



**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

## ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN SOLAR DE AUTOCONSUMO ELÉCTRICO PARA EL SECTOR RESIDENCIAL EN LAS ROZAS (MADRID)

Autor: Rocío Fernández Pérez

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Junio de 2026

### Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Estudio de la viabilidad de una instalación solar de autoconsumo eléctrico para el sector residencial en las Rozas (Madrid)** en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025/2026 es de mi autoría 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.

### Uso de Inteligencia Artificial<sup>1</sup>

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la Escala de Evaluación de Perkins et al. (2024): “La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”. En concreto, la Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

Se ha utilizado la IA para la búsqueda de información, que posteriormente ha sido contrastada.



Firmado (alumno): Rocío Fernández Pérez

Fecha: 16/06/2026

<sup>1</sup> Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

### Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
Fdo:	Fdo:
Fecha:	Fecha:



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

**ICAI**

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN  
SOLAR DE AUTOCONSUMO ELÉCTRICO PARA EL  
SECTOR RESIDENCIAL EN LAS ROZAS (MADRID)

Autor: Rocío Fernández Pérez

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid



# Agradecimientos

En primer lugar, a mi directora de proyecto por la guía, disponibilidad y la ayuda a lo largo del proyecto.

A mi familia por apoyarme y por su apoyo incondicional. Por su paciencia, ánimo y esfuerzo han sido esencial para llegar aquí.

Finalmente, quiero agradecer a mis compañeros y amigos por la ayuda brindada, el apoyo y los momentos compartidos durante estos años.



# **ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN SOLAR DE AUTOCONSUMO ELÉCTRICO PARA EL SECTOR RESIDENCIAL EN LAS ROZAS (MADRID)**

**Autor: Fernández Pérez, Rocío.**

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## **RESUMEN DEL PROYECTO**

### **1. Introducción**

En la actualidad una de las mayores fuentes de energía renovable es la solar, el gran crecimiento de esta y su evolución se ha debido al gran desarrollo de su tecnología lo que ha permitido que sea una de las energías más accesibles hoy en día. Además, esta energía es una de las tecnologías clave contra el cambio climático. En el año 2024 se alcanzó una capacidad instalada anual de 602 GWp a nivel mundial, lo que supuso un incremento del 35% respecto al año anterior. (UNEF, s.f.)

El objetivo y motivación de este proyecto es aprovechar estas condiciones de la tecnología, así como poder ayudar contra el cambio climático, pues a pesar de ser una sola vivienda unifamiliar.

Se va a realizar el diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo, con compensación de excedentes. Se han planteado dos casos, el uso de baterías o no en la instalación. Para ello se han realizado simulaciones con el programa PVsyst para poder obtener el sistema más eficiente.

### **2. Definición del Proyecto**

Para poder llevar a cabo este estudio se comenzará estudiando la localización de la vivienda, en este caso se ha estudiado una vivienda ubicada en las Rozas de Madrid. Primero se comenzó estudiando la superficie más favorable para la implantación de la casa, en este caso se ha elegido el faldón suroeste su inclinación de 30° y la superficie disponible de 40,6 m<sup>2</sup>.

Posteriormente, se ha realizado el consumo mensual de la vivienda, este se ha realizado de dos maneras, una de forma teórica, analizando los equipos utilizados y su potencia. Y la segunda ha sido analizando las facturas eléctricas. Se ha llegado a la conclusión de utilizar los resultados de las facturas debido a la incorporación de un nuevo coche eléctrico, pues este se ve muy bien reflejado en las facturas. El consumo anual obtenido ha sido de 14200 kWh/año.

Tras el estudio del consumo se ha realizado el estudio meteorológico de la zona de la vivienda para poder obtener el recurso solar de la zona y poder analizar qué base de datos ofrece los mejores resultados. Se dedujo que las bases de datos más adecuadas para esta zona serían NASA y Meteonorm.

Una vez obtenidos los datos necesarios para introducir en el programa PVsyst se ha procedido a rellenar los campos que el programa nos exigía. Primero se comenzó incorporando los datos meteorológicos, tras ello se procedió a introducir las

características físicas de la casa, coordenadas geográficas, ubicación del plano en el que se situarán los paneles. Posteriormente se elegirán los componentes del sistema. Una vez elegidos estos se definirán las pérdidas de este.

Se han realizado varias simulaciones para obtener el sistema más eficiente. Se comenzó con un sistema compuesto por 12 paneles de 550 Wp (6,6 kWp total), un inversor de 6 kW. Tras realizar esta simulación se decidió aumentar la potencia pico a 625 y se obtuvo resultados mucho mejores. A continuación, se procedió a observar cómo afectaba subir o bajar la potencia nominal, se vio que el caso más favorable era el de mantener el inversor de 6 kW, pues el rendimiento no variaba mucho al aumentar el inversor. Por último, se añadió una batería de 16 kWh para comprobar si el sistema era más eficiente.

### 3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

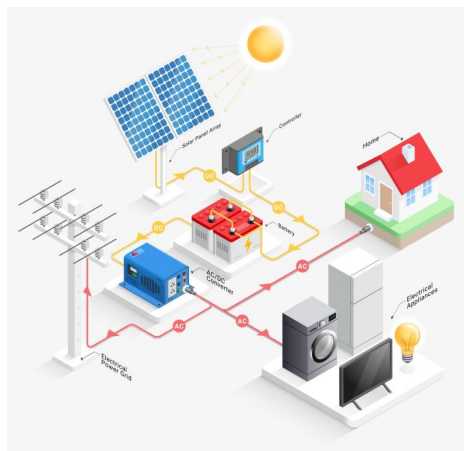


Figura 1: Esquema de una instalación fotovoltaica de autoconsumo

El sistema estudiado está compuesto por los módulos fotovoltaicos, un inversor y en uno de los casos estudiados, un sistema de almacenamiento mediante baterías. Se han propuesto 12 módulos, 2 filas en paralelo de 6 módulos cada una, cada módulo de 625 Wp, lo que alcanza una potencia pico total de 7,5 kWp. Este diseño permite aprovechar la superficie disponible. El fabricante chino seleccionado debido a su alta competencia ha sido JA Solar.

El inversor seleccionado tiene una potencia nominal de 6 kW. Su función principal es transformar la corriente continua, que generan los módulos, en corriente alterna para poder alimentar la casa y poder verter los excedentes a la red. La relación entre la potencia nominal y la potencia pico es de 1,25, valor adecuado por ser inferior a dos, pues la potencia máxima admitida por el inversor es de 12 kW.

En el caso de almacenamiento, se utiliza una batería de 16 kWh. Su función es almacenar parte de la energía excedente, y poder utilizarla en momentos de menor generación y mayor autoconsumo. De esta manera se incrementa el autoconsumo y se reducen la energía importada y la energía exportada.

Para el diseño de la instalación se ha utilizado el programa PVsyst, pues es el software estándar para simulación bancaria de la producción, es la referencia que la mayoría de

bancos requieren para validar la producción esperada antes de aprobar la financiación. (SurgePV, 2026)

#### 4. Resultados

Los resultados muestran que la incorporación de la batería mejora de forma significativa el aprovechamiento de la energía generada. Con la batería se reducen los excedentes 4.745 kWh/año, un 75,2 %. Además, la energía importada de la red disminuye 1.968 kWh/año, lo que disminuye la dependencia energética de la red.

<b>Estudio energético (Año 1)</b>	<b>Energía generada (kWh/año)</b>	<b>Energía exportada (kWh/año)</b>	<b>Energía importada (kWh/año)</b>	<b>Energía consumida de la instalación (kWh/año)</b>
<b>Caso I sin batería</b>	11.437	6.303	9.033	5.134
<b>Caso II con batería</b>	14.465	1.558	5.064	9.102

Tabla 1: Estudio energético

Desde el punto de vista económico, se han calculado los principales indicadores de rentabilidad. En ambos casos el VAN es positivo, por lo que ambos casos son viables. Sin embargo, el caso I ofrece una mayor rentabilidad financiera.

<b>Estudio económico</b>	<b>VAN (€)</b>	<b>TIR (%)</b>	<b>Payback simple (años)</b>	<b>Ahorro neto 30 años (€)</b>
<b>Caso I sin batería</b>	7.305,54	16,40	5	20.603,66
<b>Caso II con batería</b>	4.669,03	8,53	9	23.277,25

Tabla 2: Estudio económico

#### 5. Conclusiones

El proyecto demuestra que una instalación fotovoltaica de autoconsumo en una vivienda unifamiliar de Las Rozas de Madrid es una solución técnicamente viable y económicamente rentable. La instalación sin baterías es la más adecuada desde el punto de vista económico. Desde el punto de vista energético el caso II, uso de baterías es la más adecuada, debido al mejor aprovechamiento de la energía generada.

#### 6. Referencias

UNEF. (s. f.). Recursos e informes. UNEF. Recuperado 30 de enero de 2026, de <https://www.unef.es/es/recursos-informes>

SurgePV. (2026). *PVsyst qué es: Guía completa del software solar 2026*. SurgePV. <https://www.surgepv.com/es/pvsyst-que-es>

# **FEASIBILITY STUDY OF A SOLAR SELF-CONSUMPTION ELECTRICITY SYSTEM FOR THE RESIDENTIAL SECTOR IN LAS ROZAS, MADRID**

**Author: Fernández Pérez, Rocío.**

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## **ABSTRACT**

### **1. Introduction**

Currently, one of the largest sources of renewable energy is solar energy. Its great growth and evolution have been due to the major development of its technology, which has allowed it to be one of the most accessible energies today. Furthermore, this energy is one of the key tools against climate change. In the year 2024, an annual installed capacity of 602 GWp was reached worldwide, which represented an increase of 35% compared to the previous year. (UNEF, s.f.)

The objective and motivation of this project is to take advantage of these technological conditions, as well as to be able to help against climate change, because despite being a single-family home, every contribution counts in the fight against climate change.

The design of a self-consumption photovoltaic installation with surplus compensation will be carried out. Two cases have been proposed: the use of batteries or not in the installation. For this purpose, simulations have been carried out with the PVsyst program to obtain the most efficient system.

### **2. Project Definition**

To carry out this study, we will begin by studying the location of the house, in this case, a house located in Las Rozas de Madrid has been studied. First, we began by studying the most favourable surface for the implementation of the house; in this case, the southwest roof slope has been chosen, with its inclination of 30° and an available surface area of 40.6 m<sup>2</sup>.

Subsequently, the monthly consumption of the house has been calculated. This has been done in two ways: one in a theoretical way, analyzing the equipment used and its power; and the second has been by analyzing the electricity bills. The conclusion was reached to use the results of the bills due to the incorporation of a new electric car, as this is very well reflected in the bills. The annual consumption obtained was 14200 kWh/year.

After the study of consumption, the meteorological study of the area of the house was carried out to obtain the solar resource of the area and to analyze which database offers the best

results. It was deduced that the most suitable databases for this area would be NASA and Meteonorm.

Once the necessary data to enter into the PVsyst program were obtained, we proceeded to fill in the fields required by the program. First, we started by incorporating the meteorological data; after that, we proceeded to introduce the physical characteristics of the house, geographical coordinates, and the location of the plane where the panels will be placed. Subsequently, the components of the system will be chosen. Once these are chosen, the system losses will be defined.

Several simulations have been carried out to obtain the most efficient system. It began with a system consisting of 12 panels of 550 W<sub>p</sub>, and a 6 kW inverter. After performing this simulation, it was decided to increase the peak power to 625 W<sub>p</sub>, and much better results were obtained. Next, we proceeded to observe how raising or lowering the nominal power affected the system; it was seen that the most favourable case was to maintain the 6 kW inverter, since the performance did not vary much when increasing the inverter. Finally, a 16 kWh battery was added to check if the system was more efficient.

### **3. Description of the system**

The photovoltaic system studied is composed of the modules, an inverter, and in one of the cases studied, a storage system using batteries. 12 modules have been proposed, 2 parallel rows of 6 modules each, each module of 625 W<sub>p</sub>, which reaches a total peak power of 7.5 kW<sub>p</sub>. This design allows taking advantage of the available surface area. The manufacturer selected due to its high competence has been JA Solar.

The selected inverter has a nominal power of 6 kW. Its main function is to transform the direct current generated by the modules into alternating current to power the house and to be able to feed the surplus into the grid. The ratio between the nominal power and the peak power is 1.25, an appropriate value because it is lower than two, since the maximum power admitted by the inverter is 12 kW.

In the case of storage, a 16 kWh battery is used. Its function is to store part of the surplus energy, and to be able to use it in moments of lower generation and higher self-consumption. In this way, self-consumption is increased and imported and exported energy are reduced.

For the design of the installation, the PVsyst program has been used, since it is the standard software for bankable production simulation, it is the reference that most banks require to validate the expected production before approving financing. (SurgePV, 2026)

#### 4. Results

The results show that the incorporation of the battery significantly improves the utilization of the generated energy. With the battery, surpluses are reduced by 4.745 kWh/year. Furthermore, the energy imported from the grid decreases by 3.969 kWh/year, which decreases the energy dependence on the grid.

<i>Energy Study (Year 1)</i>	<i>Generated Energy (kWh/year)</i>	<i>Exported Energy (kWh/year)</i>	<i>Imported Energy (kWh/year)</i>	<i>Energy Consumed from Installation (kWh/year)</i>
<b>Case I without battery</b>	11.437	6.303	9.033	5.134
<b>Case II with battery</b>	14.465	1.558	5.064	9.102

From an economic point of view, the main profitability indicators have been calculated. In both cases, the NPV (VAN) is positive, so both cases are viable. However, Case I offers a higher financial profitability.

<i>Economic Study</i>	<i>NPV(€)</i>	<i>IRR (%)</i>	<i>Payback (years)</i>	<i>Ahorro neto 30 años (€)</i>
<b>Case I without battery</b>	7.305,54	16,40	5	20.603,66
<b>Case II with battery</b>	4.669,03	8,53	9	23.277,25

#### 5. Conclusions

The project demonstrates that a self-consumption photovoltaic installation in this single-family house in Las Rozas de Madrid is a technically viable and economically profitable solution. The installation without batteries is the most appropriate from an economic point of view. From an energetic point of view, Case II (use of batteries) is the most appropriate, due to the better utilization of the generated energy.

#### 6. References

- UNEF. (s. f.). Recursos e informes. UNEF. Recuperado 30 de enero de 2026, de <https://www.unef.es/es/recursos-informes>
- SurgePV. (2026). *PVsyst qué es: Guía completa del software solar 2026*. SurgePV. <https://www.surgepv.com/es/pvsyst-que-es>

## *Índice de la memoria*

<b><i>Lista de Acrónimos</i></b> .....	<b>9</b>
<b><i>Capítulo 1. Introducción</i></b> .....	<b>10</b>
1.1 Motivación del proyecto.....	10
1.2 Estado de la cuestión .....	10
1.3 Autoconsumo en España .....	11
1.4 Marco regulatorio del autoconsumo .....	13
1.4.1 Normativa.....	13
1.4.2 Incentivos económicos.....	14
1.5 Alineación con los Objetivos de desarrollo sostenible (ODS) .....	15
1.6 Metodología y recursos a emplear.....	17
<b><i>Capítulo 2. Descripción del emplazamiento a estudiar</i></b> .....	<b>19</b>
2.1 Localización de la vivienda .....	19
2.2 Descripción de la vivienda .....	20
2.3 Climatología de la vivienda.....	23
<b><i>Capítulo 3. Estudio energético de la vivienda</i></b> .....	<b>26</b>
3.1 Estudio del consumo teórico de la vivienda .....	26
3.2 Estudio del consumo teórico de la vivienda según las facturas.....	28
3.2.1 Estudio del consumo mensual de los últimos años .....	33
<b><i>Capítulo 4. Estudio del recurso solar</i></b> .....	<b>38</b>
4.1 Radiación solar .....	38
4.2 Estudio del recurso solar en la vivienda .....	40
4.2.1 NREL .....	40
4.2.2 NASA .....	42
4.2.3 Meteonorm.....	43
4.2.4 PVGIS.....	44
4.2.5 Análisis de los resultados .....	45
<b><i>Capítulo 5. Componentes de una instalación de autoconsumo en una vivienda</i></b> .....	<b>49</b>
5.1 Paneles solares fotovoltaicos.....	49

5.2 Inversores .....	53
5.3 Estructura soporte.....	55
5.4 Contador .....	57
5.5 Batería .....	58
<b>Capítulo 6. Diseño de la instalación con PVsyst.....</b>	<b>62</b>
6.1 Orientación.....	64
6.2 Sistemas.....	65
6.3 Pérdidas detalladas .....	66
6.3.1 Pérdidas por parámetro térmico.....	67
6.3.2 Pérdidas óhmicas .....	68
6.3.3 Pérdidas por calidad del módulo .....	69
6.3.4 Pérdidas por desajuste del modulo .....	70
6.3.5 Pérdidas por LID – Degradación Inducida por luz .....	70
6.3.6 Pérdidas por suciedad.....	71
6.3.7 Pérdidas IAM.....	71
6.3.8 Pérdidas auxiliares.....	72
6.3.9 Pérdidas por envejecimiento .....	73
6.3.10 Pérdidas por indisponibilidad.....	74
6.4 Autoconsumo.....	75
6.5 Almacenamiento.....	77
6.6 Horizonte .....	78
6.7 Sombreados cercanos .....	78
6.8 Dimensionamiento de la instalación.....	80
6.9 Selección de la alternativa del diseño.....	83
6.9.1 Paneles solares.....	83
6.9.2 Inversores .....	84
<b>Capítulo 7. Análisis de los resultados y estudio económico.....</b>	<b>85</b>
7.1 Resultados durante el primer año .....	85
7.2 Resultados a lo largo de la vida útil de la instalación.....	91
7.3 Estudio económico .....	94
7.4 Rentabilidad del proyecto.....	100
7.5 Decisión final del diseño elegido .....	104

7.6	Legalización de la instalación .....	105
7.7	Contaminación evitada .....	106
<b>Capítulo 8.</b>	<b>Conclusiones.....</b>	<b>108</b>
<b>Capítulo 9.</b>	<b>Bibliografía.....</b>	<b>110</b>
<b>ANEXO I:</b>	<b>Informe PVsyst simulación de 30 años de la instalación.....</b>	<b>113</b>
<b>ANEXO II:</b>	<b>Ficha técnica de los módulos fotovoltaicos.....</b>	<b>126</b>
<b>ANEXO III:</b>	<b>Ficha técnica del inversor .....</b>	<b>129</b>
<b>ANEXO IV:</b>	<b>Ficha técnica de la batería.....</b>	<b>132</b>
<b>ANEXO V:</b>	<b>Unifilar de la instalación.....</b>	<b>135</b>

## *Índice de figuras*

Figura 1: Esquema de una instalación fotovoltaica de autoconsumo .....	9
Figura 2: Objetivos de desarrollo sostenible (Fuente: ONU) .....	16
Figura 3: Vista aérea de la vivienda (Fuente: Google maps) .....	19
Figura 4: Localización vivienda en la comunidad de Madrid (Fuente: Google maps) .....	20
Figura 5: Información catastral de la vivienda (Fuente: Catastro) .....	21
Figura 6: Representación aérea del circuito (Fuente: google maps) .....	23
Figura 7: Factura mensual de la vivienda (Fuente: Iberdrola).....	32
Figura 8: Evolución de consumo por hora de la factura mensual (Fuente: Iberdrola) .....	33
Figura 9: Esquemático radiación solar en una superficie (Fuente: Temario Transmisión de Calor ICAI).....	38
Figura 10: Esquemático funcionamiento de un panel .....	39
Figura 11: Base de datos NREL (Fuente: NREL) .....	41
Figura 12: Base de datos Nasa (Fuente: NASA) .....	42
Figura 13: Base de datos Meteonorm (Fuente: Meteonorm).....	43
Figura 14: Base de datos PVGIS (Fuente: PVGIS).....	44
Figura 15: Resultados GHI según la inclinación del plano .....	45
Figura 16: Esquema de una instalación fotovoltaica .....	49
Figura 17: Tipos de paneles.....	50
Figura 18: Célula monocristalina TOPCon .....	51
Figura 19: Tipo de módulo monocristalino PERC .....	52
Figura 20: Esquema célula partida .....	52
Figura 21: Tipos de módulo celda entera celda partida.....	53
Figura 22: Tipos de inversores .....	54
Figura 23: Estructura fija, coplanar .....	56
Figura 24: Contador bidireccional .....	57
Figura 25: Batería .....	59
Figura 26: Funcionamiento batería virtual .....	60
Figura 27: Localización vivienda en PVsyst (Fuente: PVsyst).....	63

Figura 28: Archivo .MET (Fuente: PVsyst) .....	63
Figura 29: Orientación del panel (Fuente: PVsyst) .....	65
Figura 30: Sistema instalación (Fuente: PVsyst).....	66
Figura 31: Pérdidas detalladas (Fuente: PVsyst).....	67
Figura 32: Pérdidas térmicas (Fuente: PVsyst) .....	68
Figura 33: Pérdidas óhmicas del sistema (Fuente: PVsyst).....	69
Figura 34: Pérdidas por degradación del módulo fotovoltaico (Fuente: PVsyst) .....	69
Figura 35: Pérdidas por mismatch (Fuente: PVsyst).....	70
Figura 36: Pérdidas por LID (Fuente: PVsyst).....	70
Figura 37: Pérdidas por suciedad (Fuente: PVsyst) .....	71
Figura 38: Esquema para entender el ángulo de incidencia y de refracción .....	71
Figura 39: Pérdidas por IAM (Fuente: PVsyst).....	72
Figura 40: Pérdidas Auxiliares (Fuente: PVsyst) .....	73
Figura 41: Pérdidas por envejecimiento (Fuente: PVsyst) .....	74
Figura 42: Pérdidas por indisponibilidad (Fuente: PVsyst)74 .....	75
Figura 43: Características generales de autoconsumo (Fuente: PVsyst).....	76
Figura 45: Consumo medio mensual último año (Fuente: PVsyst).....	76
Figura 46: Almacenamiento (Fuente: PVsyst) .....	77
Figura 47: Gráfica horizonte (Fuente: PVsyst).....	78
Figura 48: Modelo 3D módulos .....	79
Figura 49: Sombreados cercanos (Fuente: PVsyst).....	79
Figura 50: Diagrama de pérdidas caso I (Fuente: PVsyst) .....	89
Figura 51: Diagrama de pérdidas caso II (PVsyst).....	90

## *Índice de tablas*

Tabla 1: Estudio energético .....	10
Tabla 2: Estudio económico .....	10
Tabla 3: Consumo mensual de cada equipo .....	27
<i>Tabla 4: Consumo eléctrico mensual 2025 (Fuente: Iberdrola).....</i>	<i>30</i>
Tabla 5: Consumo medio mensual de los últimos años .....	34
Tabla 6: Consumo mensual promedio .....	36
Tabla 7: Datos meteorológicos NREL (Fuente: NREL) .....	41
<i>Tabla 8: Datos meteorológicos NASA (Fuente: NASA) .....</i>	<i>42</i>
Tabla 9: Datos meteorológicos Meteonorm (Fuente: Meteonorm).....	43
Tabla 10: Datos meteorológicos PVGIS (Fuente: PVGIS) .....	45
Tabla 11: Balance energético con módulos de 550 Wp .....	80
Tabla 12: Balance energético con módulos de 625 Wp .....	81
Tabla 13: Balance energético 625 Wp y 10 unidades .....	82
Tabla 14: Balance energético con batería.....	82
Tabla 15: Análisis Paneles.....	83
Tabla 16: Análisis Inversores .....	84
Tabla 17: Balance energético caso I (Fuente: PVsyst) .....	88
Tabla 18: Balance energético caso II (Fuente: PVsyst).....	88
<i>Tabla 19: Evolución de la energía a lo largo de la vida útil caso I.....</i>	<i>92</i>
Tabla 20: Evolución de la energía a lo largo de la vida útil caso II .....	93
Tabla 21: Inversión inicial caso I .....	94
Tabla 22: Inversión inicial caso II .....	95
Tabla 23: Evolución de los costes durante la vida útil caso I.....	96
Tabla 24: Evolución de los costes durante la vida útil caso II .....	97
Tabla 25: Evolución del ahorro anual caso I .....	98
Tabla 26: Evolución del ahorro anual caso II.....	99
Tabla 27: Flujo de caja caso I.....	102
Tabla 28: Flujo de caja caso II.....	104

---

Tabla 29: Resumen económico.....	104
Tabla 30: CO <sub>2</sub> evitado a lo largo de la vida útil .....	107

## *Índice de Gráficas*

Gráfica 1: Estimación de la potencia de autoconsumo fotovoltaico (Fuente: UNEF) .....	12
Gráfica 2: Temperatura diaria en la zona de la vivienda (Fuente: Meteonorm).....	24
Gráfica 3: Precipitaciones en la zona de la vivienda (Fuente: Meteonorm).....	25
Gráfica 4: Evolución del consumo por día (Fuente Iberdrola).....	31
Gráfica 5: Media del consumo realizado por hora y día de la semana (Fuente: Iberdrola).	31
Gráfica 6: Estudio consumo medio mensual de los últimos años .....	35
Gráfica 7: Consumo promedio mensual .....	36
Gráfica 8: Comparación del GHI de cada base de datos .....	46
Gráfica 9: Comparación del DHI de cada base de datos .....	46
Gráfica 10: Temperatura media (Fuente: Meteonorm).....	47
Gráfica 11: Velocidad media mensual (Fuente: Meteonorm) .....	48
Gráfica 12: Producción normalizada por kWp instalado Caso I(Fuente: PVsyst) .....	86
Gráfica 13: Producción normalizada por kWp instalado Caso II (Fuente: PVsyst).....	86
Gráfica 14: Performance Ratio sin batería (Fuente: PVsyst) .....	87
Gráfica 15: Performance Ratio con batería (Fuente: PVsyst) .....	87
Gráfica 16: Estimación energía importada de la red durante la VU.....	92

## **LISTA DE ACRÓNIMOS**

CA - Corriente Alterna

CC - Corriente Continua

DHI - Irradiación Difusa Horizontal

GHI - Irradiación Global Horizontal

IBI - Impuesto sobre Bienes Inmuebles

LID - Light induced degradation

NASA - National Aeronautics and Space Administration

NREL - National Renewable Energy Laboratory

ODS - Objetivos de Desarrollo Sostenible

ONU - Organización de Naciones Unidas

PR - Performance Ratio

PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System

TFG - Trabajo Fin de grado

TIR - Tasa Interna de Retorno

VAN - Valor Actual Neto

VU - Vida útil

## **Capítulo 1. INTRODUCCIÓN**

### ***1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO***

El aumento del precio de la electricidad, junto con la electrificación progresiva de algunos consumos domésticos, justifica el estudio de instalaciones de autoconsumo en viviendas. En este tipo de proyecto no se busca sustituir por completo a la red eléctrica, sino reducir la energía comprada en las horas en las que la vivienda puede aprovechar directamente la producción solar. Esa diferencia es importante: una instalación conectada a red mejora el control sobre el consumo y el coste energético, pero solo aporta respaldo ante cortes si incorpora equipos preparados para funcionar en modo aislado.

Por otra parte, los incidentes de suministro recuerdan la dependencia que tienen las viviendas de la red eléctrica. Un corte prolongado puede afectar a acciones básicas, como cocinar, conservar alimentos o mantener equipos sanitarios domésticos. En ese contexto, la generación fotovoltaica y el almacenamiento pueden mejorar la resiliencia de una vivienda, aunque siempre dentro de las limitaciones técnicas del sistema instalado y de su configuración de seguridad.

La vivienda elegida no es un ejemplo abstracto: tiene cubierta a dos aguas, un faldón suroeste aprovechable y otro noroeste con peor captación, además de consumos concretos como climatización y cargador de vehículo eléctrico. Esa combinación obliga a tomar decisiones de diseño, no solo a aplicar una solución fotovoltaica estándar. En los capítulos siguientes se comprobará si la superficie disponible y el perfil de consumo justifican instalar batería o si basta con maximizar el autoconsumo directo.

### ***1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN***

En las últimas décadas, una parte relevante de la energía consumida se ha obtenido a partir de combustibles fósiles. Este modelo ha incrementado las emisiones de dióxido de carbono

(CO<sub>2</sub>) y de otros gases de efecto invernadero, que son uno de los principales factores asociados al cambio climático. Por esa razón se han establecido objetivos internacionales, recogidos en el Acuerdo de París, para limitar el aumento de la temperatura media global entre 1,5 °C y 2 °C. (Taylor, s.f.)

Para alcanzar esas metas no basta con sustituir una tecnología de generación por otra a gran escala; también es necesario acercar parte de la producción al punto de consumo. El autoconsumo residencial encaja en esa lógica porque aprovecha cubiertas ya construidas, reduce pérdidas asociadas al transporte de energía y permite que el usuario participe de forma directa en la transición energética.

El autoconsumo eléctrico en el sector residencial representa una oportunidad para avanzar en la reestructuración del modelo energético desde instalaciones de pequeña potencia. En los últimos años, la energía solar fotovoltaica en España ha experimentado una evolución notable, situando al país en 2024 como uno de los mercados relevantes del sector. Sin embargo, el autoconsumo registró una caída del 31 % con respecto a 2023, motivada en parte por el agotamiento de ayudas europeas. A pesar de ello, únicamente el 17 % de la energía generada en España procede de la energía fotovoltaica (Solar fotovoltaica (Sol))(Generación), s.f.), mientras que en 2024 una parte importante de la energía consumida todavía provenía de combustibles fósiles («La energía en España», s.f.; UNEF, s.f.).

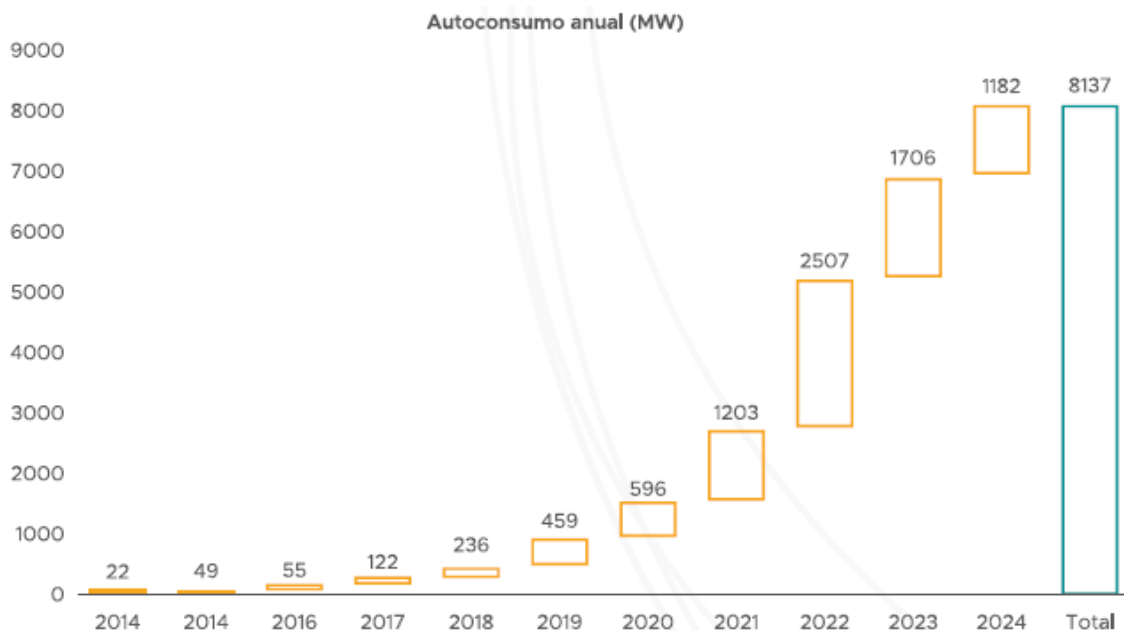
En esta memoria, el almacenamiento se analizará con prudencia. Una batería puede desplazar parte de la energía solar hacia la tarde o la noche, pero también aumenta la inversión y exige revisar ciclos, potencia de carga, ubicación y temperatura de trabajo. Por ese motivo no se asumirá como una mejora automática: se comparará con la alternativa sin batería y con la compensación de excedentes.

### ***1.3 AUTOCONSUMO EN ESPAÑA***

En los últimos años, el autoconsumo en España se ha convertido en uno de los pilares de la transición energética, la descarbonización y la generación distribuida. Su desarrollo se ha visto favorecido por la bajada de precios de la tecnología fotovoltaica, por los incentivos

directos y por la preocupación de los usuarios ante el coste de la electricidad. Aun así, el mercado ha mostrado cierta estabilización cuando las ayudas se reducen, lo que obliga a valorar cada instalación por sus propios consumos y no solo por el contexto de subvenciones.

En el 2024 se observa un descenso del 31% con respecto al año anterior en el ritmo de instalaciones de autoconsumo, 524 MW de autoconsumo menos que en 2023 tal y como se puede ver en la *gráfica 1*. Por otro lado, al alcanzar 8,137 GW de potencia de autoconsumo, supuso un alejamiento del 57% con respecto al objetivo de 19GW fijado por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), para 2030.



*Gráfica 1: Estimación de la potencia de autoconsumo fotovoltaico (Fuente: UNEF)*

Por otro lado, el desarrollo de las tecnologías de almacenamiento y de las comunidades energéticas está adquiriendo relevancia en el autoconsumo eléctrico. Las baterías pueden aumentar el porcentaje de energía aprovechada por el propio usuario y reducir la dependencia de la red durante determinadas horas. En 2024 se instalaron alrededor de 327 MWh de nuevo almacenamiento, y las comunidades energéticas alcanzaron 659 proyectos operativos en España al final del año. (UNEF, s.f.).

En 2025 el sector volvió a crecer, pero con un ritmo menor que en los años de mayor expansión. APPA Renovables estimó 1.214 MW de nueva potencia de autoconsumo durante

2025, frente a 1.431 MW en 2024, 1.941 MW en 2023 y 2.649 MW en 2022. Esto no indica una desaparición del interés por el autoconsumo, sino una fase de ajuste después del impulso excepcional provocado por los precios altos de la electricidad y por las ayudas europeas. (APPA Renovables, 2026; El País, 2026).

Las diferencias por comunidades autónomas son relevantes para interpretar esos datos. Cataluña, Andalucía y la Comunidad Valenciana concentran cerca del 49 % de la potencia instalada de autoconsumo, según las estimaciones publicadas por APPA y recogidas por Cinco Días. Esta concentración se explica por una combinación de radiación disponible, tamaño del parque de cubiertas, peso del tejido industrial y capacidad administrativa para tramitar instalaciones. No obstante, no todas las comunidades con buen recurso solar avanzan al mismo ritmo, por lo que el potencial técnico no se convierte automáticamente en potencia instalada. (Cinco Días, 2025).

En comunidades con mucha vivienda plurifamiliar, el autoconsumo colectivo resulta especialmente importante, porque una parte elevada de la población no dispone de una cubierta individual. En cambio, en viviendas unifamiliares como la estudiada en este TFG, la decisión depende más de la orientación de la cubierta, del perfil horario de consumo, de la posibilidad de compensar excedentes y del coste de incorporar batería. Esta diferencia territorial y residencial justifica que el proyecto no se pueda extrapolar directamente, sino que analice la vivienda concreta antes de seleccionar la solución final.

## ***1.4 MARCO REGULATORIO DEL AUTOCONSUMO***

### **1.4.1 NORMATIVA**

El marco regulatorio del autoconsumo en España se ha ido actualizando para adaptarse a la transición energética, a los objetivos europeos de descarbonización y a la descentralización del sistema eléctrico. La regulación de referencia viene dada por el Real Decreto 244/2019, que eliminó barreras al autoconsumo y estableció un régimen jurídico más favorable para la generación distribuida. (BOE, 2019a)

Esta norma define el autoconsumo sin excedentes, en el que la instalación incorpora mecanismos para no exportar energía a la red, y el autoconsumo con excedentes, en el que la energía sobrante puede verterse. Dentro de esta segunda modalidad se distingue entre instalaciones acogidas a compensación simplificada e instalaciones no acogidas a compensación. Además, la norma reconoció el autoconsumo colectivo, permitiendo que varios consumidores compartan una misma instalación de generación. (BOE, 2019a).

Las modificaciones normativas más recientes buscan adaptar el autoconsumo a nuevas formas de gestión, como el autoconsumo colectivo, la figura del gestor de autoconsumo y la ampliación de distancias para compartir energía. (BOE,2022a) ( MITECO,2023) En el caso de este proyecto, estas cuestiones son relevantes porque permiten diferenciar una instalación individual de vivienda de otros modelos más complejos, como comunidades energéticas o instalaciones compartidas entre varios consumidores.

La diferencia entre batería física y batería virtual será importante en el estudio económico. La primera modifica el balance energético horario de la vivienda; la segunda solo cambia la forma de liquidar excedentes con la comercializadora. Por tanto, no deben compararse como si fueran el mismo equipo ni atribuir a la batería virtual funciones de respaldo eléctrico.

Los cambios normativos sobre potencia, distancias o vertido deberán verificarse antes de tramitar la instalación. Para una vivienda de pequeña potencia, lo más determinante será escoger correctamente la modalidad de autoconsumo, legalizar el sistema, configurar la medida y contratar la compensación de excedentes si resulta conveniente. (IDAE,2021)

## **1.4.2 INCENTIVOS ECONÓMICOS**

El sistema de incentivos está presentando un cambio con respecto a años anteriores. Las subvenciones directas, como las asociadas a programas europeos, pueden depender de convocatorias concretas y presentar trámites administrativos largos. Por lo que se han planteado nuevos medios más estables y ágiles, como bonificaciones municipales en los impuestos como puede ser el impuesto de Bienes Inmuebles (IBI), el impuesto sobre Actividades Económicas (IAE) o deducciones en el IRPF.

## ***1.5 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)***

Para orientar el desarrollo sostenible, la ONU ha establecido 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible que se intentarán cumplir hasta 2030. (Objetivos de Desarrollo Sostenible, s.f.)

En este TFG no se pretende abarcar todos ellos, sino identificar aquellos que guardan una relación directa con una instalación fotovoltaica residencial de autoconsumo.

El primer objetivo relacionado con el proyecto es el ODS 7, «Energía asequible y no contaminante». La instalación fotovoltaica contribuye a este objetivo porque genera energía renovable en el propio punto de consumo y reduce parte de la energía comprada a la red. En 2025, la energía solar se considera una de las tecnologías de generación más competitivas en España. (UNEF, s.f.) Además, el aumento del radio permitido para compartir energía puede facilitar el acceso a modelos colectivos de autoconsumo. (Mora et al., s.f.)

Otro objetivo relacionado es el ODS 13, «Acción por el clima». La sustitución parcial de electricidad generada con fuentes fósiles por energía fotovoltaica reduce las emisiones asociadas al consumo eléctrico. En España, el uso de energía solar evitó la emisión de 17,7 millones de toneladas de gases de efecto invernadero. (UNEF, s.f.)

Por último, cabe destacar el ODS 11, «Ciudades y comunidades sostenibles», pues aparece en el proyecto por la integración de generación renovable en una vivienda existente. La aportación no está en construir una instalación aislada, sino en reducir demanda de red en horas solares, aprovechar una cubierta ya disponible y estudiar una solución compatible con el uso normal de la vivienda.

# OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE



Figura 2: Objetivos de desarrollo sostenible (Fuente: ONU)

La alineación con el ODS 7 no debe entenderse solo como instalación de potencia renovable. En una vivienda conectada a red, la aportación real se mide por la energía solar que se aprovecha en el propio punto de consumo y por la reducción de energía comprada en las horas de producción. Por eso, en este proyecto se comparan alternativas con y sin batería: una mayor potencia instalada no siempre implica un mejor resultado si aumenta el excedente no aprovechado o si encarece demasiado la inversión.

El ODS 11 también aparece en la forma en que se utiliza el espacio ya construido. La instalación propuesta aprovecha una cubierta residencial existente y evita ocupar suelo adicional, algo especialmente significativo en zonas urbanas o periurbanas donde el autoconsumo puede acercar la generación al consumo. Además, la evolución desigual por comunidades autónomas muestra que la transición energética no depende únicamente del recurso solar; también influyen la vivienda disponible, los trámites, las ordenanzas municipales y la información que recibe el usuario. (APPA Renovables, 2026; Cinco Días, 2025).

Respecto al ODS 13, la contribución climática se sitúa en la reducción de emisiones asociadas al consumo eléctrico de la vivienda durante la vida útil de la instalación. Esta

contribución será más sólida si el diseño evita sobredimensionamientos, mantiene un rendimiento adecuado y se acompaña de hábitos de consumo compatibles con la producción solar. Por ello, el análisis económico y energético del capítulo 7 no se separa de los ODS, pues sirve para comprobar si la alternativa elegida es ambientalmente coherente y técnicamente razonable para el caso estudiado.

## ***1.6 METODOLOGÍA Y RECURSOS A EMPLEAR***

Para el desarrollo del proyecto se va a realizar el estudio de la vivienda, englobando el recurso solar de la zona en la que se encuentra la vivienda y el consumo energético. Se realizará un estudio de la radiación, al igual que los factores que pueden disminuir su efecto. Con esa base se estudiarán los equipos que se tendrán en cuenta en la instalación, para obtener un diseño lo más eficiente posible. Posteriormente se llevarán a cabo simulaciones con el programa PVsyst, para determinar si el sistema propuesto puede cumplir las especificaciones. Por último, se evaluará la viabilidad del proyecto, al igual que otras posibles alternativas.

Para el desarrollo de este trabajo fin de grado se van a emplear los siguientes recursos:

- PVsyst (programa para hacer simulaciones de la instalación)
- Bases de datos de radiación (Meteonorm y PVGIS, NREL y NASA)
- Informes oficiales
- Datos de la vivienda (factura, ubicación...)
- Clases impartidas por la directora del TFG

Para interpretar los resultados de PVsyst conviene separar tres magnitudes. El autoconsumo instantáneo es la energía solar que la vivienda utiliza en el mismo momento en que se genera. El excedente es la parte que sobra en ese instante; puede compensarse en factura, verse a red o cargarse en una batería si el diseño la incorpora. La batería virtual, en cambio, no

cambia el flujo eléctrico de la casa: es un acuerdo comercial sobre el valor económico de esos excedentes.

## Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO A ESTUDIAR

### 2.1 LOCALIZACIÓN DE LA VIVIENDA

El desarrollo del estudio fotovoltaico se va a realizar en una vivienda unifamiliar localizada al noroeste de la comunidad de Madrid, en el municipio Las Rozas de Madrid con la siguiente coordenada geográficas:

*Latitud.* 40,532327 °

*Longitud:* -3,897493 °

*Altura* 725 m

Estas coordenadas se utilizarán posteriormente para evaluar el recurso solar mensual de la zona en la que se sitúa dicha vivienda y para que el programa PVsyst pueda realizar los cálculos necesario y estimaciones según las condiciones ambientales de la zona.

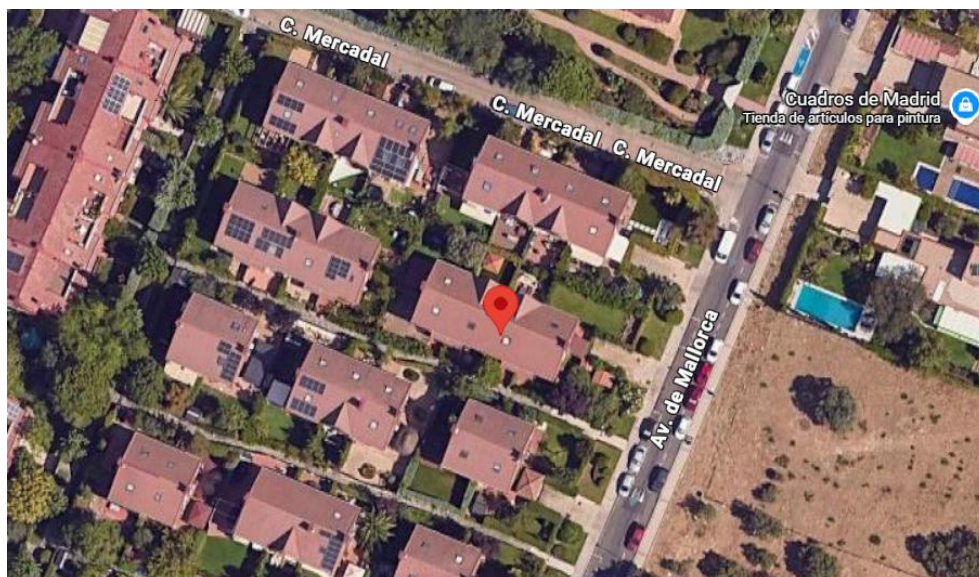


Figura 3: Vista aérea de la vivienda (Fuente: Google maps)

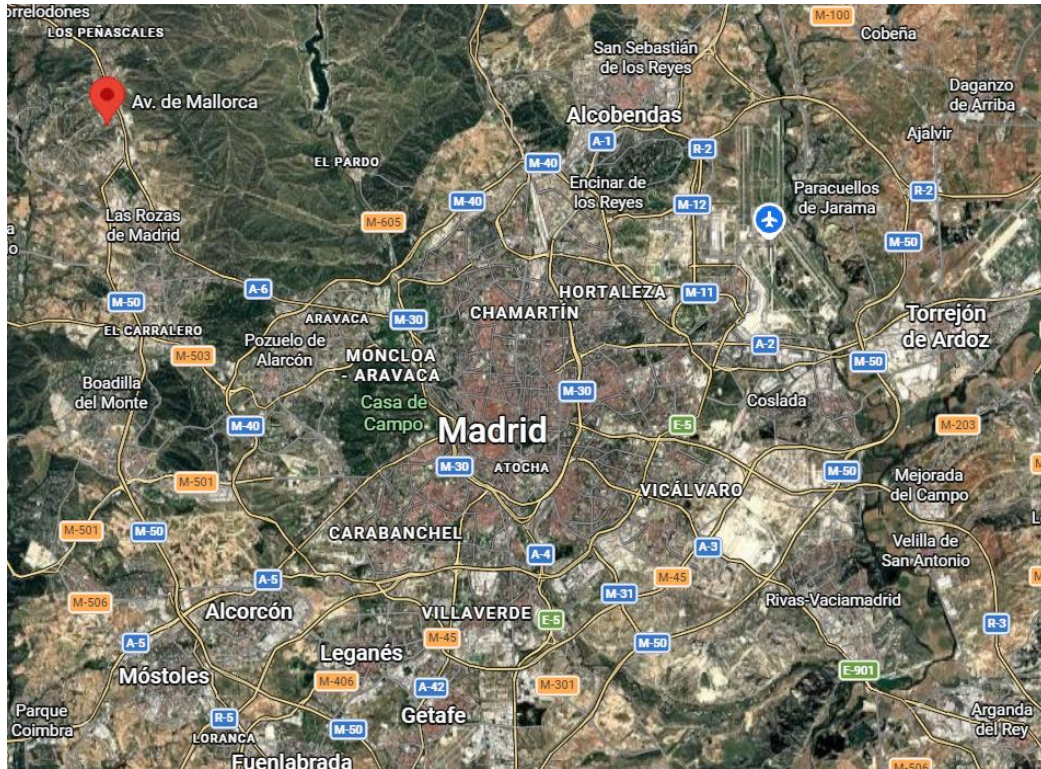


Figura 4: Localización vivienda en la comunidad de Madrid (Fuente: Google maps)

## 2.2 DESCRIPCIÓN DE LA VIVIENDA

La vivienda unifamiliar con referencia catastral 4074701VK2847S0030UD, construida en el año 1998, que cuenta con una superficie construida de 238 m<sup>2</sup>. Esta vivienda se encuentra en una urbanización compuesta por chalés adosados e independientes, que componen una parcela de 8.722 m<sup>2</sup>, tal y como se expone en la figura 5.

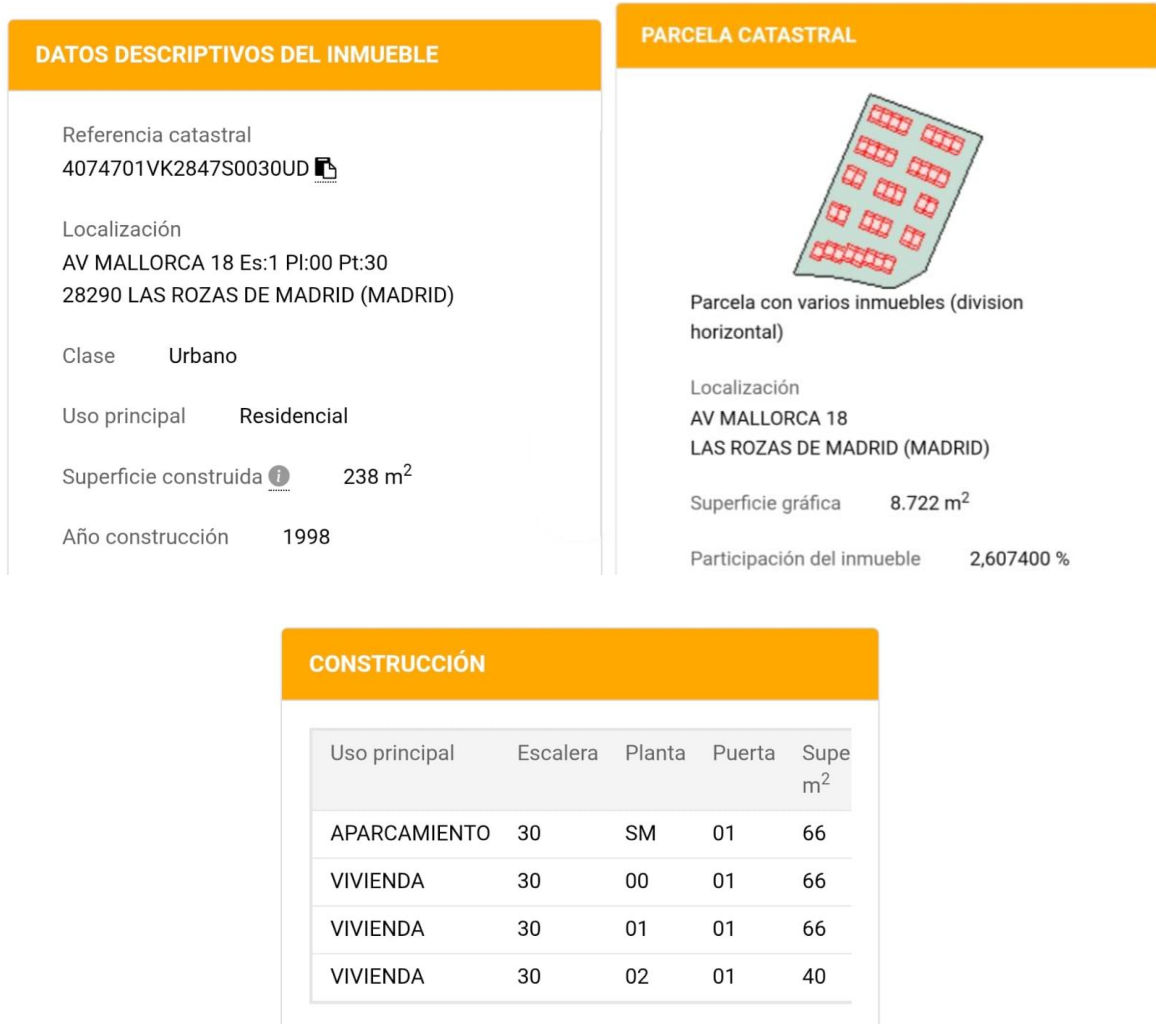


Figura 5: Información catastral de la vivienda (Fuente: Catastro)

### **Semi sótano:**

Consta de un aparcamiento para dos coches, con un cargador de coche eléctrico de 5,5 kW, un espacio de almacenaje y un refrigerador. Este tiene una entrada directa a la vivienda y otra entrada directa a la Avenida de Mallorca.

### **Primera planta:**

Está compuesta por la cocina, el salón y un baño para invitados. El salón presenta un aire acondicionado y una puerta con acceso directo al jardín. Por su parte la cocina presenta otro acceso directo al jardín.

### **Segunda planta:**

En esta planta se encuentran el dormitorio principal y otros dos dormitorios, 2 baños completos y una habitación adicional que se utiliza como plancha. Por su parte los tres dormitorios presentan aire acondicionado.

### **Tercera planta:**

Es una única estancia que abarca toda la planta, esta se utiliza como despacho y como sala de juegos. Esta estancia cuenta con un televisor, aire acondicionado y un ordenador de torre.

### **Descripción de la cubierta:**

Tal y como se puede observar en la figura 6 la vivienda presenta un techo a dos aguas. Uno se encuentra orientado al noroeste y el otro al suroeste. Por su parte el lado que da al noroeste presenta un tragaluz.

Para decidir qué lado de la cubierta se va a utilizar se ha tenido en cuenta su localización, pues el lado que se sitúa al noroeste presenta poco aprovechamiento solar, debido a que la radiación no es directa, presenta menos horas de radiación y tiene menos superficie debido al tragaluz que este presenta.

Por otro lado, el faldón suroeste, presenta toda la superficie disponible para la instalación de paneles, además, recibe radiación durante muchas horas y con un mejor ángulo de incidencia.

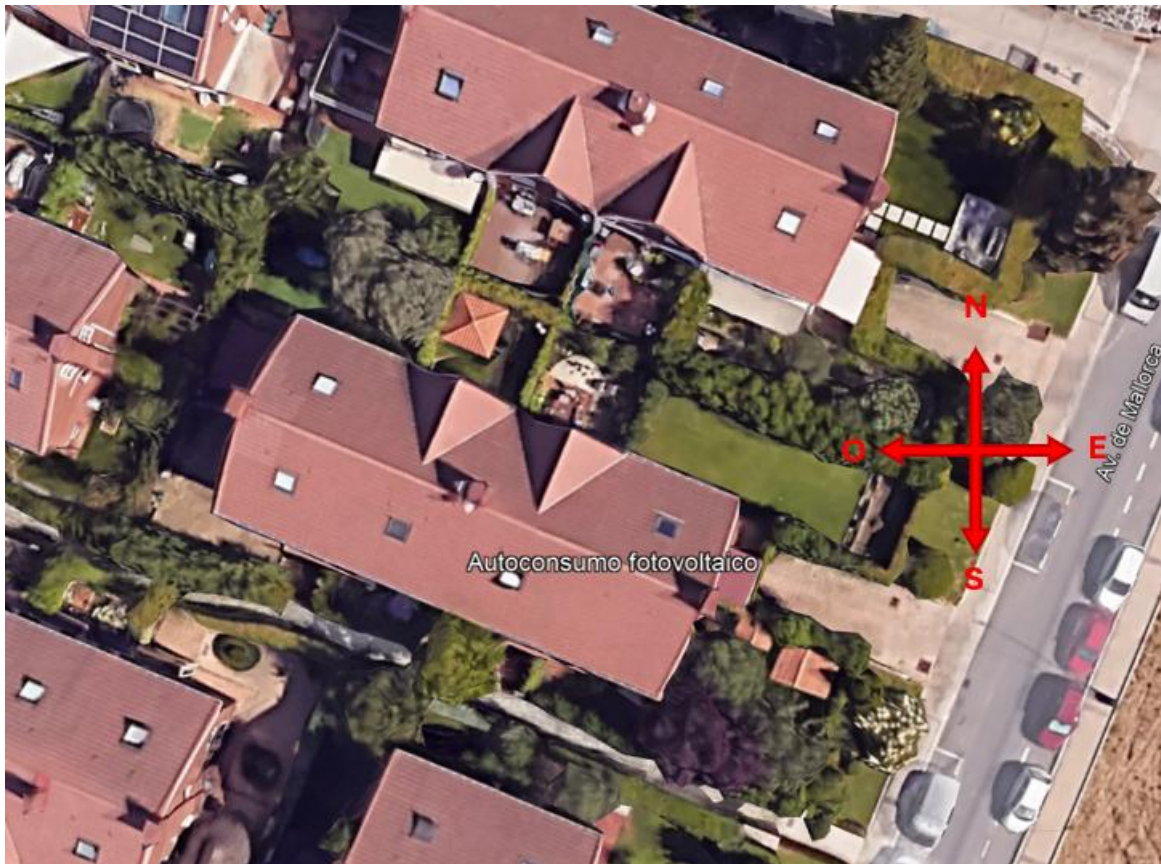


Figura 6: Representación aérea del circuito (Fuente: Google maps)

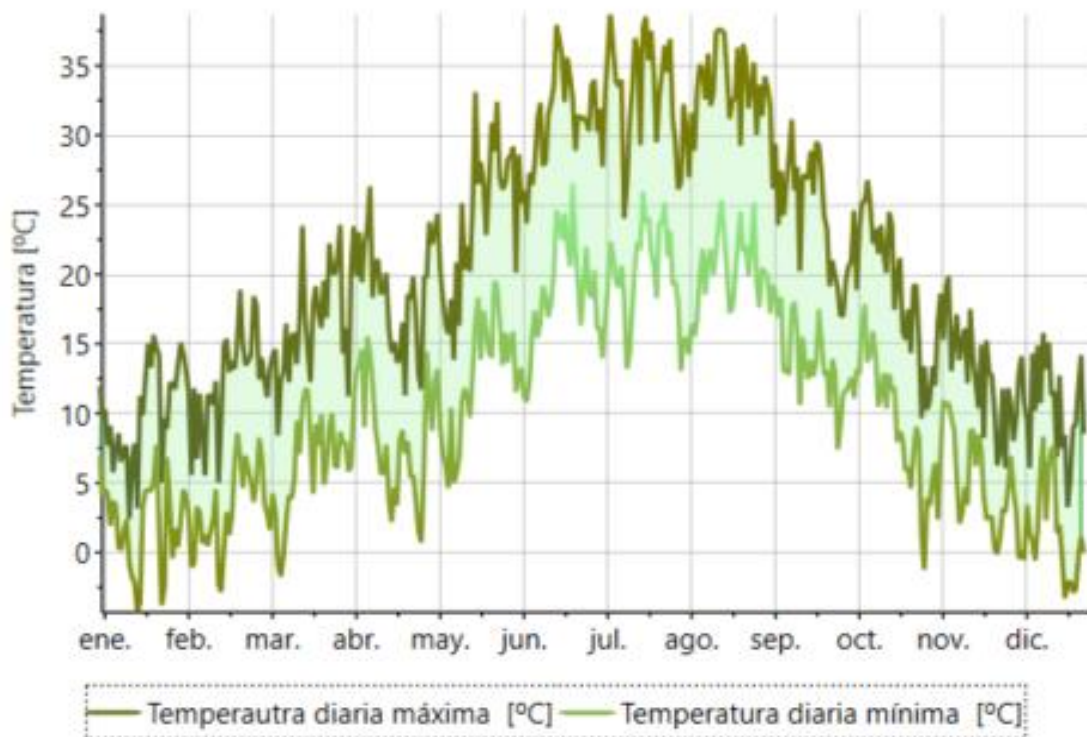
### 2.3 CLIMATOLOGÍA DE LA VIVIENDA

La climatología de la vivienda es un gran factor a la hora de diseñar una instalación fotovoltaica de autoconsumo, pues esta condicionará el rendimiento de la instalación. La potencia pico de un panel no se ve afectada solamente por la radiación solar, esta se puede ver reducida debido a las condiciones térmicas del panel pues estos valores son establecidos a una temperatura de 25°C. Por otra parte, el panel no es el único que se ve afectado drásticamente por la temperatura, las baterías también reducen su eficiencia y además esta puede reducir su vida útil.

Este análisis climático permite relacionar las condiciones reales de la vivienda con el dimensionamiento de la instalación. Entendiendo las pérdidas provocadas o la disminución

del rendimiento de la planta. Por tanto, el estudiar la climatología de la vivienda ofrece un resultado más realista, a la hora de ver la viabilidad del proyecto.

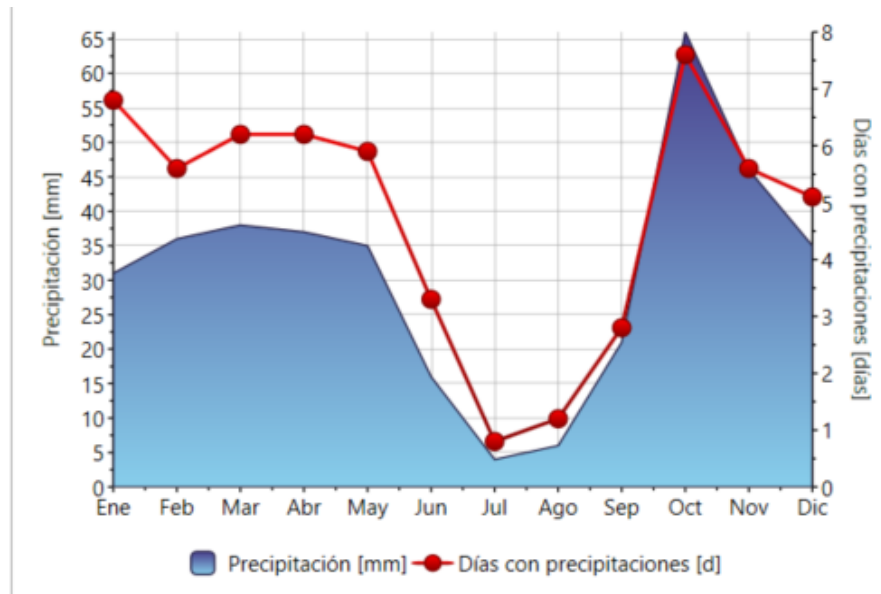
Tal y como se puede observar en la gráfica 2 la zona presenta una gran variación de temperatura a lo largo del día, llegando incluso a tener una diferencia de más de 20 grados de diferencia en los meses de verano. Por otro lado, también se puede ver una gran diferencia de temperaturas en cada mes, siendo los más desfavorables debido a las altas temperaturas los meses de junio, julio, agosto y septiembre.



Gráfica 2: Temperatura diaria en la zona de la vivienda (Fuente: Meteonorm)

Por otro lado, tal y como cabía esperar en los meses con temperaturas elevadas hay muy pocas precipitaciones, lo que nos indica que la instalación no podría tener un refrigerante natural. Además, tal y como muestra la gráfica 3 la zona presenta bajas precipitaciones lo que indicaría que el panel presentaría mayores pérdidas debido a la acumulación de polvo, de suciedad.

Los primeros meses del año presenta un rango de entre 5 y seis días de precipitaciones, hasta mayo, a partir de ahí las precipitaciones caen en picado y no vuelven a aumentar hasta septiembre.



Gráfica 3: Precipitaciones en la zona de la vivienda (Fuente: Meteonorm)

Este estudio climatológico concuerda con una zona del mediterráneo, debido a un aumento de las temperaturas en verano, inviernos moderadamente fríos o precipitaciones irregulares en primavera.

## Capítulo 3. ESTUDIO ENERGÉTICO DE LA VIVIENDA

### 3.1 ESTUDIO DEL CONSUMO TEÓRICO DE LA VIVIENDA

Para realizar el estudio teórico del consumo de la vivienda se va a realizar un desglose del consumo medio de cada electrodoméstico, coches, cargadores, etc. Para ello se analizará la potencia consumida por ellos y un tiempo estimado de uso.

Una vez hecho este análisis se procederá a sumar el consumo medio estimado, para así deducir el consumo total de la vivienda.

El análisis se ha hecho teniendo en cuenta la potencia media de consumo, ordenando así los elementos de mayor potencia a menor.

Estas estimaciones se han tenido en cuenta en un mes sin vacaciones, con el tiempo de uso en una semana laboral.

<i>Equipos</i>	<i>Potencia consumida (kW)</i>	<i>Tiempo de uso (h/mes)</i>	<i>Consumo mensual (KWh/mes)</i>
<b>Coche eléctrico I (100 Km)</b>	5.5	90	495 KWh/mes
<b>Coche eléctrico II (50Km)</b>	5.5	45	248kWh/mes
<b>Vitrocerámica</b>	2.5	60	150 kWh/mes
<b>Horno</b>	2	15	30 kWh/mes

<i>Equipos</i>	<i>Potencia consumida (kW)</i>	<i>Tiempo de uso (h/mes)</i>	<i>Consumo mensual (KWh/mes)</i>
<b>Lavadora</b>	1.85	16	29.6
<b>Secador</b>	1.8	6	10.8
<b>Cafetera</b>	1.35	4,5	6
<b>Aire acondicionado I</b>	1.25	6	7.5
<b>Aire acondicionado II</b>	1.25	6	7.5
<b>Nevera</b>	0.2	720	144
<b>Microondas</b>	1.5	1	1.5
<b>Alumbrado</b>	0.005	240	1,2
<b>Televisor (4 ud)</b>	0,15	10	1,5
<b>Cargador teléfono (5 ud.)</b>	0,015	30	0.45
<b>Cargador portátil (5 ud.)</b>	0.065	20	1.3

*Tabla 3: Consumo mensual de cada equipo*

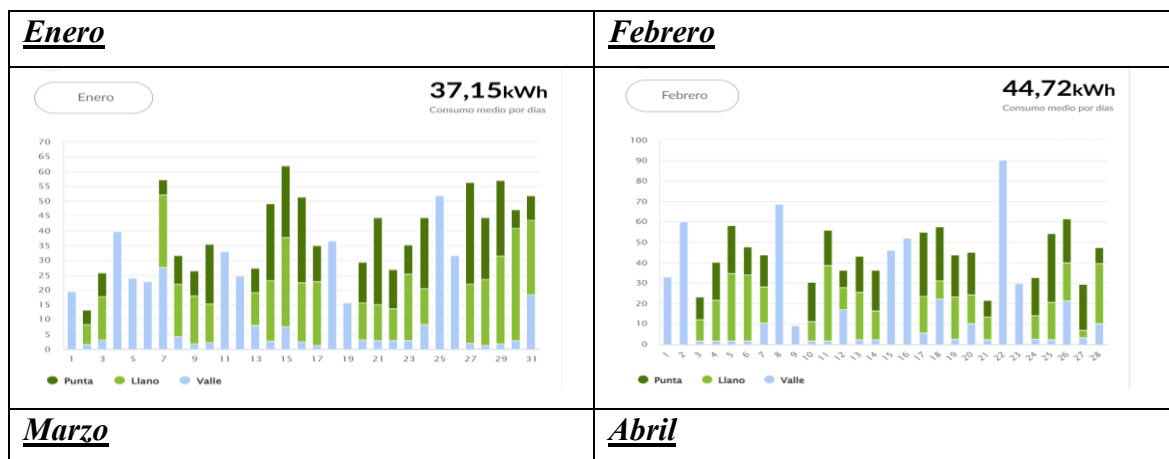
Una vez analizados estos valores, se realiza un recuento total de 1.135 kWh/mes. Si consideramos que esta es la media mensual en un año, esto implica un consumo anual de 13.630 kWh/año. Estos resultados son algo elevados, para una vivienda de 5 integrantes, pero la gran mayoría del consumo es debido al uso habitual de dos coches eléctricos.

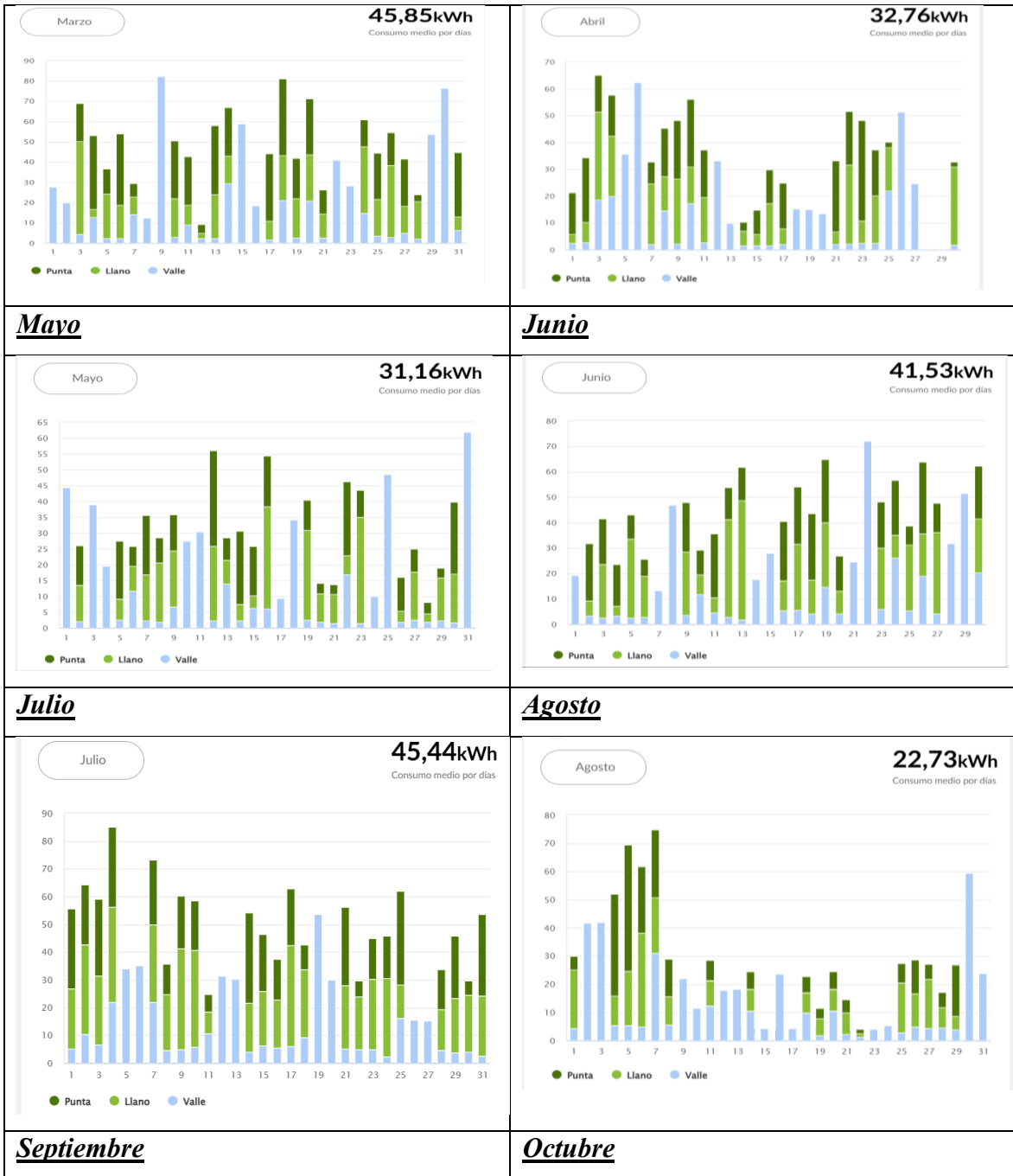
Estos resultados han sido estimados habiendo una ocupación del 100% y además se ha diseñado para meses con temperaturas altas y temperaturas bajas. Por lo que hay meses como los de primavera en los que se suprime el uso de aires acondicionados y el consumo de los coches es menor, pues las altas temperaturas afectan a la carga y descarga de su batería.

Por último, en los meses en los que la ocupación es inferior al 100% se reduce exponencialmente el consumo de los coches al igual que el uso del alumbrado, vitrocerámica, horno y lavadora lo que puede dejar el consumo mensual en un 40% menos.

### 3.2 ESTUDIO DEL CONSUMO TEÓRICO DE LA VIVIENDA SEGÚN LAS FACTURAS

Las facturas del consumo eléctrico ofrecen un punto de vista más real, para el diseño de la instalación. Tal y como se puede ver en la tabla 4 no hay ningún patrón en el consumo eléctrico, además cabe destacar que la potencia media por día máxima está en torno a 46 kWh, esto se tendrá en cuenta a la hora de elegir los dispositivos de la instalación.





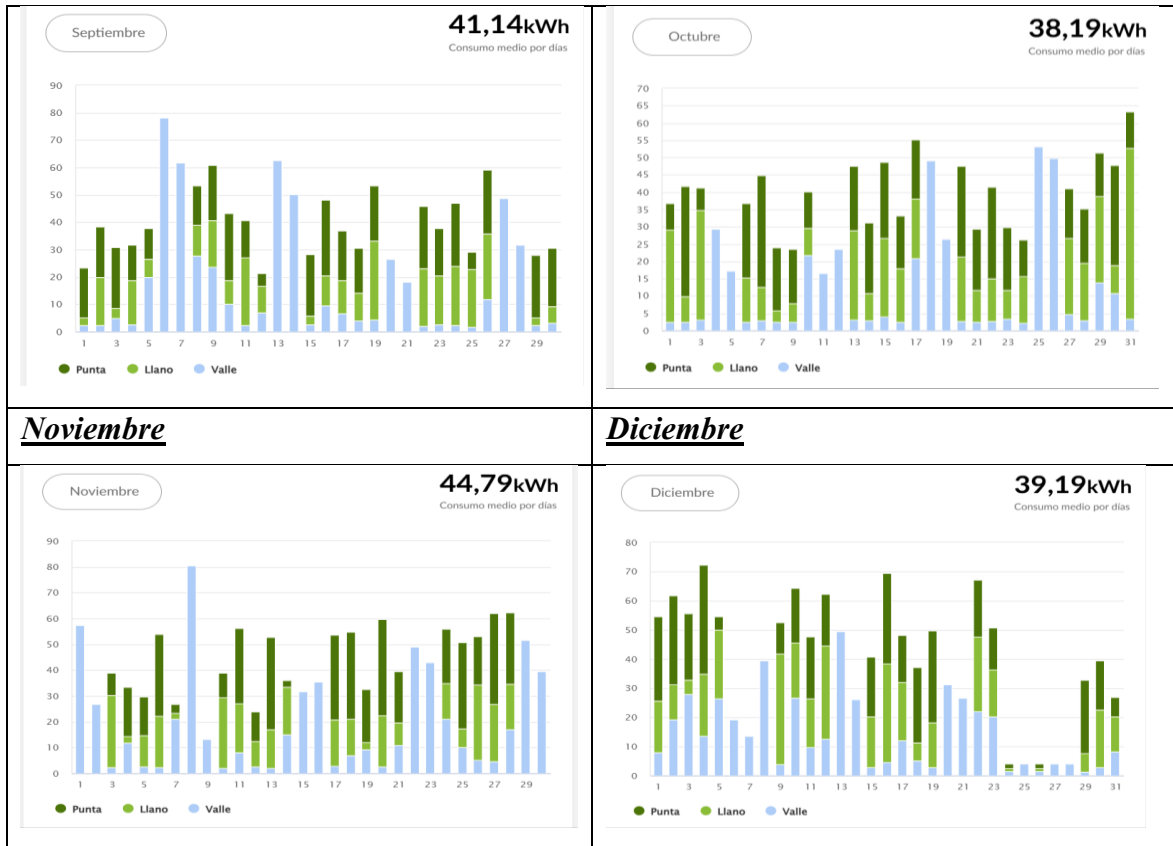
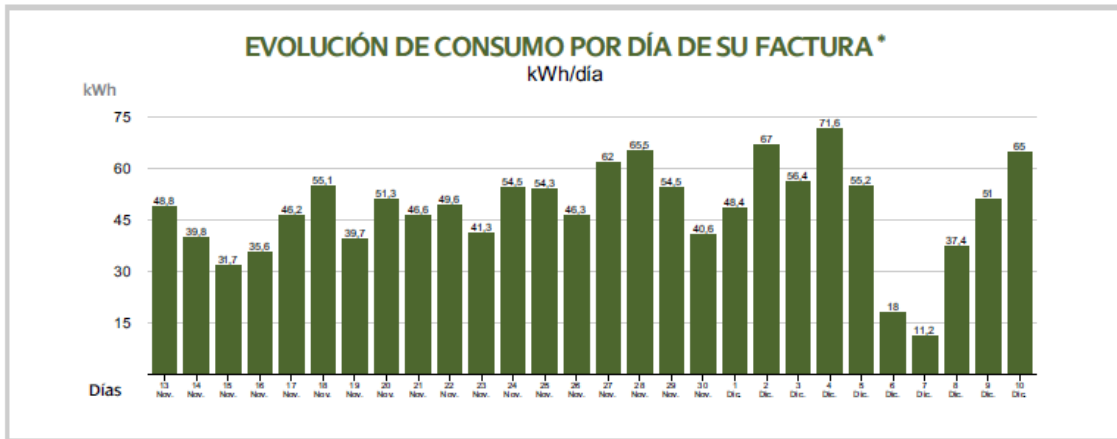


Tabla 4: Consumo eléctrico mensual 2025 (Fuente: Iberdrola)

A la hora de analizar la factura eléctrica podemos ver varios campos, como el consumo por día, la media de consumo por hora y la media de consumo por día. En cada uno de los puntos también especifica cuál pertenece al periodo de punta, cuál al periodo de llano y cuál al periodo de valle, según el periodo en que se encuentre el precio de la electricidad varía debido a la demanda de este, por lo que es bastante importante entender en qué punto se recomienda estar, pues así se puede entender cuando se consume más energía y cómo esto afecta al diseño de la planta.

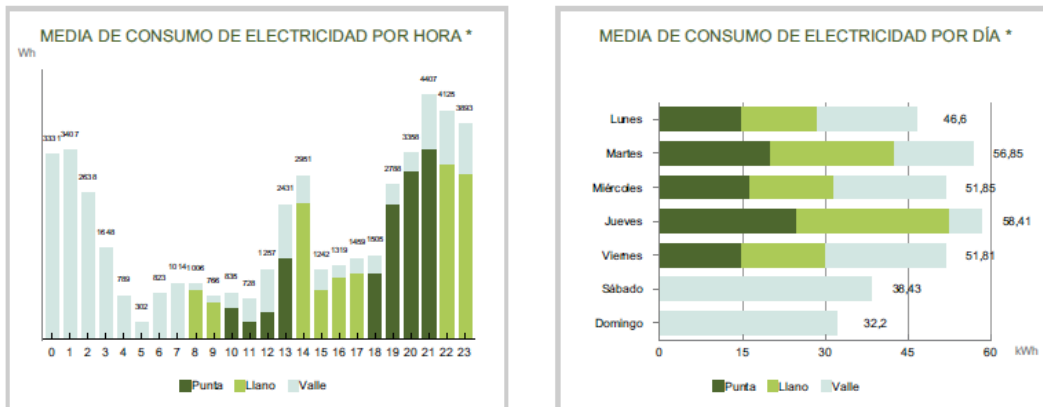
**1** Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



Le informamos que usted ha concentrado un 44,9% del consumo eléctrico de la factura en las horas del periodo Valle (las más económicas).

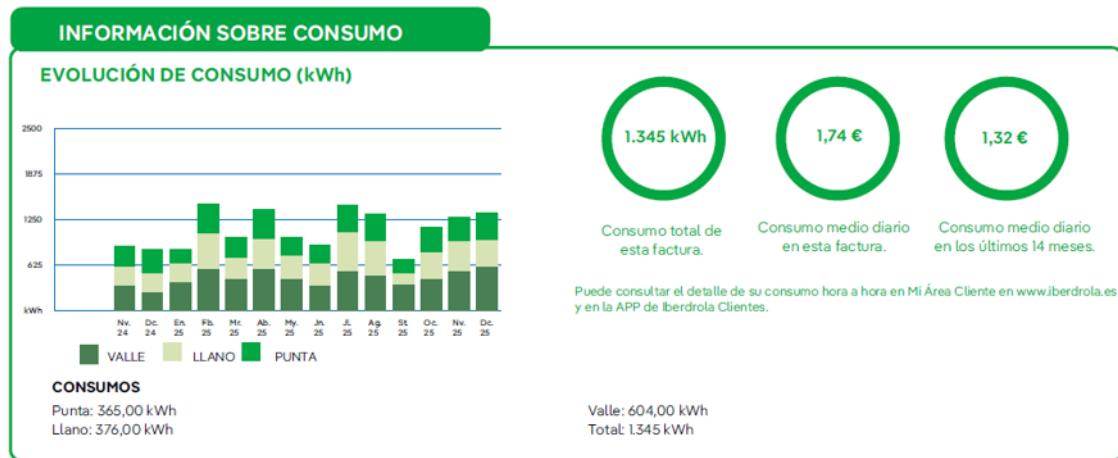
Gráfica 4: Evolución del consumo por día (Fuente Iberdrola)

**2** A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



Gráfica 5: Media del consumo realizado por hora y día de la semana (Fuente: Iberdrola)

Por otro lado, en la factura detalla el consumo total, el consumo medio diario y el consumo medio en los últimos 14 meses, lo que da una idea de si el mes ha sido de gran consumo o un mes de poco consumo, sin necesidad de ir a ver la gráfica anual y comprobar si hay una gran variación con respecto al consumo medio. Al final de la Figura 7 podemos ver el desglose de la factura, al igual que la cantidad a pagar por impuesto y la cantidad a pagar por la electricidad.

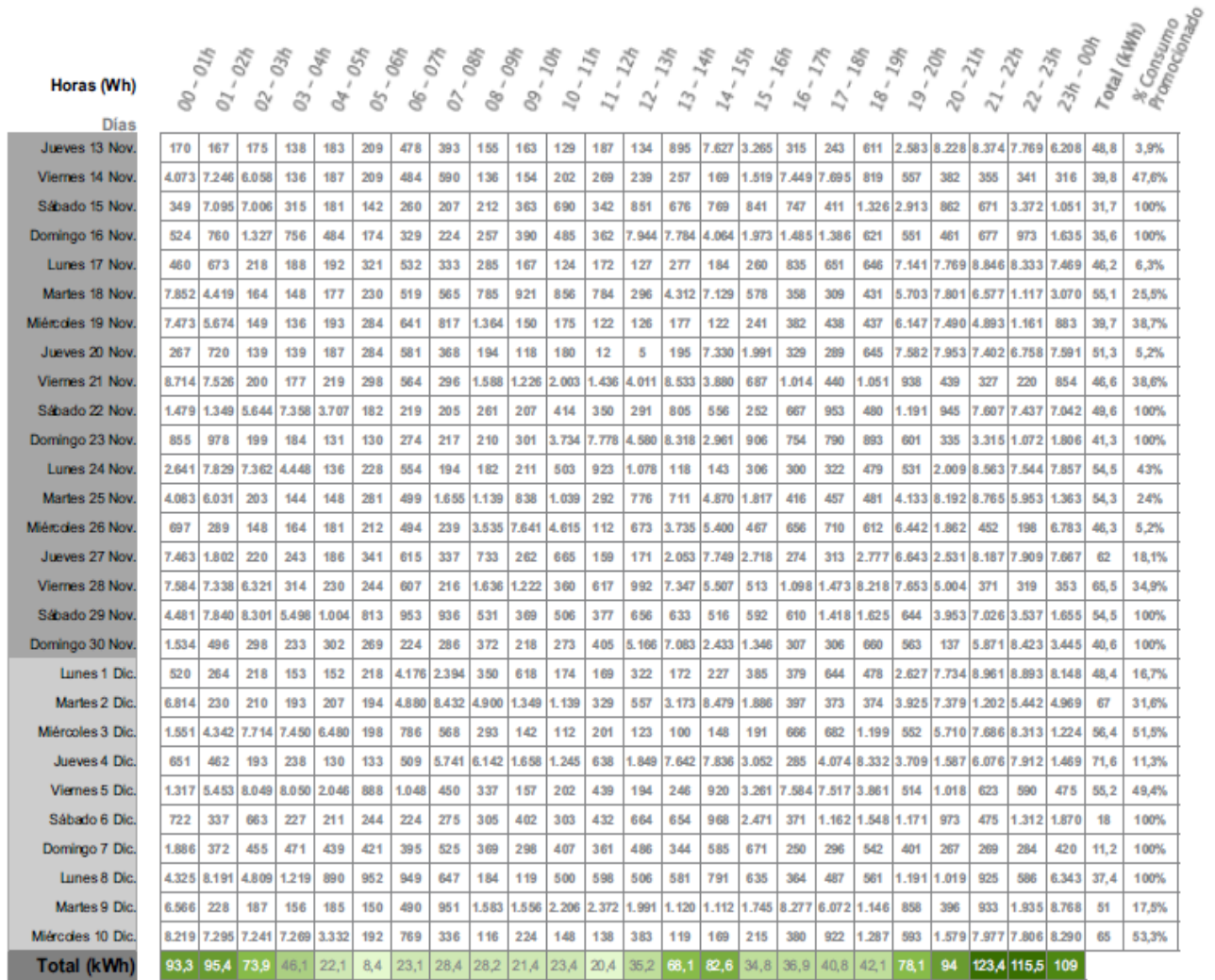


### DETALLE DE FACTURA

ENERGÍA		
Valor Suministro según Agencia Tributaria		171,55 €
Impuesto sobre electricidad	5,11269632 % s/171,55 €	8,77 €
<b>TOTAL ENERGÍA</b>		<b>180,32 €</b>
<b>IMPORTE TOTAL</b>		<b>180,32 €</b>
IVA	21 % s/180,32 €	37,87 €
<b>TOTAL IMPORTE FACTURA</b>		<b>218,19 €</b>

Figura 7: Factura mensual de la vivienda (Fuente: Iberdrola)

Por último, en la factura mensual también podemos ver el estudio detallado de la potencia consumida en cada hora de todos los días del mes. Viendo así el aumento del consumo, y detallando cuando se produce el mayor consumo según la hora.



Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



Figura 8: Evolución de consumo por hora de la factura mensual (Fuente: Iberdrola)

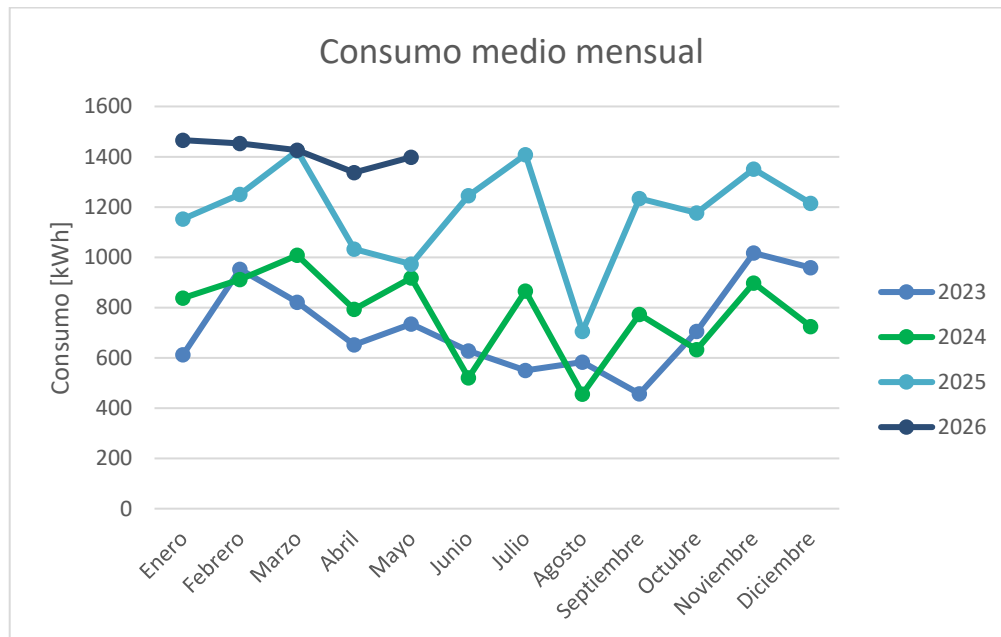
### 3.2.1 ESTUDIO DEL CONSUMO MENSUAL DE LOS ÚLTIMOS AÑOS

Para evaluar si el consumo medio de la vivienda es estable a lo largo de los años o este varía con los años, lo que afectaría a la hora de diseñar la instalación, pues se tendría que plantear la posibilidad de que la planta a mitad de su vida útil tendría que ser reestructurada, lo que

conllevaría un coste adicional. Para ello se han estudiado el consumo medio de cada mes en los últimos tres años.

	2023 (kWh)	2024 (kWh)	2025 (kWh)	2026 (kWh)
<b>Enero</b>	613	838	1.152	1.466
<b>Febrero</b>	953	912	1.250	1.454
<b>Marzo</b>	821	1008	1.423	1.426
<b>Abril</b>	652	793	1.033	1.337
<b>Mayo</b>	735	918	973	1.398
<b>Junio</b>	628	521	1.245	-
<b>Julio</b>	550	866	1.408	-
<b>Agosto</b>	583	456	705	-
<b>Septiembre</b>	457	773	1.234	-
<b>Octubre</b>	705	633	1.177	-
<b>Noviembre</b>	1017	897	1.351	-
<b>Diciembre</b>	959	725	1.215	-
<b>Total</b>	8673	9340	14167	7080

Tabla 5: Consumo medio mensual de los últimos años



Gráfica 6: Estudio consumo medio mensual de los últimos años

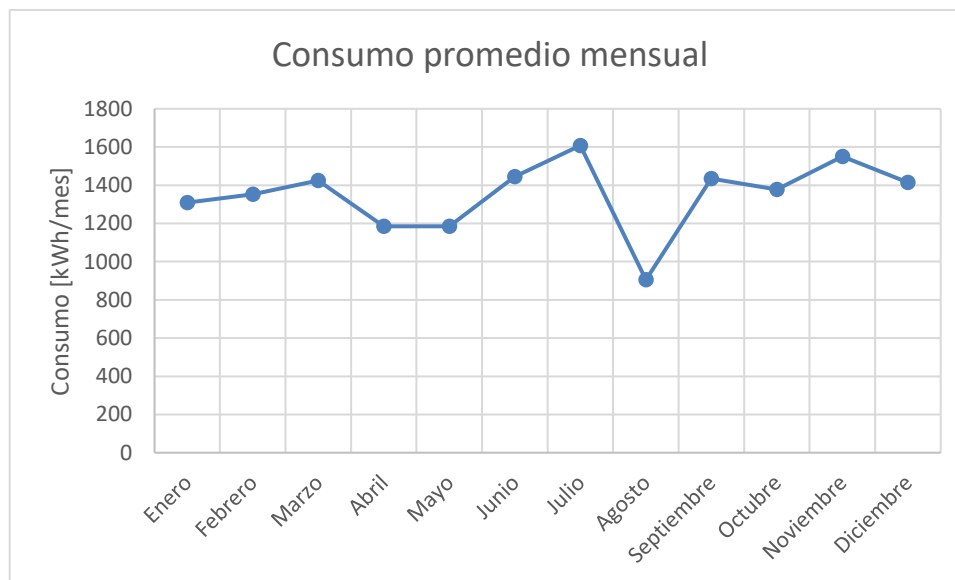
Tal y como se puede observar en la tabla 5 y en la gráfica 6 el consumo medio mensual de la vivienda ha aumentado en el 2025 y en el 2026, esto se debe a la incorporación de nuevos aires a condicionados y la incorporación de un coche eléctrico.

Cabe destacar que en los meses de primavera y otoño el consumo eléctrico es menor, debido a la estabilidad de las temperaturas, lo que lleva a la disminución del uso de aires acondicionados o calentadores. Por otro lado, en los meses de verano el consumo se reduce drásticamente debido a que varias integrantes de la vivienda se van de vacaciones.

En definitiva, se ha decidido utilizar el consumo analizado con las facturas, pues al añadir el consumo del coche eléctrico estas son mucho más fiables, pues en estas se ven mejor reflejados la variación de carga y descarga de las baterías del coche a lo largo del año, teniendo en cuenta, como estas se ven afectadas por el cambio de temperatura. Con estos resultados se obtiene el siguiente consumo medio:

	<i>Consumo promedio (kWh)</i>
<b>Enero</b>	1309
<b>Febrero</b>	1352
<b>Marzo</b>	1424,5
<b>Abril</b>	1185
<b>Mayo</b>	1185,5
<b>Junio</b>	1445
<b>Julio</b>	1608
<b>Agosto</b>	905
<b>Septiembre</b>	1434
<b>Octubre</b>	1377
<b>Noviembre</b>	1551
<b>Diciembre</b>	1415
<b>Total</b>	16191

*Tabla 6: Consumo mensual promedio*



*Gráfica 7: Consumo promedio mensual*

Tal y como se puede observar en la tabla 3 el consumo diario no presenta ningún patrón, este depende de cada mes y cada año varía, por lo que los valores que se van a introducir en el programa PVsyst serán los valores mensuales, pues estos no varían tanto, a excepción de los

últimos años, pero ya se explicó antes esto se debe a la introducción de equipos con alto consumo eléctrico.

## Capítulo 4. ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR

### 4.1 RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar es la energía emitida por el Sol que llega a la superficie terrestre en forma de ondas electromagnéticas. En una instalación fotovoltaica residencial no se aprovecha como calor, sino como energía luminosa capaz de generar corriente eléctrica en las células del módulo. Por eso, antes de elegir potencia, inversor o batería, conviene estudiar cuánta radiación recibe la cubierta y en qué momentos del día se concentra.

Esta energía no llega siempre de la misma manera. La radiación directa procede del sol y alcanza el panel sin desviarse; es la más sensible a la orientación, a la inclinación y a las sombras. La radiación difusa, en cambio, aparece tras la dispersión de la luz en nubes, partículas o humedad atmosférica, al chocar con las partículas en el ambiente, y permite que el módulo siga produciendo incluso con cielo parcialmente cubierto. A estas dos componentes se suma la radiación reflejada o de albedo, que depende del entorno cercano como pueden ser tejas, pavimentos claros, vegetación u otras superficies próximas. Para el diseño del generador suele trabajarse con la irradiación global sobre el plano de los módulos, porque integra lo que realmente recibe el panel en su posición final.

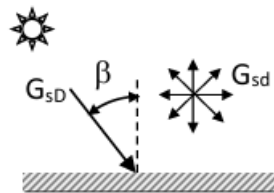


Figura 9: Esquemático radiación solar en una superficie (Fuente: Temario Transmisión de Calor ICAI)

El funcionamiento fotovoltaico parte del efecto fotoeléctrico. Cuando los fotones inciden sobre las células de silicio, liberan cargas eléctricas y se genera una corriente continua. La potencia instantánea obtenida depende de la irradiancia disponible, medida normalmente en  $W/m^2$ , pero también de la temperatura de célula, del ángulo de incidencia y de las pérdidas

por suciedad, cableado o pequeñas sombras. Un día despejado de verano puede aportar mucha energía, aunque la temperatura elevada reduzca ligeramente el rendimiento del módulo, en invierno ocurre lo contrario, hay menos horas solares, pero el panel trabaja a menor temperatura.

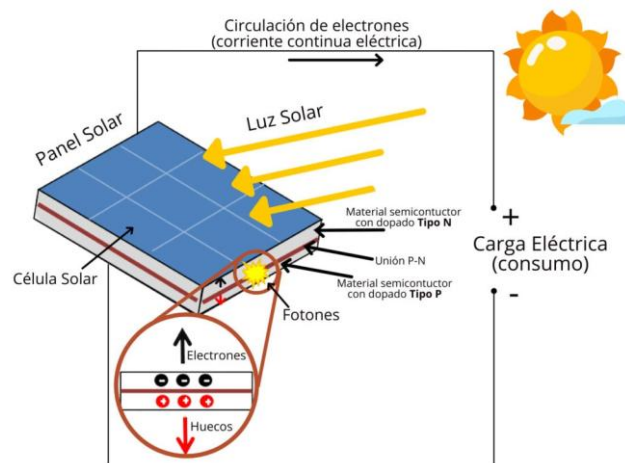


Figura 10: Esquemático funcionamiento de un panel

En autoconsumo residencial importa tanto la cantidad anual de radiación como su reparto horario. La vivienda consume energía a distintas horas y la producción fotovoltaica se concentra alrededor del mediodía solar. Si en ese intervalo hay demanda interior, la energía generada se consume directamente y evita comprar electricidad de la red. Si la producción supera el consumo instantáneo, aparece un excedente que puede compensarse, verterse o almacenarse en batería, según la configuración escogida.

La valoración económica de esa energía depende del periodo en el que se produce el consumo. Dadas tarifas con discriminación horaria, el precio no es el mismo en periodo de valle, llano o de punta. Siendo más caro el periodo de punta debido a la alta demanda energética, en un valor intermedio el llano y más barato el valle. Es decir, un kWh autoconsumido durante el periodo de punta tiene mayor efecto en la factura que un kWh autoconsumido en una hora en el periodo de valle. Esta relación entre recurso solar, perfil de consumo y precio horario será importante al comparar alternativas de diseño, porque una instalación no se dimensiona solo para producir muchos kWh, sino para que esos kWh coincidan lo mejor posible con las necesidades reales de la vivienda.

## **4.2 ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR EN LA VIVIENDA**

Para realizar el estudio del recurso solar en la vivienda se han utilizado distintas bases de datos meteorológicas para evaluar cuál puede ofrecer unos valores más realistas. Los datos recogidos para este estudio han sido el Global Horizontal Irradiance (GHI), que mide la radiación solar total que llega a la superficie horizontal, el Horizontal Directly Diffuse Irradiance (DHI), que mide la luz solar dispersada por la atmósfera, llegando a la superficie desde todas las direcciones (*Irradiancia solar en sistemas fotovoltaicos*, 2025). También se han recogido la temperatura ambiente (°C) y la velocidad del viento (m/s).

A continuación, se van a detallar cada una de las bases de datos usadas, al igual que los resultados obtenidos.

### **4.2.1 NREL**

NREL es un laboratorio estadounidense ubicado en Golden, Colorado especializado en la investigación y desarrollo de energías renovables. Este consta con una base de datos ‘National Solar Radiation Database’ (NSRDB), compuesta por parámetros meteorológicos, parámetros de radiación solar a lo largo de las horas. Estos datos son de acceso público.

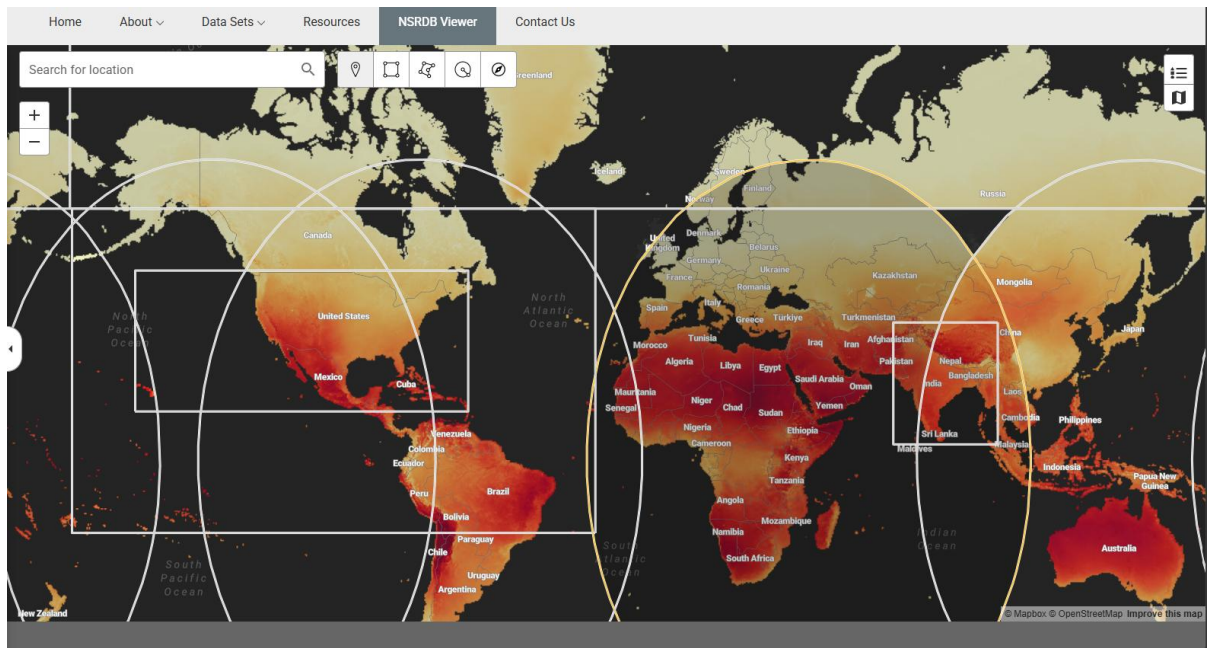


Figura 11: Base de datos NREL (Fuente: NREL)

	2014		2022	
	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )
Enero	75,33	34,91	86,22	36,94
Febrero	132,55	41,75	116,04	52,71
Marzo	170,44	66,19	182,51	69,10
Abril	238,22	79,44	232,20	91,43
Mayo	284,21	95,81	297,97	84,41
Junio	315,02	82,06	326,18	83,02
Julio	339,87	64,62	334,81	65,11
Agosto	296,14	63,52	286,10	62,54
Septiembre	216,84	68,82	209,17	67,89
Octubre	138,09	49,25	148,76	51,63
Noviembre	85,44	42,68	88,19	33,69
Diciembre	77,34	26,48	70,59	29,37
Año	2.369,49	715,51	2378,73	727,83

Tabla 7: Datos meteorológicos NREL (Fuente: NREL)

## 4.2.2 NASA

La base de datos de NASA es una base de acceso público, con parámetros de recursos energéticos, meteorológicos y ambientales, para un uso en energías renovables. Estos datos los obtienen a partir de valores de los satélites y de estimaciones.

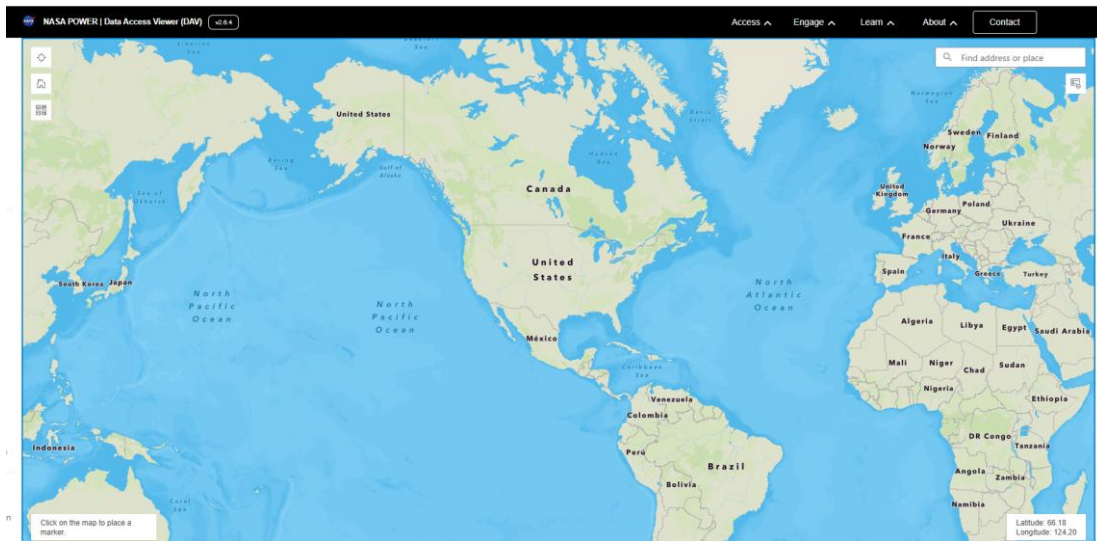


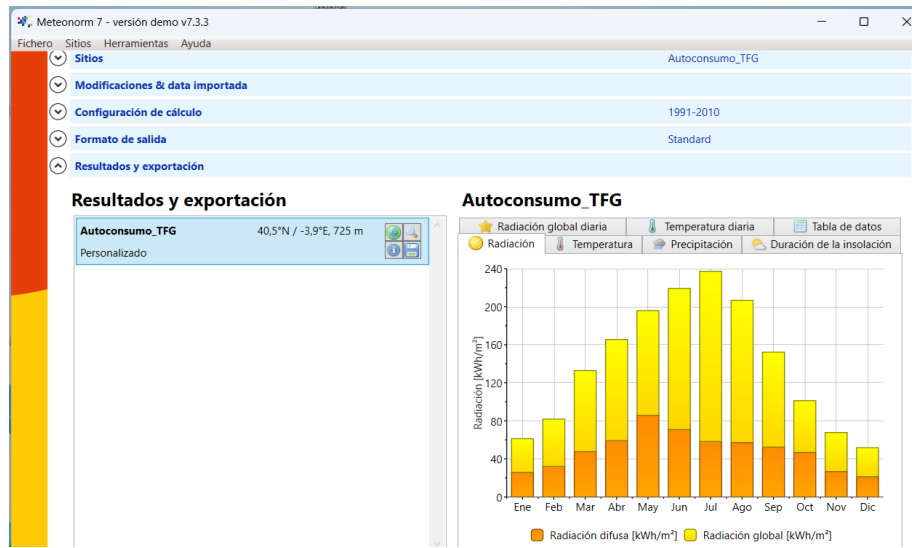
Figura 12: Base de datos Nasa (Fuente: NASA)

Hasta 2024	GHI (kWh/m <sup>2</sup> mes)	T <sup>a</sup> (°C)	V (m/s)
Enero	517,5	3,5	3,5
Febrero	797,9	5,0	3,7
Marzo	1.178,7	8,0	3,8
Abril	1.501,8	10,8	3,7
Mayo	1.689,6	15,4	3,5
Junio	1.895,6	21,1	3,3
Julio	2.264,7	25,0	3,4
Agosto	1.751,7	24,6	3,3
Septiembre	1.450,6	19,7	3,2
Octubre	864,1	13,8	3,4
Noviembre	594,7	7,7	3,6
Diciembre	477,4	4,6	3,4
Año	14.984,3	13,3	3,5

Tabla 8: Datos meteorológicos NASA (Fuente: NASA)

### 4.2.3 METEONORM

Es un software y una base de datos de acceso público, que ofrece valores meteorológicos reales gracias a su acceso a satélites y a su amplio acceso a estaciones meteorológicas. Para la obtención de los datos es software interpola los valores de las estaciones cercanas.



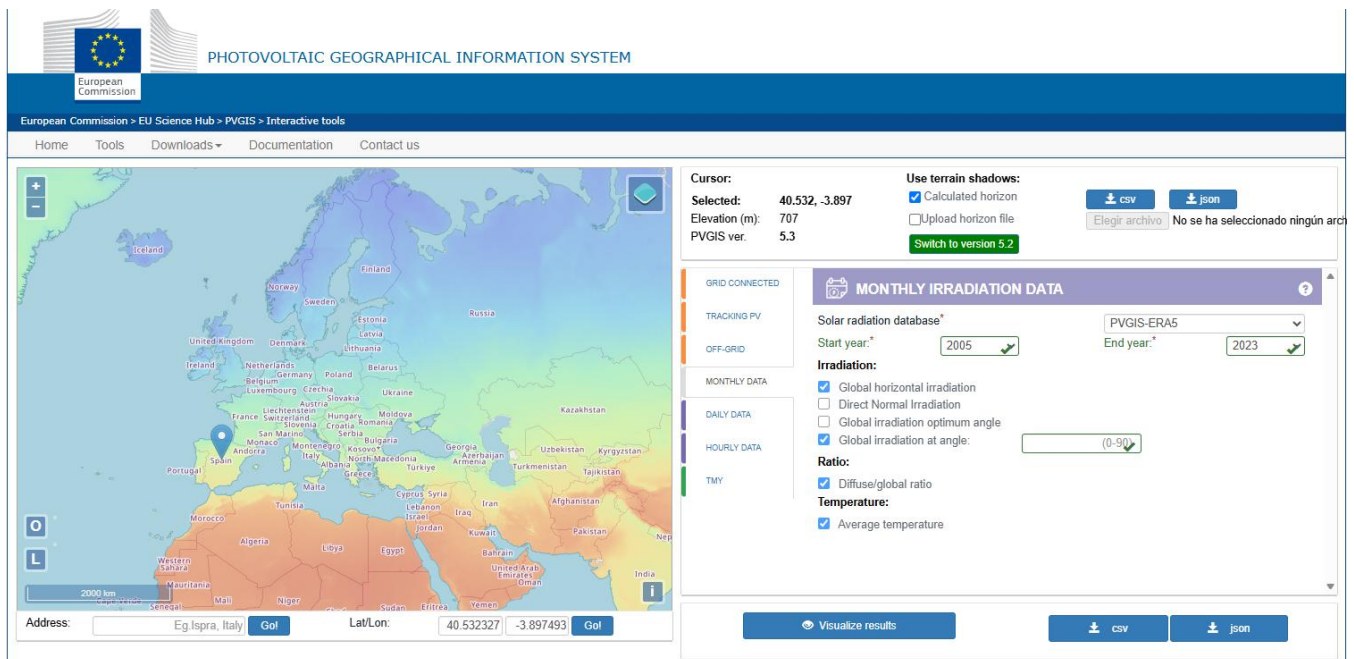
*Figura 13: Base de datos Meteonom (Fuente: Meteonom)*

	$GHI$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$DHI$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$T^a$ (°C)	$V$ (m/s)
Enero	61	26	5,8	2,6
Febrero	82	32	7,5	2,8
Marzo	133	48	10,8	3,4
Abril	166	59	13	3,4
Mayo	196	86	17,6	2,9
Junio	219	71	24,2	3,1
Julio	237	58	26,4	3,3
Agosto	207	57	25,8	3
Septiembre	152	52	21,3	2,6
Octubre	101	47	15,4	2,7
Noviembre	68	27	9,2	2,7
Diciembre	52	21	6,1	2,5
Año	1671	585	15,3	2,9

*Tabla 9: Datos meteorológicos Meteonom (Fuente: Meteonom)*

### 4.2.4 PVGIS

Es una base de datos meteorológicos europea, de acceso gratuito. Está desarrollada a través del Centro Común de Investigación (JRC). Ofrece estimaciones de parámetros meteorológicos y energéticos. Permite estimar la producción de energía de un sistema fotovoltaico, simular sombras o calcular pérdidas.

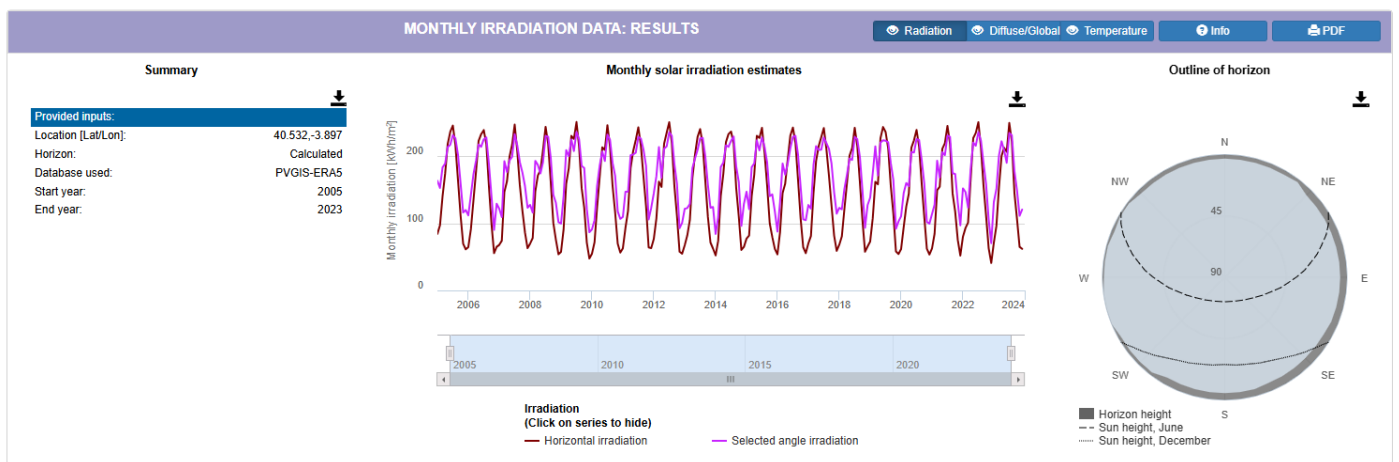


*Figura 14: Base de datos PVGIS (Fuente: PVGIS)*

	<i>GHI (kWh/m<sup>2</sup>)</i>	<i>GHI_30 (kWh/m<sup>2</sup>)</i>	<i>DHI (kWh/m<sup>2</sup>)</i>	<i>T<sup>a</sup> (°C)</i>
Enero	67,11	121,51	23,91	4,33
Febrero	87,65	134,57	29,34	5,81
Marzo	138,04	178,28	44,17	8,86
Abril	169,72	185,52	52,88	12,12
Mayo	213,09	207,41	59,44	16,77
Junio	225,34	206,84	54,79	21,93
Julio	244,10	229,96	46,38	25,93
Agosto	215,35	225,47	42,05	25,22
Septiembre	158,03	193,16	38,76	20,12

	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	GHI_30 (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )	T <sup>a</sup> (°C)
Octubre	111,88	161,80	32,45	14,79
Noviembre	67,86	114,84	24,89	8,44
Diciembre	57,75	110,57	20,76	5,45
<b>Año</b>	<b>1.755,92</b>	<b>2.069,93</b>	<b>449,07</b>	<b>169,77</b>

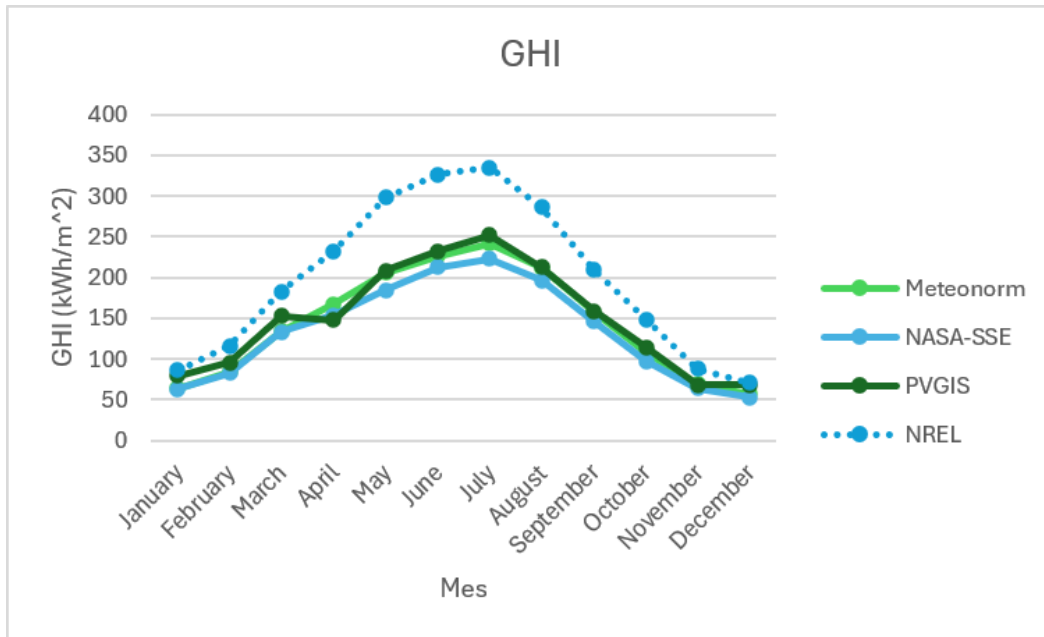
*Tabla 10: Datos meteorológicos PVGIS (Fuente: PVGIS)*



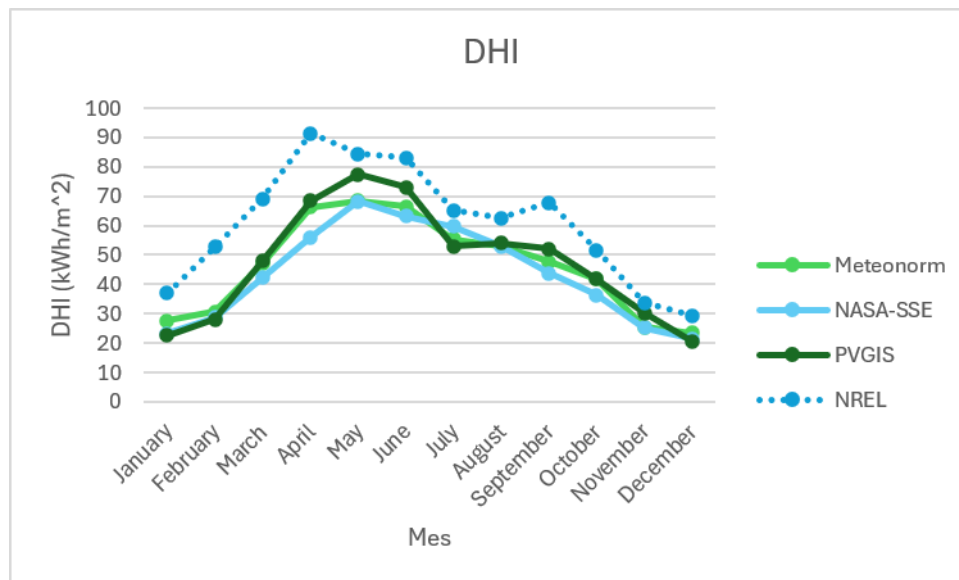
*Figura 15: Resultados GHI según la inclinación del plano*

### 4.2.5 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Para el análisis de los resultados se han graficado los valores mensuales del GHI y del DHI, de cada una de las bases y se han comparado sus diferencias.



Gráfica 8: Comparación del GHI de cada base de datos



Gráfica 9: Comparación del DHI de cada base de datos

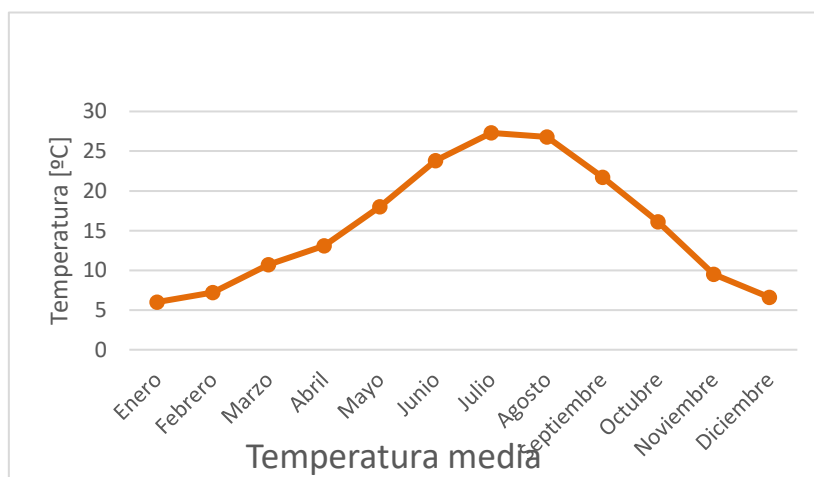
Por último, observando las gráficas 8 y 9 se puede descartar la base de datos NREL por ser un outlier, pues todos sus resultados, tanto el GHI como el DHI son muy superiores al resto de bases de datos. Sin embargo, los datos del resto de bases de datos son muy similares

analizando el GHI. Analizando el DHI se puede observar una gran correlación entre los datos de Meteonorm y NASA- SSE, por lo que se ha elegido usar los valores de Meteonorm.

Obteniendo así los siguientes valores:

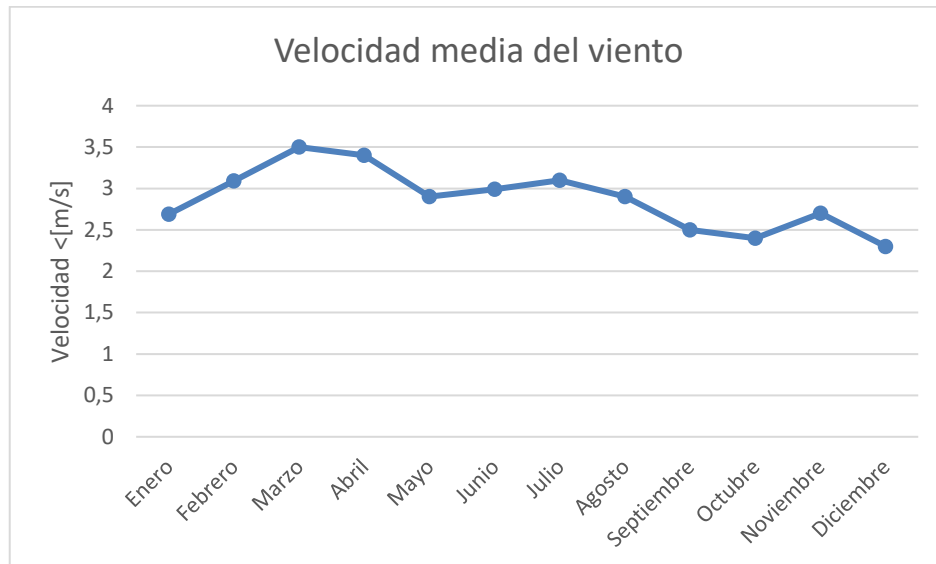
### Temperatura:

Tal y como se puede observar en la siguiente gráfica la temperatura media mensual es similar a la estudiada anteriormente, teniendo altas temperaturas en los meses de veranos, bajas temperaturas en los meses de invierno y unas temperaturas medias en los meses de primavera y en los meses de verano. Lo que otorga a la gráfica esa forma acampanada.



Gráfica 10: Temperatura media (Fuente: Meteonorm)

Velocidad del viento:



Gráfica 11: Velocidad media mensual (Fuente: Meteonorm)

Analizando la gráfica 11 se puede ver como la velocidad no varía demasiado a lo largo del año, manteniéndose entre 2,3 m/s y 3,5 m/s, lo que indica una tendencia prácticamente estable, con oscilaciones muy suaves.

## Capítulo 5. COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO EN UNA VIVIENDA

Una instalación de autoconsumo para el sector residencial contiene los siguientes elementos: Módulos fotovoltaicos, una estructura de soporte, un regulado, un inversor y se puede evaluar el uso de baterías, tanto virtuales, como físicas. A continuación, en la figura 16 se muestra un esquema de la instalación. Para entender el funcionamiento de la instalación se va a explicar uno a uno sus componentes.

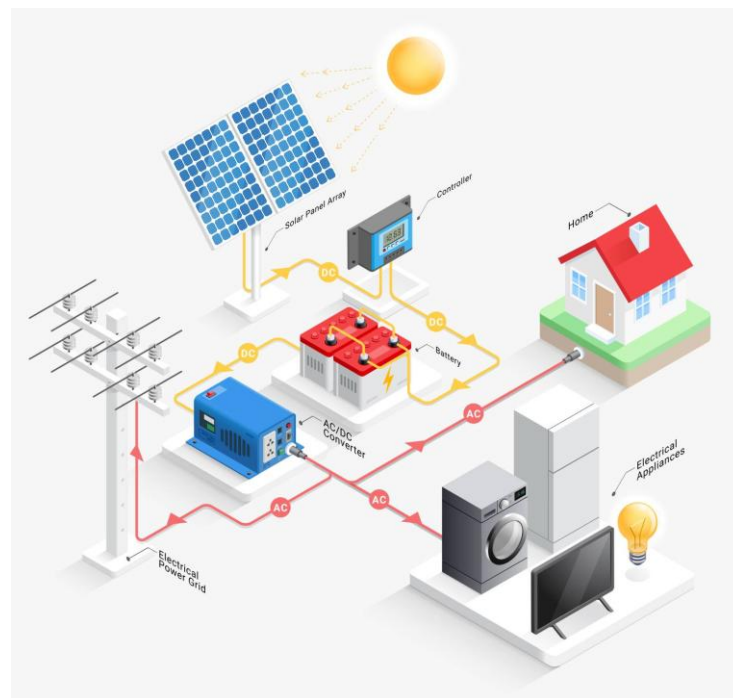


Figura 16: Esquema de una instalación fotovoltaica

### 5.1 PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos transforman la radiación solar en corriente continua mediante células semiconductoras. En este caso la elección depende de tres parámetros: la superficie

útil del faldón suroeste que limitará la máxima potencia pico a instalar, el peso admisible de la cubierta y el comportamiento del panel cuando trabaja con temperaturas elevadas.

La potencia pico representa la potencia máxima en las condiciones estándar de ensayo (STC). Esta sirve como primer filtro, para la elección del panel.

La tecnología más extendida en instalaciones fotovoltaicas es la de silicio cristalino. Dentro de ella aparecen paneles monocristalinos y policristalinos, tal y como se muestra en la figura 17.



*Figura 17: Tipos de paneles*

Los monocristalinos suelen ofrecer mayor eficiencia por metro cuadrado, mejor aspecto uniforme y una respuesta más favorable cuando la superficie disponible es limitada. (*Photovoltaics Report - Fraunhofer ISE, s. f.*) Los policristalinos han perdido presencia en cubierta residencial porque necesitan más superficie para alcanzar la misma potencia instalada. También existen módulos de capa fina, más ligeros y flexibles en algunas versiones, aunque su menor eficiencia los hace menos interesantes cuando se busca aprovechar una cubierta inclinada con espacio limitado.

Entre los módulos monocristalinos existen diferentes tecnologías según la estructura y arquitectura de las células. Los paneles PERC (Passivated Emitter and Rear Cell, por sus siglas en inglés), mostrado en la figura 19, añade una capa adicional en la parte posterior de la célula. Tienen mejor eficiencia porque mejora la absorción de la luz y reduce las pérdidas por recombinación de electrones. Han sido muy habituales durante los últimos años. Los

módulos con células tipo N, como los TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact), mostrado en la figura 18.

Una de las tecnologías de células solares fotovoltaicas más avanzadas es HJT son las siglas de Heterojunction Technology (Tecnología de Heterounión). Combinan las tecnologías de silicio cristalino (c-Si) y la de capa fina formando una célula tándem. Reducen ciertas pérdidas internas y presentan una menor degradación inicial, aunque su coste puede ser superior. (Alonso, 2025)

Los módulos bifaciales captan radiación por ambas caras. En una cubierta de teja, con poca reflexión posterior y un montaje coplanar, esa ventaja queda bastante limitada.

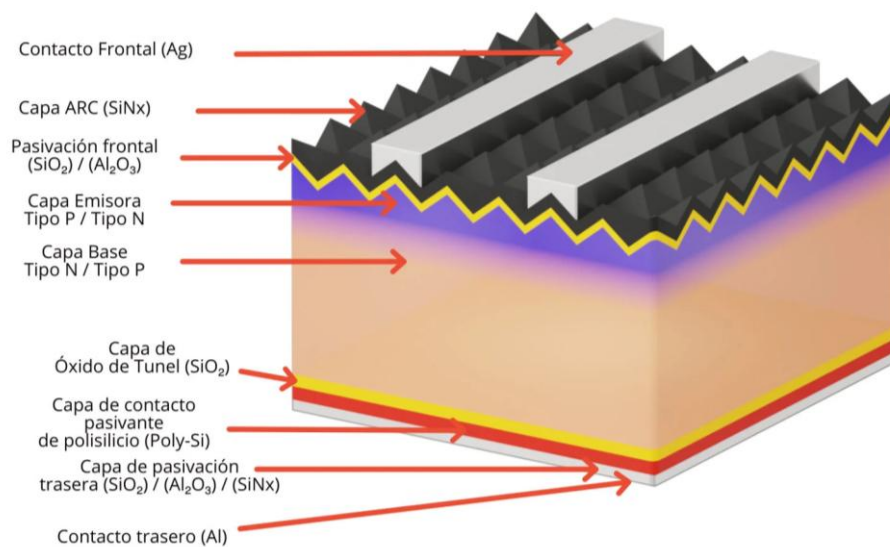


Figura 18: Célula monocristalina TOPCon

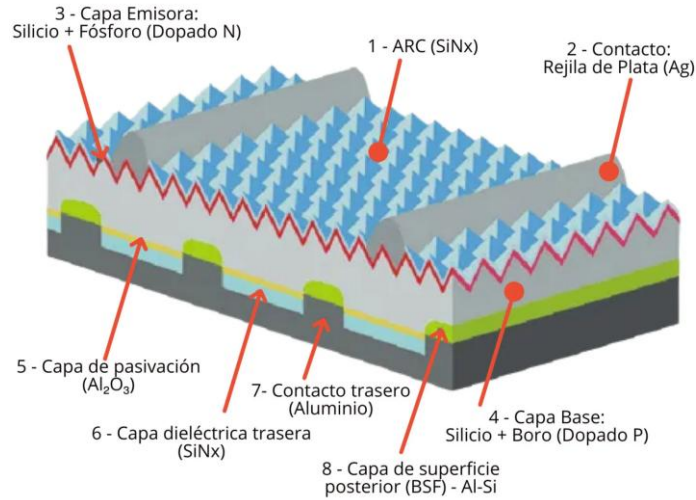


Figura 19: Tipo de módulo monocristalino PERC

Como ya se ha mencionado, el funcionamiento real depende de la irradiancia, de la temperatura de célula y de las sombras parciales. Si parte de la célula está a la sombra esto desencadena una reducción de su rendimiento e incluso puede limitar el paso de corriente. Por eso los paneles incorporan diodos de bypass y, en muchos modelos recientes, células partidas o half-cut, que reparten mejor las pérdidas.

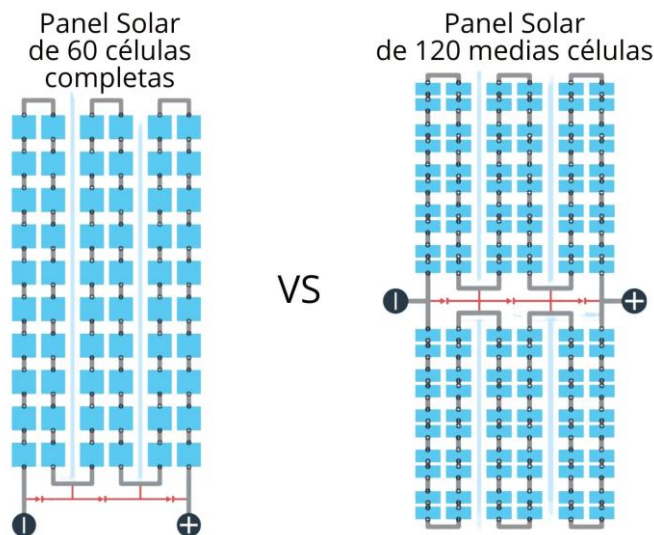
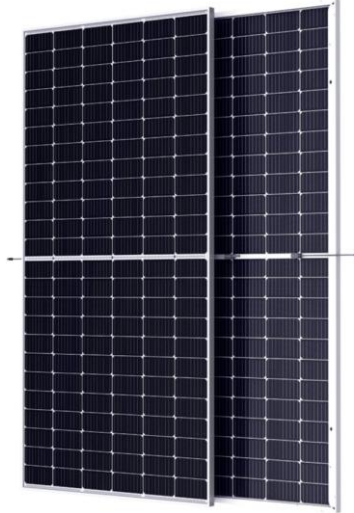


Figura 20: Esquema célula partida



*Figura 21: Tipos de módulo celda entera celda partida*

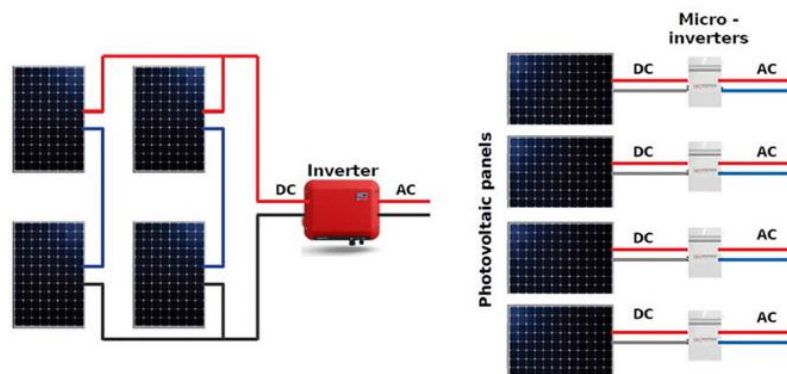
Para esta instalación se debería utilizar un módulo monocristalino de alta eficiencia, preferiblemente con células partidas y tecnología PERC o TOPCon, según disponibilidad y presupuesto. Esta opción aprovecha mejor el faldón suroeste, mantiene una solución constructiva sencilla y evita tecnologías que apenas aportarían mejora en una cubierta residencial, como seguidores solares o módulos bifaciales instalados sin una superficie reflectante adecuada.

## **5.2 INVERSORES**

El inversor es el equipo que adapta la electricidad producida por los módulos a las condiciones de uso de la vivienda. Los paneles entregan corriente continua (CC) mientras que la vivienda y la red funcionan con corriente alterna (CA). Además de esa conversión, el inversor controla el punto de máxima potencia, supervisa la red y desconecta la instalación si detecta valores fuera de los límites permitidos, es decir, presenta protecciones.

El inversor más utilizado en el sector residencial es el de configuración string. En esta configuración varios módulos se conectan en serie y el inversor encuentra el punto de funcionamiento mediante una o varias entradas MPPT (Maximum Power Point Tracker). Es una solución robusta, con mantenimiento sencillo y coste razonable. Su punto débil aparece cuando un mismo string mezcla orientaciones, inclinaciones o sombras diferentes, porque todos los módulos conectados en serie quedan condicionados por la corriente del tramo más desfavorable.

Otra opción es el uso de microinversores, instalados junto a cada módulo. Los paneles trabajan de forma independiente mejorando el comportamiento ante sombras irregulares y facilita la monitorización individual. Sin embargo, estos aumentan el número de equipos utilizados, el coste inicial y la exposición térmica de la electrónica. Entre ambas soluciones se encuentran los optimizadores de potencia: mantienen un inversor central, pero corrigen el punto de trabajo de cada módulo o pareja de módulos.



*Figura 22: Tipos de inversores*

También existen inversores híbridos, preparados para gestionar una batería además del campo fotovoltaico. Sin embargo, no todos ofrecen respaldo durante cortes de red. Para ello es necesario una salida específica de respaldo y una instalación eléctrica preparada. En una vivienda conectada a la red, esta diferencia es importante, porque una batería sin respaldo no es capaz de alimentar automáticamente la casa cuando falla el suministro.

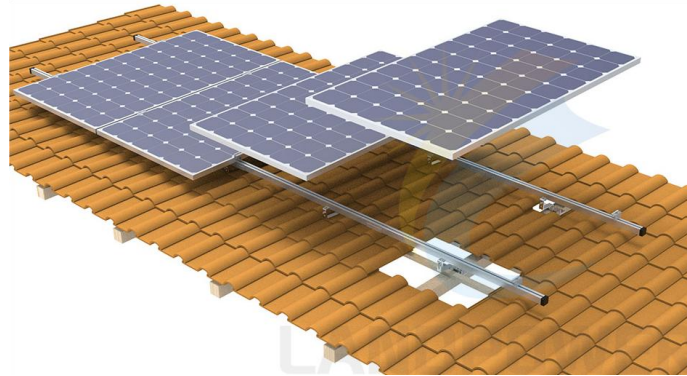
A la hora de elegir dicho inversor se han de comprobar múltiples parámetros como pueden ser la tensión máxima de entrada, el rango MPPT, la corriente admisible, la potencia nominal en alterna, el rendimiento europeo, las protecciones integradas y la compatibilidad con monitorización. Un inversor demasiado grande no mejora la producción, este puede trabajar muchas horas en una zona menos favorable. Uno pequeño, en cambio, recortaría potencia en los momentos de mayor irradiancia si el campo fotovoltaico supera de forma frecuente su capacidad de conversión.

Por tanto, para este caso la solución más equilibrada sería un inversor de string residencial con al menos un MPPT dedicado al faldón suroeste. Además, si se deja abierta la posibilidad de batería, puede elegirse desde el inicio un inversor híbrido compatible con acumulación de litio. Esta decisión evita sustituir el equipo más adelante, aunque solo compensa si el análisis horario confirma excedentes suficientes.

### **5.3 ESTRUCTURA SOPORTE**

La estructura de soporte fija los módulos a la cubierta y transmite al edificio las cargas de peso propio, viento y nieve. En una instalación residencial no es un elemento secundario. Una fijación mal resuelta puede provocar filtraciones, movimientos por dilatación o esfuerzos concentrados en puntos de la cubierta que no estaban pensados para ello.

En tejados inclinados se utilizan normalmente estructuras coplanares. Tal y como se puede observar en la figura 23, los módulos quedan paralelos al faldón mediante ganchos, anclajes, perfiles de aluminio y grapas de sujeción. Esta variante reduce el impacto visual, limita las cargas de viento y aprovecha la inclinación existente de la cubierta. En cubiertas planas se emplean estructuras inclinadas, pero no encajan del mismo modo en un tejado a dos aguas.



*Figura 23: Estructura fija, coplanar*

También existen estructuras regulables o con seguimiento solar. Las primeras permiten modificar la inclinación de los módulos de forma manual mientras que las estructuras de seguimiento solar se ajustan automáticamente dependiendo del recorrido del sol a lo largo del día. En plantas de gran tamaño esto supone una gran ventaja pues aumenta la captación solar. Sin embargo, en una vivienda, en la que el tamaño de la planta es más reducido, este tipo de estructuras añaden peso (que imposibilitan la instalación en una cubierta) y partes móviles que requieren un mantenimiento periódico. La ganancia energética no suele justificar esa complejidad añadida sobre una cubierta inclinada fija ya orientada de forma aprovechable.

Las características que deben revisarse son el material, la resistencia a la corrosión, la compatibilidad con la teja, la distancia de ventilación posterior, el recorrido del cableado y la estanqueidad de cada punto de anclaje.

Para esta instalación la estructura más adecuada es la coplanar de aluminio anodizado o materiales equivalentes, con tornillería inoxidable y anclajes compatibles con la cubierta existente. La instalación debe concentrarse en el faldón suroeste, sin elevar innecesariamente los módulos. Esta decisión prioriza durabilidad, estanqueidad y facilidad de mantenimiento frente a una pequeña mejora de captación que podría comprometer la cubierta.

## 5.4 CONTADOR

El contador mide el intercambio de energía entre la vivienda y la red. En autoconsumo con excedentes, la lectura ya no se limita a la energía comprada: también registra la energía exportada cuando la producción fotovoltaica supera el consumo instantáneo. Esa medida permite aplicar la compensación que corresponda en la factura.

La tecnología empleada en este punto es el contador digital bidireccional. A diferencia de los contadores antiguos, distingue el sentido del flujo eléctrico y comunica las lecturas a la distribuidora. Cuando la vivienda demanda más energía de la que producen los módulos, el contador registra importación. Cuando sobra producción y no se almacena, registra exportación.



*Figura 24: Contador bidireccional*

Junto al contador de compañía puede instalarse un medidor energético asociado al inversor, a veces llamado smart meter. Su función es distinta: no sustituye al contador fiscal, sino que proporciona al inversor información instantánea sobre consumo, vertido y carga de batería. Con ese dato se puede limitar la inyección a red, mejorar la monitorización o activar estrategias de carga.

Las variantes principales se diferencian por el tipo de medida. Las instalaciones monofásicas requieren equipos adaptados a una sola fase; las trifásicas necesitan medir las tres fases y su equilibrio. También cambia el sistema de medida: algunos dispositivos usan transformadores de corriente externos, mientras que otros miden de forma directa. Un error en el sentido de una pinza o en la fase medida puede falsear toda la monitorización.

Para esta instalación será necesario mantener o instalar un contador digital bidireccional homologado por la distribuidora y añadir, si el inversor lo requiere, un smart meter compatible con el fabricante. La opción más prudente es preverlo desde el diseño eléctrico, porque permite comprobar autoconsumo real, excedentes y posible funcionamiento de batería sin depender solo de datos mensuales de factura.

## **5.5 BATERÍA**

La batería almacena parte de la energía solar que no se consume en el momento de producirse. Su utilidad no depende únicamente del tamaño del generador fotovoltaico, sino del perfil horario de la vivienda. Si el consumo principal aparece por la tarde o por la noche, la acumulación puede aumentar el autoconsumo. Si la mayor parte de la demanda coincide con las horas solares, la batería aporta menos ahorro y alarga el retorno económico.

En instalaciones residenciales actuales predominan las baterías de litio. Las de litio-ferrofosfato, conocidas como LFP (Lithium Iron Phosphate), destacan por estabilidad térmica, buena vida útil y menor sensibilidad frente a condiciones de uso exigentes. Las de níquel manganeso cobalto, NMC, tienen mayor densidad energética, pero se emplean menos en vivienda fija cuando el espacio no es el principal límite. Las baterías de plomo-ácido quedan prácticamente desplazadas en autoconsumo conectado a red por su menor profundidad de descarga y mantenimiento menos favorable



*Figura 25: Batería*

El funcionamiento se apoya en un sistema de gestión, el BMS, que controla tensión, corriente, temperatura y equilibrio entre celdas. Esa electrónica decide cuándo puede cargarse o descargarse la batería sin superar sus límites. También hay que distinguir entre baterías acopladas en continua, conectadas al lado fotovoltaico mediante inversor híbrido, y baterías acopladas en alterna, que incorporan su propio convertidor. La primera opción suele integrarse mejor en instalaciones nuevas; la segunda puede ser práctica en ampliaciones.

Una alternativa comercial es la llamada batería virtual. No almacena energía físicamente en la vivienda: compensa económicamente excedentes en la factura o en otros contratos, según las condiciones de la comercializadora. Puede reducir costes sin ocupar espacio ni añadir equipos, pero no ofrece respaldo eléctrico ni aumenta la independencia técnica de la vivienda. Su resultado depende del contrato, de los precios y de los límites de compensación aplicados.

### Funcionamiento batería virtual



Figura 26: Funcionamiento batería virtual

Las características que revisar en una batería son capacidad útil en kWh, potencia máxima de carga y descarga, profundidad de descarga, ciclos garantizados, temperatura de trabajo, ubicación, ventilación y compatibilidad con el inversor. En una vivienda con vehículo eléctrico conviene evitar una batería doméstica sobredimensionada: cargar un coche exige mucha energía y puede ser más razonable desplazar la recarga a horas solares o valle que instalar una acumulación demasiado grande.

Para esta instalación, la opción técnica más adecuada, si el balance horario demuestra excedentes suficientes, sería una batería modular LFP acoplada a un inversor híbrido y situada en un espacio ventilado, seco y sin radiación directa. No se considera necesaria

refrigeración activa. Si la simulación muestra pocos excedentes aprovechables, la decisión más sensata sería dejar la preinstalación preparada y valorar una batería virtual o una incorporación posterior, cuando el consumo real confirme que la acumulación física puede amortizarse.

## **Capítulo 6. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN CON PVSYST**

En este punto se comenzará con el dimensionamiento de la planta. Para ello se han de analizar y utilizar los datos expuestos anteriormente, como la localización, los datos climatológicos de la zona a estudiar, el consumo mensual y el espacio de faldón disponible. Para ello se va a utilizar el programa PVSyst, al que le tendremos que ir metiendo uno a uno los parámetros deseados de la instalación, una vez rellenado todos los campos necesarios se realizará la simulación correspondiente y se obtendrá un informe detallado sobre el consumo de energía total, la energía que se exportaría a la red, la que se tendría que extraer de la red para cumplir con el consumo anual, también obtendremos un diagrama de Sankey con todas las pérdidas.

Al comenzar el diseño el programa nos solicita que comencemos un nuevo proyecto, para ello nos ofrece 3 alternativas, una instalación conectada a la red, una instalación independiente y una instalación de bombeo. En este caso se elegirá una instalación conectada a la red, para poder inyectar los excedentes de energía a la red y para poder extraer energía de esta. Tras seleccionar dicha opción el programa nos solicita un nombre para el proyecto y un archivo con los datos meteorológicos de la zona a estudiar. Para ello nos solicita las coordenadas geográficas de la zona, un nombre para el archivo con los datos meteorológicos y el país y continente de dichas coordenadas, tal y como se muestra en la siguiente figura.

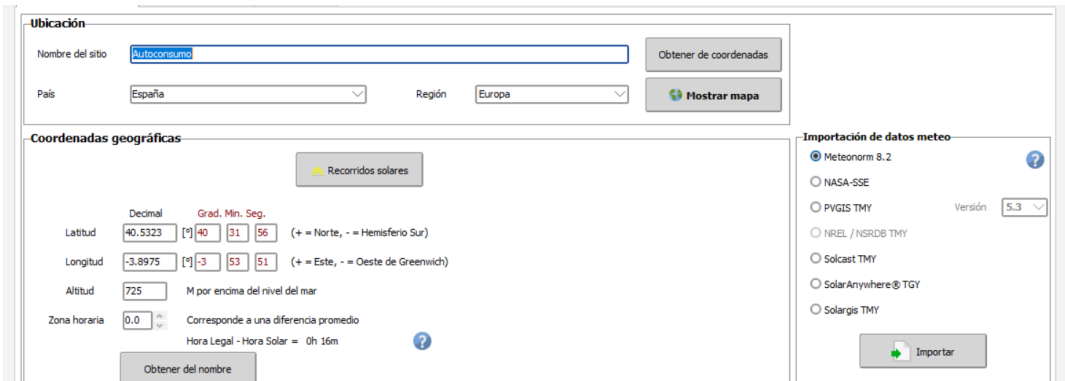


Figura 27: Localización vivienda en PVsyst (Fuente: PVsyst)

Tras realizar esto el programa cargaría los datos meteorológicos de la base que se desee o se pueden cargar dichos datos a mano. Una vez cargados el programa solicitará guardarlos en un archivo. MET, tal y como se muestra a continuación. Una vez hecho eso el programa no dejará avanzar hasta que se haya guardado el proyecto.

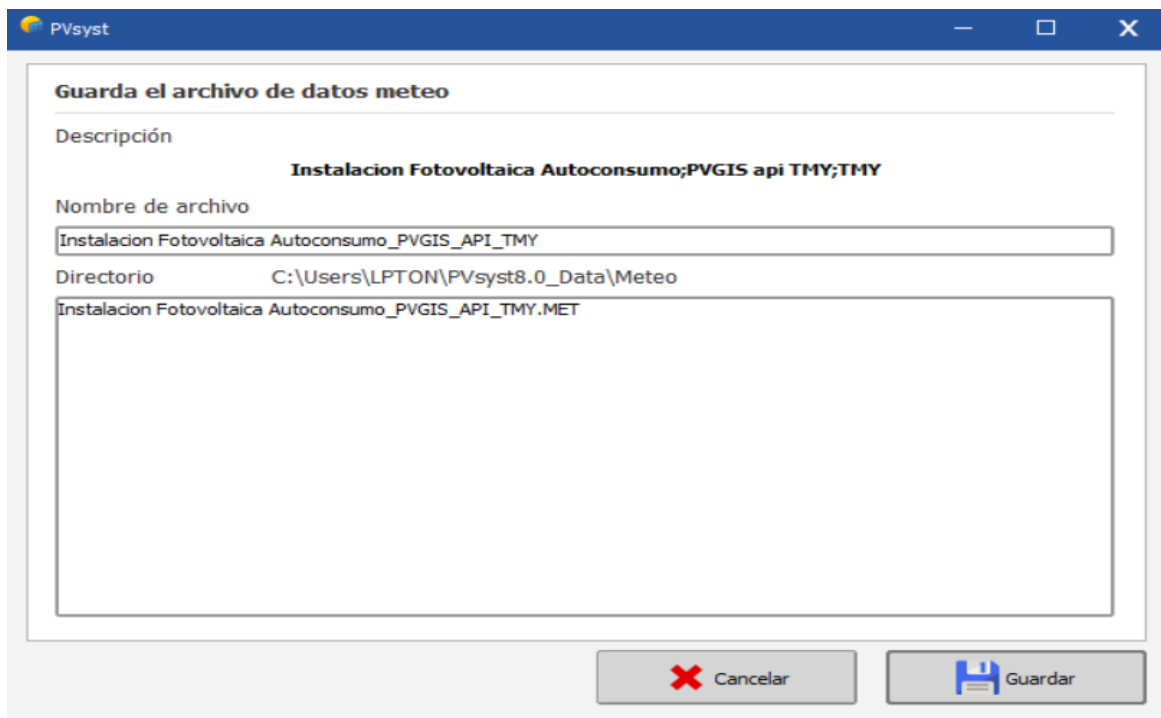


Figura 28: Archivo .MET (Fuente: PVsyst)

Una vez guardado el proyecto se comenzará a introducir datos de la instalación en los parámetros principales:

- Orientación
- Sistema
- Pérdidas detalladas
- Autoconsumo
- Almacenamiento

Y los parámetros opcionales:

- Horizonte
- Sombreados cercanos

## **6.1 ORIENTACIÓN**

Como ya se mencionó anteriormente el tejado presenta un techo a dos aguas uno de ellos está al noreste y el otro al suroeste. Debido a esta distribución y teniendo en cuenta que el lado noreste tiene pocas horas de luz, se decidió diseñar en el lado suroeste.

Tras haber definido las características generales, se comienza con las características más específicas del sistema, comenzando así con la orientación del panel. En este caso la orientación del plano es fija, y como el faldón ya tiene un ángulo de inclinación ese es el que introduciremos, en este caso en concreto el tejado presenta un ángulo de inclinación de 30°, dicho ángulo se mide desde la horizontal.

A continuación, se ha de definir el azimut de la superficie en la que se pretende situar los paneles, este se mide tomando el sur como referencia y siguiendo las agujas del reloj, por lo que la vivienda presenta un ángulo inferior a 90° y positivo, siendo más específicos esta presenta un azimut de 24,75°.

Tener todos estos parámetros en cuenta es crucial, pues según el ángulo y el azimut el panel presentará más o menos pérdidas. En este caso el factor de pérdidas debido a la inclinación y al azimut es de 2,7 %, tal y como se muestra en la próxima figura.

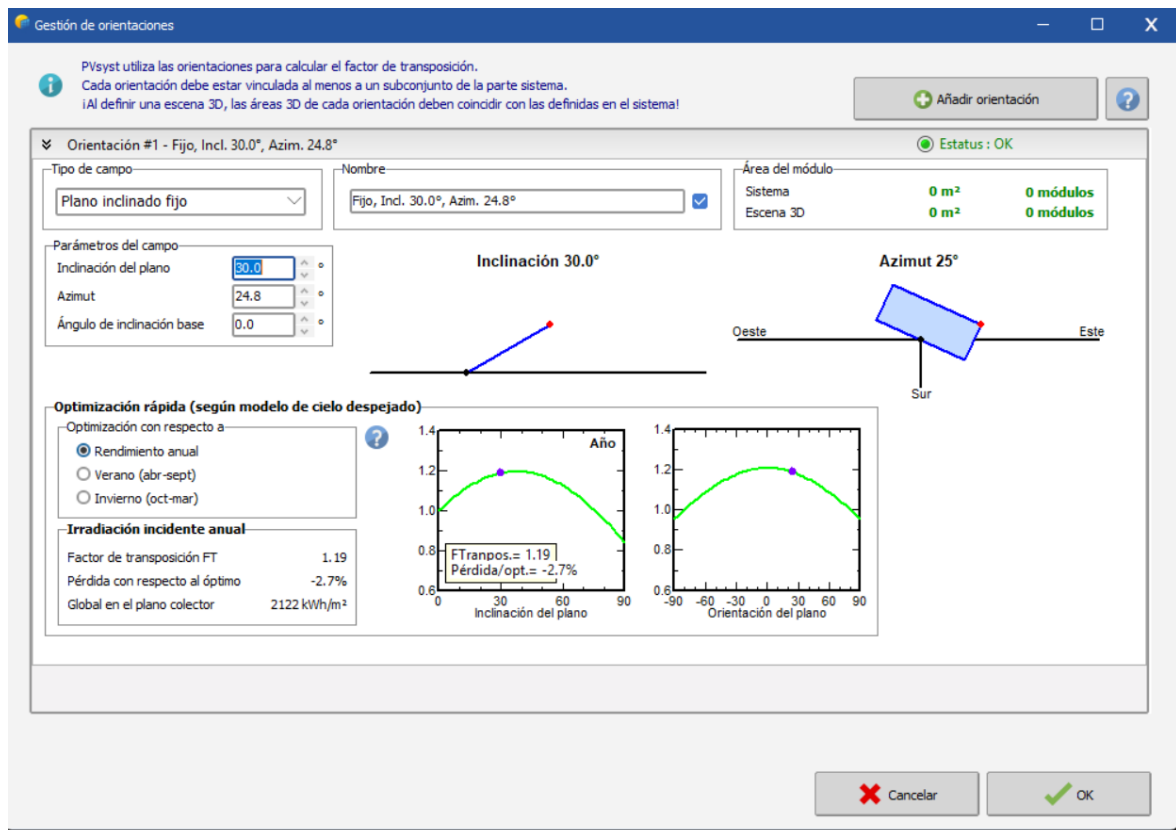
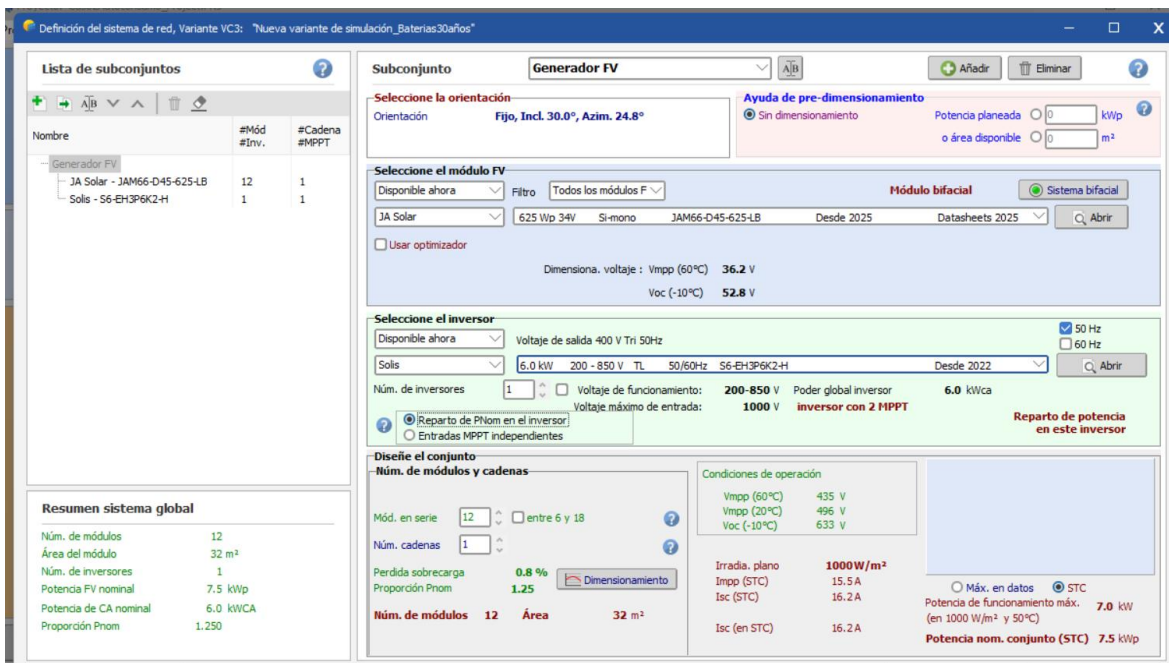


Figura 29: Orientación del panel (Fuente: PVsyst)

## 6.2 SISTEMAS

Una vez completada la orientación del panel, el programa nos permite elegir los equipos para la instalación. Se comenzará eligiendo el panel según su potencia pico y el inversor necesario, teniendo en cuenta la Potencia nominal de este y el tamaño de los paneles, pues uno de los límites es la superficie disponible para instalar los paneles. En este caso el faldón presenta una superficie de 5,8 x 7 m, lo que habilita una superficie de 40,6 m<sup>2</sup> para instalar los paneles. Lo que permitiría instalar entre 10 y 12 paneles, dependiendo de sus tamaños y su potencia pico. Esto nos permitiría hasta una potencia superior o igual a 6 kW.

Una vez entendido eso, el programa ofrece una gran variedad de módulos fotovoltaicos y de inversores. La metodología empleada para la elección de cada uno de estos ha sido descartando primero según el fabricante, pues hay fabricantes que solo producen para plantas de gran potencia. Y una vez elegido el fabricante se evaluará según la potencia pico y el área disponible. Antes de realizar la simulación el sistema nos indica el área necesaria para los paneles. Por otro lado, el número de paneles también se puede definir en función del *Pnom ratio (ratio de potencia nominal)*.



*Figura 30: Sistema instalación (Fuente: PVSyst)*

### 6.3 PÉRDIDAS DETALLADAS

Una vez definidos los componentes del sistema el programa nos habilita el apartado de pérdidas. Tal y como se puede ver en la siguiente figura, el programa solicita un gran número de pérdidas. Se va a realizar un estudio de cada una de ellas para el caso de una instalación de poca potencia.

Envejecimiento		Indisponibilidad		Corrección espectral	
Parámetro térmico	Pérdidas óhmicas	Calidad del módulo - LID - Desajuste	Pérdida de suciedad	Pérdidas IAM	Auxiliares

*Figura 31: Pérdidas detalladas (Fuente: PVSyst)*

### 6.3.1 PÉRDIDAS POR PARÁMETRO TÉRMICO

Tal y como se puede observar en la figura 32 el programa define las pérdidas térmicas con la siguiente ecuación

$$U = U_c + U_v * V_{viento}$$

Siendo:

- $U \equiv$  El factor de pérdidas térmicas
- $U_c \equiv$  El factor de pérdidas constantes
- $U_v \equiv$  El factor de pérdidas del viento
- $V_{viento} \equiv$  La velocidad del viento

Puesto que el panel estará paralelo a la superficie debemos de definirlo indicando la opción de integración con respaldo completamente aislado, pues al estar paralelo a la superficie la masa de aire incidente en el lado inferior del módulo es despreciable.

Tras realizar ese cambio el software define los valores de los factores, obteniéndose así unos valores de  $15\text{W/m}^2 \text{K}$  para el factor de pérdidas constantes y 0 para el factor de pérdidas del viento.

Envejecimiento		Indisponibilidad		Corrección
Parámetro térmico	Pérdidas óhmicas	Calidad del módulo - LID - Desajuste	Pérdida de suciedad	Pérdida

Puede definir el factor de pérdida térmica de campo o el coeficiente TNCO estándar: ¡el programa da la equivalencia!

**Factor de pérdidas térmicas del campo**

Factor de pérdida térmica  $U = U_c + U_v * \text{Vel. viento}$

Factor de pérdida constante  $U_c$   W/m²K

Factor de pérdida del viento  $U_v$   W/m²K m/s

**Valor predeterminado según montaje**

Módulos montados "libres" con circulación de aire

Cúpulas

Semi-integrado con conducto de aire detrás

Integración con respaldo totalmente aislado

**Factor TNCO equivalente**

TNCO (Temperatura Nominal de Célula Operativa) está especificada a menudo por los fabricantes para el módulo mismo. Esta es una información alternativa a la definición del valor U que no tiene sentido cuando se aplica al conjunto operativo.

**No use el enfoque TNCO. Esto es bastante confuso cuando se aplica a un conjunto !**

[Ver el TNCO de todos modos](#)

Figura 32: Pérdidas térmicas (Fuente: PVsyst)

### 6.3.2 PÉRDIDAS ÓHMICAS

Estas son las pérdidas eléctricas causadas por el paso de corriente por el sistema. Estas se dividen según el tipo de corriente:

#### Pérdidas por Corriente Continua (CC):

Estas se dan entre el inversor y los paneles, afectando así a todo lo que esté entre medias, como podría ser en los conductores que unen la batería con el regulador siguiendo el esquema del capítulo 5, figura 16, o los que unen al panel con el inversor, si no se tuviese en cuenta la batería.

El factor predefinido por el programa, al que denomina Fracción pérdidas en STC, es de 1.5%. Pues no es una instalación con una gran superficie.

#### Pérdidas por Corriente Alterna (CA):

Estas pérdidas se dan entre el inversor y la red, o el inversor y la vivienda. En este caso para que el sistema presente un factor de pérdidas de 0,5 %, con un conductor de 4 mm<sup>2</sup> y de aluminio, por su reducido coste, pero se podría usar cobre pues las dimensiones de los conductores en esta instalación son pequeñas.

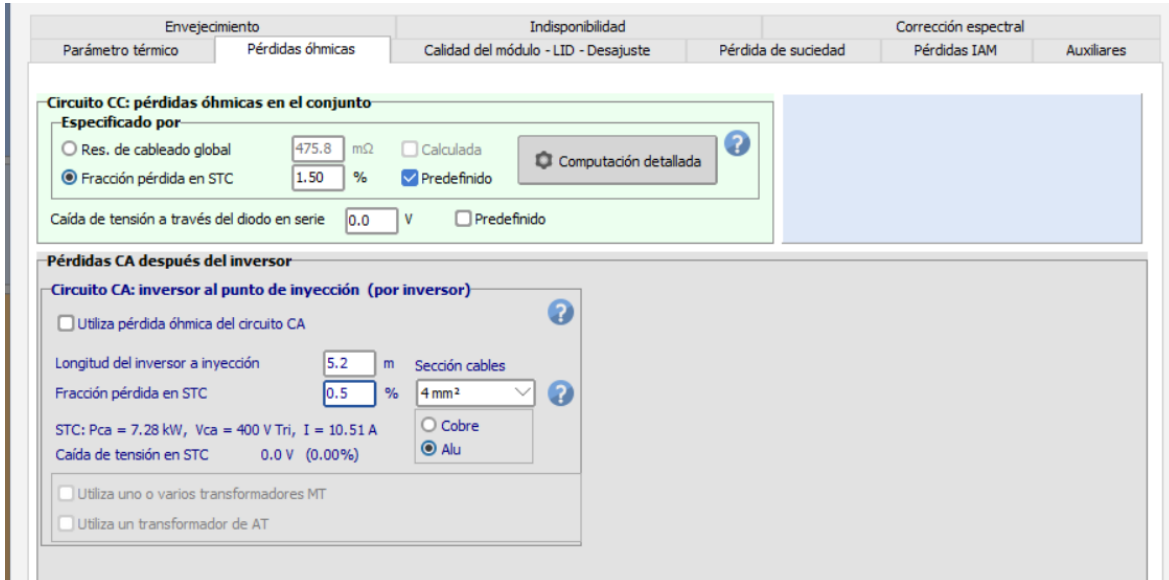


Figura 33: Pérdidas óhmicas del sistema (Fuente: PVsyst)

### 6.3.3 PÉRDIDAS POR CALIDAD DEL MÓDULO

Las pérdidas por calidad del módulo son aquellas que reflejan la degradación del módulo fotovoltaico. Estas vienen predefinidas por el fabricante, estas deberían ser bajas cuanto mejor es la calidad del panel. En este caso un valor razonable es de entorno al 0,75.

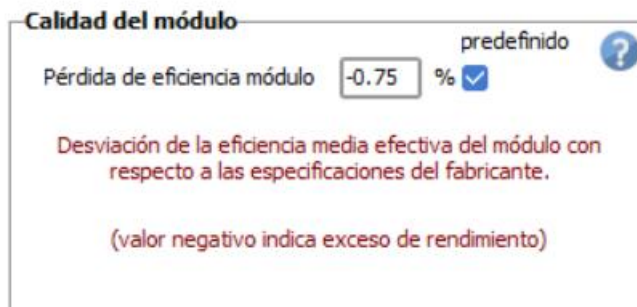
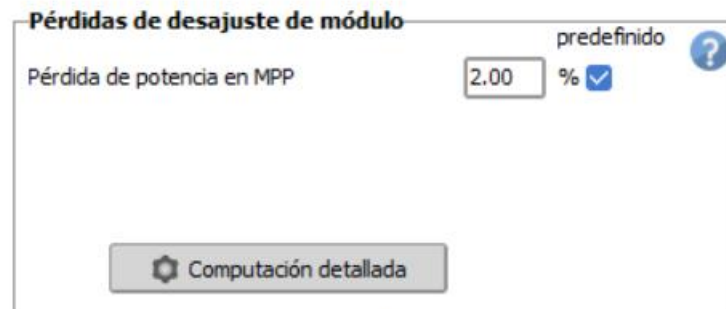


Figura 34: Pérdidas por degradación del módulo fotovoltaico (Fuente: PVsyst)

### 6.3.4 PÉRDIDAS POR DESAJUSTE DEL MODULO

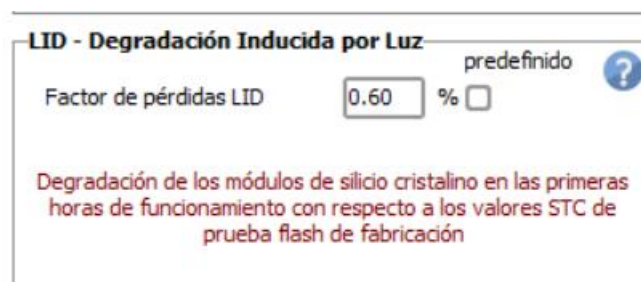
Las pérdidas por desajuste del módulo o también conocidas como pérdidas por mismatch, se deben a poner los módulos en serie. Estas pérdidas siempre se establecerán según el peor elemento. En este caso las pérdidas son del 2%.



*Figura 35: Pérdidas por mismatch (Fuente: PVsyst)*

### 6.3.5 PÉRDIDAS POR LID – DEGRADACIÓN INDUCIDA POR LUZ

Las pérdidas por degradación inducida por luz vienen dadas en las primeras horas de exposición a la luz solar. Estas son debidas a las propiedades físicas y químicas de los materiales utilizados en la fabricación de los módulos. En este caso como se está planteando con un módulo de 625 Wp de JA Solar, se ha visto que las pérdidas por LID son de 0.6 aproximadamente.



*Figura 36: Pérdidas por LID (Fuente: PVsyst)*

### 6.3.6 PÉRDIDAS POR SUCIEDAD

Se dan por la disminución de la superficie del panel, pues en esta se acumulan partículas de polvo o arena impidiendo captar toda la radiación disponible. Para reducir su efecto se limpia el panel con regularidad. Sin embargo, en este caso al tratarse de una instalación de autoconsumo se estima que las limpiezas podrían ser anuales, debido a su difícil acceso.

Además, como ya se mencionó en esa zona hay pocas precipitaciones, por lo que los módulos tampoco podrían ser limpiados de forma natural, con suficiente regularidad.

Por ende, se decidió poner un factor de pérdidas del 2.5%

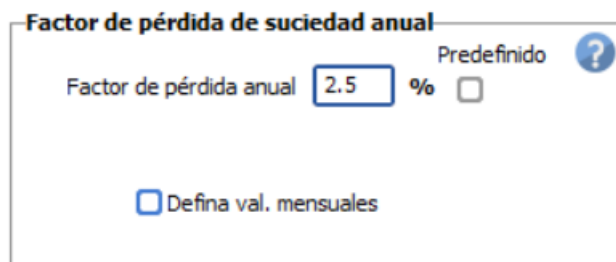


Figura 37: Pérdidas por suciedad (Fuente: PVsyst)

### 6.3.7 PÉRDIDAS IAM

Las pérdidas IAM, también conocidas como pérdidas angulares anuales o modificador por ángulo de incidencia, vienen causadas por la parte de la irradiancia que no llega a la célula y debido a las pérdidas por reflexión en el vidrio que protege la célula.

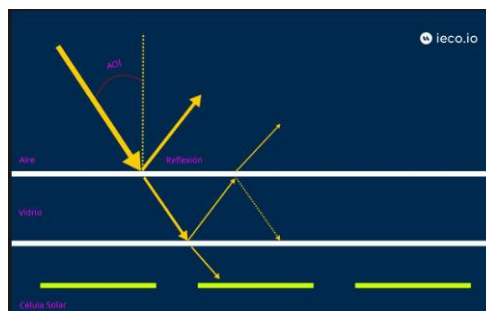
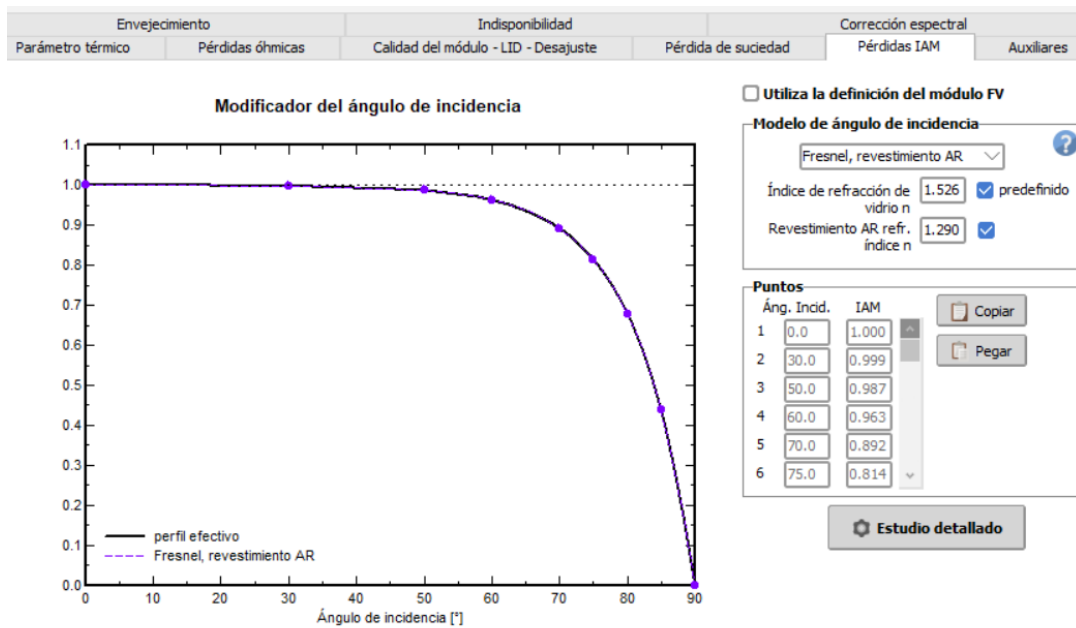


Figura 38: Esquema para entender el ángulo de incidencia y de refracción

En este caso le establecemos al programa que utilice de modelo para el ángulo de incidencia ‘Fresnel revestimiento AR’. Este define el Índice de refracción del vidrio y del revestimiento AR. Por otra parte, al observar la figura 39 podemos ver una gráfica, con ella el sistema nos muestra los valores del IAM según el ángulo de incidencia.



*Figura 39: Pérdidas por IAM (Fuente: PVSyst)*

### 6.3.8 PÉRDIDAS AUXILIARES

Estas pérdidas son causadas por factores externos al sistema. En este caso se han determinado 5 W/kW, pues se trata de una instalación de poca potencia

Envejecimiento		Indisponibilidad		Corrección espectral	
Parámetro térmico	Pérdidas óhmicas	Calidad del módulo - LID - Desajuste	Pérdida de suciedad	Pérdidas IAM	Auxiliares
<b>Pérdidas de energía auxiliares</b>					
<input checked="" type="checkbox"/> Consumo auxiliares definidos					
<b>Auxiliares durante el funcionamiento (día)</b>					
Pérdidas auxiliares continuas (ventiladores, etc.)		<input type="text" value="0"/>	W		
... desde el umbral de potencia de salida del inversor		<input type="text" value="0.0"/>	kW		
Proporcional a la potencia de salida del inversor		<input type="text" value="5.0"/>	W/kW		
... desde el umbral de potencia de salida del inversor		<input type="text" value="0.0"/>	kW		
<b>Pérdidas nocturnas de auxiliares</b>					
Consumo de auxiliares nocturnos		<input type="text" value="0"/>	W		
excluyendo pérdida nocturna del inversor :					
<p style="color: red; font-size: small;">La energía auxiliar puede ser ventiladores, aire acondicionado, monitoreo u otro accesorio electrónico, iluminación, o cualquier otra energía que deba sustraerse de la energía vendida a la red.</p>					

Figura 40: Pérdidas Auxiliares (Fuente: PVSyst)

### 6.3.9 PÉRDIDAS POR ENVEJECIMIENTO

Estas pérdidas se deben a la degradación progresiva del módulo fotovoltaico, pues como ya se ha comentado este va reduciendo su rendimiento a lo largo de su vida útil.

Para poder definir estos valores tendremos que indicarle al programa el factor de degradación promedio anual de un módulo fotovoltaico. Los paneles presentan un factor entre 0.4 y 0.5 %. Por tanto, estimaremos un valor medio de 0.45%. También se despreciarán los parámetros de envejecimiento del módulo fotovoltaico debido a la dispersión Imp (corriente en el punto de máxima potencia) RMS y a la dispersión Vmp(Tensión en el punto de máxima potencia) RMS.

Obteniendo así un factor de deterioro global del módulo de 0.23%

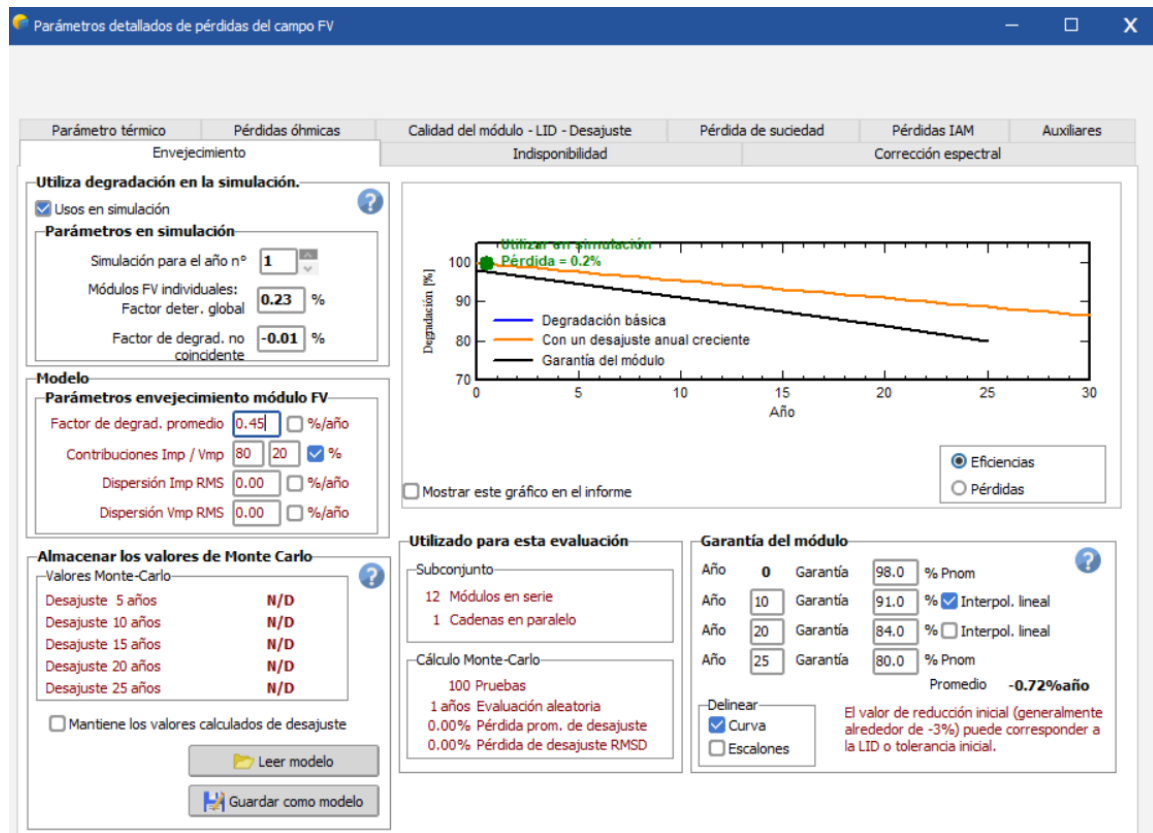


Figura 41: Pérdidas por envejecimiento (Fuente: Pvsyst)

### 6.3.10 PÉRDIDAS POR INDISPONIBILIDAD

Las pérdidas por indisponibilidad vienen causadas por la inutilización del panel, ya sea por limpiezas, porque se avería y hay que repararlo o por su mantenimiento anual. Se ha definido un factor del 2% debido al poco acceso, la dificultad de arreglarlos, etc.

Una vez definido el factor el programa estabiliza 3 periodos aleatorios de 58 horas cada uno, lo que genera una duración de la indisponibilidad de 7,3 días al año.

Parámetro térmico	Pérdidas óhmicas	Calidad del módulo - LID - Desajuste	Pérdida de suciedad	Pérdidas IAM	Auxiliares
Envejecimiento		Indisponibilidad		Corrección espectral	

**Indisponibilidad del sistema**

Facción de tiempo de indisponibilidad  %  Predefinido ?

Duración de indisponibilidad  días/año

Número de periodos

**Periodos de indisponibilidad**

Fecha / Hora de comienzo	Duración
<input type="text" value="14/04/1990"/> <input type="text" value="5:00:00"/>	<input type="text" value="58"/> hora
<input type="text" value="26/06/1990"/> <input type="text" value="13:00:00"/>	<input type="text" value="58"/> hora
<input type="text" value="21/12/1990"/> <input type="text" value="18:00:00"/>	<input type="text" value="58"/> hora

Figura 42: Pérdidas por indisponibilidad (Fuente: PVsyst)42

## 6.4 AUTOCONSUMO

En este apartado se introducen los valores reales del consumo de la vivienda, en este caso se han usado los de la vivienda. Se introducen para que el software analice cuanto consume el usuario y cuanta de la energía que genera la instalación ha de ser vertida a la red. Para ello el programa permite introducir los valores de consumo mensuales, los valores diarios o si el consumo es fijo.

En este caso se han utilizado los datos del último año, pues como ya se ha mencionado con anterioridad se ha introducido un nuevo vehículo eléctrico, lo que ha desencadenado en un aumento del consumo eléctrico de la vivienda.

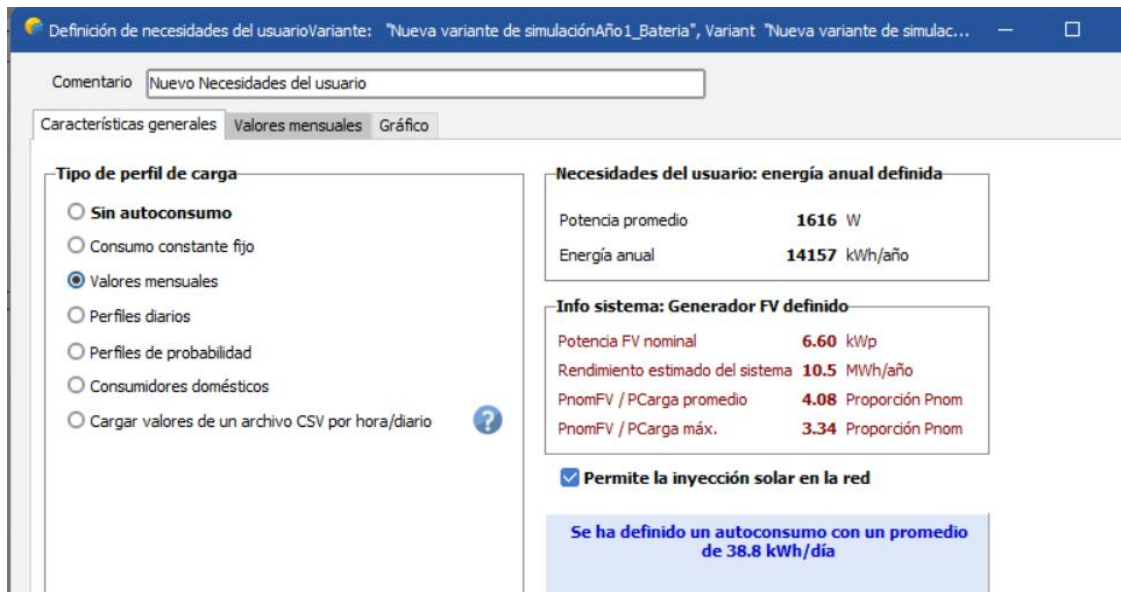


Figura 43: Características generales de autoconsumo (Fuente: PVsyst)

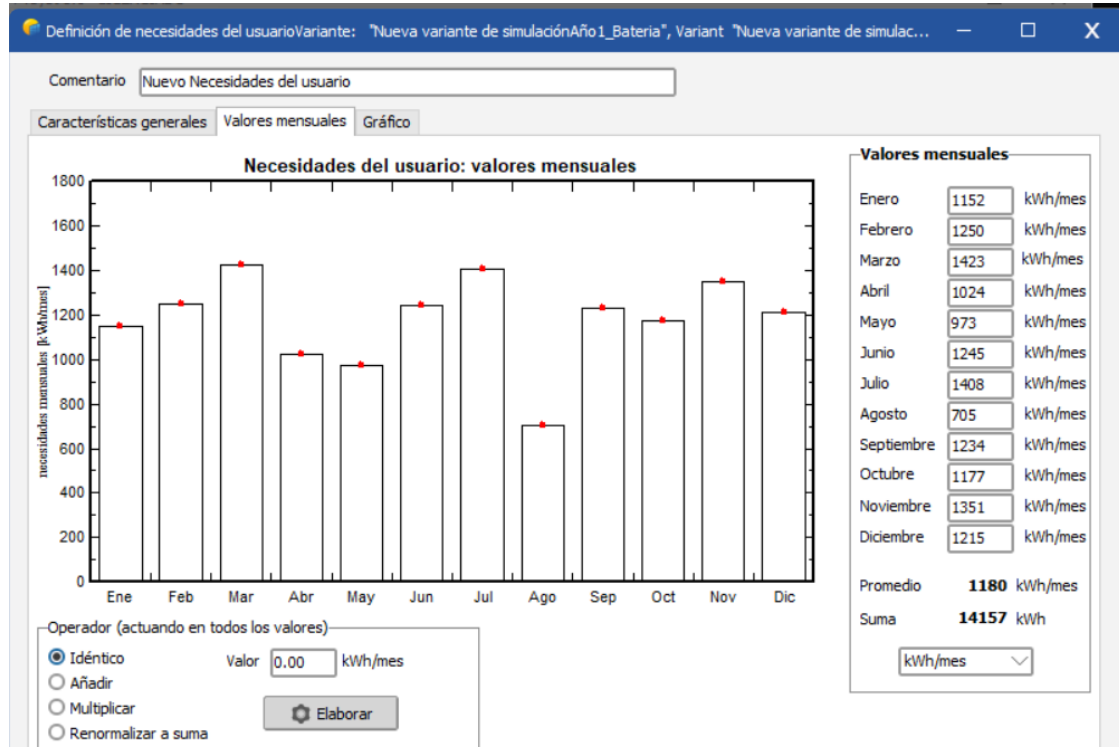
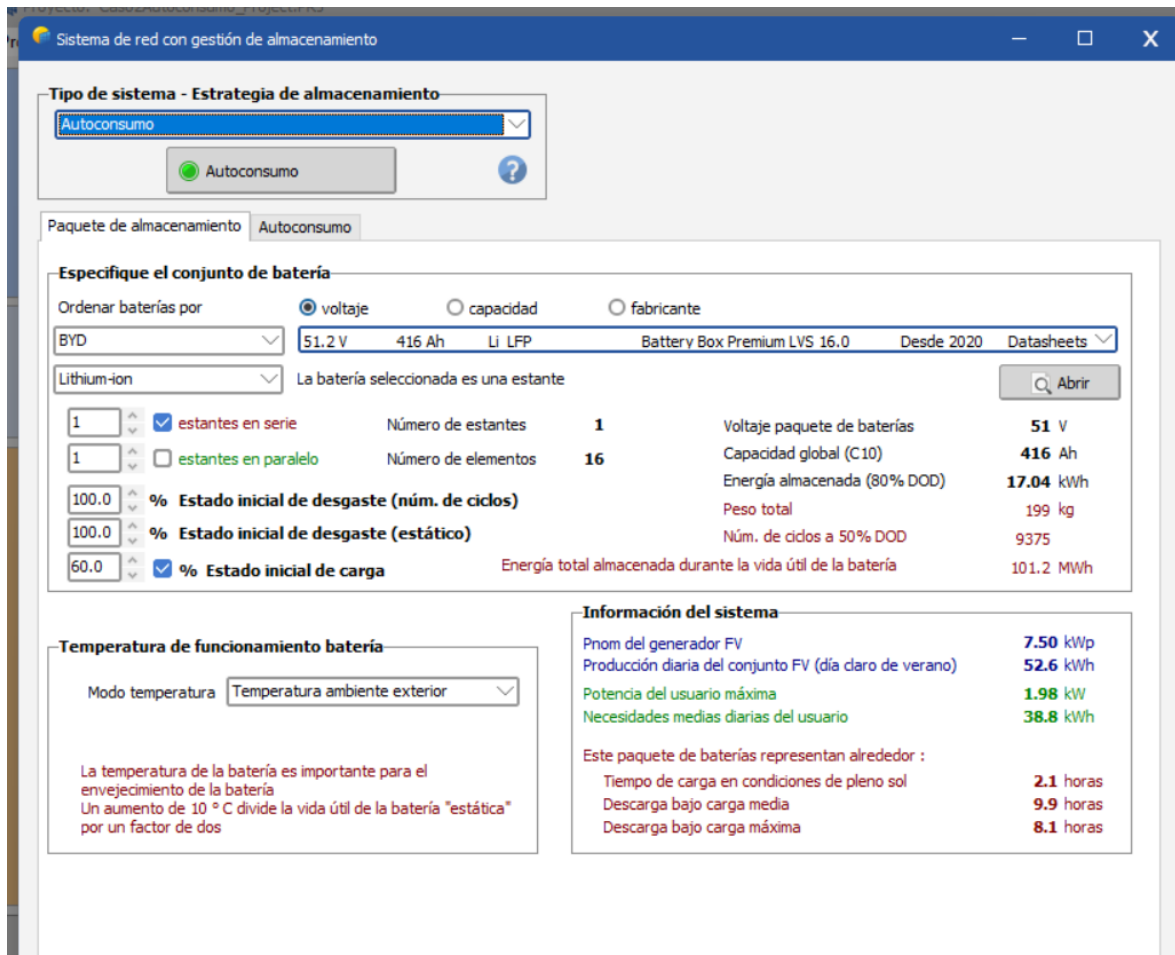


Figura 44: Consumo medio mensual último año (Fuente: PVsyst)

## 6.5 ALMACENAMIENTO

Se evaluará si el sistema necesita una batería, para ello se ha elegido una potencia de 16 kWh y de 51 V para el análisis. Antes de realizar ninguna simulación se ha comprobado que la tensión de la batería ha de estar dentro del rango de tensiones del inversor, y que el inversor es híbrido y puede trabajar con la batería.

Observando la Figura 45 se puede observar que la distribución necesaria para obtener dicha potencia ha de ser 1 solo módulo.



**Tipo de sistema - Estrategia de almacenamiento**  
Autoconsumo

Paquete de almacenamiento: Autoconsumo

**Especifique el conjunto de batería**

Ordenar baterías por:  voltaje  capacidad  fabricante

BYD | 51.2 V | 416 Ah | Li LFP | Battery Box Premium LVS 16.0 | Desde 2020 | Datasheets

Lithium-ion | La batería seleccionada es una estante | [Abrir](#)

1	<input checked="" type="checkbox"/> estantes en serie	Número de estantes	1	Voltaje paquete de baterías	51 V
1	<input type="checkbox"/> estantes en paralelo	Número de elementos	16	Capacidad global (C10)	416 Ah
100.0	% Estado inicial de desgaste (núm. de ciclos)			Energía almacenada (80% DOD)	17.04 kWh
100.0	% Estado inicial de desgaste (estático)			Peso total	199 kg
60.0	<input checked="" type="checkbox"/> % Estado inicial de carga			Núm. de ciclos a 50% DOD	9375
				Energía total almacenada durante la vida útil de la batería	101.2 MWh

**Temperatura de funcionamiento batería**

Modo temperatura: Temperatura ambiente exterior

La temperatura de la batería es importante para el envejecimiento de la batería  
Un aumento de 10 °C divide la vida útil de la batería "estática" por un factor de dos

**Información del sistema**

Pnom del generador FV	7.50 kWp
Producción diaria del conjunto FV (día claro de verano)	52.6 kWh
Potencia del usuario máxima	1.98 kW
Necesidades medias diarias del usuario	38.8 kWh

Este paquete de baterías representan alrededor :

Tiempo de carga en condiciones de pleno sol	2.1 horas
Descarga bajo carga media	9.9 horas
Descarga bajo carga máxima	8.1 horas

Figura 45: Almacenamiento (Fuente: PVsyst)

## 6.6 HORIZONTE

En este apartado se estimarán las pérdidas debidas a sombreados lejanos, que podrían afectar a la instalación durante el día.

Tal y como se puede observar en la Figura 46, el programa estima la trayectoria anual y analiza según la hora y el día, se estima la altura solar en la zona geográfica de la vivienda. Esta gráfica la estima a través de los datos meteorológicos de las bases de datos elegidas, de la localización de la vivienda y indica la altura en función del azimut.

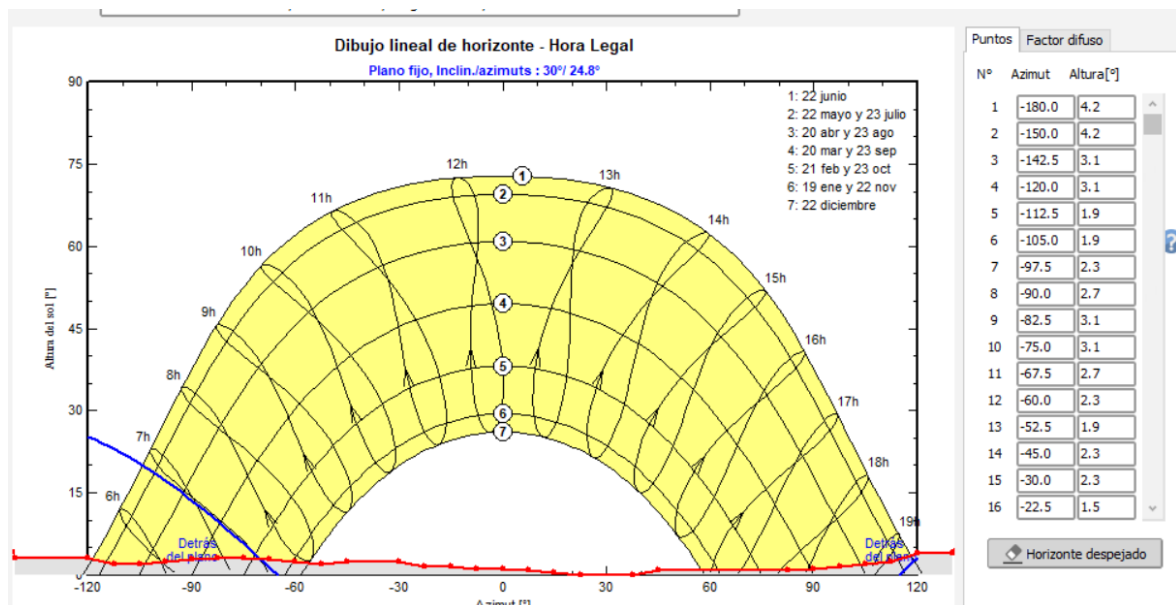


Figura 46: Gráfica horizonte (Fuente: PVsyst)

## 6.7 SOMBREADOS CERCANOS

Las pérdidas por sombreados cercanos corresponden a la reducción de la energía producida por el módulo debido a la sombra de obstáculos cercanos, como podría ser un árbol o un edificio de mayor altura. Para ello el PVsyst realiza un modelo 3D del entorno para analizar dichas pérdidas.

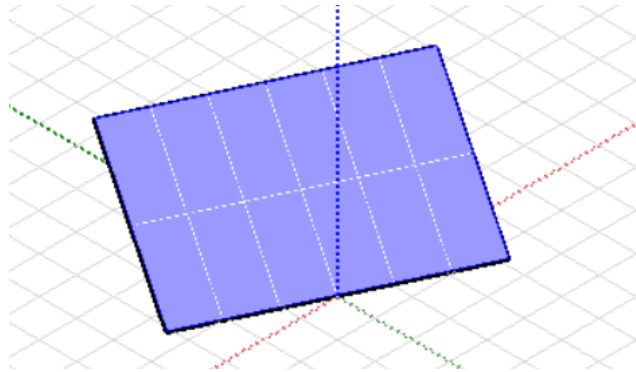
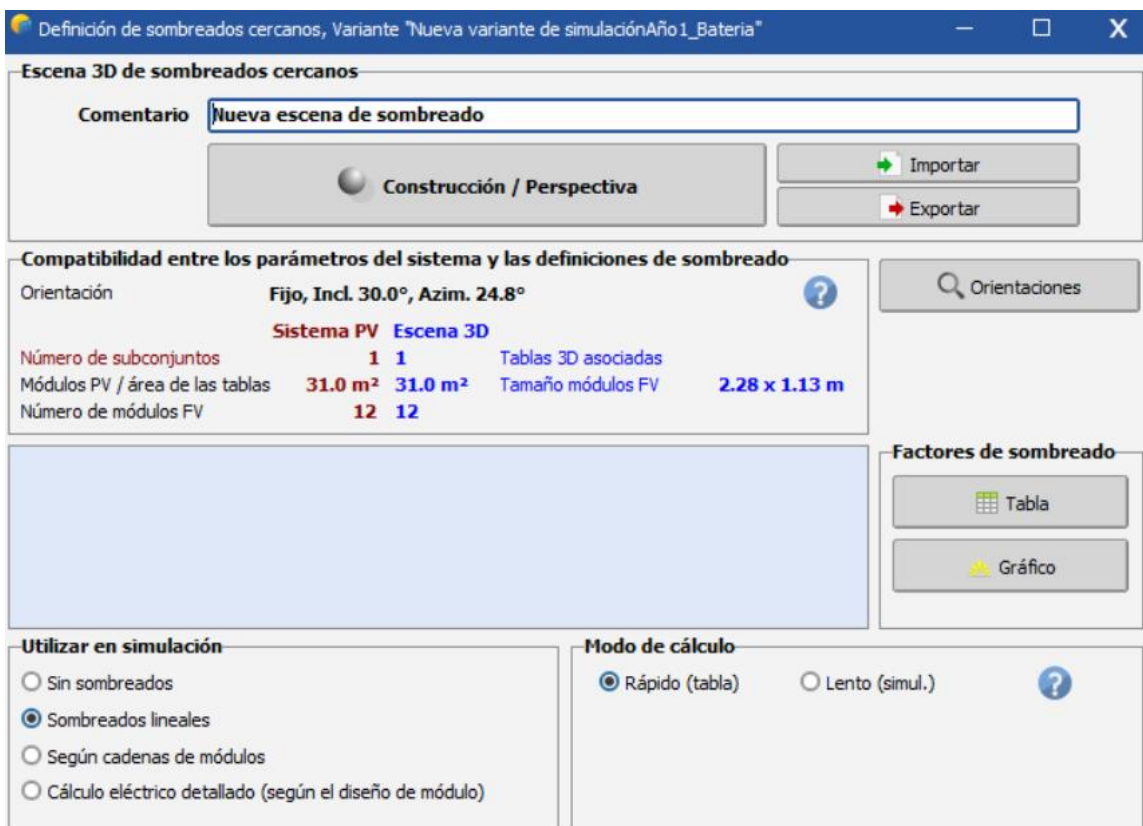


Figura 47: Modelo 3D módulos

Debido a la ausencia de edificios o elementos de mayor altitud que la casa estas pérdidas se despreciarían.



**Definición de sombreados cercanos, Variante "Nueva variante de simulación Año 1\_Bateria"**

**Escena 3D de sombreados cercanos**

Comentario: Nueva escena de sombreado

Construcción / Perspectiva

Importar

Exportar

**Compatibilidad entre los parámetros del sistema y las definiciones de sombreado**

Orientación: Fijo, Incl. 30.0°, Azim. 24.8°

	Sistema PV	Escena 3D	
Número de subconjuntos	1	1	Tablas 3D asociadas
Módulos PV / área de las tablas	31.0 m <sup>2</sup>	31.0 m <sup>2</sup>	Tamaño módulos FV: 2.28 x 1.13 m
Número de módulos FV	12	12	

Orientaciones

**Factores de sombreado**

Tabla

Gráfico

**Utilizar en simulación**

Sin sombreados

Sombreados lineales

Según cadenas de módulos

Cálculo eléctrico detallado (según el diseño de módulo)

**Modo de cálculo**

Rápido (tabla)  Lento (simul.)

Figura 48: Sombreados cercanos (Fuente: PVsyst)

## 6.8 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Para realizar el dimensionamiento de la instalación se va a partir de un caso base y a partir de este se irá modificando un único parámetro para evaluar el caso más favorable. Para ello tendremos en cuenta la energía inyectada a la red, la consumida de la red y la energía consumida de la instalación.

El caso base es el siguiente:

- Módulo Fotovoltaico: JA Solar 550 Wp, 12 unidades
- Inversor: Huawei 6 kW
- Pnom ratio: 1.1

<b>Balance energético anual</b>	
<b>Energía entregada a la red</b>	4.819 kWh/año
<b>Energía consumida de la instalación</b>	5.081 kWh/año
<b>Energía consumida de la red</b>	9.076 kWh/año
<b>Energía consumida en la vivienda</b>	14.157 kWh/año

*Tabla 11: Balance energético con módulos de 550 Wp*

Una vez obtenidos los valores del caso base el parámetro que vamos a variar es la potencia pico del panel. Para ello se ha elegido cambiarla a 625 Wp, el inversor sigue siendo Huawei y el número de paneles no ha cambiado. Por lo que Pnom ratio aumenta a 1.25, manteniéndose por debajo de 2.

**Balance energético anual**

<b>Energía entregada a la red</b>	6.171 kWh/año
<b>Energía consumida de la instalación</b>	5.198 kWh/año
<b>Energía consumida de la red</b>	8.959 kWh/año
<b>Energía consumida en la vivienda</b>	14.157 kWh/año

*Tabla 12: Balance energético con módulos de 625 Wp*

Cabe destacar que los paneles de 625 Wp (113 €) presentan un coste inferior que los de 550 Wp (118 €), lo que significa que el €/Wp es menor, por lo que se debería elegir el de mayor potencia.

Tras comparar los datos obtenidos se puede deducir que, manteniendo la potencia nominal, son mejores los paneles de mayor Wp. Sin embargo, seguir aumentando la potencia, no serviría, pues lo único que se conseguiría es aumentar la potencia exportada a la red. Y las compañías eléctricas compensan la factura hasta que esta se hace cero, es decir si el excedente cubre más de lo compensado el resto de energía estaría siendo regalada. Otra opción sería reducir el número de paneles.

Tras analizar eso el siguiente caso de estudio es reducir el número de paneles de 10 a 12 para reducir la energía exportada.

**Balance energético anual**

<b>Energía entregada a la red</b>	4.409 kWh/año
<b>Energía consumida de la instalación</b>	5.010 kWh/año
<b>Energía consumida de la red</b>	9.147 kWh/año

<b>Energía consumida en la vivienda</b>	14.157 kWh/año
---	----------------

*Tabla 13: Balance energético 625 Wp y 10 unidades*

Comparando los resultados de la tabla 12 y la tabla 13 se deduce que el resultado óptimo sería el de poner 12 unidades pues la energía consumida de la instalación aumenta, y la exportada también, pero no al doble de la importada de la red, por lo que no se estaría regalando energía a esta. Además, si se plantea el uso de utilizar una batería virtual este caso es mucho más atractivo, pues gracias a esta se pagaría una fracción de los 9000 kWh importados.

Por último, se evaluará el uso de una batería de 20 kWh y cómo puede beneficiar el uso de esta en la instalación. Para ello se ha comprobado que el inversor y la batería son compatibles. Los resultados obtenidos son los siguientes:

<b>Balance energético anual</b>	
<b>Energía entregada a la red</b>	351 kWh/año
<b>Energía consumida de la instalación</b>	8.421 kWh/año
<b>Energía consumida de la red</b>	5.736 kWh/año
<b>Energía consumida en la vivienda</b>	14.157 kWh/año

*Tabla 14: Balance energético con batería*

Analizando estos resultados la alternativa de usar la batería parece la mejor decisión, si no se llega a disponer de una batería virtual. Sin embargo, el uso de la batería implica una inversión inicial mayor debido al alto coste de las baterías. Por lo que este caso tendrá que estudiarse desde el punto de vista económico para ver su viabilidad.

## 6.9 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DEL DISEÑO

Para la selección de diseño se comparará el resultado de distintos paneles en un mismo caso y se estudiarán los resultados de los inversores para un mismo caso. Una vez realizado eso se analizará la relación calidad precio para cada uno de los casos.

### 6.9.1 PANELES SOLARES

En este caso se van a estudiar paneles de 625 Wp de los siguientes fabricantes: JA Solar, Longi, Jinko y Trina. Se evaluarán los resultados y su precio.

	<i>JA Solar</i>	<i>Longi</i>	<i>Jinko</i>	<i>Trina</i>
<b>Energía entregada a la red (kWh/año)</b>	4.409	4.493	4.461	4.464
<b>Energía consumida de la instalación (kWh/año)</b>	5.010	5.013	5.028	5.028
<b>Energía consumida de la red (kWh/año)</b>	9.147	9.144	9.129	9.129
<b>Energía generada (kWh/año)</b>	9.419	9.506	9.489	9.492

*Tabla 15: Análisis Paneles*

Analizando los resultados la diferencia de producción es menos del 1% por lo que el criterio de elección será otro. Visto desde el punto de vista económico, Trina sería el más barato, sin embargo, debido a su disponibilidad, precio y reputación el panel a elegir sería el de JA Solar

## 6.9.2 INVERSORES

Para el análisis de los inversores se va a realizar el mismo procedimiento que en el caso anterior, se van a estudiar los inversores de 6 kW de Huawei, Solis, Sungrow y SMA.

	<i>Huawei</i>	<i>Solis</i>	<i>Sungrow</i>	<i>SMA</i>
<b>Energía entregada a la red (kWh/año)</b>	4.409	4.497	4.556	4.505
<b>Energía consumida de la instalación (kWh/año)</b>	5.010	5.021	5.032	5.036
<b>Energía consumida de la red (kWh/año)</b>	9.147	9.136	9.125	9.121
<b>Energía generada (kWh/año)</b>	9.419	9.518	9.588	9.541

*Tabla 16: Análisis Inversores*

Analizando los resultados el mejor rendimiento sería el de Sungrow, sin embargo, solo es 70 kWh superior a Solis y su coste es mucho mayor que este, lo mismo sucede con SMA, su rendimiento es mayor que el de Solis, pero sus precios son muy superiores. Por último, Huawei y Solis presentan la misma relación de precios, pero Solis presenta un mayor rendimiento. Por lo que se ha decidido que el mejor inversor sería el de Solis.

Por ende, la configuración final sería unos paneles de 625 Wp de JA Solar, con una potencia pico de 7,5 kWp, un inversor de Solis de 6 kW y una estructura coplanar fija. Pues se obtienen 11.437 kWh/año de energía generada, 6.303 kWh/año de energía exportada, 9.033 kWh/año de energía importada y se consumen directamente de la instalación 5.134 kWh/año.

## **Capítulo 7. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS Y ESTUDIO ECONÓMICO**

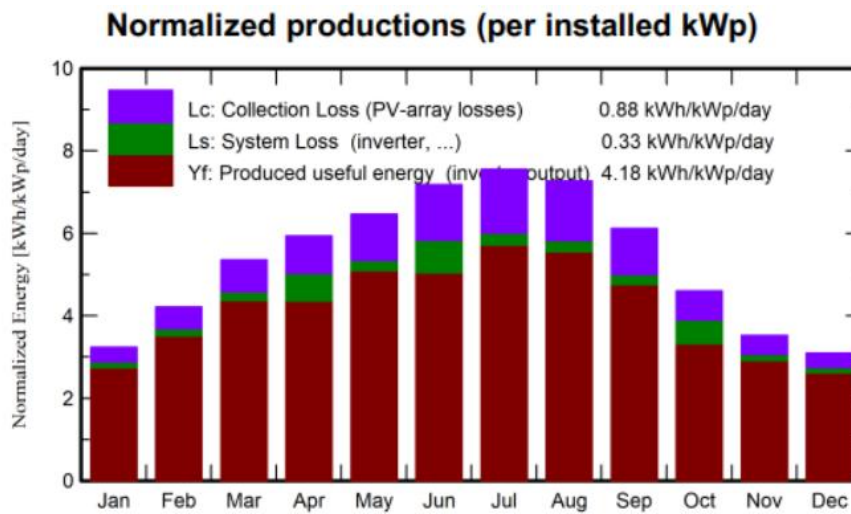
En este capítulo se analizarán todos los resultados obtenidos de la simulación con PVsyst con los componentes seleccionados previamente. Con estos informes se estudiará la viabilidad económica de la instalación y se definirá el diseño final de la misma puesto que se planteará la posibilidad de utilizar o no baterías. Para ello se han de analizar los resultados del primer año para entender el desarrollo de la planta durante su vida útil.

### ***7.1 RESULTADOS DURANTE EL PRIMER AÑO***

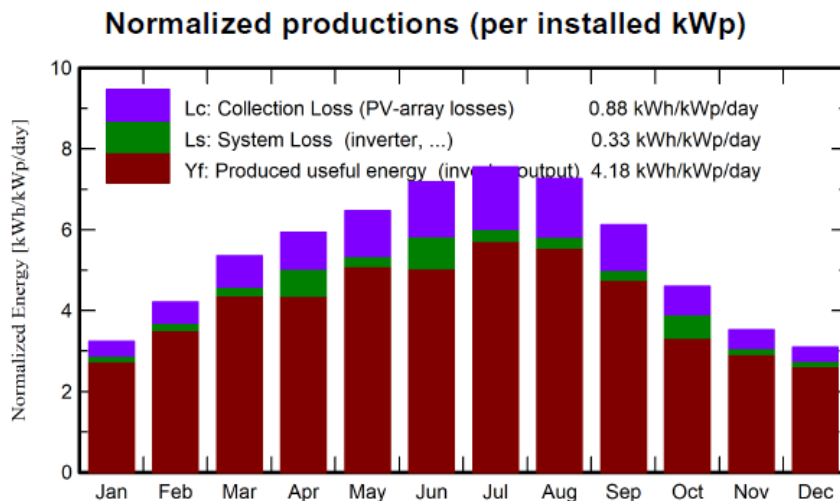
Tras haber estudiado y seleccionado los parámetros de la instalación, se procede a realizar las simulaciones en el PVsyst. Obteniendo así, los resultados de la simulación recopilados en un informe como el del anexo I. Los informes proporcionados por el programa aportan información relevante sobre las condiciones de funcionamiento del sistema. Este puede estudiar las condiciones de trabajo del sistema a lo largo de su vida útil o a lo largo de un año.

Se comenzará estudiando los resultados obtenidos del primer año de vida del sistema, para las dos situaciones mencionadas anteriormente.

Comenzaremos estudiando la eficiencia de la planta en ambos casos. Para ello se ha de analizar la gráfica 12 y la gráfica 13. Tal y como se puede observar, la gran mayoría de las pérdidas son del módulo fotovoltaico. Por otro lado, cabe destacar el aumento de la producción en los meses de verano, esto se debe a la ausencia de precipitaciones y a un mayor número de horas de luz solar.

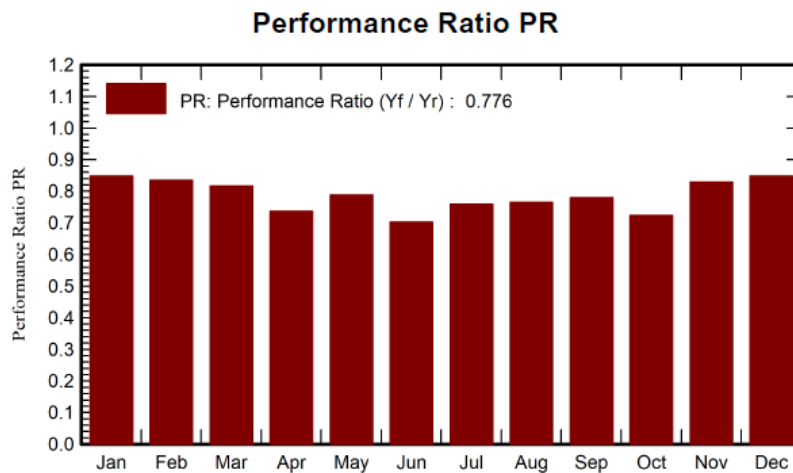


Gráfica 12: Producción normalizada por kWp instalado Caso I (Fuente: PVsyst)

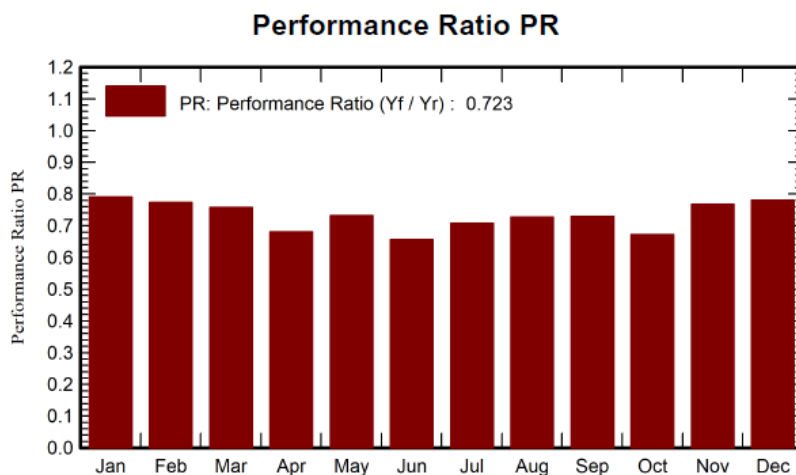


Gráfica 13: Producción normalizada por kWp instalado Caso II (Fuente: PVsyst)

Sin embargo, al analizar las gráficas del Performance Ratio (PR) podemos empezar a encontrar diferencias entre ambos casos. El caso I de la instalación sin baterías, presenta una eficiencia del 77,57%, respecto a la eficiencia del caso II (instalación con baterías) que presenta una eficiencia de 72,29%



Gráfica 14: Performance Ratio sin batería (Fuente: PVsyst)



Gráfica 15: Performance Ratio con batería (Fuente: PVsyst)

A continuación, el PVsyst realiza una tabla con el balance de energía de cada mes y el anual, de la tabla 17 se puede obtener el excedente de energía, la energía total generada por la planta, la energía consumida de la red y la energía consumida de la instalación.

En el caso I podemos observar que se tiene un excedente de 6306 kWh/año, un consumo de la instalación de 5134 kWh/año y un consumo de la red de 9033 kWh/año. Sin embargo, en el caso II estos valores no tienen nada que ver, el excedente obtenido es de 1558 kWh/año, un consumo de la instalación de 9102 kWh/año y un consumo de la red de 5064 kWh/año, consumiendo prácticamente todo lo generado por la instalación.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	63.8	27.62	6.00	100.5	95.8	674	1152	332	308	820
February	84.7	30.72	7.20	118.2	113.1	777	1250	382	357	868
March	133.8	47.09	10.67	166.1	158.6	1068	1423	524	494	900
April	167.0	66.31	13.07	178.0	169.4	1134	1033	400	584	632
May	205.4	68.45	18.03	200.5	190.6	1244	973	445	740	528
June	226.2	66.40	23.80	215.5	205.1	1314	1245	526	609	719
July	241.3	55.31	27.32	234.1	222.8	1398	1408	640	692	769
August	212.1	53.13	26.80	225.3	214.8	1356	705	332	960	373
September	156.9	47.76	21.66	183.7	175.2	1127	1234	495	578	739
October	108.1	41.79	16.08	142.5	136.1	910	1177	375	399	802
November	68.7	25.41	9.50	105.8	101.1	692	1351	358	300	993
December	56.9	23.44	6.56	96.0	91.6	643	1215	325	285	890
Year	1724.8	553.42	15.61	1966.2	1874.2	12338	14166	5134	6306	9033

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Tabla 17: Balance energético caso I (Fuente: PVsyst)

Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	63.8	27.62	6.00	100.5	95.8	674	1152	566	30	586
February	84.7	30.72	7.20	118.2	113.1	777	1250	627	59	623
March	133.8	47.09	10.67	166.1	158.6	1068	1423	863	81	560
April	167.0	66.31	13.07	178.0	169.4	1134	1033	750	158	283
May	205.4	68.45	18.03	200.5	190.6	1244	973	869	232	104
June	226.2	66.40	23.80	215.5	205.1	1314	1245	929	131	316
July	241.3	55.31	27.32	234.1	222.8	1398	1408	1105	137	303
August	212.1	53.13	26.80	225.3	214.8	1356	705	702	526	4
September	156.9	47.76	21.66	183.7	175.2	1127	1234	881	124	353
October	108.1	41.79	16.08	142.5	136.1	910	1177	665	54	512
November	68.7	25.41	9.50	105.8	101.1	692	1351	588	21	763
December	56.9	23.44	6.56	96.0	91.6	643	1215	557	5	658
Year	1724.8	553.42	15.61	1966.2	1874.2	12338	14166	9102	1558	5064

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Tabla 18: Balance energético caso II (Fuente: PVsyst)

El siguiente reporte que ofrece el informe es un diagrama de pérdidas y ganancias, y el porcentaje de cada una de las pérdidas.

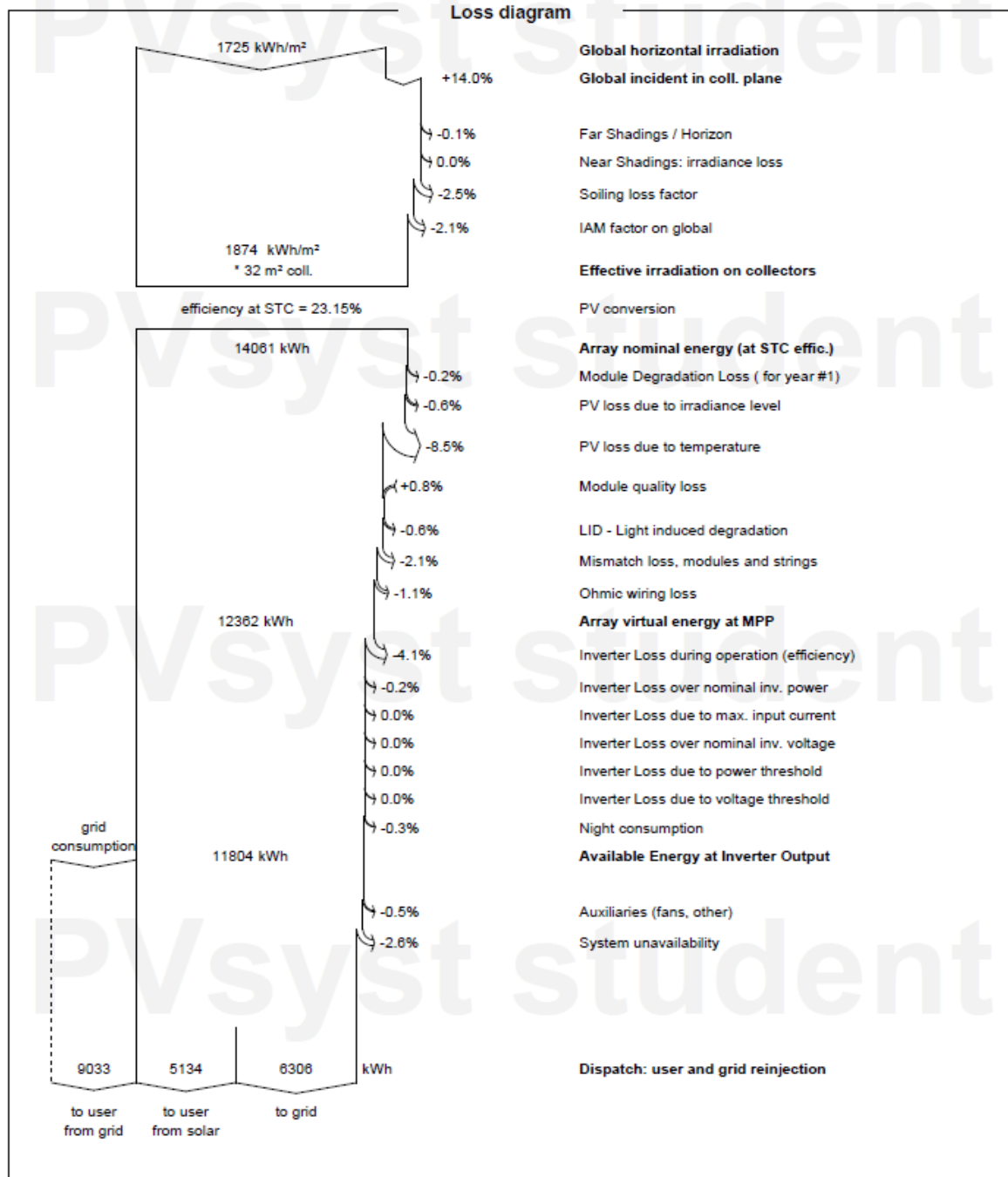


Figura 49: Diagrama de pérdidas caso I (Fuente: PVsyst)

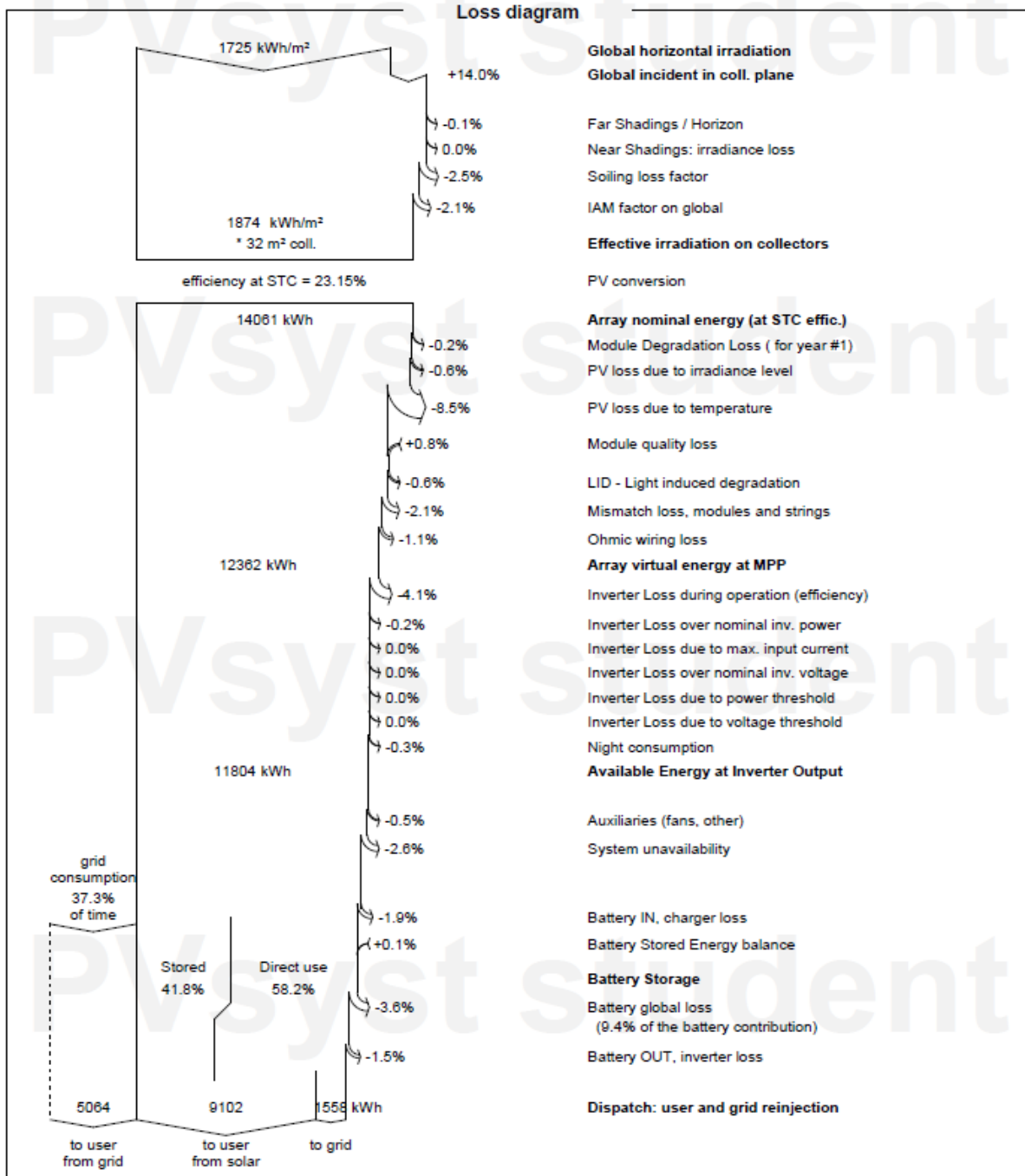


Figura 50: Diagrama de pérdidas caso II (PVsyst)

Tal y como se ve en la figura 50 el 41,8% de la energía consumida por la vivienda es almacenada por la batería. La batería consigue reducir la compra de electricidad en 3.969 kWh/año, pudiendo reducir así la factura hasta 300 € al año.

## 7.2 RESULTADOS A LO LARGO DE LA VIDA ÚTIL DE LA INSTALACIÓN

Para estudiar el deterioro de la instalación se ha realizado una simulación de envejecimiento desde el año 1 hasta el año 30. Los resultados también han sido obtenidos realizando varias simulaciones de distintos años e interpolando los valores no simulados. Los resultados de dichas simulaciones se exponen a continuación.

### CASO I

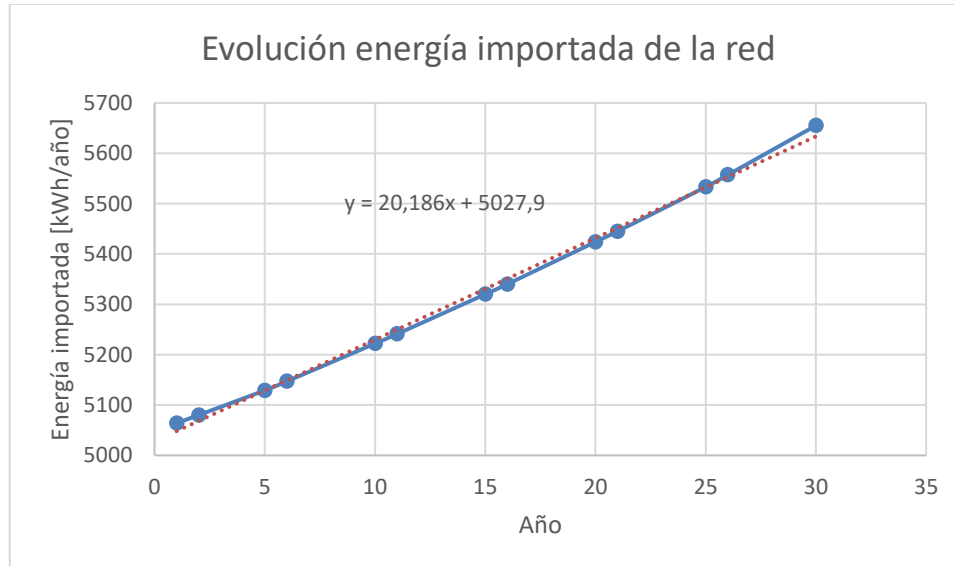
<b>Años</b>	<b>Energía generada (kWh/año)</b>	<b>Energía vertida (kWh/año)</b>	<b>Energía de la red (kWh/año)</b>	<b>Energía consumida de la instalación (kWh/año)</b>
1	11.437	6.303	9.033	5.134
2	11.390	6.260	9.037	5.130
3	11.340	6.214	9.041	5.126
4	11.289	6.168	9.045	5.121
5	11.239	6.122	9.049	5.117
6	11.189	6.076	9.053	5.113
7	11.138	6.029	9.058	5.109
8	11.087	5.983	9.062	5.104
9	11.036	5.936	9.066	5.100
10	10.986	5.890	9.071	5.096
11	10.934	5.843	9.075	5.091
12	10.883	5.796	9.080	5.087
13	10.831	5.749	9.084	5.082
14	10.779	5.701	9.089	5.078
15	10.727	5.654	9.093	5.073
16	10.676	5.607	9.098	5.069
17	10.623	5.559	9.102	5.064
18	10.571	5.512	9.107	5.059
19	10.520	5.465	9.112	5.055
20	10.467	5.417	9.116	5.050
21	10.415	5.370	9.121	5.045
22	10.363	5.322	9.126	5.041
23	10.311	5.275	9.131	5.036
24	10.258	5.227	9.135	5.031

Años	Energía generada (kWh/año)	Energía vertida (kWh/año)	Energía de la red (kWh/año)	Energía consumida de la instalación (kWh/año)
25	10.206	5.180	9.140	5.026
26	10.153	5.132	9.145	5.021
27	10.101	5.085	9.150	5.016
28	10.049	5.038	9.155	5.011
29	9.996	4.990	9.160	5.006
30	9.944	4.943	9.165	5.001

Tabla 19: Evolución de la energía a lo largo de la vida útil caso I

## CASO II

Para el análisis de los datos se ha realizado la simulación de unos años al azar y posteriormente se han interpolado el resto de los resultados. Obteniendo la gráfica 16 con la línea de tendencia, que se ha usado para la estimación del resto de parámetros.



Gráfica 16: Estimación energía importada de la red durante la VU

<b>Año</b>	<b>Energía generada (kWh/año)</b>	<b>Energía exportada (kWh/año)</b>	<b>Energía importada (kWh/año)</b>	<b>Energía consumida (kWh/año)</b>	<b>Energía almacenada (kWh/año)</b>
1	14.464,6	1.558	5.064	9.102	3.804,6
2	14.419,5	1.525	5.080	9.087	3.807,5
3	14.363,7	1.492	5.096	9.071	3.800,7
4	14.316,7	1.460	5.112	9.054	3.802,7
5	14.269,6	1.428	5.129	9.037	3.804,6
6	14.212,6	1.396,6	5.147	9.019	3.797,0
7	14.165,0	1.365,6	5.165	9.001	3.798,4
8	14.108,2	1.335,8	5.184	8.982	3.790,4
9	14.060,7	1.304,9	5.203	8.964	3.791,8
10	14.003,2	1.274,5	5.222	8.945	3.783,7
11	13.944,4	1.244,1	5.241	8.925	3.775,3
12	13.895,9	1.213,8	5.261	8.906	3.776,1
13	13.837,2	1.183,5	5.280	8.886	3.767,7
14	13.789,2	1.153,7	5.300	8.867	3.768,5
15	13.729,9	1.124,3	5.320	8.846	3.759,6
16	13.680,4	1.094,5	5.340	8.826	3.759,9
17	13.622,2	1.064,8	5.361	8.806	3.751,4
18	13.562,6	1.035,2	5.382	8.785	3.742,4
19	13.512,0	1.005,8	5.402	8.764	3.742,2
20	13.453,2	976,9	5.424	8.743	3.733,3
21	13.402,8	947,8	5.445	8.722	3.733,0
22	13.342,9	919,3	5.466	8.700	3.723,6
23	13.283,7	891,5	5.489	8.678	3.714,2
24	13.232,6	863,2	5.511	8.656	3.713,4
25	13.172,4	835,8	5.533	8.633	3.703,6
26	13.112,4	808,7	5.557	8.610	3.693,7
27	13.051,6	782,2	5.580	8.586	3.683,4
28	12.991,0	755,9	5.604	8.562	3.673,1
29	12.930,6	731,2	5.629	8.537	3.662,4
30	12.870,7	707,1	5.655	8.512	3.651,6

Tabla 20: Evolución de la energía a lo largo de la vida útil caso II

Tal y como se puede observar en la tabla 19 y la tabla 20 la producción energética disminuye progresivamente a lo largo de la vida útil de la instalación debido a la degradación del sistema. En el caso de la tabla 19 en 30 años se han perdido 1493 kWh/año, un 13,1% en ese periodo. Por su parte la tabla 20 demuestra una pérdida del 11% en ese periodo de tiempo, pues la energía generada pasa de 14.464,6 kWh/año a 12.870,1 kWh/año.

Cabe destacar que el uso de la batería no disminuye la degradación de los equipos del sistema, esta aumenta el aprovechamiento de la energía generada, aumentando el nivel de autoconsumo, es decir, la pérdida de energía anual es prácticamente la misma, pero al autoconsumir más energía gracias a la batería el porcentaje es menor.

### 7.3 ESTUDIO ECONÓMICO

Para realizar el estudio económico se considerarán los principales componentes de la instalación, sus costes, el periodo de renovar el componente, los costes de mantenimiento y los costes de instalación. También se estudiarán los costes eléctricos anuales teniendo en cuenta que a lo largo de la vida útil el rendimiento de la instalación disminuye, lo que genera un aumento de los costes.

#### INVERSIÓN INICIAL:

<b>CASO I</b>	<b>Número de unidades</b>	<b>Coste unidad (€)</b>	<b>Coste total (€)</b>
<b>Modulo FV (JA Solar)</b>	12	113,74	1.364,88
<b>Inversor (Solis)</b>			1.047
<b>Contador</b>			280
<b>Instalación</b>			2.900
<b>Legalización y tramitación</b>			300
<b><i>Total</i></b>			<b>5.891,88</b>

Tabla 21: Inversión inicial caso I

<b>CASO II</b>	<b>Número de unidades</b>	<b>Coste unidad (€)</b>	<b>Coste total (€)</b>
<b>Modulo FV (JA Solar)</b>	12	113,74	1.364,88
<b>Batería</b>			4.225,93
<b>Inversor (Solis)</b>			1.047
<b>Contador</b>			280
<b>Instalación</b>			2.900
<b>Legalización y tramitación</b>			300
<b>Total</b>			<b>10.117,81</b>

Tabla 22: Inversión inicial caso II

Analizando las tablas 21 y 22 se puede observar que la inversión inicial del caso I, 5891€ es inferior a la mitad de la inversión inicial del caso II, 10.117 €. Esta gran diferencia se debe al alto precio de las baterías. Se podría evitar un precio tan elevado disminuyendo la potencia de la batería.

Continuando con el estudio económico se procede al estudio de los ahorros obtenidos en cada caso. Para esto se ha usado un precio de venta de la electricidad consumida de la red de 0,14 €/kWh y un precio para la compensación de excedentes de 0,05 €/kWh esto se debe al uso de la batería virtual que ofrece Iberdrola.

<b>Año</b>	<b>Energía vertida (kWh/año)</b>	<b>Energía de la red (kWh/año)</b>	<b>Coste de la energía de la red (€)</b>	<b>Compensación (€)</b>	<b>Coste total (€)</b>
<b>1</b>	6.303	9.033	1.264,62	315,15	949,47
<b>2</b>	6.260	9.037	1.265,18	313	952,18
<b>3</b>	6.214	9.041	1.265,74	310,7	955,04
<b>4</b>	6.168	9.045	1.266,3	308,4	957,9
<b>5</b>	6.122	9.049	1.266,86	306,1	960,76
<b>6</b>	6.076	9.053	1.267,42	303,8	963,62
<b>7</b>	6.029	9.058	1.268,12	301,45	966,67
<b>8</b>	5.983	9.062	1.268,68	299,15	969,53
<b>9</b>	5.936	9.066	1.269,24	296,8	972,44
<b>10</b>	5.890	9.071	1.269,94	294,5	975,44
<b>11</b>	5.843	9.075	1.270,5	292,15	978,35
<b>12</b>	5.796	9.080	1.271,2	289,8	981,4

<b>Año</b>	<b>Energía vertida (kWh/año)</b>	<b>Energía de la red (kWh/año)</b>	<b>Coste de la energía de la red (€)</b>	<b>Compensación (€)</b>	<b>Coste total (€)</b>
13	5.749	9.084	1.271,76	287,45	984,31
14	5.701	9.089	1.272,46	285,05	987,41
15	5.654	9.093	1.273,02	282,7	990,32
16	5.607	9.098	1.273,72	280,35	993,37
17	5.559	9.102	1.274,28	277,95	996,33
18	5.512	9.107	1.274,98	275,6	999,38
19	5.465	9.112	1.275,68	273,25	1.002,43
20	5.417	9.116	1.276,24	270,85	1.005,39
21	5.370	9.121	1.276,94	268,5	1.008,44
22	5.322	9.126	1.277,64	266,1	1.011,54
23	5.275	9.131	1.278,34	263,75	1.014,59
24	5.227	9.135	1.278,9	261,35	1.017,55
25	5.180	9.140	1.279,6	259	1.020,6
26	5.132	9.145	1.280,3	256,6	1.023,7
27	5.085	9.150	1.281	254,25	1.026,75
28	5.038	9.155	1.281,7	251,9	1.029,8
29	4.990	9.160	1.282,4	249,5	1.032,9
30	4.943	9.165	1.283,1	247,15	1.035,95

Tabla 23: Evolución de los costes durante la vida útil caso I

<b>Año</b>	<b>Energía vertida (kWh/año)</b>	<b>Energía de la red (kWh/año)</b>	<b>Coste de la energía de la red (€)</b>	<b>Compensación (€)</b>	<b>Coste final (€)</b>
1	1.558	5.064	708,96	77,9	631,06
2	1.525	5.080	711,2	76,25	634,95
3	1.492	5.096	713,44	74,6	638,84
4	1.460	5.112	715,68	73	642,68
5	1.428	5.129	718,06	71,4	646,66
6	1.396,6	5.147	720,58	69,83	650,75
7	1.365,6	5.165	723,1	68,28	654,82
8	1.335,8	5.184	725,76	66,79	658,97
9	1.304,9	5.203	728,42	65,245	663,175
10	1.274,5	5.222	731,08	63,725	667,355
11	1.244,1	5.241	733,74	62,205	671,535

<b>Año</b>	<b>Energía vertida (kWh/año)</b>	<b>Energía de la red (kWh/año)</b>	<b>Coste de la energía de la red (€)</b>	<b>Compensación (€)</b>	<b>Coste final (€)</b>
12	1.213,8	5.261	736,54	60,69	675,85
13	1.183,5	5.280	739,2	59,175	680,025
14	1.153,7	5.300	742	57,685	684,315
15	1.124,3	5.320	744,8	56,215	688,585
16	1.094,5	5.340	747,6	54,725	692,875
17	1.064,8	5.361	750,54	53,24	697,3
18	1.035,2	5.382	753,48	51,76	701,72
19	1.005,8	5.402	756,28	50,29	705,99
20	976,9	5.424	759,36	48,845	710,515
21	947,8	5.445	762,3	47,39	714,91
22	919,3	5.466	765,24	45,965	719,275
23	891,5	5.489	768,46	44,575	723,885
24	863,2	5.511	771,54	43,16	728,38
25	835,8	5.533	774,62	41,79	732,83
26	808,7	5.557	777,98	40,435	737,545
27	782,2	5.580	781,2	39,11	742,09
28	755,9	5.604	784,56	37,795	746,765
29	731,2	5.629	788,06	36,56	751,5
30	707,1	5.655	791,7	35,355	756,345

Tabla 24: Evolución de los costes durante la vida útil caso II

Tal y como se pudo observar en las tablas 23 y 24 se puede ver que los costes son siempre positivos esto significa que el beneficio por compensación es inferior a los costes de la electricidad. Cabe destacar que estos nunca podrían hacerse negativos. Las compañías solo pagan hasta que la factura se hace nula, el resto de energía inyectada a la red tendría un valor de 0€

Por último, se estudiará el ahorro conseguido en cada una de las instalaciones.

<b>Años</b>	<b>Ahorro Autoconsumo (€)</b>	<b>Ahorro por excedentes (€)</b>	<b>Ahorro total (€)</b>
1	718,76	315,15	1.033,91
2	718,2	313	1.031,2
3	717,64	310,7	1.028,34
4	716,94	308,4	1.025,34
5	716,38	306,1	1.022,48
6	715,82	303,8	1.019,62
7	715,26	301,45	1.016,71
8	714,56	299,15	1.013,71
9	714	296,8	1.010,8
10	713,44	294,5	1.007,94
11	712,74	292,15	1.004,89
12	712,18	289,8	1.001,98
13	711,48	287,45	998,93
14	710,92	285,05	995,97
15	710,22	282,7	992,92
16	709,66	280,35	990,01
17	708,96	277,95	986,91
18	708,26	275,6	983,86
19	707,7	273,25	980,95
20	707	270,85	977,85
21	706,3	268,5	974,8
22	705,74	266,1	971,84
23	705,04	263,75	968,79
24	704,34	261,35	965,69
25	703,64	259	962,64
26	702,94	256,6	959,54
27	702,24	254,25	956,49
28	701,54	251,9	953,44
29	700,84	249,5	950,34
30	700,14	247,15	947,29

Tabla 25: Evolución del ahorro anual caso I

<b>Año</b>	<b>Ahorro Autoconsumo (€)</b>	<b>Ahorro por excedentes (€)</b>	<b>Ahorro total (€)</b>
1	1.274,28	77,9	1.352,18
2	1.272,18	76,25	1.348,43
3	1.269,94	74,6	1.344,54
4	1.267,56	73	1.340,56
5	1.265,18	71,4	1.336,58
6	1.262,66	69,83	1.332,49
7	1.260,14	68,28	1.328,42
8	1.257,48	66,79	1.324,27
9	1.254,96	65,245	1.320,205
10	1.252,3	63,725	1.316,025
11	1.249,5	62,205	1.311,705
12	1.246,84	60,69	1.307,53
13	1.244,04	59,175	1.303,215
14	1.241,38	57,685	1.299,065
15	1.238,44	56,215	1.294,655
16	1.235,64	54,725	1.290,365
17	1.232,84	53,24	1.286,08
18	1.229,9	51,76	1.281,66
19	1.226,96	50,29	1.277,25
20	1.224,02	48,845	1.272,865
21	1.221,08	47,39	1.268,47
22	1.218	45,965	1.263,965
23	1.214,92	44,575	1.259,495
24	1.211,84	43,16	1.255
25	1.208,62	41,79	1.250,41
26	1.205,4	40,435	1.245,835
27	1.202,04	39,11	1.241,15
28	1.198,68	37,795	1.236,475
29	1.195,18	36,56	1.231,74
30	1.191,68	35,355	1.227,035

Tabla 26: Evolución del ahorro anual caso II

Observando las tablas 25 y 26, se puede ver el ahorro que hay a la hora de poner cada una de las instalaciones. Para ello se ha asumido que toda la energía de las baterías es consumida por la vivienda, lo que genera una gran diferencia en el ahorro del caso II. Sin embargo, aún no está claro si este ahorro permitirá amortizar la batería.

#### **7.4 RENTABILIDAD DEL PROYECTO**

Una vez realizado el estudio económico de la instalación se procede a su análisis de rentabilidad económica. Para ello se compararán los beneficios económicos futuros que genera la instalación a lo largo de su vida útil. Para analizar la rentabilidad se van a estudiar parámetros como el Payback, el VAN (Valor actual Neto) y la TIR (tasa interna de retorno).

El objetivo de este análisis es determinar si el uso de la batería se puede justificar económicamente. Esto se debe a que a pesar de que la batería permita aumentar el autoconsumo y reducir la energía importada de la red, esta presenta un incremento importante en el coste inicial de la instalación. Por ello, es primordial hacer el análisis tanto energético como económico. Pues no está del todo claro si el aumento de la eficiencia del autoconsumo compensará el gran incremento del coste inicial.

En primer lugar, se comenzará estudiando el VAN. Este indicador se obtiene con la diferencia del Beneficio Neto Actualizado (BNA) y la inversión inicial. El BNA muestra el valor del flujo de caja al aplicar una tasa de descuento, en este caso será de 4%, para saber su valor actual. (MBA Madrid, 2023).

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (1)$$

$V_t \equiv$  Flujos de caja en cada periodo de tiempo

$k \equiv$  Tipo de interés

$I_0 \equiv$  Inversión inicial

$n \equiv$  El número de períodos considerados

En segundo lugar, se estudiará la TIR. Este indicador determina cuál es la mejor alternativa de inversión, es decir, este evalúa la rentabilidad que tendrá el proyecto de antemano. Para el cálculo de este hay que igualar el VAN a cero y despejar el tipo de interés, este es la Tasa Interna de Retorno. (MBA Madrid, 2023).

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 \quad (2)$$

Por último, el Payback o también conocido como plazo de recuperación, es un criterio para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar la inversión inicial. Este se calcula con la división entre la inversión inicial y el ahorro anual, si este es constante, sino sería con la inversión inicial partido el flujo de caja.

$$Payback = \frac{I_0}{\sum_{t=1}^n V_t} \quad (3)$$

Para realizar el cálculo de los flujos de caja se ha tenido en cuenta un coste del 5%, de la inversión anual, para el mantenimiento de la planta. Además, se ha estimado un cambio de inversor cada 10 años. Se ha tenido en cuenta una reducción del IBI del 50% en los primeros 5 años. Por tanto, si actualmente se paga 1138,92 €, se consigue en los 5 primeros años un ahorro de 569,46 €, además del ahorro obtenido por el uso de la instalación.

Año	Costes (€)	Ahorros (€)	Flujo de caja (€)	Ganancias (€)
0	-5.891,88 €		-5.891,88 €	-5.891,88 €
1	-294,59 €	1.603,37 €	1.308,78 €	-4.583,10 €
2	-294,59 €	1.031,20 €	736,61 €	-3.846,50 €
3	-294,59 €	1.597,80 €	1.303,21 €	-2.543,29 €
4	-294,59 €	1.025,34 €	730,75 €	-1.812,55 €
5	-294,59 €	1.591,94 €	1.297,35 €	-515,20 €
6	-294,59 €	1.019,62 €	725,03 €	209,83 €
7	-294,59 €	1.016,71 €	722,12 €	931,94 €
8	-294,59 €	1.013,71 €	719,12 €	1.651,06 €
9	-294,59 €	1.010,80 €	716,21 €	2.367,26 €
10	-1.341,59 €	1.007,94 €	-333,65 €	2.033,61 €
11	-294,59 €	1.004,89 €	710,30 €	2.743,91 €
12	-294,59 €	1.001,98 €	707,39 €	3.451,29 €
13	-294,59 €	998,93 €	704,34 €	4.155,63 €
14	-294,59 €	995,97 €	701,38 €	4.857,00 €
15	-294,59 €	992,92 €	698,33 €	5.555,33 €
16	-294,59 €	990,01 €	695,42 €	6.250,75 €
17	-294,59 €	986,91 €	692,32 €	6.943,06 €
18	-294,59 €	983,86 €	689,27 €	7.632,33 €
19	-294,59 €	980,95 €	686,36 €	8.318,68 €
20	-1.341,59 €	977,85 €	-363,74 €	7.954,94 €
21	-294,59 €	974,80 €	680,21 €	8.635,15 €
22	-294,59 €	971,84 €	677,25 €	9.312,39 €
23	-294,59 €	968,79 €	674,20 €	9.986,59 €
24	-294,59 €	965,69 €	671,10 €	10.657,68 €
25	-294,59 €	962,64 €	668,05 €	11.325,73 €
26	-294,59 €	959,54 €	664,95 €	11.990,68 €
27	-294,59 €	956,49 €	661,90 €	12.652,57 €
28	-294,59 €	953,44 €	658,85 €	13.311,42 €
29	-294,59 €	950,34 €	655,75 €	13.967,16 €
30	-1.341,59 €	947,29 €	-394,30 €	13.572,86 €

Tabla 27: Flujo de caja caso I

Analizando los resultados de la tabla 27 se puede ver como entre el año 5 y el año 6 las ganancias pasan de ser negativas a positivas, por lo que el payback se encuentra entre esos dos años. Aplicando la fórmula 3 se puede obtener un payback de 5,7 años. Aplicando la ecuación 2 se obtiene una TIR de 16,4 % y aplicando la fórmula 1 se obtiene un VAN de 7.305 €.

Caso II

<b>Año</b>	<b>Costes (€)</b>	<b>Ahorros (€)</b>	<b>Flujo de caja (€)</b>	<b>Ganancias (€)</b>
0	-10.117,81 €		-10.117,81 €	-10.117,81 €
1	-505,89 €	1.921,64 €	1.415,75 €	-8.702,06 €
2	-505,89 €	1.917,89 €	1.412,00 €	-7.290,06 €
3	-505,89 €	1.914,00 €	1.408,11 €	-5.881,95 €
4	-505,89 €	1.910,02 €	1.404,13 €	-4.477,82 €
5	-505,89 €	1.906,04 €	1.400,15 €	-3.077,67 €
6	-505,89 €	1.332,49 €	826,60 €	-2.251,07 €
7	-505,89 €	1.328,42 €	822,53 €	-1.428,54 €
8	-505,89 €	1.324,27 €	818,38 €	-610,16 €
9	-505,89 €	1.320,21 €	814,31 €	204,15 €
10	-1.552,89 €	1.316,03 €	-236,87 €	-32,72 €
11	-505,89 €	1.311,71 €	805,81 €	773,10 €
12	-505,89 €	1.307,53 €	801,64 €	1.574,74 €
13	-505,89 €	1.303,22 €	797,32 €	2.372,06 €
14	-505,89 €	1.299,07 €	793,17 €	3.165,24 €
15	-505,89 €	1.294,66 €	788,76 €	3.954,00 €
16	-505,89 €	1.290,37 €	784,47 €	4.738,48 €
17	-505,89 €	1.286,08 €	780,19 €	5.518,67 €
18	-505,89 €	1.281,66 €	775,77 €	6.294,44 €
19	-505,89 €	1.277,25 €	771,36 €	7.065,80 €
20	-1.552,89 €	1.272,87 €	-280,03 €	6.785,77 €
21	-505,89 €	1.268,47 €	762,58 €	7.548,35 €
22	-505,89 €	1.263,97 €	758,07 €	8.306,42 €
23	-505,89 €	1.259,50 €	753,60 €	9.060,03 €
24	-505,89 €	1.255,00 €	749,11 €	9.809,14 €
25	-505,89 €	1.250,41 €	744,52 €	10.553,66 €

Año	Costes (€)	Ahorros (€)	Flujo de caja (€)	Ganancias (€)
26	-505,89 €	1.245,84 €	739,94 €	11.293,60 €
27	-505,89 €	1.241,15 €	735,26 €	12.028,86 €
28	-505,89 €	1.236,48 €	730,58 €	12.759,45 €
29	-505,89 €	1.231,74 €	725,85 €	13.485,30 €
30	-1.552,89 €	1.227,04 €	-325,86 €	13.159,44 €

Tabla 28: Flujo de caja caso II

Analizando los resultados de la tabla 28 se puede ver como entre el año 8 y el año 9 las ganancias pasan de ser negativas a positivas, por lo que el payback se encuentra entre esos dos años. Aplicando la fórmula 3 se puede obtener un payback de 8,75 años. Aplicando la ecuación 2 se obtiene una TIR de 8,54 % y aplicando la fórmula 1 se obtiene un VAN de 4.669 €.

## 7.5 DECISIÓN FINAL DEL DISEÑO ELEGIDO

Resumen económico				
Caso	VAN (€)	TIR	Payback simple (años)	Ahorro neto 30 años (€)
Caso I sin batería	7.305,54	16,40%	5	20.603
Caso II con batería	4.669,03	8,54%	9	23.277

Tabla 29: Resumen económico

La tabla 29 resume los principales indicadores económicos obtenidos para ambos casos. Se puede apreciar un VAN positivo en ambos casos y una TIR superior a la tasa de descuento propuesta, lo que indica que ambos casos son viables. Sin embargo, el caso I presenta una mayor rentabilidad financiera, alcanzando un VAN de 7.305 € y una TIR de 16,4 % frente a 4.669 € y una TIR de 8,54 %.

Cabe destacar que la batería debería de ser de mayor potencia para poder acumular todo el excedente, por lo que si una batería de 16 kWh, no es suficiente tendríamos que ir a una de 20 kWh, lo que incrementaría mucho más la inversión inicial y esto desencadenaría en una disminución del VAN y de la TIR lo que implica que económicamente hablando es más llamativo el caso I.

Por tanto, el mejor caso sería el I. Doce paneles de 625 Wp, un inversor de 6 kW y la estructura coplanar.

## **7.6 LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN**

Una vez finalizado el diseño de la instalación, es necesario realizar una serie de trámites administrativos y técnicos para su puesta en servicio y su adaptación a la norma actual. Puesto que se trata de una instalación residencial de autoconsumo inferior a 100 kW, el procedimiento de legalización se encuentra regulado por el Real Decreto 244/2019.

Dado que la potencia instalada es inferior a 10 kW, la documentación técnica requerida consiste en una Memoria Técnica de Diseño. Por otro lado, al estar conectada a la red de baja tensión y ubicarse en un suelo urbanizado, la instalación no necesita permisos y conexión por ser inferior a 15 kW.

Antes de comenzar con la obra se han de solicitar los permisos al municipio correspondiente, que en el caso de instalaciones sobre cubierta se realiza mediante declaración responsable, este es un trámite administrativo simplificado en el que el propietario notifica al ayuntamiento que va a realizar una actuación y confirma que cumple todos los requisitos legales exigidos. Tras el montaje la instaladora emitirá el certificado de instalación eléctrica.

A continuación, se ha de formalizar el contrato de compensación de excedentes con la compañía eléctrica. Lo que permitirá el acceso a la batería virtual.

Para poder beneficiarse de la compensación simplificada de excedentes, la instalación debe utilizar fuentes de energía renovable, disponer de una potencia igual o inferior a 100 kW y

no recibir remuneraciones adicionales distintas de las previstas. Cumplir con dichos requisitos permite que se compensen los excedentes de forma económica en la factura de la luz.

## 7.7 CONTAMINACIÓN EVITADA

La generación de electricidad a través de energía fotovoltaica permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la producción eléctrica convencional. Para obtener este beneficio ambiental se calcula la cantidad de dióxido de carbono evitada a partir de la energía producida por la instalación y del factor de emisión medio del sistema eléctrico.

Al obtener una producción anual de 11.440 kWh/año y un factor de emisión de 0,18 kgCO<sub>2</sub>/kWh, podemos obtener el dióxido de carbono evitado en un año con el siguiente cálculo:

$$11.440 \frac{kWh}{año} \times 0,181 \frac{kgCo2}{kWh} = 2070,64 kgCo2$$

A lo largo de su vida útil, si consideramos que el factor se mantiene en 0,18 se reducen los siguientes gases de efecto invernadero, se podría obtener una reducción de hasta 58.000 kg de CO<sub>2</sub>.

Año	CO2 evitado (Kg CO <sub>2</sub> )
1	2.070,097
2	2.061,59
3	2.052,54
4	2.043,309
5	2.034,259
6	2.025,209
7	2.015,978
8	2.006,747
9	1.997,516
10	1.988,466
11	1.979,054

<b>Año</b>	<b>CO2 evitado (Kg CO<sub>2</sub>)</b>
12	1.969,823
13	1.960,411
14	1.950,999
15	1.941,587
16	1.932,356
17	1.922,763
18	1.913,351
19	1.904,12
20	1.894,527
21	1.885,115
22	1.875,703
23	1.866,291
24	1.856,698
25	1.847,286
26	1.837,693
27	1.828,281
28	1.818,869
29	1.809,276
30	1.799,864
<b>Total</b>	<b>58.089,778</b>

Tabla 30: CO<sub>2</sub> evitado a lo largo de la vida útil30

## Capítulo 8. CONCLUSIONES

A lo largo de este trabajo se ha realizado un estudio completo del diseño de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo para una vivienda unifamiliar del sector residencial. A lo largo del estudio se han evaluado los casos en función de condiciones reales de la vivienda, para comprobar que la instalación es viable en este caso y si se puede justificar económicamente.

Tras la realización de múltiples simulaciones se llegó a la conclusión de que el sistema más eficiente en este caso era el compuesto por 12 módulos de 625 Wp, un inversor de 6 kW y una estructura coplanar sobre la cubierta, ajustándose así a los parámetros expuestos con anterioridad.

En este proyecto se han tenido dos casos principales, una instalación sin batería y otra con batería. En el caso sin batería la inversión inicial es inferior y aprovecha la energía generada principalmente mediante autoconsumo directo y mediante compensación de excedentes. El caso con batería presenta una inversión inicial mayor y permite reducir bastante la energía exportada y la energía importada de la red, pues esta almacena parte de la producción que no se consume en el momento de generarla. Analizando desde el punto de vista energético, la batería mejora el aprovechamiento de la energía producida.

Sin embargo, analizando desde el punto de vista económico el caso sin batería presenta una recuperación más rápida y una rentabilidad más atractiva, pues presenta un VAN de 7.305 € y una TIR del 16,4 %, mientras que el caso con baterías presenta una rentabilidad inferior con un VAN de 4.669 € y una TIR del 8,54 %. Con estos resultados podemos confirmar que la batería mejora el aprovechamiento energético, pero penaliza la rentabilidad.

Desde el punto de vista ambiental, la instalación fotovoltaica permite reducir el consumo de electricidad de la red, disminuyendo así las emisiones asociadas al consumo energético de la vivienda. Esta disminución se debe a la potencia generada, por lo que ambas instalaciones

presentarían prácticamente las mismas disminuciones de gases de efecto invernadero. Así es como este proyecto contribuye a los objetivos de sostenibilidad.

Como conclusión, la alternativa seleccionada para la vivienda es el caso sin batería, formado por 12 módulos fotovoltaicos de 625 Wp (7,5 kWp total), en 2 filas de 6, un inversor de 6 kW y una estructura coplanar, sin incorporación de almacenamiento. Este caso presenta una inversión inicial más contenida, una rentabilidad superior y un periodo de recuperación más favorable.

El proyecto demuestra que el autoconsumo residencial puede ser una solución técnica y económicamente viable, si se hace el dimensionamiento adecuado al consumo de la casa y al recurso solar.

## Capítulo 9. BIBLIOGRAFÍA

La energía en España. (s. f.). APPA Renovables. Recuperado 30 de enero de 2026, de <https://www.appa.es/la-energia-en-espana/>

Mora, L., de Cardona, M. S., Crespo, L., Ortega, J. L. G., Farrán, A., Pérez, D., García, J., Pizzinato, S., & Ferri, M. (s. f.). PATRONATO DE LA FUNDACIÓN RENOVABLES  
Presidente: Fernando Ferrando.

Objetivos de Desarrollo Sostenible. (s. f.). UNDP. Recuperado 30 de enero de 2026, de <https://www.undp.org/es/sustainable-development-goals>

Solar fotovoltaica (Sol)(Generación). (s. f.). Informes del sistema. Recuperado 30 de enero de 2026, de <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-de-energiasrenovables/sol/generacion/solar-fotovoltaica-solgeneracion>

Taylor, M. (2020). Energy subsidies: Evolution in the global energy transformation to 2050. International Renewable Energy Agency (IRENA).

<https://www.irena.org/publications>

UNEF. (s. f.). Recursos e informes. UNEF. Recuperado 30 de enero de 2026, de <https://www.unef.es/es/recursos-informes>

Irradiancia solar en sistemas fotovoltaicos: POA, GHI, DHI, DNI. (2025, noviembre 18). Seven Sensor.

<https://www.sevensensor.com/es/irradiancia-solar-en-sistemas-fotovoltaicos-poa-ghi-dhi-dni>

l'Epine, M. de, Dominguèz, G., Kaizuka, I., & Jäger-Waldau, A. (2026). Snapshot 2026. En *IEA-PVPS*. IEA PVPS.

<https://iea-pvps.org/snapshot-reports/>

*Photovoltaics Report—Fraunhofer ISE*. (s. f.). Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Recuperado 12 de junio de 2026, de

<https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>

APPA Renovables. (2026). El autoconsumo consolida su aportación, pero encadena tres años de contracción y reclama una fiscalidad estable. Asociación de Empresas de Energías Renovables.

Cinco Días. (2025, febrero 12). El sector del autoconsumo fotovoltaico se aleja de los objetivos nacionales y queda a la espera de incentivos fiscales.

<https://cincodias.elpais.com/companias/2025-02-12/el-sector-del-autoconsumo-fotovoltaico-se-aleja-de-los-objetivos-nacionales-y-queda-a-la-espera-de-incentivos-fiscales.html>

El País. (2026, mayo 17). Comunidades al albor de la luz solar.

<https://elpais.com/extra/energia/2026-05-17/comunidades-al-albor-de-la-luz-solar.html>

BOE. (2019a). Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, núm. 83, de 6 de abril de 2019, pp. 35674-35719.

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>

BOE. (2022a). Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural. Boletín Oficial del Estado, núm. 251, de 19 de octubre de 2022.

<https://www.boe.es/eli/es/rdl/2022/10/18/18>

IDAE. (2021). Guía profesional de tramitación del autoconsumo. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

<https://www.idae.es>

MITECO. (2023). Autoconsumo de energía eléctrica. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

<https://www.miteco.gob.es/es/energia/temas/energia-electrica/autoconsumo/>

MBA Madrid. (2023, 30 de agosto). *Qué es el VAN, ¿cómo se calcula y se interpreta?* MBA Madrid.

<https://www.mba-madrid.com/economia/valor-actual-neto-van/>

MBA Madrid. (2023, 26 de septiembre). *Qué es el TIR: cómo se calcula y cómo se interpreta.* MBA Madrid.

<https://www.mba-madrid.com/economia/que-es-tir-formula/>

Alonso, J. A. (2025, 2 de mayo). *Tecnologías fotovoltaicas utilizadas en paneles solares.* SunFields. <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/tecnologia/>

# **ANEXO I: INFORME PVSYST SIMULACIÓN DE 30**

## **AÑOS DE LA INSTALACIÓN**



PVsyst V8.0.19

## PVsyst - Simulation report

### Grid-Connected System

Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación\_30años

Sheds on ground

System power: 7.50 kWp

Caso2Autoconsumo - Spain

Author  
Rocío Fernández (Spain)



**PVsyst V8.0.19**

VC3, Simulation date:  
14/06/26 16:12  
with V8.0.19

**Project: Nuevo Proyecto**

Variant: Nueva variante de simulación\_30años

Rocío Fernández (Spain)

**Project summary**

<b>Geographical Site</b> Caso2Autoconsumo España	<b>Situation</b> Latitude 40.63 *(N) Longitude -3.90 *(W) Altitude 726 m Time zone UTC	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Weather data</b> Caso2Autoconsumo Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=26% - Sintético		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b> Simulation for year no 1	<b>Sheds on ground</b>		
<b>Orientation #1</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 24.8 °	<b>Near Shadings</b> Linear shadings : Fast (table)	<b>User's needs</b> Monthly values	
<b>System information</b>			
<b>PV Array</b>		<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 12 units		Nb. of units 1 unit	
Pnom total 7.60 kWp		Total power 6 kWac	
		Pnom ratio 1.26	

**Results summary**

<b>Produced Energy</b> 11440 kWh/year	<b>Specific production</b> 1626 kWh/kWp/year	<b>Perf. Ratio PR</b> 77.67 %
<b>Used Energy</b> 14166 kWh/year		<b>Solar Fraction SF</b> 36.24 %

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Ageing Tool	10
Single-line diagram	12



Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación\_30años

Rocío Fernández (Spain)

PVsyst V8.0.19

VC3, Simulation date:  
14/06/26 16:12  
with V8.0.19

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>				<b>Sheds on ground</b>									
<b>Orientation #1</b>				<b>Models used</b>				<b>Horizon</b>					
Fixed plane				Transposition Perez				Average Height 1.5 *					
Tilt/Azimuth 30 / 24.8 *				Diffuse Perez, Meteorom									
				Circumsolar separate									
<b>Near Shadings</b>				<b>User's needs</b>									
Linear shadings : Fast (table)				Monthly values									
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
1.15	1.26	1.42	1.03	0.97	1.26	1.41	0.71	1.23	1.18	1.36	1.21	14.2	MWh/mth

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JAM66-D46-626-LB	Model	S6-EH3P6K2-H
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	626 Wp	Unit Nom. Power	6.00 kWac
Number of PV modules	12 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	7.50 kWp	Total power	6.0 kWac
Modules	1 strings x 12 In series	Operating voltage	200-850 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.26
Pmpp	6.96 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	450 V		
I mpp	15 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	8 kWp	Total power	6 kWac
Total	12 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	32.4 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.26
Cell area	30.3 m <sup>2</sup>		

### Array losses

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>	
Loss Fraction	2.6 %	Module temperature according to irradiance		Global array res. 476 mΩ	
		Uc (const)	16.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction	1.50 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s		
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>	
Loss Fraction	0.60 %	Loss Fraction	-0.76 %	Loss Fraction	2.00 % at MPP
<b>Strings Mismatch loss</b>		<b>Module average degradation</b>			
Loss Fraction	0.16 %	Year no	1		
		Loss factor	0.45 %/year		
		Imp / Vmp contributions	80% / 20%		
		<b>Mismatch due to degradation</b>			
		Imp RMS dispersion	0 %/year		
		Vmp RMS dispersion	0 %/year		



Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación\_30años

Rocío Fernández (Spain)

**PVsyst V8.0.19**  
VC3, Simulation date:  
14/06/26 16:12  
with V8.0.19

**Array losses**

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.626, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

**System losses**

**Unavailability of the system**

Time fraction 2.0 %  
7.3 days,  
3 periods

**Auxiliary losses**

Proportional to Power 5.0 W/kW  
0.0 kW from Power thresh.

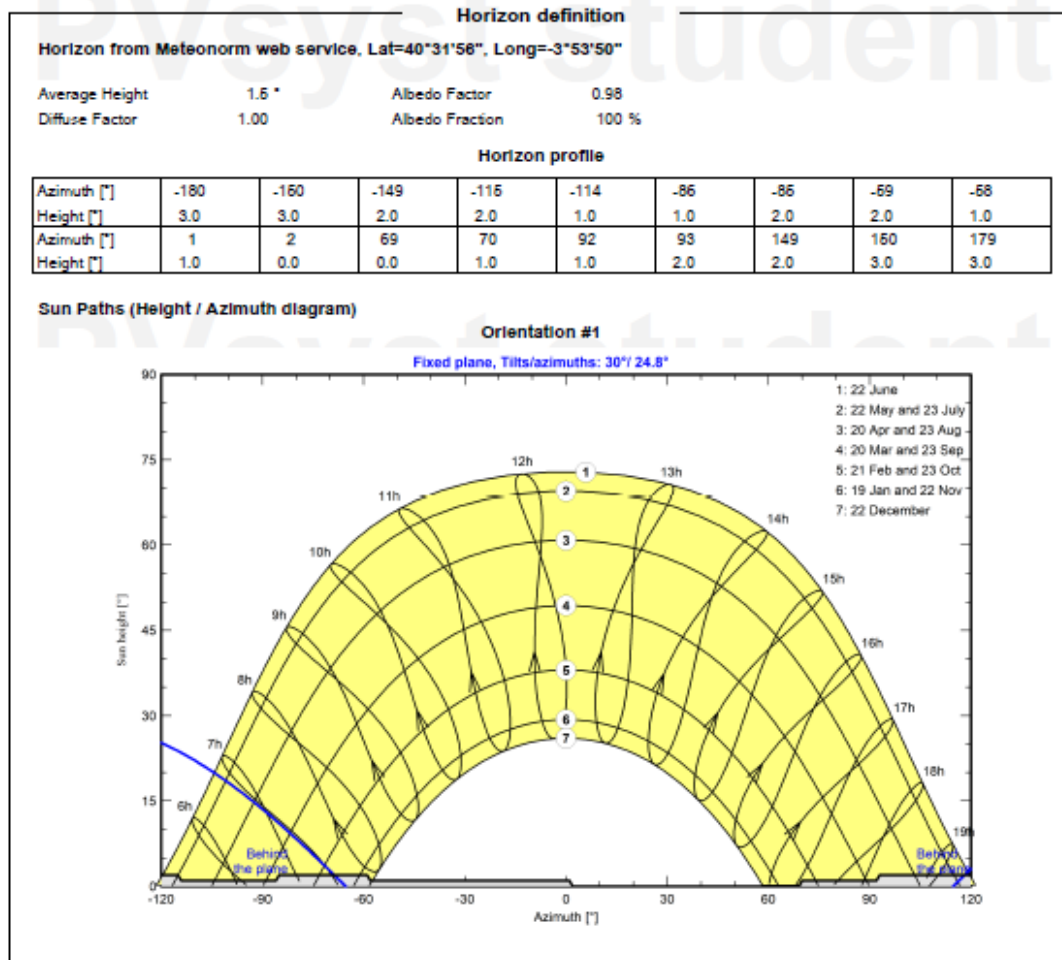


**PVsyst V8.0.19**  
VC3, Simulation date:  
14/06/25 16:12  
with V8.0.19

Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación\_30años

Rocío Fernández (Spain)



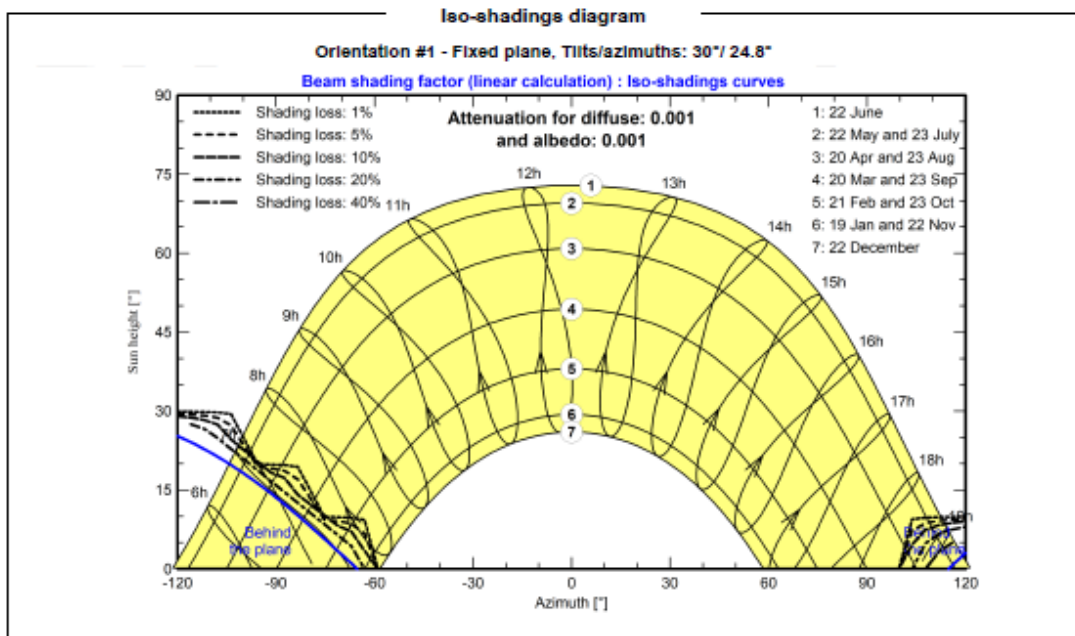
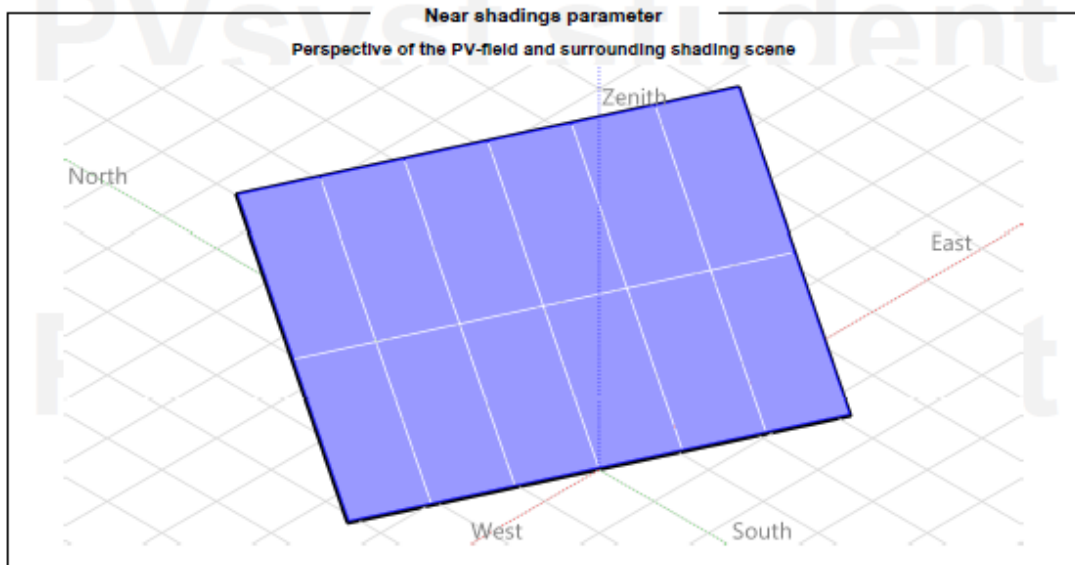


Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación\_30años

Rocío Fernández (Spain)

**PVsyst V8.0.19**  
VC3, Simulation date:  
14/06/26 16:12  
with V8.0.19





Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación\_30años

PVsyst V8.0.19

VC3, Simulation date:  
14/06/26 15:12  
with V8.0.19

Rocío Fernández (Spain)

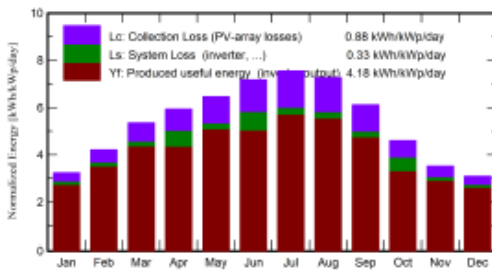
**Main results**

**System Production**

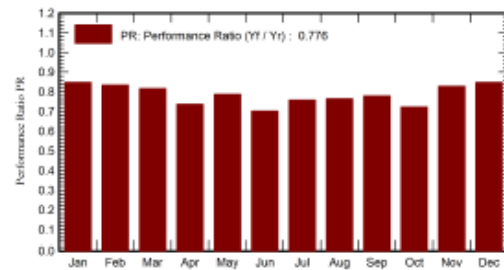
Produced Energy 11440 kWh/year  
Used Energy 14166 kWh/year

Specific production 1525 kWh/kWp/year  
Perf. Ratio PR 77.57 %  
Solar Fraction SF 36.24 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EfrGrid kWh
January	63.8	27.62	6.00	100.5	95.8	674	1152	332	308	820
February	84.7	30.72	7.20	118.2	113.1	777	1250	382	357	868
March	133.8	47.09	10.67	166.1	158.6	1068	1423	524	494	900
April	167.0	66.31	13.07	178.0	169.4	1134	1033	400	584	632
May	205.4	68.45	18.03	200.5	190.6	1244	973	445	740	528
June	226.2	66.40	23.80	215.5	205.1	1314	1245	526	609	719
July	241.3	55.31	27.32	234.1	222.8	1398	1408	640	692	769
August	212.1	53.13	26.80	225.3	214.8	1356	705	332	960	373
September	156.9	47.76	21.66	183.7	175.2	1127	1234	495	578	739
October	108.1	41.79	16.08	142.5	136.1	910	1177	375	399	802
November	68.7	25.41	9.50	105.8	101.1	692	1351	358	300	993
December	56.9	23.44	6.56	96.0	91.6	643	1215	325	285	890
<b>Year</b>	<b>1724.8</b>	<b>553.42</b>	<b>15.61</b>	<b>1966.2</b>	<b>1874.2</b>	<b>12338</b>	<b>14166</b>	<b>5134</b>	<b>6306</b>	<b>9033</b>

**Legends**

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EfrGrid	Energy from the grid

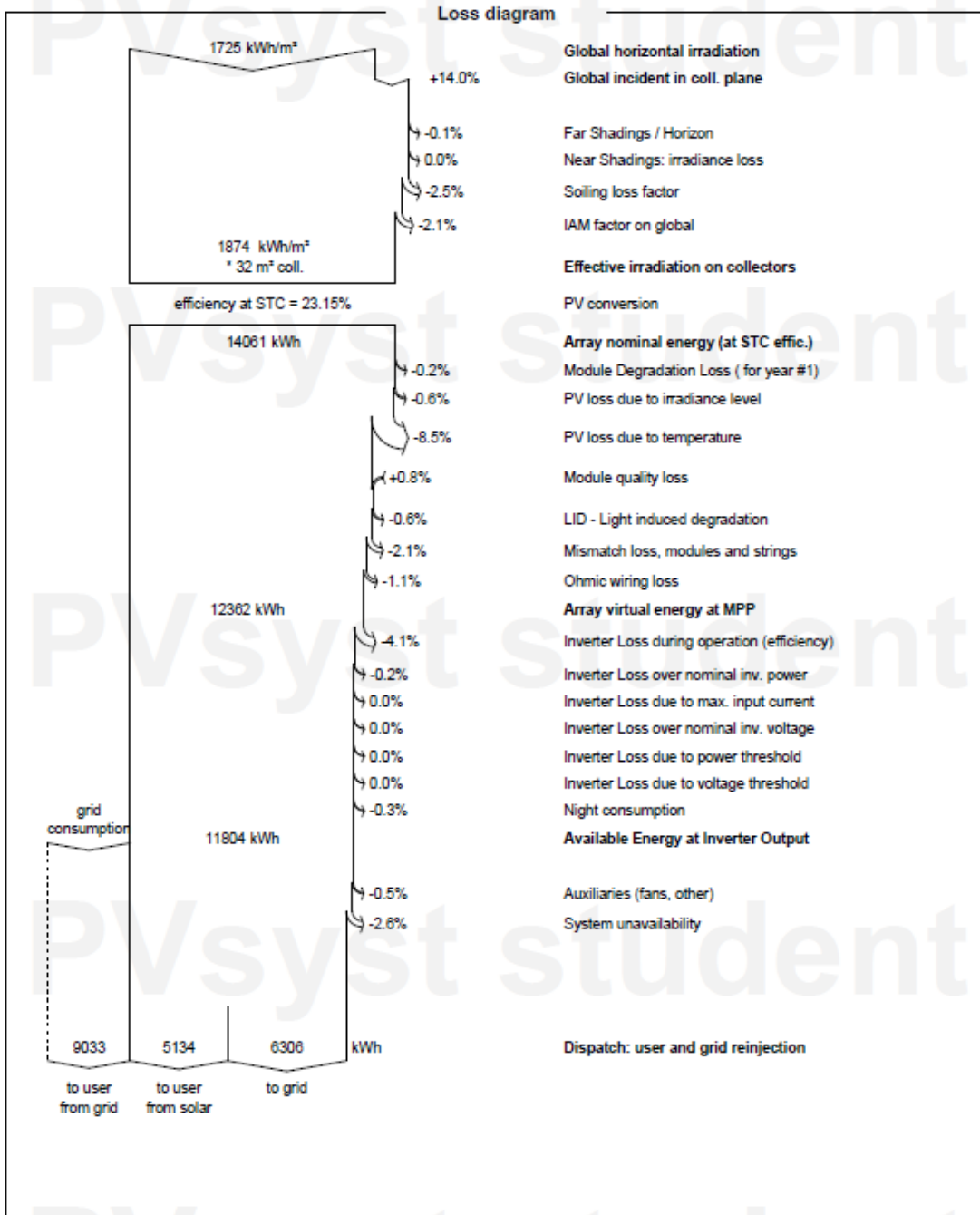


**PVsyat V8.0.19**  
VC3, Simulation date:  
14/06/26 15:12  
with V8.0.19

Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación\_30años

Rocío Fernández (Spain)



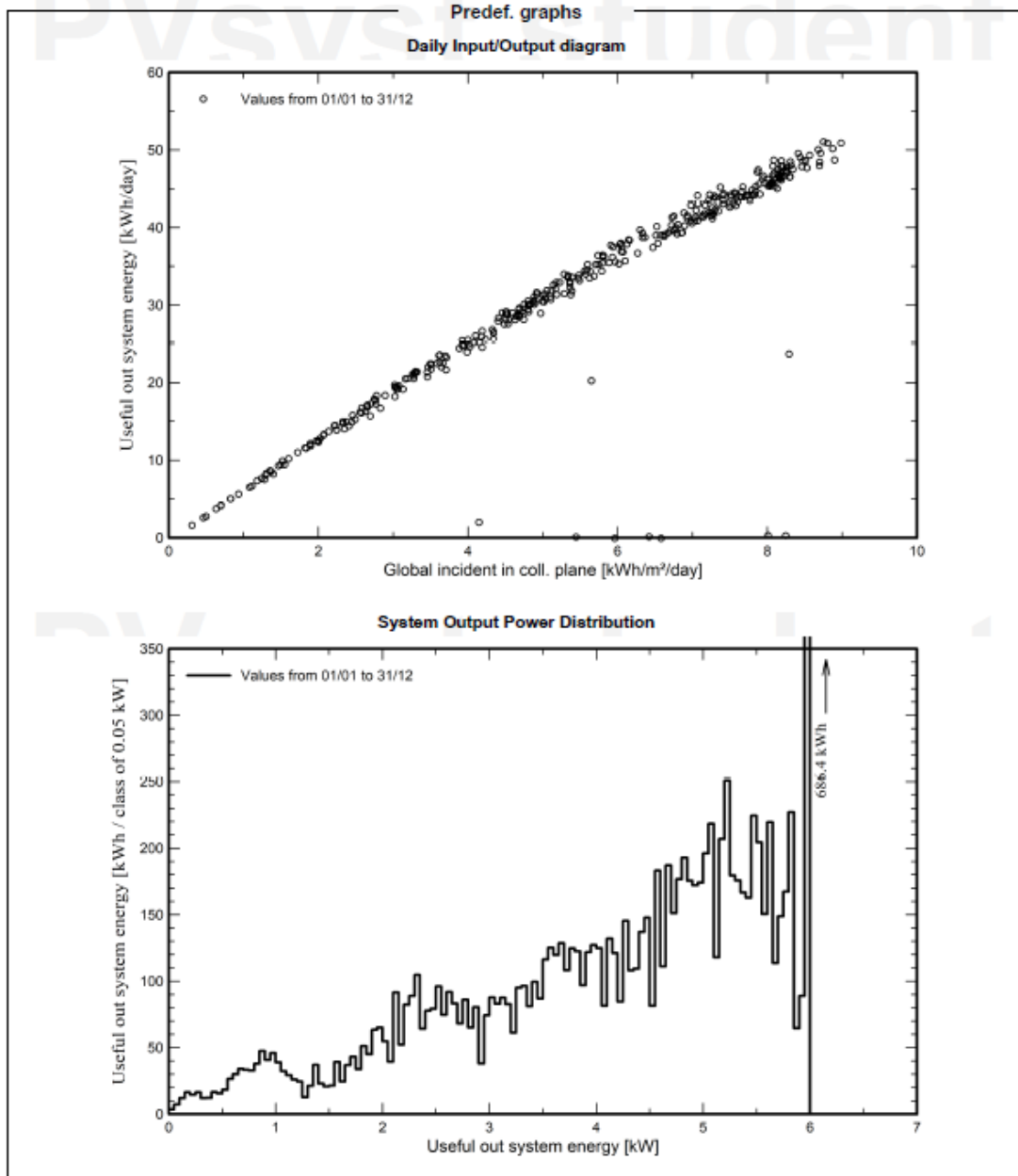


**PVsyst V8.0.19**  
VC3, Simulation date:  
14/06/26 15:12  
with V8.0.19

Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación\_30años

Rocío Fernández (Spain)





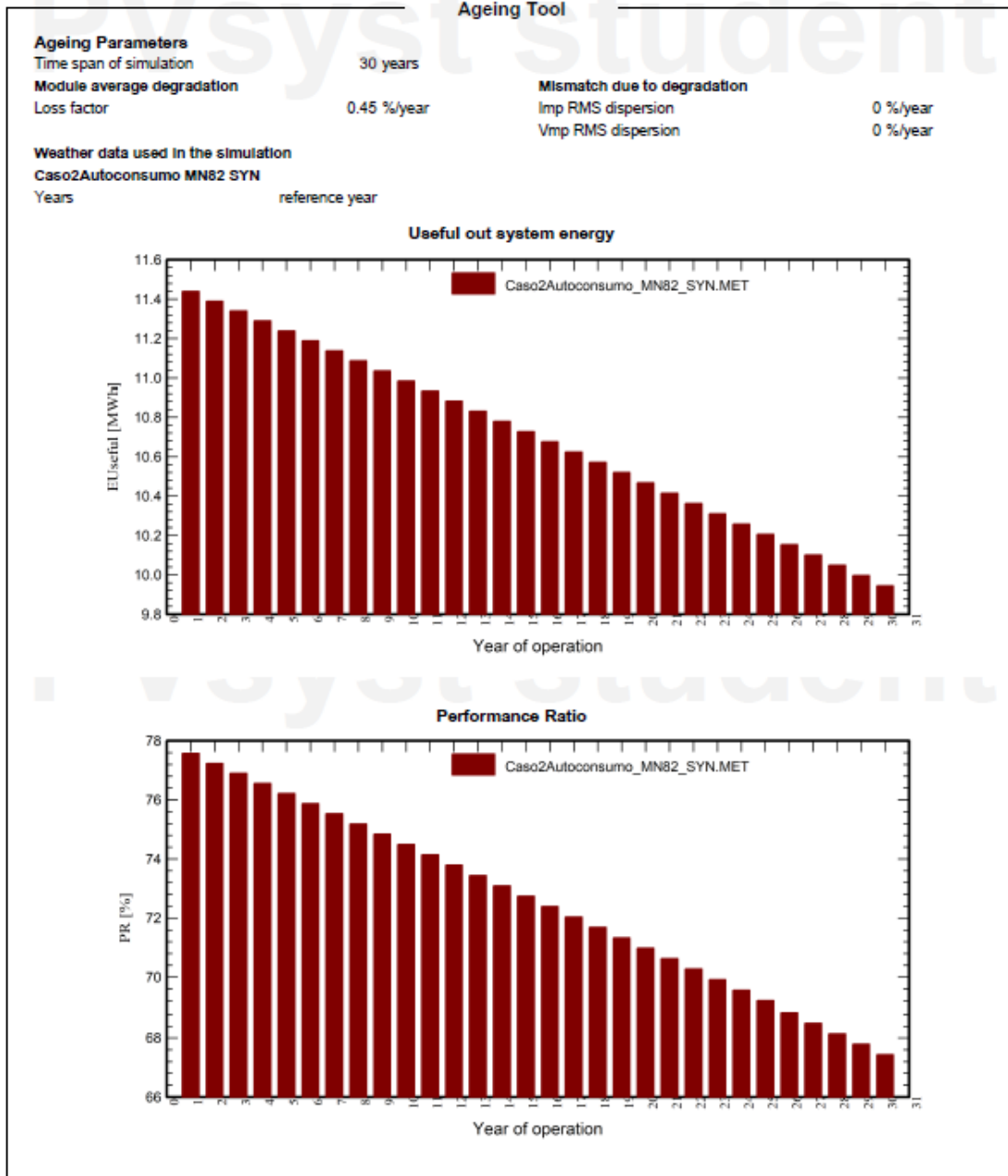
Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación\_30años

Rocío Fernández (Spain)

PVsyst V8.0.19

VC3, Simulation date:  
14/06/26 15:12  
with V8.0.19





Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación\_30años

PVsyst V8.0.19  
VC3, Simulation date:  
14/06/26 15:12  
with V8.0.19

Rocío Fernández (Spain)

Ageing Tool

Ageing Parameters

Time span of simulation 30 years

Module average degradation

Loss factor 0.45 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0 %/year

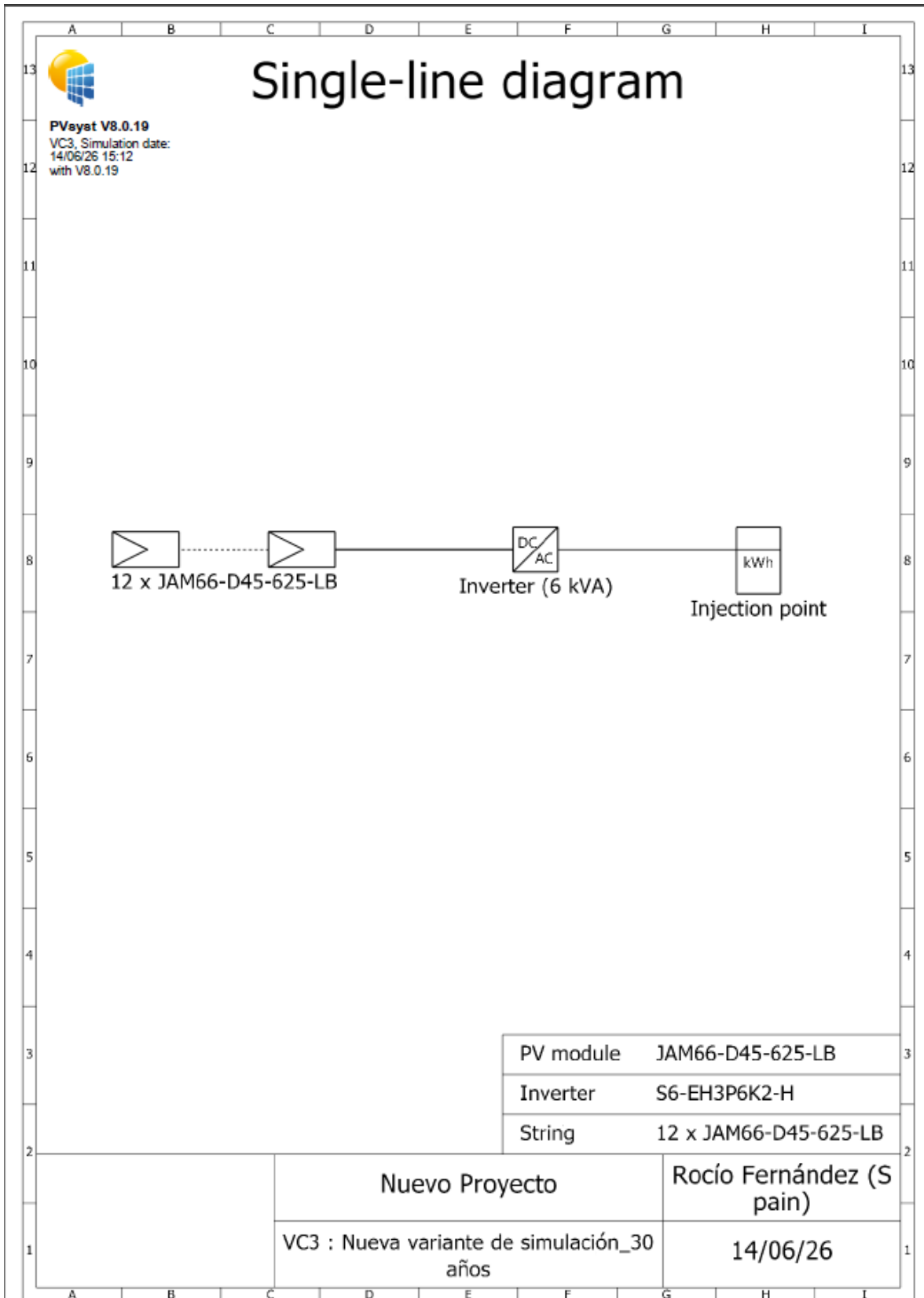
Vmp RMS dispersion 0 %/year

Weather data used in the simulation

Caso2Autoconsumo MN82 SYN

Years reference year

Year	EUseful MWh	PR %	PR loss %
1	11.44	77.57	-0.22
2	11.39	77.24	-0.65
3	11.34	76.90	-1.08
4	11.29	76.56	-1.52
5	11.24	76.22	-1.96
6	11.19	75.87	-2.40
7	11.14	75.53	-2.85
8	11.09	75.18	-3.29
9	11.04	74.84	-3.73
10	10.99	74.49	-4.18
11	10.93	74.14	-4.63
12	10.88	73.80	-5.08
13	10.83	73.45	-5.53
14	10.78	73.10	-5.98
15	10.73	72.74	-6.43
16	10.68	72.39	-6.88
17	10.62	72.04	-7.33
18	10.57	71.69	-7.79
19	10.52	71.33	-8.24
20	10.47	70.98	-8.70
21	10.41	70.62	-9.15
22	10.36	70.27	-9.61
23	10.31	69.92	-10.07
24	10.26	69.56	-10.52
25	10.21	69.21	-10.98
26	10.15	68.85	-11.43
27	10.10	68.50	-11.89
28	10.05	68.14	-12.35
29	10.00	67.79	-12.80
30	9.94	67.43	-13.26



# **ANEXO II: FICHA TÉCNICA DE LOS MÓDULOS**

## **FOTOVOLTAICOS**



## Harvest the Sunshine

# 650W





## JAM72S42 LR

n-type Monofacial Modules

---

### Premium Cells

n-  
Bycium+  
16BB

**26%**

Up To

MBB Half-Cell Technology      Cell Conversion Efficiency

### Premium Modules



Higher power generation better LCOE

LID n-type with very Lower LID

°C Better Temperature Coefficient

Better low irradiance response



1% 1st-year Degradation      0.4% Annual Degradation Over 25 years

12 12-year product warranty

25 25-year linear power output warranty

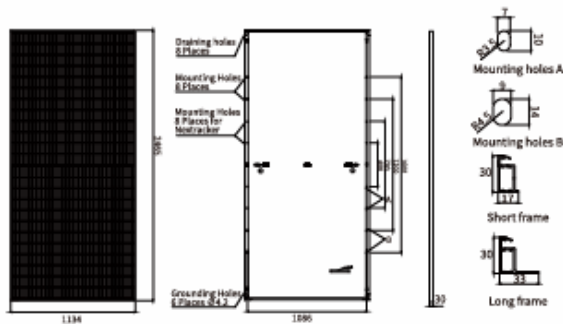
#### Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing





# JAM72S42 LR n-type Monofacial Modules



## MECHANICAL PARAMETERS

Cell	Mono
Weight	29.6kg
Dimensions	2465mm × 1134mm × 30mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6 × 24)
Junction Box	IP68, 3diodes
Connector	QC Solar QC4.10-351/QC4.10-35 Staubli PV-KST4-EVO2A/xy ,PV-KBT4-EVO2A/xy
Cable Length	Portrait: 300mm(+)/400mm(-) (Including Connector) Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Front Glass	3.2mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 576pcs/40ft Container
Country of Manufacturer	China/Vietnam

Remark: customized frame color and cable length available upon request

## ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

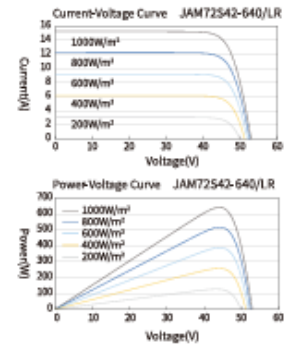
TYPE	JAM72S42 -625/LR	JAM72S42 -630/LR	JAM72S42 -635/LR	JAM72S42 -640/LR	JAM72S42 -645/LR	JAM72S42 -650/LR
Rated Maximum Power(P <sub>max</sub> ) [W]	625	630	635	640	645	650
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> ) [V]	52.27	52.47	52.67	52.87	53.07	53.27
Maximum Power Voltage(V <sub>mp</sub> ) [V]	43.71	43.90	44.10	44.29	44.49	44.67
Short Circuit Current(I <sub>sc</sub> ) [A]	15.16	15.21	15.26	15.31	15.36	15.41
Maximum Power Current(I <sub>mp</sub> ) [A]	14.30	14.35	14.40	14.45	14.50	14.55
Module Efficiency [%]	22.4	22.5	22.7	22.9	23.1	23.3
Power Tolerance				0→+3%		
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub> (α <sub>Isc</sub> )				+0.045%/°C		
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub> (β <sub>Voc</sub> )				-0.250%/°C		
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub> (γ <sub>Pmp</sub> )				-0.290%/°C		
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types. Measurement tolerance at STC: P<sub>max</sub> ±3%, V<sub>oc</sub> ±3% and I<sub>sc</sub> ±5%.

## ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S42 -625/LR	JAM72S42 -630/LR	JAM72S42 -635/LR	JAM72S42 -640/LR	JAM72S42 -645/LR	JAM72S42 -650/LR
Rated Max Power(P <sub>max</sub> ) [W]	473	477	481	484	488	492
Open Circuit Voltage(V <sub>oc</sub> ) [V]	49.46	49.65	49.84	50.03	50.22	50.41
Max Power Voltage(V <sub>mp</sub> ) [V]	41.36	41.54	41.73	41.91	42.09	42.27
Short Circuit Current(I <sub>sc</sub> ) [A]	12.13	12.17	12.21	12.25	12.29	12.33
Max Power Current(I <sub>mp</sub> ) [A]	11.44	11.48	11.52	11.56	11.60	11.64
NOCT	Irradiance 800W/m <sup>2</sup> , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

## CHARACTERISTICS



## OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C→+85°C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load, Front	3600Pa, 1.5
Maximum Static Load, Back	1600Pa, 1.5
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Safety Class	Class C

## **ANEXO III: FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR**



### S6-EH1P(3-6)K-L-PRO

## Solis Single Phase Low Voltage Energy Storage Inverters

PRO model provides solutions for demanding power scenarios

#### Features:

- Generator connectivity with multiple Input methods and automatic generator On/Off control
- Automatic UPS switching
- 10 second 200% surge power backup overload capability
- Supports 1ph and 3ph flexible connection with max 36kW in parallel
- Up to 135A max charge/discharge current
- 6 customisable charge/discharge time settings
- Compatible with lead-acid and lithium batteries, with multiple battery protection features
- Supports peak shaving control in both "self-use" and "generator" mode

#### Models:

S6-EH1P3K-L-PRO / S6-EH1P3.6K-L-PRO

S6-EH1P5K-L-PRO / S6-EH1P6K-L-PRO



**DATASHEET**

**S6-EH1P(3-6)K-L-PRO**

Models	3K	3.6K	5K	6K
<b>Input DC (PV side)</b>				
Recommended max. PV array size	6 kW	7.2 kW	10 kW	12 kW
Max. usable PV input power	4.8 kW	5.76 kW	8 kW	9.6 kW
Max. input voltage	600 V			
Rated voltage	330 V			
Start-up voltage	90 V			
MPPT voltage range	90 - 520 V			
Max. input current	16 A / 16 A			
Max. short circuit current	24 A / 24 A			
MPPT number / Max. input strings number	2 / 2			
<b>Battery</b>				
Battery type	Li-Ion / Lead-acid			
Battery voltage range	40 - 60 V			
Max. charge / discharge power	3 kW	3.6 kW	5 kW	6 kW
Max. charge / discharge current	70 A	80 A	112 A	135 A
Communication	CAN / RS485			
<b>Output AC (Grid side)</b>				
Rated output power	3 kW	3.6 kW	5 kW	6 kW
Max. apparent output power	3.3 kVA	4 kVA	5.5 kVA	6.6 kVA
Operation phase	1/N/PE			
Rated grid voltage	220 V / 230 V			
Rated grid frequency	50 Hz / 60 Hz			
Rated grid output current	13.6 A / 13.0 A	16.4 A / 15.7 A	22.7 A / 21.7 A	27.3 A / 26.1 A
Max. output current	15 A	20 A	25 A	30 A
Power factor	> 0.99 (0.8 leading - 0.8 lagging)			
THDI	< 2%			
<b>Input AC (Grid side)</b>				
Input voltage range	187 - 253 V			
Max. input current	20 A	25 A	32 A	40 A
Frequency range	45 - 55 Hz / 55 - 65 Hz			
<b>Output AC (Back-up)</b>				
Rated output power	3 kW	3.6 kW	5 kW	6 kW
Max. apparent output power	2 times of rated power, 10 s			
Back-up switch time	< 4 ms			
Rated output voltage	1/N/PE, 220 V / 230 V			
Rated frequency	50 Hz / 60 Hz			
Rated output current	13.6 A / 13.0 A	16.4 A / 15.7 A	22.7 A / 21.7 A	27.3 A / 26.1 A
Max. output current	15 A	20 A	25 A	30 A
Max. AC passthrough current	35 A		40 A	
THDv (@linear load)	< 2%			
<b>Efficiency</b>				
Max. efficiency	> 96.9%			
EU efficiency	> 96.5%			
<b>Protection</b>				
DC reverse-polarity protection	Yes			
Ground fault monitoring	Yes			
Integrated AFCI	Yes <sup>(1)</sup>			
Protection class / Over voltage category	I / II (PV and BAT), III (MAINS and BACKUP and GEN)			
<b>General Data</b>				
Dimensions (W × H × D)	406 × 560 × 205 mm			
Weight	24 kg			
Topology	High frequency isolation (for battery)			
Operating ambient temperature range	-40 ~ + 60°C			
Ingress protection	IP66			
Cooling concept	Natural cooling			
Max. operation altitude	4000 m			
Grid connection standard	NRS 097-2-1, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683, EN 50530, MEA, PEA			
Safety / EMC standard	IEC/EN 62109-1/-2, EN 61000-6-2/-3			
<b>Features</b>				
DC connection	MC4 plug (PV port) / Terminal Block (BAT port)			
AC connection	Terminal Block			
Display	LED Indicator & Bluetooth + APP			
Communication	RS485, CAN, Optional: WI-FI, GPRS, LAN			

## **ANEXO IV: FICHA TÉCNICA DE LA BATERÍA**



# BATTERYBOX PREMIUM LVS

## CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES



### Seguridad

Células LFP (litio ferrofostato) de desarrollo propio  
Probadas en millones de VEs



### Fiabilidad

Experiencia en LFP desde 2002  
+1,000,000 Sistemas en +90 países



### Alto rendimiento

Alta potencia en entornos on-grid / off-grid / back-up



### Flexibilidad

Diseño modular  
Ampliable en cualquier momento



### Fácil instalación

Conexión sin cables internos  
Puesta en marcha rápida



### Compatibilidad perfecta

Compatible con los principales inversores monofásicos y trifásicos

## BATTERYBOX PREMIUM LVS



Capacidad máxima de

**256 kWh**



## PARÁMETROS TÉCNICOS PREMIUM LVS



### RENDIMIENTO

Módulo de batería	LVS (4 kWh, 51,2 V, 45 kg)					
Número de módulos	1	2	3	4	5	6
Energía utilizable [1]	4 kWh	8 kWh	12 kWh	16 kWh	20 kWh	24 kWh
Corriente máxima de salida [2]	65 A	130 A	195 A	250 A	250 A	250 A
Corriente pico de salida [2]	90 A, 5 s	180 A, 5 s	270 A, 5 s	360 A, 5 s	360 A, 5 s	360 A, 5 s
Dimensiones(A/A/P)	528 x 650 x 296 mm	761 X 650 x 296 mm	994 x 650 x 298 mm	1227 x 650 x 298 mm	1460 x 650 x 298 mm	1693 x 650 x 298 mm
Peso	64 kg	109 kg	154 kg	199 kg	244 kg	289 kg

### DATOS GENERALES

Voltaje nominal	51,2 V	
Voltaje operativo	40 - 57,6 V	
Temperatura operativa	-10°C a +50°C	
Tecnología de celda	Fosfato de litio y hierro (LiFePO4)	
Comunicación	CAN	
Protección IP	IP55	
Eficiencia de ida y vuelta	≥ 95%	
Ambiente	Interiores / exteriores	
Método de montaje	Soporte de pie	
Escalabilidad [3]	Máx. de 64 módulos en paralelo (256 kWh)	Solo torre única
Certificaciones	VDE2510-50 / IEC62619 / CE / CEC / UN38.3	
Aplicaciones	ON Grid/ ON Grid + Backup / OFF Grid	
Inversores compatibles		
Garantía [4]	10 años	

[1] Energía Utilizable en CC. Condiciones de Test: 100% DO, 0.2C carga & descarga a 25°C. La energía utilizable puede variar con el Inversor que se utilice.

[2] La reducción de la carga se producirá entre -10°C a +5°C.

[3] La función de torre en paralelo solo está disponible para 1 a 4 módulos de batería por torre. Las LVS 20,0 y LVS 24,0 solo se pueden usar como torre única.

[4] Se aplican condiciones. Consulte la Carta de Garantía Limitada BYD Battery-Box Premium.

## ANEXO V: UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN

