un string del generador fotovoltaico.
- I_{sc} la intensidad de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos, dato extraído de la ficha técnica del panel fotovoltaico.

Ambas intensidades están expresadas en Amperios.

Una vez conocido el valor de intensidad para cada string, se consulta la Tabla 3.1, según el cual la Norma UNE-EN 50618 establece unos valores de intensidad máximos en función de la sección del cableado de corriente continua.

Sección nominal mm ²	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Temperatura ambiente: 60 °C (Para otras temperaturas ambiente véase tabla A.4).
Temperatura máxima del conductor: 120 °C.

NOTA El periodo de utilización previsto a una temperatura máxima del conductor de 120 °C y una temperatura ambiente máxima de 90 °C es de 20 000 h.

Tabla 3.1. Intensidad máxima admisible de los cables en corriente continua (UNE EN 50618, 2015)

Según la Norma UNE-EN 50618, para la intensidad obtenida, se puede utilizar una sección de 1,5 mm² para el cableado, pues la intensidad máxima de un string se encuentra por debajo de la máxima admisible.

A continuación, se procede a comprobar el criterio de la caída de tensión. Para ello se aplica la Ecuación (29).

$$S_{CC} \geq \frac{2 \times l_{CC} \times I_{string}}{\frac{\Delta V(\%)}{100} \times V_{string} \times \sigma} = \frac{2 \times 20 \times 9,23}{\frac{1,5}{100} \times 320,8 \times 45,495} = 1,686 \text{ mm}^2 \quad (29)$$

Siendo:

- S_{CC} la sección del cableado de corriente continua.
- l_{CC} la longitud del cableado del tramo de corriente continua en m.
- I_{string} la intensidad total de un string calculada en la Ecuación (27) en A.
- $\Delta V(\%)$ la caída de tensión porcentual máxima admitida por la norma.

- V_{string} la tensión total de cada string calculada en la Ecuación (26) en V.
- σ la conductividad del conductor escogido, en este caso cobre, a temperatura máxima admisible por el aislante es decir 90°C en $m/\Omega \cdot mm^2$.

De la Ecuación (29) se ha obtenido un valor de sección mínimo de 1,686 mm^2 . Considerando las secciones comerciales se ha elegido la inmediatamente superior a la obtenida en el cálculo anterior. Por tanto, la sección del cableado para el tramo del circuito de corriente continua será de 2,5 mm^2 .

3.3.2. Cableado del circuito de corriente alterna

El cableado del circuito de corriente alterna es el que conecta la salida del inversor con la entrada del cuadro de protección. Siguiendo el mismo procedimiento que en el dimensionado del cableado de la parte continua se procede a comprobar en primer lugar el criterio de la máxima intensidad admisible.

$$I_B \geq 1,25 \times I_{salida\ inv} = 1,25 \times 26,1 = 32,63\ A \quad (30)$$

Siendo:

- I_B la corriente de diseño del tramo de corriente alterna
- $I_{salida\ inv}$ la corriente máxima de salida del inversor en corriente alterna.

La Norma UNE HD 60364-5-52 para instalaciones de baja tensión establece unos valores de intensidad máximos en función de la sección del cableado de corriente alterna. Se adjunta la Tabla B.52-1 de la norma en el ANEXO B TABLA B.52-1 UNE HD 60364-5-52.

En primer lugar se determina el método de instalación de referencia. Una vez determinado el método de instalación, en este caso el método de instalación C, se consulta en la Tabla B.52-1 de la norma para determinar la sección del conductor. Para el método de instalación C, 2 conductores cargados y aislante XLPE y una corriente máxima de salida de 32,625 A se obtiene una sección para cables de cobre de 4 mm^2 .

Una vez obtenida la sección de conductor según el criterio de la máxima intensidad admisible se procede a comprobar el criterio de la caída de tensión. Para ello se aplica la Ecuación (31).

$$S_{CA} \geq \frac{l_{CA} \times I_B}{\frac{\Delta V(\%)}{100} \times V_{CA} \times \sigma} = \frac{10 \times 32,63}{\frac{1,5}{100} \times 230 \times 45,495} = 2,08\ mm^2 \quad (31)$$

Siendo:

- S_{CA} la sección del cableado de corriente alterna.
- l_{CA} la longitud del cableado del tramo de corriente alterna en m.

- I_B la corriente de diseño del tramo de corriente alterna calculada en la Ecuación (30) en A.
- V_{CA} la de corriente alterna en V.

El resultado obtenido mediante el criterio de la caída de tensión se compara con el obtenido mediante el criterio de la máxima intensidad admisible, eligiendo una sección de conductor de 4 mm² para el tramo de cableado de corriente alterna.

3.3.3. Cableado de protección

La sección del cableado de protección se obtiene por cálculo conforme a la norma UNE 20460, tal como aparece indicado en la Tabla 3.2.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm²)
S ≤ 16	S _p = S
16 < S ≤ 35	S _p = 16
S > 35	S _p = S/2

Tabla 3.2. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase (ITC-BT-18)

Puesto que la sección de los conductores tanto en el circuito de corriente continua como en el de corriente alterna es menor que 16 mm², la sección de los conductores de protección será la misma que la de los conductores.

Así pues, para el tramo de corriente continua la sección de los conductores de protección será de 2,5 mm², mientras que en el tramo de corriente alterna la sección de los conductores de protección será de 4 mm².

3.4. Protecciones

Tal como se ha comentado en el punto 2.5. Protecciones de la instalación, los cálculos de necesarios para las protecciones se dividen en las protecciones para corriente continua y para corriente alterna. A continuación se exponen los cálculos de cada uno de los tramos.

3.4.1. Protecciones del circuito de corriente continua

Como ya se ha comentado en el punto 2.5.1. Protecciones de corriente continua, es necesario instalar fusibles, un descargador de tensiones y un vigilante de aislamiento para garantizar la protección contra sobreintensidades, sobretensiones y contactos directos e indirectos.

- **Fusibles**

Según el ITC-BT-22 del REBT para que se garantice la protección contra sobrecargas se han de verificar las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (32)$$

$$I_f \leq 1,45 \times I_Z \quad (33)$$

Siendo:

- I_B la intensidad de diseño del circuito.
- I_N la intensidad nominal del fusible.
- I_Z la intensidad máxima admisible por la norma. Para cable de cobre de sección de $2,5 \text{ mm}^2$ su valor es de $17,81 \text{ A}$.
- I_f la intensidad que garantiza el funcionamiento del fusible.

El valor de intensidad de diseño del circuito corresponde a la intensidad de cada string. De esta forma, los fusibles se dimensionan a partir de los siguientes parámetros:

$$9,23 \text{ A} \leq I_N \leq 17,81 \text{ A} \quad (34)$$

El valor de intensidad nominal del fusible ha de ser un valor normalizado comprendido dentro del rango anterior. Así pues, se seleccionan fusibles de $I_N = 10 \text{ A}$.

A continuación se comprueba la segunda condición. Según la norma, para valores de I_N entre 4 y 16 A , el valor de I_f se calcula como $1,9 \times I_N$.

$$19 \text{ A} \leq 1,45 \times 17,81 = 25,82 \text{ A} \quad (35)$$

Por tanto se verifica que los fusibles de 10 A son adecuados para la protección contra sobreintensidades.

- **Descargador de tensiones**

El modelo escogido tiene una tensión máxima de 1000 V , por tanto el valor máximo de tensión producido por un string debe ser menor que la tensión máxima del descargador de tensión.

$$V_{oc} \times N_{paneles\ string} = 48,3 \times 8 = 386,4 \text{ V} < 1.000 \text{ V} \quad (36)$$

De la Ecuación (36) se verifica que el descargador de tensión es adecuado para la protección contra sobretensiones.

- **Vigilante de aislamiento**

Para la protección contra contactos directos e indirectos se ha seleccionado un vigilante de aislamiento más interruptor de corriente continua. Para el dimensionado de este dispositivo es necesario comprobar que la tensión de vigilancia sea superior al valor máximo de tensión producido por un string. Para el modelo escogido la tensión de vigilancia es de 600 V.

$$V_{oc} \times N_{paneles\ string} = 48,3 \times 8 = 386,4\ V < 600\ V \quad (37)$$

De la Ecuación (37) queda garantizada la protección contra contactos directos e indirectos.

3.4.2. Protecciones del circuito de corriente alterna

Como se ha indicado en el punto 2.5.2. Protecciones de corriente alterna, es necesaria la instalación de un interruptor magnetotérmico y de un interruptor diferencial.

- **Interruptor magnetotérmico**

Para el diseño del interruptor magnetotérmico se siguen las indicaciones de la Norma UNE-HD 60364-5-52. Consultando la Tabla B.52.3 de la norma se obtiene que para una sección de 4 mm² con conductor de cobre y aislamiento de XLPE con método de instalación C, la corriente máxima admisible es de 45 A. Una vez conocido este valor se comprueba la primera condición:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (38)$$

$$32,625\ A \leq 40\ A \leq 45\ A \quad (39)$$

Siendo:

- I_B la intensidad de diseño del tramo de corriente alterna, calculada en la Ecuación (30).
- I_Z la intensidad máxima admisible según la norma.
- I_N la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico.

Una vez comprobada la primera condición se ha de comprobar la segunda condición, la cual comprueba si el dimensionado es correcto mediante el cálculo de la corriente convencional de disparo.

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z \quad (40)$$

Como la corriente convencional de disparo se calcula como $I_2=1,45 \times I_N$, y la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico es menor que la máxima intensidad admisible según la norma, la segunda condición se cumple.

Por último se ha de comprobar que el interruptor tenga un poder de corte mayor a la corriente de cortocircuito impuesta por la compañía eléctrica. La corriente de cortocircuito de la compañía suministradora es de 5 kA, mientras que el poder de corte del interruptor magnetotérmico seleccionado es de 6 kA.

Por tanto, se concluye que el interruptor magnetotérmico seleccionado es adecuado.

- **Interruptor diferencial**

Para el diseño del interruptor diferencial se siguen las indicaciones que se han comentado en el punto 2.5.2. Protecciones de corriente alterna. El interruptor diferencial debe tener una corriente asignada igual o superior a la del interruptor magnetotérmico y una sensibilidad de 30 mA. Así pues, el interruptor diferencial seleccionado tiene un límite de corriente de 40 A y una sensibilidad de 30 mA, por tanto se puede concluir que el diferencial elegido es adecuado.

3.5. Puesta a tierra

El ITC-BT-18 indica que *“el valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V”*. Así pues, será necesario imponer esta condición para los cálculos de la toma a tierra.

Para dimensionar los electrodos se impone la condición de que la resistencia de tierra ha de ser menor que la resistencia de tierra admisible por las masas de baja tensión. Ambos valores de resistencia se calculan a continuación en la Ecuación (41) y la Ecuación (42).

$$R_{adm} = \frac{U_L}{I_{\Delta n}} = \frac{24}{0,03} = 800 \Omega \quad (41)$$

Siendo:

- U_L la tensión impuesta por la norma en V.
- $I_{\Delta n}$ la sensibilidad del interruptor diferencial en A.

La resistencia de tierra se calcula con un electrodo formado por 1 pica de 2 metros de longitud.

$$R_T = \frac{\rho}{n \times L} = \frac{500}{1 \times 2} = 250 \Omega \quad (42)$$

Siendo:

- ρ la resistividad del terreno en Ωm . Este valor ha sido obtenido de la Tabla 4 de la ITC-BT-18 el cual proporciona valores medios aproximados.
- n el número de picas.
- L la longitud de las picas en m.

Una vez obtenidos estos valores se comprueba la condición impuesta.

$$R_T < R_{adm} \rightarrow 250 \Omega < 800 \Omega \quad (43)$$

Por último, es necesario comprobar la condición que impone el ITC-BT-18.

$$R_T \times I_{An} = 250 \times 0,03 = 7,5 V < 24 V \quad (44)$$

Con esto se ha comprobado que el diseño de la puesta a tierra cumple con lo estipulado por la normativa vigente.

CAPÍTULO 4
PLIEGO DE CONDICIONES
TÉCNICAS

4.1. Objeto

El objeto del presente pliego de condiciones técnicas es tratar de fijar las normas y prescripciones técnicas mínimas que debe cumplir una instalación solar fotovoltaica conectada a red para asegurar su calidad y correcta ejecución. En él se incluyen las características técnicas mínimas que han de cumplir los materiales para asegurar la seguridad tanto de los instaladores como de los usuarios de la instalación. Por tanto, sirva este documento como referencia y guía técnica para los profesionales encargados de ejecutar los trabajos instalación y mantenimiento de la instalación.

Este pliego de condiciones técnicas se realiza en base a las especificaciones recogidas en el documento del IDAE, *Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica, Pliego de Condiciones Técnicas*

4.2. Generalidades

Este pliego de condiciones es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red, quedando así excluidas las instalaciones no conectadas a la red.

Es necesario que la instalación cumpla una serie de regulaciones y normas de obligado cumplimiento para las instalaciones fotovoltaicas, en concreto las siguientes.

Ley 24/2013, de 26 de Diciembre, del Sector Eléctrico.

Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

Resolución de 31 de mayo de 2001 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.

Real Decreto 1699/2011, de 18 de Noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

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

Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Real Decreto 244/2019, de 5 de Abril de 2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

4.3. Definiciones

Radiación solar: energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiancia: densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie, medida en kW/m².

Irradiación: energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo, medida en kWh/m² o kW/m² MJ/m².

Instalaciones fotovoltaicas: aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

Línea y punto de conexión y medida: línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

Interruptor automático de la interconexión: dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

Interruptor general: dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

Generador fotovoltaico: asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Ramas fotovoltaicas: subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Inversor: convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

Potencia de la instalación o potencia nominal: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

Célula solar o fotovoltaica: dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Célula de tecnología equivalente (CTE): célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

Módulo o panel fotovoltaico: conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Condiciones Estándar de Medida (CEM): condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares. Se definen como:

- Irradiancia solar: 1.000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

Potencia pico: potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

4.4. Condiciones de diseño

Como norma general, todos los equipos y materiales han de asegurar un grado mínimo de aislamiento eléctrico de clase I, exceptuando el cableado de corriente continua, que ha de asegurar un doble aislamiento de clase II. Además, se ha de asegurar un grado mínimo de protección de IP65, el cual asegura total estanqueidad frente al polvo y protección contra a chorros de agua en todas las direcciones.

La instalación incorporará todos los elementos necesarios para garantizar la seguridad del suministro eléctrico. Asimismo, el funcionamiento de la instalación no provocará averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones en la red superiores a las admitidas por la normativa reguladora, ni dará origen a condiciones peligrosas para el personal de mantenimiento y la explotación de la red.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales como la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos para la seguridad y protecciones de las personas y de los elementos de la propia instalación fotovoltaica, para asegurar que se cumple la legislación vigente.

En la memoria se incluirán las fichas técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación, todos los indicadores y etiquetas de los equipos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas oficiales del lugar de instalación.

4.4.1. Sistemas generadores fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos deberán llevar incorporado el marcado de Conformidad Europea CE. Además deberán cumplir con la norma UNE-EN 61730 sobre cualificación de la seguridad de los

módulos fotovoltaicos y la norma UNE-EN 50380 sobre requisitos de marcado y de documentación para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, al tratarse de módulos de silicio cristalino, deberán cumplir la norma UNE-EN 61215.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible el modelo y nombre o logotipo del fabricante. Además, llevará una identificación individual o número de serie que permita identificar la fecha de fabricación. Los módulos utilizados deberán ajustarse a las características técnicas descritas a continuación:

- Deberán llevar diodos de derivación para evitar posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, en caso de existir, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para considerarse aceptables, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen de $\pm 3\%$ de los valores nominales de catálogo.
- Cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas, así como falta de alineación de las células o burbujas en el encapsulante será rechazado.

Todos los módulos que formen parte de la instalación serán del mismo modelo, y en caso de ser de modelos distintos, se debe garantizar la total compatibilidad entre ellos.

Las pérdidas por orientación e inclinación en ningún caso podrán superar a los valores límite establecidos por el HE5 del Código Técnico de la Edificación que se muestran en la Tabla 4.1.

	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 4.1. Pérdidas límite del generador fotovoltaico

Será deseable una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

4.4.2. Estructura soporte

Las estructuras de soporte deberán cumplir con las especificaciones expuestas a continuación, siguiendo siempre con lo obligado por el Código Técnico de la Edificación respecto a la seguridad.

La estructura de soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas de viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el CTE. Además, el diseño y construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, ha de permitir las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan comprometer la integridad de los módulos.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificados en la memoria para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje y la posible necesidad de sustitución de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. Además, los taladros realizados en la estructura se llevarán a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la misma.

La tornillería se realizará en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, excepto en la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 del PCT del IDAE sobre sombras.

La estructura soporte será calculada según el CTE para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento o nieve.

4.4.3. Inversor

El inversor será del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la potencia máxima que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas del inversor serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutado.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará en isla o modo aislado.

El inversor deberá estar caracterizado según la siguiente normativa:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

El inversor cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.

- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, el inversor ha de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

El inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

El inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Las características eléctricas del inversor serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM (condiciones estándar de medida 1.000 W/m² y 25 °C). Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada) para una potencia de salida en CA igual al 50% y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente.
- El autoconsumo de los equipos en “stand-by” (pérdidas en vacío) o modo nocturno deberá ser inferior al 2% de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores al 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

El inversor tendrá un grado de protección mínima IP 20 en caso de encontrarse en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 en caso de encontrarse en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 en caso de estar instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

El inversor estará garantizado para operación en condiciones ambientales de entre 0°C y 40°C de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.

El inversor deberá estar garantizado por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

4.4.4. Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Para cualquier condición de trabajo, los conductores han de tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%.

El cable, tanto para corriente continua como para alterna, deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito

normal de personas. Además, todo el cableado de corriente continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

4.4.5. Conexión a red

La instalación, al no superar los 100 kWp, cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

4.4.6. Medidas

La instalación deberá cumplir con lo estipulado por la normativa en lo referido a medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión. Así pues, cumplirá con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida en el sistema eléctrico, así como con lo establecido en el Real Decreto 900/2015 en cuanto a especificaciones de los equipos de medida se refiere.

4.4.7. Protecciones

La instalación cumplirá con lo estipulado en el artículo 11 del Real Decreto 1663/2000 sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión ($1,1U_m$ y $0,85U_m$ respectivamente) serán para cada fase.

4.4.8. Puesta a tierra

La instalación cumplirá con lo estipulado en el artículo 12 del Real Decreto 1663/2000 sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

En el caso de que el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación, tanto de la parte de corriente continua como de la de corriente alterna, estarán conectadas a una única tierra, la cual será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el RBT.

4.4.9. Armónicos y compatibilidad electromagnética

La instalación cumplirá con lo estipulado en el artículo 13 del Real Decreto 1663/2000 sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

4.5. Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de 3 años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

4.6. Mantenimiento

Para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red se deben seguir unas condiciones generales mínimas, las cuales se definen a continuación.

Con el fin de englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma, se definen dos escalones de actuación:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil, entre las cuales se incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 4.7.2. Plazos y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia menor de 100 KWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornes), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas, y registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

4.7. Garantías

4.7.1. Ámbito general de la garantía

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

4.7.2. Plazos

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

4.7.3. Condiciones económicas

La garantía comprende la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

4.7.4. Anulación de la garantía

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 4.7.3. Condiciones económicas.

4.7.5. Lugar y tiempo de la prestación

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará al fabricante.

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

CAPÍTULO 5
PRESUPUESTO Y ANÁLISIS DE
AUTOCONSUMO

5.1. Introducción

El presente capítulo tiene como objetivo analizar los costes y comprobar la rentabilidad de la instalación fotovoltaica. Este apartado es de gran importancia para el desarrollo del proyecto, pues a partir de su realización se va a determinar si el proyecto es viable económicamente.

La instalación fotovoltaica genera un ahorro en el consumo eléctrico de la vivienda, y por tanto un ahorro económico. En ciertos periodos la producción energética de la instalación superará la demanda de la vivienda y el excedente será vertido a la red de distribución, obteniendo así una retribución económica. Además, en los periodos en los que la demanda energética de la vivienda supere la producción de la instalación fotovoltaica, también se estará produciendo un ahorro económico debido a la reducción de energía consumida de la red.

Por otra parte, la realización de la instalación conlleva una inversión inicial. Los componentes de la instalación y la construcción de la misma suponen un gran desembolso el cual ha de ser inferior al ahorro generado para que la instalación sea viable.

Así pues, en este capítulo se va a realizar un estudio del presupuesto necesario para la construcción y puesta en marcha de la instalación, así como un análisis de autoconsumo, para determinar en cuanto tiempo se va a amortizar la instalación y los beneficios que esta producirá.

5.2. Balance energético-económico

Realizando una comparación entre la cantidad de energía consumida por la vivienda y la energía generada por la instalación fotovoltaica se pueden determinar parámetros económicos tales como los periodos en los que se produce autoconsumo, excedentes y consumo de la red eléctrica.

La producción energética de la instalación depende en gran medida de la irradiancia que llega a la superficie captadora. A partir de una simulación realizada con el software *PVsyst* se puede determinar la producción total anual para cada franja horaria. Así pues, en la Tabla 5.1 se muestran los resultados extraídos de la simulación para la producción de la instalación por horas para un año completo.

Mes Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Año
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	5	8	5	0	0	0	0	0	19
7	0	0	2	11	15	16	14	14	7	1	0	0	80
8	0	4	16	37	55	55	50	39	29	18	7	0	310
9	22	25	60	83	105	104	100	87	76	55	38	26	782
10	63	62	99	123	146	144	143	130	117	95	78	65	1.263
11	101	98	132	149	169	167	174	161	141	123	105	97	1.616
12	129	114	156	177	186	186	194	182	153	143	123	117	1.857
13	127	134	183	182	179	191	203	189	155	154	136	121	1.956
14	134	135	178	184	177	188	203	187	154	148	128	116	1.931
15	116	113	159	168	164	173	190	174	133	132	109	98	1.729
16	85	90	127	137	141	151	166	148	107	98	75	61	1.386
17	15	52	76	101	104	116	127	107	69	46	0	0	813
18	0	1	22	51	57	70	78	56	18	0	0	0	353
19	0	0	0	0	11	24	28	4	0	0	0	0	67
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 5.1. Producción de la instalación fotovoltaica por horas para un año tipo en kWh (PVsyst)

En la Tabla 5.2 se muestra los datos del consumo eléctrico de la vivienda por horas para un día tipo a lo largo de todos los meses del año en kWh.

Mes Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Año
0	13	11	11	9	9	9	9	9	10	10	11	12	122
1	11	10	10	8	8	7	8	8	8	9	10	10	106
2	11	10	10	8	8	7	8	8	8	9	10	10	106
3	11	10	10	8	8	7	8	8	8	9	10	10	106
4	11	10	10	8	8	7	8	8	8	9	10	10	106
5	13	10	10	8	8	8	8	8	9	9	10	10	111
6	44	18	19	15	15	14	15	15	16	16	18	19	225
7	72	61	62	49	48	47	49	50	53	53	60	64	668
8	73	62	63	50	49	48	50	51	54	54	61	65	680
9	55	44	45	35	35	34	36	36	38	39	43	46	486
10	24	21	21	17	16	16	17	17	18	18	21	22	228
11	35	31	31	25	24	24	25	25	27	27	30	32	335
12	79	69	71	56	54	53	56	57	60	61	68	73	756
13	157	138	140	111	108	106	111	112	119	120	136	145	1.501
14	143	126	129	101	99	97	102	103	109	110	124	133	1.376
15	113	96	97	77	75	73	77	78	82	84	94	101	1.046
16	52	42	43	34	33	32	34	34	36	37	41	44	462
17	35	31	31	25	24	24	25	25	27	27	30	32	335
18	32	27	28	22	21	21	22	22	24	24	27	29	299
19	79	69	71	56	54	53	56	57	60	61	68	73	756
20	117	103	105	83	81	79	83	84	89	90	101	108	1.121
21	86	73	75	59	57	56	59	60	63	64	72	77	804
22	56	49	50	40	39	38	40	40	42	43	48	52	537
23	24	21	21	17	16	16	17	17	18	18	21	22	228

Tabla 5.2. Estudio de consumo por horas de la vivienda en kWh

Una vez se han obtenido estos datos, ya se puede comparar el consumo eléctrico de la vivienda con la producción de la instalación para un año base, tal como se muestra en la Figura 5.1.

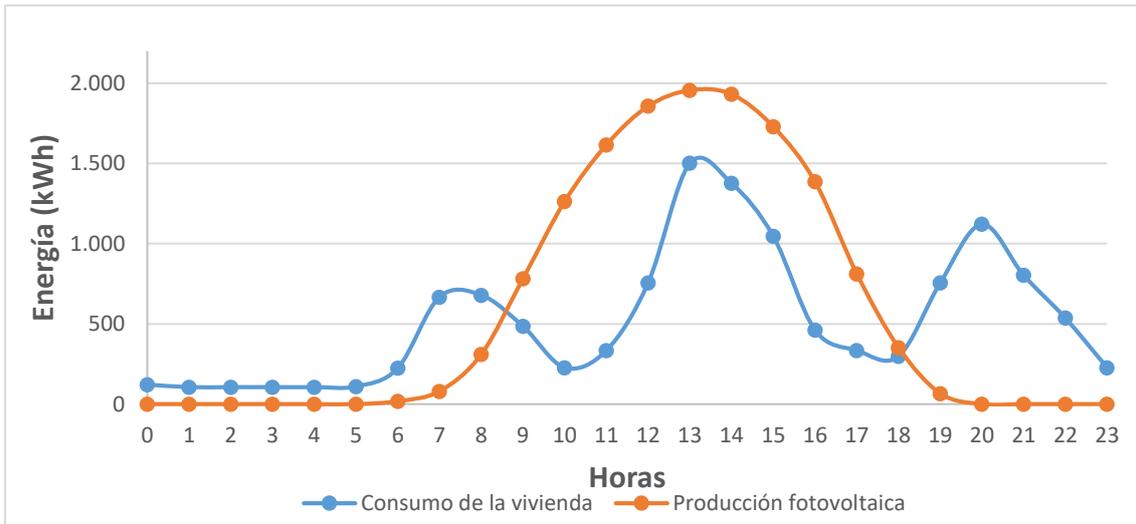


Figura 5.1. Comparación entre el consumo de la vivienda y la producción fotovoltaica de la instalación

En la Figura 5.1 se pueden distinguir 3 periodos:

- El periodo nocturno, en el que no hay producción fotovoltaica y toda la demanda de la vivienda es cubierta por la red eléctrica. En este periodo el ahorro es nulo.
- Los periodos en los que hay producción fotovoltaica, pero la demanda de la vivienda es superior a la producción. En estos periodos se produce un beneficio económico ya que parte de la energía consumida es proveniente de la instalación fotovoltaica. La energía eléctrica restante será consumida de la red pagando el precio correspondiente. Esto ocurre en las primeras horas de la mañana y las últimas de la tarde.
- El periodo en que la producción fotovoltaica es superior a la demanda eléctrica de la vivienda. En este periodo existe beneficio económico debido a que toda la energía consumida proviene de la instalación fotovoltaica. Además, existe beneficio económico correspondiente a los excedentes. Esto ocurre en las horas centrales del día, entre las 9 y las 16 h.

Los tres periodos descritos se pueden observar claramente diferenciados en la Figura 5.2:

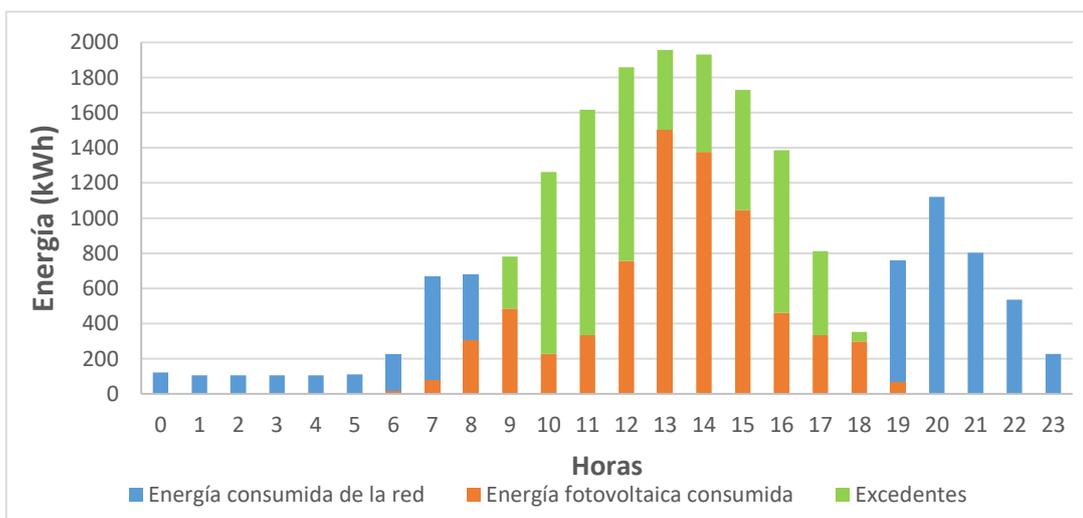


Figura 5.2. Energía consumida y excedentes en kWh

A continuación se procede a realizar el cálculo del ahorro anual producido por el consumo de energía fotovoltaica así como del beneficio obtenido por los excedentes.

5.2.1. Ahorro por autoconsumo

Para el cálculo del ahorro derivado del consumo de energía fotovoltaica es necesario en primer lugar conocer la cantidad de kWh auto consumidos. La energía fotovoltaica consumida, la cual se puede observar en la Figura 5.2. en color naranja, está comprendida entre las 6 y las 19h y viene detallada en la Tabla 5.3.

Hora	Producción fotovoltaica (kWh)	Consumo (kWh)	Energía fotovoltaica consumida (kWh)
6	18,0	224,7	18,0
7	80,0	667,8	80,0
8	310,0	679,6	310,0
9	782,0	485,8	485,8
10	1.263,0	228,1	228,1
11	1.616,0	335,4	335,4
12	1.857,0	755,8	755,8
13	1.956,0	1.501,3	1.501,3
14	1.931,0	1.376,3	1.376,3
15	1.729,0	1.046,2	1.046,2
16	1.386,0	462,0	462,0
17	813,0	335,4	335,4
18	353,0	298,6	298,6
19	67,0	755,8	67,0
TOTAL			7.300,0

Tabla 5.3. Energía fotovoltaica consumida (kWh)

La energía fotovoltaica consumida es energía que no se ha consumido de la red eléctrica y, por tanto, se puede calcular el ahorro que produce el autoconsumo a partir del precio del kWh establecido por la empresa suministradora Iberdrola, siendo este de 0,1349 €/kWh, y los impuestos a los que está sometido el consumo de energía. En el precio del kWh se encuentran coste de la energía y el peaje de acceso.

Energía auto consumida (kWh)	Precio energía (€/kWh)	Impuesto eléctrico (5,11%)	I.V.A. (21%)	Ahorro por autoconsumo
7.300,0	0,1349	50,32 €	217,37 €	1.252,46 €

Tabla 5.4. Ahorro por autoconsumo para el primer año

5.2.2. Beneficio por excedentes

Tal como se establece en el Real Decreto 244/2019, los excedentes generados por la instalación fotovoltaica serán compensados al consumidor según el precio medio horario del mercado eléctrico, siendo la compensación menor o igual que el importe de energía comprada a la red. En ningún momento el resultado de la compensación puede ser negativo ni puede compensar los pagos por peajes de acceso. Además, los excedentes están sometidos a un impuesto de generación del 7%.

El precio de los excedentes depende de la hora en que se produzcan y de la casación entre oferta y demanda que realiza el OMIE. Así pues, para determinar el beneficio producido por compensación se ha considerado un precio medio del kWh para un día tipo, siendo este de 0,05 €/kWh.

Como se puede observar en la Figura 5.2, los excedentes se producen en el periodo comprendido entre las 9 y las 16h, el cual se muestra en la Tabla 5.4.

Hora	Producción fotovoltaica (kWh)	Consumo (kWh)	Excedentes (kWh)
9	782,0	485,8	296,2
10	1.263,0	228,1	1.034,9
11	1.616,0	335,4	1.280,6
12	1.857,0	755,8	1.101,2
13	1.956,0	1.501,3	454,7
14	1.931,0	1.376,3	554,7
15	1.729,0	1.046,2	682,8
16	1.386,0	462,0	924,0
17	813,0	335,4	477,6
18	353,0	298,6	54,4
TOTAL			6.861,0

Tabla 5.5. Excedentes de la instalación

El total de excedentes anuales para un año tipo son 6.861 kWh. Aplicando un precio de excedentes de 0,05 €/kWh y el impuesto de generación del 7%, se obtiene el beneficio económico para el primer año obtenido por excedentes.

Excedentes (kWh)	Precio de venta (€/kWh)	Compensación	Impuesto 7%	Beneficio excedentes
6.861,0	0,05	343,05 €	24,01 €	319,04 €

Tabla 5.6. Beneficio para el primer año por excedentes

Existe la posibilidad de que el balance de compensación sea negativo, es decir, que en un determinado mes el coste de la energía consumida sea menor que la compensación por excedentes y, por tanto, los kWh que se envían a la red no se vean compensados. Esta situación es más probable que ocurra en los meses en los que la producción de la instalación es mayor y

el consumo de la vivienda menor. Por tanto, se van a analizar los meses de mayo y junio para asegurar que no se produce esta situación y los excedentes son compensados en su totalidad.

Mes	Consumo red (kWh)	Excedentes (kWh)	Precio energía (€/kWh)	Precio de venta (€/kWh)	Impuesto 7%	Coste energía cons.	Compensación	Balance
Mayo	863,00	945,42	0,1349	0,05	3,31 €	116,42 €	- 43,96 €	72,46 €
Junio	827,00	1018,93	0,1349	0,05	3,57 €	111,56 €	- 47,38 €	64,18 €

Tabla 5.7. Balance coste energía consumida-compensación

Como se puede observar en la anterior tabla el balance en los meses de mayo y de junio es positivo, por tanto se puede concluir que todos los excedentes generados durante todo el año serán compensados.

5.3. Presupuesto de la instalación

	Cantidad	Precio unitario	Importe
Panel Solar ESPSC 370W ERA	24	137,78 €	3.306,72 €
Inversor Red SMA Sunny Boy 6.0kW AV-41	1	1.198,01 €	1.198,01 €
Estructura Cubierta Tejas 12 ud KHT915	2	346,43 €	692,86 €
Descargador Sobretensiones DEHNguard YPV	1	58,18 €	58,18 €
Vigilante de aislamiento ISO-CHECK PV 600	1	209,71€	209,71€
Magnetotérmico ABB Monofásico 40A SH202-C40	1	22,00 €	22,00 €
Diferencial Monofásico 40A ABB 30mA Tipo A 2P	1	154,77 €	154,77 €
Fusible 10 A 10x38	3	2,50 €	7,50 €
Portafusibles CMS101 10x38	3	2,61 €	7,83 €
Cable Exzhellent Solar ZZ-F (AS) 1x2,5 mm ²	30 m	0,75 €/m	22,50 €
Cable Alsecure H07Z1-K AZ 4 1x4 mm ²	10 m	0,41 €/m	4,10 €
Sistema complete de puesta a tierra (Incluye pica de cobre, cable de cobre desnudo, latiguillos)	1	145,00 €	145,00 €
TOTAL Materiales s/I.V.A.			5.829,18 €

Tabla 5.8. Partidas de materiales

TOTAL Materiales s/I.V.A.	5.829,18 €
Gastos Imprevistos (10%)	582,92 €
I.V.A. 21%	1.346,54 €
TOTAL Materiales	7.758,64 €

Tabla 5.9. Presupuesto materiales

	Cantidad	Precio unitario	Importe
Oficial 1ª electricista	5 h	19,42 €/h	97,10 €
Ayudante electricista	5 h	17,86 €/h	89,30 €
Oficial 1ª instalador	4 h	19,42 €/h	77,68 €
Ayudante instalador	4 h	17,86 €/h	71,44 €
Peón ordinario construcción	0,5 h	17,67 €/h	8,84 €
TOTAL Obra civil			344,36 €

Tabla 5.10. Presupuesto obra civil

Resumen de presupuesto:

Presupuesto materiales	7.758,64 €
Presupuesto obra civil	344,36 €
Presupuesto total	8.093,00 €

En las tablas anteriores se muestra el presupuesto correspondiente a la obra civil y a cada uno de los materiales necesarios para el desarrollo de la instalación con su precio sin I.V.A. (21%), que posteriormente se le ha añadido. Además, se ha incluido un 10% adicional al presupuesto de materiales correspondiente a gastos imprevistos para cubrir cualquier percance.

El presupuesto total asciende a **8.093,00 € ocho mil noventa y tres euros**.

5.4. Análisis de rentabilidad

Se va a realizar un análisis de la rentabilidad de la instalación para determinar si el proyecto es viable económicamente. Para ello se va a realizar el cálculo y análisis del Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el plazo de recuperación de la inversión inicial.

El VAN es un indicador que permite calcular el valor de una inversión a partir de los flujos de caja que va a generar la instalación, teniendo en cuenta un tipo de interés para poder compararlo con el desembolso inicial. Para su cálculo se ha considerado un interés del 4,5% que representa la devaluación del dinero con los años, y una vida útil de la instalación de 25 años. Si el resultado del VAN es positivo, la instalación generará beneficios económicos y, por tanto, el proyecto será rentable.

El TIR es el porcentaje de beneficio o pérdida que generará el proyecto. Si se obtiene un valor de TIR mayor que el interés considerado para el VAN el proyecto será rentable.

El plazo de recuperación o payback es el periodo de tiempo que se tarda en recuperar el desembolso inicial, es decir, el tiempo para el que los flujos de caja acumulados, en este caso correspondientes al ahorro por autoconsumo y a los excedentes, son iguales a la inversión inicial.

Para el cálculo de los indicadores anteriores se han tenido en cuenta una serie de consideraciones:

- La potencia de la instalación disminuirá un 0,5% anual debido al envejecimiento de los componentes. Por consiguiente tanto la energía fotovoltaica consumida como los excedentes disminuirán anualmente.
- Se ha tomado un precio de la electricidad de 0,1349 €/kWh. Este precio es el que actualmente ofrece la empresa suministradora Iberdrola.
- Se ha tomado un precio de excedentes de 0,05 €/kWh con un 7% de impuestos de venta.
- Debido a que en los últimos años el precio del kWh se encuentra en líneas ligeramente ascendentes, se ha estimado un aumento del 1,5% anual en el precio de la electricidad y un aumento del 0,5% en el precio de los excedentes.
- Se considera un coste por actividades de mantenimiento de 200,00 € anuales, en el que se incluyen posibles averías de componentes y reparaciones.

Con estas consideraciones se han calculado los flujos de caja, cuyos cálculos se detallan en la Tabla D.1 del ANEXO D ANÁLISIS DE RENTABILIDAD. En el siguiente gráfico se muestran los flujos de caja acumulados obtenidos en la realización del estudio económico para 25 años.

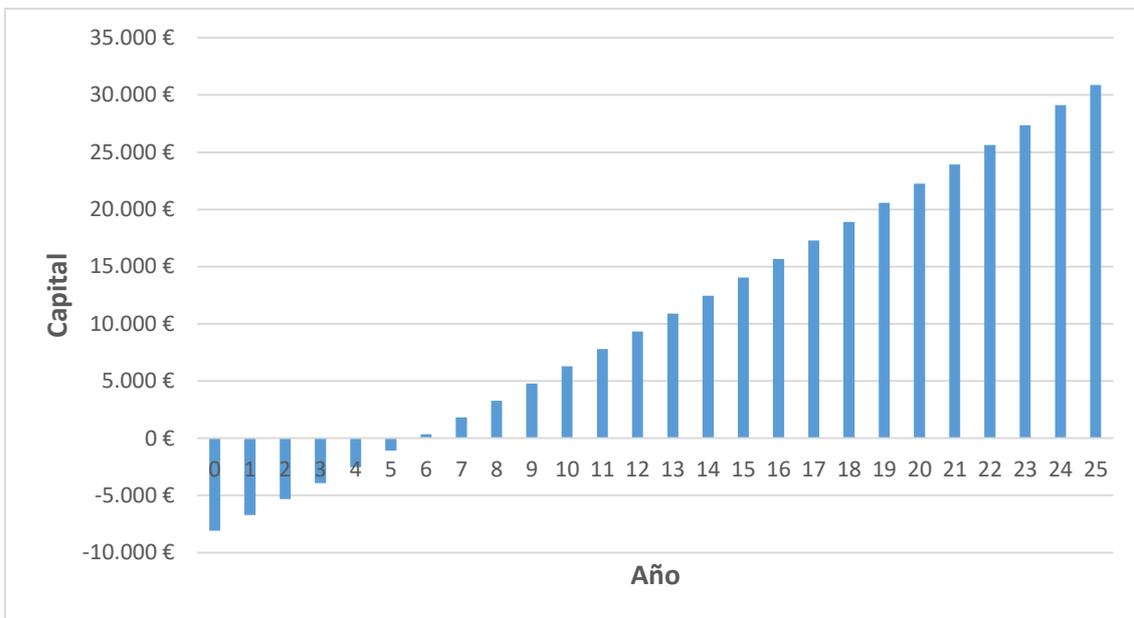


Figura 5.3. Flujos de caja acumulados

A partir de los flujos de caja obtenidos y mediante el uso de la hoja de cálculo Excell se han calculado los valores del VAN, el TIR y el payback, obteniendo los siguientes resultados.

VAN	13.859,05 €
TIR	17,61%
PAYBACK	5,68

Tabla 5.11. Cálculo de rentabilidad

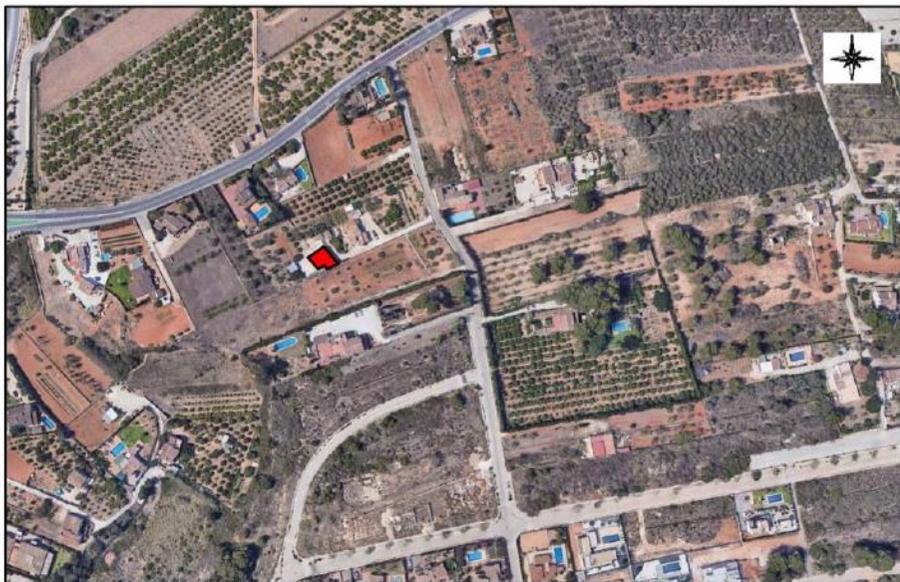
Se obtiene un valor de VAN positivo, un valor de TIR mayor que el interés considerado para el VAN y un payback de 5,68, es decir, que con las consideraciones que se han tenido en cuenta se tardarán 5,68 años en amortizar el desembolso inicial.

Con los resultados obtenidos se puede concluir que la realización de la instalación es rentable económicamente y reportará beneficios a partir del año 6 de funcionamiento.

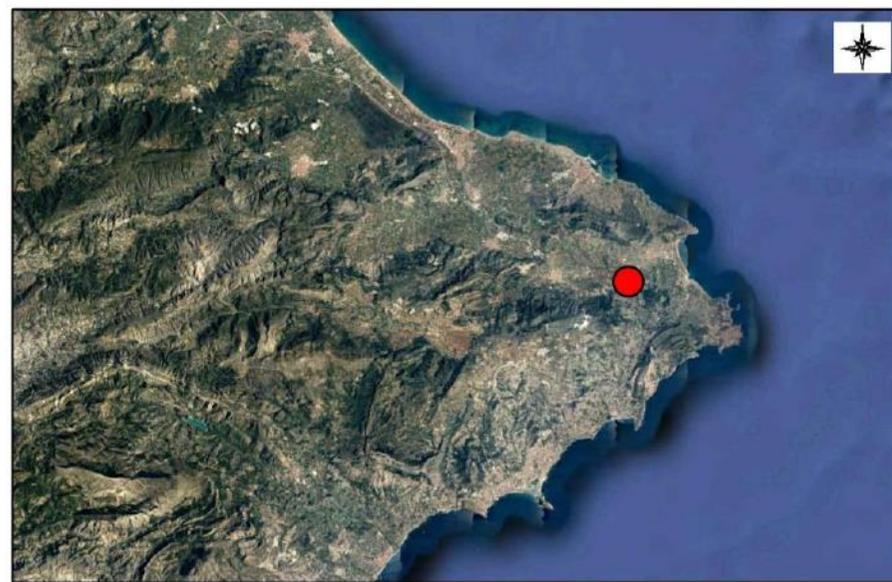
CAPÍTULO 6

PLANOS

- 1. PLANO DE SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO**
- 2. PLANO DE DISTRIBUCIÓN EN PLANTA**
- 3. PLANO DE ESQUEMA UNIFILAR**



ESCALA 1:50.000



ESCALA 1:500.000

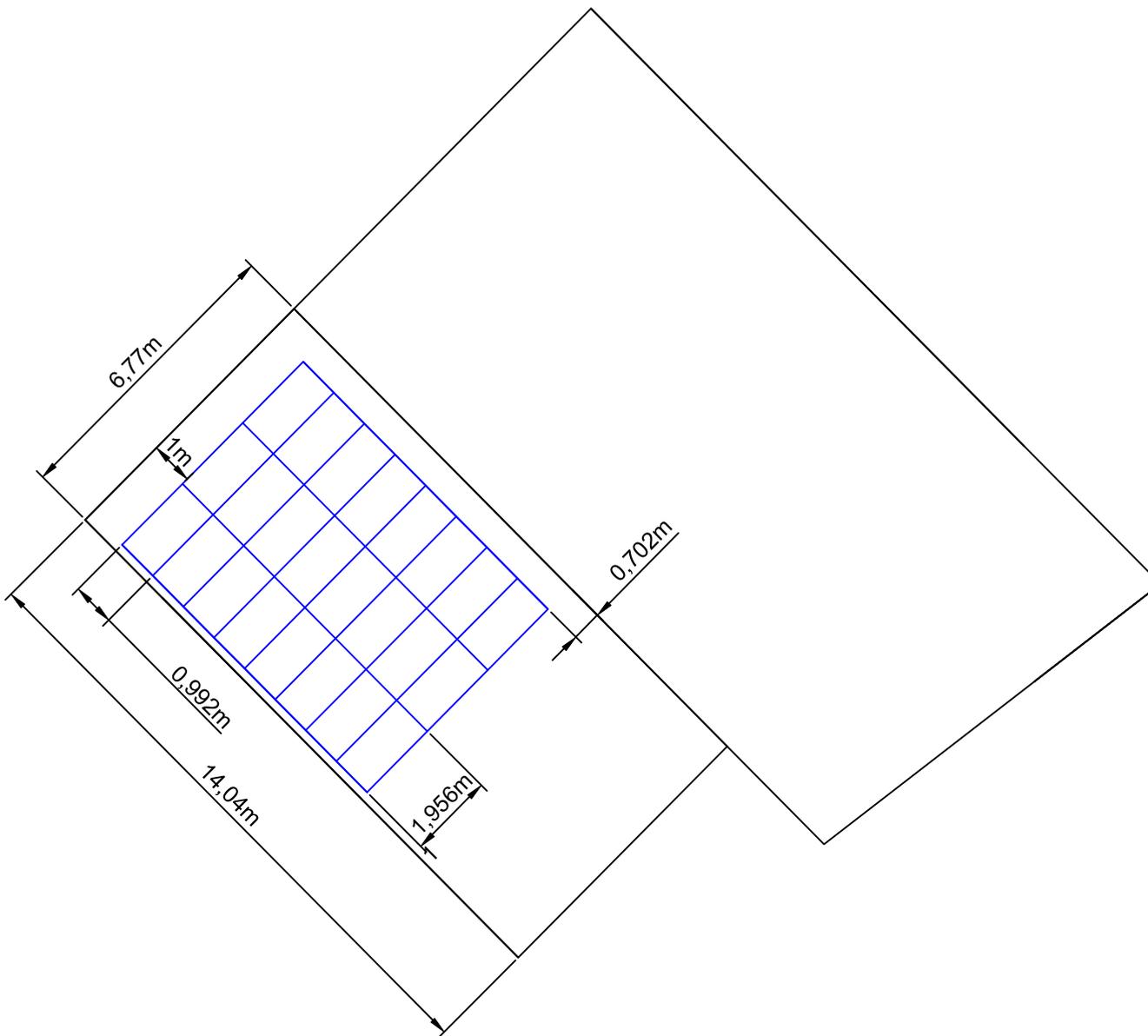
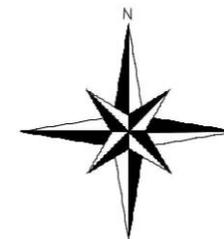


ESCALA 1:1.000

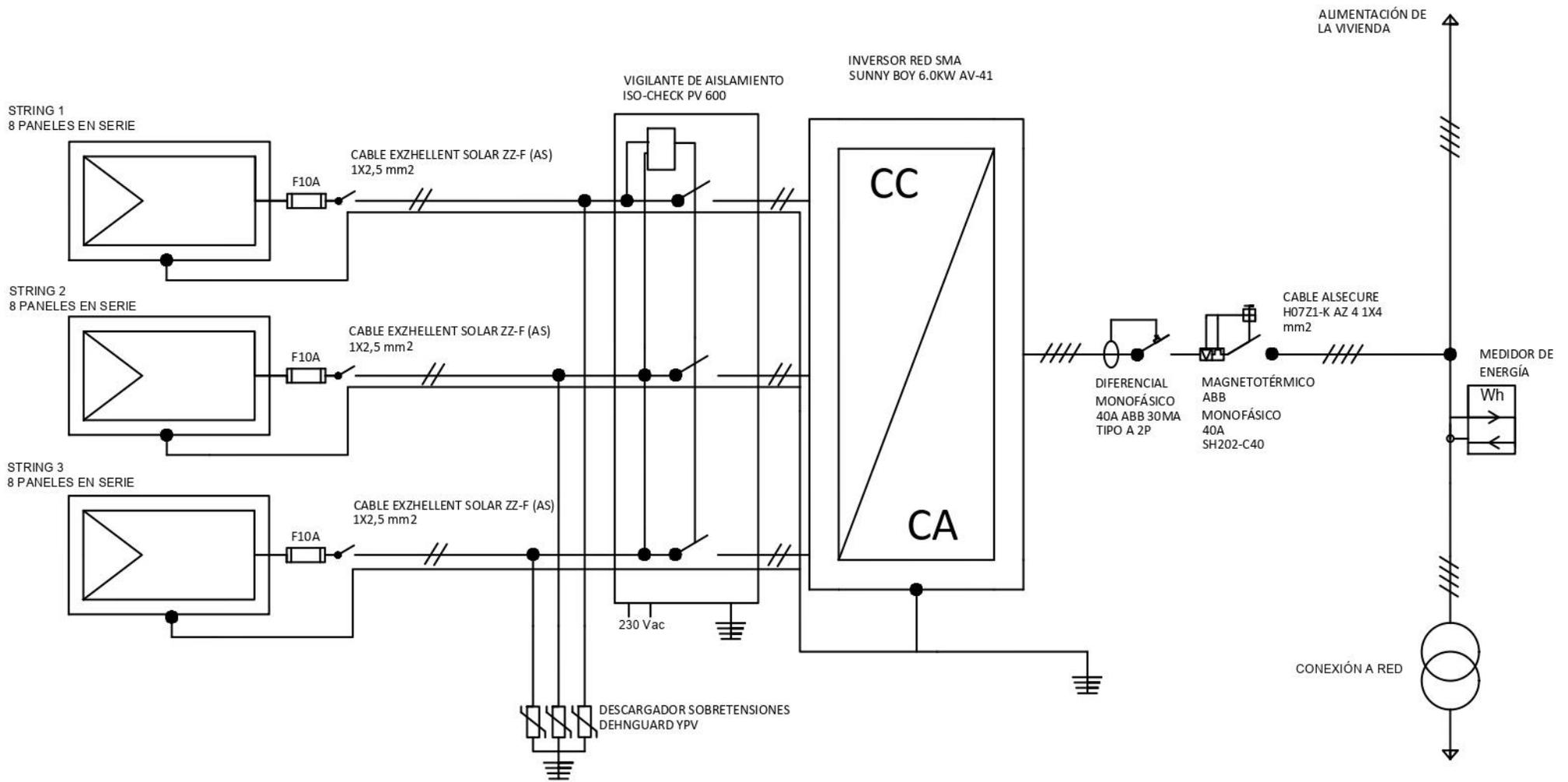
CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

TRABAJO DE FIN DE GRADO EN INGENIERIA MECÁNICA  UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño		Proyecto DISEÑO Y ANÁLISIS DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 8,5 kWp PARA AUTOCONSUMO CONECTADA A RED EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR UBICADA EN LA POBLACIÓN DE JÁVEA, ALICANTE
Escala VARIAS	Plano SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	Nº Plano 1
	Autor MARCOS BISQUERT MIRALLES	



TRABAJO DE FIN DE GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA  UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño		Proyecto DISEÑO Y ANÁLISIS DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 8,5 kWp PARA AUTOCONSUMO CONECTADA A RED EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR UBICADA EN LA POBLACIÓN DE JÁVEA, ALICANTE
Escala 1:150	Plano DISTRIBUCIÓN EN PLANTA	Nº Plano 2
	Autor MARCOS BISQUERT MIRALLES	



TRABAJO DE FIN DE GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA  UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño		Proyecto DISEÑO Y ANÁLISIS DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 8,5 kWp PARA AUTOCONSUMO CONECTADA A RED EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR UBICADA EN LA POBLACIÓN DE JÁVEA, ALICANTE	
Escala S/E	Plano ESQUEMA UNIFILAR	N° Plano 3	
Autor MARCOS BISQUERT MIRALLES			

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES

7.1 Conclusiones

La principal conclusión que se puede extraer del desarrollo del presente proyecto es que las instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo son viables tanto técnica como económicamente.

La vivienda para la que se ha realizado la instalación tiene un consumo anual de 12.500 kWh, mientras que instalación formada por 24 paneles de 370 Wp genera una producción anual de 14.161 kWh, de los cuales 6.989,99 kWh son consumidos por la vivienda y 7.171,01 kWh son excedentes vertidos a la red.

En el periodo comprendido entre las 0 h y las 5 h y entre las 20 h y las 23 h, como la producción de la instalación fotovoltaica es nula, toda la energía consumida por la vivienda proviene de la red. En el periodo comprendido entre las 6 h y las 8 h y a las 19 h, existe producción fotovoltaica, pero es menor que la demanda eléctrica de la vivienda, por tanto, toda la energía fotovoltaica producida es consumida, mientras que el resto de la demanda es cubierta por la red eléctrica. Por último, para el periodo comprendido entre las 9 h y las 18 h la producción de la instalación es superior a la demanda, por tanto, en este periodo toda la demanda eléctrica de la vivienda es cubierta con energía fotovoltaica y los excedentes generados son vertidos a la red.

Así pues, la realización de la instalación tiene un coste de 8.093,00 €, y la inversión inicial se recupera en 5,86 años, generando beneficios a partir de este momento.

Para una vivienda unifamiliar con un consumo eléctrico elevado, una instalación como la diseñada en este proyecto disminuye considerablemente su dependencia de la red eléctrica, sustituyendo parte de su demanda por energía de origen renovable. Esto, además de generar beneficios económicos, disminuye su impacto ambiental.

Por último, cabe destacar que el momento actual es idóneo para la realización de este tipo de instalaciones, gracias a que con las recientes modificaciones de la legislación sobre autoconsumo se han eliminado gran parte de las barreras administrativas y técnicas que dificultaban su viabilidad. Además, en los próximos años se esperan cambios de la legislación que beneficien y favorezcan este tipo de instalaciones.

BIBLIOGRAFÍA

- **IDAE, Plantas fotovoltaicas**
<https://mecfi.es/content/26140/ABB/CT10.pdf>
- **Sede Electrónica del Catastro**
<http://www.sedecatastro.gob.es/>
- **PVGIS**
<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- **AEMET, Agencia Estatal de Meteorología**
<http://www.aemet.es/>
- **ADRASE, datos de radiación solar en España**
<http://www.adrase.com/>
- **MITECO, Ministerio para la Transición Ecológica**
<https://www.miteco.gob.es/es/>
- **Instituto de Energía Solar, Gráficos significativos energía solar fotovoltaica**
https://www.ies.upm.es/sfs/IES/IES-UPM/Portada/2018_PV_Espa%C3%B1a.pdf
- **UNEF, El sector fotovoltaico en España**
<https://unef.es/el-sector-fotovoltaico-en-espana/#espa%C3%B1ol>
- **Iberdrola, consulta del consumo eléctrico**
<https://www.iberdroladistribucionelctrica.com/consumidores/inicio.html#login>
- **Esios, Precio electricidad**
<https://www.esios.ree.es/es/pvpc/>
- **REE, Red Eléctrica Española**
<https://www.ree.es/es>
- **REBT, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión**
http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt_guia.aspx
- **IDAE, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red**
https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf
- **BOE, Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado**
<https://www.boe.es/>
- **MINCOTUR, Ministerio de industria, consumo y turismo, Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión**
http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt_guia.aspx
- **CTE, Código Técnico de la Edificación**
<https://www.codigotecnico.org/>

- **Auto Solar Energy Solutions SLU**
<https://autosolar.es/pdf/Era-370W-24V-Mono.pdf>
<https://autosolar.es/pdf/SUNNY-BOY-3.0-a-6.0.pdf>
<https://autosolar.es/pdf/Ficha-Tecnica-KHT915.pdf>
<https://autosolar.es/pdf/Sobretensiones-DEHNguard-YPV-1000V.pdf>
<https://autosolar.es/pdf/Diferencial-Monof-ABB-40A-A-2P-30mA.pdf>
- **Ciprotec**
<http://www.cirprotec.com/py/Control-y-vigilancia/Vigilantes-de-aislamiento/Vigilantes-de-aislamiento/ISO-CHECK/ISO-CHECK/ISO-CHECK-PV-600>
- **Ingelibre, Influencia de la radiación y temperatura sobre una placa fotovoltaica**
<https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>
- **E-ficiencia, Normativa autoconsumo; resumen técnico del RD 244/2019**
<https://e-ficiencia.com/normativa-autoconsumo-resumen-tecnico-rd-244-2019/>

ANEXO A FICHAS TÉCNICAS



ESPSC

Monocrystalline Solar Module

Q High-quality
With 72 cells and 3 bypass diodes in power classes from 300 to 370 Wp for grid connected systems.

\$ Reliable
The high quality level of ERA SOLAR guarantees long life-time and high earnings.

kg Solid
An Aluminium hollow-chamber frame on each side combined with low-iron and tempered solar glass ensures high load capacity resistance.

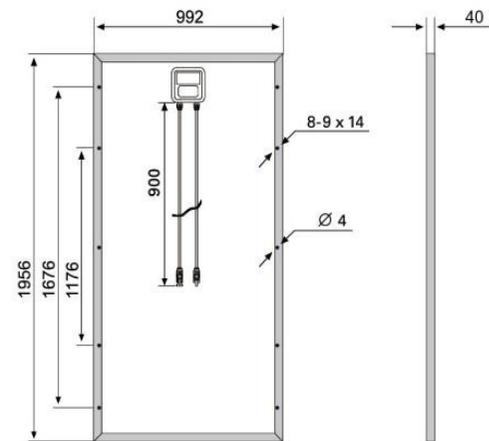
Wp Performance guarantee
ERA SOLAR grants a power guarantee of 90% of nominal power output up to 10 years and 80% up to 25 years.

ESPSC

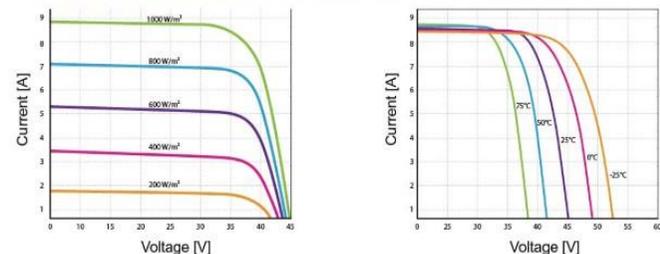
Monocrystalline Solar Module

SPECIFICATIONS

Dimensions	1956 x 992 x 35 mm 1956 x 992 x 40 mm 1956 x 992 x 45 mm
Weight	21.5 kg
Frame	Aluminium hollow-chamber frame on each side
Glass	Low-iron and tempered glass 3.2 mm
Cells	72 pcs Mono-crystalline Si-cells (156 x 156 mm)
Cell	EVA
Embedding	TÜV certified
Back-Foil	FEVE / PET/ FEVE
Junction Box	
Cable	4 mm ² solar cable 2 x 900 mm
Temperature Range	-40°C ... +85°C
Load Capacity	5400 Pa
Application class	Class A
Electrical protection class	Class II
Fire safety class	Class C
Product Warranty	10 years
Power Guarantee	10 years 90% 25 years 80%



CURRENT-VOLTAGE CURVES



Module characteristics at constant module temperatures (25°C) and different levels of irradiance.

Module characteristics at different module temperatures and constant module irradiance (1.000 W/m²).

CHARACTERISTICS

Max. System Voltage	1000V/DC
Temperature-Coefficient I_{sc}	+0.02973%/°K
Temperature-Coefficient V_{oc}	-0.38038%/°K
Temperature-Coefficient P_{mp}	-0.57402%/°K
NOCT***	45°C

CERTIFICATES

IEC 61215 edition 2 (TÜV Nord)
IEC 61730 MCS INMETRO
CE CEC SALT-MIST
PID Resistant

INSURANCE

Chubb

ESPSC TYPE	300	330	340	350	360	370
Power Class	300W	330W	340W	350W	360W	370W
Max. Power Voltage (V_{mp})* at STC**	37V	37.95V	38.5V	39.1V	39.6V	40.1V
Max. Power Current (I_{mp}) at STC	8.1A	8.7A	8.84A	8.96A	9.1A	9.23A
Open Circuit Voltage (V_{oc}) at STC	44.8V	45.75V	46.4V	47.1V	47.7V	48.3V
Short Circuit Current (I_{sc}) at STC	8.7A	9.3A	9.45A	9.6A	9.8A	9.95A
Module Efficiency	15.4 %	17 %	17.5%	18%	18.5%	19%

* MPP: Maximum Power Point
** STC (Standard Test Conditions): 1000W/m², 25°C, AM 1.5
*** Normal Operating Cell Temperature



+ WATTS POSITIVE TOLERANCE **10** YEARS PRODUCT WARRANTY **10** YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 90% **25** YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 80%



SUNNY BOY 3.0 / 3.6 / 4.0 / 5.0 / 6.0 con SMA SMART CONNECTED



SB3.0-1AV-41 / SB3.6-1AV-41 / SB4.0-1AV-41 / SB5.0-1AV-41 / SB6.0-1AV-41



Servicio inteligente con SMA Smart Connected

Compacto

- Montaje por parte de una sola persona gracias al bajo peso de 17,5 kg
- Mínima necesidad de espacio gracias al diseño compacto

Cómodo

- Instalación 100 % plug & play
- Monitorización en línea gratuita por medio de Sunny Places
- Servicio automatizado mediante SMA Smart Connected

De gran rendimiento

- Aprovechamiento de la energía sobrante por la limitación de la potencia activa dinámica
- Gestión de sombras mediante OptiTrac™ Global Peak o la comunicación TS4-R integrada

Combinable

- Ampliable en cualquier momento con gestión inteligente de la energía y soluciones de almacenamiento
- Combinable con componentes TS4-R para la optimización de módulos

SUNNY BOY 3.0 / 3.6 / 4.0 / 5.0 / 6.0

Mayor rendimiento para los hogares particulares: generación inteligente de la energía solar

El nuevo Sunny Boy 3.0-6.0 garantiza máximos rendimientos energéticos para los hogares particulares. Este combina el servicio integrado SMA Smart Connected con una tecnología inteligente para cualquier requisito del entorno. El equipo es fácil de instalar gracias a su diseño extremadamente sencillo. Mediante la interfaz web integrada, el Sunny Boy puede ponerse rápidamente en funcionamiento a través del teléfono inteligente o la tableta. Y para los requisitos especiales en el techo, en caso de p. ej. sombra pueden añadirse fácilmente y de forma precisa los optimizadores de módulos TS4-R. Los estándares de comunicación actuales hacen que el inversor pueda ampliarse con seguridad para el futuro y de forma flexible en cualquier momento con la gestión inteligente de la energía y las soluciones de almacenamiento de SMA.

SMA SMART CONNECTED

Servicio técnico integrado para un confort absoluto

SMA Smart Connected* es la monitorización gratuita del inversor a través de Sunny Portal de SMA. Si se produce un error en un inversor, SMA informa de manera proactiva al operador de la planta y al instalador. Esto ahorrará valiosas horas de trabajo y costes.

Con SMA Smart Connected el instalador se beneficia del diagnóstico rápido de SMA, lo que le permite solucionar los errores con rapidez y ganarse la simpatía del cliente con atractivas prestaciones adicionales.



ACTIVACIÓN DE SMA SMART CONNECTED

El instalador activa SMA Smart Connected durante el registro de la planta en Sunny Portal y de este modo se beneficia de la monitorización automática de inversores por parte de SMA.



MONITORIZACIÓN AUTOMÁTICA DE INVERSORES

Con SMA Smart Connected, SMA se hace cargo de la monitorización de los inversores. SMA supervisa cada uno de los inversores de forma automática y permanente para detectar anomalías en el funcionamiento. De este modo, los clientes se benefician de la vasta experiencia de SMA.



COMUNICACIÓN PROACTIVA EN CASO DE ERRORES

Tras el diagnóstico y el análisis de un error, SMA informa de inmediato al instalador y al cliente final por correo electrónico. Así todas las partes están perfectamente preparadas para corregir el error. Esto minimiza el tiempo de parada y, en consecuencia, ahorra tiempo y dinero. Gracias a los informes regulares sobre el rendimiento se obtienen valiosas conclusiones adicionales acerca del sistema completo.



SERVICIO DE RECAMBIO

En caso de requerirse un equipo de recambio, SMA suministra automáticamente un nuevo inversor en el plazo de 1 a 3 días tras diagnosticarse el error. El instalador puede dirigirse de forma activa al operador de la planta para la sustitución del inversor.

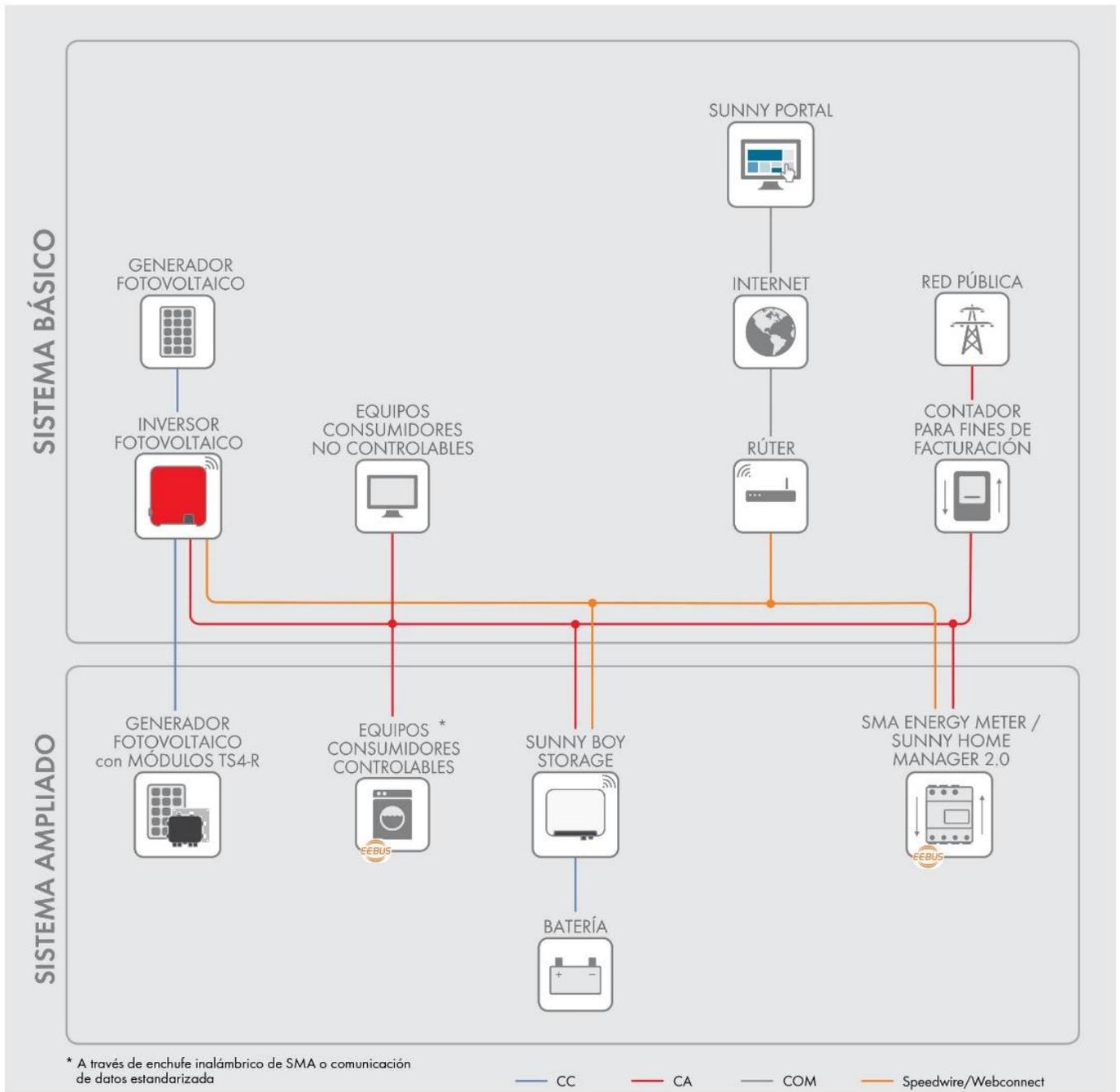


SERVICIO DE RENDIMIENTO

El operador de la planta puede exigir un pago compensatorio de parte de SMA si el inversor de recambio no se entrega dentro del plazo de 3 días.

* Para más detalles, véase el documento "Descripción de los servicios: SMA SMART CONNECTED"

Datos técnicos	Sunny Boy 3.0	Sunny Boy 3.6	Sunny Boy 4.0	Sunny Boy 5.0	Sunny Boy 6.0
Entrada (CC)					
Potencia máx. del generador fotovoltaico	5500 Wp	5500 Wp	7500 Wp	7500 Wp	9000 Wp
Tensión de entrada máx.	600 V				
Rango de tensión del MPP	De 110 V a 500 V	De 130 V a 500 V	De 140 V a 500 V	De 175 V a 500 V	De 210 V a 500 V
Tensión asignada de entrada	365 V				
Tensión de entrada mín./de inicio	100 V/125 V				
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	15 A/15 A				
Corriente máx. de entrada por string, entradas: A / B	15 A/15 A				
Número de entradas de MPP independientes/Strings por entrada de MPP	2/A:2; B:2				
Salida (CA)					
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	3000 W	3680 W	4000 W	5000 W ¹⁾	6000 W
Potencia máx. aparente de CA	3000 VA	3680 VA	4000 VA	5000 VA ¹⁾	6000 VA
Tensión nominal de CA/Rango	220 V, 230 V, 240 V/De 180 V a 280 V				
Frecuencia de red de CA/Rango	50 Hz, 60 Hz/De -5 Hz a +5 Hz				
Frecuencia asignada de red/Tensión asignada de red	50 Hz/230 V				
Corriente máx. de salida	16 A	16 A	22 A ²⁾	22 A ²⁾	26,1 A
Factor de potencia a potencia asignada	1				
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo a 0,8 capacitivo				
Fases de inyección/conexión	1/1				
Rendimiento					
Rendimiento máx./europeo Rendimiento	97,0%/96,4%	97,0%/96,5%	97,0%/96,5%	97,0%/96,5%	97,0%/96,6%
Dispositivos de protección					
Punto de desconexión en el lado de entrada	●				
Monitorización de toma a tierra/de red	●/●				
Protección contra polarización inversa de CC/Resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	●/●/—				
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●				
Clase de protección (según IEC 61140)/Categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I/III				
Datos generales					
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	435 mm/470 mm/176 mm (17,1 in/18,5 in/6,9 in)				
Peso	17,5 kg (38,5 lb)				
Rango de temperatura de funcionamiento	De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F)				
Emisión sonora, típica	25 dB(A)				
Autoconsumo (nocturno)	5,0 W				
Topología	Sin transformador				
Sistema de refrigeración	Convección				
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65				
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H				
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %				
Equipamiento					
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Conector de enchufe de CA				
Visualización a través de teléfono inteligente, tableta o portátil	●				
Interfaces: WLAN, Speedwire/Webconnect	●/●/●				
Protocolos de comunicación	Modbus (SMA, Sunspec), Webconnect, SMA Data, TS4-R				
Gestión de las sombras: OptiTrac Global Peak	●/○				
Garantía: 5/10/15 años	●/○/○				
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	AS 4777.2, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438, G59/3-4, G83/2-1, DIN EN 62109 / IEC 62109, NEN-EN50438, IEC-EN50438, NT_Ley20.571, ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 & TOR D4, PPDS, PPC, RD1699, TR3.2.1, UTE C15-712, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1, VFR 2014				
Certificados y autorizaciones (en planificación)	DEWA, IEC 61727, IEC 62116, MEA, NBR16149, PEA, SI4777, TR3.2.2				
Disponibilidad de SMA Smart Connected en los países	AU, AT, BE, CH, DE, ES, FR, IT, LU, NL, UK				
<p>● Equipamiento de serie ○ Opcional — No disponible Datos en condiciones nominales: 02/2019</p> <p>1) 4600 W/4600 VA para VDE-AR-N 4105 2) AS 4777: 21,7 A</p>					
Modelo comercial	SB3.0-1AV-41	SB3.6-1AV-41	SB4.0-1AV-41	SB5.0-1AV-41	SB6.0-1AV-41



Funciones del SISTEMA BÁSICO

- Puesta en marcha sencilla gracias a la interfaz WLAN y Speedwire integrada
- Transparencia máxima gracias a la visualización en Sunny Portal/Sunny Places
- Seguridad de la inversión por medio de SMA Smart Connected
- Modbus como interfaz de tercero

Funciones del SISTEMA AMPLIADO

- Funciones del sistema básico
- Reducción del consumo de la red y aumento del autoconsumo mediante el uso de energía fotovoltaica almacenada provisionalmente
- Máxima utilización de la energía con una carga basada en la previsión
- Autoconsumo ampliado gracias a una gestión de la carga inteligente
- Rendimiento máximo de la planta gracias a la tecnología de módulos inteligentes

Con SMA Energy Meter

- Rendimiento máximo de la planta gracias a la limitación dinámica de la inyección a red entre el 0 % y el 100 %
- Visualización de los consumos energéticos

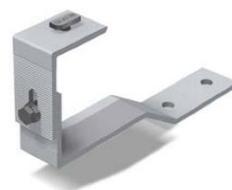


**PLAZO DE ENTREGA
INMEDIATO**

KHT915 Premontado



Estructura formada por perfiles RCVE 4.0 y fijación kit salvatejas



Fijación kit salvatejas



Perfiles completamente mecanizados, embalados y listos para su montaje.

CARACTERÍSTICAS DEL PRESOR :

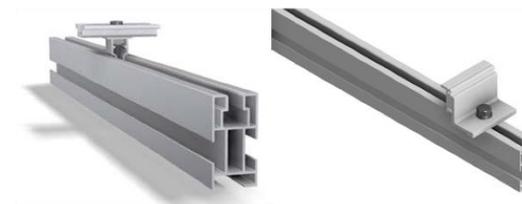
- Válido para módulos de 33 hasta 50 mm. de espesor.
- Fácil montaje.



Presor central



Presor lateral



**TODO
PREMONTADO**

Cargas y Características técnicas:

Peso propio paneles	121 N/m ²
Sobrecarga de uso	No está prevista ni para mantenimiento
Viento	España 29 m/s Eurocódigo 1 Portugal 27 m/s Eurocódigo 1
Periodo retorno	10 años
Altura máxima del terreno	España 5 m. / Portugal 8 m.
Categoría	III. Áreas con recubrimiento regular de vegetación o edificios u obstáculos aislados con separación máxima de 20 veces la altura del obstáculo (por ejemplo, pueblos, terreno suburbano, bosques)
	Válido para España y Portugal para zona III.
Carga de nieve	200 N/m ²

MATERIALES

Perfilería de aluminio	EN AW 6005A T6.
Tornillería	Tornillería acero inoxidable A2-70

Cláusulas:

- (1) El montador de una instalación fotovoltaica debe garantizar antes del montaje que la cubierta soporta las cargas transmitidas, para su correcta instalación.
- (2) Se deberán respetar todas las recomendaciones indicadas en los planos de montaje.
- (3) Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.
- (4) Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en los extremos.
- (5) Se deberá seguir el plan de mantenimiento que proporciona Sunfer.
- (6) Documentos relacionados:
 - Plano de montaje.
 - Manual de montaje.
 - Reacciones y anclajes.
 - Certificado de garantía.
- (7) Nos reservamos el derecho a realizar modificaciones en el producto en cualquier momento sin aviso previo si desde nuestro punto de vista son necesarias para la mejora de la calidad. Las ilustraciones pueden ser sólo ejemplos y, por tanto, la imagen que aparece puede diferir del producto suministrado.

Válido para :

- Cubiertas de teja (excepto para cubiertas de pizarra).

Disponibilidad de tuercas antirrobo.
Opción de aluminio acabado en crudo y anodizado.
Material 100% reciclable.
Cómoda instalación.
Garantía: Hasta 25 años*

*Ver condiciones especiales de garantía.



**SUNFER
ENERGY
STRUCTURES**

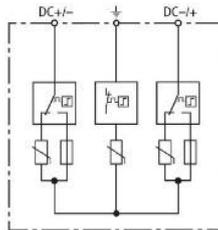
FICHA TÉCNICA

DG YPV SCI 1000 (950 530)

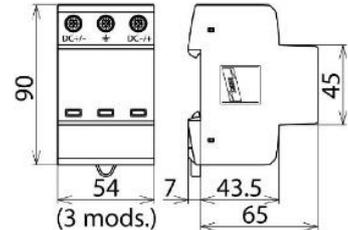
- Unidad completa precableada para utilización en sistemas fotovoltaicos
- Dispositivo combinado de desconexión y cortocircuito con aislamiento eléctrico seguro (tecnología SCI patentada)
- Circuito Y probado y resistente a fallos



Fotografía no vinculante



Esquema del DG YPV SCI 1000



Dimensiones del DG YPV SCI 1000

Descargador contra sobretensiones multipolar, con dispositivo de conmutación DC de 3 etapas para uso en sistemas fotovoltaicos.

Tipo	DG YPV SCI 1000
Art. Nr.	950 530
DPS según EN 50539-11	Tipo 2
Coordinación energética al equipo final (≤ 10 m)	Tipo 2 + Tipo 3
Máx. tensión PV (U_{CPV})	1000 V
Resistencia de cortocircuito (I_{SCPV})	1000 A
Corriente total de descarga (8/20 μ s) (I_{total})	40 kA
Corriente nominal de descarga (8/20 μ s) [(DC+/DC-) --> PE] (I_n)	12.5 kA
Corriente máx. de descarga (8/20 μ s) [(DC+/DC-) --> PE] (I_{max})	25 kA
Nivel de protección (U_P)	≤ 4 kV
Nivel de protección con 5 kA (U_P)	≤ 3.5 kV
Tiempo de respuesta (t_d)	≤ 25 ns
Margen de temperatura de servicio (T_U)	-40 °C ... +80 °C
Estado operativo / defectuoso	verde / rojo
Número de puertos	1
Sección de conexión (min.)	1.5 mm ² rígido / flexible
Sección de conexión (máx.)	35 mm ² rígido / 25 mm ² flexible
Montaje sobre	carril DIN 35 mm según EN 60715
Material de la carcasa	termoplástico, rojo, UL 94 V-0
Lugar de instalación	interior
Clase de protección	IP 20
Capacidad	3 módulo(s), DIN 43880
Certificados	KEMA, UL
Peso	300 g
Número aduanero (Nomenclatura Combinada EU)	85363030
GTIN	4013364152960
UPE	1 unidad(es)

Queda reservado el derecho a introducir modificaciones, en cuanto a la redacción, contenidos técnicos e información relativa a medidas, pesos y materiales en función de los avances de la técnica. Las fotografías no son vinculantes.

General Information

Extended Product Type:	F202 A-40/0,03
Product ID:	2CSF202101R1400
EAN:	8012542782605
Catalog Description:	F202 A-40/0,03 Residual Current Dev.
Long Description:	The RCCBs F200 series assures protection to people and installations against fault current to earth. A large offer for standard instantaneous and selective AC and A types is completed with some configurations for special applications.

Categories

Products » Low Voltage Products and Systems » Modular DIN Rail Products » Residual Current Devices RCDs » Residual Current Devices RCDs

Ordering

EAN:	8012542782605
Minimum Order Quantity:	1 piece
Customs Tariff Number:	85363030

Dimensions

Product Net Width:	0.035 m
Product Net Height:	0.085 m
Product Net Depth:	0.069 m
Product Net Weight:	0.200 kg

Container Information

Package Level 1 Units:	1 piece
Package Level 1 Width:	0.041 m
Package Level 1 Height:	0.078 m
Package Level 1 Length:	0.096 m
Package Level 1 Gross Weight:	0.225 kg
Package Level 1 EAN:	8012542782605

Technical

Standards:	EN 61008 UL 1053
Operating Characteristic:	Instantaneous
Type of Residual Current:	A type
Rated Residual Current:	30 mA
Rated Current (I_n):	40 A
Number of Poles:	2
Power Loss:	at Rated Operating Conditions per Pole 2.4 W
Rated Voltage (U_r):	230/400 V

Environmental

RoHS Status:	Planned to follow EU Directive 2002/95/EC August 18, 2005 and amendment after 2006-07-01
--------------	--

Certificates and Declarations (Document Number)

Declaration of Conformity - CE:	ITSCE116F200
RoHS Information:	2CSC423001K0201

Classifications

Object Classification Code:	Q
ETIM 4:	EC000003 - Residual current circuit breaker (RCCB)
ETIM 5:	EC000003 - Residual current circuit breaker (RCCB)

ISO-CHECK PV 600

77706704

Vigilante de aislamiento para instalaciones fotovoltaicas hasta 600 VCC.

Escanee este código QR y
conozca la gama completa



Link a la página de producto

Datos técnicos	Valor	Unidades
Datos mercantiles		
Código	77706704	
Descripción	ISO-CHECK PV 600	
Estado	Disponible	
EAN	8435297834052	
Partida arancelaria	8536.30.90	
Longitud embalaje	105	[mm]
Dimensiones		
Altura embalaje	90	[mm]
Anchura embalaje	127	[mm]
Peso embalaje	350	[gr]
Unidad de embalaje	Unidad embalaje	1
Altura producto	90	[mm]
Anchura producto	105	[mm]
Profundidad producto	70	[mm]
Peso producto	305	[gr]
Datos generales		
Nº módulos DIN	6	
Formato	DIN	
RoHs	Si	
Material aislante y clase	PC; V-0	
Grado de protección del envolvente	IP 20	
Rango temperatura	-25 °C ... +70 °C	
Características técnicas		
Tipo de red eléctrica	Sistemas DC aislados	

Configuración de red		IT	
Para proteger redes		PV	
Normas Producto		EN 61557-8; IEC 61557-8	
Tensión de alimentación auxiliar AC 50/60 Hz	Us	230	[V]
Consumo propio		2	[VA]
Tensión nominal del sistema	Un	300 ... 600	[VDC]
Frecuencia nominal	fn	50 / 60	[Hz]
Fusible previo máximo		6	A [gL]
Valor respuesta	Ran	30, 40, 50, 60, 70, 80	[kΩ]
Tiempo máximo de respuesta (RLY1)	tRLY1	< 1 (Ce 22,5 uF)	[s]
Tiempo de respuesta (RLY2)	tRLY2	1, 2, 5, 10	[s]
Desviación de respuesta (para 450V<Us<600V)		5	[%]
Desviación de respuesta (para 300V<Us<450V)		15	[%]
Histéresis (para Un=1.000 VDC; Ran=30 kOhms)		5	[%]
Histéresis (para Un=1.000 VDC; Ran=80 kOhms)		15	[%]
Tiempo de rearme	tr	1	[min]
Tensión de medida (valor de pico) (RF=Ω)	Um	< 25	[V]
Corriente de medida (RF=0 Ω)	Im	< 1,5	[mA]
Resistencia interna CC	Ri	512	[kΩ]
Impedancia interna (a 50 Hz)	Zi	512	[kΩ]
Tensión continua admisible	Ufg	1150	[V]
Capacidad tolerada de derivación de la red	Ce	22,5	[uF]
Tensión impulsional soportada/categoría	Uimp	4 / III	[kV]
Compatibilidad electromagnética (CEM)		EN 61000; IEC 61000	

Otras imágenes

ISO-CHECK-TEST



ISO-CHECK-REGULACION



ISO-CHECK-REGULACION-EV



ISO-CHECK-SEÑALIZACION



ISO-CHECK-INDICACION-FALLO



Dirección



Barcelona

Cirprotec, S.L.U.

C/ Lepanto, 49

08223 - Terrassa (Barcelona)

Tel.902 932 702

Fax.902 932 703

www.cirprotec.com

Copyright © Cirprotec, S.L.

[Información legal](#)

**ANEXO B TABLA B.52-1 UNE HD
60364-5-52**

TABLA B.52-1 (UNE-HD 60364-5-52: 2014) Métodos de instalación de referencia

Instalación de referencia		Tabla y columna				
		Intensidad admisible para los circuitos simples				
		Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR		
		Número de conductores				
		2	3	2	3	
	Local Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 7b	Tabla C.52-1 bis columna 6b
	Local Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 2	Tabla C.52-1 bis columna 6b	Tabla C.52-1 bis columna 5b
	B1 Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B1	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 10b	Tabla C.52-1 bis columna 8b
	B2 Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B2	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 8b	Tabla C.52-1 bis columna 7b
	C Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 11	Tabla C.52-1 bis columna 9b
	D1 Cable multiconductor en conductos enterrados	D1	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5	Tabla C.52-2 bis columna 6
	D2 Cables con cubierta unipolares o multipolares directamente en el suelo	D2				
	E Cable multiconductor al aire libre Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable	E	Tabla C.52-1 bis columna 9a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 12	Tabla C.52-1 bis columna 10b
	F Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	F	Tabla C.52-1 bis columna 10a	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 13	Tabla C.52-1 bis columna 11
	G Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	Ver UNE-HD 60364-5-52			

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)

Cobre: $\rho_{20} = 1/56 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$; Aluminio: $\rho_{20} = 1/35 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$

$\rho = K_{\theta} \cdot \rho_{20}$ Para el cobre y el aluminio: $\theta = 70^{\circ}\text{C} \rightarrow K_{\theta} = 1,20$; $\theta = 90^{\circ}\text{C} \rightarrow K_{\theta} = 1,28$

POTENCIAS NORMALIZADAS DE TRANSFORMADORES (EN KVA):

5, 10, 15, 20, 30, 50, 75, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000

FACTORES DE MAYORACIÓN K_{θ} : 1,25 para motores y 1,8 para lámparas de descarga

TABLA C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014) Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																	
	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	PVC 3	PVC 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2				
	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
A1																		
A2																		
B1																		
B2																		
C																		
E																		
F																		
Sección mm ² Cobre																		
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	-
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	-
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	-
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	-	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	-	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	-	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
Aluminio																		
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	-
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	-
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	-
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	-
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	-
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110
35	-	-	-	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136
50	-	-	-	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167
70	-	-	-	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215
95	-	-	-	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262
120	-	-	-	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306
150	-	-	-	-	-	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353
185	-	-	-	-	-	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406
240	-	-	-	-	-	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482

Aislamientos termoestables (90°C) XLPE: Polietileno reticulado EPR: Etileno-propileno Aislamientos termoplásticos (70°C) PVC: Policloruro de vinilo

ANEXO C INFORME DE *PVSYST*

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : Nuevo Proyecto

Sitio geográfico **Javea** País **Espana**
Ubicación Latitud 38.77° N Longitud 0.15° E
 Tiempo definido como Hora Legal Huso horario UT+1 Altitud 21 m
 Albedo 0.20
Datos meteorológicos: **Javea** Meteonorm 7.2 (1996-2010), Sat=100% - Sintético

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Fecha de simulación 21/05/20 13h58

Parámetros de la simulación Tipo de sistema **No hay escenario 3D, no hay sombreados**
Orientación plano captador Inclinación 20° Acimut 45°
Modelos empleados Transposición Perez Difuso Perez, Meteonorm
Horizonte Sin horizonte
Sombreados cercanos Sin sombreado
Necesidades del usuario : Carga ilimitada (red)

Características del conjunto FV

Módulo FV Si-mono Modelo **Mono 370 Wp Twin 120 half-cells**
 Base de datos PVsyst original Fabricante Generic
 Número de módulos FV En serie 8 módulos En paralelo 3 cadenas
 Núm. total de módulos FV Núm. módulos 24 Pnom unitaria 370 Wp
 Potencia global del conjunto Nominal (STC) **8.88 kWp** En cond. de funciona. 8.07 kWp (50°C)
 Caract. funcionamiento del conjunto (50°C) U mpp 248 V I mpp 33 A
 Superficie total Superficie módulos **44.8 m²** Superficie célula 39.7 m²

Inversor

Modelo **7.5 kWac inverter**
 Parámetros definidos por el usuario Fabricante Generic
 Características Voltaje de funcionam. 150-750 V Pnom unitaria 7.50 kWac
 Potencia máx. (=>25°C) 8.00 kWac
 Paquete de inversores Núm. de inversores 3 * MPPT 50 % Potencia total 11.3 kWac
 Relación Pnom 0.79

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
 Pérdida óhmica en el Cableado Res. global conjunto 127 mOhm Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
 Pérdida Calidad Módulo Fracción de pérdidas -0.4 %
 Pérdidas de "desajuste" Módulos Fracción de pérdidas 1.0 % en MPP
 Pérdidas de "desajuste" cadenas Fracción de pérdidas 0.10 %
 Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Fresnel, antireflectante, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Nuevo Proyecto

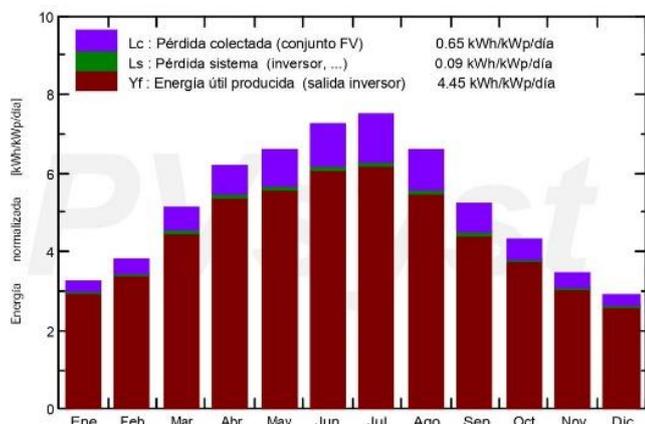
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	20°	acimut 45°
Módulos FV	Modelo	Mono 370 Wp Twin 120 half-cells	370 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	24	Pnom total 8.88 kWp
Inversor	Modelo	7.5 kWac inverter	Pnom 7.50 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	1.5	Pnom total 11.25 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

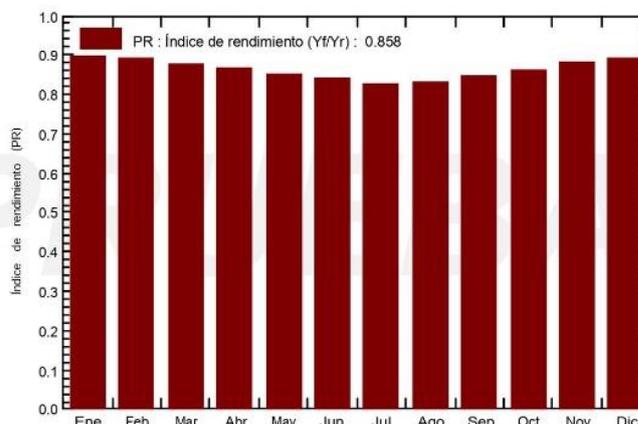
Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	14.42 MWh/año	Produc. específica	1624 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	85.76 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 8.88 kWp



Índice de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
Enero	76.6	28.46	11.13	101.4	97.9	0.825	0.807	0.897
Febrero	86.9	35.28	11.86	106.1	103.3	0.860	0.842	0.894
Marzo	140.0	54.72	14.17	158.2	154.2	1.256	1.231	0.876
Abril	174.7	62.51	15.82	185.2	180.7	1.454	1.427	0.868
Mayo	205.7	72.62	19.32	203.6	198.3	1.570	1.539	0.851
Junio	221.8	78.29	23.43	217.5	211.8	1.651	1.621	0.839
Julio	232.1	73.31	26.18	231.8	226.3	1.735	1.703	0.827
Agosto	195.9	74.21	26.44	203.9	199.0	1.533	1.504	0.831
Septiembre	146.1	61.09	23.17	156.8	152.5	1.203	1.180	0.847
Octubre	112.4	43.03	20.01	134.6	131.0	1.053	1.032	0.863
Noviembre	80.4	28.14	14.69	103.8	100.5	0.832	0.815	0.884
Diciembre	66.8	25.04	12.12	90.3	87.1	0.732	0.716	0.893
Año	1739.4	636.69	18.23	1893.2	1842.6	14.705	14.418	0.858

Leyendas: GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
T_Amb	T amb.	E_Grid	Energía inyectada en la red
GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Índice de rendimiento

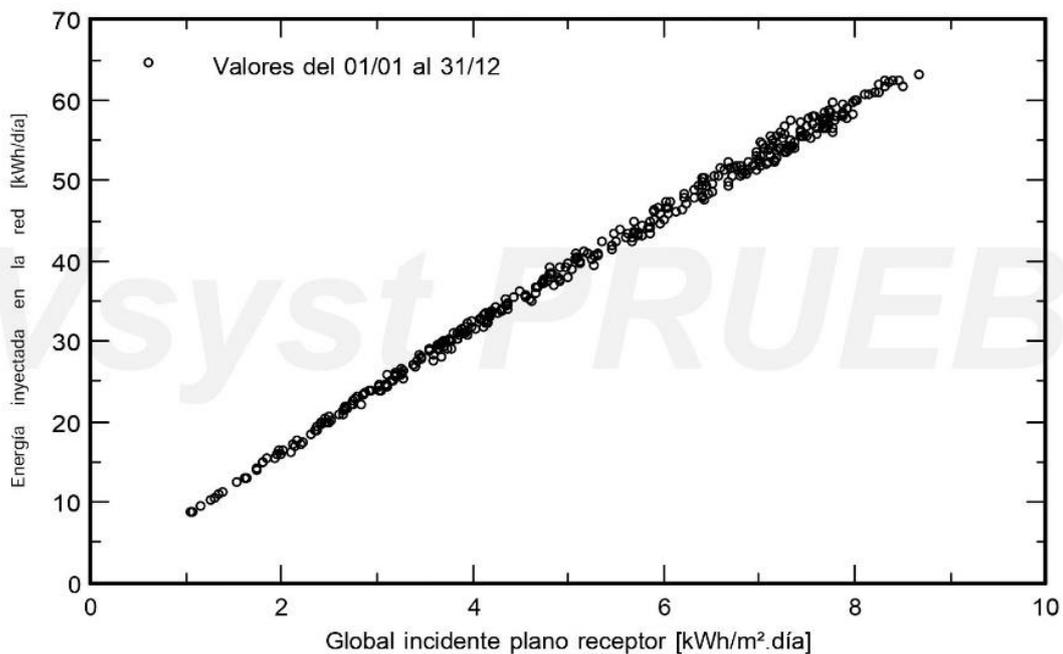
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : Nuevo Proyecto

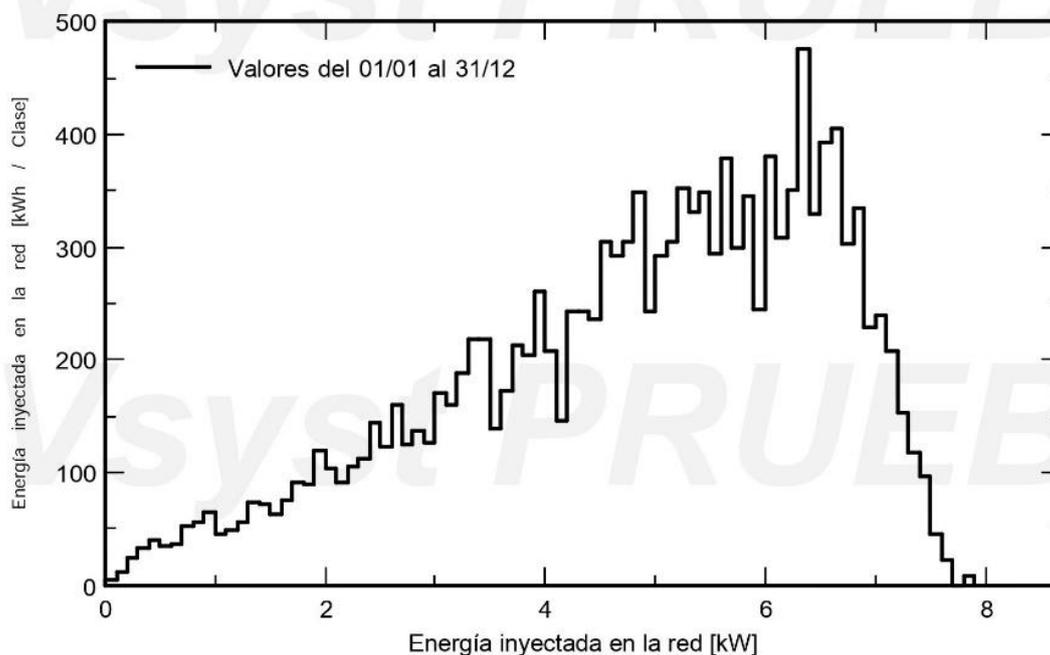
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	20°	acimut 45°
Módulos FV	Modelo	Mono 370 Wp Twin 120 half-cells	370 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	24	Pnom total 8.88 kWp
Inversor	Modelo	7.5 kWac inverter	Pnom 7.50 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	1.5	Pnom total 11.25 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



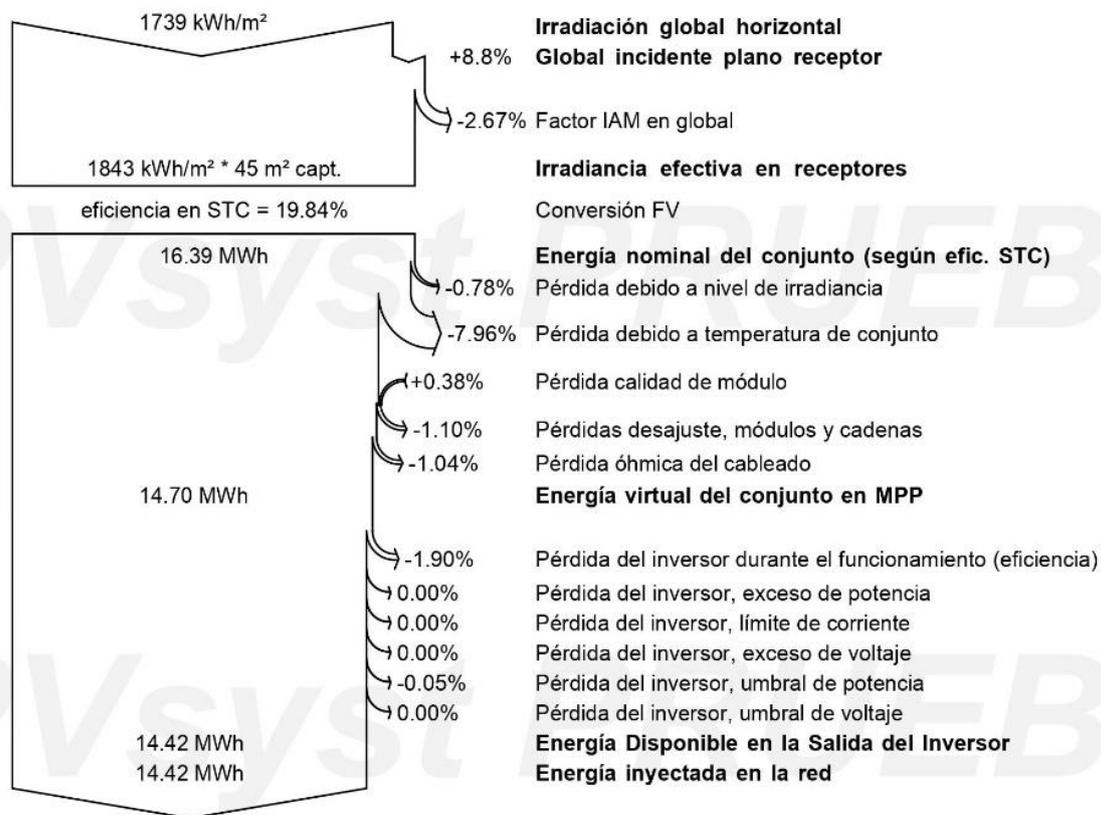
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	20°	acimut 45°
Módulos FV	Modelo	Mono 370 Wp Twin 120 half-cells	370 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	24	Pnom total 8.88 kWp
Inversor	Modelo	7.5 kWac inverter	Pnom 7.50 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	1.5	Pnom total 11.25 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



ANEXO D ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

AÑO	Consumo FV kWh	Consumo red kWh	Excedentes kWh	Precio energía €/kWh	IE 5,11% €	IVA 21% €	Precio venta €/kWh	Impuesto venta %	Ahorro por autoconsumo €	Venta excedentes €	Beneficio excedentes €	Ahorro final €	Mantenimiento €	Flujo de caja €	Flujo caja acumulado €
0														-8.093,00	-8.093,00
1	7300,00	5200,00	6861,00	0,13490	50,32	217,37	0,05000	7%	1252,46	343,05	319,04	1571,50	200,00	1371,50	-6721,50
2	7277,59	5222,41	6812,60	0,13692	50,92	219,95	0,05025	7%	1267,35	342,33	318,37	1585,72	200,00	1385,72	-5335,79
3	7255,22	5244,78	6764,52	0,13898	51,52	222,57	0,05050	7%	1282,40	341,62	317,70	1600,11	200,00	1400,11	-3935,68
4	7232,90	5267,10	6716,75	0,14106	52,14	225,21	0,05075	7%	1297,63	340,90	317,04	1614,67	200,00	1414,67	-2521,01
5	7210,61	5289,39	6669,29	0,14318	52,76	227,88	0,05101	7%	1313,04	340,18	316,37	1629,41	200,00	1429,41	-1091,60
6	7188,37	5311,63	6622,13	0,14533	53,38	230,59	0,05126	7%	1328,62	339,47	315,70	1644,33	200,00	1444,33	352,73
7	7166,17	5333,83	6575,28	0,14751	54,02	233,32	0,05152	7%	1344,39	338,75	315,04	1659,43	200,00	1459,43	1812,15
8	7144,01	5355,99	6528,73	0,14972	54,66	236,09	0,05178	7%	1360,33	338,03	314,37	1674,71	200,00	1474,71	3286,86
9	7121,89	5378,11	6482,48	0,15196	55,30	238,89	0,05204	7%	1376,47	337,32	313,71	1690,17	200,00	1490,17	4777,03
10	7099,82	5400,18	6436,53	0,15424	55,96	241,72	0,05230	7%	1392,78	336,60	313,04	1705,82	200,00	1505,82	6282,85
11	7077,79	5422,21	6390,88	0,15656	56,62	244,59	0,05256	7%	1409,29	335,89	312,37	1721,66	200,00	1521,66	7804,51
12	7055,80	5444,20	6345,52	0,15891	57,29	247,48	0,05282	7%	1425,98	335,17	311,71	1737,69	200,00	1537,69	9342,20
13	7033,86	5466,14	6300,46	0,16129	57,97	250,42	0,05308	7%	1442,87	334,45	311,04	1753,91	200,00	1553,91	10896,11
14	7011,96	5488,04	6255,69	0,16371	58,66	253,38	0,05335	7%	1459,95	333,74	310,38	1770,33	200,00	1570,33	12466,44
15	6990,10	5509,90	6211,21	0,16616	59,35	256,38	0,05362	7%	1477,23	333,02	309,71	1786,94	200,00	1586,94	14053,39
16	6968,28	5531,72	6167,02	0,16866	60,06	259,41	0,05388	7%	1494,71	332,30	309,04	1803,76	200,00	1603,76	15657,14
17	6946,51	5553,49	6123,12	0,17119	60,77	262,48	0,05415	7%	1512,39	331,59	308,38	1820,77	200,00	1620,77	17277,91
18	6924,78	5575,22	6079,50	0,17375	61,48	265,59	0,05442	7%	1530,28	330,87	307,71	1837,99	200,00	1637,99	18915,90
19	6903,10	5596,90	6036,16	0,17636	62,21	268,73	0,05470	7%	1548,37	330,16	307,05	1855,41	200,00	1655,41	20571,32
20	6881,46	5618,54	5993,10	0,17901	62,95	271,90	0,05497	7%	1566,67	329,44	306,38	1873,05	200,00	1673,05	22244,36
21	6859,86	5640,14	5950,33	0,18169	63,69	275,11	0,05524	7%	1585,18	328,72	305,71	1890,89	200,00	1690,89	23935,25
22	6838,31	5661,69	5907,83	0,18442	64,44	278,36	0,05552	7%	1603,90	328,01	305,05	1908,95	200,00	1708,95	25644,20
23	6816,80	5683,20	5865,61	0,18718	65,20	281,65	0,05580	7%	1622,84	327,29	304,38	1927,22	200,00	1727,22	27371,42
24	6795,33	5704,67	5823,66	0,18999	65,97	284,97	0,05608	7%	1641,99	326,58	303,72	1945,71	200,00	1745,71	29117,13
25	6773,91	5726,09	5781,99	0,19284	66,75	288,34	0,05636	7%	1661,37	325,86	303,05	1964,42	200,00	1764,42	30881,55

Tabla D.1. Análisis de rentabilidad