



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO
**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
CONECTADA A RED EN VIVIENDA
UNIFAMILIAR**

Autor: Pedro Miguel Sampol Arcas

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Julio de 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título **Instalación solar fotovoltaica conectada a red en vivienda unifamiliar**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2021/22 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

A handwritten signature in dark ink, reading "Pedro Sampol". The signature is stylized with a large, sweeping loop at the end.

Fdo.: Pedro Miguel Sampol Arcas Fecha: 01/07/2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

A handwritten signature in dark ink, reading "J. Navarro". The signature is stylized with a large, sweeping loop at the end.

Fdo.: Jaime Navarro Ocón Fecha: 05/07/2022

Agradecimientos

A Jaime Navarro Ocón por la ayuda y orientación dedicada durante todas las fases del proyecto.

A mi familia por apoyarme en todo momento y permitirme realizar los estudios en esta gran universidad.

A mi gran amigo Lorenzo por toda la ayuda y apoyo ofrecido durante el grado.

A Iria por apoyarme siempre y hacerme sacar lo mejor de mí.



**GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES**

TRABAJO FIN DE GRADO
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
CONECTADA A RED EN VIVIENDA
UNIFAMILIAR

Autor: Pedro Miguel Sampol Arcas

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Julio de 2022

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN VIVIENDA UNIFAMILIAR

Autor: Sampol Arcas, Pedro Miguel.

Director: Navarro Ocón, Jaime.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

En este trabajo final de grado se ha diseñado y estudiado la viabilidad de una instalación solar fotovoltaica destinada al autoconsumo de una vivienda unifamiliar ubicada en Mallorca, Islas Baleares. La instalación cuenta con un generador fotovoltaico de 12 kWp capaz de cubrir el 60,06% de la energía consumida, reduciendo la factura eléctrica inicial un 72,21%. La vivienda contará con una instalación conectada a red acogida a compensación de excedentes simplificada. La vida útil del proyecto se estima en 40 años gracias a la durabilidad de los paneles fotovoltaicos seleccionados. La inversión inicial es de 8704,26 € obteniendo su retorno durante el decimoprimer año. El TIR del proyecto es de un 10,93% y el VAN de 15957,03 € aplicando una tasa de descuento del 3% con lo que se considera viable el proyecto.

Palabras claves: Energía renovable, energía solar fotovoltaica, autoconsumo, sistema de generación conectado a red.

1. Introducción

El siguiente proyecto consiste en el diseño de una instalación solar fotovoltaica en una vivienda unifamiliar destinada al autoconsumo. El espacio disponible para la instalación está ubicado en la cubierta de la vivienda. El dimensionamiento de la instalación será realizado con el objetivo de maximizar tanto la cobertura energética como el rendimiento económico del proyecto. Una vez diseñado el conjunto fotovoltaico se estudiará la legislación y normativa pertinente para que la instalación pueda estar acogida a compensación de excedentes.

La motivación principal de este proyecto es la crisis medioambiental que se está viviendo actualmente. El protocolo de Kioto firmado en 1997 marcó el objetivo de que aquellos países más industrializados redujeran los gases de efecto invernadero (GEI) al 5,2% de los emitidos durante 1990. Esto supuso un antes y un después en el impulso de las energías renovables. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) establece que para 2030 la emisión de GEI debe reducirse un 23% respecto los valores emitidos durante 1990. Este objetivo implica eliminar una de cada tres toneladas que se emiten actualmente. Estos objetivos necesitan una acción conjunta por parte de la ciudadanía y por ello se han impulsado las renovables tanto para las grandes eléctricas como para los pequeños consumidores a través de primas

y subvenciones. Por otro lado, el Gobierno de España aprobó la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP 2050), que marca la senda para lograr la neutralidad climática para 2050. Según el informe de perspectiva de Bloomberg 2021, el objetivo de emisiones para 2050 puede presentarse bajo tres escenarios posibles resumidos a continuación.

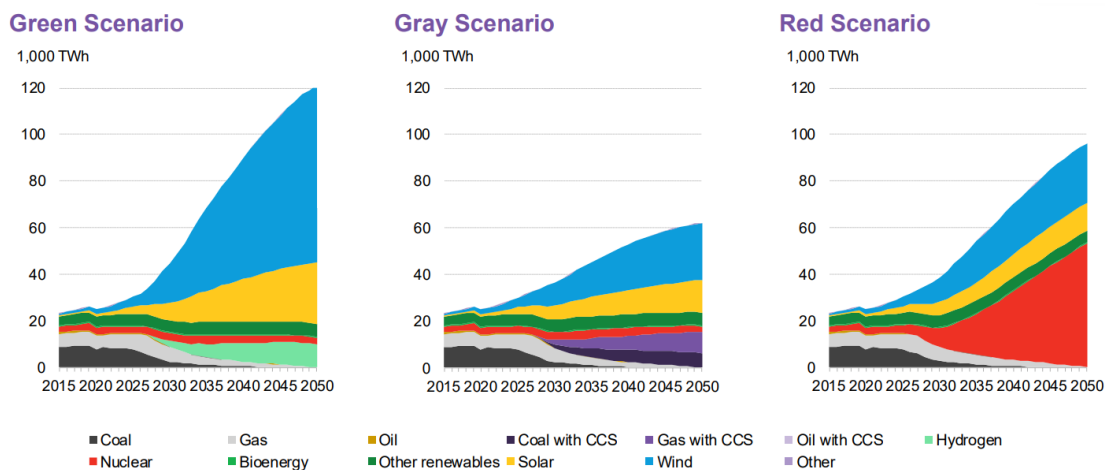


Ilustración 1. Diferentes escenarios para la supresión de emisiones. Fuente: BloombergNEF

2. Metodología

El diseño de la instalación comienza con un análisis climatológico de temperatura e irradiancia. Los datos de temperaturas han sido sacados de la base de datos de AEMET más cercana al emplazamiento y los datos de irradiancia de la base de datos PVGIS-SARAH2. Los datos referentes a temperatura han sido utilizados para realizar una correcta simulación de la instalación, una vez diseñada. Por otro lado, los de irradiancia han sido necesarios para conocer el recurso solar de la vivienda y lograr un correcto dimensionamiento para cubrir la demanda energética.

En segundo lugar, se realiza un análisis energético del consumo, recopilando los consumos para cada hora del último periodo anual con el objetivo de detallar lo máximo posible la demanda. Estos datos son solicitados a la distribuidora y se dividen según los tramos horarios especificados en la tarifa eléctrica contratada.

En tercer lugar, se realiza un análisis geométrico de la disposición de módulos para conocer con precisión el espacio disponible en la cubierta de la vivienda. Seguidamente se calcula la potencia del generador fotovoltaico óptima. El siguiente paso es la elección de los paneles fotovoltaicos utilizados seguido del inversor, el cual depende en gran medida de la potencia total del generador y las características del módulo fotovoltaico seleccionado.

En cuarto lugar, se diseña el cableado de la instalación seguido de la elección de las protecciones eléctricas necesarias.

Por último, el sistema diseñado es simulado con los programas PVSyst y PV CALCULATOR, los cuales ayudaran a obtener todos los datos necesarios para analizar el funcionamiento y viabilidad del proyecto realizado.

3. Resultados y conclusiones

La instalación diseñada contará con 30 paneles de 400Wp de manera que la potencia total del generador fotovoltaico será de 12 kWp. El campo de paneles tendrá una configuración de 3 strings con 10 paneles en serie en cada uno. Los resultados de la simulación de la instalación han permitido hallar los siguientes valores acerca del balance energético:

	Nº de paneles	Nº de strings	Energía producida anualmente	Energía autoconsumida anualmente	Energía excedente anual	Energía consumida de la red anualmente
Instalación	30	3	21752,3 kWh	2548,1 kWh	19204,2 kWh	1694,7 kWh

Tabla 1. Resumen del balance energético inicial

Teniendo en cuenta la subvención del 50% ofrecida por el municipio de Calviá el coste inicial de la instalación será de 8969,36 €. Los resultados económicos relevantes del proyecto son los siguientes:

VAN	15.957,03 €
TIR	10,93%
Payback	11 años

Tabla 2. Indicadores financieros con subvención

Durante el primer año de la instalación, el sistema fotovoltaico cubrirá el 60,06% de la energía consumida reduciendo la factura eléctrica inicial un 72,21%. La vivienda contará con una instalación conectada red acogida a compensación de excedentes simplificada. La vida útil del proyecto está estimada en 40 años y se obtiene el retorno de la inversión durante el decimoprimer año. El TIR del proyecto es de un 10,93% y el VAN de 15957,03 € aplicando una tasa de descuento del 3% con lo que se considera viable el proyecto.

Cabe destacar el gran papel de la subvención recibida ya que sin ella los resultados económicos seguirían haciendo rentable el proyecto, pero el beneficio económico sería muy reducido descenderían a los siguientes valores:

VAN	3.410,51 €
TIR	4,04%
Payback	23 años

Tabla 3. Indicadores financieros sin subvención

4. Referencias

- [ONU97] Organización de las Naciones Unidas (ONU), “Protocolo de Kioto de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático”. Kioto, Japón. Diciembre 1997

- [MTE20] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “Plan nacional integrado de energía y clima”. Madrid, España. Enero 2020.
- [MTE20] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “Estrategia de descarbonización a largo plazo 2050”. Madrid, España. Noviembre 2020.
- [EUSH22] European Commission, EU Science Hub, “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).”
- [AEME22] Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), “Datos climatológicos, valores normales. Palma, Puerto.”.
- [BNEF21] BloombergNEF, “*New Energy Outlook 2021*”. November 2021.

GRID-CONNECTED SOLAR PHOTOVOLTAIC SYSTEM IN A SINGLE-FAMILY HOUSE

Author: Sampol Arcas, Pedro Miguel.

Supervisor: Navarro Ocón, Jaime.

Collaborating Entity: ICAI - Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

In this final degree project, it has been designed and studied the feasibility of a solar photovoltaic installation for the self-consumption of a single-family house located in Mallorca, Balearic Islands. The installation consists of a 12 kWp photovoltaic generator capable of covering 60.06% of the energy consumed, reducing the initial electricity bill by 72.21%. The house will have a grid connected installation with simplified surplus compensation. The lifetime of the project is estimated at 40 years thanks to the durability of the photovoltaic panels chosen. The initial investment is 8704,26 € obtaining the return on the eleventh year. The IRR (Internal Rate of Return) of the project is 10.93% and applying a discounted rate of 3% the NPV (Net Present Value) is 15957.03 €, thus the project is considered viable.

Keywords: Renewable energy, photovoltaic solar energy, self-consumption, grid-connected generation system.

1. Introduction

The following project consists of the design of a solar photovoltaic installation in a single-family house for self-consumption. The space available for the installation is located on the roof of the house. The sizing of the installation will be carried out with the aim of maximizing both the energy coverage and the economic performance of the project. Once the photovoltaic arrangement has been designed, the relevant legislation and regulations will be studied so that the installation can be eligible for surplus compensation.

The main motivation for this project is the current environmental crisis. The Kyoto Protocol signed in 1997 set the goal for industrialized countries to reduce greenhouse gases (GHG) to 5.2% of those emitted in 1990. This marked a turning point in the promotion of renewable energies. The National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC) establishes that by 2030 GHG emissions must be reduced by 23% compared to the values emitted during 1990. This target implies eliminating one out of every three tonnes currently emitted. These objectives require joint action on the part of the public, which is why renewable energies have been promoted for both large electricity companies and small consumers through premiums and subsidies. In the longer term, the Spanish Government has approved the Long-Term

Decarbonisation Strategy (ELP 2050), which sets the path to achieve zero emissions by 2050. According to the Bloomberg 2021 outlook report, the 2050 emissions target can be presented under three possible scenarios summarized below.

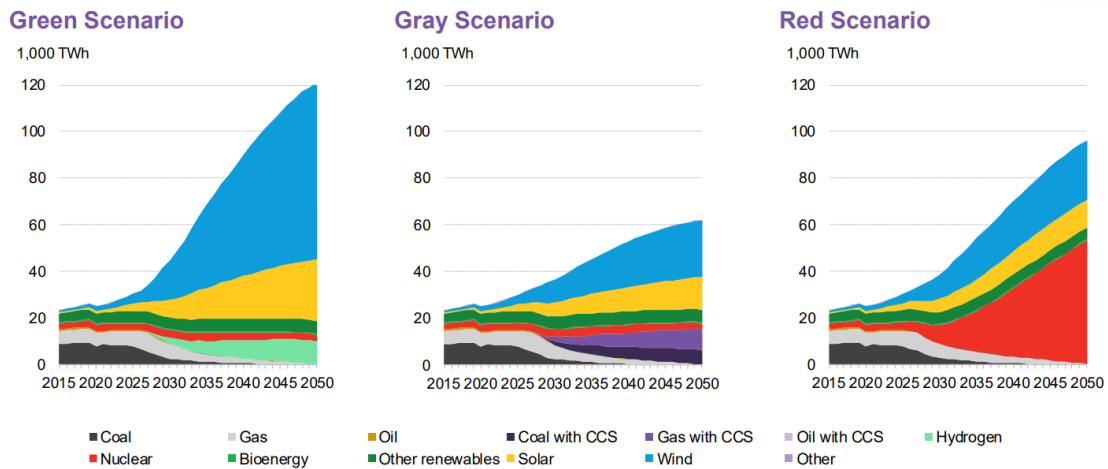


Ilustración 2. Different scenarios for emission suppression. Fuente: BloombergNEF

5. Methodology

The design of the installation begins with a climatological analysis of temperature and irradiance. The temperature data have been taken from the AEMET database and the irradiance data from the PVGIS-SARAH2 database. The temperature data have been used to make a correct simulation of the installation once it has been designed, while the irradiance data was utilized to know the solar resource of the house and the seizing of the installation needed to cover the energy demand.

Secondly, an energy analysis of the consumption will be carried out, compiling the consumptions for each hour of the last annual period. These data will be requested to the distribution company to detail as much as possible the demand of the installation, dividing the consumption according to the hourly periods specified in the contracted electricity tariff.

Thirdly, a geometrical analysis of the arrangement of modules will be carried out to precisely know the available space on the roof of the house followed by the calculation of the power of the photovoltaic generator. Once the available space and the required power have been analysed, the photovoltaic panels and the inverter will be selected, which will largely depend on the total power of the generator and the characteristics of the photovoltaic module selected.

Fourthly, the wiring of the installation will be designed as well as its necessary protections.

Finally, the designed system will be simulated with the PVSyst and PV CALCULATOR obtaining all the necessary data to analyse the functioning and viability of the project.

6. Results and conclusions

The designed installation will have 30 panels of 400Wp so that the total power of the photovoltaic generator will be 12 kWp. The array of panels will have a configuration of 3 strings with 10 panels in series in each one. Undertaking a simulation of the installation show the following values about the energy balance:

	Nº of panels	Nº of strings	Energy produced annually	Self-consumed energy annually	Annual surplus energy	Energy consumed from the network annually
Instalación	30	3	21752,3 kWh	2548,1 kWh	19204,2 kWh	1694,7 kWh

Table 4. Summary of initial energy balance

Considering the 50% subsidy offered by the municipality of Calviá the initial cost of the installation will be 8969,36 €. The relevant economic results of the project are as follows:

VAN	15.957,03 €
TIR	10,93%
Payback	11 años

Table 5. Financial indicators with subsidy

During the first year of the installation, the photovoltaic system will cover 60.06% of the energy consumed, reducing the initial electricity bill by 72.21%. The house will have an installation connected to the grid under simplified surplus compensation. The useful life of the project is estimated at 40 years and the return on investment is obtained on the eleventh year. The IRR (Internal Rate of Return) of the project is 10.93% and, applying a discounted rate of 3%, the NPV (Net Present Value) is 15957.03 €, thus the project is considered viable.

It is worth mentioning the importance of the subsidy received since without it, although the economic results would continue to make the project profitable, the economic benefit would be very reduced and would fall to the following values:

VAN	3.410,51 €
TIR	4,04%
Payback	23 años

Table 6. Financial indicators without subsidy

7. References

- [ONU97] Organización de las Naciones Unidas (ONU), “Protocolo de Kioto de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático”. Kioto, Japón. Diciembre 1997
- [MTE20] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “Plan nacional integrado de energía y clima”. Madrid, España. Enero 2020.
- [MTE20] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “Estrategia de descarbonización a largo plazo 2050”. Madrid, España. Noviembre 2020.

[EUSH22] European Commission, EU Science Hub, “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).”

[AEME22] Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), “Datos climatológicos, valores normales. Palma, Puerto.”.

[BNEF21] BloombergNEF, “*New Energy Outlook 2021*”. November 2021.

Índice de la memoria

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 <i>OBJETIVOS DEL PROYECTO.....</i>	2
1.2 <i>MOTIVACIÓN.....</i>	4
2. ESTADO DEL ARTE.....	6
2.1 <i>ENERGÍA SOLAR</i>	7
2.1.1 Efecto fotoeléctrico	7
2.1.2 Efecto fotovoltaico	8
2.1.3 Radiación.....	9
2.2 <i>COMPONENTES PRINCIPALES.....</i>	10
2.2.1 Módulo fotovoltaico.....	10
2.2.2 Inversor solar.....	13
2.3 <i>SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGIA FOTOVOLTAICA.....</i>	16
2.3.1 Contexto nacional.....	16
2.3.2 Contexto internacional	19
2.4 <i>ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED</i>	21
2.5 <i>NORMATIVA DEL PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.....</i>	23
2.6 <i>MARCO REGULATORIO Y PERMISOS REQUERIDOS PARA INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO EN ESPAÑA</i>	26
3. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA CONECTADO A RED	30
3.1 <i>COMPONENTES SELECCIONADOS.....</i>	31
3.1.1 Módulo solar fotovoltaico	31
3.1.2 Inversor.....	32
3.1.3 Estructura y fijación de los módulos fotovoltaicos	33
3.2 <i>EMPLAZAMIENTO</i>	35
3.3 <i>ANÁLISIS CLIMATOLÓGICO.....</i>	37
3.3.1 Temperatura	37
3.3.2 Irradiancia.....	40
3.4 <i>ANÁLISIS ENERGÉTICO DEL CONSUMO</i>	42
3.4.1 Coste de potencia y energía contratada	42
3.4.2 Consumos recopilados.....	43

3.5	ANÁLISIS GEOMÉTRICO DE LA DISPOSICION DE MÓDULOS	50
3.6	CÁLCULO DE LA POTENCIA DE LA INSTALACIÓN	52
3.7	ELECCIÓN DEL INVERSOR SOLAR	53
3.7.1	Potencia máxima de la instalación fotovoltaica	54
3.7.2	Límites del inversor.....	55
3.8	DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	57
3.9	CABLEADO	60
3.9.1	Normativa.....	60
3.9.2	Cálculo de secciones mínimas.....	63
3.9.3	Cableado seleccionado	68
3.10	PROTECCIONES.....	69
3.10.1	Protecciones DC.....	69
3.10.2	Protecciones AC.....	71
3.11	RESULTADOS	75
3.11.1	PV CALCULATOR.....	75
3.11.2	PVSyst.....	86
3.12	ANÁLISIS ECONÓMICO DE VIABILIDAD.....	90
3.12.1	Análisis de rentabilidad	92
4.	SOLUCIÓN DE AUTOCONSUMO Y CONCLUSIONES.....	95
5.	BIBLIOGRAFÍA.....	98
6.	ANEXOS.....	1
6.1	ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS) ..	2
6.2	SIMULACIONES CON PVSYST	4
6.3	FICHAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS	14

Índice de tablas

Tabla 1. Resumen del balance energético inicial.....	3
Tabla 2. Indicadores financieros con subvención.....	3
Tabla 3. Indicadores financieros sin subvención.....	3
Table 4. Summary of initial energy balance.....	3
Table 5. Financial indicators with subsidy	3
Table 6. Financial indicators without subsidy	3
Tabla 7 – Evolución de la energía renovable y no renovable peninsular. Fuente: REE	4
Tabla 8. Perdidas estipuladas para OI, S y OI+S	24
Tabla 9. Tramitación para una instalación destinada al autoconsumo con excedentes acogido a compensación. Fuente: IDEA	29
Tabla 10. Coordenadas de la instalación	35
Tabla 11. Emplazamiento de la base de datos	37
Tabla 12- Datos recopilados durante el periodo 1981-2010 por AEMET	38
Tabla 13. Irradiancia global media diaria por horas W/m2 (30°). Fuente: PVGIS-SARAH2....	41
Tabla 14. Consumo medio diario por horas en días laborables (kWh)0.....	45
Tabla 15. Consumo medio diario y mensual en días laborables kWh	46
Tabla 16. Consumo medio diario por horas en días no laborables (kWh)	47
Tabla 17. Consumo medio diario y mensual en días no laborables kWh	48
Tabla 18. Condiciones climatológicas y datos STC del panel fotovoltaico	53
Tabla 19. Datos reales del panel fotovoltaico en la ubicación de la instalación	54
Tabla 20. Datos del array fotovoltaico completo con la distribución de módulos elegida	54
Tabla 21. Resultados energéticos y ahorro económico mensual/anual.	77
Tabla 22. Producción media diaria por horas kWh.....	78
Tabla 23. Diferencia consumo-producción media diaria por horas días laborables kWh.....	80
Tabla 24. Compra red kWh días laborables	81
Tabla 25. Diferencia consumo-producción media diaria por horas días laborables kWh.....	83
Tabla 26. Compra red kWh días no laborables	84
Tabla 27. Inversión inicial de la instalación.....	90
Tabla 28. Variación de ahorro anual, energía producida, auto consumida y vertida a red durante la vida útil.	92
Tabla 29. Balance de caja.....	93
Tabla 30. Indicadores financieros con subvención.....	94
Tabla 31. Indicadores financieros sin subvención.....	94
Tabla 32. Resumen del balance energético inicial.....	96
Tabla 33. análisis económico de la instalación.....	97

Índice de ilustraciones

<i>Ilustración 1. Diferentes escenarios para la supresión de emisiones. Fuente: BloombergNEF ..</i>	<i>2</i>
<i>Ilustración 1. Different scenarios for emission suppression. Fuente: BloombergNEF</i>	<i>2</i>
<i>Ilustración 2 - Efecto fotoeléctrico.....</i>	<i>8</i>
<i>Ilustración 3 - Bandas de valencia y conducción</i>	<i>Ilustración 4 - Efecto fotovoltaico</i>
<i>Ilustración 5 - Silicio tipo-P y tipo-N.....</i>	<i>10</i>
<i>Ilustración 6. Diferencia de potencial y Circuito cerrado</i>	<i>11</i>
<i>Ilustración 7. Placa de silicio monocristalino</i>	<i>12</i>
<i>Ilustración 8. Placa de silicio policristalino.....</i>	<i>12</i>
<i>Ilustración 9. Placa de silicio amorfo.....</i>	<i>13</i>
<i>Ilustración 10. Circuito inversor de onda cuadrada.....</i>	<i>14</i>
<i>Ilustración 11. Tensión y corriente de entrada y salida del inversor de onda cuadrada</i>	<i>14</i>
<i>Ilustración 12. Tensión y corriente de entrada y salida del inversor PWM</i>	<i>15</i>
<i>Ilustración 13. Evolución de la potencia instalada nacional total y solar fotovoltaica. Fuente: REE</i>	<i>18</i>
<i>Ilustración 14. Evolución de la generación eléctrica nacional. Fuente: REE.....</i>	<i>18</i>
<i>Ilustración 15. Producción de energía renovable durante 2021. Fuente: REE.....</i>	<i>19</i>
<i>Ilustración 16. Esquema básico de una instalación fotovoltaica conectada a red</i>	<i>21</i>
<i>Ilustración 17. Esquema completo de una instalación fotovoltaica conectada a red.....</i>	<i>22</i>
<i>Ilustración 18. Inversor CSI-12K-T400GL01-E.</i>	<i>33</i>
<i>Ilustración 19. Estructura Sunfer 10V1</i>	<i>34</i>
<i>Ilustración 20. Comunidad Autónoma de las Islas Baleares</i>	<i>35</i>
<i>Ilustración 21. Localidad de Magaluf.....</i>	<i>35</i>
<i>Ilustración 22. Acceso a la instalación</i>	<i>36</i>
<i>Ilustración 23. Precios según tramo horario para tarifas inferiores a 15 kW.....</i>	<i>42</i>
<i>Ilustración 24. Término de energía.....</i>	<i>43</i>
<i>Ilustración 25. Factura eléctrica inicial</i>	<i>44</i>
<i>Ilustración 26. Consumo medio diario durante los días laborables.....</i>	<i>46</i>
<i>Ilustración 27. Consumo medio diario durante los días laborables.....</i>	<i>48</i>
<i>Ilustración 28. Distancia mínima entre módulos</i>	<i>51</i>
<i>Ilustración 29. Disposición del número máximo de paneles en la cubierta horizontal</i>	<i>51</i>
<i>Ilustración 30. Resultados activando la característica multi-MMPT.....</i>	<i>57</i>
<i>Ilustración 31 Resultados desactivando la característica multi-MMPT.....</i>	<i>58</i>
<i>Ilustración 32. configuración final del campo fotovoltaico</i>	<i>59</i>
<i>Ilustración 33. Normativa aplicable en cada cableado</i>	<i>60</i>
<i>Ilustración 34. Cableado de CC.....</i>	<i>61</i>
<i>Ilustración 35. Protección de sobretensión CPT Cirprotec</i>	<i>71</i>
<i>Ilustración 36. Producción fotovoltaica.....</i>	<i>79</i>

<i>Ilustración 37. Autoconsumo medio diario en días laborables.....</i>	<i>82</i>
<i>Ilustración 38 Compra media diaria en días laborables</i>	<i>82</i>
<i>Ilustración 39. Vertido medio diario en días laborables</i>	<i>82</i>
<i>Ilustración 40. Autoconsumo medio diario en días no laborables.....</i>	<i>85</i>
<i>Ilustración 41 Compra media diaria en días no laborables</i>	<i>85</i>
<i>Ilustración 42. Vertido medio diario en días laborables</i>	<i>85</i>
<i>Ilustración 43. Definición de orientación</i>	<i>86</i>
<i>Ilustración 44. Definición del sistema conectado a red.....</i>	<i>87</i>
<i>Ilustración 45. Definición del consumo de la vivienda</i>	<i>88</i>
<i>Ilustración 46. pérdidas detalladas del sistema fotovoltaico.....</i>	<i>89</i>
<i>Ilustración 47. Objetivos de desarrollo sostenible.....</i>	<i>2</i>

1 . INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO

En este proyecto se llevará a cabo el diseño de una instalación solar fotovoltaica emplazada en Mallorca, Islas Baleares. Se estudiará la viabilidad de satisfacer el consumo eléctrico de una vivienda unifamiliar a través de únicamente energía solar. Además, se llevará a cabo la instalación pertinente para conectar la vivienda a la red eléctrica habilitando la posibilidad de exportar la energía excedentaria generando así una retribución económica.

El diseño del proyecto será realizado sobre una vivienda unifamiliar utilizada como residencia habitual durante todo el año. La instalación estará dimensionada para cubrir el mayor porcentaje de la demanda eléctrica de la vivienda. El diseño del proyecto contemplará la reglamentación necesaria para realizar la conexión de la instalación a la red. Con este proyecto se persigue lograr un consumo energético más limpio, capaz de autoabastecer las necesidades energéticas de la vivienda reduciendo el alto coste actual. La conexión de la instalación a la red no supone problema alguno, lo que reduce la dependencia de la instalación sobre las condiciones meteorológicas. De esta manera, el déficit de generación debido a cualquier incidencia no implicará en ningún caso un cero en el suministro eléctrico.

Además de los beneficios económicos y de respaldo ante cualquier incidencia sobre instalación, la conexión a red permite sacar el máximo rendimiento de la instalación aprovechando toda la energía limpia generada. Otra solución, sería llevar a cabo una instalación aislada con utilizando baterías. Esta opción no se contemplará ya que aumentaría el coste de instalación haciéndola menos rentable. Por otro lado, la posibilidad de exportar la energía supone una reducción muy considerable sobre la factura eléctrica. De esta manera se podrá dimensionar una instalación que genere más energía que la consumida en la vivienda ya que está reducirá la factura eléctrica final.

Las subvenciones para sistemas de autoconsumo han aumentado considerablemente la rentabilidad de dichos proyectos. Si la tendencia alcista sobre los precios del mercado eléctrico continua, se pueden alcanzar ahorros económicos muy significativos. Estas ayudas han incentivado el número de instalaciones sobre aquellos ciudadanos capaces de asumir el coste de la instalación.

Actualmente, la instalación de placas solares fotovoltaicas es una realidad tangible que cada vez más españoles adoptan en sus hogares. Esta alternativa al suministro de energía tradicional permite a los ciudadanos reducir las emisiones de CO₂ colaborando de forma activa para alcanzar los objetivos de emisiones establecidos por la UE.

Al tratarse de un proyecto sostenible, este presenta dimensiones económica, social y medioambiental. La primera se basa en el ahorro a largo plazo una vez se amortice la instalación. En cuanto al aspecto social se contempla la instalación de placas solares fotovoltaicas a gran escala lo cual supondría una reducción en la demanda eléctrica. Esto lograría reducir la genera-

ción de las tecnologías más costosas del mix energético quedando fuera de la casación diaria regulada por el OMIE. La generalización de sistemas de autoconsumo reducirá el precio del mercado eléctrico, resultando beneficioso a nivel económico para toda la sociedad. Por último, el aumento de generación de energía renovable permitiría eliminar las tecnologías de generación más contaminante, alcanzando así los objetivos de emisiones.

Para al diseño del proyecto se persigue resolver principalmente las siguientes premisas:

- Analizar las variables que afectan a la producción de energía solar fotovoltaica en el emplazamiento del proyecto.
- Estudiar las necesidades energéticas de la vivienda para optimizar la potencia nominal capaz de autoabastecer la vivienda.
- Comparar las diferentes opciones del mercado actual que mejor se adapte a las necesidades energéticas de la vivienda asegurando un estándar de calidad.
- Adecuar el proyecto a la reglamentación necesaria para llevar a cabo la conexión de la instalación a la red eléctrica.
- Adecuar el tamaño de la instalación a la superficie disponible en la azotea de la vivienda.

1.2 MOTIVACIÓN

Los avances tecnológicos del último siglo han llevado la esperanza de vida a números inconcebibles para generaciones pasadas. Esto ha conllevado a la cuadruplicación de la población mundial en un contexto histórico en el cual la crisis medioambiental ha cobrado cada vez más importancia. Gracias a instituciones reconocidas a nivel internacional, como la ONU, se han establecido objetivos indispensables para alcanzar un futuro sostenible a largo plazo.

La demanda energética no deja de aumentar mientras las reservas de materias primas fósiles siguen reduciéndose. El contexto social y medioambiental ha forzado la implantación de métodos alternativos capaces de sustituir progresivamente las tecnologías más contaminantes del mix energético actual. Actualmente y en el futuro las fuentes de energía renovable juegan un papel fundamental.

Desde el punto de vista económico, las ayudas gubernamentales destinadas al impulsó de proyectos de producción renovable, han contribuido en la creación de un futuro más verde creando a la vez un nicho de mercado con buenas tasas de retorno. El desmantelamiento de centrales nucleares ha hecho evidente la necesidad de las energías renovables en España. Es por ello, que en las últimas décadas no ha dejado de aumentar la generación verde a nivel nacional. A continuación, puede observarse el crecimiento de estas tecnologías durante los últimos diez años en la Tabla 7[4].

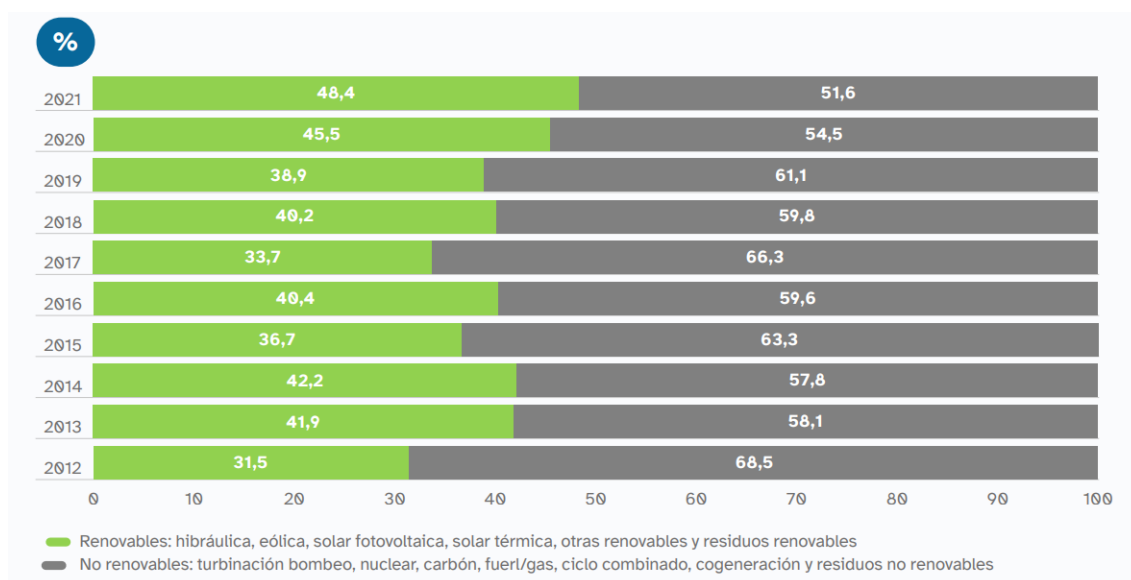


Tabla 7 – Evolución de la energía renovable y no renovable peninsular. Fuente: REE

Por otro lado, algunos de los grandes problemas energéticos a nivel nacional son la falta de interconexiones y materias primas. Esto aumenta la dependencia energética española sobre los países colindantes, especialmente en Marruecos y Argelia por el gas natural y Francia por la generación eléctrica. La incorporación de generaciones de energía renovable difícilmente acabe con estas necesidades, pero si ayude a reducirlas, abaratando así el coste de la energía. No pue-

de conocerse con certeza la distribución del mix energético nacional en el futuro, pero si se analizan los aspectos mencionados anteriormente junto la gran aceptación social, puede concluirse que son indispensables para el mix energético español.

2 . ESTADO DEL ARTE

2.1 ENERGÍA SOLAR

La energía solar, es una energía renovable e inagotable proveniente de la radiación electromagnética emitida por el Sol. Esta energía surge en su núcleo a partir de las reacciones de hidrógeno por fusión nuclear. Actualmente, se puede aprovechar el calor y la luz que llega a la Tierra mediante tecnologías activas y pasivas. Las primeras incluyen colectores solares térmicos y paneles fotovoltaicos, lo cuales serán explicados con detalle más adelante. Las tecnologías pasivas hacen referencia a la utilización de técnicas como la orientación de edificios hacia el Sol.

Las ondas electromagnéticas se propagan sin la necesidad de un medio material, por ello dicha energía es capaz de atravesar el espacio. La frecuencia y longitud de onda tiene una gran importancia para determinar la cantidad de energía que transporta la onda electromagnética. La radiación emitida por el Sol llega a la atmósfera terrestre en forma de onda corta a una velocidad de 299.792 km/s. La reflexión causada por las nubes y la absorción debida a la capa de ozono junto al vapor de agua, debilitan la radiación que finalmente llega a la superficie [2]. Por lo general las placas solares fotovoltaicas actuales son capaces de captar la radiación solar con una longitud de onda de entre 400 y 1200 nm.

El aprovechamiento de la energía solar se remonta a los romanos, quienes utilizaron vidrio en las ventanas para atrapar el calor en sus hogares. Más adelante, a mediados del siglo XVIII durante la revolución industrial, se comienza a utilizar dicha energía para obtener vapor de agua utilizado para mover maquinaria.

2.1.1 *Efecto fotoeléctrico*

La energía solar fotovoltaica es electricidad obtenida a partir de radiación solar captada por placas fotovoltaicas a través del efecto fotoeléctrico. Este efecto, es hallado por el físico francés Edmond Becquerel en 1838. De forma empírica descubre como la incidencia de radiación solar sobre baterías galvánicas supone un aumento en la tensión. Este fenómeno no pudo ser explicado hasta 1905, año en el cual Albert Einstein obtiene el Premio Nobel de Física con la publicación del trasfondo del efecto fotoeléctrico propuesto por Heinrich Hertz en 1887. El artículo describe matemáticamente la relación entre la frecuencia de la luz y la emisión de electrones del cátodo iluminado de un metal.

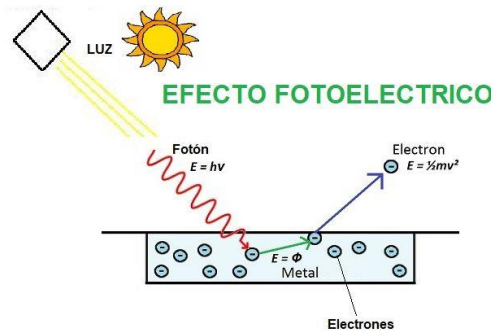


Ilustración 3 - Efecto fotoeléctrico

2.1.2 Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico consiste en el aprovechamiento de los electrones libres emitidos gracias al efecto fotoeléctrico. Gracias a la incidencia de la radiación solar sobre las placas fotovoltaicas se genera la liberación de electrones libres que serán utilizados para generar energía eléctrica.

La luz solar está compuesta por fotones y la energía transportada varía en función de la longitud de onda del espectro solar. No toda la radiación incidente en las placas fotovoltaicas es aprovechable. Por un lado, una parte es reflejada mientras la que es absorbida solo tiene un porcentaje aprovechable. Con la evolución de la tecnología fotovoltaica las placas cada vez son capaces de aprovechar mejor la radiación incidente, mejorando así el rendimiento de las instalaciones.

Una célula solar está compuesta por dos materiales semiconductores y un metal conductor. En un metal conductor los electrones de la última capa del átomo ocupan altos niveles de energía, de esta manera fluyen de forma libre facilitando la desanexión del enlace con el átomo. Estos niveles de energía son denominados banda de conducción (BC) y dentro de este conjunto de niveles energéticos existen algunos vacíos. Los niveles vacíos de la BC permiten que los electrones puedan saltar a ellos cuando se les aplica un campo eléctrico generando así una corriente eléctrica. El resto de los electrones se hayan en la denominada banda de valencia (BV).

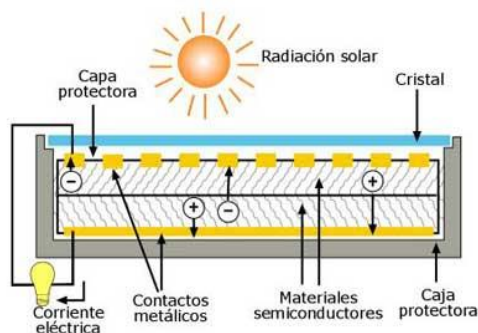


Ilustración 4 - Bandas de valencia y conducción

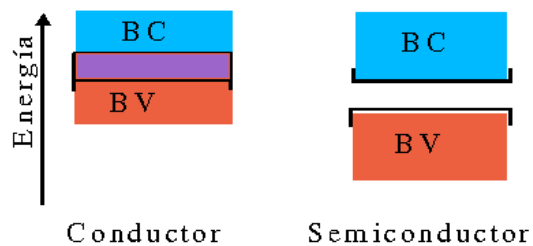


Ilustración 5 - Efecto fotovoltaico

En los materiales conductores la distancia entre la BC y la BV es cuasi nula, de modo que los electrones más energizados de la BC se encuentran también en la BV facilitando el flujo de electrones. Para los materiales semiconductores la distancia entre bandas no es nula, pero si muy pequeña. Gracias al reducido número de electrones en la BC y la energía absorbida de los fotones de luz los electrones de la BV son capaces de saltar a la BC. Finalmente, mediante un conductor se cierra el circuito permitiendo la circulación de corriente continua entre ambos lados de la placa fotovoltaica siendo el primer paso para la generación de electricidad. En la

Ilustración 5 puede observarse gráficamente el efecto fotovoltaico.

2.1.3 Radiación

La radiación solar incidente en la instalación conforma un parámetro clave para el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica. Dicho estudio será determinante para realizar la estimación de energía solar disponible y analizar el comportamiento de los diferentes componentes de la instalación. El estudio sobre la radiación estará compuesto por una componente determinista debida a la distancia del Sol a la Tierra y una componente estocástica debida a las predicciones de radiación sobre el terreno de la instalación.

En el contexto del análisis de la radiación resultarán habituales los términos de **irradiación** e **irradiancia**. Por un lado, la irradiación solar hace referencia a la cantidad de energía solar recibida en un periodo de tiempo, midiéndose habitualmente en Wh/m^2 o $Wh/m^2/dia$ para la irradiación a lo largo de un día. Por otro lado, la irradiancia solar corresponde a la potencia instantánea recibida midiéndose habitualmente en W/m^2 .

La irradiancia solar sobre una superficie perpendicular al Sol sobre el exterior de la atmósfera puede considerarse constante e igual a $1.367 W/m^2$. La irradiancia sobre la superficie terrestre está influida por el movimiento de rotación y traslación de la Tierra, y por el efecto de difusión de la atmósfera. Las variaciones temporales entre día/noche y verano/invierno están bien definidas, mientras que las debidas a la nubosidad se comportan con datos estocásticos que no pueden ser estimados con certeza a largo plazo.

2.2 COMPONENTES PRINCIPALES

2.2.1 *Módulo fotovoltaico*

El módulo fotovoltaico también conocido como panel solar es el elemento principal de la instalación. Su función consiste en captar la luz solar transformándola en corriente continua a través del efecto fotoeléctrico. Las placas solares se componen de varias células solares, el número dependerá de su tamaño. La tensión generada por cada célula tiende a tomar valores cercanos a 0,5V, que mediante la conexión oportuna logra generar en cada placa alrededor de 12 V y 0,5 A.

El silicio es el material semiconductor más utilizado en la actualidad. En su corteza se pueden hallar catorce electrones, cuatro de ellos en la última capa de valencia. La incidencia de fotones solares aporta la suficiente energía para impulsar los electrones desde la BV hasta la BC. La problemática principal es la durabilidad de los electrones en la BC, que retornan rápidamente a la BV. Para mejorar el flujo de electrones entre bandas se añaden impurezas de galio, antimonio o fósforo a los módulos de silicio. Este proceso es denominado como dopaje y es uno de los aspectos claves para desarrollar un flujo de corriente continua en los módulos fotovoltaicos.

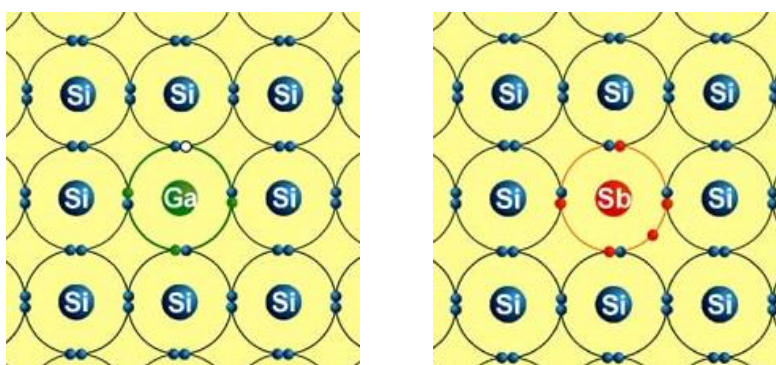


Ilustración 6 - Silicio tipo-P y tipo-N

Existen dos tipos de dopaje en la fabricación de las placas solares. Para el primer caso, el elemento añadido al silicio tiene cinco electrones en la capa de mayor energía, de forma que cuatro de ellos forman enlaces con el silicio colindante dejando un electrón libre cerca de la BC. De esta manera se mejoran las cualidades conductivas del silicio, creado silicio tipo-N (negativo). En el lado opuesto, se le añade al silicio materiales con tres electrones en la última capa de valencia, dejando un enlace libre y creando así silicio tipo-P (positivo). En el caso del silicio tipo-N un material muy común es el antimonio y en el silicio tipo-P en galio.

Las células solares están construidas con Si tipo-N en la cara superior y con Si tipo-P en la cara inferior. La incidencia de radiación solar en la parte superior libera electrones libres en la

BC del cátodo, lo que genera una carencia de electrones en la cara inferior del Silicio tipo-N. Esto provoca que los electrones del Silicio tipo-P se acumulen en la parte superior generando así huecos libres en la parte inferior. La polarización de los electrones genera una diferencia de potencial en la unión NP que es aprovechada mediante la unión de un conductor entre ambas caras. De tal modo se crea un circuito cerrado por el cual circula una corriente eléctrica. La diferencia de potencial y la generación de corriente mediante un conductor aparece representado en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

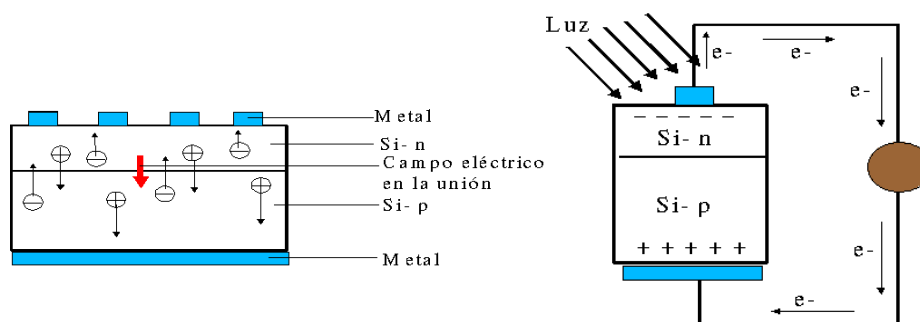


Ilustración 7. Diferencia de potencial y Circuito cerrado

Las células solares de Silicio pueden ser clasificadas según tres modelos, con las pertinentes diferencias en cuanto características y precios. Estos modelos son los paneles de Silicio monocristalino, policristalino y amorfo. Más adelante serán comparados los distintos rendimientos que presentan cada tipo de modelo, aunque los valores reales serán determinados por varias condiciones, como las climatológica, la franja longitudinal (radiación incidente) de la instalación o la marca del componente.

Silicio monocristalino

Actualmente forman los paneles más eficientes del mercado, con buenas cualidades ante climas nublados y de temperatura no muy elevada. Esto se debe a que este tipo de panel tiene una mayor sensibilidad logrando absorber más radiación solar a bajas temperaturas.

Su fabricación se realiza en bloque llevando a cabo un enfriamiento lento y posteriormente se corta en finas laminas que constituirán la célula solar. Visualmente se diferencia del resto por tener células con los cantos redondeados de color negro. Las principales ventajas de este tipo de célula solar son la eficiencia del 13-17% y el mantenimiento de sus características a lo largo del tiempo.



Ilustración 8. Placa de silicio monocristalino

Silicio policristalino

Aunque en términos de calidad este tipo de célula se encuentra en el segundo puesto, son las más utilizadas actualmente. Esto se debe a que suministran la tensión idónea para instalaciones de consumos bajos, tienen una gran eficiencia y se reduce considerablemente el coste. Como punto a su favor las células policristalinas presentan una mayor resistencia ante sobrecalentamientos, lo que las hace idóneas para climas cálidos.

Su fabricación es llevada a cabo mediante la unión de diferentes cristales de Silicio y un enfriamiento rápido de forma artificial. Visualmente se diferencian por tener ángulos rectos en las células solares y ser de color azul oscuro. Las ventajas de este modelo ya han sido mencionadas y presentan una eficiencia que va del 11 al 15%.



Ilustración 9. Placa de silicio policristalino

Silicio amorfo

En último lugar nos encontramos los modelos de Silicio amorfo. Son los más baratos, pero con menor eficiencia y pueden ser una buena opción si quiere llevarse a cabo una instalación de muy baja potencia.

El espesor de este tipo de células puede llegar a ser 50 veces menos que las monocristalinas o policristalinas, lo que reduce considerablemente el coste de fabricación debido a la materia prima utilizada. Visualmente se diferencian de las cristalinas por ser de color negro homogéneo y no tener separación visible entre células. En comparación a las células cristalinas convencionales presentan un mejor comportamiento en climas cálidos gracias a que son capaces de captar más radiación difusa. La eficiencia de estas células está alrededor del 6-8%.



Ilustración 10. Placa de silicio amorfo

2.2.2 Inversor solar

El inversor solar es el segundo componente más importante de una instalación fotovoltaica y está basado en la electrónica de potencia. La función principal es la transformación de corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna que alimenta la vivienda. Existen varios tipos de inversor, pero los de interés para instalaciones solares fotovoltaicas pueden dividirse en dos. Por un lado, están los inversores de conexión a red y por el otro los destinados al autoconsumo. Aquellos que son de conexión a red deben asegurar determinados parámetros de calidad en la corriente inyectada a la red y acostumbran a tener una mayor potencia nominal. Los inversores acostumbran a tener un rendimiento bastante elevado (superior al 95%).

Analizando el funcionamiento de los inversores podemos distinguir principalmente entre tres tipos: Inversores de onda cuadrada, inversores de onda sinusoidal. Todos los inversores se basan en una serie de interruptores que conmutan para acabar generando una tensión y corriente alterna. Lo que varía entre unos y otros es la manera de conmutar y su esquema electrónico.

Inversor de onda cuadrada

Los inversores monofásicos de onda cuadrada están formados por cuatro interruptores y cada uno de ellos se basa en un transistor y un diodo en antiparalelo:

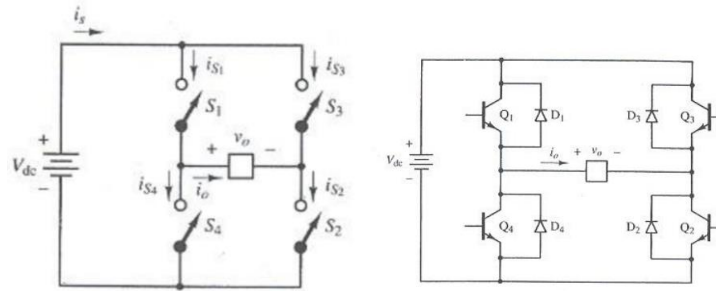


Ilustración 11. Circuito inversor de onda cuadrada

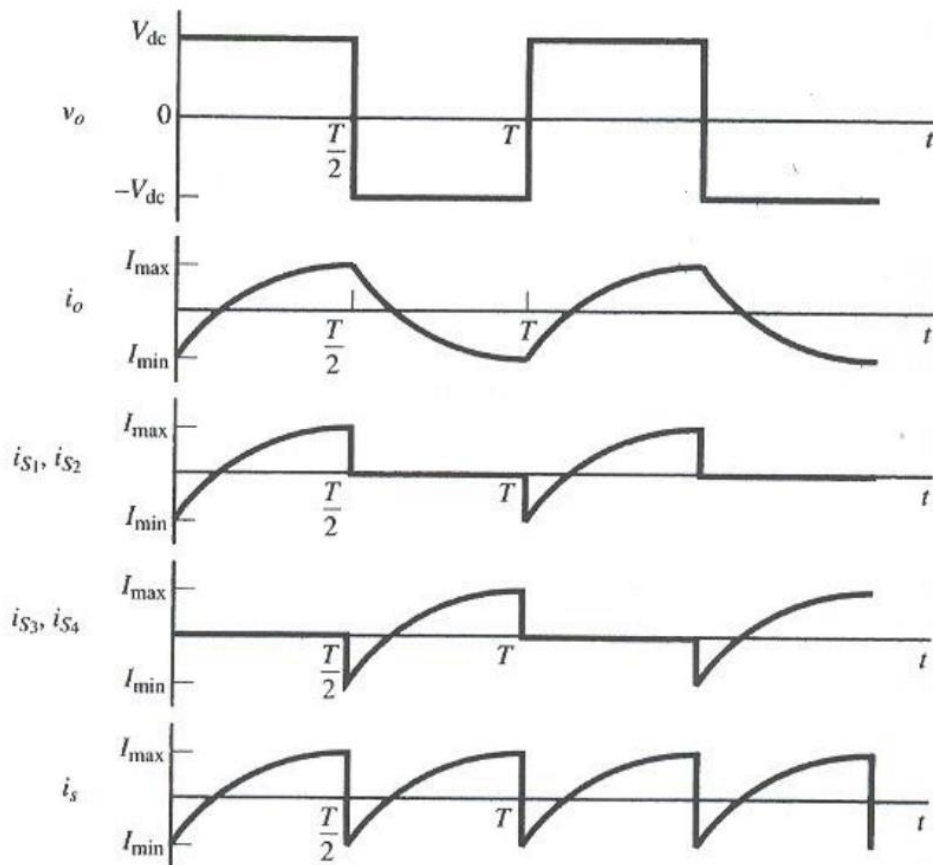


Ilustración 12. Tensión y corriente de entrada y salida del inversor de onda cuadrada

Se puede apreciar como la tensión de entrada sí que es continua pero la corriente no, esta presenta un pequeño rizado, pero por lo general no afectará a la instalación fotovoltaica. La tensión de salida con el nombre del inversor indica, se trata de una onda cuadrada y la corriente de salida es una senoidal perfecta. El principal inconveniente de este tipo de inversores es que la tensión de salida queda determinada por la corriente de entrada, por lo que no resultara de utilidad ya que los módulos solares no tienen una tensión constante si no que depende en gran medida de la temperatura de funcionamiento y otras variables. Por último, los armónicos generados por esta clase de inversor suelen ser mayores a los de onda sinusoidal.

Inversor de onda sinusoidal

Los inversores de onda sinusoidal siguen teniendo el mismo esquema, pero la conmutación de los interruptores es distinta:

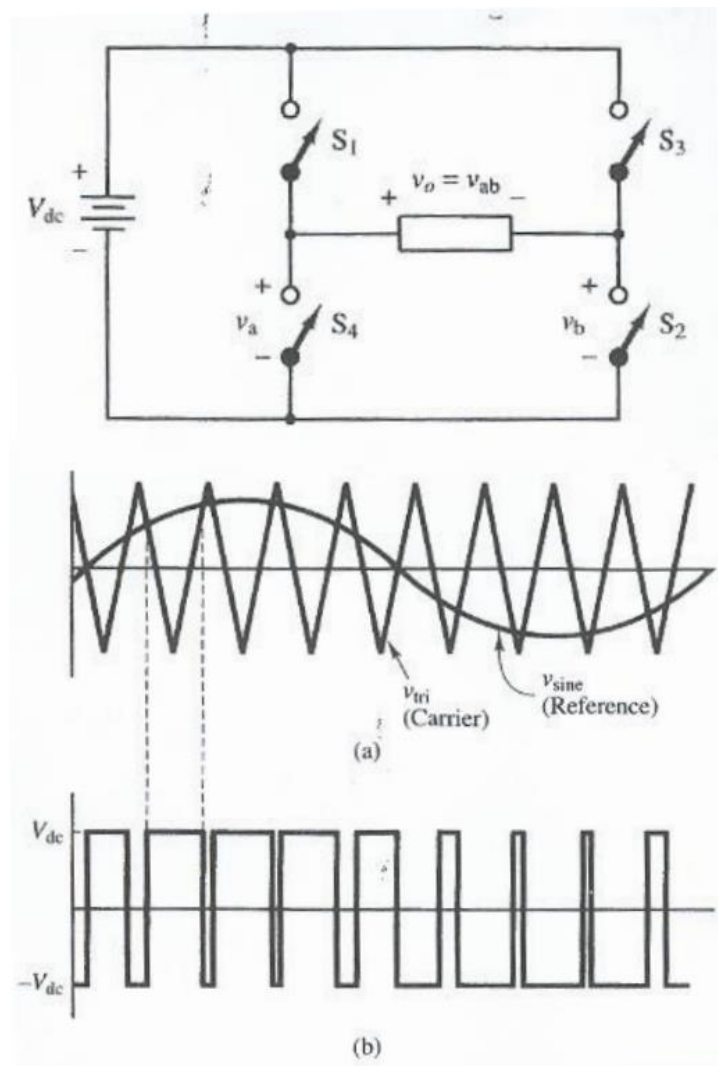


Ilustración 13. Tensión y corriente de entrada y salida del inversor PWM

La electrónica de estos inversores es la misma que la de los de onda cuadrada, pero la conmutación de los interruptores viene determinada por dos ondas, la onda portadora y la onda moduladora. Estos inversores permiten modular tanto la frecuencia como la tensión de salida a la vez que se reducen los armónicos de la corriente de salida.

2.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

En este apartado se analizará la evolución que ha tenido la energía solar fotovoltaica desde sus orígenes hasta la actualidad. Analizando su papel en el mix energético y la mejora de su rentabilidad a través de los años.

2.3.1 *Contexto nacional*

Uno de los mayores problemas energéticos en España es la gran dependencia de nuestros países vecinos, ya que las materias primas de energías fósiles como el carbón, el petróleo o el gas natural son casi inexistentes. Este problema, junto a ser uno de los países europeos con más horas de luz anuales convierte a la energía solar fotovoltaica como la alternativa idónea para avanzar hacia un modelo energético más independiente y sostenible.

La primera central solar fotovoltaica conectada a la red española fue instalada en 1984 por Iberdrola en San Agustín de Guadalix (Madrid). Esta instalación de tan solo 100 kW fue la única durante más de diez años. Lentamente se fueron inaugurando nuevos proyectos fotovoltaicos alrededor del país, algunos bastante relevantes. Como ejemplo, en 1994 se llevó a cabo la instalación de 1 MW en Toledo, siendo esta la más grande a nivel europeo hasta la fecha.

Con la publicación del *RD 2818/1998* se empiezan a establecer primas a la energía fotovoltaica inyectada a la red, apoyando así las iniciativas europeas y reconociendo la necesidad de potenciar dicha tecnología. La verdadera apertura al sistema eléctrico español no se dio hasta dos años más tarde con la publicación de *RD 1663/2000*, el cual establece las condiciones administrativas técnicas de las instalaciones solares fotovoltaicas.

Tres años después, el gobierno de José Luis Rodríguez Zapatero aprobó el *Real Decreto 661/2007* favoreciendo la rentabilidad de las energías limpias gracias al establecimiento de un marco retributivo. Este nuevo decreto situó la rentabilidad de retorno cerca del 7% lo que provocó que muchas empresas invirtieran en energía renovable. Se había establecido el objetivo de llegar a los 400 MW instalados para finales de 2010. Tres meses después de la implantación del *Real Decreto 661/2007* se alcanzó un 85% del objetivo y para finales de año se llegó a los 1.000 MW instalados. Al año siguiente España se convirtió en uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, alcanzando los 2973 MW, lo que supone siete veces más que el objetivo marcado para 2010.

Esta medida siguió implantada hasta el año 2010 momento en el que se recortan las primas debido al déficit del sector eléctrico junto a la crisis económica de 2008. Con la reforma del sector eléctrico de 2013 el gobierno de Mariano Rajoy redujo las primas que seguían vigentes hasta el 40%. Tal y como indica el Real Decreto-ley 1/2012, “Entre las medidas que se adoptaron en el año 2012 destacan, en primer lugar, el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la

supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos”, se anunció el fin de las compensaciones a las instalaciones de energía renovable posteriores a 2012 [J. del Estado, “Disposición 13645 del BOE núm. 310 de 2013,” 2013.].

Más adelante se aplica el *RD 900/2015*, más conocido como “El impuesto al sol”. Esta norma afectó al suministro y producción de energía eléctrica a partir de energía fotovoltaica destinada al autoconsumo. Dicho decreto introduce un estricto régimen regulatorio junto a la duplicación de los pagos por capacidad. Esta medida acabó afecto de manera directa a los autoconsumos, hundiendo a aquellos pequeños inversores que ya se había visto afectados por el RDL 1/2012. Todos estos detalles afectaron a la evolución de la potencia instalada hasta el 2018 cuando dicho impuesto fue derogado por el gobierno de Pedro Sánchez mediante Real Decreto-ley 15/2018.

Desde entonces la potencia instalada y energía generada ha ido creciendo, ganando cada vez más protagonismo en el mix energético nacional. La pandemia mundial ocasionada por el Covid-19 afectó al crecimiento en general de todas la renovables, aunque los objetivos de emisiones fijados para 2030 favorecen la instalación de más energía renovable.

A continuación, se muestran los datos de potencia instalada y energía generada desde el año 2008:

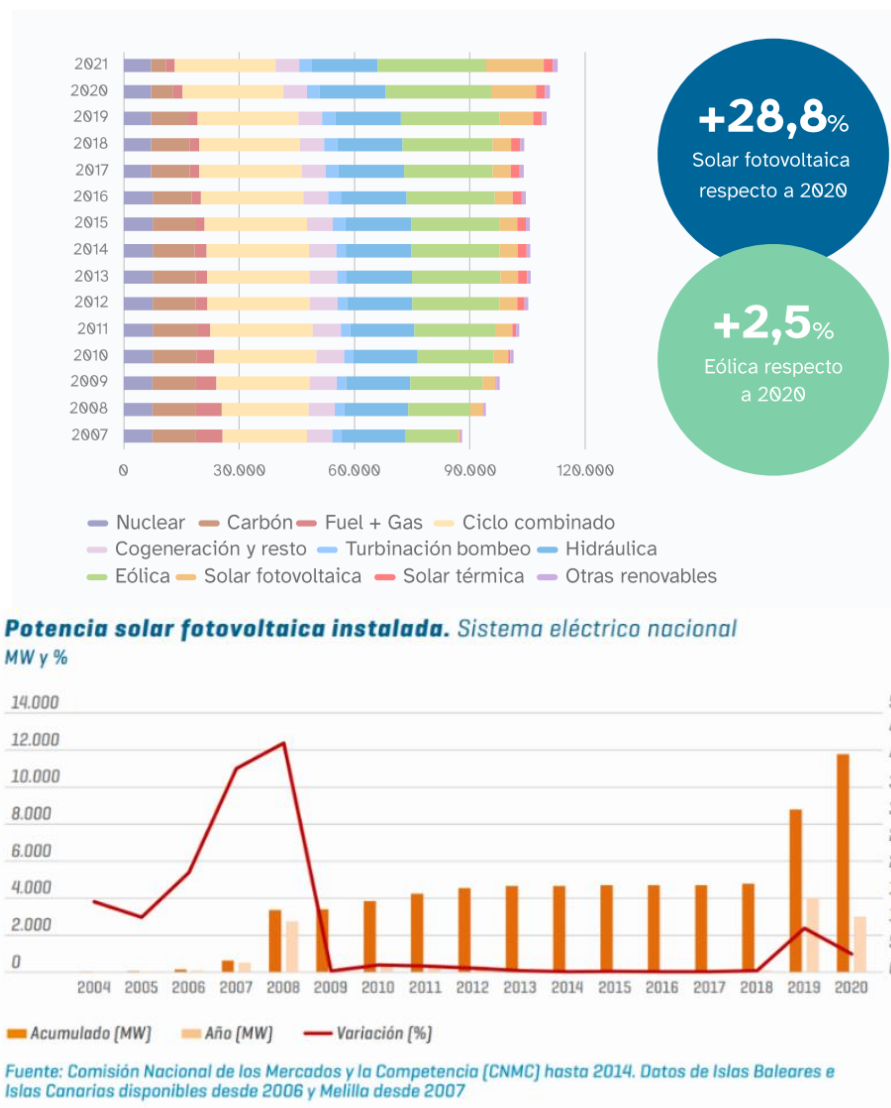


Ilustración 14. Evolución de la potencia instalada nacional total y solar fotovoltaica. Fuente: REE

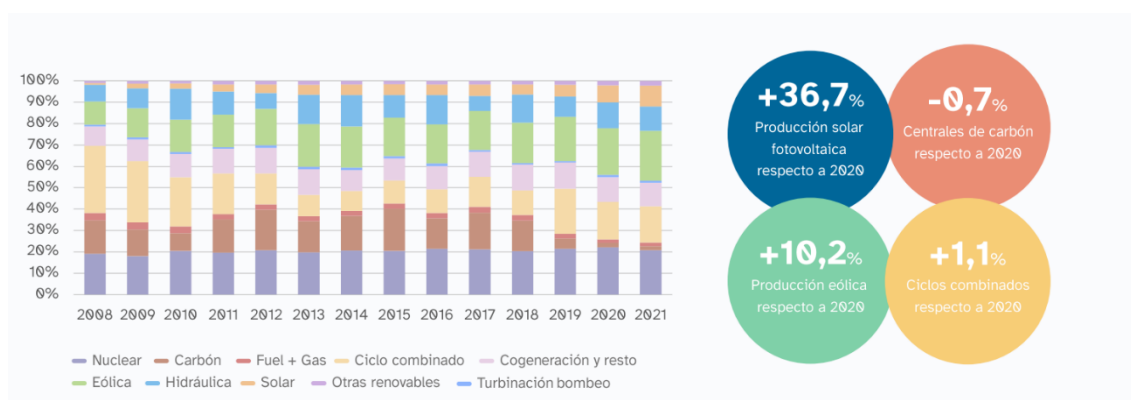


Ilustración 15. Evolución de la generación eléctrica nacional. Fuente: REE

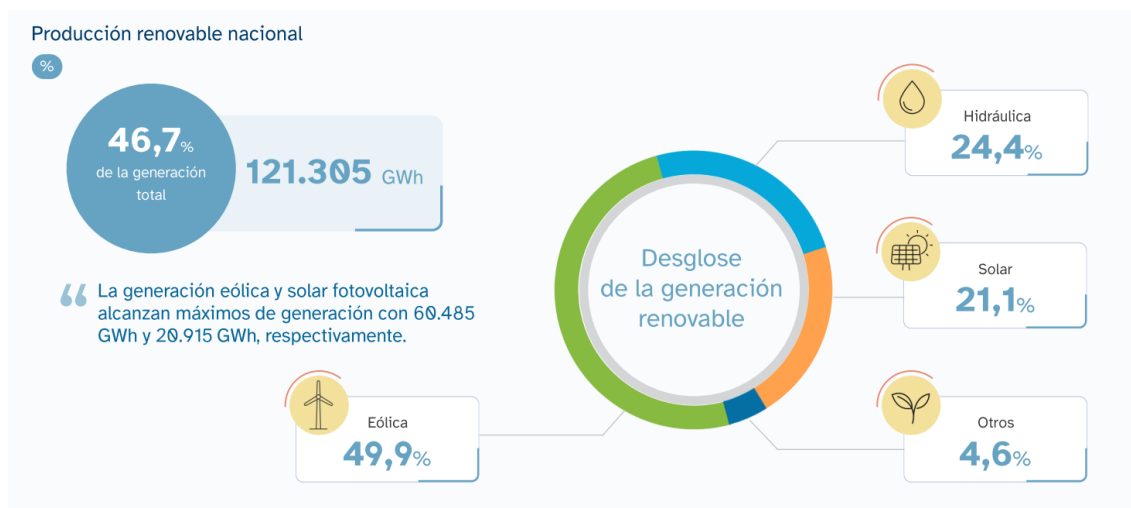


Ilustración 16. Producción de energía renovable durante 2021. Fuente: REE

2.3.2 Contexto internacional

La primera célula fotovoltaica fue creada por el inventor estadounidense Charles Fritts en 1883. Esta utilizaba selenio recubierto como semiconductor junto a una lámina de oro muy fina como conductor. La eficiencia de dicha placa rondaba el 1% y el coste de fabricación era demasiado elevado, lo que hacía inviable generar energía con este método.

Con el paso de los años fue mejorando la tecnología, pero la relación precio/vatio comparado con las centrales del momento seguía siendo desorbitado. La situación no mejoró hasta el año 1955, momento en el cual Estados Unidos realiza una inversión sin precedentes. Dicha inversión se debía al inicio de la carrera espacial en la que se encontraban Estados Unidos y la Unión Soviética. Todo surge a raíz de la necesidad de alimentar los primeros satélites espaciales y se acabó optando por dicha solución. En aquel momento la empresa Hoffman Electronic ofrecía células de 14 mV con un rendimiento del 3% que en tan solo un año logró mejorar hasta el 8%. En 1973 la primera estación espacial estadounidense (Skylab) contaba ya con 20 kW de potencia solar fotovoltaica instalada.

Las sucesivas crisis de petróleo en 1973 causadas junto a la revolución de Irán en 1979 crearon la necesidad de encontrar energías alternativas a las convencionales. Desde 1975 hasta el 2010 se han atravesado tres fases bien diferenciadas:

- Fase I: (1975-1985): El elevado precio del petróleo, junto a la divulgación de la conciencia ecológica que planteaba la necesidad de limitar las emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI). Durante estos años empezaron a aparecer los primeros huertos solares experimentales gracias a las ayudas estatales.
- Fase II: (1985-1995): El precio del petróleo volvió a la normalidad, lo que redujo el interés y las subvenciones en desarrollar nuevas formas de energía renovable. Du-

rante este periodo las inversiones en investigación y desarrollo corrieron a cargo de las grandes empresas.

- Fase III: (1995-Actualidad): El inicio del siglo XXI marco un cambio en la evolución de la energía fotovoltaica ante la premisa de llevar a cabo un desarrollo medioambiental sostenible. En 1997 se firmó el Protocolo de Kioto, con el objetivo de que los países más industrializados redujeran los GEI al 5,2% de los emitidos durante 1990. Este suceso supuso llevar a cabo múltiples inversiones en el sector de las energías renovables, entre ellos la incentivación por primas a los generadores de energía renovable. De esta forma los fabricantes pasaron a ser fabricantes específicos, que a lo largo del tiempo fueron lideradas por empresas asiáticas como *Jinko Solar*, *Trina Solar* o *Hanwha Q-Cells*.

2.4 ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED

Los componentes de una instalación fotovoltaica con conexión a red son muy similares a los de una instalación aislada, aunque en este caso se suprimen las baterías ya que no es necesario almacenar energía y el regulador de carga. La instalación se compone principalmente de los paneles solares, inversor, cuadro eléctrico, consumos y una caja de protección y medida. En primer lugar, los módulos fotovoltaicos transforman la energía solar en eléctrica. La corriente continua generada llega al inversor, donde se transforma en corriente alterna. La salida está conectada al cuadro eléctrico el cual suministra la energía a los consumos del hogar o los deriva a la red de distribución si se generan excedentes. En el caso de que la instalación no pueda suministrar toda la demanda, esta será abastecida por la red eléctrica.

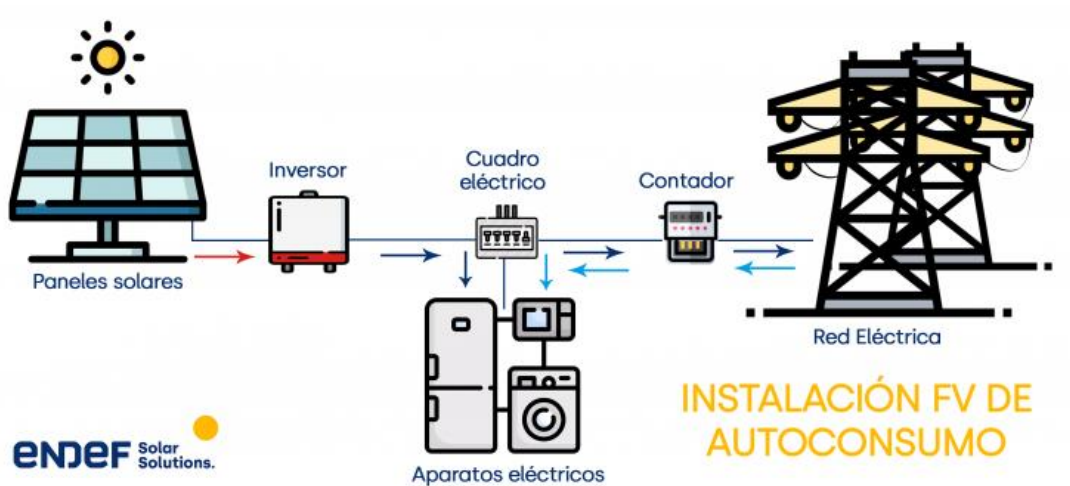


Ilustración 17. Esquema básico de una instalación fotovoltaica conectada a red

A continuación, se mostrará el esquema completo de una instalación fotovoltaica conectada a red. El funcionamiento principal sigue siendo el mismo, pero en él pueden apreciarse todos los componentes necesarios.

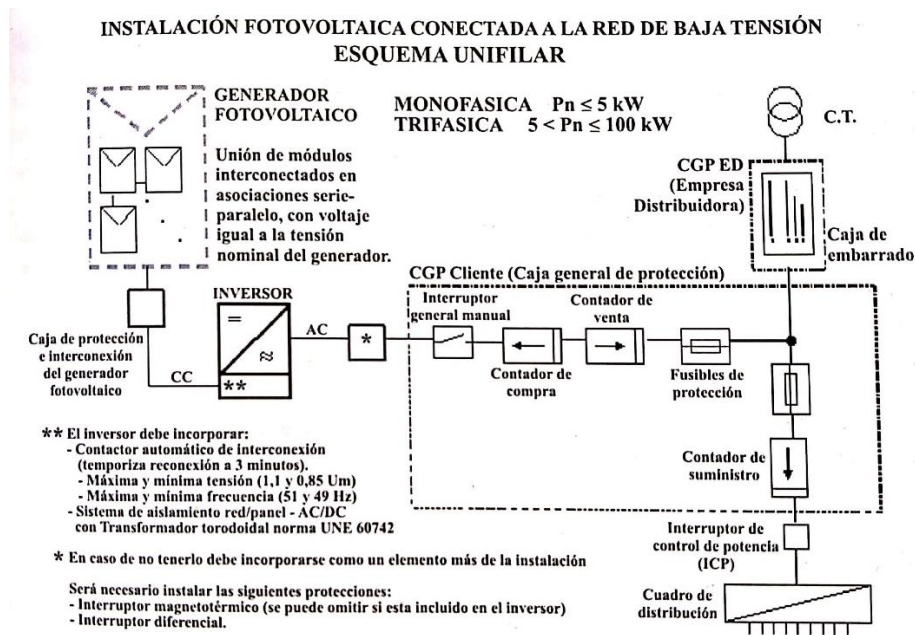


Ilustración 18. Esquema completo de una instalación fotovoltaica conectada a red

2.5 NORMATIVA DEL PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

En este capítulo se llevará a cabo una recopilación de la normativa específica que deberá cumplimentar la instalación, dejando de lado aquellos aspectos que no afectan a una instalación fotovoltaica conectada a red destinada al autoconsumo para una potencia inferior a 10 kW.

El diseño del generador fotovoltaico, el sistema de monitorización y la integración arquitectónica de la instalación seguirán las directrices del ***Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*** para instalaciones de energía solar fotovoltaica elaborada por el departamento de energía solar del IDAE y CENSOLAR [1]. La reglamentación pertinente será resumida a partir de dicho pliego de condiciones.

Generalidades

- El módulo fotovoltaico seleccionado debe incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006.
- Los módulos también deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos.
- Será aplicada la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
- Como la instalación contará con módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino deberá cumplir la norma UNE-EN 61215, la cual estipula la cualificación del diseño y homologación.
- Por último, como la instalación estará integrada en la edificación deberá cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988, la cual hace referencia a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas sobre los productos de construcción.[2]
- Todos los módulos de la instalación serán del mismo modelo, asegurando así una total compatibilidad entre ellos.

Orientación, inclinación y sombras

Siguiendo lo estipulado en el ***Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*** el cálculo de orientación e inclinación y sombras deberá cumplir los siguientes aspectos:

- Las pérdidas debidas la orientación y posibles sombras estarán limitadas a los valores especificados en la siguiente tabla. Con obligado cumplimiento sobre las tres siguientes condi-

ciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los valores óptimos estipulados.

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI + S)</i>
<i>General</i>	10%	10%	15%
<i>Superposición</i>	20%	15%	30%
<i>Integración arquitectónica</i>	40%	20%	50%

Tabla 8. Pérdidas estipuladas para OI, S y OI+S

- La memoria del proyecto deberá incluir una evaluación sobre dichas pérdidas que se adjuntará en su Anexo pertinente. Dicho análisis se realizará siguiendo los métodos de cálculo propuestos en los Anexos II y III del pliego de condiciones.
- Como la instalación contará con varias filas de módulos, deberá calcularse la distancia mínima entre ellas de acuerdo con el Anexo III del pliego de condiciones.

Generador fotovoltaico

El diseño del generador fotovoltaico deberá seguir lo establecido en el pliego de condiciones técnicas (PCT) mencionado anteriormente. Teniendo en cuenta dichos aspectos se seleccionará el módulo fotovoltaico para la instalación, seleccionando su orientación optima, calculando el número de módulos necesario y especificando la conexión entre ellos para alcanzar la tensión e intensidad adecuadas para el inversor.

Sistema de monitorización

Respecto al diseño del sistema de monitorización, el Pliego de condiciones mencionado anteriormente especifica los siguientes aspectos:

- El sistema de monitorización deberá proporcionar como mínimo las siguientes medidas:
 - Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
 - Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
 - Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
 - Temperatura ambiente en la sombra
 - Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
 - Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

- Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra “*Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A*”, Report EUR16338 EN.
 - El sistema de monitorización será fácilmente accesible.

Integración arquitectónica

Como la función de los módulos fotovoltaicos es meramente energética y no cumplen ninguna arquitectónica no será necesario especificar las condiciones de la construcción.

2.6 MARCO REGULATORIO Y PERMISOS REQUERIDOS

PARA INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

En la actualidad, el marco regulatorio de autoconsumo en España viene definido por Real Decreto 244/2019. En él se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, definía el autoconsumo como el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación provenientes de instalaciones de generación situadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía asociada a un consumidor y distinguía entre varias modalidades.

Más adelante, la publicación del Real Decreto-ley 15/2018 realiza una modificación profunda en la regulación del autoconsumo en España. Dicho real decreto-ley suprime todo tipo de cargos y peajes sobre el autoconsumo con el objetivo de que los consumidores, productores y la sociedad en su conjunto puedan beneficiarse de las ventajas que dicha actividad ofrece.

El impulso del autoconsumo llevado a cabo en el citado real decreto-ley se lleva a cabo mediante la reforma del artículo 9 de la ley 24/2013 con las siguientes modificaciones:

- Se realiza una nueva definición de autoconsumo, el cual se entiende como el consumo de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación próximas a las de consumo y asociadas a las mismas.
- Se reducen las modalidades de autoconsumo a dos: “Autoconsumo sin excedentes”, que en ningún momento puede verter energía a la red y “Autoconsumo con excedentes” siendo aquel que puede realizar vertidos de energía sobrante a las redes de distribución y transporte.
- Las instalaciones de autoconsumo sin excedentes quedan exentas para que los consumidores dispongan de permiso de acceso y conexión para consumo.
- Se habilita el desarrollo de mecanismos de compensación entre el déficit y el superávit de los consumidores acogidos al autoconsumo con excedentes para instalaciones de hasta 100 kW
- Se opta por disponer de un registro estatal de autoconsumo muy simplificado el cual tendrá fines estadísticos para evaluar si se está logrando la implantación deseada, computar los efectos de una generación renovable en los planes integrados de energía y clima.

A continuación, se entrará en detalle sobre la regulación de sistemas de autoconsumo con excedentes acogida a compensación ya que será el caso del proyecto diseñado. Para ello se analizará la regulación a partir de la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo de IDEA de junio de 2022.

El consumidor utilizará la energía procedente de la instalación cuando la necesite, pudiendo comprar energía de la red si la generada por el sistema de autoconsumo es insuficiente para

abastecer el consumo eléctrico. Cuando la energía generada sea superior a la consumida, esta puede suministrarse a la red recibiendo una compensación del coste de la energía comprada en la red sin llegar en ningún caso a un saldo total negativo. Los periodos de facturación serán mensuales y el precio de la energía vertida a la red podrá ser el precio medio del mercado horario menos el coste de los desvíos (para consumidores PVPC) o un precio fijo acordado con la comercializadora. Por otro lado, los consumidores podrán acogerse a ciertos beneficios como bonos sociales, peajes e impuestos en función de la comunidad autónoma donde proceda la instalación. En este capítulo se tratará exclusivamente los beneficios ofrecidos en las Islas Baleares ya que son los que cobran interés para este proyecto.

Para que una instalación de autoconsumo con excedentes pueda acogerse a compensación, deben cumplirse los requisitos y características expuestos a continuación:

- La fuente de energía debe ser de origen renovable.
- La potencia total de las instalaciones de producción asociadas debe no serán superiores a 100 kW.
- El consumidor debe haber suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
- El consumidor y productor deberán haber suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.
- La instalación de producción no puede estar sujeta a un régimen retributivo adicional o específico

Una vez clasificada la instalación según el tipo de autoconsumo la tramitación administrativa debe seguir los siguientes pasos:

Instalaciones en autoconsumo CON EXCEDENTES				
1. Diseño de la instalación				
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT		
Memoria técnica	Proyecto técnico	Proyecto técnico		
				Distribuidora
2. Permisos de acceso y conexión / Avals o garantías				
Siempre debe solicitarse el CAU				
Suelo urbano con dotaciones y servicios requeridos por la legislación		Otra tipología de suelo		
Permiso de acceso y conexión				
BT – P≤15 kW	BT – P>15 kW	AT	BT	AT
Exentas	Sí	Sí	Sí	Sí
Avals o garantías – 40 €/kW				
BT – P≤15 kW	BT – P>15 kW	AT	BT – P≤15 kW	BT – P>15 kW
Exentas	Sí	Sí	Exentas	Sí
Tramitación de acceso y conexión para aquellas instalaciones que lo precisen				
BT – P≤15 kW	BT – 15 kW<P<100kW	AT		
RD 1183/2020 - RD 1699/2011		RD 1183/2020 - RD 1955/2000 - RD 1699/2011		
				Admón. autonómica
3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública				
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT		
Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	Consultar CC.AA		
				Admón. autonómica
4. Autorización administrativa previa y de construcción				
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT		
Exentas	Sí	Sí		
				Admón. local
5. Licencia de obras				
Consultar la normativa particular del Ayuntamiento del emplazamiento elegido				
6. Ejecución de la instalación				
				Admón. autonómica
7. Inspección inicial e inspecciones periódicas				
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT		
Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	Consultar CC.AA		
				Admón. autonómica
8. Certificados de instalación y/o certificados fin de obra				
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT		
Certificado instalación	Certificado instalación Certificado fin de obra	Documentación puesta en servicio AT según el Reglamento AT		
				Admón. autonómica
9. Autorización explotación				
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT		
No necesita trámite Certificado instalación	Sí - Consultar CC.AA	Sí - Consultar CC.AA		
				Distribuidora o Comercializadora
10. Contrato de acceso y contrato de suministro del consumidor -				
BT – P<100 kW	BT – P≥100 kW	AT		
Distribuidora modifica contrato de acceso con información de las CC.AA	Consumidor solicita cambio del contrato de acceso	Consumidor solicita cambio del contrato de acceso		
En todos los casos, debe modificarse el contrato de suministro del consumidor con su comercializadora para reflejar la modalidad de autoconsumo elegida				
				Distribuidora o Comercializadora
11. Contrato de suministro de energía servicios auxiliares				
Obligatorio salvo los casos donde los servicios auxiliares se consideren despreciables.				
Se pueden unificar con el contrato de consumo en ciertos casos				

12. Licencia de actividad			Admón. local
Acogidas a COMPENSACIÓN		Exentas. Consultar normativa Ayuntamiento	
No acogidas a COMPENSACIÓN		Sí. Consultar normativa Ayuntamiento	Distribuidora o Comercializadora
13. Acuerdo de reparto y Contrato compensación excedentes			
Individuales	Acogidas a COMPENSACIÓN	Contrato de compensación de excedentes	
	No acogidas a COMPENSACIÓN	No aplica	
Colectivas	Acogidas a COMPENSACIÓN	Acuerdo de reparto + Contrato compensación	
	No acogidas a COMPENSACIÓN	Acuerdo de reparto	
14. Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo			Admón. autonómica
BT – P<100 kW	BT – P≥100 kW	AT	
Trámite de oficio en las CC.AA. donde exista	Sí, si existe	Sí, si existe	
15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Trámite de oficio realizado a través de las CC.AA., que enviarán la información al Ministerio por vía telemática			
16. Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE)			Admón. autonómica
Acogidas a COMPENSACIÓN		No aplica	
No acogidas a COMPENSACIÓN		Sí. Para P≤100 kW no es obligatorio.	
17. Contrato de representación en mercado			Comercializadora
Acogidas a COMPENSACIÓN		No aplica	
No acogidas a COMPENSACIÓN		Sí.	
18. Notificaciones Operacionales			Gestor de red
SIN excedentes		Exentas	
CON excedentes < 15kW			
CON excedentes (resto)		Sí.	

Tabla 9. Tramitación para una instalación destinada al autoconsumo con excedentes acogido a compensación. Fuente: IDEA

3 . DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA CONECTADO A RED

3.1 COMPONENTES SELECCIONADOS

3.1.1 *Módulo solar fotovoltaico*

El módulo seleccionado para la instalación ha sido **Panel solar SunPower MAXEON 3 400 W**. Se trata de un módulo monocristalino compuesto por 112 células solares con unas dimensiones de 1812 x 1046 x 40 mm. La selección de dicho módulo se ha debido principalmente por ser el panel más eficiente del mercado actual (22,6%) y el más fiable según PVEL PV Module Reliability Scorecard de 2021. A continuación, en la Fig.1 se adjunta una imagen del panel solar escogido:

Los parámetros relevantes para el diseño del generador fotovoltaico son los siguientes:

- Potencia nominal (P_{Mnom}): 400 W.
- Potencia de pico (P_{MP}): 420 W.
- Tensión nominal (V_{MP}): 65,8 V.
- Intensidad nominal (I_{MP}): 6,08 A.
- Tensión de circuito abierto (V_{OC}): 75,6 V.
- Intensidad de cortocircuito (I_{SC}): 6,58 A.
- Fusible de serie máxima: 20 A.
- Máx. tensión del sistema: 1000 V IEC.
- Coef. potencia-temperatura: $-0,27\% / ^\circ\text{C}$.
- Coef. tensión-temperatura: $-0,236\% / ^\circ\text{C}$.
- Coef. intensidad-temperatura: $0,058\% / ^\circ\text{C}$.

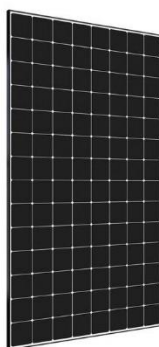


Fig. 1. Panel solar SunPower MAXEON 3 400 W

La ficha técnica completa de los paneles se puede ver en el anexo pertinente.

3.1.2 Inversor

La selección del inversor se ha realizado una vez conocida la potencia pico mínima del generador fotovoltaico para cubrir la demanda bajo condiciones STC.

Para la instalación que cubre el 100% de la demanda se ha seleccionado el **CSI-12K-T400GL01-E** de Canadian Solar. Los parámetros relevantes del inversor para el diseño de la instalación teniendo en cuenta las protecciones necesarias que se elegirán más adelante son los siguientes:

- Entrada (CC):
 - Potencia máxima del generador FV: 14,5 kWp.
 - Rango de tensión MPP: 160-850 V.
 - Tensión máxima de CC: 1000 V.
 - Número de MPP Trackers: 2
 - Corriente máxima nominal: 22 A para cada una de las dos entradas MPPT.
 - Corriente máxima de cortocircuito: 34,3 A para cada una de las dos entradas MPPT.
- Salida (CA):
 - Potencia nominal: 12 kW.
 - Máxima potencia de salida: 13,2 kW.
 - Corriente máxima nominal: 18,2 A/17,3A.
 - Corriente máxima: 19,1
 - Rango de voltaje de la red: 220/380 V_{AC} , 230/400 V_{AC} .
 - Frecuencia nominal de la red: 45-55Hz / 55-65 Hz.
 - Rendimiento máximo: 98.7%.
 - Rendimiento EU: 98,1%.
 - Grado de protección: IP65.
 - Intervalo de temperatura ambiente: -25 ... +60°C.



Ilustración 19. Inversor CSI-12K-T400GL01-E.

La ficha técnica completa del inversor se puede ver en el anexo pertinente.

3.1.3 Estructura y fijación de los módulos fotovoltaicos

Para reducir los costes de instalación se ha diseñado la instalación con una inclinación típica de 30° y no la óptima. El kit de estructura seleccionado ha sido el de estructura para soporte inclinado a 15° o a 30° **Sunfer 10V1**. Las características principales de la estructura de soporte son las siguientes:

- Soporte inclinado para cubierta de chapa metálica o subestructura.
- Anclaje a correas.
- Soporte premontado.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Medidas máximas de los paneles: 1800 x 1150mm.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Kits disponibles de 1 hasta 6 módulos.
- Inclinación estándar 15° y 30°.
- Viento: Hasta 150 km/h.
- Materiales:
 - Perfilaría de aluminio EN AW 6005A T6
 - Tornillería de acero inoxidable A2-70
- Fijación: Correa metálica. Teja/Tablero de hormigón.

Las medidas del panel **MAXEON 3 400 W** seleccionado cumple con los tamaños máximos del soporte. Serán necesarios tantos soportes como paneles se seleccionen más adelante. El fabricante ofrece la opción de kits desde 1 hasta 6 módulos.



Ilustración 20. Estructura Sunfer 10V1

La ficha técnica completa se puede ver en el pliego de condiciones.

3.2 EMPLAZAMIENTO

El proyecto propuesto se llevará a cabo en la cubierta de una vivienda unifamiliar ubicada en la localidad de Magaluf, municipio de Calviá en la Comunidad Autónoma de las Islas Baleares. A continuación, se adjuntan las coordenadas exactas de la vivienda junto con el mapa extraído de **Google Earth Pro**:

Latitud	39°30'17.64"N
Longitud	2°31'59.18"E
Altitud (m)	6

Tabla 10. Coordenadas de la instalación

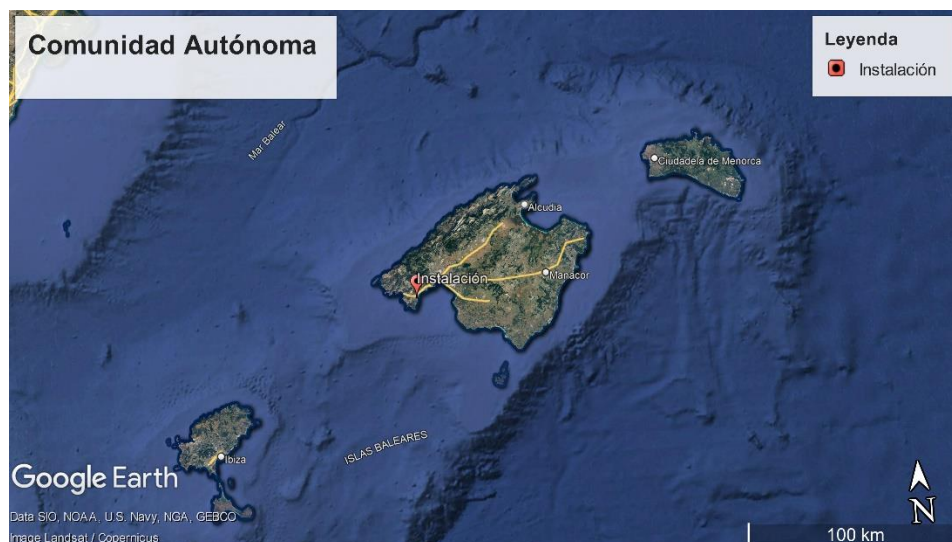


Ilustración 21. Comunidad Autónoma de las Islas Baleares

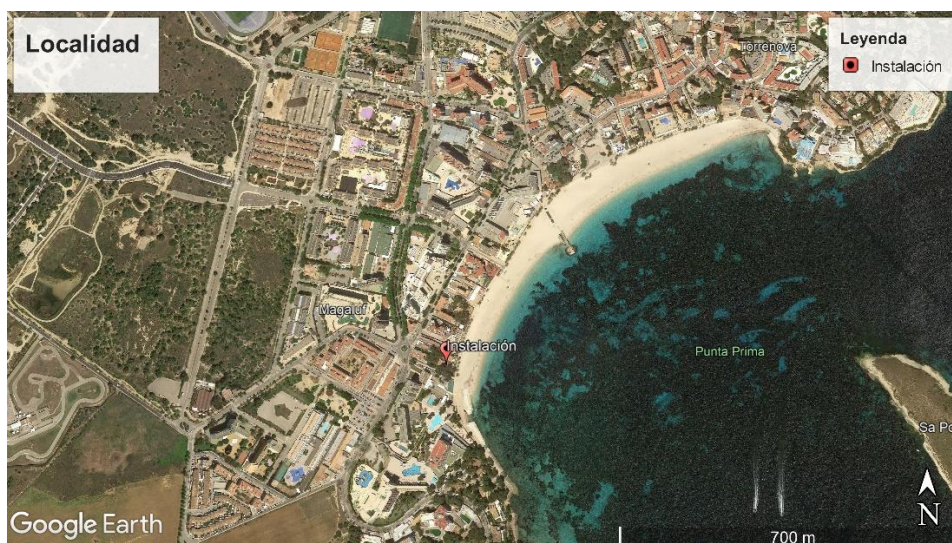


Ilustración 22. Localidad de Magaluf

El acceso a la vivienda para llevar a cabo la instalación se realizará desde Avda. Magaluf n
º 2, 07181 Calvià, Islas Baleares

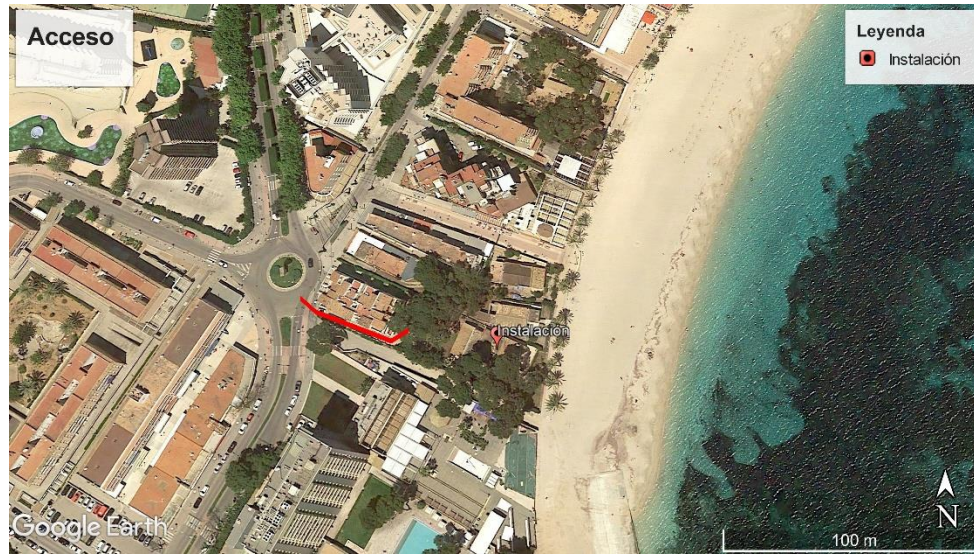


Ilustración 23. Acceso a la instalación

3.3 ANÁLISIS CLIMATOLÓGICO

En las Islas Baleares predomina un clima subtropical templado, característico por contar con inviernos suaves y veranos calurosos. Cabe destacar una humedad relativa muy elevada, que en ocasiones provoca sensaciones térmicas más extremas que las reflejadas en los datos recopilados a continuación. Durante el siguiente apartado se tratarán las variables climatológicas que afectan a la estimación del consumo de la vivienda, las características del diseño y su dimensionamiento.

3.3.1 *Temperatura*

Los datos meteorológicos utilizados son los registrados por la AEMET durante las últimas décadas. Para asemejarse lo mejor posible a las condiciones venideras durante la vida útil de la instalación se analizarán las temperaturas diarias del último periodo anual (2021-2022).

El registro de datos ha sido recopilado desde el Puerto de Palma de Mallorca, siendo esta la base de datos más cercana al emplazamiento de la instalación. A continuación, se adjunta la ubicación exacta.



Figura 1. Distancia desde la base de datos a la instalación

Base de datos	Puerto, Palma
Latitud	39° 33' 15" N
Longitud	2° 37' 31" E
Altitud (m)	3
Distancia a la instalación	9,70 km

La temperatura es un parámetro de gran interés, que será considerada tanto para la estimación del consumo como en el diseño de la instalación, debido a la alta correlación con el rendimiento. Para ello se han seleccionado los siguientes datos extraídos durante el periodo de 1980-2010 desde la base de datos ya mencionada.

	<i>T</i>	<i>T_{máxima}</i>	<i>T_{mínima}</i>	<i>H</i>	<i>DD</i>	<i>I</i>
<i>Enero</i>	11,9	15,4	8,3	73	4,1	167
<i>Febrero</i>	11,9	15,5	8,4	72	3,4	170
<i>Marzo</i>	13,4	17,2	9,6	70	4,1	205
<i>Abril</i>	15,5	19,2	11,7	68	4,1	237
<i>Mayo</i>	18,8	22,5	15,1	69	5,1	284
<i>Junio</i>	22,7	26,5	18,9	69	8,9	315
<i>Julio</i>	25,7	29,4	21,9	68	16,2	346
<i>Agosto</i>	26,2	29,8	22,5	70	11	316
<i>Septiembre</i>	23,5	27,1	19,9	72	4,9	226
<i>Octubre</i>	20,2	23,7	16,6	74	3,3	205
<i>Noviembre</i>	15,8	19,3	12,3	74	3	161
<i>Diciembre</i>	13,1	16,5	9,7	74	4	151
<i>Año</i>	18,2	21,8	14,6	71	71,6	2779

Tabla 12- Datos recopilados durante el periodo 1981-2010 por AEMET

Leyenda:

T: Temperatura media mensual/anual (°C).

T_{max}: Media mensual/anual de las temperaturas máximas diarias (°C).

T_{min}: Media mensual/anual de las temperaturas mínimas diarias (°C).

H: Humedad relativa media (%).

DD: Número medio mensual/anual de días despejados.

I: Número medio mensual/anual de horas de sol

Durante el último año la temperatura ha seguido la tendencia analizada, aunque los valores han sido un poco superiores como puede apreciarse en las siguientes gráficas de cada estación.

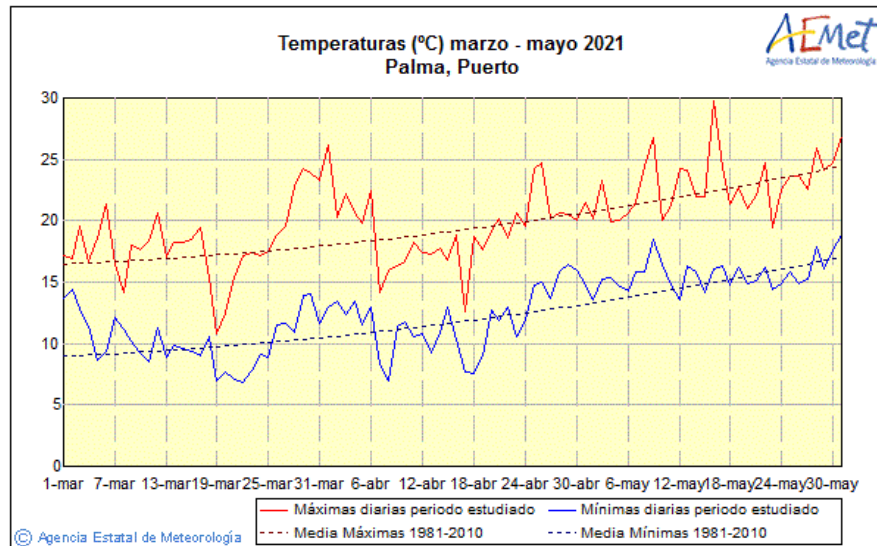


Figura 2- Temperatura diaria durante la primavera de 2021

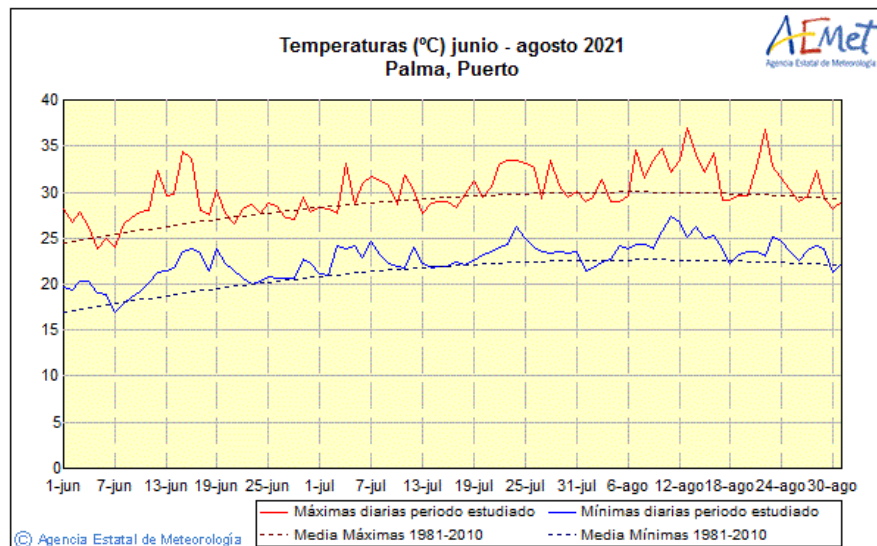


Figura 3- Temperatura diaria durante el verano 2021

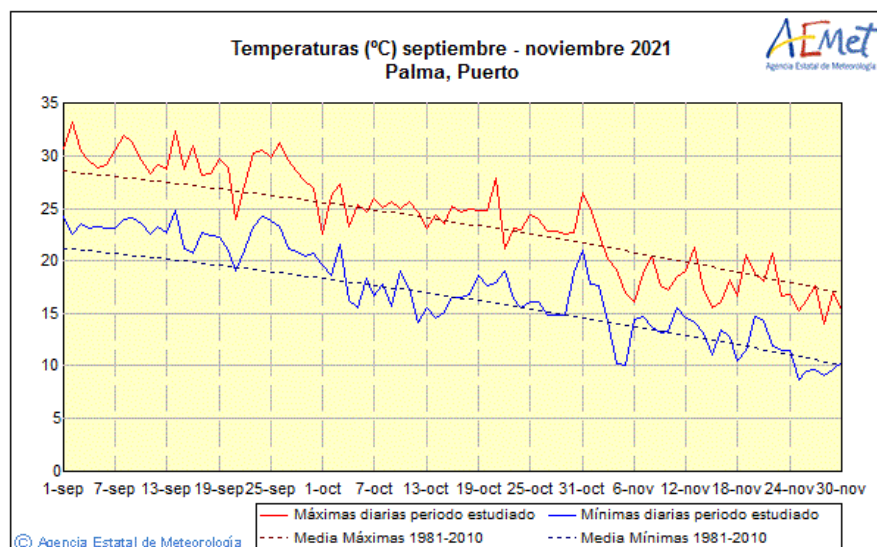


Figura 4- Temperatura diaria durante el otoño 2021

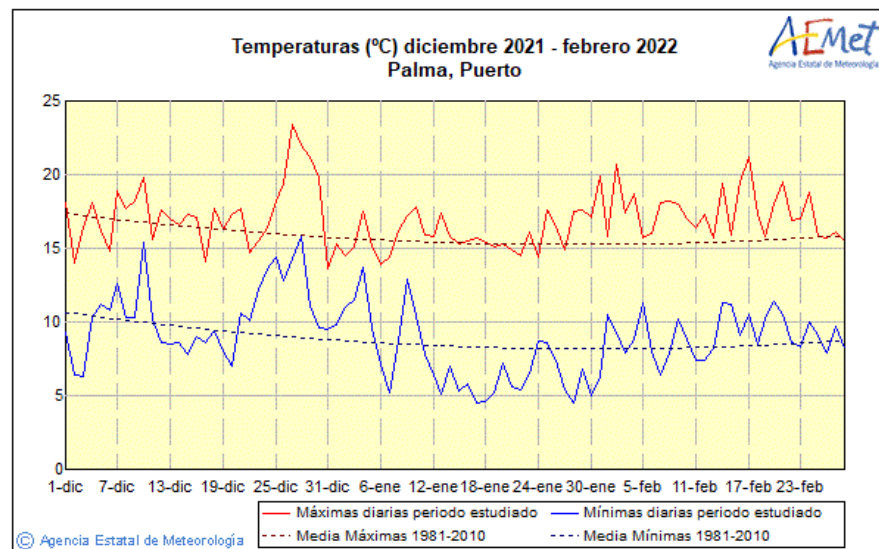


Figura 5- Temperatura diaria durante el invierno de 2021-2022

Los datos recogidos serán analizados en profundidad durante los próximos capítulos en base al enfoque requerido para cada ocasión. Cobrará relevancia durante la simulación de la instalación mediante **PVSyst**, debido a su alta correlación con el rendimiento de los paneles fotovoltaicos.

3.3.2 Irradiancia

El dimensionamiento de la instalación estará determinado por la irradiancia incidente en el área de instalación. Para ajustar el tamaño de la instalación se analizará el mayor número de datos posibles. Para ellos se ha recopilado los datos de irradiancia horaria media de cada mes de la base de datos **PVGIS-SARAH2** para una inclinación de 30° y una orientación de 0° (Sur)

	<i>Enero</i>	<i>Febrero</i>	<i>Marzo</i>	<i>Abril</i>	<i>Mayo</i>	<i>Junio</i>	<i>Julio</i>	<i>Agosto</i>	<i>Septiembre</i>	<i>Octubre</i>	<i>Noviembre</i>	<i>Diciembre</i>
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,05	22,65	35,82	24,24	1,36	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	0,00	8,52	74,16	125,51	136,88	118,74	87,81	54,57	7,37	0,00	0,00
8:00	0,00	53,14	160,69	245,36	293,70	316,48	302,98	271,19	234,77	184,90	87,54	0,53
9:00	210,05	252,25	356,77	435,45	488,28	501,82	504,11	476,58	439,14	379,76	277,36	220,04
10:00	373,14	432,27	533,51	620,53	653,27	672,31	686,25	662,75	612,92	534,57	422,39	388,18
11:00	518,72	572,95	674,25	737,06	771,15	816,65	827,08	805,70	744,89	657,27	544,71	507,08
12:00	580,31	653,14	771,65	823,43	847,64	896,38	912,03	897,73	812,52	723,55	610,51	576,97
13:00	595,56	655,44	770,27	820,28	858,56	905,23	931,44	907,79	816,87	711,61	590,78	582,69
14:00	557,16	643,57	736,56	783,22	799,24	865,50	882,17	869,12	759,48	642,54	537,49	530,44
15:00	478,19	542,54	639,39	660,78	699,99	751,30	772,58	744,19	631,57	518,50	417,75	416,51
16:00	328,00	400,39	481,35	506,33	552,85	593,18	622,33	585,53	471,27	356,10	270,02	270,83
17:00	141,70	235,86	293,04	320,76	363,10	400,61	422,48	384,43	277,87	162,46	68,95	28,39
18:00	0,00	22,18	102,04	139,69	168,90	205,54	217,84	180,41	87,57	4,34	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	9,43	38,71	58,73	51,84	29,34	0,26	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,85	0,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 13. Irradiancia global media diaria por horas W/m2 (30°). Fuente: PVGIS-SARAH2

3.4 ANÁLISIS ENERGÉTICO DEL CONSUMO

En el próximo apartado se recopilarán los consumos energéticos del último periodo anual (2021) solicitados a la distribuidora *E-Distribución*. Los datos recopilados se componen por datos medidos y datos estimados, esto supondrá que algunas de las estimaciones no sean acertadas y se reflejen en las gráficas de consumo por tramo horario que se adjuntaran más adelante. Tras dicho análisis se estimará la previsión del consumo energético en la vivienda. Un correcto análisis del consumo de la vivienda será crucial para dimensionar toda la instalación.

3.4.1 *Coste de potencia y energía contratada*

La vivienda se acoge a la *tarifa de acceso 2.0TD* con *Tarifa One Luz 3 Periodos* de Endesa, la cual divide los precios según tres tramos horarios (Punta, valle, llano y dos potencias contratadas para los periodos de punta y valle, las cuales son de 8,8 kW. A continuación, se adjuntan los precios actuales de dichos tramos, los cuales se tomarán como referencia en el análisis económico para a la hora de dimensionar la instalación conocer el ahorro económico que supondrá la instalación fotovoltaica en función del tamaño de la instalación. De esta manera se dimensionará el tamaño de la instalación maximizando el ahorro total de la instalación, la cual no tiene por qué coincidir con una cobertura del 100% de la demanda eléctrica.

Potencia 	≤15 kW
Término potencia hora punta	 2,821801 €/kW
Término potencia hora valle	 0,666442 €/kW
Término de energía punta	 0,280614 €/kWh
Término de energía llano	 0,222682 €/kWh
Término de energía valle	 0,183170 €/kWh

Ilustración 24. Precios según tramo horario para tarifas inferiores a 15 kW

La discriminación horaria de tres tramos extraída de la tarifa ofertada por Endesa se distribuye de la siguiente manera:

- Horas valle: Son las horas más baratas y van desde las 00.00 hasta las 08.00 los días entre semana, y las 24 horas del día durante sábados, domingos y festivos nacionales.
- Horas llano: Son horas de precio moderado y van desde las 08.00 hasta las 10.00, desde las 14.00 hasta las 18.00 y desde las 22.00 a las 00.00.

- Horas punta: Son las horas menos baratas y en las que tienes que intentar no consumir mucha electricidad. Van desde las 10.00 hasta las 14.00 y desde las 18.00 hasta las 22.00.

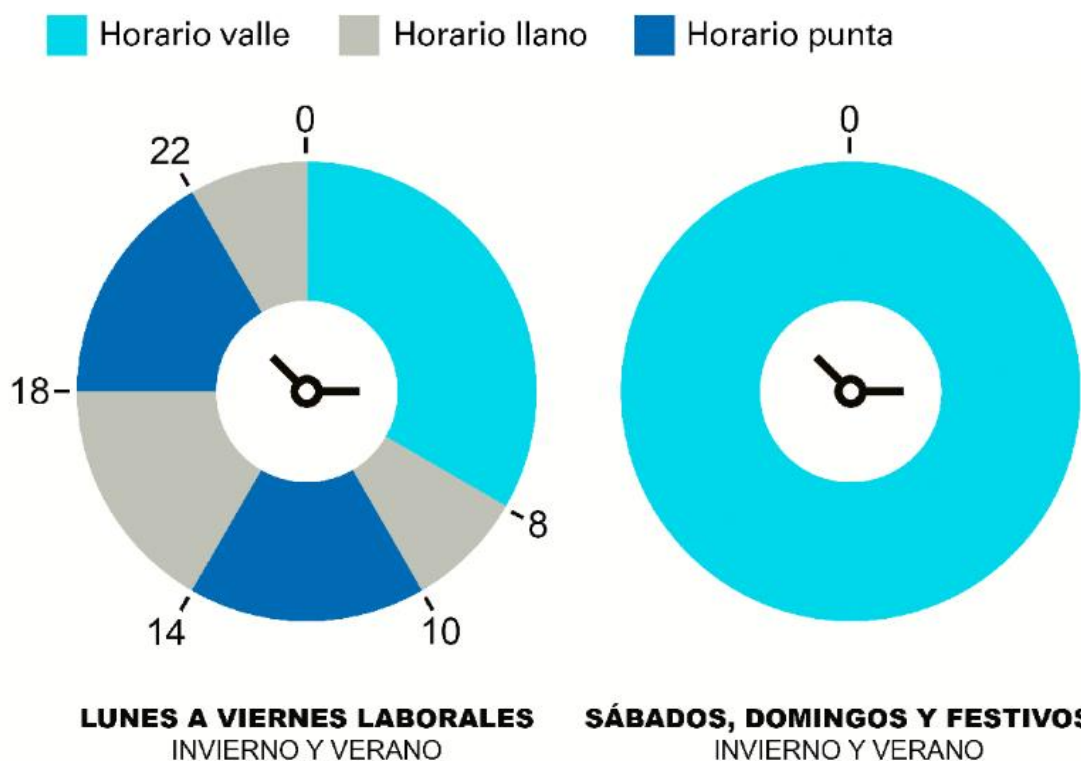


Ilustración 25. Término de energía

Cabe destacar que sólo se tendrá en cuenta el precio de la energía consumida, la potencia instalada y el precio de compensación de energía inyectada a la red (0,05 €/kWh) para dimensionar la instalación, pero el resto energéticos previos y posteriores a la instalación se analizarán en profundidad en el capítulo pertinente.

Para estimar correctamente el ahorro energético se han tenido en cuenta a los diferentes precios de la energía según el tramo horario recién mencionados para todos los días del año, es decir se ha tenido en cuenta el coste real del consumo durante todas las horas del año. Para ello se ha multiplicado el coste según el tramo horario y día por el consumo en dicha hora. Esto será determinante a la hora de estimar el precio ya que no es lo mismo auto consumir energía durante las horas punta y consumir de la red durante las horas valle que viceversa.

3.4.2 Consumos recopilados

Los datos obtenidos de la distribuidora se componen de 8760 medidas o estimaciones del contador de cada hora durante el periodo anual de 2021 (ultimo registrado). Estos datos han sido divididos según el consumo diario medio de los días laborables y no laborables, ya que el

consumo varía considerablemente. Dichos perfiles de media diaria según el mes se resumen en las siguientes tablas y gráficas:

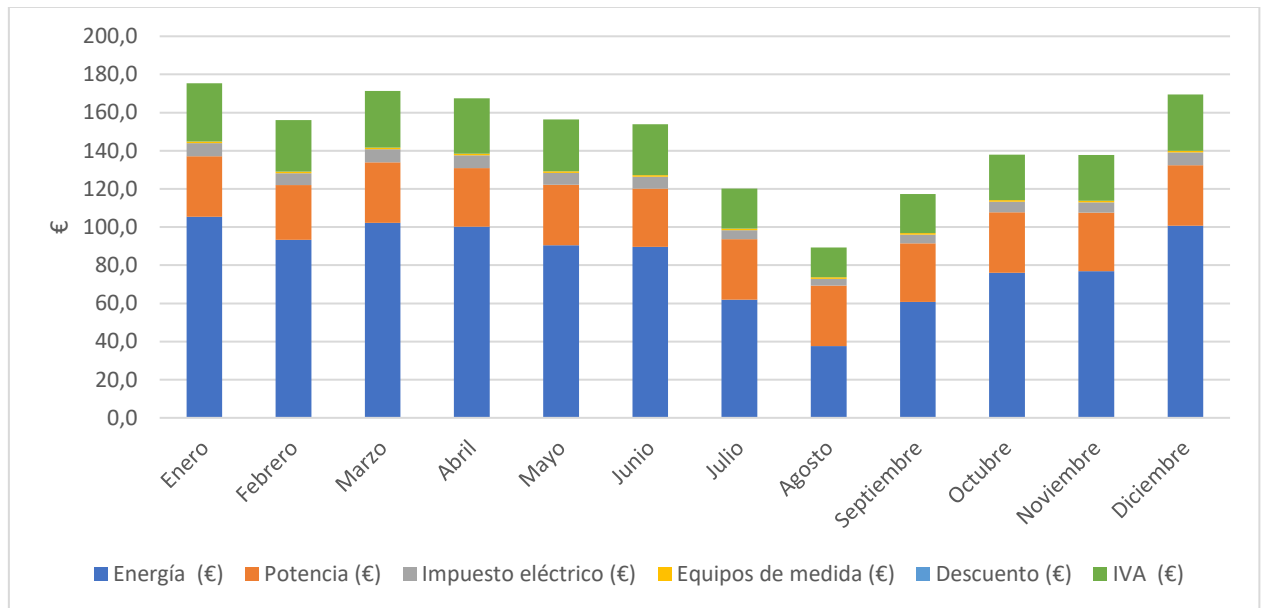


Ilustración 26. Factura eléctrica inicial

	<i>Enero</i>	<i>Febrero</i>	<i>Marzo</i>	<i>Abril</i>	<i>Mayo</i>	<i>Junio</i>	<i>Julio</i>	<i>Agosto</i>	<i>Septiembr</i>	<i>Octubre</i>	<i>Noviembre</i>	<i>Diciembre</i>	<i>Promedio</i>
<i>0:00</i>	0,43	0,45	0,37	0,40	0,38	0,44	0,45	0,21	0,30	0,37	0,32	0,42	0,38
<i>1:00</i>	0,23	0,21	0,20	0,20	0,18	0,24	0,41	0,19	0,23	0,22	0,18	0,22	0,23
<i>2:00</i>	0,18	0,14	0,15	0,16	0,17	0,20	0,35	0,22	0,19	0,17	0,15	0,16	0,19
<i>3:00</i>	0,15	0,12	0,15	0,15	0,15	0,18	0,32	0,24	0,17	0,16	0,14	0,15	0,17
<i>4:00</i>	0,13	0,12	0,14	0,14	0,14	0,18	0,29	0,22	0,16	0,17	0,15	0,14	0,17
<i>5:00</i>	0,13	0,13	0,14	0,15	0,16	0,18	0,27	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,16
<i>6:00</i>	0,13	0,12	0,15	0,15	0,15	0,18	0,26	0,17	0,17	0,15	0,15	0,14	0,16
<i>7:00</i>	0,40	0,38	0,37	0,42	0,42	0,40	0,28	0,16	0,29	0,42	0,32	0,38	0,35
<i>8:00</i>	0,95	0,78	0,69	0,70	0,75	0,74	0,29	0,16	0,48	0,72	0,66	0,96	0,66
<i>9:00</i>	1,10	1,12	1,35	1,15	1,08	1,19	0,32	0,19	0,52	0,71	0,81	1,08	0,88
<i>10:00</i>	1,35	1,46	1,46	1,51	1,35	1,21	0,37	0,16	0,67	1,12	1,13	1,34	1,09
<i>11:00</i>	1,22	1,39	1,15	1,57	1,34	1,14	0,42	0,17	0,51	1,09	1,13	1,22	1,03
<i>12:00</i>	1,49	1,55	1,68	2,10	1,78	1,62	0,30	0,16	0,94	1,24	1,49	1,52	1,32
<i>13:00</i>	1,91	1,64	1,66	1,29	1,02	1,07	0,23	0,18	0,77	0,57	0,64	1,36	1,03
<i>14:00</i>	1,15	1,15	1,37	0,59	0,21	0,34	0,36	0,26	0,30	0,25	0,24	0,46	0,56
<i>15:00</i>	0,69	0,44	0,74	0,42	0,28	0,40	0,49	0,27	0,33	0,26	0,28	0,38	0,42
<i>16:00</i>	0,34	0,27	0,29	0,35	0,23	0,43	0,50	0,35	0,35	0,27	0,24	0,35	0,33
<i>17:00</i>	0,34	0,32	0,29	0,29	0,20	0,32	0,42	0,32	0,24	0,26	0,32	0,36	0,31
<i>18:00</i>	0,44	0,39	0,34	0,58	0,49	0,50	0,44	0,33	0,50	0,57	0,65	0,68	0,49
<i>19:00</i>	0,47	0,49	0,47	0,98	0,92	0,94	0,45	0,46	0,71	0,92	1,08	1,10	0,75
<i>20:00</i>	0,71	0,74	0,68	0,82	0,75	0,70	0,39	0,31	0,56	0,52	0,71	0,92	0,65
<i>21:00</i>	0,79	0,75	0,67	0,58	0,50	0,62	0,33	0,21	0,55	0,44	0,49	0,71	0,55
<i>22:00</i>	0,83	0,72	0,58	0,56	0,51	0,69	0,40	0,22	0,37	0,47	0,51	0,65	0,54
<i>23:00</i>	0,59	0,55	0,48	0,43	0,41	0,52	0,65	0,21	0,36	0,40	0,38	0,51	0,46
<i>Total</i>	<i>16,15</i>	<i>15,42</i>	<i>15,57</i>	<i>15,68</i>	<i>13,56</i>	<i>14,44</i>	<i>8,99</i>	<i>5,54</i>	<i>9,85</i>	<i>11,64</i>	<i>12,32</i>	<i>15,35</i>	<i>12,88</i>
<i>P1 (kwh/día)</i>	1,78	1,66	1,67	1,76	1,76	2,00	2,63	1,58	1,69	1,83	1,55	1,77	1,81
<i>P2 (kwh/día)</i>	6,00	5,35	5,78	4,50	3,67	4,63	3,43	1,97	2,95	3,35	3,45	4,75	4,15
<i>P3 (kwh/día)</i>	8,37	8,41	8,12	9,42	8,13	7,80	2,93	1,98	5,21	6,47	7,32	8,83	6,92

Tabla 14. Consumo medio diario por horas en días laborables (kWh)0

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio	
(kWh/día)	16,15	15,42	15,57	15,68	13,56	14,44	8,99	5,54	9,85	11,64	12,32	15,35	12,88	Total
(kWh/mes)	357,70	308,42	344,79	335,91	300,25	309,39	199,01	122,67	211,03	257,70	263,96	339,95	279,23	3350,77

Tabla 15. Consumo medio diario y mensual en días laborables kWh

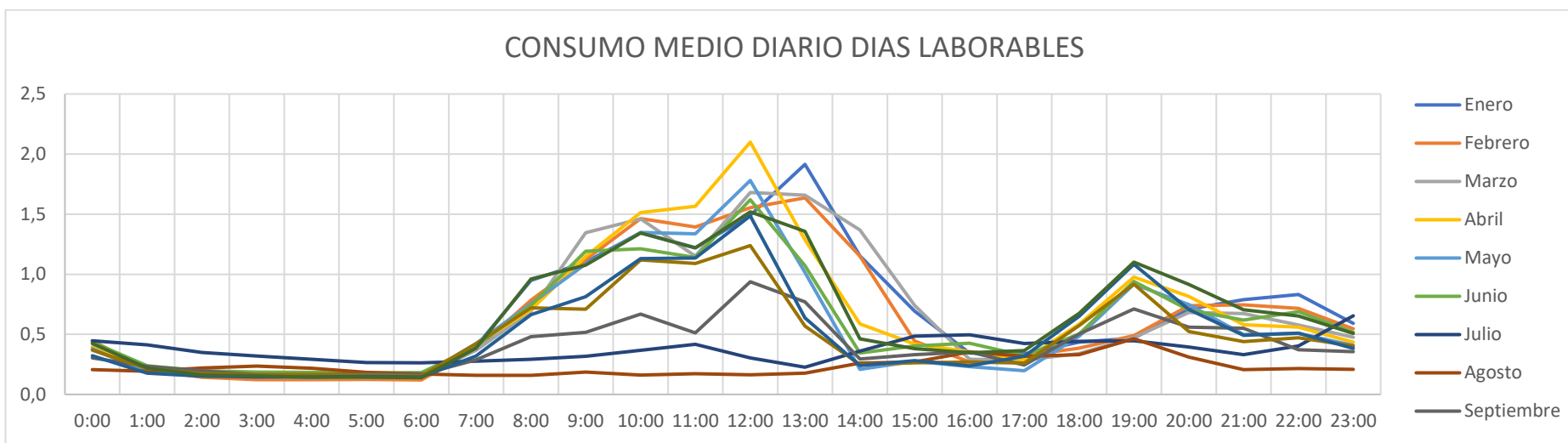


Ilustración 27. Consumo medio diario durante los días laborables

	<i>Enero</i>	<i>Febrero</i>	<i>Marzo</i>	<i>Abril</i>	<i>Mayo</i>	<i>Junio</i>	<i>Julio</i>	<i>Agosto</i>	<i>Septiembr</i>	<i>Octubre</i>	<i>Noviembre</i>	<i>Diciembre</i>	<i>Promedio</i>
<i>0:00</i>	0,54	0,65	0,45	0,42	0,47	0,53	0,83	0,27	0,26	0,41	0,32	0,53	0,47
<i>1:00</i>	0,25	0,38	0,34	0,30	0,44	0,36	0,84	0,25	0,21	0,28	0,23	0,42	0,36
<i>2:00</i>	0,15	0,22	0,19	0,18	0,24	0,26	0,75	0,21	0,21	0,17	0,17	0,41	0,26
<i>3:00</i>	0,13	0,13	0,15	0,14	0,16	0,18	0,58	0,24	0,16	0,17	0,15	0,28	0,21
<i>4:00</i>	0,12	0,12	0,15	0,15	0,15	0,17	0,53	0,18	0,17	0,16	0,14	0,20	0,19
<i>5:00</i>	0,12	0,13	0,15	0,14	0,16	0,16	0,38	0,18	0,16	0,15	0,14	0,13	0,17
<i>6:00</i>	0,16	0,12	0,15	0,14	0,14	0,15	0,34	0,18	0,20	0,17	0,15	0,16	0,17
<i>7:00</i>	0,20	0,22	0,26	0,25	0,22	0,25	0,34	0,20	0,26	0,24	0,21	0,17	0,23
<i>8:00</i>	0,15	0,17	0,19	0,19	0,20	0,23	0,31	0,19	0,19	0,23	0,19	0,19	0,20
<i>9:00</i>	0,23	0,15	0,32	0,26	0,31	0,30	0,30	0,17	0,20	0,24	0,23	0,21	0,24
<i>10:00</i>	0,48	0,57	0,49	0,56	0,41	0,57	0,28	0,17	0,27	0,43	0,36	0,22	0,40
<i>11:00</i>	0,74	0,77	0,65	0,52	0,43	0,38	0,29	0,28	0,22	0,32	0,28	0,35	0,44
<i>12:00</i>	0,71	0,83	0,58	0,58	0,50	0,31	0,39	0,23	0,20	0,33	0,31	0,52	0,46
<i>13:00</i>	0,71	0,57	0,64	0,36	0,35	0,33	0,30	0,35	0,20	0,34	0,29	0,46	0,41
<i>14:00</i>	0,54	0,59	0,62	0,71	0,59	0,45	0,35	0,31	0,28	0,35	0,38	0,55	0,48
<i>15:00</i>	0,52	0,44	0,39	0,34	0,43	0,35	0,31	0,27	0,34	0,29	0,19	0,49	0,36
<i>16:00</i>	0,45	0,87	0,39	0,64	0,50	0,26	0,28	0,23	0,28	0,27	0,19	0,32	0,39
<i>17:00</i>	0,54	0,69	0,44	0,53	0,29	0,24	0,28	0,32	0,28	0,21	0,22	0,31	0,36
<i>18:00</i>	0,43	0,39	0,34	0,50	0,19	0,25	0,25	0,27	0,22	0,21	0,27	0,37	0,31
<i>19:00</i>	0,34	0,34	0,53	0,39	0,18	0,22	0,26	0,29	0,20	0,28	0,31	0,39	0,31
<i>20:00</i>	0,61	0,49	0,62	0,51	0,46	0,38	0,30	0,17	0,24	0,54	0,43	0,46	0,43
<i>21:00</i>	0,85	0,79	0,84	0,76	0,78	0,58	0,41	0,15	0,25	0,54	0,50	0,80	0,61
<i>22:00</i>	0,69	0,84	0,64	0,69	0,87	0,64	0,51	0,30	0,27	0,56	0,50	0,76	0,61
<i>23:00</i>	0,51	0,66	0,60	0,46	0,59	0,52	0,56	0,26	0,26	0,46	0,38	0,72	0,50
<i>Total</i>	<i>10,17</i>	<i>11,13</i>	<i>10,14</i>	<i>9,73</i>	<i>9,06</i>	<i>8,07</i>	<i>9,95</i>	<i>5,65</i>	<i>5,54</i>	<i>7,35</i>	<i>6,56</i>	<i>9,40</i>	<i>8,56</i>
<i>P1 (kwh/día)</i>	10,17	11,13	10,14	9,73	9,06	8,07	9,95	5,65	5,54	7,35	6,56	9,40	102,76
<i>P2 (kwh/día)</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>P3 (kwh/día)</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 16.Consumo medio diario por horas en días no laborables (kWh)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio	
(kWh/día)	10,17	11,13	10,14	9,73	9,06	8,07	9,95	5,65	5,54	7,35	6,56	9,40	8,56	Total
(kWh/mes)	90,11	89,03	89,81	83,43	80,29	69,20	88,14	50,01	47,45	65,06	56,22	83,27	74,34	892,03

Tabla 17. Consumo medio diario y mensual en días no laborables kWh

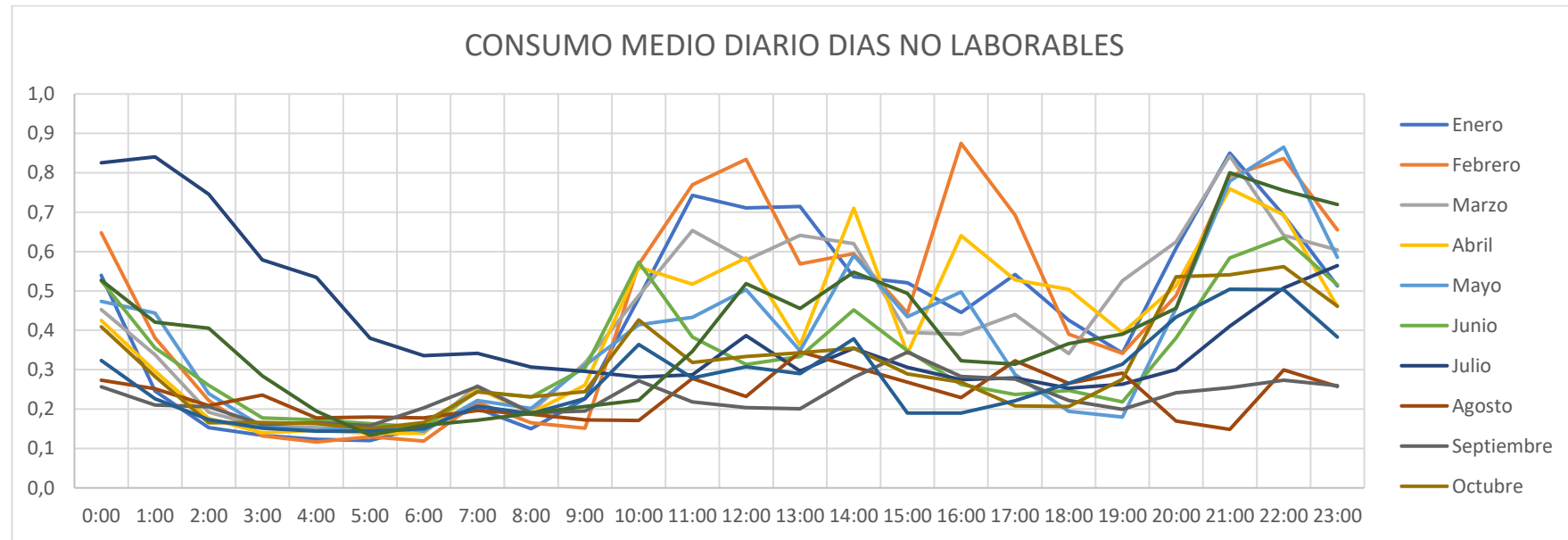


Ilustración 28. Consumo medio diario durante los días laborables

Podemos apreciar como los días no laborables corresponden a unas curvas de demanda completamente diferente, como el consumo es menor en dichos días no supondrá ninguna dificultad añadida a la hora de dimensionar los componentes de la instalación.

3.5 ANÁLISIS GEOMÉTRICO DE LA DISPOSICION DE MÓDULOS

A continuación, se ha analizado la cubierta disponible de la vivienda la cual está orientada hacia el sudoeste con un ángulo azimut de -15° . Para ello primero calcularemos la distancia mínima entre filas de módulos, para contemplar el máximo número de paneles en la fachada plana. Se descartará la instalación en las fachas inclinadas ya que tienen un ángulo de 20° y las estructuras que optimicen la inclinación complicarían el proceso de instalación y el coste. Además, la orientación de estas reduce considerablemente la radiación incidente sobre los módulos. En este apartado no se especificará la disposición final de los módulos, sino el número máximo de paneles que admite la fachada. Para realizar este cálculo se ha tenido en cuenta una reciente reparación de la fachada. Habrá una parte plana de la fachada que no será considerada para la instalación para no presentar problemas en la estructura de la vivienda.

Distancia mínima entre filas de módulos

Siguiendo las directrices del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red se calculará a continuación la distancia mínima entre las filas de paneles. La superficie plana de la fachada no presenta objetos que causen sobras por lo que dicha distancia entre filas será la única tenida en cuenta en el estudio de sombras. El calcula se realizará teniendo en cuenta que la instalación será aplicando una inclinación de 30° , no se trata del ángulo optimo (39°) pero de esta manera se reducirán costes en las estructuras de soporte.

La norma recomienda que se garantice por lo menos 4 horas de sol durante el solsticio de invierno y para ello se debe garantizar una distancia mínima de igual al producto de proyección del panel sobre el plano vertical por un factor adimensional dependiente de la latitud de la instalación.

- Cálculo del fator adimensional k:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = 2,475$$

- Cálculo de la distancia mínima d:

$$d = k \cdot h = 2,475 \cdot 1,69 \cdot \text{sen}(30^\circ) = 2,09 \text{ m}$$

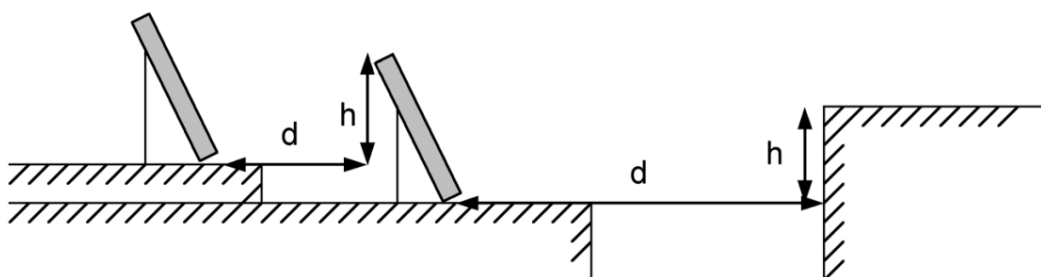


Ilustración 29. Distancia mínima entre módulos

Número máximo de paneles

Los paneles solares **SunPower MAXEON 3-400 W** tienen unas dimensiones de 1046 x 1690 mm. De manera que si son orientados verticalmente hacia el sur con una inclinación de 30° y respetando la distancia mínima entre filas de módulos calculada de 2,09 m el número máximo de paneles sería el representado a continuación:

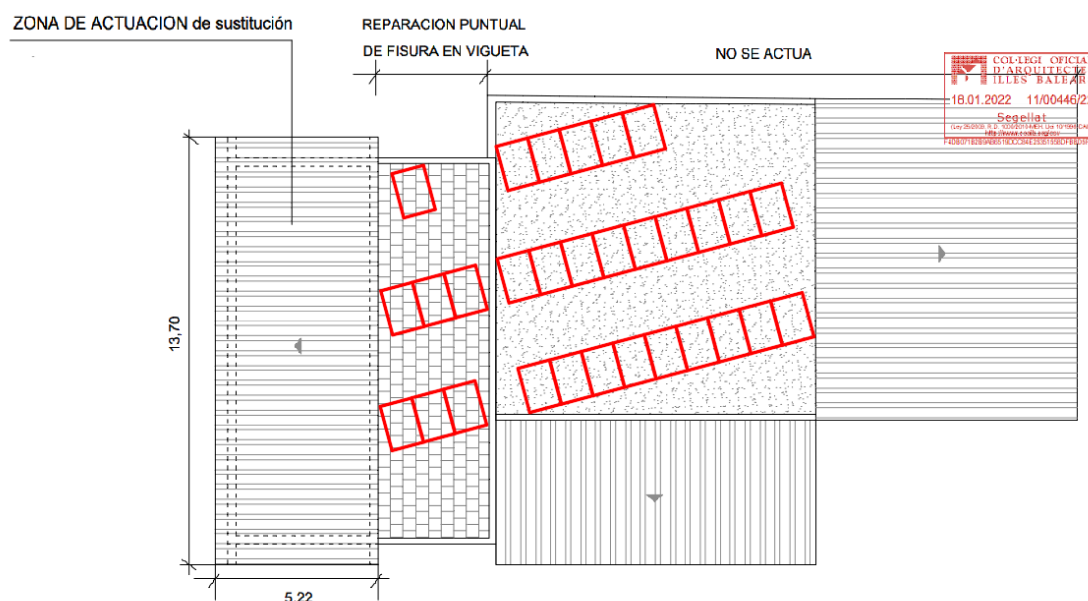


Ilustración 30. Disposición del número máximo de paneles en la cubierta horizontal

La disposición máxima será un total de 30 paneles solares con la disposición mostrada en la anterior ilustración.

3.6 CÁLCULO DE LA POTENCIA DE LA INSTALACIÓN

Utilizando la herramienta **PV CALCULATOR** de la Academia de Energía Solar se ha logrado maximizar el ahorro económico de la vivienda. Una vez analizado el perfil de consumos del último periodo anual se ha concluido que hay un gran consumo durante los tramos horarios con menos irradiancia y por lo tanto se podrá dimensionar con el número máximo de paneles calculado en el análisis geométrico de la disposición de paneles.

La instalación estará compuesta por 30 paneles solares **SunPower MAXEON 3 400 W** sumando una potencia total fotovoltaica de 12 kW. De esta manera se maximizará el ahorro económico en la factura eléctrica ya que estimando el proyecto en una vida útil de 40 años no se llega a alcanzar el máximo ahorro económico y por lo tanto elegir el máximo número de paneles maximizará los beneficios al final de la vida útil estimada. La instalación podrá contar con dicha potencia ya que no se supera la potencia máxima para acogerse a compensación de excedentes de 15 kW. Además, la compensación por energía excedentaria no supera el coste de la factura eléctrica durante ningún periodo mensual. Dichos resultados sobre la predicción de la factura eléctrica se adjuntarán más adelante.

3.7 ELECCIÓN DEL INVERSOR SOLAR

La elección del inversor solar utilizado se hará en base a la potencia real del Array fotovoltaico. Por otro lado, deberá asegurarse que se cumplan los límites de potencia, tensión y corriente del inversor bajo las condiciones más críticas posibles del emplazamiento.

Para calcular la potencia máxima capaz de suministrar la instalación y los parámetros reales que debe respetar el inversor se debe analizar los datos técnicos del panel solar elegido junto a las condiciones climatológicas reales de la ubicación de la instalación ya que los datos suministrados en la ficha técnica son para condiciones STC.

En primer lugar, se definirá una irradiancia máxima de 931 W/m^2 extraída de la base de datos de **PVGIS-SARAH2**. Por otro lado, en el estudio de temperatura llevado a cabo a través de la base de datos de **AEMET** registradas en Palma, Puerto se utilizarán las temperaturas máxima y mínima históricas registradas que corresponden a $38.0 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (21 jul.2003) y $-0.1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (04 feb.2012).

Una vez conocidos los datos STC de los paneles junto a las temperaturas e irradiación se obtienen los siguientes resultados.

Condiciones de cálculo	
Temperatura mínima operación (°C)	-0,1
Temperatura máxima operación (°C)	38
Irradiancia máxima (W/m2)	931

Datos STC del módulos	
P_{mpp} (W)	400
V_{mpp} (V)	65,8
I_{mpp} (A)	6,08
Coeff P (%/K)	-0,27
Coeff V (%/K)	-0,236
V_{oc} (V)	75,6
I_{sc} (A)	6,58
NOCTC (°C)	40
Coeff I (%/K)	0,058

Tabla 18. Condiciones climatológicas y datos STC del panel fotovoltaico

Resultados	
$T_{max_célula} (°C)$	61,28
$P_{mpp} (W) (38 °C)$	360,82
$V_{mpp} (V) (38 °C)$	60,17
$V_{mpp} (V) (-0,1 °C)$	69,70
$I_{mpp} (A) (38 °C)$	6,21
$V_{oc} (V) (-0,1 °C)$	80,08
$I_{sc} (A) (38 °C)$	6,72

Tabla 19. Datos reales del panel fotovoltaico en la ubicación de la instalación

Array FV			
$N^{\circ} \text{módulos/string}$	10	$P_{mpp} (kW)(38 °C)$	10,82
$N^{\circ} \text{Strings/inversor}$	3	$V_{mpp} (V) (38 °C)$	601,67
$Total \text{módulos}$	30	$I_{mpp} (A) (38 °C)$	18,62
$Potencia \text{total} (kW)$	12	$V_{oc} (V) (-0,1 °C)$	800,78
		$I_{sc} (A) (38 °C)$	20,16

Tabla 20. Datos del array fotovoltaico completo con la distribución de módulos elegida

3.7.1 Potencia máxima de la instalación fotovoltaica

Tras analizar los datos anteriores se concluye que, aunque la potencia instalada sea de 12 kW la potencia real del array fotovoltaico será de 10,82 kW por lo tanto la potencia máxima de salida del inversor se puede ajustar a dicha potencia sin generar pérdidas significativas en la potencia de la instalación. El inversor seleccionado a partir de la potencia máxima será el inversor trifásico **CSI-12K-T400GL01-E** de la marca **Canadian Solar**. La potencia de dicho inversor es de 12kW a la salida lo cual supone la siguiente ratio de potencia:

$$DC/AC \text{ ratio} = P_{DC}/P_{AC} = 12/12 = 1$$

Aunque teniendo en cuenta la potencia máxima real de la instalación obtendríamos la siguiente ratio:

$$DC/AC \text{ ratio} = P_{DC,máx}/P_{AC} = 10,82/12 = 1,109$$

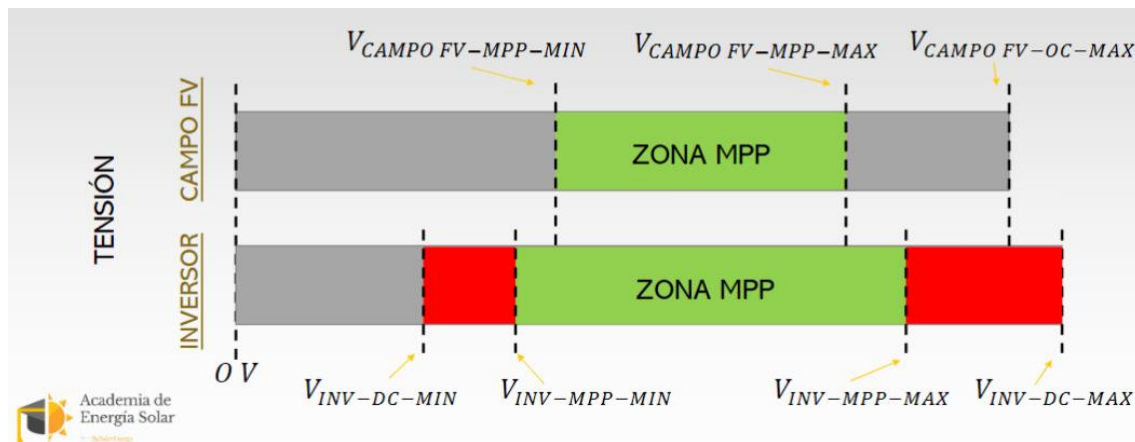
De esta manera se puede concluir que el tamaño del inversor está bien dimensionado y las pérdidas por sobre carga serán nulas.

3.7.2 Límites del inversor

A continuación, se estudiará si el inversor seleccionado es capaz de soportar los límites de tensión y corrientes del array fotovoltaico configurado.

Para verificar que las tensiones del inversor son adecuadas para el funcionamiento del array fotovoltaico se deberá definir el rango de tensiones MPPT de funcionamiento. El punto de máxima potencia es un único punto y no un rango, pero dicho punto dependerá de la temperatura del emplazamiento. Dicho punto de trabajo depende de la temperatura ambiente en la instalación, por lo tanto, teniendo en cuenta la temperatura mínima y máxima del emplazamiento se podrá definir los valores de tensión máxima y mínima respectivamente. Por otro lado, la tensión máxima a la que el inversor estará sometido será a la tensión de circuito abierto mientras la instalación está sometida a la temperatura mínima.

Por otro lado, el inversor cuenta con un rango de tensiones MPPT en el cual regula correctamente el punto de máxima potencia y también con una tensión mínima y máxima las cuales no deben superarse. Una vez conocidos todos los valores de tensión importantes debe cumplirse que el rango de tensiones MPPT del array fotovoltaico este dentro del rango del inversor y que las tensiones mínimas y máximas del array cumplan con los límites del inversor. Para entender mejor los límites que deben cumplirse se adjunta una gráfica resumiendo lo especificado:



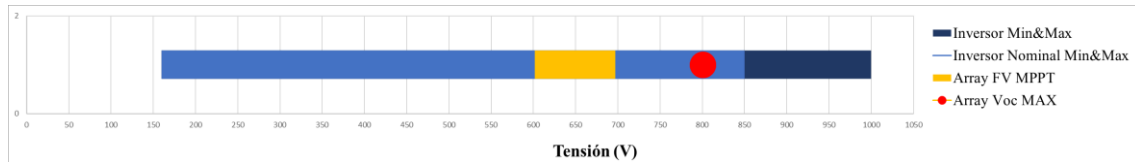
De tal forma se debe cumplir las siguientes especificaciones:

$$V_{CAMPO\ FV-MPP}(T_{max}) \geq V_{INV-MPP-MIN}$$

$$V_{CAMPO\ FV-MPP}(T_{min}) \leq V_{INV-MPP-MAX}$$

$$V_{CAMPO\ FV-oc}(T_{min}) \leq V_{INV-MAX}$$

Considerando las especificaciones técnicas del inversor y las del array fotovoltaica calculadas se puede asegurar que el dimensionamiento del inversor ha sido correcto.



Por otro lado, debe asegurarse que en ninguna circunstancia se supera la corriente máxima del inversor. Para ello se debe cumplir la siguiente relación:

$$I_{CAMPO\ FV-SC}(T_{max}) < I_{INV-MAX}$$

La corriente máxima del campo fotovoltaico, que se obtiene a temperatura ambiente máxima de 38°C es de 20,16 A muy alejada de los 34,3 A de corriente máxima de cortocircuito del inversor.

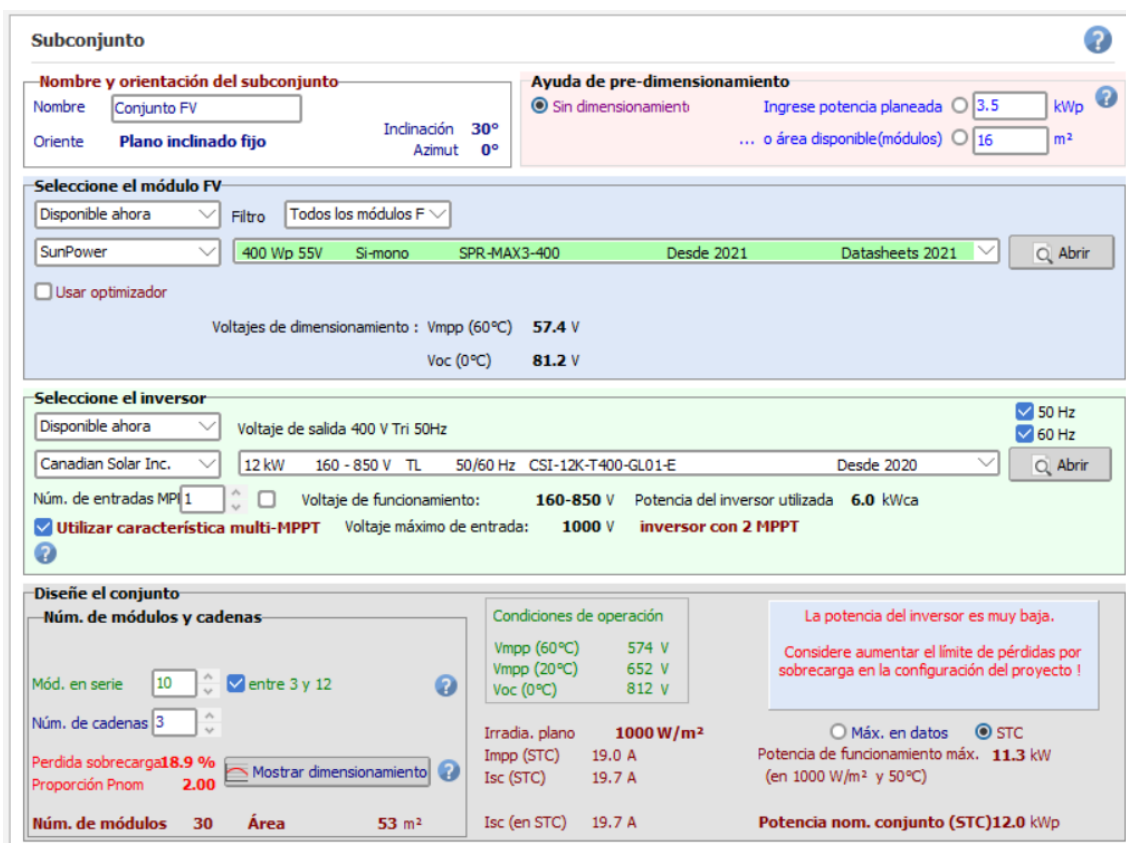
De esta manera se concluye que el inversor **CSI-12K-T400GL01-E** es idóneo para la configuración elegida.

3.8 DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Una vez seleccionados los paneles solares y el inversor y comprobados los límites de funcionamiento, se definirá una configuración de 3 strings de 10 paneles cada uno. Con dicha configuración en el emplazamiento de la instalación se obtendrá una potencia máxima de 10,82 kW, la cual se encuentra por debajo de la potencia máxima de salida del inversor de 12 kW.

Para obtener la mejor opción a la hora de conectar el array fotovoltaico al inversor se ha utilizado el programa **PVSyst**. Como el inversor cuenta con dos MMPT trackers y la distribución de paneles es de tres strings existen dos posibilidades.

En primer lugar, se seleccionará la utilización de la característica multi-MMPT el cual configura la potencia nominal de cada string a la mitad de la potencia total de salida del inversor, es decir 6 kW. Esto supondría que el tracker MPPT con dos strings conectados tenga una potencia instalada superior a la del inversor, ya que cada rama será de 4 kW y cada tracker MPPT será de 6 kW. De esta manera la instalación contará con unas pérdidas por sobrecarga del 8,9% además de no poder asegurarse el voltaje de funcionamiento. Se pueden ver los resultados obtenidos con **PVSyst** bajo condiciones STC a continuación:



Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre: Conjunto FV
 Oriente: Plano inclinado fijo
 Inclinación: 30°
 Azimut: 0°

Ayuda de pre-dimensionamiento
☒ Sin dimensionamiento
 Ingrese potencia planeada: 3.5 kWp
 ... o área disponible(módulos): 16 m²

Seleccione el módulo FV
 Disponible ahora: ☐ Filtro: Todos los módulos F
 SunPower 400 Wp 55V Si-mono SPR-MAX3-400 Desde 2021 Datasheets 2021
☐ Usar optimizador
 Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) 57.4 V
 Voc (0°C) 81.2 V

Seleccione el inversor
 Disponible ahora: ☐ Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz
 Canadian Solar Inc. 12 kW 160 - 850 V TL 50/60 Hz CSI-12K-T400-GL01-E Desde 2020
 Núm. de entradas MPPT: 1 ☐ Voltaje de funcionamiento: 160-850 V Potencia del inversor utilizada: 6.0 kWca
☒ Utilizar característica multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: 1000 V **inversor con 2 MPPT**

Diseñe el conjunto
Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie: 10 ☒ entre 3 y 12
 Núm. de cadenas: 3
 Pérdida sobrecarga: 18.9 %
 Proporción Pnom: 2.00
 Núm. de módulos: 30 Área: 53 m²

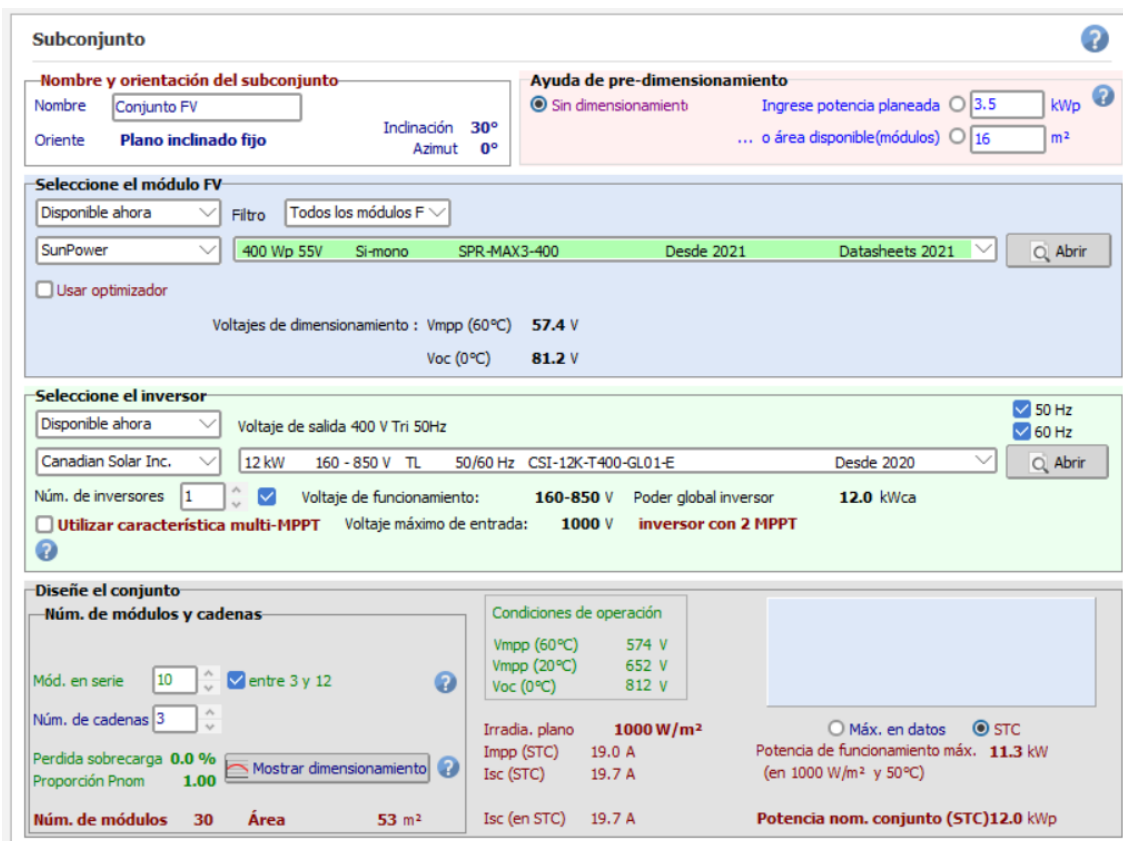
Condiciones de operación
 Vmpp (60°C) 574 V
 Vmpp (20°C) 652 V
 Voc (0°C) 812 V
 Irradia. plano 1000 W/m²
 Imp (STC) 19.0 A
 Isc (STC) 19.7 A
 Isc (en STC) 19.7 A

La potencia del inversor es muy baja.
 Considere aumentar el límite de pérdidas por sobrecarga en la configuración del proyecto!
☐ Máx. en datos ☒ STC
 Potencia de funcionamiento máx. 11.3 kW
 (en 1000 W/m² y 50°C)
Potencia nom. conjunto (STC) 12.0 kWp

Ilustración 31. Resultados activando la característica multi-MMPT

Como segunda y optima opción se puede configurar la conexión deselectando la utilización de la característica multi-MPPT lo cual supondrá un reparto de la potencia “natural”. Esto

significa que la entrada con un único string tendrá un tercio de la potencia nominal mientras que la entrada de dos strings contará con dos tercios de dicha potencia nominal. De esta manera no se supera en ningún caso la potencia nominal del inversor y las pérdidas por sobre carga serán nulas. Por este motivo, se seleccionará esta distribución de módulos en la conexión del inversor. Se pueden ver los resultados obtenidos con **PVSyst** bajo condiciones STC a continuación:



Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
Nombre: Conjunto FV
Orientación: Plano inclinado fijo
Inclinación: 30°
Azimut: 0°

Ayuda de pre-dimensionamiento
☒ Sin dimensionamiento
Ingrese potencia planeada: 3.5 kWp
... o área disponible(módulos): 16 m²

Seleccione el módulo FV
Disponibles ahora: Filtro: Todos los módulos F
SunPower: 400 Wp 55V Si-mono SPR-MAX3-400 Desde 2021 Datasheets 2021
☐ Usar optimizador
Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) 57.4 V
Voc (0°C) 81.2 V

Seleccione el inversor
Disponibles ahora: Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz
Canadian Solar Inc.: 12 kW 160 - 850 V TL 50/60 Hz CSI-12K-T400-GL01-E Desde 2020
Núm. de inversores: 1
Voltaje de funcionamiento: 160-850 V Poder global inversor 12.0 kWca
☐ Utilizar característica multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: 1000 V **inversor con 2 MPPT**

Diseño el conjunto
Núm. de módulos y cadenas
Mód. en serie: 10 entre 3 y 12
Núm. de cadenas: 3
Perdida sobrecarga 0.0 %
Proporción Pnom 1.00
Mostrar dimensionamiento
Núm. de módulos 30 Área 53 m²

Condiciones de operación
Vmpp (60°C) 574 V
Vmpp (20°C) 652 V
Voc (0°C) 812 V

Irradia. plano 1000 W/m²
Impp (STC) 19.0 A
Isc (STC) 19.7 A
Isc (en STC) 19.7 A

Potencia de funcionamiento máx. 11.3 kW (en 1000 W/m² y 50°C)
☐ Máx. en datos ☒ STC
Potencia nom. conjunto (STC) 12.0 kWp

Ilustración 32 Resultados desactivando la característica multi-MMPT

Como la configuración final de paneles se ha llevado a cabo utilizando el número máximo calculado anteriormente, la distribución de la fachada será la misma que la mostrada anteriormente.

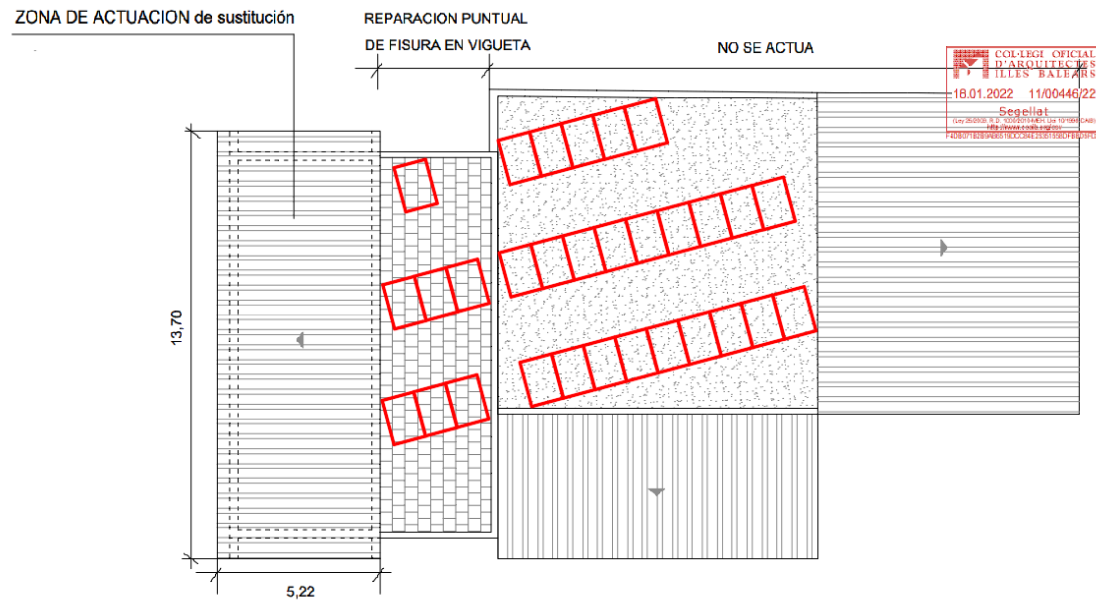


Ilustración 33. configuración final del campo fotovoltaico

3.9 CABLEADO

En este capítulo se llevará a cabo el diseño del cableado completo de la instalación fotovoltaica. Dicha instalación se compondrá por un cableado de corriente continua desde los paneles solares hasta el inversor pasando por el cuadro de conexión de corriente continua. Por otro lado, habrá un cableado de corriente alterna desde la salida del inversor hasta la conexión a red.

El cableado de cada grupo de módulos contará con los polos positivos y negativos separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente. Todos los conductores serán de cobre y la sección mínima de cada cableado estará determinada por la corriente máxima admisible y la máxima caída de tensión admisible por la norma correspondiente. Las normativas aplicadas para cada cableado son la especificadas a continuación junto a las pérdidas máximas admisibles.

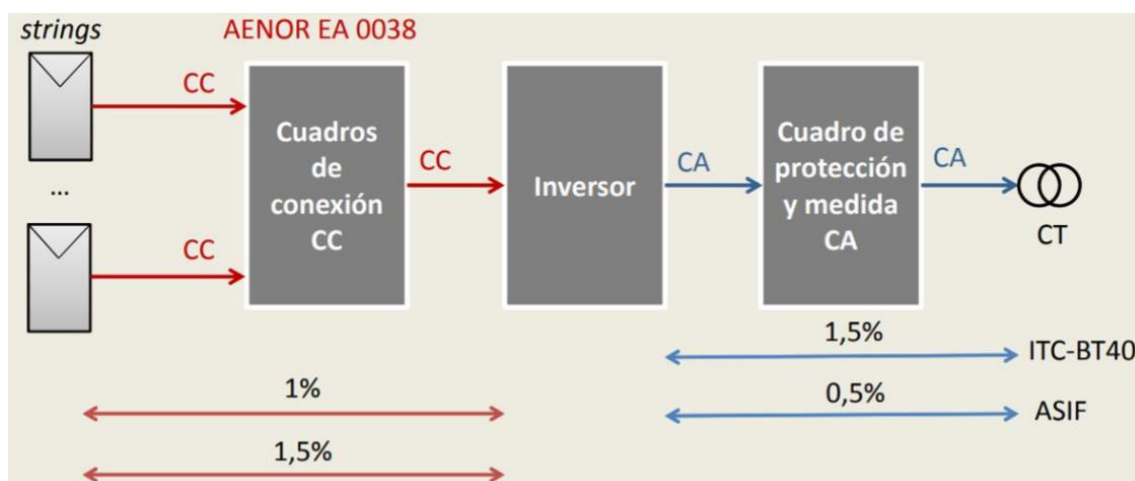


Ilustración 34. Normativa aplicable en cada cableado

3.9.1 Normativa

3.9.1.1 Cableado CC

En primer lugar, todo el cableado de continua será de doble aislamiento de manera que sea adecuado para su uso en intemperie o enterrado. En segundo lugar, la norma **AENOR EA 0038** “Cables eléctricos de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos”, describe las características necesarias en los cables unipolares flexibles de instalaciones fotovoltaicas. La norma hace referencia a tres cableados de corriente continua: Cableado entre paneles (1), cableado entre paneles y cuadro de conexión (2) y cableado entre cuadro de conexión e inversor (3).

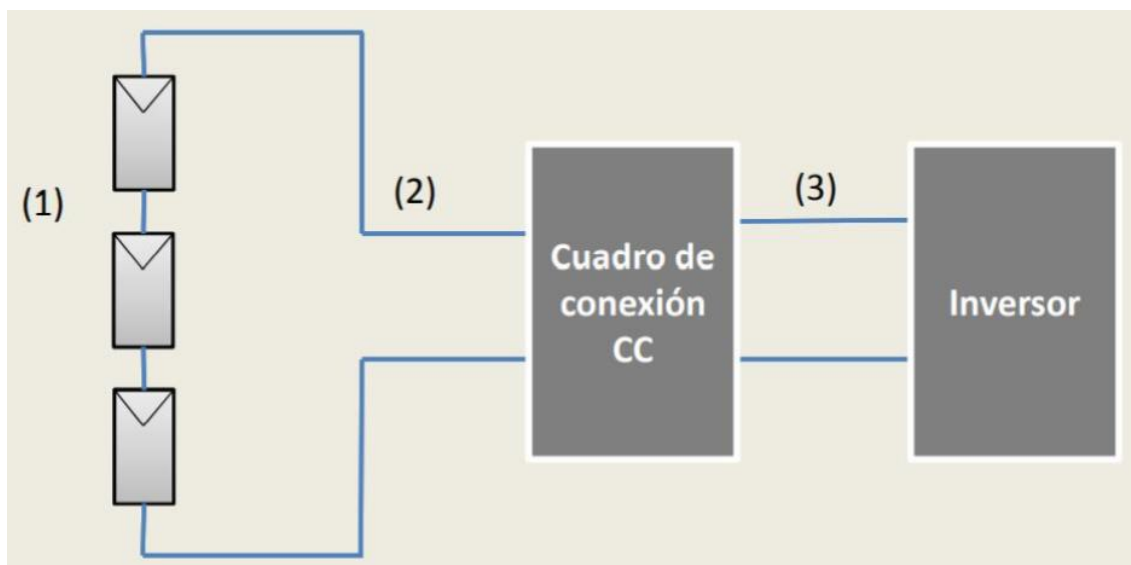


Ilustración 35. Cableado de CC

Cableado entre paneles y con el cuadro de conexión

De acuerdo con el capítulo 3 de la normativa, la selección del cableado entre paneles será elegida considerando los siguientes criterios:

- La temperatura ambiente deberá situarse entre -40°C y 90°C .
- La sección del cableado será como mínimo de $2,5 \text{ mm}^2$ y como máximo de 35 mm^2 .
- Temperatura máxima del conductor: 120°C .

Los cables objeto de este capítulo son designados mediante los siguientes códigos:

- FOTOVOLTAICO ZZ-F (AS)
- FOTOVOLTAICO SZ-F (AS)
- FOTOVOLTAICO SS-F (AS)

Donde:

Z: Indica mezcla de compuesto reticulado con baja emisión de humos y gases corrosivos.

S: Indica mezcla de compuesto corrosivo reticulado basado en silicona.

F: Indica conductor de cobre, flexible para instalación móvil.

(AS): Indica el comportamiento frente a los ensayos de reacción al fuego prescritos en esta especificación.

Cableado entre cuadro de conexión e inversor

De acuerdo con el capítulo 4 de la normativa, la selección del cableado entre paneles e inversor será elegida considerando los siguientes criterios:

- La temperatura ambiente deberá situarse entre -40°C y 90°C .
- La sección del cableado será como mínimo de 16 mm^2 y como máximo de 300 mm^2 .
- Temperatura máxima del conductor: 90°C .

Los cables objeto de este capítulo son designados mediante los siguientes códigos:

- Cables no armados:
 - FOTOVOLTAICO XZ-K (AS)
 - FOTOVOLTAICO XS-K (AS)
- Cables armados:
 - FOTOVOLTAICO XZ1FAZ-K (AS)
 - FOTOVOLTAICO XZ1FA3Z-K (AS)
 - FOTOVOLTAICO XZ1MAZ-K (AS)
 - FOTOVOLTAICO XZ1FAS-K (AS)
 - FOTOVOLTAICO XZ1FA3S-K (AS)
 - FOTOVOLTAICO XZ1MAS-K (AS)

Donde:

- X:** Indica mezcla de compuesto de polietileno reticulado.
- Z1:** Indica mezcla de compuesto con baja emisión de humos y gases corrosivos.
- FA:** Indica armadura de fleje de aluminio.
- FA3:** Indica armadura de fleje corrugado de aluminio
- Z:** Indica mezcla de compuesto reticulado con baja emisión de humos y gases corrosivos.
- S:** Indica mezcla de compuesto corrosivo reticulado basado en silicona.
- K:** Indica conductor flexible para instalación fija.
- (AS):** Indica el comportamiento frente a los ensayos de reacción al fuego prescritos en esta especificación.

3.9.1.2 Cableado CA

Los conductores deberán tener una sección capaz de cumplir con el artículo 5 de la ITC 40 del REBT la cual menciona los siguiente: *“Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.”*

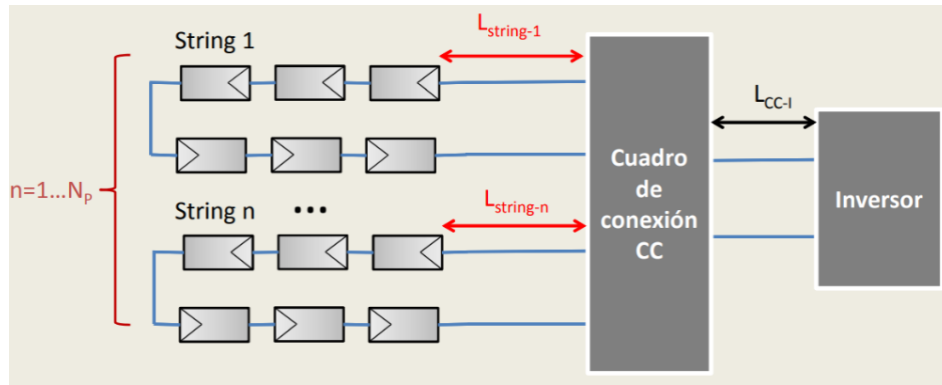
3.9.2 Cálculo de secciones mínimas

El cálculo de secciones mínimas del cableado se llevará a cabo teniendo en cuenta las siguientes especificaciones del sistema:

- $N_p = 3 \text{ strings}$
- $N_s = 10 \text{ módulos}$
- $I_{MOD-SC-STC} = 65,8 \text{ A}$
- $I_{MOD-MPP-STC} = 6,08 \text{ A}$
- $V_{MOD-MPP-STC} = 6,58 \text{ V}$
- $L_{STRING} = 15 \text{ m}$ (Distancia entre el panel más alejado y la caja de conexión CC).
- $L_{CC-I} = 10 \text{ m}$ (Distancia entre la caja de conexión CC y el inversor).
- $L_{CA} = 15 \text{ m}$
- $I_{g-RMS-N} = 18,2 \text{ A}$ (Intensidad de salida del inversor).
- $V_{g-\emptyset\emptyset} = 230 \text{ V}_{CA}$ (Tensión del inversor).

3.9.2.1 Cableado CC

Como ya se ha mencionado en el apartado de normativa, dicho cableado deberá cumplir con las especificaciones de los capítulos 3 y 4 de la normativa AENOR AE 0038. Para calcular la sección mínima se seleccionará el caso más desfavorable entre los criterios de corriente máxima y máxima caída de tensión admisible.



Criterio térmico

Según la normativa UNE 20460-7-712 la corriente máxima del cableado CC debe dejar un margen de un 25% de la corriente máxima de cada string.

- La corriente máxima en el cableado entre paneles, es decir, el cableado que hay en cada string se calcula de la siguiente manera:

$$I_{CAB-STRINGS} \geq 1,25 \cdot I_{MOD-SC-STC} = 1,25 \cdot 6,58 = 8,225 \text{ A}$$

Siguiendo los valores especificados en la tabla C.1.1 de la norma AENOR AE 0038 la corriente máxima de un conductor de **1,5 mm²** es de 30 A, por lo tanto, dicha sección es más que valida aun sin corregir la capacidad de corriente por temperatura.

- La corriente máxima en el cableado entre el cuadro de conexión y el inversor se calculará con la suma de la máxima corriente de cada string:

$$I_{CAB-CC-I} \geq 1,25 \cdot N_p \cdot I_{MOD-SC-STC} = 1,25 \cdot 3 \cdot 6,58 = 24,675 \text{ A}$$

Aunque la corriente máxima que debe soportar dicho cableado es muy baja y la podría soportar un conductor de 1,5 mm² por norma deberá seleccionarse una sección mínima de **16 mm²**.

Criterio de caída de tensión

Siguiendo las recomendaciones de la UNEF, la caída de tensión máxima aceptable en el cableado CC será de un 1% desde los paneles fotovoltaicos hasta el inversor. Dichas pérdidas se compondrán de un 0,75% de los paneles hasta la caja de conexión CC y el 0,25% restante en la conexión entre la caja de conexión y el inversor.

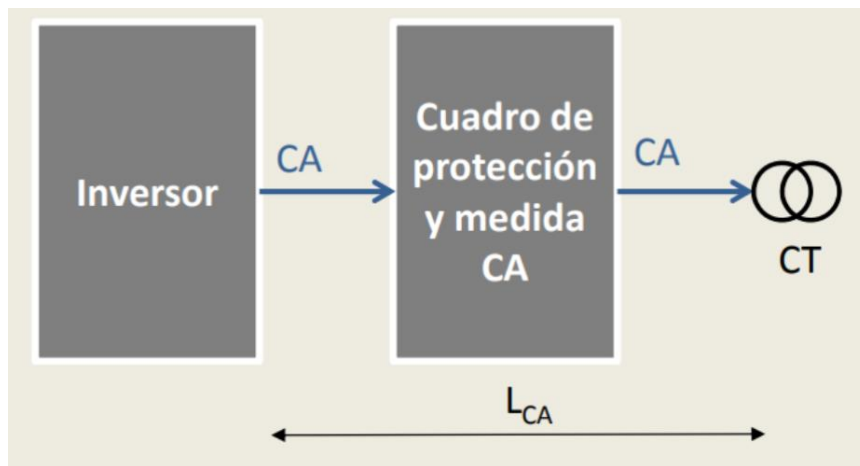
- En corriente continua la caída de tensión es únicamente resistiva, por lo tanto, la sección mínima del cableado estará determinada por la siguiente formula:

$$S_{STRINGS} \geq \frac{2 \cdot L_{STRING} \cdot I_{MOD-MPP-STC}}{\frac{\Delta V_{STRING}(\%)}{100} \cdot \sigma(T_{MAX}) \cdot N_s \cdot V_{MOD-MPP-STC}} = \frac{2 \cdot 15 \cdot 6,08}{\frac{0,75}{100} \cdot 44 \cdot 10 \cdot 65,8} = 0,84 \text{ mm}^2$$

$$S_{CC-I} \geq \frac{2 \cdot L_{CC-I} \cdot N_P \cdot I_{MOD-MPP-STC}}{\frac{\Delta V_{CC-I}(\%)}{100} \cdot \sigma(T_{MAX}) \cdot N_S \cdot V_{MOD-MPP-STC}} = \frac{2 \cdot 10 \cdot 3 \cdot 6,08}{\frac{0,25}{100} \cdot 44 \cdot 10 \cdot 65,8} = 5,04 \text{ mm}^2$$

3.9.2.2 Cableado CA

Como ya se ha mencionado en el apartado de normativa, dicho cableado deberá cumplir con las especificaciones de la norma ITC-BT-40. Para calcular la sección mínima se seleccionará el caso más desfavorable entre los criterios de corriente máxima y máxima caída de tensión admisible.



Criterio térmico

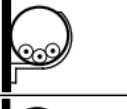
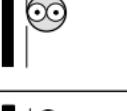
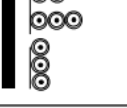
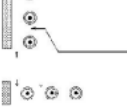
Según la normativa ITC-BT40 la corriente máxima del cableado CA debe dejar un margen de un 25% de la corriente máxima de cada string.

- La corriente máxima en el cableado entre paneles, es decir, el cableado que hay en cada string se calcula de la siguiente manera:

$$I_{CAB-STRINGS} \geq 1,25 \cdot I_{g-RMS_N} = 1,25 \cdot 18,2 = 22,75 \text{ A}$$

Para determinar el espesor mínimo del cableado primero se acude a la tabla 52-B1 de la norma UNE-HD 60364-5-52, para determinar el tipo de instalación, el cual será un multiconductor instalado al aire libre, el cual es denominado con la letra D. Una vez denominado el método de instalación se acude a la tabla A52-1bis de la norma para conocer la corriente máxima de cada conductor según su material y aislamiento. Para esta instalación se utilizará un cableado de cobre con aislamiento XLPE3 (Polietileno reticulado para un cableado trifásico). De este modo se concluye que la sección mínima deberá ser de **2,5 mm²**.

Las tablas mencionadas se pueden observar a continuación:

Instalación de referencia		Tabla y columna					Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción de agrupamiento
		Intensidad admisible para los circuitos simples						
		Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR		Aislamiento mineral		
		Número de conductores						
		2	3	2	3	1, 2 y 3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
 habitación (local)	A1	52-C1 Col. 2	52-C3 Col. 2	52-C2 Col. 2	52-C4 Col. 2	–	52-D1	52-E1
 habitación (local)	A2	52-C1 Col. 3	52-C3 Col. 3	52-C2 Col. 3	52-C4 Col. 3	–	52-D1	52-E1
	B1	52-C1 Col. 4	52-C3 Col. 4	52-C2 Col. 4	52-C4 Col. 4	–	52-D1	52-E1
	B2	52-C1 Col. 5	52-C3 Col. 5	52-C2 Col. 5	52-C4 Col. 5	–	52-D1	52-E1
	C	52-C1 Col. 6	52-C3 Col. 6	52-C2 Col. 6	52-C4 Col. 6	Cubierta 70 °C 52-C5 Cubierta 105 °C 52-C6	52-D1	52-E1
	D	52-C1 Col. 7	52-C3 Col. 7	52-C2 Col. 7	52-C4 Col. 7	–	52-D2	52-E3
 Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable	E	Cobre 52-C9 Aluminio 52-C10		Cobre 52-C11 Aluminio 52-C12		Cubierta 70 °C 52-C7 Cubierta 105 °C 52-C8	52-D1	52-E1
 Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	F	Cobre 52-C9 Aluminio 52-C10		Cobre 52-C11 Aluminio 52-C12		Cubierta 70 °C 52-C7 Cubierta 105 °C 52-C8	52-D1	52-E1
 Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	Cobre 52-C9 Aluminio 52-C10		Cobre 52-C11 Aluminio 52-C12		Cubierta 70 °C 52-C7 Cubierta 105 °C 52-C8	52-D1	–

Método de instalación de la tabla 52-B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A1		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección mm ² Cu												
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	–
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	–
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	–
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	–
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	–
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	–
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	–	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	–	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	–	–	–	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	–	–	–	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	–	–	–	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	–	–	–	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	–	–	–	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	–	–	–	315	350	374	401	435	468	490	552	590
Aluminio												
2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	–
4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	–
6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	–
10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	–
16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	–
25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105
35	–	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130
50	–	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160
70	–	–	–	116	122	136	139	151	162	170	187	206
95	–	–	–	140	148	167	169	183	197	207	230	251
120	–	–	–	162	171	193	196,5	213	228	239	269	293
150	–	–	–	187	197	223	227	246	264	277	312	338
185	–	–	–	212	225	236	259	281	301	316	359	388
240	–	–	–	248	265	300	306	332	355	372	429	461

Es necesario consultar las tablas 52 – C1 a 52 – C12 con el fin de determinar la sección de los conductores para la que la intensidad admisible anterior es aplicable para cada uno de los métodos de instalación.

Criterio de caída de tensión

Siguiendo la normativa de IDEA la caída de tensión máxima no superará el 1,5% desde el inversor hasta la conexión a red.

- El cálculo de la sección mínima de un cable simple de corriente alterna con una longitud L_{CA} , con una corriente nominal del inversor I_{RMS-N} y una conexión a una red de tensión trifásica, se lleva a cabo de la siguiente manera:

$$S_{CA-3\phi} \geq \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{g-RMS-N} \cdot \cos\varphi_1}{\frac{\Delta v_{CA}(\%)}{100} \cdot \sigma(T_{MAX}) \cdot V_{g-\phi\phi}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 15 \cdot 18,2 \cdot 1}{\frac{1,5}{100} \cdot 44 \cdot 230} = 3,12 \text{ mm}^2$$

(Para el cálculo de la sección mínima se utilizan los valores más desfavorables, estos son un factor de potencia igual a la unidad y la intensidad más alta entre las salidas MPP).

3.9.3 Cableado seleccionado

Una vez calculado las secciones mínimas que debe cumplir el cableado para los criterios térmicos y de máxima caída de tensión tanto en CC como en CA, se llevará a cabo la selección final de dicho cableado indicando la longitud necesaria para cada tramo.

Todo el cableado será diseñado utilizando los **Exzhellent Solar** de General Cable, unos cables diseñados para resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica.

Cada tramo utilizará el cableado recomendado por General Cable, pudiéndose ver dichas recomendaciones en ficha técnica adjunta en el anexo pertinente:

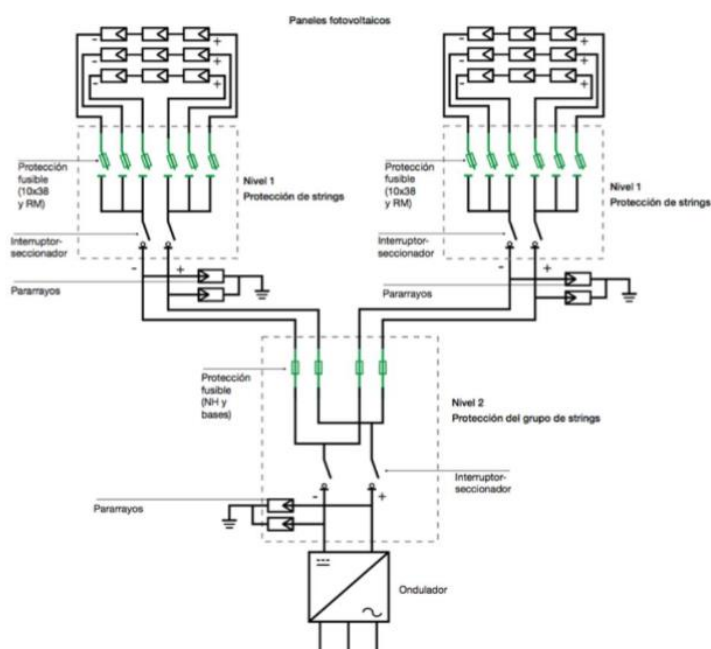
- Tramo CC:
 - Para las conexiones entre paneles y hasta la caja de conexión se utilizarán 35 m de cable EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC de **1x1,5 mm²** con código 1614106.
 - La conexión entre la caja de conexión CC y el inversor será mediante 10 m de cable EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC de **1x16 mm²** con código 1618111.
- Tramo AC:
 - Para el tramo desde el inversor hasta el cuadro de distribución se utilizarán 15 m de cable EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 0,6/1 kV AC de **1x10 mm²** ya que es el de menor sección disponible.

3.10 PROTECCIONES

En el siguiente apartado se seleccionarán y dimensionarán las protecciones necesarias establecidas por la norma ITC-BT-40 para instalaciones generadoras de baja tensión. Estas protecciones serán adicionales a las protecciones incluidas en el inversor y a la caja general de protección, la cual se encarga de proteger las líneas de conexión.

3.10.1 *Protecciones DC*

El cableado DC deberá estar protegido mediante las siguientes protecciones estipuladas por norma en España. En el siguiente esquema se resumen todas las protecciones que serán instaladas:



Diodos de paso en los strings

Se añadirán diodos de paso en cada string para que en el caso de que se produzca un fallo en alguno de los strings no se pierda la generación de todo el campo fotovoltaico.

Fusibles

Estos elementos de protección se encargan de proteger el sistema contra sobrecargas en los strings. Según la IEC 60269 estos fusibles deberán ser de clase GPV cilíndricos, diseñados especialmente para instalaciones fotovoltaicas. Los fusibles deberán dimensionarse para proteger la instalación en caso de sobrecarga, pero no actuar para intensidades nominales, por lo tanto, deberán tener las siguientes intensidades y tensiones:

- Dimensionamiento de fusibles de protección de strings

$$I_{MOD-MAX-INVERSA} \geq I_{FUSIBLE-n} > I_{MOD-MPP-STC}$$

$$6,58 A \geq I_{FUSIBLE-n} > 6,08 A$$

$$V_{FUSIBLE} \geq 1,2 \cdot V_{GFV-OC}$$

$$V_{FUSIBLE} \geq 907,2 V$$

Por lo tanto, la corriente de los fusibles seleccionados para cada string deberá situarse entre 6,08 A y 6,58 A con una tensión superior a 907,2 V para asegurar una buena protección frente sobrecargas en alguno de los strings. En total se necesitarán 6 fusibles de esta clase.

- Dimensionamiento de fusibles del campo fotovoltaico

$$I_{FUSIBLE-n} \geq I_{GFV-M-STC} = N_P \cdot I_{MOD-MPP-STC}$$

$$I_{FUSIBLE-n} \geq 60,8 A$$

$$V_{FUSIBLE} \geq 1,2 \cdot V_{GFV-OC}$$

$$V_{FUSIBLE} \geq 907,2 V$$

Por lo tanto, la corriente de los fusibles seleccionados para el conjunto fotovoltaico deberá situarse entre 6,08 A y 6,58 A con una tensión superior a 907,2 V para asegurar una buena protección frente sobrecargas en alguno de los strings. En total se necesitarán 2 fusibles de esta clase.

Protección de sobretensión (SPD)

Los efectos de la caída de un rayo, ya se directa o indirectamente sobre el sistema fotovoltaico puede resultar en daños significativos para el sistema fotovoltaico. El cliente de la instalación puede enfrentarse a altos cargos de reparación además de grandes pérdidas debidas a la pérdida de producción causada. Para asegurar la protección frente a la propagación de grandes sobretensiones es necesaria una correcta selección de un dispositivo contra sobretensiones (SPD). Esta protección funciona combinando momentáneamente un modo de circuito abierto con un modo de baja impedancia capaz de derivar la energía a tierra, limitando la sobretensión a niveles seguros para la instalación.

Para la instalación se ha seleccionado un protector contra sobretensiones transitorias Tipo 2, 40kA I_{max} (8/20), Y PV, 1000Vdc, Fotovoltaico, 3 Polos, desenchufable y 3 Módulos de la marca CPT Cirprotec.



Ilustración 36. Protección de sobretensión CPT Cirprotec

Interruptores seccionadores

Los interruptores seccionadores son unas protecciones electromecánicas utilizadas para abrir y cerrar los circuitos eléctricos de manera física durante condiciones nominales de funcionamiento. Dichos elementos son indispensables para asegurar la seguridad de las personas cuando trabajen sobre la parte aislada de la instalación.

Puesta a tierra

El objetivo principal de esta protección es la seguridad de las personas, dicho elemento protector consiste en la conexión de los equipos eléctricos y electrónicos a tierra. De esta manera se protege la instalación de corrientes transitorias elevadas y se elimina la opción de que los elementos de la instalación queden cargados con una sobretensión poniendo en peligro las personas que se acerquen o toquen dichos elementos. Esta es una de las protecciones principales en cualquier instalación eléctrica.

3.10.2 Protecciones AC

Caja general de protección (CGP)

La caja general de protección incluye los elementos de protección de las líneas de conexión. Dicho elemento marca el inicio de la propiedad de la instalación (Art. 15.2 del REBT), considerándose estas dentro de ella. La elección e instalación de la CGP deberá cumplir con lo indicado en la ITC-BT 13. Todos los requisitos descritos a continuación han sido seguidos a partir de la “Guía de interpretación NRZ103, Instalaciones de enlace conectadas a la red de distribución. Consumidores en Baja Tensión” de la distribuidora de vivienda, e-Distribución.

La CGP deberá instalarse sobre la fachada exterior del edificio, en el límite entre la propiedad y la vía pública. Esta deberá situarse lo más próxima a la entrada en un lugar de fácil, libre y permanente acceso. Deberá contar con una cerradura de llave triangular de 11 mm de lado precintable por EDE y de dispositivos que permitan su bloqueo mediante candado con llave maestra.

Como la propiedad cuenta con terreno particular circundante, la CGP será instalada en la valla de la parcela con el frente instalado hacia el vial público. Siguiendo las directrices de la distribuidora se seleccionará un Caja general de protección BUC - esquema 7-160 A.

La instalación constará de una acometida aérea donde la altura al suelo será menos a 3 m, por lo tanto, se instalará un CGP-7 en montaje horizontal. Se adjunta el esquema de la disposición seleccionada a continuación:

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía NRZ103
	Guía de interpretación Instalaciones de enlace conectadas a la red de distribución. Consumidores en Baja Tensión (edición 2ª 09-2018)	Edición 5ª 12-2021

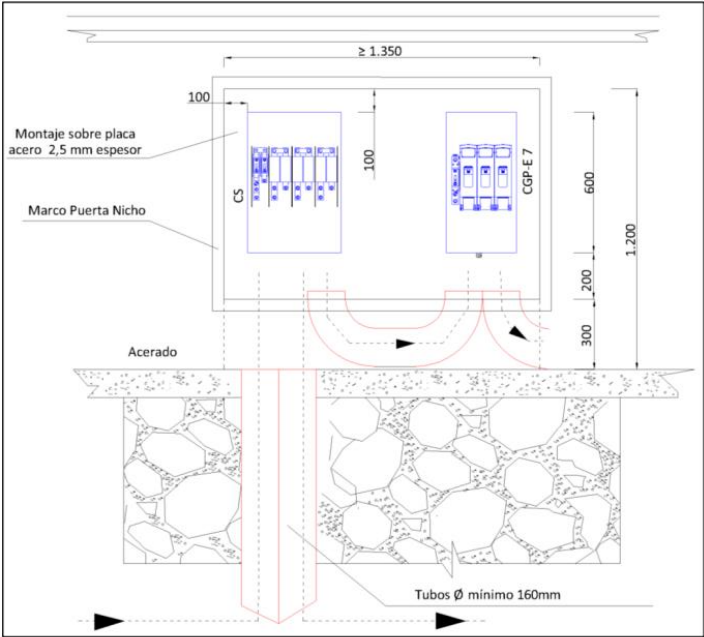


Figura 6. Instalación CGP y CS montaje horizontal. Alzado.

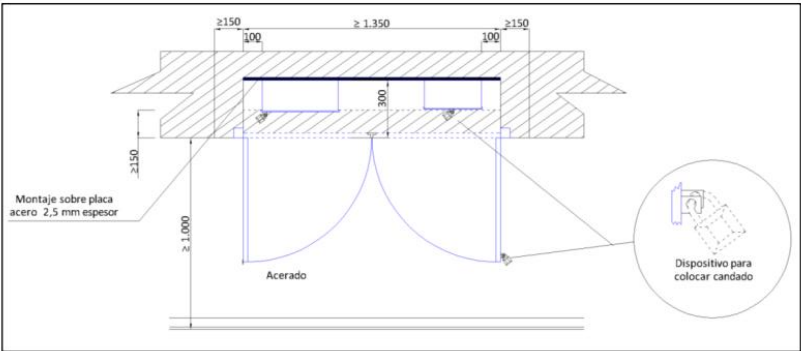


Figura 7. Instalación CGP y CS montaje horizontal. Planta.

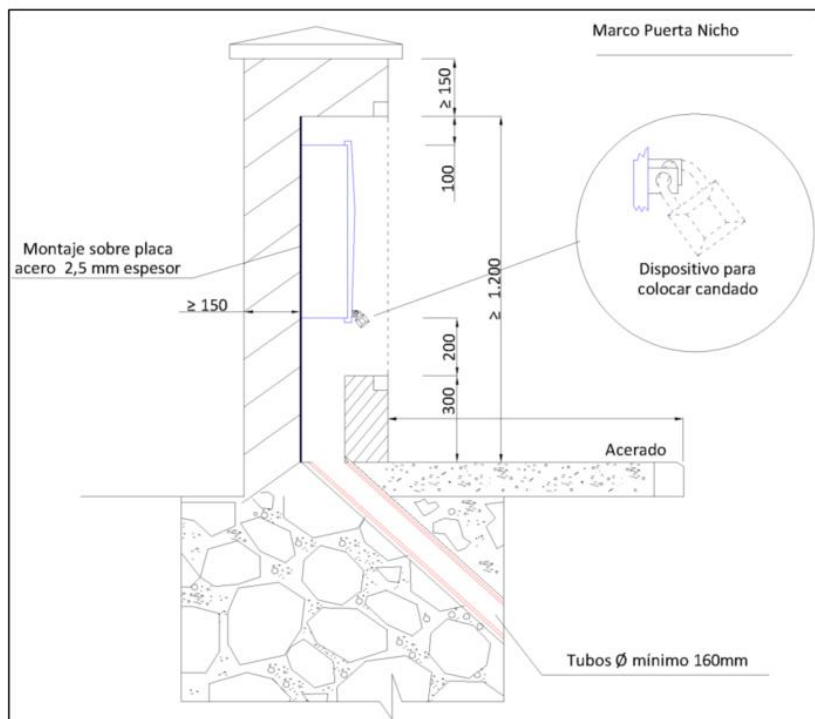


Figura 8. Instalación CGP y CS montaje horizontal. Perfil.

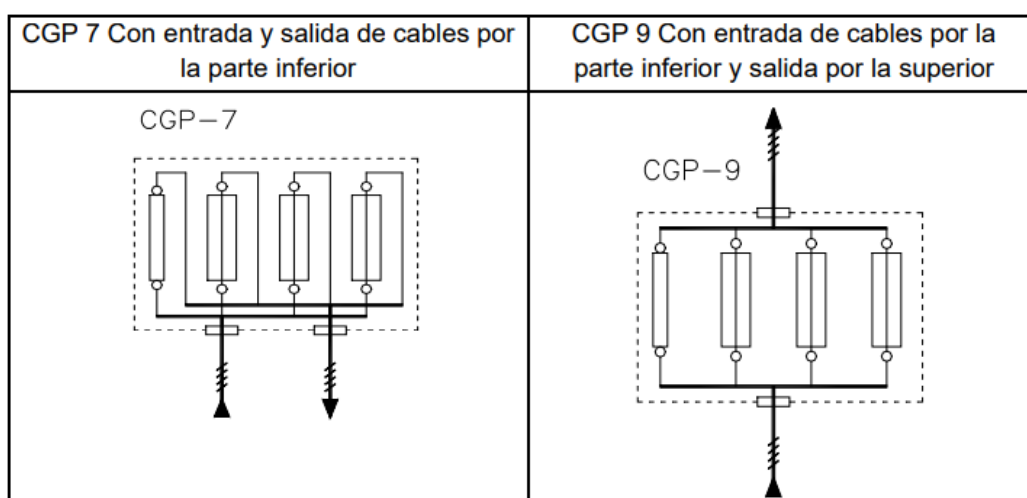


Figura 9. Esquemas de las Cajas Generales de Protección

3.11 RESULTADOS

Una vez recopilado los datos de irradiancia para una inclinación de 30° en el emplazamiento de la instalación, definido los consumos del último periodo anual, y dimensionando el tamaño del campo solar y el inversor se simulará utilizando la herramienta de **PV CALCULATOR** de la Academia de Energía Solar y el programa **PVSyst** llegando a los siguientes resultados. La obtención de dichos resultados ha sido tomando en cuenta las tarifas contratadas con la distribuidora actualmente. Dichos resultados pueden variar, ya sea por la actualización de dichos precios como por un consumo diferente al del último año.

3.11.1 **PV CALCULATOR**

A partir de la herramienta **PV CALCULATOR**, la instalación diseñada en el emplazamiento seleccionado con las tarifas de la distribuidora se llega a los siguientes resultados energéticos:

Definición del sistema

DATOS DEL SISTEMA

Nombre del proyecto:	Instalación fotovoltaica Magaluf
Ubicación:	Magaluf
Conexión a red:	OnGrid Compensación Económica
Tipo de Instalación:	Instalación Fotovoltáica

RESUMEN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

ARRAY FV A

Número de paneles:	30	Orientación de los módulos FV (°):	0
Potencia del panel (W):	400	Inclinación de los módulos FV (°):	30

RESUMEN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Número de paneles:	30	Potencia total (kW):	12
--------------------	----	----------------------	----

Resultados generales

BALANCE ENERGÉTICO ANUAL DEL SISTEMA

Demanda energética anual:	4.242,8 kWh
Capacidad de Producción Fotovoltaica:	21.752,3 kWh
Autoconsumo Fotovoltaico:	2.548,1 kWh
Vertido a red:	-19.204,2 kWh
Ahorro energético anual:	2.548,1 kWh
Demanda Final prevista:	1.694,7 kWh
Aprovechamiento Fotovoltaico:	11,7 %
Cobertura Demanda Energética:	60,1 %

BALANCE ECONÓMICO ANUAL DEL SISTEMA

Estimación factura económica inicial:	1.448,32 €
Estimación factura económica final:	402,54 €
Ahorro medio mensual:	87,15 €
Ahorro anual estimado:	1.045,77 €
Ahorro anual estimado:	72,21 %
Beneficio Venta Eléctrica	0,00 €

BALANCE MEDIO-AMBIENTAL DEL SISTEMA

Reducción de emisiones de CO2:	817,95 kgCO2/año
Reducción de emisiones de CO2:	59,53 %

Resultados energéticos y económicos por mes

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total/Promedio
kWhe demanda	447,82	397,45	434,60	419,34	380,53	378,59	287,15	172,67	258,47	322,76	320,19	423,22	4242,81
kWhe capacidad	1266,49	1349,83	1850,79	2001,20	2237,65	2318,96	2436,25	2311,44	1925,76	1634,82	1240,11	1179,05	21752,35
kWhe autoconsumo	256,17	250,53	291,65	284,84	257,30	255,46	150,64	96,42	151,75	174,28	171,33	207,78	2548,13
kWhe vertido	-1010,32	-1099,30	-1559,14	-1716,36	-1980,36	-2063,50	-2285,62	-2215,02	-1774,00	-1460,53	-1068,78	-971,27	-19204,21
kWhe comprado	191,65	146,92	142,96	134,50	123,24	123,13	136,52	76,26	106,72	148,48	148,86	215,44	1694,68
Factura inicial €	144,90	129,05	141,57	138,49	129,25	127,21	99,26	73,74	96,90	114,06	113,84	140,06	1448,32
Compensación €	42,36	32,20	31,05	30,22	27,14	26,95	27,48	15,77	23,96	33,15	34,14	48,56	372,99
Factura final €	34,18	30,87	34,18	33,07	34,18	33,07	34,18	34,18	33,07	34,18	33,07	34,31	402,54
% Autoconsumo	20,2%	18,6%	15,8%	14,2%	11,5%	11,0%	6,2%	4,2%	7,9%	10,7%	13,8%	17,6%	12,6%
% Vertido	79,8%	81,4%	84,2%	85,8%	88,5%	89,0%	93,8%	95,8%	92,1%	89,3%	86,2%	82,4%	87,4%
Autocons. (kWh/día)	8,26	8,95	9,41	9,49	8,30	8,52	4,86	3,11	5,06	5,62	5,71	6,70	7,00
Vertido (kWh/día)	-32,59	-39,26	-50,29	-57,21	-63,88	-68,78	-73,73	-71,45	-59,13	-47,11	-35,63	-31,33	-52,53
Compra (kWh/día)	6,18	5,25	4,61	4,48	3,98	4,10	4,40	2,46	3,56	4,79	4,96	6,95	4,64
Ahorro energético	256,17	250,53	291,65	284,84	257,30	255,46	150,64	96,42	151,75	174,28	171,33	207,78	2548,13
Ahorro económico €	110,72 €	98,18 €	107,4 €	105,41 €	95,07 €	94,14 €	65,08 €	39,56 €	63,83 €	79,88 €	80,77 €	105,74 €	1045,77 €

Nº periodos	2.0 TD (3 periodos) (<15kW)	D.ini (kWh/año)	4242,81	C.ini (€/año)	1448,32	Autoconsumo kWh	2548,13
Pcontr(kW)	8,80	D.fin (kWh/año)	1694,68	C.fin (€/año)	402,54	Vertido kWh	-19204,21
Descuento	0,00	Ahorro energía	60,06%	Ahorro econ.	72,21%	Cob.demanda	60,06%
						Aprovecha %	11,71%

Tabla 21. Resultados energéticos y ahorro económico mensual/anual.

	<i>Enero</i>	<i>Febrero</i>	<i>Marzo</i>	<i>Abril</i>	<i>Mayo</i>	<i>Junio</i>	<i>Julio</i>	<i>Agosto</i>	<i>Septiembre</i>	<i>Octubre</i>	<i>Noviembre</i>	<i>Diciembre</i>	<i>Promedio</i>
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24	0,39	0,26	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08
7:00	0,00	0,00	0,09	0,80	1,36	1,48	1,28	0,95	0,59	0,08	0,00	0,00	0,55
8:00	0,00	0,57	1,74	2,65	3,17	3,42	3,27	2,93	2,54	2,00	0,95	0,01	1,94
9:00	2,27	2,72	3,85	4,70	5,27	5,42	5,44	5,15	4,74	4,10	3,00	2,38	4,09
10:00	4,03	4,67	5,76	6,70	7,06	7,26	7,41	7,16	6,62	5,77	4,56	4,19	5,93
11:00	5,60	6,19	7,28	7,96	8,33	8,82	8,93	8,70	8,04	7,10	5,88	5,48	7,36
12:00	6,27	7,05	8,33	8,89	9,15	9,68	9,85	9,70	8,78	7,81	6,59	6,23	8,20
13:00	6,43	7,08	8,32	8,86	9,27	9,78	10,06	9,80	8,82	7,69	6,38	6,29	8,23
14:00	6,02	6,95	7,95	8,46	8,63	9,35	9,53	9,39	8,20	6,94	5,80	5,73	7,75
15:00	5,16	5,86	6,91	7,14	7,56	8,11	8,34	8,04	6,82	5,60	4,51	4,50	6,55
16:00	3,54	4,32	5,20	5,47	5,97	6,41	6,72	6,32	5,09	3,85	2,92	2,92	4,89
17:00	1,53	2,55	3,16	3,46	3,92	4,33	4,56	4,15	3,00	1,75	0,74	0,31	2,79
18:00	0,00	0,24	1,10	1,51	1,82	2,22	2,35	1,95	0,95	0,05	0,00	0,00	1,02
19:00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,42	0,63	0,56	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
kWh/día	40,85	48,21	59,70	66,71	72,18	77,30	78,59	74,56	64,19	52,74	41,34	38,03	59,53
kWh/mes	1266,49	1349,83	1850,79	2001,20	2237,65	2318,96	2436,25	2311,44	1925,76	1634,82	1240,11	1179,05	1812,70

Tabla 22. Producción media diaria por horas kWh.

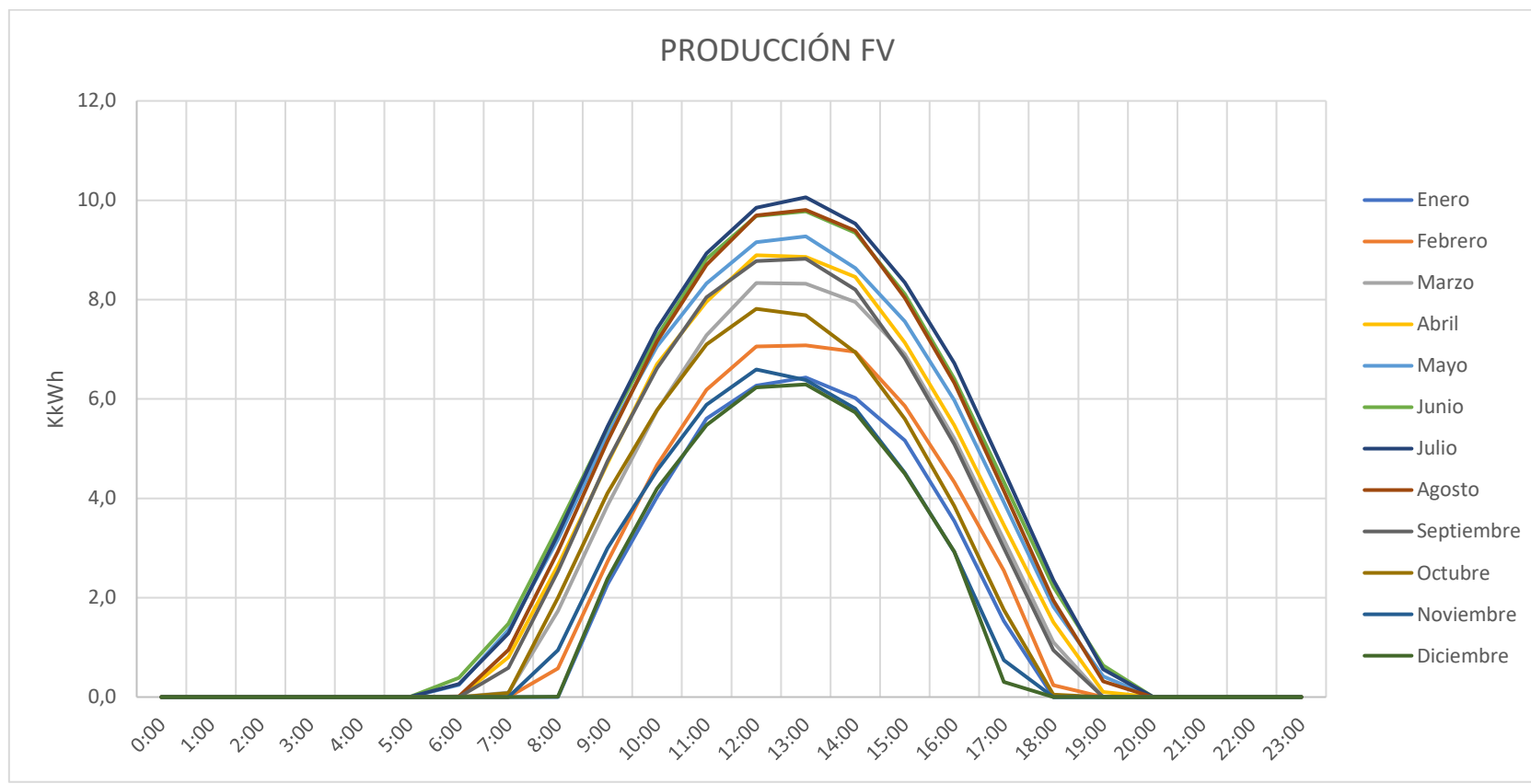


Ilustración 37. Producción fotovoltaica

Resultados en días laborables

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
0:00	0,43	0,45	0,37	0,40	0,38	0,44	0,45	0,21	0,30	0,37	0,32	0,42	0,38
1:00	0,23	0,21	0,20	0,20	0,18	0,24	0,41	0,19	0,23	0,22	0,18	0,22	0,23
2:00	0,18	0,14	0,15	0,16	0,17	0,20	0,35	0,22	0,19	0,17	0,15	0,16	0,19
3:00	0,15	0,12	0,15	0,15	0,15	0,18	0,32	0,24	0,17	0,16	0,14	0,15	0,17
4:00	0,13	0,12	0,14	0,14	0,14	0,18	0,29	0,22	0,16	0,17	0,15	0,14	0,17
5:00	0,13	0,13	0,14	0,15	0,16	0,18	0,27	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,16
6:00	0,13	0,12	0,15	0,15	-0,09	-0,21	0,00	0,16	0,17	0,15	0,15	0,14	0,08
7:00	0,40	0,38	0,28	-0,38	-0,93	-1,08	-1,01	-0,79	-0,30	0,34	0,32	0,38	-0,20
8:00	0,95	0,21	-1,04	-1,95	-2,42	-2,68	-2,98	-2,77	-2,06	-1,28	-0,28	0,95	-1,28
9:00	-1,17	-1,60	-2,51	-3,55	-4,19	-4,23	-5,13	-4,96	-4,23	-3,39	-2,18	-1,30	-3,20
10:00	-2,68	-3,21	-4,30	-5,19	-5,71	-6,05	-7,04	-7,00	-5,95	-4,66	-3,43	-2,85	-4,84
11:00	-4,38	-4,79	-6,13	-6,39	-6,99	-7,68	-8,52	-8,53	-7,53	-6,01	-4,75	-4,26	-6,33
12:00	-4,78	-5,50	-6,65	-6,79	-7,37	-8,06	-9,55	-9,53	-7,84	-6,58	-5,11	-4,71	-6,87
13:00	-4,52	-5,44	-6,66	-7,57	-8,26	-8,71	-9,83	-9,63	-8,05	-7,12	-5,74	-4,94	-7,21
14:00	-4,86	-5,80	-6,59	-7,87	-8,42	-9,00	-9,17	-9,13	-7,91	-6,69	-5,56	-5,27	-7,19
15:00	-4,47	-5,42	-6,16	-6,72	-7,28	-7,71	-7,86	-7,77	-6,49	-5,34	-4,23	-4,12	-6,13
16:00	-3,20	-4,05	-4,91	-5,11	-5,74	-5,98	-6,22	-5,97	-4,74	-3,58	-2,68	-2,58	-4,56
17:00	-1,19	-2,23	-2,88	-3,18	-3,72	-4,00	-4,14	-3,83	-2,76	-1,49	-0,43	0,06	-2,48
18:00	0,44	0,15	-0,76	-0,92	-1,34	-1,72	-1,91	-1,62	-0,44	0,53	0,65	0,68	-0,52
19:00	0,47	0,49	0,47	0,87	0,50	0,31	-0,11	0,15	0,71	0,92	1,08	1,10	0,58
20:00	0,71	0,74	0,68	0,82	0,75	0,69	0,39	0,31	0,56	0,52	0,71	0,92	0,65
21:00	0,79	0,75	0,67	0,58	0,50	0,62	0,33	0,21	0,55	0,44	0,49	0,71	0,55
22:00	0,83	0,72	0,58	0,56	0,51	0,69	0,40	0,22	0,37	0,47	0,51	0,65	0,54
23:00	0,59	0,55	0,48	0,43	0,41	0,52	0,65	0,21	0,36	0,40	0,38	0,51	0,46
Balance (kWh)	-24,70	-32,79	-44,13	-51,03	-58,62	-62,86	-69,60	-69,02	-54,34	-41,10	-29,02	-22,68	-46,66

Tabla 23. Diferencia consumo-producción media diaria por horas días laborables kWh

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
0:00	0,43	0,45	0,37	0,40	0,38	0,44	0,45	0,21	0,30	0,37	0,32	0,42	0,38
1:00	0,23	0,21	0,20	0,20	0,18	0,24	0,41	0,19	0,23	0,22	0,18	0,22	0,23
2:00	0,18	0,14	0,15	0,16	0,17	0,20	0,35	0,22	0,19	0,17	0,15	0,16	0,19
3:00	0,15	0,12	0,15	0,15	0,15	0,18	0,32	0,24	0,17	0,16	0,14	0,15	0,17
4:00	0,13	0,12	0,14	0,14	0,14	0,18	0,29	0,22	0,16	0,17	0,15	0,14	0,17
5:00	0,13	0,13	0,14	0,15	0,16	0,18	0,27	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,16
6:00	0,13	0,12	0,15	0,15	0,00	0,00	0,00	0,16	0,17	0,15	0,15	0,14	0,11
7:00	0,40	0,38	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,32	0,38	0,18
8:00	0,95	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,95	0,18
9:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00
18:00	0,44	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,53	0,65	0,68	0,20
19:00	0,47	0,49	0,47	0,87	0,50	0,31	0,00	0,15	0,71	0,92	1,08	1,10	0,59
20:00	0,71	0,74	0,68	0,82	0,75	0,69	0,39	0,31	0,56	0,52	0,71	0,92	0,65
21:00	0,79	0,75	0,67	0,58	0,50	0,62	0,33	0,21	0,55	0,44	0,49	0,71	0,55
22:00	0,83	0,72	0,58	0,56	0,51	0,69	0,40	0,22	0,37	0,47	0,51	0,65	0,54
23:00	0,59	0,55	0,48	0,43	0,41	0,52	0,65	0,21	0,36	0,40	0,38	0,51	0,46
Total	6,55	5,25	4,46	4,60	3,84	4,24	3,86	2,50	3,95	5,02	5,38	7,34	4,75
Compra (kWh)	145,10	105,09	98,74	98,67	85,12	90,88	85,54	55,31	84,55	111,26	115,23	162,52	103,17
Demanda (kWh)	357,70	308,42	344,79	335,91	300,25	309,39	199,01	122,67	211,03	257,70	263,96	339,95	279,23
%Cobertura	59%	66%	71%	71%	72%	71%	57%	55%	60%	57%	56%	52%	62%
P1 (kwh/día)	1,78	1,66	1,58	1,34	1,18	1,42	2,09	1,41	1,40	1,75	1,55	1,77	1,58
P2 (kwh/día)	2,37	1,47	1,05	0,99	0,92	1,21	1,06	0,42	0,73	0,87	0,89	2,17	1,18
P3 (kwh/día)	2,40	2,12	1,83	2,27	1,74	1,62	0,72	0,66	1,82	2,40	2,93	3,40	1,99
% Autoconsumo	23,5%	21,1%	18,6%	16,6%	13,5%	13,2%	6,5%	4,1%	9,2%	12,5%	16,8%	21,1%	13,6%
% Vertido	76,5%	78,9%	81,4%	83,4%	86,5%	86,8%	93,5%	95,9%	90,8%	87,5%	83,2%	78,9%	86,4%
Autocons. (kWh/día)	9,60	10,17	11,11	11,07	9,72	10,20	5,12	3,04	5,90	6,61	6,94	8,01	8,12
Vertido (kWh/día)	-31,25	-38,04	-48,59	-55,64	-62,47	-67,10	-73,46	-71,52	-58,29	-46,12	-34,40	-30,02	-51,41
Compra (kWh/día)	6,55	5,25	4,46	4,60	3,84	4,24	3,86	2,50	3,95	5,02	5,38	7,34	4,75

Tabla 24. Compra red kWh días laborables

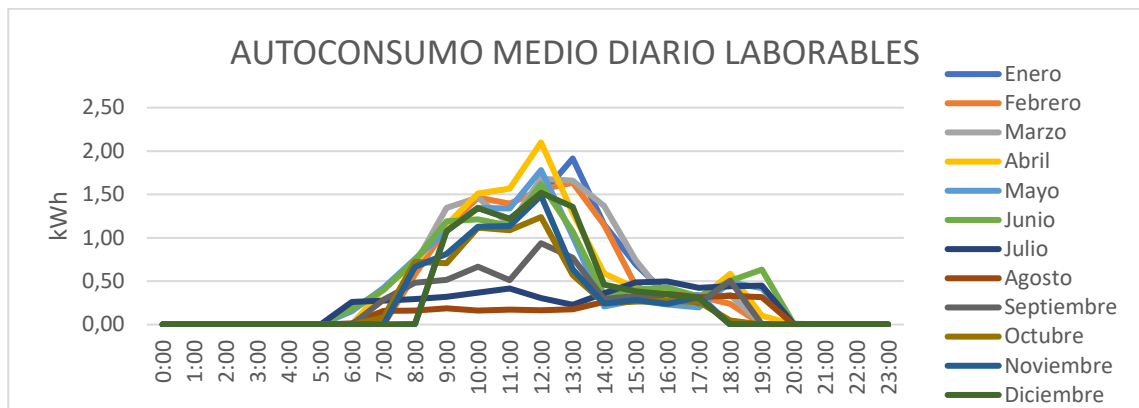


Ilustración 38. Autoconsumo medio diario en días laborables

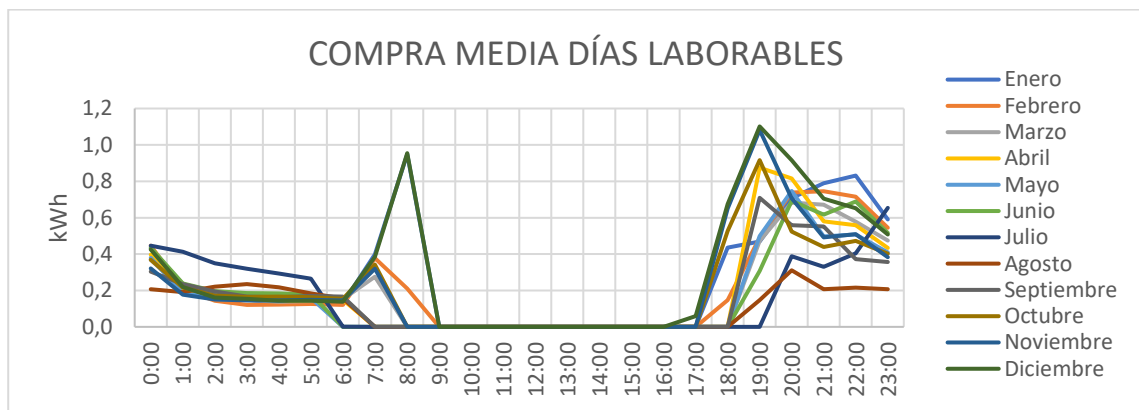


Ilustración 39 Compra media diaria en días laborables

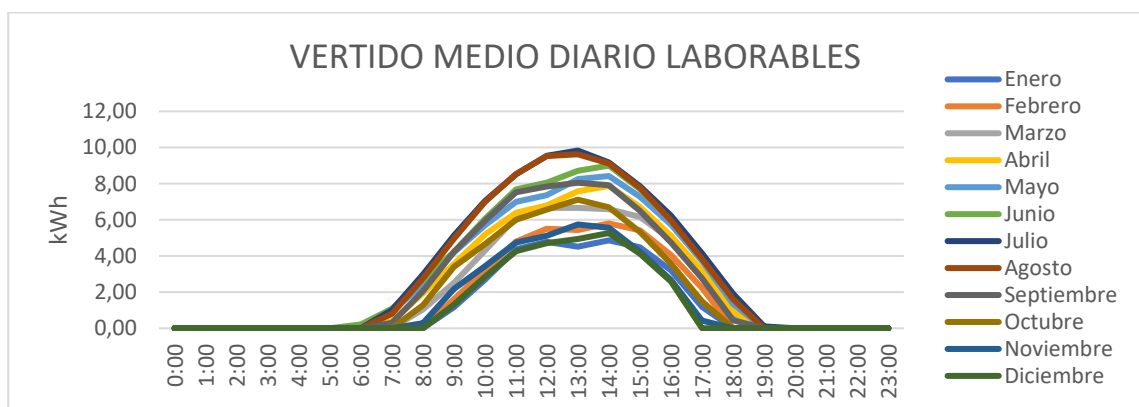


Ilustración 40. Vertido medio diario en días laborables

Resultados en días no laborables

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
0:00	0,54	0,65	0,45	0,42	0,47	0,53	0,83	0,27	0,26	0,41	0,32	0,53	0,47
1:00	0,25	0,38	0,34	0,30	0,44	0,36	0,84	0,25	0,21	0,28	0,23	0,42	0,36
2:00	0,15	0,22	0,19	0,18	0,24	0,26	0,75	0,21	0,21	0,17	0,17	0,41	0,26
3:00	0,13	0,13	0,15	0,14	0,16	0,18	0,58	0,24	0,16	0,17	0,15	0,28	0,21
4:00	0,12	0,12	0,15	0,15	0,15	0,17	0,53	0,18	0,17	0,16	0,14	0,20	0,19
5:00	0,12	0,13	0,15	0,14	0,16	0,16	0,38	0,18	0,16	0,15	0,14	0,13	0,17
6:00	0,16	0,12	0,15	0,14	-0,10	-0,23	0,07	0,16	0,20	0,17	0,15	0,16	0,10
7:00	0,20	0,22	0,17	-0,55	-1,13	-1,23	-0,94	-0,75	-0,33	0,16	0,21	0,17	-0,32
8:00	0,15	-0,41	-1,54	-2,46	-2,97	-3,19	-2,97	-2,74	-2,34	-1,77	-0,76	0,18	-1,73
9:00	-2,04	-2,57	-3,54	-4,44	-4,96	-5,12	-5,15	-4,97	-4,55	-3,86	-2,77	-2,17	-3,84
10:00	-3,55	-4,10	-5,27	-6,14	-6,64	-6,69	-7,13	-6,99	-6,35	-5,35	-4,20	-3,97	-5,53
11:00	-4,86	-5,42	-6,63	-7,44	-7,90	-8,44	-8,65	-8,42	-7,83	-6,78	-5,60	-5,13	-6,92
12:00	-5,56	-6,22	-7,76	-8,31	-8,65	-9,37	-9,46	-9,46	-8,57	-7,48	-6,29	-5,71	-7,74
13:00	-5,72	-6,51	-7,68	-8,50	-8,92	-9,44	-9,76	-9,46	-8,62	-7,34	-6,09	-5,84	-7,82
14:00	-5,48	-6,36	-7,34	-7,75	-8,04	-8,90	-9,17	-9,08	-7,92	-6,59	-5,43	-5,18	-7,27
15:00	-4,64	-5,42	-6,51	-6,79	-7,13	-7,77	-8,04	-7,77	-6,48	-5,31	-4,32	-4,00	-6,18
16:00	-3,10	-3,45	-4,81	-4,83	-5,47	-6,14	-6,45	-6,09	-4,81	-3,58	-2,73	-2,60	-4,50
17:00	-0,99	-1,86	-2,72	-2,94	-3,63	-4,09	-4,28	-3,83	-2,72	-1,55	-0,52	0,01	-2,43
18:00	0,43	0,15	-0,76	-1,00	-1,63	-1,97	-2,10	-1,68	-0,72	0,16	0,27	0,37	-0,71
19:00	0,34	0,34	0,53	0,29	-0,24	-0,42	-0,30	-0,03	0,20	0,28	0,31	0,39	0,14
20:00	0,61	0,49	0,62	0,51	0,46	0,37	0,29	0,17	0,24	0,54	0,43	0,46	0,43
21:00	0,85	0,79	0,84	0,76	0,78	0,58	0,41	0,15	0,25	0,54	0,50	0,80	0,61
22:00	0,69	0,84	0,64	0,69	0,87	0,64	0,51	0,30	0,27	0,56	0,50	0,76	0,61
23:00	0,51	0,66	0,60	0,46	0,59	0,52	0,56	0,26	0,26	0,46	0,38	0,72	0,50
Balance (kWh)	-30,68	-37,08	-49,56	-56,97	-63,12	-69,22	-68,64	-68,92	-58,66	-45,39	-34,78	-28,63	-50,97

Tabla 25.Diferencia consumo-producción media diaria por horas días laborables kWh

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
0:00	0,54	0,65	0,45	0,42	0,47	0,53	0,83	0,27	0,26	0,41	0,32	0,53	0,47
1:00	0,25	0,38	0,34	0,30	0,44	0,36	0,84	0,25	0,21	0,28	0,23	0,42	0,36
2:00	0,15	0,22	0,19	0,18	0,24	0,26	0,75	0,21	0,21	0,17	0,17	0,41	0,26
3:00	0,13	0,13	0,15	0,14	0,16	0,18	0,58	0,24	0,16	0,17	0,15	0,28	0,21
4:00	0,12	0,12	0,15	0,15	0,15	0,17	0,53	0,18	0,17	0,16	0,14	0,20	0,19
5:00	0,12	0,13	0,15	0,14	0,16	0,16	0,38	0,18	0,16	0,15	0,14	0,13	0,17
6:00	0,16	0,12	0,15	0,14	0,00	0,00	0,07	0,16	0,20	0,17	0,15	0,16	0,12
7:00	0,20	0,22	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,21	0,17	0,09
8:00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,03
9:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
18:00	0,43	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,27	0,37	0,11
19:00	0,34	0,34	0,53	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,28	0,31	0,39	0,22
20:00	0,61	0,49	0,62	0,51	0,46	0,37	0,29	0,17	0,24	0,54	0,43	0,46	0,43
21:00	0,85	0,79	0,84	0,76	0,78	0,58	0,41	0,15	0,25	0,54	0,50	0,80	0,61
22:00	0,69	0,84	0,64	0,69	0,87	0,64	0,51	0,30	0,27	0,56	0,50	0,76	0,61
23:00	0,51	0,66	0,60	0,46	0,59	0,52	0,56	0,26	0,26	0,46	0,38	0,72	0,50
Total	5,26	5,23	4,99	4,18	4,30	3,76	5,76	2,36	2,59	4,20	3,92	5,98	4,38
Compra (kWh)	46,55	41,83	44,21	35,83	38,11	32,25	50,98	20,94	22,17	37,22	33,63	52,92	38,05
Demanda (kWh)	90,11	89,03	89,81	83,43	80,29	69,20	88,14	50,01	47,45	65,06	56,22	83,27	74,34
%Cobertura	48%	53%	51%	57%	53%	53%	42%	58%	53%	43%	40%	36%	49%
P1 (kwh/día)	5,26	5,23	4,99	4,18	4,30	3,76	5,76	2,36	2,59	4,20	3,92	5,98	52,53
P2 (kwh/día)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P3 (kwh/día)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
% Autoconsumo	12,0%	12,2%	8,6%	8,3%	6,6%	5,6%	5,3%	4,4%	4,6%	6,0%	6,4%	9,0%	7,0%
% Vertido	88,0%	87,8%	91,4%	91,7%	93,4%	94,4%	94,7%	95,6%	95,4%	94,0%	93,6%	91,0%	93,0%
Autocons. (kWh/día)	4,92	5,90	5,15	5,55	4,76	4,31	4,20	3,28	2,95	3,14	2,64	3,43	4,19
Vertido (kWh/día)	-35,94	-42,31	-54,55	-61,15	-67,42	-72,99	-74,39	-71,28	-61,24	-49,59	-38,70	-34,61	-55,35
Compra (kWh/día)	5,26	5,23	4,99	4,18	4,30	3,76	5,76	2,36	2,59	4,20	3,92	5,98	4,38

Tabla 26. Compra red kWh días no laborables

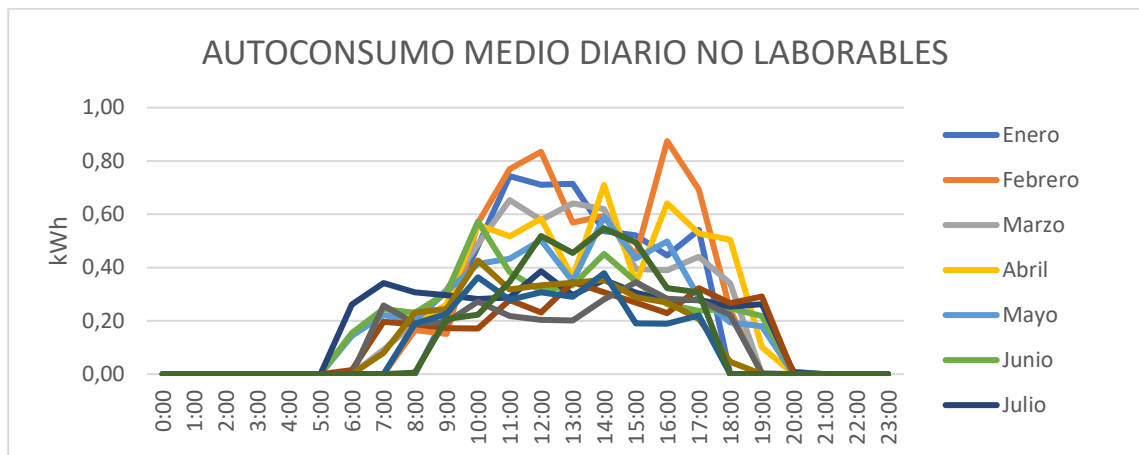


Ilustración 41. Autoconsumo medio diario en días no laborables

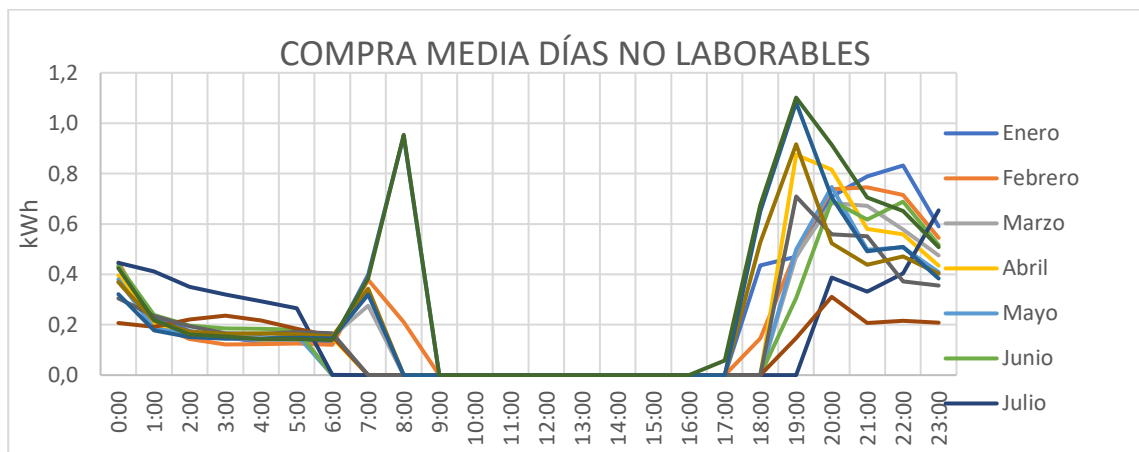


Ilustración 42 Compra media diaria en días no laborables

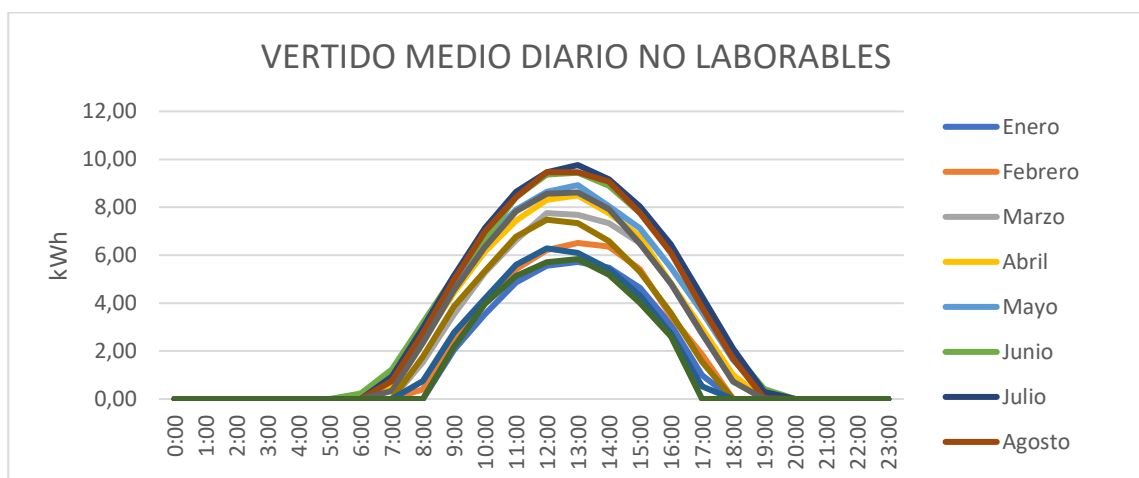


Ilustración 43. Vertido medio diario en días laborables

A partir de los resultados obtenidos concluimos que la instalación fotovoltaica en dicha vivienda significará un ahorro económico anual del 72,2% lo cual es muy significativo. El autoconsumo de la instalación será bastante pequeño, un 12,6%, lo que implica que un 84,7 de la energía generada será vertida a la red. Esto es debido a que el consumo durante horas con apenas irradiación es muy elevado. Aunque la capacidad de generación anual de la planta fotovoltaica es de 21752,3 KWh y la demanda total es de 4242,8 kWh el ahorro económico de la energía vertida no supera la factura por lo que resulta un dimensionamiento correcto.

3.11.2 PVSyst

PVSyst ha sido una herramienta de software fotovoltaica clave para el dimensionamiento de la instalación. La herramienta de dimensionamiento ha permitido realizar una correcta selección del inversor para la distribución de módulos seleccionada. De esta manera se ha logrado elegir los componentes idóneos para que la instalación no cuente con elementos sobredimensionados o subdimensionados, con las pérdidas que esto acarrea.

En primer lugar, ha sido seleccionada la orientación de los paneles fotovoltaicos según lo definido anteriormente.

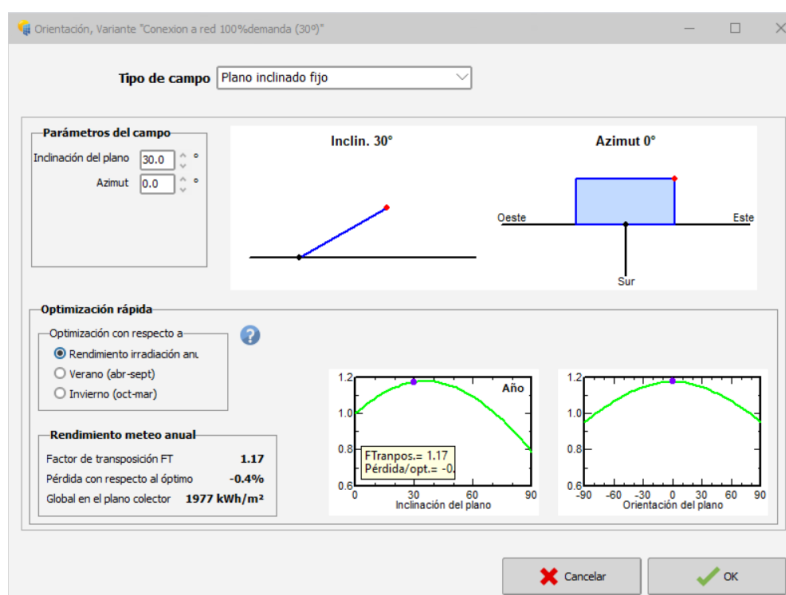


Ilustración 44. Definición de orientación

En segundo lugar, se ha definido toda la instalación conectada a la red, con los modelos de paneles e inversor seleccionados. También se ha definido la configuración del campo fotovoltaico (tres strings de diez paneles en serie).

Definición del sistema de red, Variante VCO: "Conexión a red 100%demanda (30°)"

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
Nombre: Conjunto FV
Orientación: Plano inclinado fijo
Inclinación: 30°
Azimut: 0°

Selección del módulo FV
Disponibles ahora: Filtro: Todos los módulos FV
SunPower: 400 Wp 55V Si-mono SPR-MAX3-400 Desde 2021 Datasheets 2021
Usar optimizador: ☐

Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) 57.3 V
Voc (0°C) 81.2 V

Selección del inversor
Disponibles ahora: Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz
Canadian Solar Inc.: 12 kW 160 - 850 V TL 50/60 Hz CSI-12K-T400-GL01-E Desde 2020
Núm. de inversores: 1
Utilizar característica multi-MPPT: ☐ Voltaje de funcionamiento: 160-850 V Poder global inversor 12.0 kWca
Utilizar característica multi-MPPT: ☐ Voltaje máximo de entrada: 1000 V Inversor con 2 MPPT

Diseño del conjunto
Núm. de módulos y cadenas
Mód. en serie: 10 entre 3 y 12
Núm. de cadenas: 3
Pérdida sobrecarga 0.0 %
Proporción Pnom 1.00
Núm. de módulos 30 Área 53 m²

Condiciones de operación
Vmpp (60°C) 57.3 V
Vmpp (20°C) 64.9 V
Voc (0°C) 81.2 V
Irradia. plano 1000 W/m²
Imp (STC) 18.8 A
Isc (STC) 19.7 A
Isc (en STC) 19.7 A
Potencia de funcionamiento máx. (en 1000 W/m² y 30°C) 11.9 kW
Potencia nom. conjunto (STC) 12.0 kWp

Lista de subconjuntos

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Conjunto FV		
SunPower - SPR-MAX3-400	10	3
Canadian Solar Inc. - CSI-12K-T400-GL01-E	1	1

Resumen sistema global

Núm. de módulos	30
Área del módulo	53 m²
Núm. de inversores	1
Potencia FV nominal	12.0 kWp
Potencia FV máxima	12.4 kWCC
Potencia de CA nominal	12.0 kWCA
Proporción Pnom	1.000

Resumen del sistema Esquema Simplificado Cancelar OK

Ilustración 45. Definición del sistema conectado a red

El siguiente paso ha sido definir las pérdidas del sistema. Se han definido las pérdidas debidas a envejecimiento según la eficiencia de los paneles solares estipulada por el fabricante. Dichos valores están incluidos en la ficha técnica de los paneles solares dentro del software siendo ligeramente diferentes a los estipulados en la ficha técnica adjunta en el anexo pertinente. El resto de las pérdidas se han dejado en los valores por defecto.

Parámetros detallados de pérdidas del campo FV

Parámetro térmico Pérdidas óhmicas Calidad del módulo - LID - Desajuste Pérdida de suciedad Pérdidas IAM Auxiliares

Indisponibilidad Corrección espectral

Envejecimiento

Utiliza degradación en la simulación. ☒ Usos en simulación

Parámetros en simulación
Simulación para el año nº 1
Módulos FV individuales: Factor deter. global 0.20 %
Factor de degrad. no coincidente -0.03 %

Modelo
Parámetros de envejecimiento de módulo FV
Factor de degrad. promedio 0.40 %/año
Dispersión Imp RMS 0.40 %/año
Dispersión Vmp RMS 0.40 %/año

Almacenar los valores de Monte Carlo
Valores Monte-Carlo
Desajuste 5 años 0.17%
Desajuste 10 años 1.31%
Desajuste 15 años 1.77%
Desajuste 20 años 2.36%
Desajuste 25 años 4.17%

Leer modelo Guardar como modelo
☒ Mantiene los valores calculados de desajuste

Utilizado para esta evaluación
Subconjunto: 10 Módulos en serie 3 Cadenas en paralelo
Cálculo Monte-Carlo: 0 Pruebas
1 años Evaluación aleatoria -0.03% Pérdida prom. de desajuste 0.04% Pérdida de desajuste RMS

Garantía del módulo
Año 0 Garantía 98.00 % Pnom
Año 10 Garantía 91.00 % Interpol. lineal
Año 20 Garantía 84.00 % Interpol. lineal
Año 25 Garantía 80.00 % Pnom
Promedio -0.72%/año
Delinear ☒ Curva Escalones
El valor de reducción inicial (generalmente alrededor de -3%) puede corresponder a la LID o tolerancia inicial.

Gráfico de pérdidas Cancelar OK

El siguiente paso ha sido definir el consumo de la vivienda, este se ha realizado insertando el archivo de consumos para cada hora del último periodo anual suministrado por la comercializadora utilizado también con PV CALCULATOR. Dicho archivo ha sido modificado para tener el mismo formato de la plantilla predefinida de PVSyst.

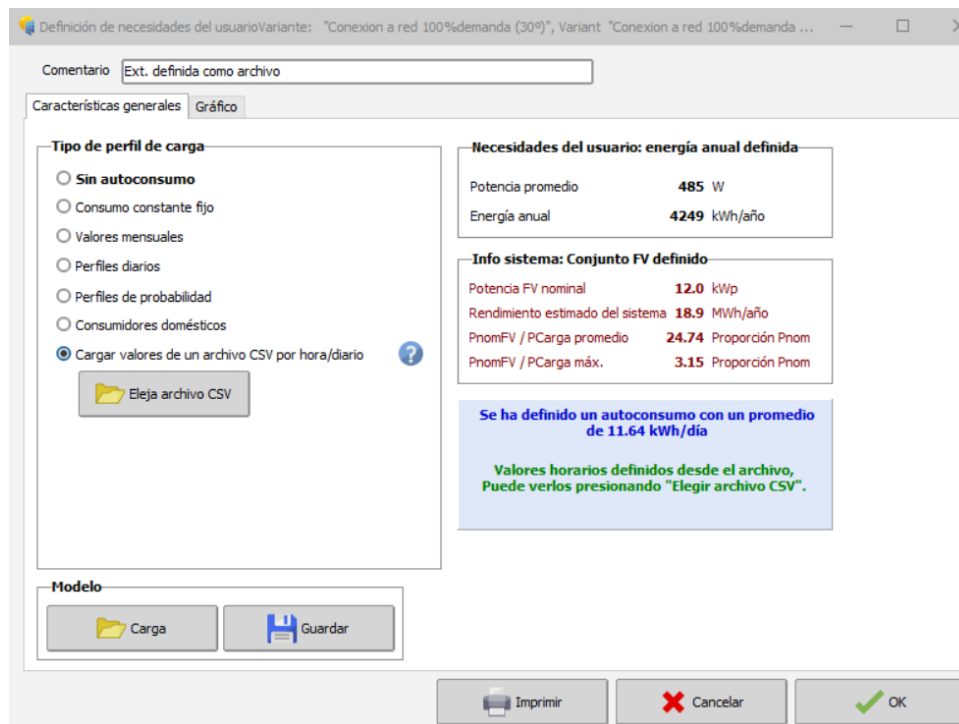


Ilustración 46. Definición del consumo de la vivienda

El horizonte y sombreado cercano se ha dejado por defecto ya que la fachada está libre de sombras causadas por elementos o edificios cercanos. Por último, se ha especificado la evaluación económica, pero estos serán tratados con detalle más adelante.

Los resultados obtenidos son más precisos por considerar más pérdidas que el modelo utilizado por PV CALCULATOR, el cual únicamente considera las pérdidas del rendimiento del panel fotovoltaico. Las pérdidas contempladas con PVSyst pueden apreciarse a continuación:

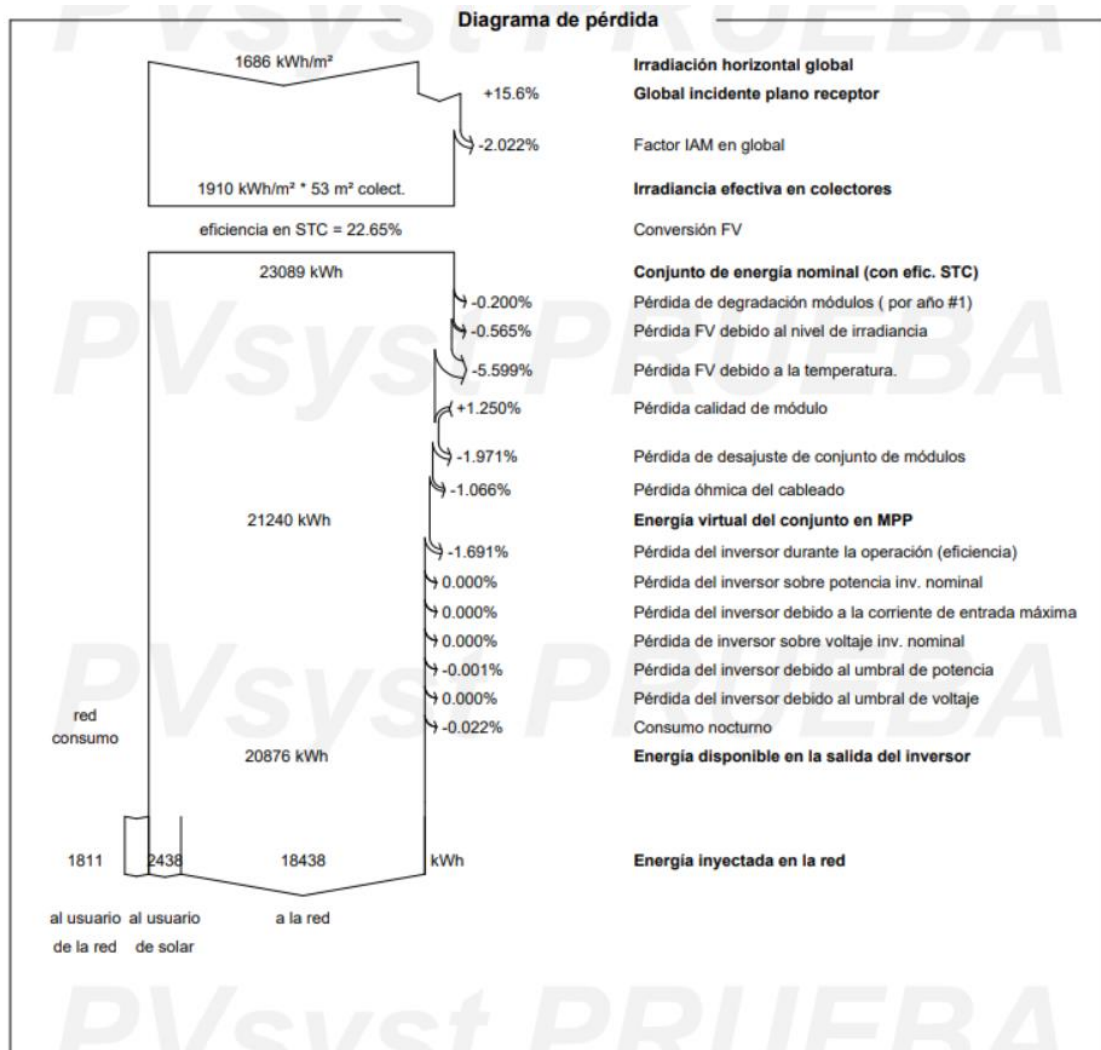


Ilustración 47. pérdidas detalladas del sistema fotovoltaico

Como los resultados por lo general no varían mucho de los ya explicados en el capítulo anterior, no se realizará especial hincapié en analizarlos, pero estos están adjuntos más adelante en el anexo pertinente según el informe generado por PVSyst.

3.12 ANÁLISIS ECONÓMICO DE VIABILIDAD

En este apartado se llevará a cabo el estudio económico sobre la viabilidad del proyecto diseñado. Para ello se han contrastado los datos obtenidos de las simulaciones con PVSyst y PV CALCULATOR.

El coste inicial de la instalación se ha llevado a cabo considerando todos los elementos de la instalación utilizados: paneles fotovoltaicos, inversor, cableado, caja de conexión DC y la caja general de conexión (CGP). El coste inicial también contempla los permisos y costes necesarios para llevar a cabo el proyecto. Gracias a las ayudas económicas para promover energías limpias del Ayuntamiento de Calvià, se ha logrado subvencionar un 50% sobre el valor de la inversión admisible inicial, fijando un máximo de 1,65 €/Wp. La inversión inicial ya incluye un IVA del 21% sobre todos los costes.

<i>Cantidad</i>	<i>Descripción partida</i>	<i>PVP (€)</i>	<i>Coste total</i>
30	Módulo fotovoltaico 400 wp	420,00	12600,00
30	Estructura de soporte	44,81	1344,30
1	Inversor Trifásico 12 kW	1579,20	1579,20
1	Combiner Box para módulos fotovoltaicos	5,47	5,47
1	Cableado DC 1,5 mm ²	6,73	6,73
1	Cableado DC Tramo 2 16 mm ²	7,38	7,38
1	Cableado AC 10 mm ²	7,38	7,38
1	Contador trifásico bidireccional y adecuación cuadro contadores	330,37	330,37
30	Montaje eléctrico	25,15	754,50
1	Instalación	1152,20	1152,20
1	Certificado solidez estructural	119,00	119,00
1	Proyecto, SS y trámites legales	32,19	32,19
1	Ayuda Islas Baleares	-8969,36	-8969,36
		Total sin subvención	17.938,72 €
		Total con subvención	8.969,36 €
		Ahorro anual inicial	1.045,77 €
		Pay Back Simple	6 años

Tabla 27. Inversión inicial de la instalación

A continuación, se estudiará el beneficio económico de la instalación asumiendo una vida útil de la instalación igual a la de los paneles fotovoltaicos. SunPower otorga una cobertura de producto y potencia de 40 años, por lo tanto, el estudio económico se extenderá hasta el año 2062. Para dicho estudio se han considerado lo siguiente:

- El consumo de la instalación es constante durante toda la vida útil.
- Los precios de la energía consumida de la red no serán los especificados en la tarifa de consumo, ya que PVSyst no permite aplicar tres tramos horarios. Los precios utilizados serán los mismos, pero únicamente se aplicarán los tramos de horas punta y valle. Con unos precios de 0,2806 €/kWh y 0,1832 €/kWh respectivamente.
- El precio de la energía excedentaria se mantendrá en 0,05 €.
- La inflación de la tarifa eléctrica anual se estimará en un 2%.
- La tasa descuento es del 3%.

- La vida útil de los inversores se estima en 10 años por lo que será necesario sustituirlo 3 veces durante la vida útil (Serán sustituidos en los años 10, 20 y 30 de la instalación).
- La vida útil del resto de elementos de la instalación es superior a 40 años por lo que no será necesaria su sustitución.
- La energía producida por los paneles solares ira disminuyendo cada año. La salida mínima garantizada en el año 1 es del 98%. Los paneles cuentan con una degradación máxima del - 0.25%/año. La energía producida por la instalación durante cada año será analizada más adelante.
- Los costes anuales de mantenimiento se han estimado en un 1,5 % de la inversión inicial. En ellos se consideran las revisiones necesarias, la limpieza de los paneles y el coste del resto de elementos fungibles como fusibles y portafusibles.
- Las subvenciones municipales del ayuntamiento de Calviá son esenciales para la viabilidad del proyecto, estas supondrán un 50% de la inversión inicial del proyecto. Por lo tanto, no cubrirá la sustitución de los inversores ni gastos de mantenimiento.

Con los resultados aportados de PV CALCULATOR para el primer año de la instalación se obtiene una capacidad de planta de 21.752 kWh con un autoconsumo de 2.548 kWh. Teniendo en cuenta la tarifa eléctrica de la vivienda y los consumos para cada hora se ha estimado un ahorro anual de 1045,77 € durante el primer año. Para analizar correctamente el ahorro a lo largo de la vida útil se ha tenido en cuenta los aspectos económicos definidos quedando los siguientes valores: El ahorro calculado contempla tanto el dinero ahorrado según el tramo horario como la compensación de excedentes vertida a la red.

Año	Energía generada (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Energía vertida (kWh)	Ahorro en la factura (€)
1	21753,30	2548,13	19205,17	1045,77
2	21698,92	2545,84	19153,08	1047,86
3	21644,67	2543,55	19101,12	1049,96
4	21590,56	2541,26	19049,30	1052,06
5	21536,58	2538,97	18997,61	1054,16
6	21482,74	2536,69	18946,05	1056,27
7	21429,03	2534,40	18894,63	1058,38
8	21375,46	2532,12	18843,34	1060,50
9	21322,02	2529,84	18792,18	1062,62
10	21268,72	2527,57	18741,15	1064,75
11	21215,55	2525,29	18690,25	1066,87
12	21162,51	2523,02	18639,49	1069,01
13	21109,60	2520,75	18588,85	1071,15
14	21056,83	2518,48	18538,35	1073,29
15	21004,18	2516,21	18487,97	1075,44
16	20951,67	2513,95	18437,72	1077,59
17	20899,29	2511,69	18387,61	1079,74
18	20847,05	2509,43	18337,62	1081,90
19	20794,93	2507,17	18287,76	1084,06
20	20742,94	2504,91	18238,03	1086,23
21	20691,08	2502,66	18188,43	1088,41
22	20639,36	2500,40	18138,95	1090,58
23	20587,76	2498,15	18089,60	1092,76
24	20536,29	2495,90	18040,38	1094,95
25	20484,95	2493,66	17991,29	1097,14
26	20433,74	2491,41	17942,32	1099,33
27	20382,65	2489,17	17893,48	1101,53
28	20331,69	2486,93	17844,76	1103,73
29	20280,86	2484,69	17796,17	1105,94
30	20230,16	2482,46	17747,71	1108,15
31	20179,59	2480,22	17699,36	1110,37
32	20129,14	2477,99	17651,15	1112,59
33	20078,82	2475,76	17603,05	1114,82
34	20028,62	2473,53	17555,09	1117,05
35	19978,55	2471,31	17507,24	1119,28
36	19928,60	2469,08	17459,52	1121,52
37	19878,78	2466,86	17411,92	1123,76
38	19829,08	2464,64	17364,44	1126,01
39	19779,51	2462,42	17317,09	1128,26
40	19730,06	2460,21	17269,86	1130,52

Tabla 28. Variación de ahorro anual, energía producida, auto consumida y vertida a red durante la vida útil.

3.12.1 Análisis de rentabilidad

A continuación, se estudiará la rentabilidad económica de la instalación siguiendo tres indicadores financieros distintos, aunque estén muy relacionados entre sí. Los criterios estudiados son los siguientes:

- VAN: Se trata del *valor actual neto* de una inversión, este indicador consiste en analizar las ganancias y gastos durante la vida útil del proyecto además de la inversión inicial. Para calcular el VAN es necesario actualizar todos los balances de caja al momento de la inversión inicial considerando un tipo de interés concreto. Este

indicador financiero refleja la rentabilidad del proyecto en términos absolutos (en nuestro caso euros). Para que el proyecto sea rentable deberá contar con un VAN positivo.

- TIR: Se trata de la *tasa interna de rentabilidad*, ésta determina el porcentaje de beneficio o pérdida para las cantidades invertidas en el proyecto. El TIR estudia la rentabilidad de manera relativa, en tanto por ciento, mientras el VAN lo hace en términos absolutos. Para que el proyecto sea rentable deberá contar con un TIR superior a la tasa de descuento.
- Payback: Este término hace referencia al tiempo que debe transcurrir para recuperar la inversión inicial. Cuanto menor sea dicho indicador financiero, más atractiva será la inversión.

Para llevar a cabo el estudio de rentabilidad será necesario realizar un balance de caja del proyecto y a posteriori utilizar los indicadores mencionados. Los gastos de mantenimiento consideran una inflación igual al 2%, al igual que la factura eléctrica.

Año	Costes sin instalación	Costes con instalación				Balance de caja	
	Factura inicial (€) [1]	Inversión neta (€) [2]	Mantenimiento (€) [3]	Factura final (€) [4]	Coste total (€) [5] =[2]+[3]+[4]	Diferencia (€) [6]	Acumulado (€) [7]
0		8704,26			8704,26	-8704,26	-8704,26
1	1448,32		130,56	402,54	533,10	915,22	-7789,04
2	1477,29		133,18	411,60	544,77	932,51	-6856,53
3	1506,83		135,84	420,86	556,70	950,14	-5906,39
4	1536,97		138,56	430,33	568,88	968,09	-4938,31
5	1567,71		141,33	440,01	581,34	986,37	-3951,94
6	1599,06		144,15	449,91	594,06	1005,00	-2946,94
7	1631,04		147,04	460,03	607,07	1023,97	-1922,96
8	1663,66		149,98	470,38	620,36	1043,30	-879,66
9	1696,94		152,98	480,97	633,94	1062,99	183,33
10	1730,88	1887,29	156,04	491,79	2535,12	-804,24	-620,90
11	1765,49		159,16	502,85	662,01	1103,48	482,58
12	1800,80		162,34	514,17	676,51	1124,30	1606,87
13	1836,82		165,59	525,74	691,32	1145,50	2752,37
14	1873,56		168,90	537,57	706,46	1167,09	3919,46
15	1911,03		172,28	549,66	721,94	1189,09	5108,55
16	1949,25		175,72	562,03	737,75	1211,50	6320,05
17	1988,23		179,24	574,67	753,91	1234,32	7554,37
18	2028,00		182,82	587,60	770,43	1257,57	8811,94
19	2068,56		186,48	600,83	787,30	1281,25	10093,20
20	2109,93	2300,60	190,21	614,34	3105,15	-995,22	9097,98
21	2152,13		194,01	628,17	822,18	1329,95	10427,93
22	2195,17		197,89	642,30	840,19	1354,98	11782,90
23	2239,07		201,85	656,75	858,60	1380,47	13163,38
24	2283,85		205,89	671,53	877,42	1406,44	14569,81
25	2329,53		210,00	686,64	896,64	1432,89	16002,70
26	2376,12		214,20	702,09	916,29	1459,83	17462,53
27	2423,64		218,49	717,89	936,37	1487,27	18949,80
28	2472,12		222,86	734,04	956,90	1515,22	20465,03
29	2521,56		227,31	750,55	977,87	1543,69	22008,72
30	2571,99	2804,41	231,86	767,44	3803,72	-1231,73	20776,99
31	2623,43		236,50	784,71	1021,21	1602,22	22379,22
32	2675,90		241,23	802,36	1043,59	1632,31	24011,52
33	2729,42		246,05	820,42	1066,47	1662,95	25674,47
34	2784,01		250,97	838,88	1089,85	1694,15	27368,62
35	2839,69		255,99	857,75	1113,75	1725,94	29094,56
36	2896,48		261,11	877,05	1138,16	1758,32	30852,88
37	2954,41		266,34	896,79	1163,12	1791,29	32644,17
38	3013,50		271,66	916,96	1188,63	1824,87	34469,04
39	3073,77		277,10	937,59	1214,69	1859,08	36328,12
40	3135,24		282,64	958,69	1241,33	1893,92	38222,03

Tabla 29. Balance de caja

Tras realizar los flujos de caja se calculan los siguientes indicadores financieros:

VAN	15.957,03 €
TIR	10,93%
Payback	11 años

Tabla 30. Indicadores financieros con subvención

A partir de la columna [6] se obtiene un VAN de 15.957 € aplicando una tasa de descuento del 3%. El proyecto obtiene un TIR del 10,93%, muy superior a la tasa de descuento seleccionada, además la recuperación de la inversión se realizaría en tan solo 11 años. Analizando los tres indicadores se puede concluir que la inversión resultaría rentable.

Por otro lado, cabe destacar la gran importancia de la subvención sobre la inversión inicial, ya que sin ella quedarían los siguientes resultados:

VAN	3.410,51 €
TIR	4,04%
Payback	23 años

Tabla 31. Indicadores financieros sin subvención

Sin la existencia de las subvenciones ofrecidas el proyecto seguiría resultando rentable pero el ahorro económico final sería cuasi insignificante y habría que valorar si seguir adelante con el proyecto.

4 . SOLUCIÓN DE AUTOCONSUMO Y CONCLUSIONES

El objetivo principal de este proyecto es dimensionar una instalación solar fotovoltaica destinada al autoconsumo para una vivienda ubicada en el municipio de Calviá, Mallorca. La instalación consistirá en un sistema de generación conectado a la red eléctrica acogiendo a compensación de excedentes.

El dimensionamiento y selección de componentes de la instalación han sido realizados utilizando PVSyst y PV CALCULATOR, dos herramientas fotovoltaicas que han permitido estimar con precisión los resultados energéticos y financiero necesarios para analizar el funcionamiento y viabilidad del proyecto además del rendimiento de la instalación a lo largo de la vida útil.

En primer lugar, se han recopilados los datos de irradiancia global media diaria por horas para cada mes a través de la base de datos **PVGIS-SARAH2**. Estos datos han sido recopilados para un ángulo de azimut de 0° (Orientación sur) y una inclinación de 30°.

En segundo lugar, se ha estudiado el consumo de la vivienda, solicitando a la distribuidora E-Distribución los datos de consumo para cada hora durante el último año. Estos datos han sido recibidos en un formato CSV y han sido adaptados para cada uno de los programas utilizados. Analizando los datos se ha estimado un consumo medio diario de 109,9 kWh para los días laborables y 29,2 kWh para los no laborables.

Una vez se han establecido los datos de irradiancia y consumo en el programa se ha especificado las tarifas eléctricas de la vivienda dividiéndose todos los tramos horarios según corresponda para analizar correctamente la factura eléctrica antes y después de la instalación. Se ha estudiado la energía generada, auto consumida, vertida a la red y consumida de la red para obtener el ahorro real que supondría la instalación. Para el primer año de la instalación, se ha estimado un ahorro económico de 1045,8€. A continuación, se puede apreciar un resumen del balance energético de la instalación durante el primer año:

	Nº de paneles	Nº de strings	Energía producida anualmente	Energía autoconsumida anualmente	Energía excedente anual	Energía consumida de la red anualmente
Instalación	30	3	21752,3 kWh	2548,1 kWh	19204,2 kWh	1694,7 kWh

Tabla 32. Resumen del balance energético inicial

El diseño de la instalación cuenta con los siguientes elementos:

- 30 módulos monocristalinos **SPR-MAX3-400** de la marca SunPower, por lo que la potencia del generador fotovoltaico será de 12 kWp.
- 1 inversor **CSI-12K-T400GL01-E** de la marca CanadianSolar.
- El cableado DC se compone de dos tipos de cable de la marca GeneralCable; EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC de 1x1,5 mm²NK y EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC de 1x16 mm².

- El cableado AC también es de la marca GeneralCable utilizándose el modelo EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 0,6/1 kV AC de $1 \times 10 \text{ mm}^2$.
- Se utilizará una protección de sobretensión de 40kA I_{max} (8/20), Y PV, 1000Vdc, Fotovoltaico, 3 Polos, desenchufable y 3 Módulos de la marca CPT Cirprotec.
- Se instalará una caja general de protección CGP-7 en montaje horizontal.

Teniendo en cuenta la subvención del 50% ofrecida por el municipio de Calviá el coste inicial de la instalación será de 8969,36 € y deberá sustituirse el inversor cada 10 años. Los datos económicos relevantes del proyecto se adjuntan a continuación:

	Potencia instalada	Inversión inicial	VAN	TIR	Payback
Instalación	12 kWp	8.704,26 €	15.957,03 €	10,93%	11 años

Tabla 33. análisis económico de la instalación

El proyecto tiene un VAN de 15957,03 aplicando una tasa de descuento del 3%. El TIR es mucho más elevado que la tasa de descuento seleccionada y el retorno de la inversión sería a los 11 años de la instalación. Por lo tanto, se puede concluir que la instalación es rentable económicamente y se puede llevar a cabo el proyecto.

5 . BIBLIOGRAFÍA

- [ONU_97] Organización de las Naciones Unidas (ONU), “*Protocolo de Kioto de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático*”. Kioto, Japón. Diciembre 1997.
- [AENO04] Asociación Española de Normalización y Certificación, “*UNE 20460–5–523. Instalaciones eléctricas en edificios. Sección 523: Intensidades admisibles en sistemas de conducción de cables.*”. Madrid, España. Noviembre 2008.
- [AENO08] Asociación Española de Normalización y Certificación, “*UNE-EN 60269-1:2008. Fusibles de baja tensión. Parte1: Reglas generales*”. Madrid, España. Noviembre 2008.
- [IDAE11] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), “*Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*”. Madrid, España. Julio 2011.
- [PPM13] Pedro Pérez Montoro, “*Instalación fotovoltaica en nave industrial para autoconsumo conectada a la red eléctrica*”. Cartagena, España. Septiembre 2013.
- [JVS_17] Jaime Valle Seldas, “*Instalación fotovoltaica con almacenamiento para granja funcionando en red aislada*”. Madrid, España. Julio 2017.
- [IDEA19] Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), “*Información técnica sobre la radiación ultravioleta, el índice UV y su pronóstico*”. Bogotá, Colombia. Noviembre 2019.
- [AEBO19] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado “*Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.*”. Madrid, España. Abril 2019.
- [MITE20] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), “*Plan nacional integrado de energía y clima*”. Madrid, España. Enero 2020.
- [MITE20] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), “*Estrategia de descarbonización a largo plazo 2050*”. Madrid, España. Noviembre 2020.
- [BNEF20] BloombergNEF, “*New Energy Outlook 2020*”. Octubre 2021.
- [CFTJ20] Cristina Fernandez-Trapiella Janssen, “*Proyecto de diseño de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo en el auditorio de las ventas de Retamosa*” España. Octubre 2020.

- [JMMP21] Jose María Martín Piñeiro, “*Instalación de fotovoltaica de autoconsumo con compensación 15kW CEIP el puertito de Güimar Tenerife*”. Islas Canarias, España. Marzo 2021.
- [REE_21] Red Eléctrica de España (REE), “*Informe del Sistema Eléctrico Español 2020*”. Madrid, España. Junio 2021.
- [REE_21] Red Eléctrica de España (REE), “*Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2020*”. Madrid, España. Junio 2021.
- [BNEF21] BloombergNEF, “*New Energy Outlook 2021*”. Noviembre 2021.
- [PGG_21] Pablo García González, Apuntes privados Universidad Pontificia Comillas “Tema 2.1: Convertidores CC-CA monofásicos” Madrid, España. Octubre 2021.
- [AMPP21] Ana María Palencia Poblet, “*Diseño de una instalación de generación distribuida (autoconsumo energético) para una vivienda residencial o edificio de sector terciario, utilizando como herramienta computacional el programa PVsyst*”. Madrid, España. Agosto 2021.
- [REE_22] Red Eléctrica de España (REE), “*Informe del Sistema Eléctrico Español 2021*”. Madrid, España. Junio 2022.
- [SOLI22] Solideo, “*¿Qué es la energía solar?*”. [Online]: <https://www.solideo.es/que-es-la-energia-solar-fotovoltaica/>. [Accedido]: 22/02/2022.
- [AEME22] Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), “*Datos climatológicos, valores normales. Palma, Puerto.*”. [Accedido]: 06/03/2022.
- [AES_22] Academia de Energía Solar, “*Training Avanzado Energía Fotovoltaica*” [Curso]: Junio 2022.
- [EUSH22] European Commission, EU Science Hub, “*Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*”. [Accedido]: 07/06/2022.
- [AEBO22] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, “*Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC*”. Madrid, España. Marzo 2022.
- [JAAL_] José A. Alonso Lorenzo, “Boletín solar fotovoltaica Autónoma, SunFields Europe” A Coruña, España.
- [MAA_] Miguel Alonso Abella, “*Sistemas fotovoltaicos*”. Madrid, España.

- [AEBO22] Agencia Estatal Boletín Oficial del del Estado, “*Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC*” Madrid, España. Marzo 2022.
- [MAA_01] Miguel Alonso Abella, “*Sistema Fotovoltaicos: introducción y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica*”. España 2001

6 . ANEXOS

6.1 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Este proyecto presenta unos objetivos alineados a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) propuestos por la Organización de las Naciones Unidas en el año 2015 [5]. El proyecto se alinea de manera principal con el **objetivo 7** y el **objetivo 13** y de forma secundaria con el **objetivo 1** y el **objetivo 11**



Ilustración 48. Objetivos de desarrollo sostenible

Objetivo 7: “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna”. Durante las últimas dos décadas la evolución de la tecnología solar fotovoltaica junto a las ayudas implementadas por parte de los gobiernos ha reducido los costes de instalación de las tecnologías renovables. De este modo se ha permitido que los proyectos destinados al autoconsumo energético sean asequibles para un mayor porcentaje de la sociedad. Con estas medidas se ha logrado incentivar de forma económica la implantación de una fuente de energía limpia y sostenible para la sociedad.

Objetivo 1: “Poner fin a la pobreza en todas sus formas en todo el mundo”. Analizando la situación actual en los mercados eléctricos a nivel europeo, puede apreciarse una subida de precios histórica la cual ha afectado a toda la sociedad. Los más afectados han sido especialmente las familias con recursos económicos reducidos, las cuales no siempre pueden asumir estas subidas. Dejando de lado las causas de esta crisis energética, la principal solución necesaria es un aumento en la potencia instalada. Si se suman la necesidad de aumentar la potencia instalada junto los objetivos de reducción de emisiones pactado en el *Protocolo de Kioto* [6] y el *Acuerdo de París* [7] la única solución es aumentar la instalación de tecnologías renovables. Un aumento generalizado de instalaciones destinadas al autoconsumo reduciría la creciente demanda energética actual, lo que forzaría una casación de precios menor en los mercados eléctricos. De esta forma se lograría al mismo tiempo un mix energético con un mayor porcentaje de energía renovable mientras se ayuda a reducir las facturas eléctricas de toda la sociedad.

Objetivo 11: *“Lograr que las ciudades sean más inclusivas, seguras, resilientes y sostenibles”*. La implantación de métodos de generación de energía limpia destinada al autoconsumo consigue una conformación de comunidades más sostenibles. Aunque la emisión de gases de efecto invernadero causadas por las centrales de generación más contaminantes no se emiten directamente en las ciudades, es la gran demanda eléctrica la culpable de tales emisiones.

Objetivo 13: *“Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos”*. Al tratarse de una fuente de energía renovable, se combate de forma directa la generación de gases de efecto invernadero. Un aumento generalizado de las instalaciones destinadas al autoconsumo permitirá el desmantelamiento de las centrales más contaminantes, como son las centrales térmicas clásicas o de ciclo combinado.

6.2 SIMULACIONES CON PVSYST



Versión 7.2.16

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Instalación fotovoltaica con conexión a red

Variante: Conexion a red 100%demanda (30°)

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 12.00 kWp

Magaluf - España

Pedro Sampol Arcas



PVsyst V7.2.16

VC0, Fecha de simulación:
27/06/22 17:36
con v7.2.14

Proyecto: Proyecto Magaluf

Variante: Conexion a red 100%demanda (30°)

Resumen del proyecto

Sitio geográfico

Magaluf

España

Situación

Latitud 39.51 °N

Longitud 2.53 °E

Altitud 12 m

Zona horaria UTC+1

Configuración del proyecto

Albedo 0.20

Datos meteo

Magaluf

Meteonorm 8.0 (1991-2013) - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Simulación para el año n° 1

Sin escena 3D definida, sin sombras

Orientación campo FV

Plano fijo

Inclinación/Azmut 30 / 0 °

Sombreados cercanos

Sin sombreados

Necesidades del usuario

Ext. definida como archivo

consumos PVsyst.csv

Información del sistema

Conjunto FV

Núm. de módulos

30 unidades

Pnom total

12.00 kWp

Inversores

Núm. de unidades

1 unidad

Pnom total

12.00 kWca

Proporción Pnom

1.000

Resumen de resultados

Energía producida 20881 kWh/año

Producción específica 1740 kWh/kWp/año

Proporción rend. PR 89.22 %

Energía usada 4249 kWh/año

Fracción solar (SF) 57.38 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	4
Diagrama de pérdida	5
Gráficos especiales	6
Herramienta de envejecimiento	7
Balance de emisiones de CO ₂	9



PVsyst V7.2.16

VC0, Fecha de simulación:
27/06/22 17:36
con v7.2.14

Proyecto: Proyecto Magaluf

Variante: Conexion a red 100%demanda (30°)

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Sin escena 3D definida, sin sombras

Orientación campo FV

Orientación

Plano fijo

Inclinación/Azimet 30 / 0 °

Configuración de cobertizos

Sin escena 3D definida

Modelos usados

Transposición Perez

Difuso Perez, Meteonorm

Circunsolar separado

Horizonte

Horizonte libre

Sombreados cercanos

Sin sombreados

Necesidades del usuario

Ext. definida como archivo

consumos PVsyst.csv

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
441	397	439	423	375	382	287	173	261	319	323	428	4249	kWh

Características del conjunto FV

Módulo FV

Fabricante

Generic

Modelo

SPR-MAX3-400

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 400 Wp

Número de módulos FV 30 unidades

Nominal (STC) 12.00 kWp

Módulos 3 Cadenas x 10 En series

En cond. de funcionam. (30°C)

Pmpp 11.85 kWp

U mpp 630 V

I mpp 19 A

Potencia FV total

Nominal (STC) 12 kWp

Total 30 módulos

Área del módulo 53.0 m²

Inversor

Fabricante

Generic

Modelo

CSI-12K-T400-GL01-E

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 12.0 kWca

Número de inversores 1 unidad

Potencia total 12.0 kWca

Voltaje de funcionamiento 160-850 V

Proporción Pnom (CC:CA) 1.00

Potencia total del inversor

Potencia total 12 kWca

Número de inversores 1 unidad

Proporción Pnom 1.00

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia

Uc (const) 20.0 W/m²K

Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 2.0 % en MPP

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 511 mΩ

Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida -1.3 %

Módulo de degradación media

Año n° 1

Factor de pérdida 0.4 %/año

Desajuste debido a la degradación

Dispersión Imp RMS 0.4 %/año

Dispersión Vmp RMS 0.4 %/año

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Fresnel, revestimiento AR, 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



PVsyst V7.2.16

VC0, Fecha de simulación:
27/06/22 17:36
con v7.2.14

Proyecto: Proyecto Magaluf

Variante: Conexion a red 100%demanda (30°)

Resultados principales

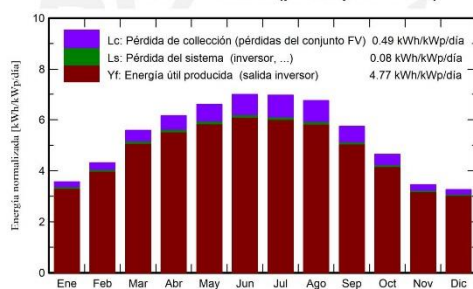
Producción del sistema

Energía producida	20881 kWh/año	Producción específica	1740 kWh/kWp/año
Energía usada	4249 kWh/año	Proporción de rendimiento (PR)	89.22 %
		Fracción solar (SF)	57.38 %

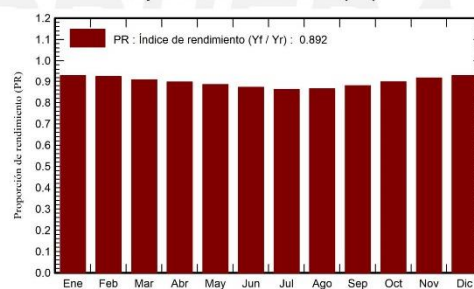
Evaluación económica

Inversión		Costo anual		LCOE	
Global	17408.52 EUR	Anualidades	0.00 EUR/año	Costo energético	0.04 EUR/kWh
Específico	1.45 EUR/Wp	Costos de func.	0.00 EUR/año		
		Período de recuperación	3.8 años		

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	67.9	26.07	8.50	110.7	109.0	1257	441.0	231.6	1002	209.3
Febrero	85.3	36.55	9.02	120.7	118.5	1363	397.5	237.8	1103	159.7
Marzo	137.7	50.53	12.23	173.2	170.1	1923	438.7	284.7	1605	154.0
Abril	168.0	68.26	15.27	184.8	180.8	2025	422.7	282.6	1708	140.2
Mayo	205.9	80.08	19.25	204.6	200.0	2213	375.4	241.1	1934	134.3
Junio	220.6	78.04	23.72	209.7	204.8	2234	382.2	249.5	1947	132.7
Julio	222.8	77.31	26.90	216.0	210.9	2276	287.3	141.3	2096	146.0
Agosto	197.0	71.98	26.59	209.1	204.6	2207	172.7	89.5	2080	83.2
Septiembre	145.3	55.71	22.24	172.2	168.7	1850	260.9	141.7	1677	119.2
Octubre	107.3	47.27	18.68	143.9	141.2	1578	318.9	166.5	1384	152.4
Noviembre	68.8	33.08	13.22	103.9	102.1	1166	323.5	161.9	984	161.6
Diciembre	59.5	24.85	9.84	101.1	99.5	1148	428.3	209.7	918	218.6
Año	1686.3	649.73	17.17	1949.8	1910.3	21240	4249.0	2438.0	18438	1811.0

Legendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_User	Energía suministrada al usuario
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energía del sol
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Grid	Energía inyectada en la red
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EFrGrid	Energía de la red

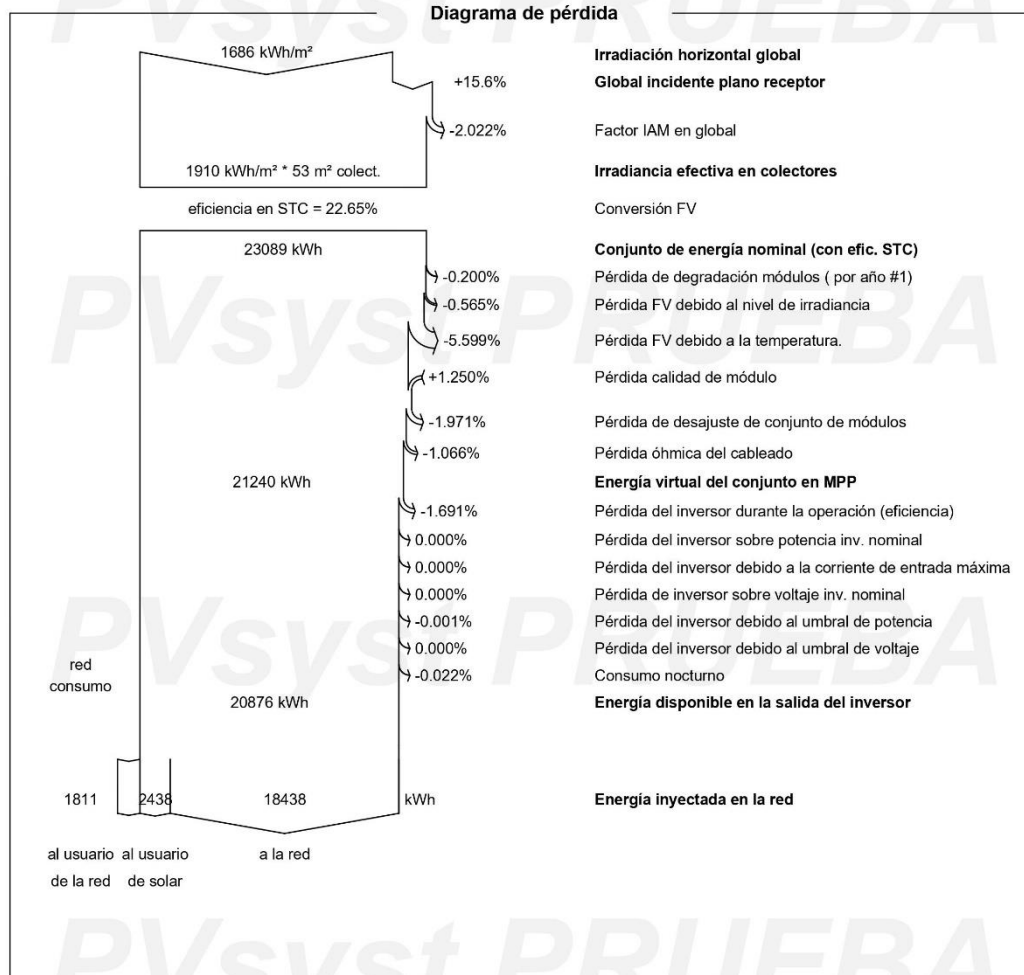


PVsyst V7.2.16

VC0, Fecha de simulación:
27/06/22 17:36
con v7.2.14

Proyecto: Proyecto Magaluf

Variante: Conexion a red 100%demanda (30°)





PVsyst V7.2.16

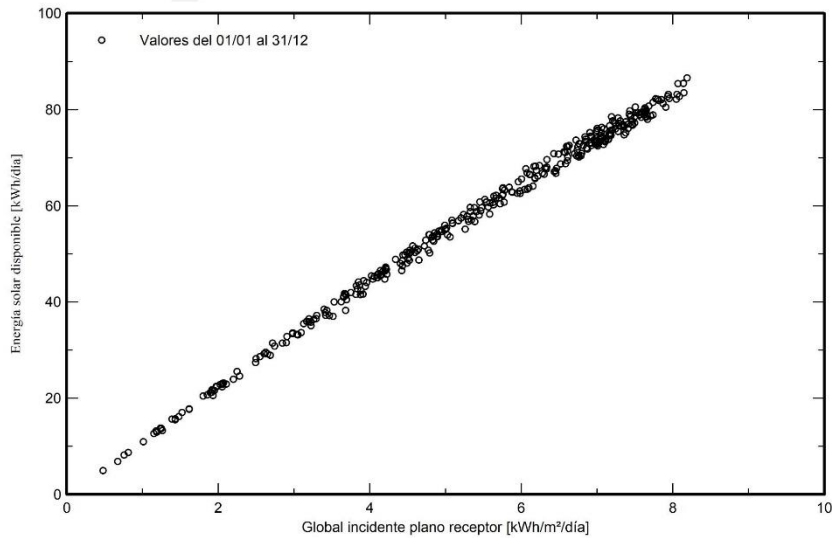
VC0, Fecha de simulación:
27/06/22 17:36
con v7.2.14

Proyecto: Proyecto Magaluf

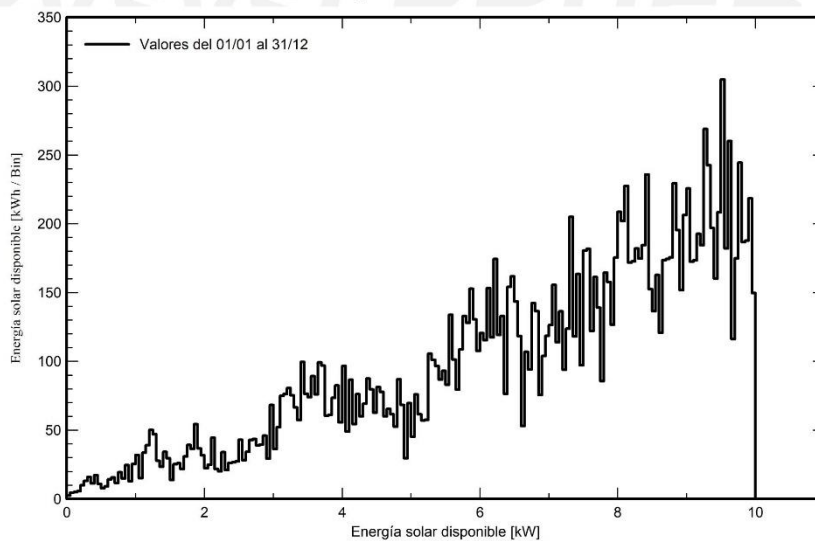
Variante: Conexion a red 100%demanda (30°)

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.2.16

VC0, Fecha de simulación:
27/06/22 17:36
con v7.2.14

Proyecto: Proyecto Magaluf

Variante: Conexion a red 100%demanda (30°)

Herramienta de envejecimiento

Parámetros de envejecimiento

Lapso de tiempo de la simulación 40 años

Módulo de degradación media

Factor de pérdida 0.4 %/año

Desajuste debido a la degradación

Dispersión Imp RMS 0.4 %/año

Dispersión Vmp RMS 0.4 %/año

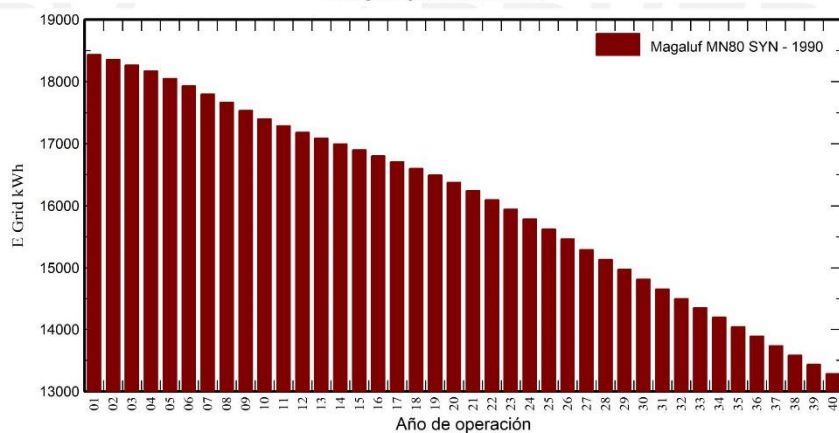
Meteo usado en la simulación

#1 Magaluf MN80 SYN

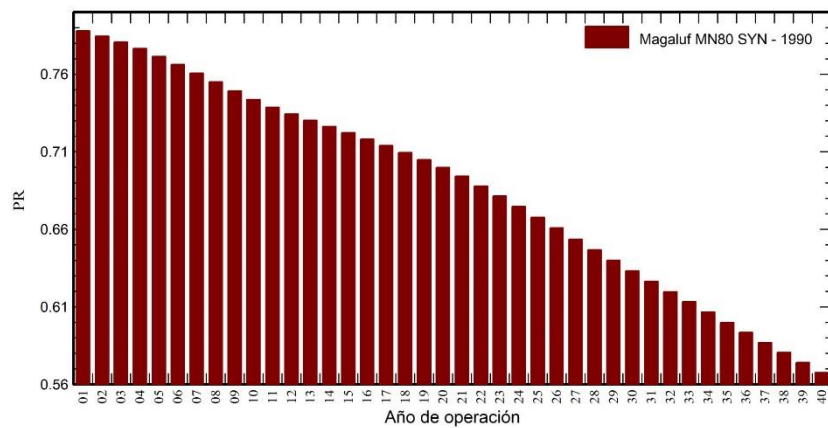
Años 1990 (año de referencia)

Años simulados 1-40

Energía inyectada en la red



Proporción de rendimiento





PVsyst V7.2.16

VC0, Fecha de simulación:
27/06/22 17:36
con v7.2.14

Proyecto: Proyecto Magaluf

Variante: Conexion a red 100%demanda (30°)

Herramienta de envejecimiento

Parámetros de envejecimiento

Lapso de tiempo de la simulación 40 años

Módulo de degradación media

Factor de pérdida 0.4 %/año

Desajuste debido a la degradación

Dispersión Imp RMS 0.4 %/año

Dispersión Vmp RMS 0.4 %/año

Meteo usado en la simulación

#1 Magaluf MN80 SYN

Años 1990 (año de referencia)

Años simulados 1-40

Magaluf MN80 SYN

Año	E Grid kWh	PR	Pérdida de PR %
1	18438	0.788	0%
2	18356	0.785	-0.4%
3	18267	0.781	-0.9%
4	18170	0.777	-1.4%
5	18049	0.771	-2.1%
6	17930	0.766	-2.8%
7	17799	0.761	-3.5%
8	17666	0.755	-4.2%
9	17532	0.749	-4.9%
10	17400	0.744	-5.6%
11	17284	0.739	-6.3%
12	17184	0.734	-6.8%
13	17088	0.73	-7.3%
14	16993	0.726	-7.8%
15	16900	0.722	-8.3%
16	16804	0.718	-8.9%
17	16705	0.714	-9.4%
18	16601	0.71	-10%
19	16491	0.705	-10.6%
20	16374	0.7	-11.2%
21	16242	0.694	-11.9%
22	16096	0.688	-12.7%
23	15942	0.681	-13.5%
24	15784	0.675	-14.4%
25	15622	0.668	-15.3%
26	15463	0.661	-16.1%
27	15289	0.654	-17.1%
28	15132	0.647	-17.9%
29	14973	0.64	-18.8%
30	14814	0.633	-19.6%
31	14657	0.626	-20.5%
32	14501	0.62	-21.3%
33	14347	0.613	-22.2%
34	14193	0.607	-23%
35	14040	0.6	-23.9%
36	13887	0.594	-24.7%
37	13735	0.587	-25.5%
38	13584	0.581	-26.3%
39	13433	0.574	-27.1%
40	13284	0.568	-28%



PVsyst V7.2.16

VC0, Fecha de simulación:
27/06/22 17:36
con v7.2.14

Proyecto: Proyecto Magaluf

Variante: Conexion a red 100%demanda (30°)

Balance de emisiones de CO₂

Total: 148.8 tCO₂

Emisiones generadas

Total: 7.23 tCO₂

Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla:

Emisiones reemplazadas

Total: 179.8 tCO₂

Sistema de producción: 20.88 MWh/año

Emisiones del ciclo de vida de la red: 287 gCO₂/kWh

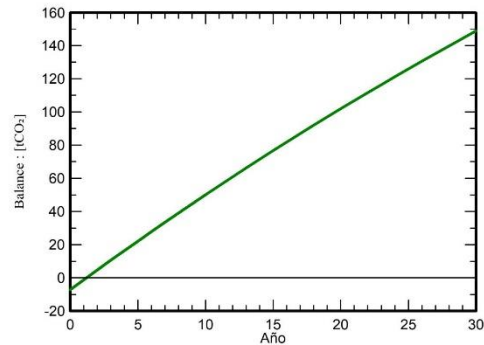
Fuente: Lista IEA

País: Spain

Toda la vida: 30 años

Degradación anual: 1.0 %

Emisión de CO₂ ahorrada vs tiempo



Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal
			[kgCO ₂]
Módulos	1713 kgCO ₂ /kWp	4.00 kWp	6851
Soportes	1.91 kgCO ₂ /kg	100.0 kg	191
Inversores	190 kgCO ₂ /	1.00	190

6.3 FICHAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS

SUNPOWER | FROM MAXEON
SOLAR TECHNOLOGIES

MAXEON 3 PANEL SOLAR

390-400 W | Hasta un 22,6% de eficiencia



Idóneo para uso
residencial



Marco negro,
lámina trasera blanca

Más energía de por vida

Diseñado para maximizar la generación de energía mediante una eficiencia líder del sector, un desempeño mejorado a altas temperaturas y una mayor conversión de energía en condiciones de poca luz, como por la mañana, por la noche y en días nublados.

Durabilidad sin concesiones

Diseñado para funcionar en todo tipo de condiciones meteorológicas, desde células anti-grietas y conexiones reforzadas que protegen frente al desgaste y la corrosión, hasta una arquitectura eléctrica que mitiga el impacto de la sombra y evita la formación de puntos calientes.



Sostenibilidad superior

Los ingredientes limpios, la fabricación responsable y la producción de energía duradera para 40 años hacen de los paneles SunPower Maxeon la opción más sostenible del sector de la energía solar.



La garantía más larga del sector

Los paneles SunPower Maxeon están cubiertos por una garantía de 40 años¹ respaldada por exhaustivas pruebas de terceros y datos de campo de más de 33 millones de paneles desplegados en todo el mundo.

Cobertura de producto y de potencia	40 años
Salida mínima garantizada año 1	98,0%
Degradación máxima anual	0,25%



Más información sobre SPR-MAX3-XXX
sunpower.maxeon.com

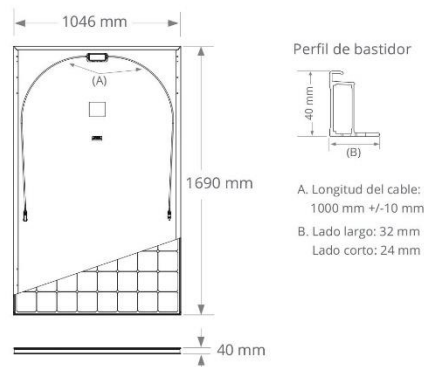


MAXEON 3 POTENCIA: 390-400 W | EFICIENCIA: Hasta un 22,6%

Datos eléctricos			
	SPR-MAX3-400	SPR-MAX3-395	SPR-MAX3-390
Potencia nominal (P _{nom}) ²	400 W	395 W	390 W
Tolerancia de potencia	+5/0%	+5/0%	+5/0%
Eficiencia de los paneles	22,6%	22,3%	22,1%
Tensión nominal (V _{mpp})	65,8 V	65,1 V	64,5 V
Intensidad nominal (I _{mpp})	6,08 A	6,07 A	6,05 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc}) (+/-3)	75,6 V	75,4 V	75,3 V
Intensidad de cortocircuito (I _{sc}) (+/-3)	6,58 A	6,56 A	6,55 A
Máx. tensión del sistema	1000 V IEC		
Fusible de serie máxima	20 A		
Coef. potencia-temperatura	-0,27% / °C		
Coef. tensión-temperatura	-0,236% / °C		
Coef. intensidad-temperatura	0,058% / °C		

Garantías, certificaciones y conformidad	
Pruebas estándar ³	IEC 61215, IEC 61730
Certificados de gestión de calidad	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Prueba de amoníaco	IEC 62716
Prueba de soplado de arena	IEC 60068-2-68, MIL-STD-810G
Prueba de niebla salina	IEC 61701 (máxima severidad)
Prueba PID	1000 V: IEC 62804
Normas disponibles	TUV
Etiqueta Declare IFLI	Primer panel solar con etiquetado para la transparencia de ingredientes y el cumplimiento de LBC. ⁴
Cradle to Cradle Certified™ Bronze.	Primera línea de paneles solares con certificado por la salud de los materiales, administración del agua, reutilización de materiales, uso de energía renovable y manejo de carbono y justicia social. ⁵
Contribución a la certificación del Green Building Council	Los paneles pueden aportar puntos adicionales para la obtención de las certificaciones LEED y BREEAM.
Conformidad con EHS	RoHS (pendiente), OHSAS 18001:2007, sin plomo, REACH SVHC-163 (pendiente)

Condiciones de funcionamiento y datos mecánicos	
Temperatura	-40°C a +85°C
Resistencia a impactos	Granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s
Células solares	104 Maxeon Gen 3 monocristalino
Cristal templado	Templado antirreflectante de alta transmisión
Caja de conexión	IP-68, Stäubli (MC4), 3 diodos de derivación
Peso	19 kg
Máx. carga ⁶	Viento: 2400 Pa, 244 kg/m² en cara frontal y posterior Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m² en cara frontal
Bastidor	Anodizado negro de clase 1 (máxima calificación AAMA)



Lea las instrucciones de seguridad e instalación. Visite www.sunpower.maxeon.com/int/PVInstallGuideIEC. La versión en papel se puede solicitar a través de soportetecnico@maxeon.com.

- 1 La garantía de 40 años no está disponible en todos los países ni para todas las instalaciones y requiere registro; de lo contrario, se aplica nuestra garantía de 25 años.
- 2 Condiciones de prueba estándar (irradiancia de 1000 W/m², AM 1,5, 25 °C). Estándar de calibración de NREL: intensidad según SOMS, tensión según LACCS FF.
3. Calificación antiincendios de clase C según IEC 61730.
- 4 Los paneles Maxeon DC fueron los primeros en recibir la etiqueta Declare del International Living Future Institute en 2016.
- 5 Los paneles SunPower Maxeon DC cuentan con la certificación Cradle to Cradle Certified™ Bronze - www.c2ccertified.org/products/scorecard/e-series_x-series_solar_panels_-_sunpower_corporation.
- 6 Factor de seguridad 1.5 incluido.

Fabricado en Filipinas (células)
Montado en México (módulos)
Las especificaciones incluidas en esta ficha técnica están sujetas a cambios sin previo aviso.
©2022 Maxeon Solar Technologies. Todos los derechos reservados. Consulte la información sobre la garantía, patentes y marcas comerciales en maxeon.com/legal.

SUNPOWER
FROM MAXEON SOLAR TECHNOLOGIES

544451 REV A / A4_ES
Fecha de publicación: Marzo 2022



THREE PHASE STRING INVERTER 12-20 KW

CSI-12K-T400 | CSI-15K-T400
CSI-17K-T400 | CSI-20K-T400

Canadian Solar's grid-tied, transformer-less string inverters help to accelerate the use of three-phase string architecture for residential and commercial rooftop applications. An NRTL approved, cost-effective alternative to MLPE, these inverters are modular design building blocks that provide high yield and enable significant BoS cost savings. They provide up to 98.7% conversion efficiency, a wide operating range of 160-850 V_{DC} and two MPPTs for maximum energy harvest.



Standard warranty, extension up to 20 years

KEY FEATURES

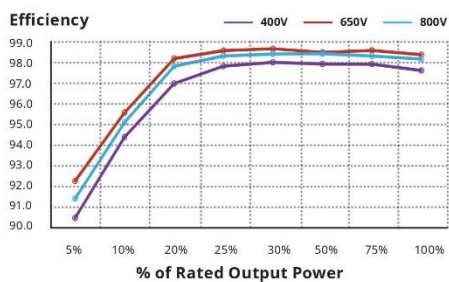
- Maximum efficiency of 98.7%, Maximum EU efficiency of 98.1%
- Two MPPTs to achieve higher system efficiency
- Strings intelligent monitoring
- Up to 20% DC input oversize

HIGH RELIABILITY

- Advanced thermal design and convection cooling
- Built in over-voltage and over-current protection
- DC reverse polarity and AC short circuit protection
- Fuse free design

EFFICIENCY CURVE

CSI-20K-T400GL01-E



For detailed information, please refer to the Installation Manual.

BROAD ADAPTIBILITY

- IP65 rated for outdoor application
- Utility interactive controls: Active power derating, reactive power control and over frequency derating
- Integrated DC load rated disconnects
- Wide MPPT range for flexible string sizing
- High switching frequency and ultra fast MPPT for maximum efficiency over a wide load range

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com

SYSTEM/TECHNICAL DATA				
MODEL NAME	CSI-12K-T400GL01-E	CSI-15K-T400GL01-E	CSI-17K-T400GL01-E	CSI-20K-T400GL01-E
DC INPUT				
Max. DC Power	14.5kW	18kW	20.4kW	24kW
Max. DC Input Voltage	1000 V _{DC}			
Start-up DC Input Voltage/Power	180 V _{DC}			
Number of MPP Trackers	2			
MPPT Voltage Range	160 - 850V _{DC}			
Max. Input Current (Imp)	22A/22A			
Max. Short Circuit Current (Isc)	34.3A/34.3A			
Number of DC Inputs	2/4			
DC Disconnection Type	Load rated DC switch			
AC OUTPUT				
Rated AC Output Power	12 kW	15 kW	17 kW	20 kW
Max. AC Output Power	13.2 kW	16.5 kW	18.7 kW	22 kW
Rated Output Voltage*	220/380 V _{AC} / 230/400 V _{AC}			
Grid Connection Type	3 W / N / PE			
Rated Grid Output Current	18.2A / 17.3A	22.8A / 21.7A	25.8A / 24.6A	30.4A / 28.9A
Max Output Current	19.1 A	23.8 A	27 A	31.8 A
Rated Output Frequency	50/60 Hz			
Output Frequency Range*	45-55 Hz/55-65 Hz			
Power Factor	>0.99 (0.8 leading ... 0.8 lagging)			
Current THD	< 1.5%			
DC Injection Current	< 0.5 % of Rated Grid Output Current			
SYSTEM				
Max. Efficiency	98.7%			
EU Efficiency	98.1%			
Night Consumption	< 1 W			
ENVIRONMENT				
Protection Degree	IP65			
Cooling	Intelligent redundant fan-cooling			
Operating Temperature Range	-25 ° C to +60 ° C			
Storage Temperature Range	-40 ° C to +70 ° C			
Operating Humidity	0 - 100 % Condensing			
Operating Altitude	4000 m			
Audible Noise	<60 dBA @ 1 m			
DISPLAY AND COMMUNICATION				
Display	LCD, 2x20 Z			
Communication	WIFI/RS485 Optional			
MECHANICAL DATA				
Dimensions (W / H / D)	563 x 310 x 219 mm			
Weight	18.9 kg		19.8 kg	
Installation Angle	0~15 Degrees from Vertical			
DC Inputs	MC4			
SAFETY				
Safety and EMC Standard	IEC62109-1/-2, EN61000-6-2, EN61000-6-3			
Grid Standard	IEC61727, AS777			

*The "Rated Output Voltage Range" and "Output Frequency Range" may differ according to specific grid standard.

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

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV equipment requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the product.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com

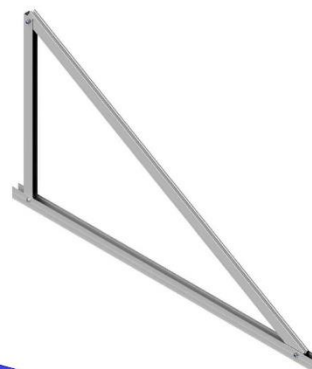
May 2020, All rights reserved. PV Inverter Product Datasheet V1.1_EN

R1-02/21

Ficha técnica

Soporte inclinado cerrado para cubierta metálica

10V



- Soporte inclinado para cubierta de chapa metálica o subestructura.
- Anclaje a correas.
- Soporte premontado.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Tornillería de anclaje no incluida.
- Kits disponibles de 1 hasta 6 módulos.
- Inclinación estándar 15° y 30°.

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)
Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70
Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

Para módulos de hasta 1800x1150 - Sistema Kit

1800x1150

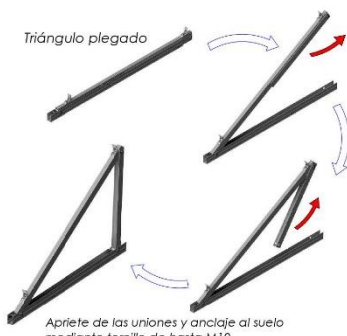


Carga de nieve: 40 kg/m²



Perfil compatible G1

Triángulo plegado



Apriete de las uniones y anclaje al suelo mediante tornillo de hasta M10

Par de apriete:
Tornillo Presor 7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal 20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal 40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal 10 Nm

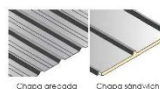


Detalle fijación G1 a triángulo
(Son necesarios 2 fijaciones por perfil, 1 por cada lado)

Herramientas necesarias:



Seguridad:



Marcado ES19/86524 CE

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

R1-04/21

Velocidades de viento

Soporte inclinado cerrado para cubierta metálica

10V

Sistema kit

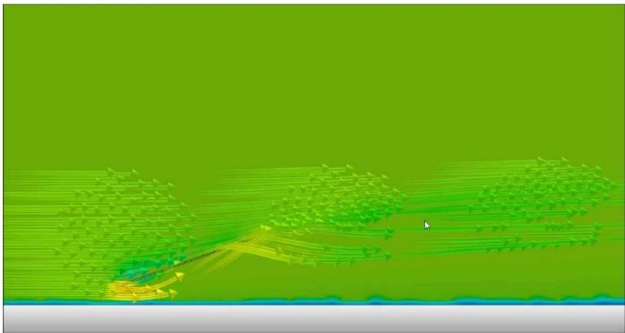


- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento							
Tamaño del módulo	1	2	3	4	5	6	nº de módulos
1800x1150	150	150	150	150	150	150	Velocidad de viento km/h

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados y utilizar el lastre indicado por el fabricante para cada situación.



Flujo viento - En estructura inclinada.

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

Marcado
ES19/86524 CE

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

exZhellentSOLAR

POR UNA ENERGÍA LIMPIA



CABLES PARA INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

 **General Cable**



exzhellent SOLAR

CABLES PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN HUERTAS SOLARES Y TEJADOS.

Los cables **Exzhellent Solar ZZ-F (AS)** y **XZ1FA3Z-K (AS)** han sido diseñados para resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica.

Con los cables **Exzhellent Solar** conseguirá la máxima eficiencia de sus instalaciones, garantizando la evacuación de la energía producida durante toda la vida útil de su instalación.

CARACTERÍSTICAS OBLIGATORIAS

RESISTENCIA A LA INTEMPERIE

				
TEMPERATURA MÁXIMA DEL CONDUCTOR: 120° C ⁽¹⁾ IEC 60216	RESISTENCIA A TEMPERATURAS EXTREMAS Mínima: -40°C IEC 60811-1-4	RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETAS (UV) UL 1581	RESISTENCIA AL OZONO IEC 60811-2-1	RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DE AGUA IEC 60811-1-3

VIDA ÚTIL


VIDA ÚTIL 30 AÑOS IEC 60216

RESISTENCIA MECÁNICA

		
RESISTENCIA AL IMPACTO IEC 60811-1-4	RESISTENCIA A LA ABRASIÓN EN 50305	RESISTENCIA AL DESGARRO IEC 61034-2

ECOLÓGICO - ALTA SEGURIDAD (AS)

				
ECOLÓGICO	LIBRE DE HALÓGENOS IEC 60754-1	BAJA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS IEC 60754-2	BAJA OPACIDAD DE HUMOS IEC EN 61034-2	NO PROPAGADOR DEL INCENDIO IEC 60332-3

(1) Hasta 20.000 horas de funcionamiento (IEC 60216-1)

[1] Al aire, a 60 °C Según norma TÜV 2 Pfg 1169/08.2007

exZhellent SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

HUERTAS SOLARES

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC

GC EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

LA MEJOR PROTECCIÓN MECÁNICA DURANTE EL TENDIDO,
LA INSTALACIÓN Y EL SERVICIO

EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC-0,6/1 kV AC

Conductor: Cobre Clase 5 para servicio fijo (-k)
Aislamiento: Polietileno Reticulado XLPE (X)
Asiento de Armadura: Poliolefina libre de halógenos (Z1)
Armadura: Fleje corrugado de AL (FA3)
Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z). Color Negro
Norma: AENOR EA 0038



Ecológico



Resistente a la acción de los roedores



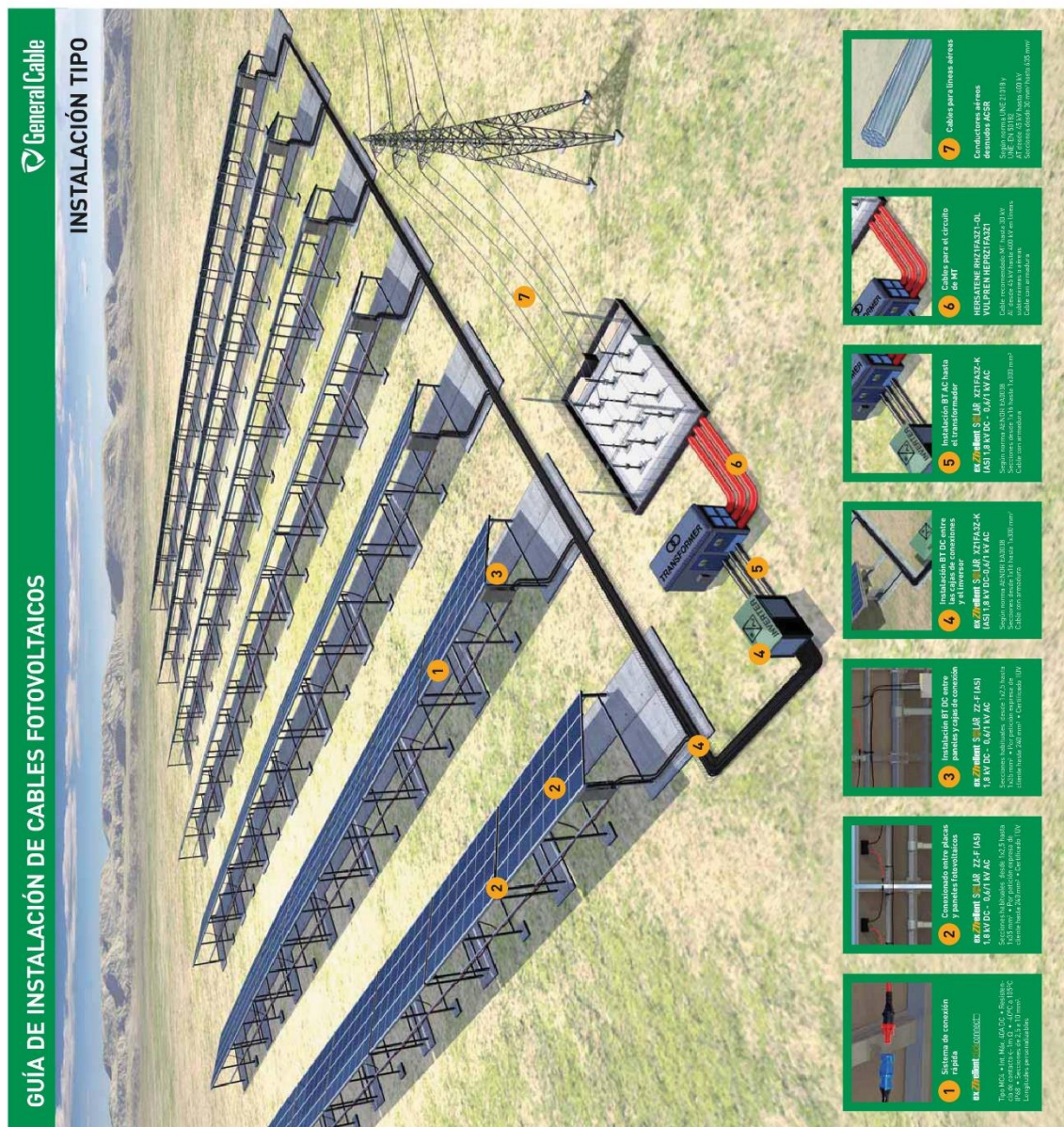
SERVICIO FIJO



Código	Sección	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Intensidad al Aire ⁽¹⁾	Intensidad Enterrado ⁽²⁾	Caída tensión en DC
	mm ²	mm ²	kg/km	mm ²	A	A	V/A.km
1618110	1x10	12,0	230	120	80	77	4,87
1618111	1x16	13,0	290	130	107	100	3,09
1618112	1x25	14,8	405	150	140	128	1,99
1618113	1x35	15,9	510	160	174	154	1,41
1618114	1x50	17,5	665	175	210	183	0,984
1618115	1x70	19,8	895	200	269	224	0,694
1618116	1x95	21,6	1.125	220	327	265	0,525
1618117	1x120	23,6	1.390	240	380	302	0,411
1618118	1x150	25,6	1.695	260	438	342	0,329
1618119	1x185	27,5	2.010	275	500	383	0,270
1618120	1x240	30,8	2.615	310	590	442	0,204
1618121	1x300	34,4	3.245	345	659	500	0,163

(1) Al aire a 40°C según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-1 bis Método F, 2 conductores cargados

(2) Enterrado, 25°C, 0,7 m de profundidad, 1,5 K m/W según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-2 bis Método D





CENTRAL

Casanova, 150 - 08036 BARCELONA
Tel.: +34 93 227 97 00 - Fax: +34 93 227 97 22
info@generalcable.es

ZONAS IBERIA

ANDALUCÍA

Averroes, 6, Edificio Eurosevilla, 4ª, 7ª
41020 SEVILLA
Tel.: +34 95 499 95 18 - Fax: +34 95 451 10 13
delegacionandalucia@generalcable.es
Málaga
Tel. Móvil: +34 626 014 918 - Fax: +34 95 225 99 12
astecchini@generalcable.es

CENTRO

Ávila, Badajoz, Cáceres, Ciudad Real,
Guadalajara, Madrid, Segovia y Toledo
Avda. Ciudad de Barcelona, 81 A, 4ª A - 28007 MADRID
Tel.: +34 91 309 66 20 - Fax: +34 91 309 66 30
delegacioncentro@generalcable.es
Burgos, León, Palencia, Salamanca, Valladolid y Zamora
Tel. Móvil: +34 609 154 594 - Fax: +34 983 24 96 32
aastorgano@generalcable.es

LEVANTE

Albacete, Comunidad Valenciana, Cuenca y Murcia
Cirilo Amorós, 27 - 6ª C - 46004 VALENCIA
Tel.: +34 96 350 92 58 - Fax: +34 96 352 95 53
delegacionlevante@generalcable.es

NORDESTE

Andorra, Aragón, Baleares y Cataluña
Aragón, 177-179, 2ª planta - 08011 BARCELONA
Tel.: +34 93 467 85 78 - Fax: +34 93 467 46 97
nordeste@generalcable.es

NORTE

Álava, Asturias, Cantabria y Vizcaya
Juan de Ajuriaguerra, 26 - 48009 BILBAO
Tel.: +34 94 424 51 76 - Fax: +34 94 423 06 67
delegacionnorte@generalcable.es
Guipúzcoa, La Rioja, Navarra, Soria
Tel.: +34 629 34 85 22 - Fax: +34 948 23 46 05
plopez@generalcable.es
Representación GALICIA
BESIGA COMERCIAL, S.L.
Av. Tierno Galván, 112
15178 MAIANCA - OLEIROS (La Coruña)
Tel.: +34 981 61 71 94 - Fax: +34 981 61 74 78
comercial@besiga.com

Representación CANARIAS

Ángel Guerra, 23 - 1ª
35003 LAS PALMAS DE GRAN CANARIA
Tel.: +34 928 36 11 57 - Fax: +34 928 36 44 73
info@emgg.es

PORTO

R. Gonçalo Cristovão, 312 - 4ª B e C
4000-266 PORTO
Tel.: +351 223 392 350 - Fax: +351 223 323 878

ATENCIÓN AL CLIENTE
TEL.: +34 932 279 700
FAX: +34 900 210 486
www.generalcable.es



EXPORTACIÓN

Casanova, 150 - 08036 BARCELONA (Spain)
Tel.: +34 93 227 97 24 - Fax: +34 93 227 97 19
export@generalcable.es

FACTORÍAS

ABRERA (España)

Carrer del Metall, 4 (Polígon Can Sucarrats) - 08630 ABRERA (Barcelona)
Tel.: +34 93 773 48 00 - Fax: +34 93 773 48 48

MANLLEU (España)

Ctra. Rusiñol, 63 - 08560 MANLLEU (Barcelona)
Tel.: +34 93 852 02 00 - Fax: +34 93 852 02 22

MONTCADA I REIXAC (España)

Ctra. de Ribas, Km. 13.250 - 08110 MONTCADA I REIXAC (Barcelona)
Tel.: +34 93 227 95 00 - Fax: +34 93 227 95 22

VITORIA (España)

Portal de Bergara, 36 - 01013 VITORIA-GAZTEIZ
Tel.: +34 945 261 100 - Fax: +34 945 267 146 - marketing@ecn.es - www.ecn.es

MONTREAU (Francia)

SILEC CABLE - Rue de Varennes Prolongée - 77876 MONTREAU CEDEX (France)
Tel.: +33 (0) 1 60 57 30 00 - Fax: +33 (0) 1 60 57 30 15
contact@sileccable.com - www.sileccable.com

MORELENA (Portugal)

Av. Marquês de Pombal, 36-38 Morelena - 2715-055 PÉRO PINHEIRO (Portugal)
Tel.: +351 219 678 500 - Fax: +351 219 271 942

NORDENHAM (Alemania)

NSW - Kabelstraße 9-11 - D-26954 NORDENHAM (Deutschland)
Tel.: +49 4731 82 0 - Fax: +49 4731 82 1301 - info@nsw.com - www.nsw.com

BISKRA (Argelia)

ENICAB - Zone Industrielle - B.P. 131 - 07000 RP BISKRA (Algérie)
Tel.: +213 033 75 43 21/22 - Fax: +213 033 74 15 19 - info@generalcable.dz

LUANDA (Angola)

CONDEL - Fábrica de Condutores Eléctricos de Angola, SARL
5ª Av N° 9, Zona Industrial do Cazenga, Caixa Postal n° 3043 LUANDA (Angola)
Tel.: +244 2 380076/7/8/9/17 - Fax: +244 2 33 78 12 - condelsnet.co.ao

INTERNACIONAL

ABU DHABI

P.O. Box No. 112478 - Next Showroom Building - Nazda Street, ABU DHABI (UAE)
Tel.: +971-2- 6338991 - Fax: +971-2-6338993 - akhanka@generalcable-uk.com

ARGENTINA

ENICAB
Centre Commercial de L'Egtc local n° A21 - 170 Rue, Hassiba Ben Bouali El Hamma
016000 ALGER - Telf: +213 021 67 61 73 - Fax: +213 021 67 61 75 - info@enicab.dz

NORUEGA

Randemveien 17 - 1540 VESTBY (Norway)
Tel.: +47 64955900 - Fax: +47 64955910 - firmapost@generalcable.no

REINO UNIDO

Regus House, Herons Way, Chester Business Park,
CH4 9QR CHESTER (United Kingdom)
Tel.: +44 1244 893 245 - Fax: +44 1244 893 101 - aribeiro@generalcable-uk.com

RUSIA

Azovskaya str., 13 - (Russia) MOSCOW
Tel.: +7 495 617 0005 - Fax: +7 495 617 0006 - info@generalcable-ru.com

AGENCIAS

ARGENTINA

Francisco Beiró 1490 - Florida Este 1602 - BUENOS AIRES (Argentina)
Tel.: +54 11 4760 6088 - Fax: +54 11 4761 0251 - e-mail: info@generalcable-ar.com

FRANCIA

DOMEX Cabling s.a.s - 43, rue de Vincennes - 93100 MONTREUIL (France)
Tel.: +33 1 60 62 51 45 - Fax: +33 1 60 62 51 49 - manuel.dorado@wanadoo.fr

ITALIA

Salvaneschi E.e.R.&C.S.A. - Via Pelizza da Volpedo, 20
20092 CINISELLO BALSAMO - MILANO (Italy)
Tel.: +39 02 660 49494 - Fax: +39 02 660 49489 - rsalvaneschi@generalcable-it.com

CAJAS GENERALES DE PROTECCION CGP-7-100 BUC		FICHA N° 7284
Según NNL01600	CÓDIGO ENDESA: 6705806	Referencia: 445.058

CARACTERÍSTICAS:

- COMPOSICIÓN: Cuba y Tapa de políéster reforzado con fibra de vidrio
- COLOR: RAL 7035
- CLASE TERMICA: Envoltente clase A y, Conos clase Y
- Bases cortocircuitos tamaño BUC-00
- Marca bases cortocircuitos: CAHORS

	CAHORS ESPAÑOLA S.A. Apdo.70 Figueras (Gerona) Crta. Vilamallá a Figueras Km.1	DIBUJADO JFG	HOJA N° 1/1
		FECHA 18.09.2008	

PSM3-40/1000 PV

77707852



Protección contra el rayo y las sobretensiones



Protector contra sobretensiones transitorias Tipo 2, 40kA I_{max} (8/20), Y PV, 1000Vdc, Fotovoltaico, 3 Polos, Desenchufable, 3 Módulos

[Link a la página de producto](#)

Datos técnicos	Valor	Unidades
Datos mercantiles		
Código	77707852	
Descripción	PSM3-40/1000 PV	
Estado	Disponible	
EAN	8435297826637	
Partida arancelaria	8536.30.90	
Dimensiones		
Altura producto	90	[mm]
Anchura producto	54	[mm]
Profundidad producto	70	[mm]
Peso producto	344	[gr]
Datos generales		
Configuración interna	Y	
Nº polos	3	
Nº módulos DIN	3	
Instalación	(L+/PE/L-)	
Formato	Desenchufable	
Configuración de red	PV	
Normas Producto	IEC 61643-31; EN 50539-11	
Certificaciones	CE; UL+C 1449 4th Edition	
Clasificación según EN 50539-11	PV Tipo 2	
Material aislante y clase	PA6 CT1; V-0	
Grado de protección del envoltorio	IP 20	
Rango temperatura	-40 °C ... +85 °C	

Cirprotec, S.L.
<http://www.cirprotec.com/es>

1 / 5
26-06-2022

PSM3-40/1000 PV 77707852
[Link a la página de producto](#)

Características técnicas

Tensión de red		1000 [Vdc]	
Tensión máxima de servicio CC	Ucpv	1060	[V]
Corriente máxima de descarga (8/20) (L-L)	Imax (L-L)	40	[kA]
Corriente nominal de descarga (8/20) (L-L)	In (L-L)	20	[kA]
Corriente nominal de descarga (8/20)	In	20	[kA]
Nivel de protección en tensión (L-L) a In	Up (L-L)	4,0	[kV]
Nivel de protección en tensión (L-PE) a In	Up (L-PE)	4,0	[kV]
Capacidad de cortocircuito	Iscpv	10000	[A]
Tiempo de respuesta (L-L)	tA (L-L)	25	[ns]
Indicación remota		No	
Indicación visual final de vida		Si	
Desconexión dinámica térmica (L-L)		Si	

Características técnicas UL

File UL		E360120	
Tipo SPD UL		2CA	
Tensión máxima de servicio continuo (DC+-DC-)	MCOV (DC+-DC-)	1000	[V]
Tensión máxima de servicio continuo (DC+-G)	MCOV (DC+ -G)	1000	[V]
Tensión máxima de servicio continuo (DC- -G)	MCOV (DC- - G)	1000	[V]
Corriente nominal de descarga (UL)	In	20	[kA]
Nivel de protección en tensión (DC+ - DC-)	VPR (DC+ - DC-)	3000	[V]
Nivel de protección en tensión (DC+ - G)	VPR (DC+ - G)	3000	[V]
Nivel de protección en tensión (DC- - G)	VPR (DC- - G)	3000	[V]
Corriente de corto-circuito máxima	SCCR	50	[kA]

PSM3-40/1000 PV 77707852
[Link a la página de producto](#)

Certificaciones	Valor	Unidades
Normas Producto	IEC 61643-31; EN 50539-11	
Certificaciones	CE; UL+C 1449 4th Edition	

PSM3-40/1000 PV 77707852
[Link a la página de producto](#)

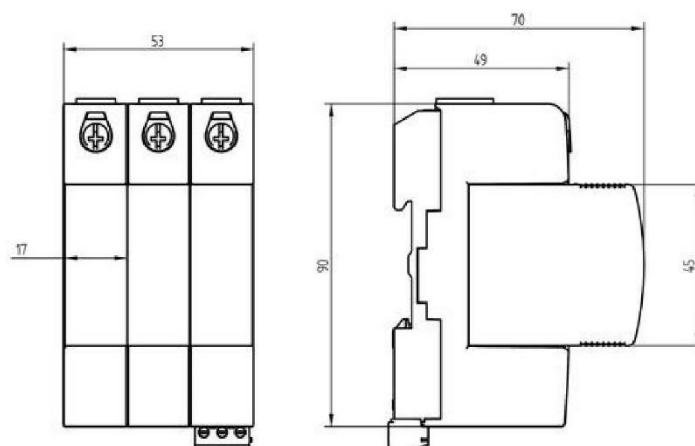
Accesorios



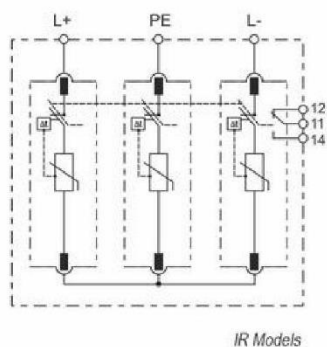
Código	77707657
Referencia	PSM-40/1000 PV
Descripción	Cartucho recambio, Tipo2, L-N, 40kA(8/20), 585V CC, PV

Esquemas

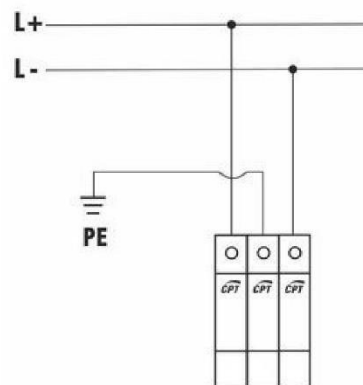
Dimensiones



Configuración interna



Esquema de conexión



PSM3-40/1000 PV 77707852
[Link a la página de producto](#)

Descargas

Ficha de instalación

[CPT-FAP-PROTECCION-CONTRA-SOBRETENSIONES-PSM3-40-PV.pdf](#)

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](#)