



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA PARA AUTOCONSUMO EN UNA VIVENDA UNIFAMILIAR

Autor: Guillermo Pasch Basagoiti

Director: Íñigo Sanz Fernández

Madrid

Julio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Análisis y optimización de generación de energía para autoconsumo en una vivienda unifamiliar

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Guillermo Pasch Basagoiti

Fecha: 16 / 07 / 2025



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Íñigo Sanz Fernández

Fecha: 16 / 07 / 2025



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA PARA AUTOCONSUMO EN UNA VIVENDA UNIFAMILIAR

Autor: Guillermo Pasch Basagoiti

Director: Íñigo Sanz Fernández

Madrid

Julio de 2025

ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA PARA AUTOCONSUMO EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR

Autor: Pasch Basagoiti, Guillermo

Director: Sanz Fernández, Íñigo

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente proyecto tiene como objeto el análisis de la viabilidad técnico-económica de una instalación para la generación de energía renovable de autoconsumo en una vivienda unifamiliar conectada a la red eléctrica. Se pretende determinar si alguna de las configuraciones de la instalación propuestas justifica la inversión en este tipo de soluciones frente al consumo exclusivo de energía de la red.

1. Introducción

La creciente necesidad de reducir la huella de carbono, junto con el encarecimiento de la energía, está impulsando la transición hacia un modelo energético más sostenible. Este cambio se basa en el aprovechamiento de fuentes renovables como foco de generación, con el fin de generar una energía más limpia, que no solo reduce la dependencia de los combustibles fósiles, sino que también puede ofrecer un ahorro económico a medio y a largo plazo.

Este proyecto se centra en el estudio comparativo de diferentes configuraciones de paneles fotovoltaicos que puedan ser implementados en una vivienda unifamiliar con el fin de maximizar la proporción de energía renovable destinada para autoconsumo. Al mismo tiempo, se pretende evaluar en qué medida, estas soluciones pueden suponer una reducción en los gastos eléctricos, lo cual supone un gran incentivo para la adaptación de estas tecnologías ecológicas en más viviendas. Como caso de estudio, se analizarán los datos para la instalación de paneles en una vivienda particular ubicada en La Granja de San Ildefonso, Segovia.

Según los datos proporcionados por Red Eléctrica [1], en 2023 se alcanzó una potencia instalada de 25.549 MW de energía fotovoltaica, lo que representa un aumento del 28% respecto a año anterior. A pesar del notable crecimiento de la adopción de estas tecnologías, la integración de estos paneles FV ya sea de forma independiente o complementándolos con soluciones como baterías de almacenamiento, un aerogenerador o un inversor de conexión a red y un contador bidireccional para la venta de excedentes a la red, plantea la duda en cuanto a su rentabilidad, su complejidad técnica y su aplicabilidad en el ámbito residencial.

2. Definición del proyecto

El objetivo del proyecto es dimensionar, simular y comparar distintas configuraciones de sistemas de generación de energía renovable para autoconsumo, manteniendo en todos los casos la conexión a la red eléctrica como respaldo energético ante la ausencia de la generación de energía renovable.

Para ello, se ha llevado a cabo un estudio previo detallado de las tecnologías consideradas, con el fin de comprender su funcionamiento y determinar los parámetros principales de diseño del sistema para poder optimizarlo. A partir de este análisis, se han definido los siguientes cinco escenarios que incluyen diferentes configuraciones de generación fotovoltaica, junto al almacenamiento de energía o a la generación eólica:

- Escenario 1: Dos subconjuntos de paneles FV sin vertido de excedentes.
- Escenario 2: Dos subconjuntos de paneles FV con vertido de excedentes.
- Escenario 3: Un único subconjunto de FV solares sin vertido de excedentes.
- Escenario 4: Dos subconjuntos de paneles FV con baterías de almacenamiento de energía y sin vertido de excedentes.
- Escenario 5: Un único subconjunto de paneles FV combinado con un aerogenerador y sin vertido de excedentes.

Cada uno de estos escenarios ha sido modelado teniendo en cuenta las condiciones meteorológicas locales y la orientación e inclinación del tejado de la casa, sobre el cual se instalarán los paneles. Adicionalmente, se ha realizado el análisis de los costes de inversión en capital (CAPEX) y los gastos de operación y mantenimiento anuales (OPEX) asociados a cada sistema.

Las simulaciones de la energía producida por los paneles fotovoltaicos, la energía diaria almacenada o los excedentes desaprovechados o devueltos a la red eléctrica, se han realizado mediante el software PVSYST, usando perfiles de consumo por hora reales y un modelo de la vivienda para tener en cuenta las pérdidas por sombras. Para el Escenario 5, que incorpora generación eólica, se valoraron inicialmente programas como RETScreen o HOMER. No obstante, debido a la limitación de herramientas accesibles en estos programas sin una suscripción, se optó por realizar un análisis sin simulaciones, para poder estimar la viabilidad del Escenario 5 teniendo en cuenta que la generación fotovoltaica presenta una configuración idéntica a la del Escenario 3.

3. Metodología de estudio

Antes de abordar el estudio de las placas fotovoltaicas y las tecnologías asociadas a cada escenario, se requiere seleccionar y caracterizar el emplazamiento. PVSyst permite cargar los datos meteorológicos históricos de irradiación global horizontal (GHI), temperatura ambiente y otros parámetros específicos de La Granja de San Ildefonso, garantizando una simulación lo más realista posible de la generación solar diaria y estacional.

Teniendo en cuenta que las sombras proyectadas por objetos cercanos (como árboles, una chimenea, ventanas abuhardilladas, etc) reducen el rendimiento global del sistema, se ha construido un modelo 3D de la vivienda sobre la que se instalarán los paneles solares. Esta modelación se ha realizado en el entorno Near Shadings de PVSyst, donde

se ha recreado con precisión la geometría del tejado y los posibles obstáculos, pudiendo calcular las pérdidas por sombreado en función de la hora del día y la época del año.

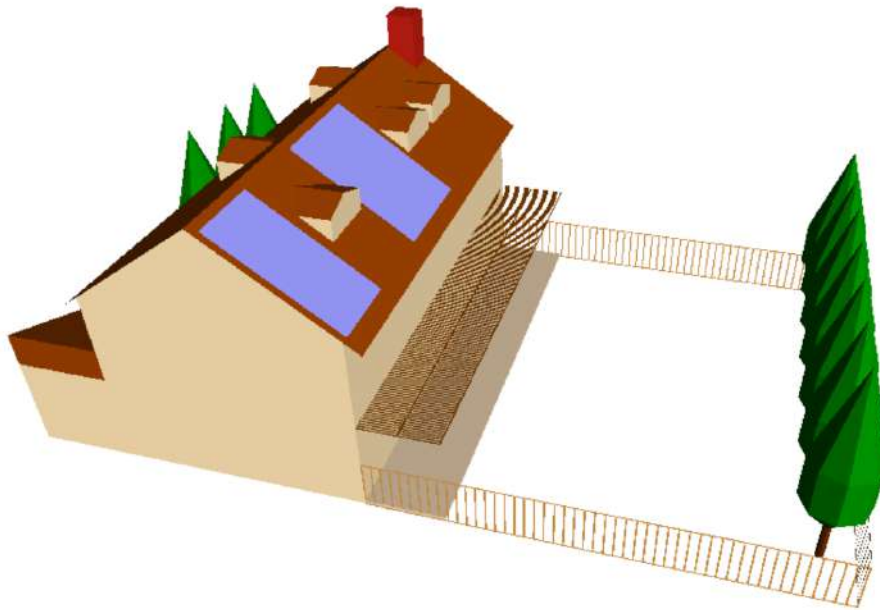


Figura 1: Modelo 3D de la vivienda a simular

En la sección de autoconsumo del programa, se configuró un perfil estacional del consumo eléctrico doméstico. Dicho perfil refleja la variabilidad del consumo según la estación del año (por ejemplo, el aire acondicionado en verano o la calefacción en invierno), así como las variaciones entre el día y la noche. Esta información es esencial para comprobar correctamente el comportamiento del sistema respecto al aprovechamiento de energía y a los excedentes.

Una vez definido estos parámetros, se procede al diseño del sistema en cada uno de los escenarios, siguiendo el procedimiento siguiente:

- Se elige el fabricante y modelo de placa solar con una potencia y tensión específica, ajustadas al área disponible y la configuración deseada.
- Seleccionar el fabricante y modelo del inversor; y si es necesario, incorporar la tecnología multi-MPPT, especialmente en caso de sombreados parciales, para optimizar la energía generada de cada rama del sistema independientemente.
- Establecer la configuración eléctrica definiendo el número de módulos en serie (string) y número de cadenas (strings) en paralelo, considerando las tensiones de funcionamiento del inversor y las limitaciones de diseño, como el área disponible o la orientación e inclinación que tendrán los paneles.
- Definir las pérdidas eléctricas del sistema por cableado en corriente continua y alterna, suciedad, temperatura, envejecimiento, indisponibilidad y desajustes.
- Integrar las tecnologías adicionales según el escenario, como la posibilidad de vertido a la red, almacenamiento con baterías o añadir un aerogenerador.

Según se ha comentado anteriormente, para el análisis del escenario 5, el cual usa paneles solares y un aerogenerador doméstico, se determina la aportación posible del aerogenerador y se complementa con la energía generada por solo los paneles.

Antes de ejecutar la simulación, se introducen los gastos de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX) del sistema para obtener el cálculo del periodo de retorno (payback), comprobar la viabilidad y rentabilidad de cada escenario respecto al caso de consumo de solo energía de la red. Al simular el proyecto, se obtiene un análisis técnico-económico, que permite sacar las conclusiones de los distintos escenarios propuestos y determinar cual sería la configuración de consumo de energía eléctrica más idónea.

En la figura siguiente se presenta el esquema resumen de la metodología de estudio:



Figura 2: Arquitectura de la metodología de estudio

4. Resultados y Conclusiones

Sección	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
	FV + Vertido	FV No rentable	FV rentable	FV + Bateria	FV + Eólica
Energía Necesaria	9.241,73 kWh	9.241,73 kWh	9.241,73 kWh	9.241,73 kWh	9.241,73 kWh
Energía Generada	4.034,69 kWh	4.034,69 kWh	2.918,94 kWh	5.671,68 kWh	4.418,94 kWh
CAPEX	6.594,50 €	6.352,50 €	4.029,30 €	10.224,50 €	9.881,30 €
OPEX	180 €/año	180 €/año	142 €/año	352 €/año	142 €/año
Periodo de Recuperación	7,9 años	15,4 años	5,1 años	29,3 años	27 años

Tabla 1: Resumen del proyecto

Como se observa en la tabla anterior, el Escenario 3 (un solo subconjunto de paneles solares) es el que presenta el menor periodo de retorno de recuperación (5,1 años) y una inversión inicial más reducida, lo que lo convierte en una alternativa más rentable a corto plazo. Por otra parte, el Escenario 1, con posibilidad de vertido de excedentes a la red, genera un mayor volumen de energía renovable generada y un ahorro acumulado superior a largo plazo.

El Escenario 4 (paneles solares con baterías) y el Escenario 5 (paneles solares y aerogenerador) muestran mejoras en el porcentaje de autoconsumo, aunque con periodos de retorno considerablemente más largos debidos a sus mayores costes de inversión y con un perfil de consumo total del usuario que supone grandes pérdidas por excesos de energía generada.

Este resumen sirve como guía comparativa inicial para tomar decisiones fundamentadas sobre que configuración resulta más eficiente y rentable para aplicaciones residenciales.

ANALYSIS AND OPTIMIZATION OF ENERGY GENERATION FOR SELF-CONSUMPTION IN A SINGLE-FAMILY HOME

Author: Pasch Basagoiti, Guillermo

Supervisor: Sanz Fernández, Íñigo

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project aims to analyze the techno-economic feasibility of a renewable energy generation system for self-consumption in a grid-connected single-family home. The goal is to determine whether any of the proposed system configurations justify the investment in these technologies compared to relying solely on grid-supplied electricity.

1. Introduction

The growing need to reduce carbon emissions, along with the rising cost of electricity, is accelerating the transition towards a more sustainable model. This shift is based on the utilization of renewable energy sources, aiming to produce cleaner electricity that not only reduces dependence on fossil fuels, but also provides medium- and long-term economic savings.

This project focuses on a comparative study of various photovoltaic (PV) configurations that can be implemented in a residential home, with the goal of maximizing the proportion of renewable energy used for self-consumption. At the same time, the analysis assesses how these configurations can reduce electricity costs, thereby providing a strong incentive for the adoption of such technologies in more homes. As a case study, the system is applied to a real residence located in La Granja de San Ildefonso, Segovia.

According to data provided by Red Eléctrica [1], in 2023 Spain reached a total installed photovoltaic capacity of 25.549 MW, representing a 28% increase compared to the previous year. Despite this considerable growth, the integration of PV systems, whether standalone or complemented with technologies such as battery storage, a domestic wind turbine, or a grid-tied inverter with a bidirectional meter for surplus energy export, raises questions regarding their actual profitability, technical complexity, and sustainability for residential applications.

2. Project Definition

The main objective is to size, simulate, and compare different self-consumption system configurations, with all cases remaining connected to the public electricity grid as a backup in the absence of renewable energy generation.

To achieve this, a preliminary analysis of the relevant technologies was conducted to understand their operation and identify the key design parameters for system optimization. Based on this study, five different scenarios were defined, incorporating various combinations of PV energy generation, energy storage, and wind generation:

- Scenario 1: Two PV arrays without surplus injection to the grid.
- Scenario 2: Two PV arrays with surplus injection to the grid.
- Scenario 3: One single optimized PV array without surplus injection.
- Scenario 4: Two PV arrays with battery storage and no grid injection.
- Scenario 5: One PV array combined with a small wind turbine, without surplus injection.

-
Each scenario has been modeled based on local weather conditions and the actual orientation and tilt of the building's roof. Additionally, capital expenditure (CAPEX) and annual operations and maintenance costs (OPEX) were analyzed for each configuration.

The simulations regarding energy production, daily storage behavior, and unused or exported surplus energy were performed using PVSyst's software, incorporating hourly consumption profiles and a 3D model of the house to account for shading losses. For Scenario 5, which includes wind generation, tools such as RETScreen and HOMER were initially considered. However, due to access limitations in the free versions of these tools (for example, unavailable local wind data), a hypothesis-based analysis was carried out, assuming the same PV energy generation as in Scenario 3.

3. Methodology

Before analyzing the PV technologies and system configurations, the site characteristics were defined. PVSyst allows the integration of historical meteorological data, such as global horizontal integration (GHI), ambient temperature, and other climate parameters for the specific location of La Granja de San Ildefonso. This ensures that the simulation of solar generation is as realistic as possible on both daily and seasonal scales.

Given that the shadows casted by nearby objects (for example, trees, chimneys, or dormer windows) significantly impact system performance, a detailed 3D model of the residence was created. This model was developed using PVSyst's Near Shadings tool, which accurately represents roof geometry and surrounding obstacles, allowing shading losses to be calculated dynamically by the time of the day and season.

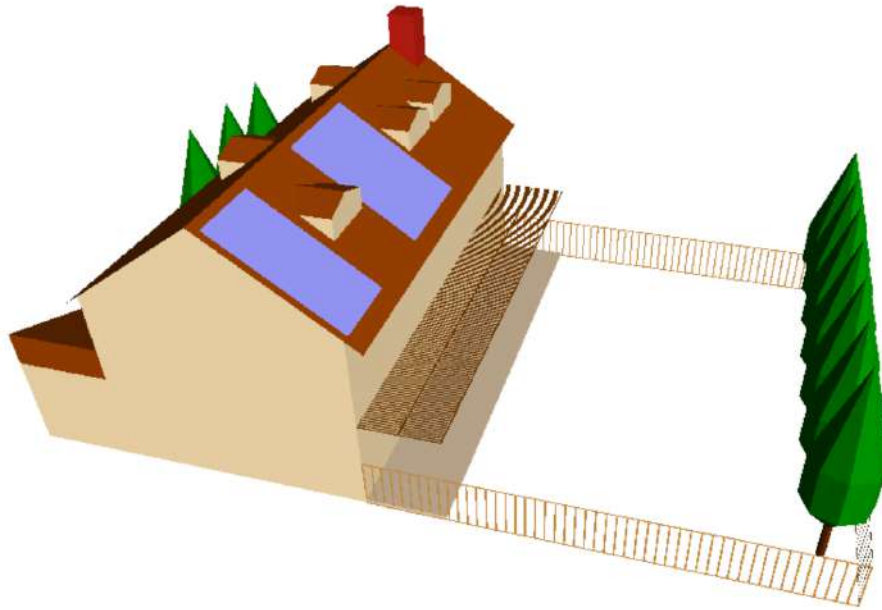


Figure 3: 3D model of the residence used for simulation

Within the self-consumption settings of the software, a seasonal household load profile was defined to reflect the energy usage variations throughout the year (for example, air conditioning in summer, heating in winter) as well as day-night consumption fluctuations. These variations are essential for assessing how much of the generated energy can be effectively self-consumed and how much becomes surplus.

Once these parameters were set, the system configuration was designed for each scenario following these steps:

- Selection of PV module manufacturer and model, specifying power and voltage ratings suitable for the available area and design objectives.
- Selection of the inverter, including the decision to use multi-MPPT technology in scenarios with partial shading to independently optimize power generation from each array.
- Definition of the electrical configuration: number of modules in series per string and number of parallel strings, considering the inverter's voltage limits, available roof area, and panel orientation and tilt.
- Configuration of system losses: DC/AC wiring losses, soiling, temperature losses, aging, downtime, and mismatch effects.
- Integration of additional technologies depending on the scenario (for example, grid export, battery storage, or a wind turbine).

As previously mentioned, Scenario 5 includes both PV and a wind turbine. In this case, the turbine's contribution was estimated separately and added to the PV output from Scenario 3, assuming identical solar configuration.

Prior to the simulation, CAPEX and OPEX values were input into the model to estimate key financial metrics such as payback period, viability, profitability of each scenario in respect to the standalone grid-connected scenario. After running the simulations, a full technical and economic analysis of each scenario was obtained,

allowing comparisons and identification of the most suitable configuration for reducing electricity costs and maximizing renewable energy self-consumption.

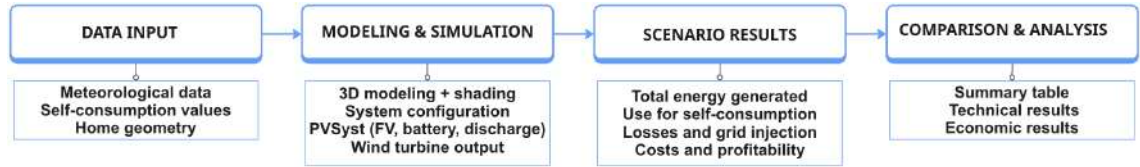


Figure 4: Overview diagram of the study methodology

4. Results and conclusions

Section	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4	Scenario 5
	FV + Export	FV Not Profitable	FV Profitable	FV + Battery	FV + Wind
Energy Needed	9.241,73 kWh	9.241,73 kWh	9.241,73 kWh	9.241,73 kWh	9.241,73 kWh
Energy Generated	4.034,69 kWh	4.034,69 kWh	2.918,94 kWh	5.671,68 kWh	4.418,94 kWh
CAPEX	6.594,50 €	6.352,50 €	4.029,30 €	10.224,50 €	9.881,30 €
OPEX	180 €/año	180 €/año	142 €/año	352 €/año	142 €/año
PAYBACK	7,9 años	15,4 años	5,1 años	29,3 años	27 años

Table 2: Summary of the project

As shown in the table above, Scenario 3 (a single solar panel array) presents the shortest payback period (5,1 years) and the lowest initial investment, making it the most profitable alternative in the short term. On the other hand, Scenario 1, which allows the export of surplus energy to the grid, results in a higher volume of renewable energy generated and a greater long-term cumulative savings.

Scenario 4 (solar panels with battery storage) and Scenario 5 (solar panels combined with a wind turbine) show improvements in the self-consumption percentage, although they come with significantly longer payback periods due to their higher investment and operating costs, as well as the user's consumption profile, which leads to considerable energy surpluses and losses.

This summary serves as an initial comparative guide to support informed decision-making regarding which configuration is the most efficient and economically viable for residential applications.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA PARA AUTOCONSUMO EN UNA VIVENDA UNIFAMILIAR

Autor: Guillermo Pasch Basagoiti

Director: Íñigo Sanz Fernández

Madrid

Julio de 2025

ESTE PROYECTO CONTIENE LOS SIGUIENTES DOCUMENTOS

DocN 1 : MEMORIA

1.1 Memoria	pág. 1 a 46	46 páginas
1.2 Cálculos	pág. 47 a 51	5 páginas
1.3 Impacto Ambiental	pág. 52 a 56	5 páginas
1.4 Anejos	pág. 57 a 130	74 páginas

DocN 2 : PLANOS

2.1 Lista de planos	pág. 3 a 4	2 páginas
2.2 Planos	pág. 5 a 6	2 páginas

DocN 3 : PRESUPUESTO

4.1 Presupuesto General	pág. 2 a 3	2 páginas
--------------------------------	-------------------	------------------

ÍNDICE DE FIGURAS

pág. 1 a 2	2 páginas
-------------------	------------------

¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.

pág. 1 a 2	2 páginas
-------------------	------------------

BIBLIOGRAFÍA

pág. 3 a 7	5 páginas
-------------------	------------------

DOCUMENTO N°1: MEMORIA

DOCUMENTO N°1: MEMORIA

ÍNDICE GENERAL

1.1	MEMORIA	3
1.2	CÁLCULOS.....	47
1.3	IMPACTO AMBIENTAL	52
1.4	ANEJOS	57

1.1 MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 MEMORIA DESCRIPTIVA

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	4
1.1 INTRODUCCIÓN DEL PROYECTO	5
1.2 MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS.....	5
1.3 PROCEDIMIENTO Y METROLOGÍA DE TRABAJO.....	6
1.3.1 Recopilación de Información Previa.....	6
1.3.2 Herramientas a Usar	6
1.3.3 Escenarios de Estudio	6
1.3.4 Criterios para la Evaluación Técnica y Económica	7
CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE	8
2.1 CONTEXTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA	8
2.2 TECNOLOGÍAS PARA AUTOCONSUMO	10
2.3 NORMATIVA APLICABLE Y REGULACIÓN EN ESPAÑA.....	11
2.4 PROYECTOS RELACIONADOS	12
2.5 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)	12
CAPÍTULO 3. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS.....	14
3.1 PANELES FOTOVOLTAICOS	14
3.2 INVERSORES	17
3.3 BATERÍAS DE ALMACENAMIENTO.....	17
3.4 AEROGENERADOR	19
CAPÍTULO 4. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN	22
4.1 DATOS DEL EMPLAZAMIENTO	22
4.2 DATOS DE AUTOCONSUMO	24
4.3 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA.....	25
4.4 PÉRDIDAS DURANTE OPERACIÓN	29
4.4 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	31
4.5 SIMULACIÓN DEL SOMBREADO.....	32
4.6 INVERSIÓN INICIAL Y GASTOS OPERATIVOS	33
CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS	36
5.1 ENERGÍA CONSUMIDA	36
5.2 PÉRDIDAS DEL SISTEMA	37
5.3 RENDIMIENTO DE LOS ESCENARIOS	41
5.4 IMPACTO ECONÓMICO	41
5.5 EMISIONES DE CO2 EVITADAS	43
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES DEL PROYECTO	45
6.1 VIABILIDAD TÉCNICA DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	45
6.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	45
6.3 IMPACTO AMBIENTAL	45
6.4 RECOMENDACIÓN FINAL	45

Capítulo 1. Introducción

Este capítulo introduce el contexto general del proyecto, la justificación de su realización, junto a la forma de trabajo para alcanzar los objetivos propuestos.

1.1 Introducción del Proyecto

El presente proyecto se centra en el análisis de la energía solar como alternativa renovable para el autoconsumo en una vivienda unifamiliar, frente al uso tradicional de combustibles fósiles como el petróleo, carbón o gas natural. Se han diseñado y simulado diversas configuraciones de la instalación fotovoltaica personalizadas para un caso de estudio real ubicado en La Granja de San Ildefonso (Segovia), evaluando sus resultados tanto a nivel técnico como económico.

1.2 Motivación y Objetivos

Las instalaciones fotovoltaicas han ganado una gran presencia en el ámbito industrial, tanto para empresas energéticas que vierten la electricidad generada a la red, como aquellas empresas que buscan aumentar su autosuficiencia y reducir su impacto ambiental. En los últimos años, ha crecido el interés por trasladar estas soluciones al ámbito residencial. Esto plantea la necesidad de analizar su viabilidad real en viviendas, así como identificar las posibles limitaciones técnicas, económicas o regulatorias que puedan frenar su adopción.

Este TFG busca ofrecer una guía completa sobre el dimensionado, la simulación y el análisis del sistema solar para autoconsumo en viviendas unifamiliares. Los objetivos principales son:

- Analizar el potencial autoconsumo en una vivienda.
- Estudiar distintas configuraciones y sus respectivas eficiencias.
- Evaluar la rentabilidad económica para justificar su uso.
- Recomendar la configuración óptima para la residencia de estudio.
- Hallar el impacto ambiental de la implementación de soluciones renovables.

Tras la lectura de este informe, la persona debería de adquirir los conocimientos suficientes que le permita extrapolar los resultados obtenidos no solo a otras viviendas similares, sino también a proyectos energéticos de mayor escala en entornos residenciales o industriales.

1.3 Procedimiento y Metrología de Trabajo

La siguiente sección explica de forma resumida los distintos métodos aplicados para la elaboración del proyecto.

1.3.1 Recopilación de Información Previa

Lo primero que se realizó fue familiarizarse con las diferentes alternativas de generación de energía renovable, con el objetivo de comprender su papel en la sostenibilidad ambiental y su potencial aplicación en la vivienda que se pretende usar para la simulación del proyecto. Posteriormente, se examinó de forma más detallada el funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas, identificando los factores clave que influyen en su rendimiento. Se estudiaron también los equipos complementarios que permitan mejorar su utilidad, para identificar en que caso se saca el mayor provecho en cada uno. Esta fase permitió establecer una base sólida de conocimiento para el dimensionado del sistema y conocer los parámetros que modificaremos a la otra de diseñar el subconjunto de paneles.

1.3.2 Herramientas a Usar

Para el análisis de la capacidad de generación de energía solar de cada sistema, una vez realizado el estudio previo de las tecnologías disponibles, se utilizó el software PVSyst. Este programa permite simular sistemas fotovoltaicos completos en función de datos reales de radiación solar de la ubicación geográfica y el consumo de propuesto de una vivienda. Entre sus funcionalidades más relevantes destacan el modelado 3D del emplazamiento para el análisis de las sombras, la selección de las pérdidas que aplican al sistema, la evaluación del rendimiento del sistema y la distribución de la energía generada (autoconsumida, vertida a la red, almacenada o desperdiciada).

Uno de los escenarios de estudio incorpora un aerogenerador de pequeña potencia destinado a uso residencial, con el fin de complementar la generación de energía eléctrica en periodos sin radiación solar. En este caso, no se ha podido usar un software que reproduzca las condiciones de viento del emplazamiento. Por tanto, se ha recurrido a una estimación basándose en datos de fabricantes y de comercializadoras de turbinas eólicas. Esta aproximación permite determinar una media coherente de la energía aportada por el aerogenerador, sumada a la energía solar de los paneles.

1.3.3 Escenarios de Estudio

Con el propósito de seleccionar la alternativa más idónea, se ha propuesto trabajar a partir de los siguientes escenarios con diferentes configuraciones y equipos distintos:

- Escenario 1: Dos subconjuntos de paneles FV sin vertido de excedentes.
- Escenario 2: Dos subconjuntos de paneles FV con vertido de excedentes.
- Escenario 3: Un único subconjunto de FV solares sin vertido de excedentes.

- Escenario 4: Dos subconjuntos de paneles FV con baterías de almacenamiento de energía y sin vertido de excedentes.
- Escenario 5: Un único subconjunto de paneles FV combinado con un aerogenerador y sin vertido de excedentes.

Los Escenarios 1, 2 y 4 presentan los mismos modelos de módulos fotovoltaicos e inversores, mientras que los Escenarios 3 y 5 incorporan otros modelos distintos que están adaptados según sus limitaciones, las cuales se expondrán más adelante en el informe.

1.3.4 Criterios para la Evaluación Técnica y Económica

Los criterios técnicos principales incluyen los parámetros de diseño de los equipos utilizados en cada escenario, la energía generada, autoconsumida y vertida, así como las pérdidas y la cobertura de la demanda de la vivienda en todo instante de tiempo.

En cuanto a los indicadores económicos utilizados, se encuentran los siguientes:

- El coste nivelado de la energía (LCOE), que indica el coste medio neto actual de la energía generada (€/kWh) durante su vida útil.
- El periodo de retorno de la inversión (payback).
- El valor actual neto (VAN), que refleja la rentabilidad total del proyecto descontando los flujos de caja futuros.
- La tasa interna de retorno (TIR), que indica el porcentaje de rentabilidad anual esperado del proyecto.

Capítulo 2. Estado del Arte

Este capítulo contextualiza el proyecto dentro de la situación actual del sector energético y de las tecnologías renovables disponibles. Se analizan las tendencias pasadas y futuras de la transición ecológica, las principales tecnologías que se usan tanto en el sector industrial como en el residencial, y la normativa vigente en Europa y España que regula estas instalaciones.

2.1 Contexto de la Transición Energética

En las últimas décadas, la tendencia energética ha estado liderada por una transición progresiva hacia energías renovables con el fin de reducir las emisiones de carbono que generan los combustibles fósiles. Este cambio es debido a la creciente preocupación por el cambio climático, que no solo puede afectar gravemente a las generaciones futuras, sino que ya está dejando consecuencias en la actualidad. Las emisiones de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono (CO_2) o los óxidos de nitrógeno (NO_x), provenientes principalmente de la combustión de combustibles fósiles en vehículos y procesos industriales, provocan el aumento de la temperatura del planeta [2].

Este cambio en el ecosistema se traduce en fenómenos climáticos extremos como tsunamis, incendios forestales, deshielo o el desalojo de especies debido a las nuevas condiciones. Por ejemplo, en Los Ángeles, donde las temperaturas medias han ido aumentando de forma constante, puede estimarse que los incendios podrían incrementarse en un 35%, afectando tanto a la salud de la población, como a los ecosistemas de dichas zonas [3]. Otro caso significativo es el deshielo en los polos, donde según datos de Church and White (2011) y de la Universidad de Hawaii Fast Delivery, el nivel del mar ha subido entre 21 y 24 cm desde 1880 hasta 2023 como consecuencia del deshielo [4].

Estos impactos no solo deterioran al medioambiente, sino que también generan graves consecuencias para la salud humana, la economía y la seguridad del planeta. Por ello, desde los gobiernos e instituciones, se hace un gran énfasis en abandonar progresivamente el uso de combustibles fósiles, sustituyéndolos por energías limpias.

En el ámbito industrial, la Unión Europea establece un plan estratégico para alcanzar la neutralidad del nivel de emisiones netas en 2050 a través del Plan Industrial del Pacto Verde [[5]]. Este programa pretende acelerar el desarrollo de tecnologías sostenibles, impulsando el crecimiento de la inversión en tecnologías que contribuyan en la reducción del efecto invernadero y reduzcan la dependencia de los combustibles fósiles. Este plan incluye incentivos para la producción de paneles solares, baterías o bombas de calor, así como medidas de financiación que facilitan la transición energética.

En el caso de España, se creó el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, que busca la reducción de un 23% de las emisiones respecto al año 1990, consiguiendo que como mínimo, las energías renovables supongan un 42% del consumo total de energía. Además, busca mejorar notablemente la eficacia de las tecnologías renovables. Para 2030, se prevén que haya más de 39 GW instalados procedentes de la energía solar [6].

Aunque estos planes anteriores están principalmente orientados para las actividades industriales y grandes instalaciones, también existen medidas que apoyan la instalación de equipos para generar energía renovable en zonas residenciales. Entre ellas destacan las subvenciones y bonificaciones fiscales para instalaciones solares. En muchas regiones se ofrecen estas ayudas, como por ejemplo en Segovia, donde la bonificación del IBI por la instalación de paneles solares es entre el 25% y el 30%. También, según la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), en 2023 se instalaron en España un total de 1.706 MW de energía solar destinada para el autoconsumo, de los cuales 372 MW correspondían al sector residencial. En la figura 5 se muestra un gráfico de un informe realizado por Acciona y Bloomberg New Energy Finance (BNEF), que muestra la evolución del sistema eléctrico español desde el año 2015 y una predicción hasta 2050 de la energía generada a partir de distintas opciones dadas [7]:

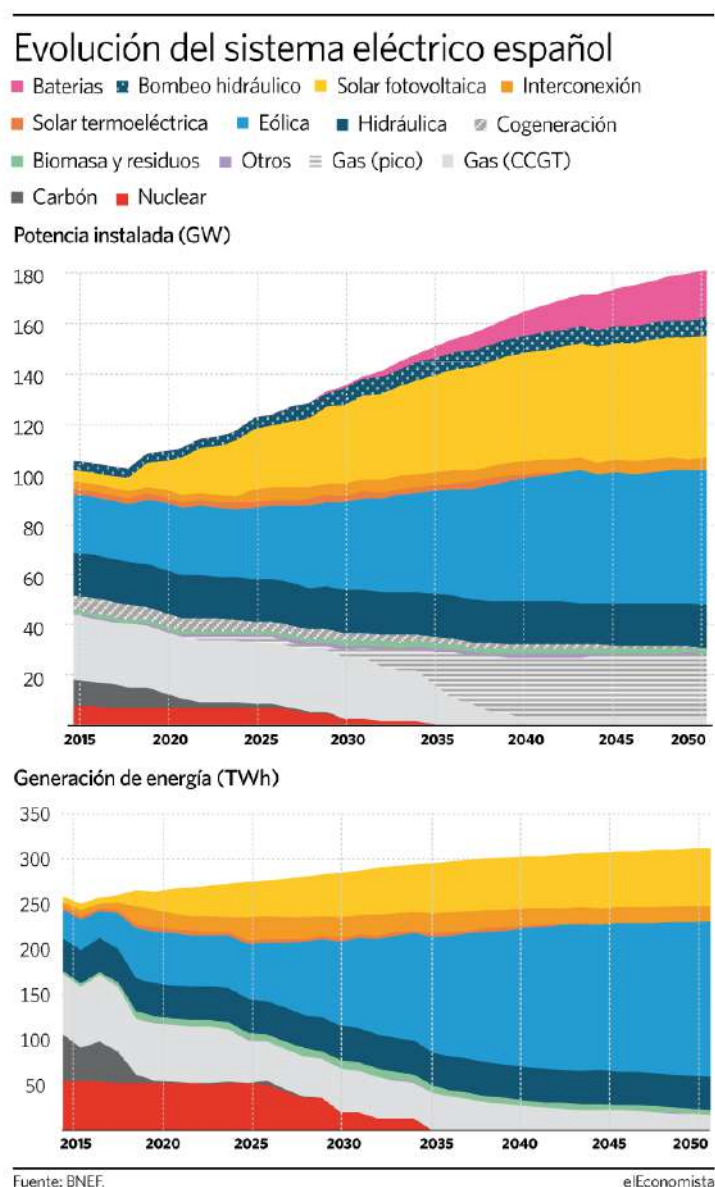


Figura 5: Evolución y Predicción del Sistema Eléctrico Español (2015-2050)

Según se puede apreciar, en la última década se incrementó de forma notable la potencia instalada de energías renovables, especialmente la solar y de bombeo hidráulico, que almacena la energía potencial del agua para transformarla en cinética cuando se requiere (como es el caso de una presa) y se espera un gran aumento del almacenamiento de baterías en España. Por lo contrario, se observa una tendencia decreciente de la energía generada mediante procesos no renovables como el uso del carbón o del gas.

El informe también destaca que para el año 2030, se espera que más del 70% del total de la energía generada en España provenga de fuentes renovables, convirtiéndose un país referente en la transición energética, mientras que el gas natural pasará de representar un 17% del mix energético en 2022 a menos del 5% en el año 2045, reiterando el énfasis del país en realizar el cambio ecológico. Gracias a la meteorología de España, con gran presencia de radiación solar y de viento constante, se dispone de numerosas zonas con condiciones óptimas para instalar parques fotovoltaicos y eólicos. A pesar de tener la mayor proporción de energía por parte de la solar y eólica, se hace hincapié en la importancia del uso de baterías de almacenamiento, las interconexiones entre países de Europa y los sistemas de gestión inteligente para el control de la generación y de la demanda eléctrica que eviten problemas en el sistema, como se pudo experimentar en el apagón del sistema eléctrico de la península el 28 de abril de 2025.

En resumen, debido a la situación global del cambio climático, todos los países se están concienciando y tomando medidas que reduzcan la huella de carbono, tanto en la industria, como en el entorno de las personas. Se han creado planes estratégicos que buscan facilitar e impulsar la transición a energías más verdes, como las que se estudian en el presente proyecto.

2.2 Tecnologías para Autoconsumo

Las tecnologías renovables más comunes para el autoconsumo en una vivienda son la energía solar, las baterías de almacenamiento, la energía térmica y en menor medida, la energía eólica. A continuación, se introduce brevemente estas tecnologías, aunque se detallará su funcionamiento en mayor medida en el Capítulo 3:

- **Energía solar fotovoltaica (FV):** Convierte la radiación solar en energía eléctrica mediante paneles solares. Los sistemas fotovoltaicos están compuestos por paneles solares, inversores, estructuras de montaje y paneles de control. Los equipos requieren bajo mantenimiento y se dispone de gran variedad de alternativas para adaptarlos a las necesidades o limitaciones de la vivienda.
- **Baterías de almacenamiento:** Permiten almacenar el excedente de energía generada por los paneles solares para autoconsumirla posteriormente. Incorporar las baterías reduce la dependencia de la red, al disponer de electricidad en horas sin radiación solar.
- **Energía termosolar:** Mientras que los paneles fotovoltaicos usan la radiación solar para crear electricidad directamente, los paneles solares térmicos capturan el calor del sol para calentar un líquido llamado caloportador que puede calentar un fluido de la casa que puede ser para calefacción o consumo y a su vez genera electricidad [8].



Figura 6: Ejemplo instalación de energía termosolar

- Generador eólico residencial: Se trata de un ventilador pequeño que aprovecha el viento para mover sus aspas y generar electricidad de autoconsumo de la vivienda. Al igual que las baterías, es una alternativa que permite consumir energía renovable sin depender de la radiación solar, aunque si lo hará del viento.

Los equipos anteriores se pueden instalar de forma independiente combinar para aumentar la eficiencia del sistema. Para este proyecto no se ha considerado el estudio de la energía termosolar, pero es importante tener en cuenta su utilidad.

2.3 Normativa Aplicable y Regulación en España

En esa sección se expone el marco regulador del autoconsumo en España.

En los inicios del uso de tecnologías de autoconsumo, existían numerosas limitaciones que dificultaban ampliar su uso, como el peaje de respaldo, comúnmente conocido como “impuesto sol” [9], que afectaba a todas las instalaciones que autoconsumían electricidad, salvo algunas pequeñas excepciones, imponiendo un impuesto a pagar. Sin embargo, tras la publicación del Real Decreto 244/2019, se obtuvo una situación mucho más favorable. Este decreto distinguía entre sistemas aislados o no a la red para proporcionar una compensación diferente, permitía compartir una instalación de autoconsumo entre más de un usuario, ideal para implementar en comunidades residenciales y simplificó los trámites administrativos para las instalaciones con potencia de hasta 100 kW.

Adicionalmente, como se ha mencionado en el 2.1, existen incentivos económicos en las comunidades autónomas como subvenciones o bonificaciones en el IBI que impulsan el crecimiento del autoconsumo.

2.4 Proyectos Relacionados

La evolución de la transición ecológica en España supuso que se llevaran a cabo numerosos proyectos de instalaciones de generación de energía para autoconsumo. En Madrid existen entre muchos, dos ejemplos de proyectos relevantes para la generación de energía renovable a partir de paneles fotovoltaicos:

La Comunidad solar en Fuenlabrada se trata de una instalación fotovoltaica de 735 kWp sobre la cubierta del parque comercial Nexum Retail Park en Fuenlabrada (Madrid). Iberdrola instaló los paneles ofreciendo a los vecinos de las viviendas cercanas acceso a consumir parte de la energía que genera, sin la necesidad de que instalaran los equipos en sus respectivas casas. Esta alternativa ofrece a más de 1100 familias la posibilidad de aprovechar el ahorro del coste eléctrico de la energía solar frente a los combustibles fósiles, sin requerir la inversión en los equipos, siendo a corto plazo más asequible para las personas. En total genera más de 1000 MWh al año, estimando una reducción de 6.000 toneladas de CO₂ en sus primeros 30 años de uso [10].

El ayuntamiento de Soto del Real (Madrid), empezó la iniciativa SotoGenera para promover sin ánimo de lucro el autoconsumo entre las viviendas en un polígono industrial. La instalación de 100kW sobre un polideportivo, correspondiendo 1kW por horas, produce 190.000 kWh al año, abasteciendo un 30% del consumo de las viviendas. Este proyecto evita la emisión de 400 kg de CO₂ por casa al año y, además, incluye los beneficios fiscales o subvenciones por la inclusión de alternativas renovables [11].

Ambos proyectos destacan modelos reales que representan el potencial de la energía fotovoltaica para el autoconsumo en zonas residenciales, representando una gran proporción de su consumo en forma de energías limpias, además de beneficiarse de las ayudas económicas impuestas por la administración.

2.5 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Debido a la necesidad de una transición hacia una energía más limpia y sostenible junto a un consumo responsable, es de suma importancia que el proyecto de fin de carrera esté alineado con los ODS establecidos por las Naciones Unidas. Los ODS correspondientes a los distintos enfoques que se analizarán en el proyecto son [12]:

- ODS 7: Energía asequible y no contaminante.

Según las Naciones Unidas, alrededor de 660 millones de personas no disponen de energía eléctrica. Este proyecto analizará fuentes de energía renovables, como la solar fotovoltaica y la eólica, que dan acceso a la energía eléctrica sin necesidad de estar conectados a la red. Se analizarán las alternativas y las especificaciones necesarias de cada una para que las instalaciones trabajen con el máximo rendimiento posible y se pueda prescindir en mayor medida de la conexión a la red, incluso llegando a alcanzar la autosuficiencia energética en los casos más favorables.

- ODS 9: Industria, innovación e infraestructura.

El proyecto promueve el desarrollo de infraestructuras energéticas sostenibles. Aunque el análisis se centra en una vivienda unifamiliar, las soluciones planteadas pueden extrapolarse a proyectos de mayor escala, sirviendo como modelo para la implementación de sistemas energéticos en instalaciones industriales. Se analizan diversas alternativas y sus especificaciones técnicas con el objetivo de optimizar el consumo energético, promoviendo la transición hacia infraestructuras más sostenibles que impulsen la innovación tecnológica.

- ODS 11: Ciudades y comunidades Sostenibles.

Mediante el estudio de viabilidad del autoconsumo de energía eléctrica de una vivienda, se pretende llegar a una conclusión que resalte la importancia de expandir la instalación de las tecnologías sostenibles a más hogares u oficinas para poder reducir el impacto ambiental en los poblados y ciudades. Esto supondría una mayor independencia de energía de la red eléctrica proveniente en gran parte de recursos no sostenibles como el carbón, gas natural o energía nuclear.

- ODS 12: Producción y consumo responsable.

Este proyecto busca diseñar un sistema energético que minimice el impacto ambiental asociado al consumo energético habitual, promoviendo el aprovechamiento de recursos como la energía solar y eólica. Esto contribuye a una economía circular al reducir la dependencia de fuentes de energía no renovables, fomentando la autosuficiencia energética en una vivienda.

- ODS 13: Acción por el clima.

Puesto que se pretende limitar el calentamiento global a 1.5 °C por encima de los niveles preindustriales, resulta esencial expandir el uso de tecnologías sostenibles en el ámbito energético. Este proyecto aborda esta necesidad al analizar soluciones basadas en energías renovables, contribuyendo a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al consumo de energía eléctrica convencional. De esta forma, el proyecto se alinea con el objetivo de mitigar los efectos del cambio climático.

Capítulo 3. Descripción de las Tecnologías

El estudio de los equipos es una parte esencial para la configuración de cada sistema. En esta sección se describe en detalle las tecnologías usadas en los sistemas propuestos de generación de energía para autoconsumo, analizando sus componentes, su funcionamiento, las limitaciones técnicas y los parámetros clave para su diseño.

3.1 Paneles Fotovoltaicos

Un módulo está compuesto por numerosas células fotovoltaicas que son los elementos encargados de realizar todo el proceso de generación. Una célula fotovoltaica se basa en un diodo semiconductor de silicio con una unión tipo P-N (positiva-negativa). Esta unión se crea al combinar dos capas de silicio con incorporaciones de elementos distintos. La capa semiconductor tipo N está formada por silicio dopado con fósforo, que contiene más electrones, creando un exceso de estos, mientras que la capa semiconductor tipo P contiene elementos adicionales, generalmente boro, con menor cantidad de electrones, actuando como capa positiva en la red cristalina al haber huecos libres. Esta diferencia de electrones genera un campo magnético en el interior entre las dos capas, sección conocida como zona de agotamiento.

Cuando la luz solar incide sobre la célula, los fotones de la luz transfieren su energía a los electrones del material conductor. Si la energía del fotón es suficiente, se puede liberar un electrón, generando una fuerza motriz. El campo magnético en la zona de agotamiento separa esa fuerza motriz desplazando los electrones hacia la zona N y los huecos hacia la zona P. Se crea una diferencia de potencial en los extremos, por lo que, si los conectamos a un circuito externo, se crea un flujo de corriente eléctrica.

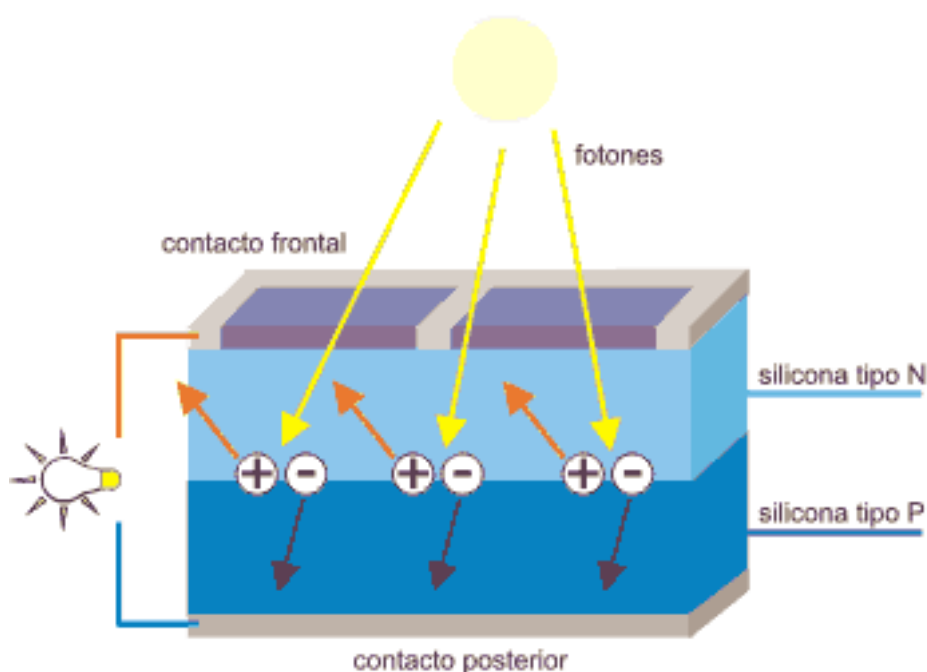


Figura 7: Esquema de una Célula Fotovoltaica

Por si solas, las células generan tensión y corriente baja, por lo que las barras colectoras de los paneles donde se acumulan los electrones generados se conectan en serie y en paralelo formando el módulo fotovoltaico con valores más adecuados para su uso. El lado negativo de una celda se conecta por el lado positivo de otra. Además, los paneles tienen una lámina de EVA por ambos lados del módulo para protegerlo de golpes, suciedad, etc. Existen dos tipos de paneles solares: monocristalinos y policristalinos. Las células policristalinas contienen muchos cristales de silicio fundido orientados aleatoriamente, por lo que su rendimiento es menor (16-20%) respecto a los monocristalinos, aunque son más económicos. Por otro lado, las células monocristalinas contienen silicio con un tratamiento químico adicional que les proporciona una mayor conductividad eléctrica, aumentando su rendimiento (18-25%) [13] [14] [15].

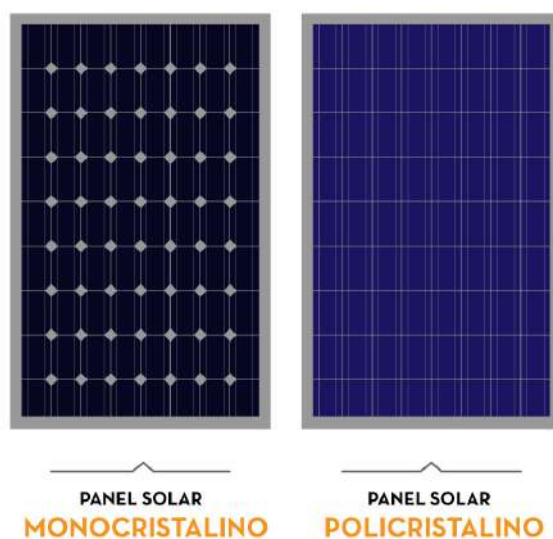


Figura 8: Diferencia entre Módulos Monocristalinos y Policristalinos

Para analizar el comportamiento eléctrico de las placas fotovoltaicas en diferentes condiciones de radiación solar y temperatura, se deben de analizar las curvas I-V (corriente-tensión) y P-V (potencia-tensión) que proporciona el fabricante.

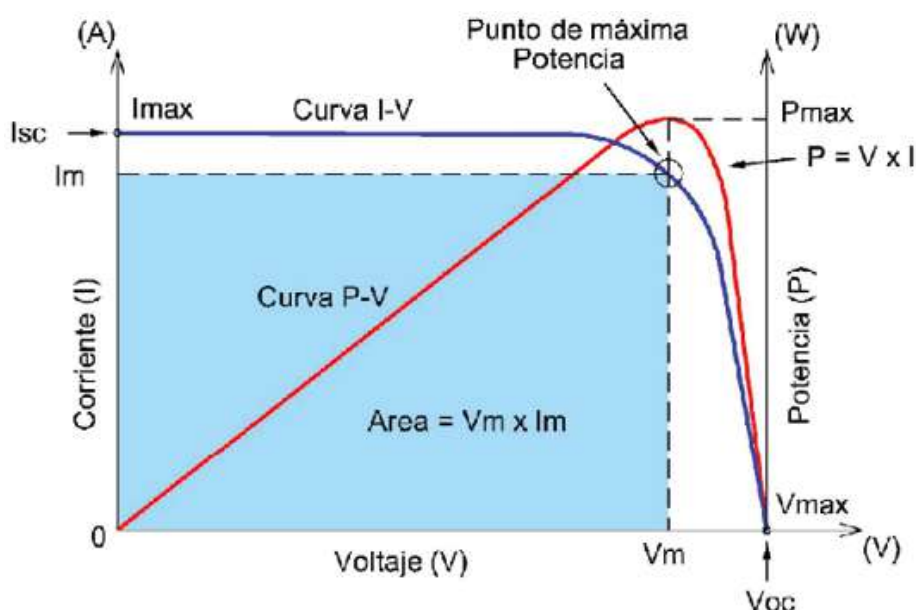


Figura 9: Ilustración de las curvas I-V y P-V

La curva I-V representa la relación entre la intensidad de corriente que entrega el panel y la tensión entre sus terminales. Según se aprecia en la Figura 9, al inicio de la curva (V aproximadamente nula), la intensidad es máxima, el cual marca el punto de cortocircuito (I_{sc}). A medida que aumenta la tensión, la corriente disminuye lentamente hasta el tramo final de la curva, en el punto de circuito abierto (V_{oc}), donde la tensión es máxima y la corriente nula [16].

La curva P-V representa la potencia generada respecto a la tensión y se obtiene del múltiplo de la corriente y la tensión en cada instante. La potencia aumenta prácticamente de forma lineal hasta alcanzar su punto de máxima potencia (MPP). Este punto es crítico para el diseño del sistema, ya que proporciona la corriente y tensión con las que se obtendrá la máxima potencia. En los inversores se suele incorporar seguidores MPPT (Maximum Power Point Tracker) que permiten ajustar los módulos o subconjuntos de módulos de forma individual que cada uno opera en su punto máximo. Esto es muy útil en situaciones donde módulos reciben radiación solar directamente y otros tienen sombra y cada subconjunto opera a máximo rendimiento a pesar de dar distinta corriente. La forma y posición de las curvas varía en función de la irradiación y de la temperatura. A mayor irradiación, la corriente y la potencia máxima aumentan, mientras que, a mayor temperatura, disminuye la tensión y la potencia total generada. De este modo, se puede seleccionar los módulos y dimensionar el sistema fotovoltaico en función de los datos meteorológicos del emplazamiento.

A continuación, se presenta un resumen de parámetros clave mostrados anteriormente:

- Potencia nominal (W_p): Es la potencia máxima/pico bajo las condiciones estándar de prueba (STC) establecidas suponiendo irradiación de 1000 w/m^2 y a 25°C .
- V_{oc} (tensión en circuito abierto): Es la tensión máxima que alcanza el panel sin carga conectada (corriente nula).
- I_{sc} (corriente de cortocircuito): Corriente máxima que fluye cuando los terminales del módulo están en cortocircuito (tensión nula).
- V_{mp} (tensión en el punto de máxima potencia): Corriente asociada al punto de máxima potencia.
- Rendimiento (%): Relación entre la potencia eléctrica generada y la energía solar recibida sobre la superficie del panel. El rendimiento de los paneles suele ser bajo (16-22%) debido principalmente a las pérdidas como calor, parte de la radiación solar que es reflejada y porque el silicio solo tiene la capacidad de convertir una parte de la radiación solar. Otras pérdidas se dan a las altas temperaturas que reducen la tensión, sombras parciales sobre el sistema o por una orientación, suciedad o envejecimiento que reducen la generación.

3.2 Inversores

Los inversores son dispositivos fundamentales en cualquier sistema fotovoltaico que se encargan de transformar la corriente continua (CC) generada por los paneles solares en corriente alterna (CA) que es la forma de la energía principalmente utilizada en una vivienda. Además, en caso de vertido a la red en caso de excedentes de energía generada, la electricidad se devuelve también en CA.



Figura 10: Inversor para paneles solares

Los inversores más habituales son los inversores string, los cuales conectan en serie varios módulos formando cadenas (strings) y se emplean en instalaciones donde la radiación solar es uniforme en todo punto. En condiciones de sombra parcial, se puede recurrir a los microinversores. Estos se instalan en cada panel individual, maximizando la producción en todas las condiciones. Sin embargo, supone un mayor coste y puede no ser la opción óptima para incorporar en una vivienda. Otra opción común son los inversores híbridos que permiten transformar en paralelo la electricidad que generan las placas solares y la suministrada por las baterías que almacenan la energía sobrante en CA.

A la hora de incorporar el inversor en el sistema, es importante comprobar que los parámetros técnicos del inversor son compatibles. La potencia máxima, que suele suponer un 15% a 50% de la potencia nominal del inversor, limitará el número de paneles que se pueden incorporar en el sistema. Por otro lado, la intensidad de la entrada y de cortocircuito establecen el límite de strings máximo. Para comprobar el número de paneles en serie, se usará la tensión máxima y mínima de funcionamiento, la cual es la tensión límite para que se analice el punto de máxima potencia (MPPT) [17].

3.3 Baterías de almacenamiento

Las baterías de almacenamiento son componentes adicionales en un sistema fotovoltaico que pueden optimizar el rendimiento global, ya que permite almacenar el excedente de energía generada en las horas de sol, para utilizarla durante la noche o en momentos de baja radiación solar. Esta alternativa mejora significativamente la capacidad de autoconsumo de la vivienda, respecto al escenario de consumo total de energía eléctrica de la red.



Figura 11: Baterías de Almacenamiento en una Vivienda

Existen varios tipos de baterías, siendo las siguientes las más comunes:

- Baterías de plomo-ácido: Tiene las baterías sumergidas en ácido sulfúrico. Son económicas y con gran rendimiento, pero como inconveniente, su vida útil es menor. Contiene electrodos polarizados positiva y negativamente. Su uso es recomendable en instalaciones aisladas (usadas por ejemplo en vehículos).
- Baterías Absortion Glass Mat (AGM): son baterías tipo plomo-ácido pero selladas que usan fibra de vidrio que retienen el electrolito entre las placas, aportando una mayor seguridad durante la operación y con una mayor vida útil. Este tipo de baterías no requieren mantenimiento. Son comunes en instalaciones más grandes que puedan requerir una alta potencia de arranque, pero no en viviendas.
- Baterías de GEL: Se emplean en sistemas que requieran flujos de carga y descarga profundos y frecuentes. Este tipo de baterías tienen una vida útil muy larga y se emplean en instalaciones medianas y pequeñas, sin requerir mantenimiento.
- Baterías estacionarias: usadas en sistemas con demanda de energía constante y por periodos largos de tiempo. Tienen una larga vida útil, gran rendimiento, pero suponen una inversión mayor y son de mayor tamaño. Existen dos tipos de baterías estacionarias: tipo OPzV que contienen un electrolito absorbido que no requiere mantenimiento y tipo OPzS que contiene un electrolito líquido que necesita realizar un mantenimiento.
- Baterías de litio (Li-ion): Son baterías usadas tanto en el ámbito industrial como doméstico y son ideales para viviendas con variaciones de consumo. Tienen la capacidad de carga rápida y mayor densidad energética. Son baterías ligeras, compactas y una vida útil larga sin necesitar mantenimiento.

En los distintos escenarios estudiados que incluían una batería de almacenamiento, se ha seleccionado las baterías tipo Li-ion [18].

3.4 Aerogenerador

Un aerogenerador doméstico es un equipo que transforma la energía cinética proporcionada por el viento en energía eléctrica, mediante el movimiento de las alas conectadas al eje de un generador. Este dispositivo se puede complementar con los paneles solares para generar energía de autoconsumo con independencia de las horas de sol. De esta forma, se podría generar energía durante las horas nocturnas o en horas con presencia de nubes que reducen la cantidad de radiación solar que reciben los paneles.

Un aerogenerador está compuesto por las palas que giran cuando cocha el aire contra las mismas, el eje conectado a las palas y al rotor o primero a una reductora para aumentar las revoluciones del rotor. El aerogenerador se orienta en la dirección del viento óptima para maximizar el rendimiento.

Existen dos tipos de aerogeneradores, los de eje horizontal y de eje vertical:

- Aerogenerador de eje horizontal: Son los tipos más habituales y los más eficientes, que giran en dirección perpendicular a la del viento. Generalmente están compuestos por 2 a 5 aspas, donde cuanto mayor sea el número de aspas, más lenta rota. Son ideales para instalaciones domésticas de unos 2 kW.



Figura 12: Aerogenerador de Eje Horizontal

- Aerogenerador de eje vertical: En este caso, las aspas giran entorno al eje del aerogenerador. Son aerogeneradores menos habituales, aunque ofrecen una mayor resistencia estructural y estéticamente con más atractivos. Se emplean generalmente para instalaciones con potencia inferior a 2 kW [19].



Figura 13: Aerogenerador de Eje Vertical

Por lo general, un aerogenerador necesita una velocidad mínima de 3 m/s para poder empezar a generar energía y se indica también por el fabricante la velocidad máxima para evitar daños (en torno a 15 y 20 m/s).

Para obtener una estimación de la energía generada por el aerogenerador (AEO), es necesario conocer la velocidad media anual del viento en la ubicación del emplazamiento y la longitud de las aspas o lo que es lo mismo, el radio del movimiento de las aspas. Se usará la formula siguiente para obtener la potencia generada:

$$AEO = P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 \cdot C_p \cdot \eta$$

Donde ρ es la densidad del aire (kg/m^3), R es la longitud de las palas (m), v la velocidad del viento (m/s^2) y C_p es el coeficiente de potencia (%) que indica la relación de la potencia extraída por el aerogenerador y de la potencia total disponible del viento, es decir, cuanta energía eléctrica produce el generador a partir de la energía cinética proveniente del viento. También se puede simplificar la formula anterior con la siguiente aproximación [20]:

$$AEO = P_w = 1,64 \cdot D^2 \cdot v^3$$

El factor de rendimiento de un aerogenerador estará condicionado por el coeficiente de Betz, mediante el cual se establece que no se podrá extraer un rendimiento superior al 59,3% de los equipos eólicos. De igual modo, la eficiencia habitual de los aerogeneradores está en torno al 30% - 40%, lejos del límite del coeficiente de Betz. Estas pérdidas se deben principalmente a las pérdidas mecánicas en los equipos de transmisión, la resistencia aerodinámica de las alas del aerogenerador, pérdidas eléctricas y la alternancia de la velocidad del viento.

Con el fin de maximizar la producción de energía eólica, se debe de evitar la presencia de obstáculos cercanos que afecten al flujo del viento, estando 5 metros por encima de estos para estar seguros. Si se instala el aerogenerador directamente sobre el tejado de la vivienda, escenario más común, se deberá de asegurar cumplir lo mencionado

anteriormente. En caso contrario, la distancia a la cual se debe instalar el aerogenerador será diez veces la altura del obstáculo. A continuación, se presenta un ejemplo:

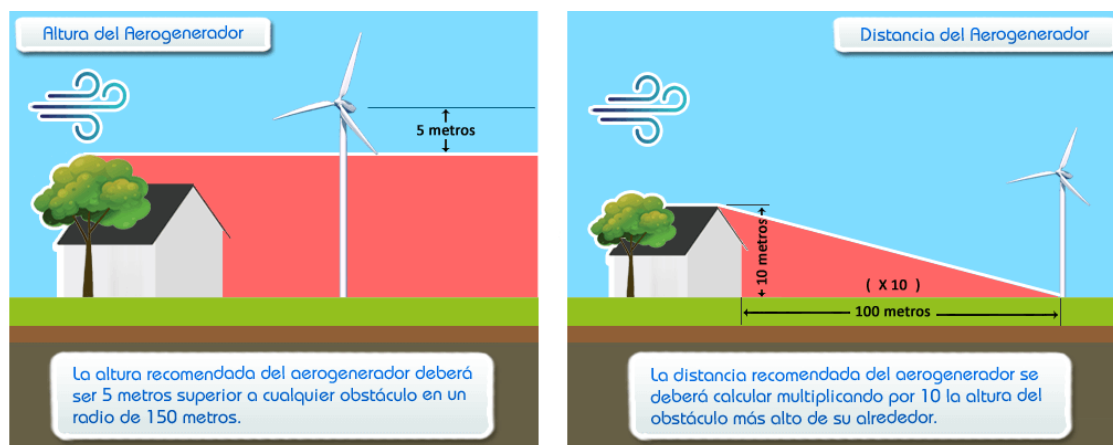


Figura 14: Ejemplo cálculo de la altura y distancia de un aerogenerador

En resumen, el aerogenerador es un equipo que sirve como apoyo en la generación de energía de autoconsumo y es este proyecto se ha analizado su viabilidad económica y técnica junto a un sistema fotovoltaico.

Capítulo 4. Diseño de la Instalación

En este capítulo se presenta el procedimiento del diseño de la instalación de autoconsumo mediante el software PVSYST [21] y datos analíticos para los distintos escenarios propuestos. El capítulo 4 sirve de introducción de los parámetros principales que se han introducido en el programa para la realización de las simulaciones de cada escenario que se analizarán en el Capítulo 5.

4.1 Datos del Emplazamiento

El sistema fotovoltaico se instalará en una vivienda en La Granja de San Ildefonso, en la provincia de Segovia. Esta región dispone de rangos de temperaturas amplios, con inviernos fríos y “buenas” temperaturas el resto del año. Sin embargo, presenta una cantidad de radiación solar considerable a lo largo de todo el año, lo cual permite sacar provecho al uso de las placas fotovoltaicas y velocidades de viento de media 13,1 km/h [22] según se puede apreciar en las imágenes siguientes:

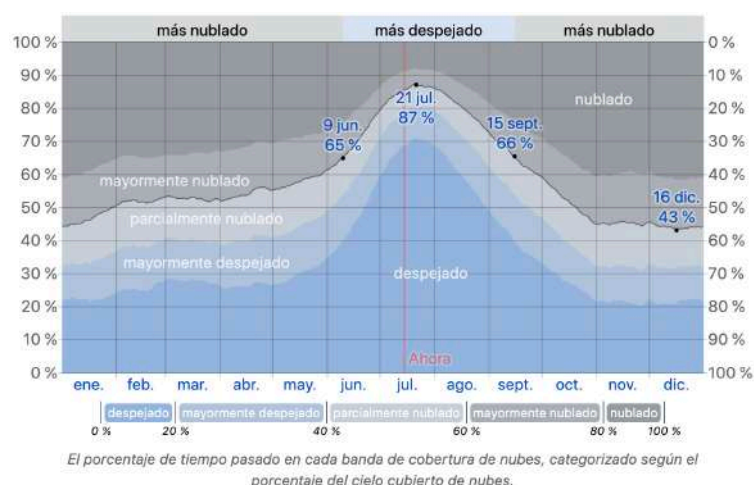


Figura 15: Categorías de Nubosidad en La Granja de San Ildefonso

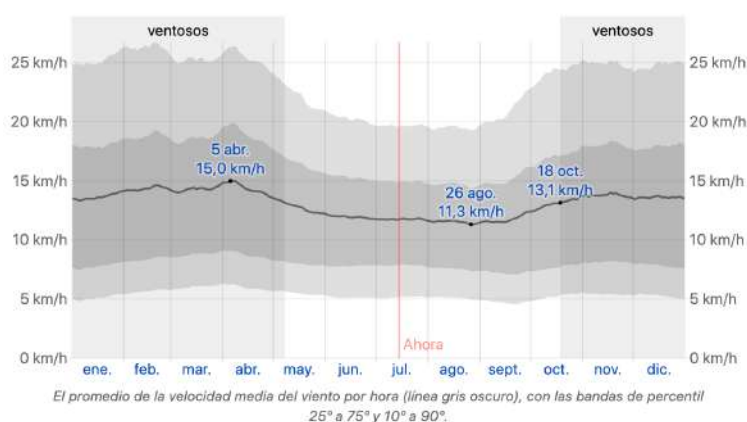


Figura 16: Velocidad Promedio del Viento en La Granja de San Ildefonso

Para comenzar el diseño del proyecto, se han cargado los parámetros meteorológicos de la base de datos de Meteonorm 8.1 en la ubicación seleccionada desde el año 1996 hasta 2015, obteniendo:

- Lugar geográfico: La Granja de San Ildefonso, Segovia.
- Situación:
 - Latitud: 40,91° N
 - Longitud: -4° W
 - Altitud: 1142 m
 - Zona horaria: UTC +1

En el Documento N°2 Planos se muestra un plano de la vivienda con sus dimensiones.

Por pura estética, se ha decidido colocar los paneles orientados en la dirección del tejado (-30° respecto al norte) de la vivienda y con la misma inclinación (35° respecto al suelo). Esto se ha realizado en todos los ensenarlos, introduciendo los valores en la sección *orientación* en PVSIST.

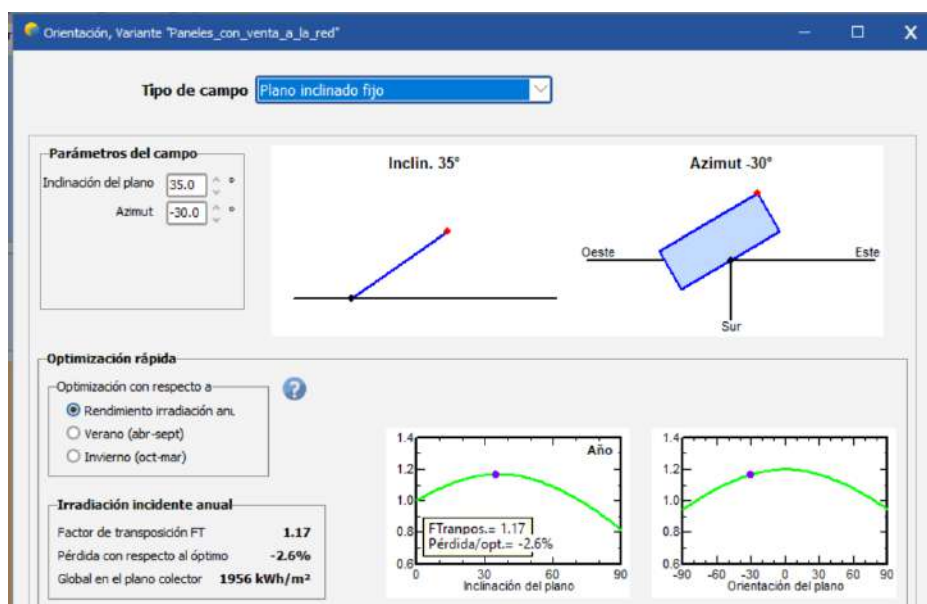


Figura 17: Valores introducidos en la sección “orientación” de PVSIST

El factor de transposición (FT) corresponde a la relación de la irradiación incidente sobre la placa inclinada, respecto a la placa en posición horizontal. En las gráficas de la figura anterior, se muestra un FT de 1,17. Este valor implica un buen aprovechamiento del panel solar de la radiación solar a lo largo del año. Cuanto mayor sea FT, menor son las pérdidas respecto a la posición óptima. Por lo general, la orientación óptima para un panel fijo es hacia el sur y la inclinación varía según la zona, pero se encuentra en torno al rango de 25° a 40°.

Al no poder modificar la orientación o la inclinación respecto al tejado, se tendrán siempre pérdidas de generación de energía eléctrica que quedarán representadas en los resultados de la simulación. Sin embargo, el plano colector global a lo largo del año es de 1956 kWh/m² de placa solar, por lo que se sigue obteniendo un rendimiento considerable.

4.2 Datos de autoconsumo

Para conocer la energía necesaria en todo instante, se han introducido los consumos unitarios de los dispositivos domésticos en una vivienda y su utilización diaria en horas. Teniendo en cuenta que se trata de una familia compuesta por cinco personas y que variará frecuentemente el uso de los consumos, se ha incorporado en el análisis del consumo total de la vivienda, valores razonables teniendo en cuenta la potencia de cada equipo.

Con el fin de obtener un escenario realista, se ha modelado estacionalmente el perfil de consumo de equipos domésticos, donde, por ejemplo, se ha incluido en épocas de calor el uso de ventiladores y en épocas de frío el uso de la calefacción. En las siguientes imágenes se muestran los consumos unitarios de los aparatos y total de la vivienda en cada estación del año:

Número	Aparato	Potencia	Uso diario	Distrib. por hora	Daily energy
15	Lamps (LED or fluo)	10 W/lámpara	5.0 h/día	OK	750 Wh
5	TV / PC / Mobile	100 W/apar.	5.0 h/día	OK	2500 Wh
2	Domestic appliances	500 W/apar.	4.0 h/día	OK	4000 Wh
2	Fridge / Deep-freeze	0.80 kWh/día	24.0	OK	1598 Wh
1	Dish- & Cloth-washers	1000.0 W prom	2.0 h/día	OK	2000 Wh
1	Carga lenta Coche Híbrido	2300 W/apar.	2.0 h/día	OK	4600 Wh
1	Air conditioning	1000 W/apar.	4.5 h/día	OK	4500 Wh
Consumidores en espera		6 W tot	24 h/día		144 Wh
Energía diaria total					20092 Wh/día
Energía mensual					602.8 kWh/mes

Figura 18: Consumos Domésticos Diarios en Verano

Número	Aparato	Potencia	Uso diario	Distrib. por hora	Daily energy
15	Lamps (LED or fluo)	10 W/lámpara	5.0 h/día	OK	750 Wh
5	TV / PC / Mobile	100 W/apar.	5.0 h/día	OK	2500 Wh
2	Domestic appliances	500 W/apar.	5.0 h/día	OK	5000 Wh
2	Fridge / Deep-freeze	0.80 kWh/día	24.0	OK	1598 Wh
1	Dish- & Cloth-washers	1000.0 W prom	2.0 h/día	OK	2000 Wh
2	Heating	300 W/apar.	15.0 h/día	OK	9000 Wh
1	Carga lenta Coche Híbrido	2300 W/apar.	2.0 h/día	OK	4600 Wh
Consumidores en espera		6 W tot	24 h/día		144 Wh
Energía diaria total					25592 Wh/día
Energía mensual					767.8 kWh/mes

Figura 19: Consumos Domésticos Diarios en Otoño

Número	Aparato	Potencia	Uso diario	Distrib. por hora	Daily energy
15	Lamps (LED or fluo)	10 W/lámpara	5.0 h/día	OK	750 Wh
5	TV / PC / Mobile	100 W/apar.	5.0 h/día	OK	2500 Wh
2	Domestic appliances	500 W/apar.	5.0 h/día	OK	5000 Wh
2	Fridge / Deep-freeze	0.80 kWh/día	24.0	OK	1598 Wh
1	Dish- & Cloth-washers	1000.0 W prom	2.0 h/día	OK	2000 Wh
1	Carga lenta Coche Híbrido	2300 W/apar.	2.0 h/día	OK	4600 Wh
1	Air Conditioning	1000 W/apar.	3.0 h/día	OK	3000 Wh
Consumidores en espera		6 W tot	24 h/día		144 Wh
Energía diaria total					19592 Wh/día
Energía mensual					587.8 kWh/mes

Figura 20: Consumos Domésticos Diarios en Primavera

Consumos diarios						
Número	Aparato	Potencia	Uso diario	Distrib. por hora	Daily energy	
15	Lamps (LED or fluo)	10 W/lámpara	6.0 h/día	OK	900 Wh	
5	TV / PC / Mobile	100 W/apar.	6.0 h/día	OK	3000 Wh	
2	Domestic appliances	500 W/apar.	6.0 h/día	OK	6000 Wh	
2	Fridge / Deep-freeze	0.80 kWh/día	24.0	OK	1598 Wh	
1	Dish- & Cloth-washers	1000.0 W prom	2.0 h/día	OK	2000 Wh	
4	Heating	300 W/apar.	15.0 h/día	OK	18000 Wh	
1	Carga lenta Coche Híbrido	2300 W/apar.	2.0 h/día	OK	4600 Wh	
Consumidores en espera		6 W tot	24 h/día		144 Wh	
Energía diaria total					36242 Wh/día	
Energía mensual					1087.3 kWh/mes	

Figura 21: Consumos Domésticos Diarios en Invierno

Con los datos anteriores, se ha definido un autoconsumo promedio de 25,32 kWh/día o de 9241,73 kWh/año. En las simulaciones de PVSYST se podrá contrastar la cantidad de energía solar que se ha consumido realmente respecto a la cantidad máxima objetivo.

En los Anexos se muestran las horas del día en las que se consume energía eléctrica de cada aparato, información importante para determinar picos de consumo y comprobar la disponibilidad de energía de autoconsumo en dichos instantes.

4.3 Configuración del Sistema

Conocida la cantidad de energía eléctrica que consume la vivienda, se procede a diseñar el sistema fotovoltaico de cada escenario en la sección “Sistema”. Para ello, es necesario conocer información clave que establece límites como la cantidad máxima de módulos que se pueden instalar, cuantos subconjuntos pueden incorporarse, la potencia de los equipos, etc.

Primero, es necesario conocer el área donde se instalarán las placas. El área total de la cara sur del tejado de la vivienda es de 82,5 m². Al tener en varias ventanas abuhardilladas (ventanales que sobresalen en el tejado) que separan el tejado en tres secciones, se tiene un área disponible de 55,5 m². Sin embargo, se deberá de diseñar varios subconjuntos de paneles, tal como se muestra en el ejemplo de la Figura 22:

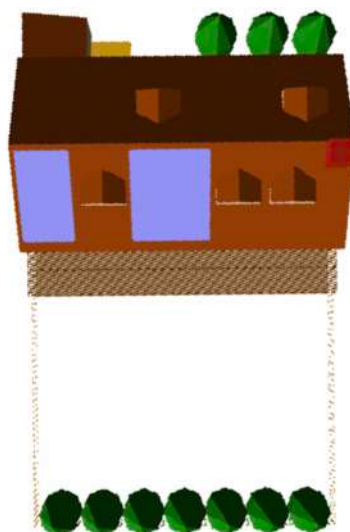


Figura 22: Imagen Aérea de la Vivienda en los Escenario 1, 2 y 4

Al estar muy condicionados en la decisión de la disposición de los subconjuntos de paneles fotovoltaicos, se tuvo especial cuidado con la selección de los modelos de las placas y de los inversores para que no supusieran ningún inconveniente técnicamente. Se puede apreciar en la imagen anterior que existe un hueco disponible, en el cual se pensó inicialmente instalar un tercer subconjunto de paneles compuesto por una única serie de 2 módulos en cadena, opción viable en cuanto a disponibilidad de superficie. No obstante, dicha opción fue descartada al estar subdimensionada la potencia del inversor y no se disponía de alguna alternativa en la base de datos de PVSYST.

Para las otras secciones restantes se han calculado las áreas totales disponibles en cada una, para comprobar si con las dimensiones de los módulos seleccionados, cada subconjunto cabría en dicha sección:

- Sección 1 (izquierda): 11 m^2 (2m de ancho y 5,5m de alto)
- Sección 2 (derecha): $16,5 \text{ m}^2$ (3m de ancho y 5,5m de alto)

Con los valores anteriores, podemos modelar los subconjuntos y el número de módulos en serie y de cadenas, asegurando que con las dimensiones del panel solar datos por el fabricante, podamos encajar cada subconjunto en sus respectivas secciones.

Para poder instalar los subconjuntos de módulos fotovoltaicos, se debe comprobar que cumplen con ciertos requisitos eléctricos [23]:

1. Cálculo de la tensión máxima del string (V_{oc})

Se debe confirmar que la tensión en circuito abierto de todos los módulos conectados en serie no supere la tensión máxima de entrada del inversor:

$$V_{oc \text{ total}} = V_{oc \text{ módulo}} \cdot N_{\text{módulos en serie}}$$

En caso de operar en temperaturas bajas, V_{oc} no debe superar el valor de MPPT (valor máximo) del inversor, por lo que también se diseña a partir de esta condición.

2. Cálculo de la tensión de operación (V_{mpp})

La tensión de operación debe estar en el rango de valores de MPPT. En caso de no estarlo, PVSYST muestra un mensaje de alerta notificándonos del error de selección de equipos.

$$V_{mpp \text{ total}} = V_{mpp \text{ módulo}} \cdot N_{\text{módulos en serie}}$$

3. Cálculo de la corriente a la entrada (I_{sc})

Cuanto mayor sea el número de placas en serie, la corriente aumenta de forma proporcional.

$$I_{sc \text{ total}} = I_{sc \text{ módulo}} \cdot N_{\text{cadenas en paralelo}}$$

En la sección 1.2 Cálculos se muestra de manera más detallada los resultados obtenidos para los distintos escenarios, según los módulos e inversores seleccionados.

4. Cálculo de la potencia pico del subconjunto

Por último, debemos comprobar que la potencia pico del subconjunto respecto a la potencia del inversor está en el rango $[0.8 ; 1,3]$. En caso de estar por debajo, la potencia del sistema (array) estaría subdimensionado y si está por encima, la potencia del subconjunto (array) estaría sobredimensionado.

Como se ha mencionado anteriormente, el Escenario 5 incorpora un aerogenerador residencial sumado a la instalación fotovoltaica usada en el Escenario 3. Para este escenario se ha seleccionado el aerogenerador Windforce-Xunzel-15000-48V 1.5kWp con el siguiente razonamiento:

- Potencia nominal (con viento medio 12,5m/s): 1.500 kw
- Velocidad del viento media en La Granja de San Ildefonso: 13,05 m/s
- Producción según el fabricante: 125 kWh/mes
- Consumo mensual de la vivienda: 770,14 kWh/mes

Teniendo en cuenta que la velocidad media en la ubicación de la vivienda es similar a la velocidad con la cual se indica la energía que puede producir mensualmente, usaremos 125 kWh/mes como valor referencia para el análisis del Escenario 5. Con el aerogenerador propuesto se podría llegar a generar aproximadamente un 16% de la energía necesaria. Por otro lado, se debe sumar la energía generada por los paneles solares, resultados que serán mostrados en el Capítulo 5.

Tras realizar el análisis anterior, se instalaron en cada escenario los siguientes equipos, incluyendo siempre en todos los subconjuntos 2 cadenas y modificando solo el número de módulos en serie:

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4	ESCENARIO 5
	FV + Vertido	FV No rentable	FV rentable	FV + Bateria	FV + Eólica
Nº de Módulos	10	10	6	10	6
Modelo FV [24] [25]	JAM72-S30-530-MR	JAM72-S30-530-MR	RSM144-6-395-M	JAM72-S30-530-MR	RSM144-6-395-M
Subconjunto #1	4	4	-	4	-
Subconjunto #2	6	6	6	6	6
Nº de Inversores	2	2	2	2	2
Modelo Inversor [26] [27]	SUN2000-3KTL-L1	SUN2000-3KTL-L1	S6-GR 1P 1K-M	SUN2000-3KTL-L1	S6-GR 1P 1K-M
Aerogenerador [28]	-	-	-	-	Windforce-Xunzel-15000-48V 1.5kWp
Potencia Sistema	5,3 kWp	5,3 kWp	2,37 kWp	5,3 kWp	3,87 kWp

Tabla 3: Configuración de cada Escenario

Tras el diseño de los distintos sistemas fotovoltaicos, se obtiene de PVSYST los siguientes diagramas unifilares. Estos proporcionan una representación gráfica simple de las conexiones en el sistema y el flujo de la energía durante la operación.

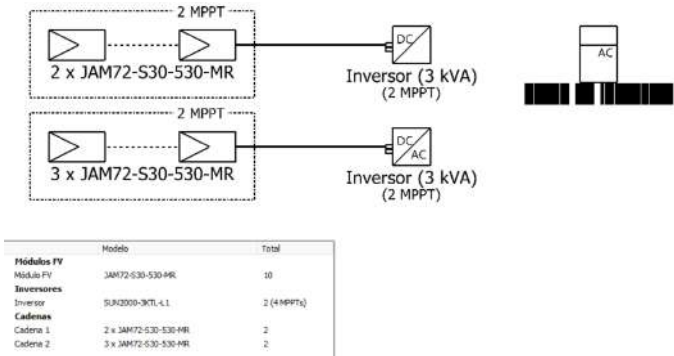


Figura 23: Diagrama Unifilar del Escenario 1

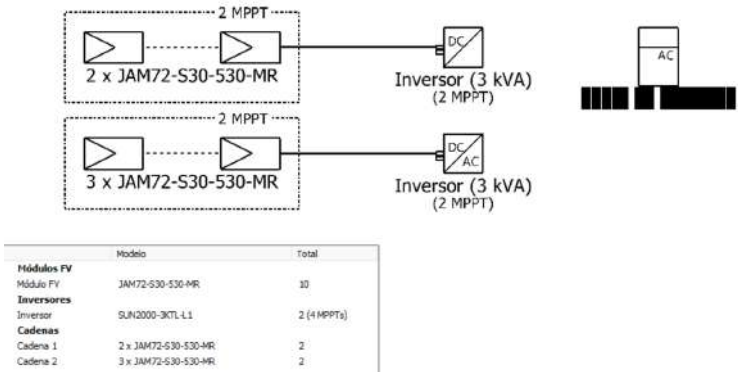


Figura 24: Diagrama Unifilar del Escenario 2

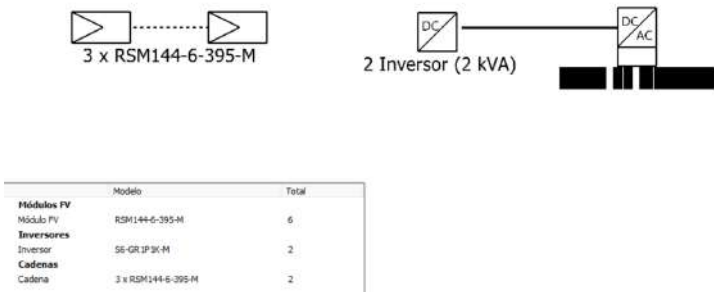


Figura 25: Diagrama Unifilar del Escenario 3

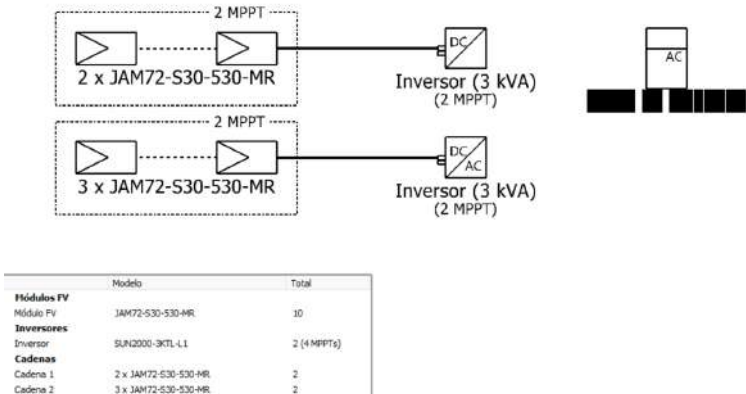


Figura 26: Diagrama Unifilar del Escenario 4

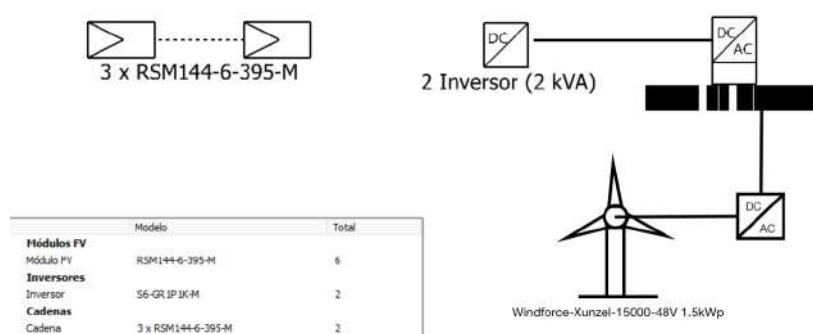


Figura 27: Diagrama Unifilar del Escenario 5

4.4 Pérdidas durante operación

El siguiente paso en la configuración del sistema fotovoltaico en PVSYST consiste en la definición detallada de las pérdidas que afectarán a la simulación. En este apartado se presentan las diferentes opciones que se han ajustado con el fin de proporcionar un mayor realismo a los resultados de la operación del sistema:

Pérdidas Térmicas

Las pérdidas térmicas se obtienen con la siguiente fórmula:

$$U = U_c + U_v \cdot \text{Wind Velocity}$$

U_c indica las pérdidas térmicas por radiación (panel-ambiente) y por conducción (panel-tejado), representando como se enfría un panel solar tras calentarse por la radiación solar. Existen diferentes valores estándar según las condiciones de la instalación de las placas:

- $U_c = 29 \text{ W/m}^2\text{k}$: para estructuras elevadas o suelo con aire libre por todo lado.
- $U_c = 27 \text{ W/m}^2\text{k}$: estructuras elevadas entre 40 y 70 cm sobre la superficie.
- $U_c = 20 \text{ W/m}^2\text{k}$: módulos semi-integrados con algo de ventilación posterior.
- $U_c = 15 \text{ W/m}^2\text{k}$: para paneles integrados en el tejado, con parte trasera aislada

En el caso del sistema que se va a instalar, los módulos están apoyados en el tejado sobre un soporte ligeramente elevado, siendo $U_c = 20 \text{ W/m}^2\text{k}$ el valor correspondiente para las pérdidas térmicas del sistema.

Por otro lado, U_v representa el efecto del viento, pero se han descartado ($U_v = 0$) en este caso sobre la operación del sistema fotovoltaico.

Pérdidas Óhmicas

Representa la caída de tensión a lo largo del cableado, desde el módulo hasta el inversor. El valor de las pérdidas por corriente continua en condiciones STC se han mantenido en

1,5% según se daba por defecto PVSYST y suponiendo un cable de cobre. Por lo contrario, las pérdidas por corriente alterna que se dan en el inversor se han despreciado.

Pérdidas por Desajuste

Se introdujo unas pérdidas por desajuste del módulo de 1% (valor defecto) y una desviación del rendimiento medio del módulo respecto al valor indicado por el fabricante por defecto de -0,7% (rendimiento superior al indicado por el fabricante).

Pérdidas por Suciedad

Teniendo en cuenta la suciedad que se pueda acumular sobre la superficie del módulo fotovoltaico, parte de la radiación solar se pierde al haber zonas obstruidas. Considerando un mantenimiento de limpieza poco frecuente, se ha aplicado unas pérdidas anuales de generación de energía del 2%.

Pérdidas por Envejecimiento

El análisis de la degradación por envejecimiento se realizó para un horizonte de 10 años, considerando un factor de degradación promedio de 0,4% anual. Se obtuvo unas pérdidas acumuladas al final de dicho periodo del 3,8%, con una degradación final de 4,6%. En la gráfica siguiente se muestra como el comportamiento del panel solar no coincide con la estimación del fabricante, donde al año 10 garantiza una potencia del 91%.

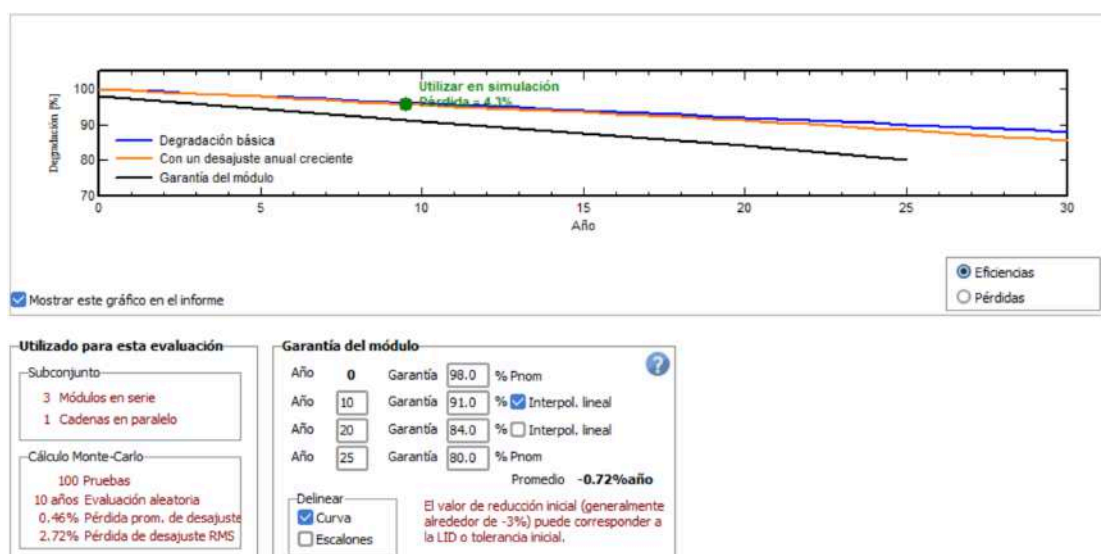


Figura 28: Degradación por Envejecimiento vs Años

Pérdidas por Indisponibilidad

Por último, considerando paradas por mantenimiento, fallos o cortes eléctricos, se han impuesto las siguientes pérdidas por indisponibilidad por defecto dado por PVSYST:

Figura 29: Degradación por Envejecimiento vs Años

4.4 Almacenamiento de energía

En la sección de “almacenamiento”, se debe habilitar para el Escenario 4 la opción de incorporar una batería de almacenamiento que aumentará la proporción de energía de autoconsumo, reduciendo la dependencia de energía de la red. Considerando el perfil de consumo diario de 25,3 kWh, el modelo seleccionado es una batería de ion-litio de 48V con una capacidad de almacenamiento nominal de 180Ah (8,64kWh) , conectada al sistema a través de un inversor híbrido [29].

Las especificaciones de la batería [30] se han definido según los siguientes parámetros:

- Dispone de una capacidad de energía útil de 7,4kW (calculada considerando un 80% de profundidad de descarga DOD). Esto supone una cantidad razonable entre el volumen de almacenamiento y coste global del equipo.
- La capacidad de almacenamiento permite cubrirse por 7 horas de autoconsumo con descarga de carga media, mientras que, con descarga de carga máxima, se dispone de 1,7 horas según los perfiles analizados en PVSYST.
- El tiempo de carga de la batería para una potencia solar superior a 5kW, es de 1,4 horas, lo que optimiza el uso de las baterías de almacenamiento en días especialmente soleados que generan gran cantidad de excedentes de energía. Esto es compatible con la potencia pico del sistema fotovoltaico (5,3 kW) y la potencia de carga máxima de la batería (5,2 kW), asegurándose que no se satura el sistema.
- Se instalaron 2 módulos de baterías en serie, debido a que con uno solo, la potencia máxima de carga era muy elevada (superior a la potencia por limite de corriente de la batería).

**La potencia máxima de carga (5.2 kW) es demasiado elevada. No debe exceder 4.5 kW (limitación de corriente de la batería).
Considere aumentar la capacidad de la batería o reducir la potencia de carga !**

Figura 30: Mensaje de Alerta por Fallo de Diseño

- Se han establecido un umbral de descarga mínima del 20% y máxima del 95%, con el fin de proteger la vida útil de la batería. Estos límites proporcionan un rango amplio de operación, junto a un número significativo de ciclos de uso (3125 ciclos al 50% DOD estimados por PVSYST).
- Por último, la temperatura del sistema se ha considerado constante a 20°C, suponiendo la incorporación de un sistema de aire acondicionado que regule la temperatura en todo momento. Esto es esencial puesto que la temperatura afecta al envejecimiento de la batería. Un aumento de 10°C puede dividir la vida útil de la batería “estática” por un factor de 2.

El impacto de la batería respecto al consumo energético comparado con el resto de los escenarios se evaluará en los resultados presentados en el Capítulo 5.

4.5 Simulación del Sombreado

Una de las funcionalidades de PVSYST es el modelado 3D del emplazamiento mediante la sección “Sombreados cercanos”. Teniendo en cuenta los datos meteorológicos introducidos en la base de datos de PVSYST, permite simular las condiciones reales del entorno en el que se ubica el sistema fotovoltaico teniendo en cuenta la orientación, inclinación y sombras proyectadas sobre las placas solares por los obstáculos. En la siguiente imagen se muestra una vista de la vivienda 3D modelada:

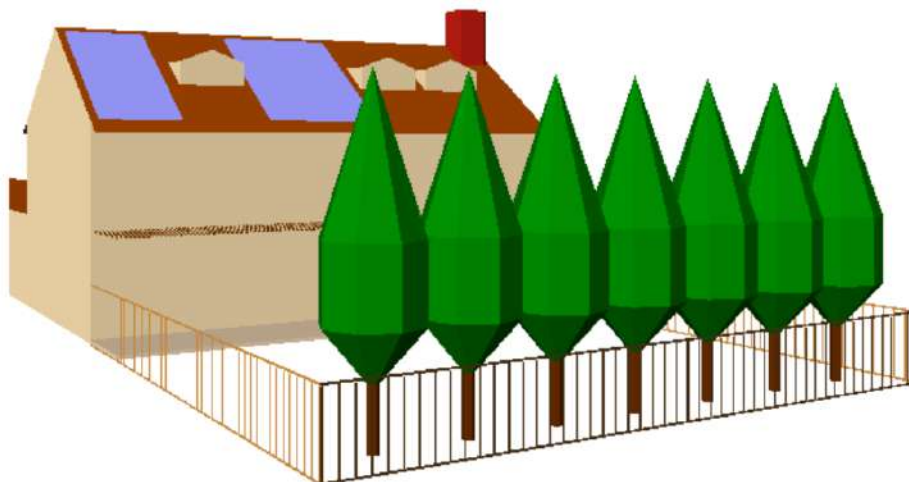


Figura 31: Modelo 3D de la Vivienda

Tras diseñar las condiciones de la vivienda, se obtuvo un diagrama de trayectoria solar con las pérdidas por sombreado. Este gráfico representa la trayectoria del sol a lo largo del año con la inclinación (35°) y la orientación (-30°) de los paneles:

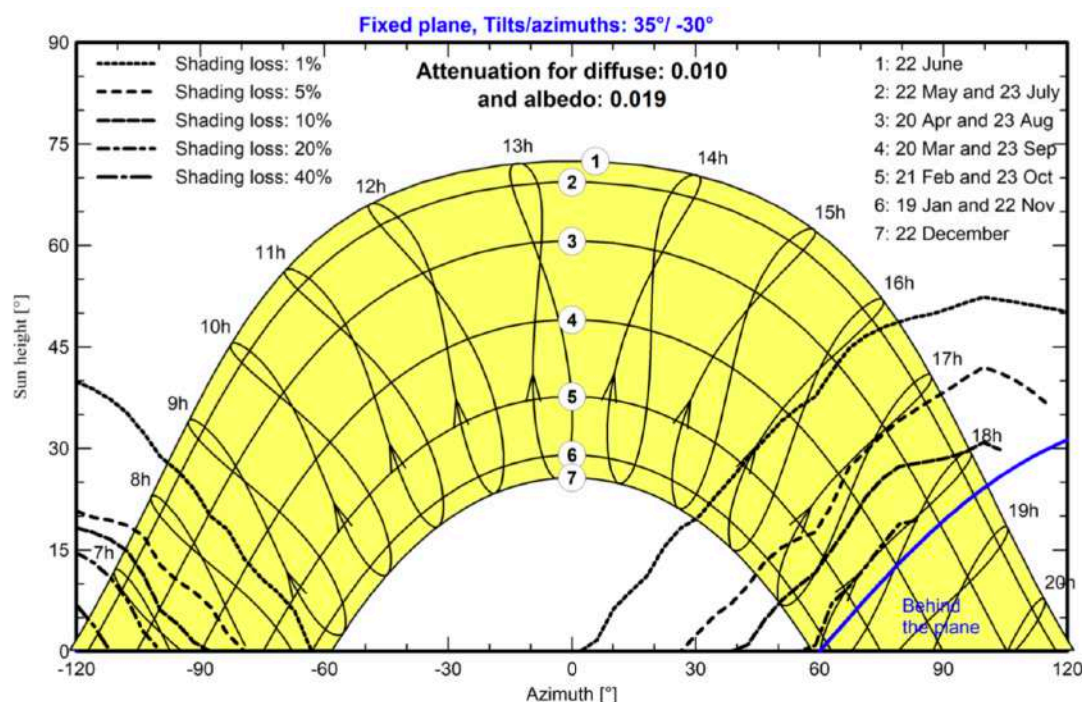


Figura 32: Diagrama de la Trayectoria Solar a lo Largo del Año

En la figura anterior, las líneas de puntos indican las zonas y los periodos en los cuales se dan pérdidas por sombreado y la cantidad porcentual (desde 1% hasta un 40%). Las líneas numeradas representan el recorrido del sol en las distintas fechas indicadas y el movimiento del sol por horas. Mediante esta información, se puede analizar las franjas horarias y las épocas del año más afectadas por los obstáculos cercanos. Las mayores pérdidas por sombras se estiman en las primeras horas del día (entre las 7h y las 9h) y las últimas horas del día (entre las 16h y 18h), especialmente durante los meses de invierno y otoño, donde el sol tiene menor altura.

4.6 Inversión Inicial y Gastos Operativos

El último paso antes de obtener los resultados de la simulación de PVSYST consiste en introducir los valores de los parámetros dentro de la sección “análisis económico”:

CAPEX, OPEX y subvención

Se ha realizado un desglose detallado de la inversión inicial en los equipos (CAPEX) y los costes operativos anuales (OPEX) en función de los componentes que lleva cada escenario incorporado. Como referencia de precios, se han comparado los importes entre distintos proveedores y se ha usado un valor medio, obteniendo los siguientes costes:

SECCIÓN	PRODUCTO/ TRABAJO	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
		FV + Vertido	FV No rentable	Panel rentable	FV + Batería	FV + Eólica
Cantidad	Nº DE MÓDULOS	10	10	6	10	6
Módulo FV	JAM72-S30-530-MR	2.000,00 €	2.000,00 €	- €	2.000,00 €	- €
	RSM144-6-395-M	- €	- €	1.020,00 €	- €	1.020,00 €
	Soportes Modulos FV	400,00 €	400,00 €	400,00 €	400,00 €	400,00 €
Inversores	SUN2000-3KTL-L1	1.000,00 €	1.000,00 €	- €	1.000,00 €	- €
	S6-GR 1P 1K-M	- €	- €	620,00 €	- €	620,00 €
Baterías	Battery Li-Ion, 26V 180Ah	- €	- €	- €	2.200,00 €	- €
Otros Componentes	Accesorios/ Sujetadores [32]	- €	- €	- €	1.000,00 €	- €
	Cableado [31]	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €
	Caja de conexiones	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €
Estudios/ Análisis	Permisos/ tarifas administrativas	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €
Instalación	De los modulos FV	1.400,00 €	1.400,00 €	840,00 €	1.400,00 €	840,00 €
	De los inversores	- €	- €	- €	- €	- €
	Del aerogenerador	- €	- €	- €	- €	1.200,00 €
	Transporte	50,00 €	50,00 €	50,00 €	50,00 €	50,00 €
	Conexión a la red	200,00 €	- €	- €	- €	- €
Impuestos	IVA (21%)	1.144,50 €	1.102,50 €	699,30 €	1.774,50 €	951,30 €
Aerogenerador	Windforce-Xunzel-15000-48V 1.5kWp	- €	- €	- €		4.400,00 €
CAPEX		6.594,50 €	6.352,50 €	4.029,30 €	10.224,50 €	9.881,30 €

Tabla 4: CAPEX del Proyecto en cada escenario

Los gastos operativos del sistema corresponden a los costes de mantenimiento de los equipos. Se han analizado los trabajos necesarios, importes de estos y la vida útil de algunos equipos y se ha repartido su coste total del equipo por los años de utilización para su reemplazo. En la Tabla XX se muestran los costes asociados al OPEX en cada escenario tras el análisis realizado:

SECCIÓN	PRODUCTO/ TRABAJO	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
		FV + Vertido	FV No rentable	FV rentable	FV + Batería	FV + Eólica
MANTENIMIENTO	Provisión reemplazo inversor 10 años	100,00 €	100,00 €	62,00 €	100,00 €	82,00 €
	Reparaciones	30,00 €	30,00 €	30,00 €	45,00 €	40,00 €
	Limpieza	50,00 €	50,00 €	50,00 €	60,00 €	70,00 €
	Provisión reemplazo batería 15 años	- €	- €	- €	146,67 €	- €
OPEX (Sin incluir 2% de inflación)		180 €/año	180 €/año	142 €/año	352 €/año	192 €/año

Tabla 5: OPEX del Proyecto en cada Escenario

El escenario 5 supone un incremento de 50€/año en el OPEX. Para el análisis económico, se ha supuesto un aumento de los costes operativos del 2% anual debido a la inflación.

En Castilla y León, es posible alcanzar un 30% de subsidio del CAPEX (no aplica al aerogenerador), por lo que solo un 70% de los costes serán de fondos propios. En el estudio económico en PVSYST, se ha aplicado el 30% de subsidio.

Ahorro por autoconsumo

Parte del ahorro anual depende de la cantidad de energía renovable consumida y del precio de la energía de la red. De este modo se puede cuantificar la cantidad de energía que se deja de depender de la red y a que precio determinado. Con el fin de simplificar el análisis, se ha establecido una tarifa de tipo fijo por unos 0,14 €/kWh [33].

Venta de electricidad

Por otro lado, para el Escenario 1, el cual incluye la opción de verter a la red los excedentes de energía eléctrica, se han de contabilizar dicho ahorro. También se ha seleccionado un precio de venta fijo de 0,08 €/kWh [34].

Emisiones de CO₂ evitadas

A través del apartado de “balance de carbono” de PVSYST se ha determinado en cada escenario el nivel de emisiones de CO₂ evitadas en total, partiendo de un sistema fotovoltaico con una vida útil del sistema de 30 años. Este cálculo se basa en la energía generada que sustituye a la energía proveniente de la red. La fórmula usada por el software para obtener las emisiones evitadas es:

$$CO_{2\text{Evitados}} = E_{red} \cdot LCE_{red} - LCE_{sistema}$$

- E_{red} corresponde a la energía total producida por el sistema (kWh).
- LCE_{red} es el coeficiente de emisiones de la red eléctrica, establecido por defecto por PVSYST para una intensidad media en España de 287 gCO₂/kWh.
- $LCE_{sistema}$ es el impacto de la fabricación y transporte de los equipos del sistema fotovoltaico, el cual se resta al total de CO₂Evitados. Además, en PVSYST se puede introducir el país de origen de los componentes para obtener el valor más aproximado de $LCE_{sistema}$.

Para el Escenario 5, conocido el aporte de energía eólica y usando el dato 287 gCO₂/kWh, se puede obtener fácilmente una aproximación de las emisiones ahorradas con el sistema fotovoltaico y con el generador eólico:

$$CO_{2\text{Evitados}} = CO_{2\text{Evitados-FV}} + 287(\text{gCO}_2/\text{kWh}) \cdot kWh_{\text{Eólicos}}$$

Se profundizará en mayor detalle la influencia de la energía renovable para autoconsumo en la sección “1.4 Impacto Ambiental”.

Capítulo 5. Análisis de Resultados

El Capítulo 5 presenta los resultados obtenidos tras la simulación de los 5 escenarios propuestos, comparando sus rendimientos energéticos, su viabilidad económica y su impacto ambiental sobre las emisiones de CO₂. Este análisis permite más adelante identificar las configuraciones más eficientes y rentables de energía renovable para autoconsumo en una vivienda unifamiliar.

5.1 Energía Consumida

La Tabla 6 muestra únicamente la cantidad de energía que ha sido necesaria de la red y la cantidad de energía renovable que se consume anualmente, incluyendo la aportación de la batería de almacenamiento y del aerogenerador.

	Total consumo	Consumo Red	Autoconsumo	Vertido a red	% renovable
ESCENARIO 1	9.241,73	5.207,04	4.034,69	3.842,30	44%
ESCENARIO 2	9.241,73	5.207,04	4.034,69	-	44%
ESCENARIO 3	9.241,73	6.322,79	2.918,94	-	32%
ESCENARIO 4	9.241,73	3.570,05	5.671,68	-	61%
ESCENARIO 5	9.241,73	4.822,79	4.418,94	-	48%

Tabla 6: Comparación Energía de Autoconsumo en cada Escenario en kWh

Se aprecia que el caso que consume mayor cantidad de energía de autoconsumo es el sistema fotovoltaico con baterías de almacenamiento incorporadas. Cabe destacar que de los 5.671,68 kWh producidos en el Escenario 4 (FV + Batería), un 74,7% fue destinado para consumo directo por el usuario, mientras que el 25,3% restante fue almacenado y posteriormente entregado. La segunda configuración que genera mayor cantidad de energía renovable es el sistema fotovoltaico junto al generador eólico. Sin embargo, el coste de las baterías y el aerogenerador es elevado y se valorará su viabilidad económica respecto al resto de los sistemas propuestos más adelante.

Puesto que los instantes de mayor demanda eléctrica se dan lugar en las horas finales del día (principalmente por el uso de los electrodomésticos y por la carga de un vehículo eléctrico), el disponer de una reserva de energía que se pueda usar en las horas pico o la posibilidad de tener energía eólica gracias al viento, reduce considerablemente la dependencia de la red eléctrica durante dicho periodo. En la siguiente gráfica se muestra la demanda media a lo largo del día:

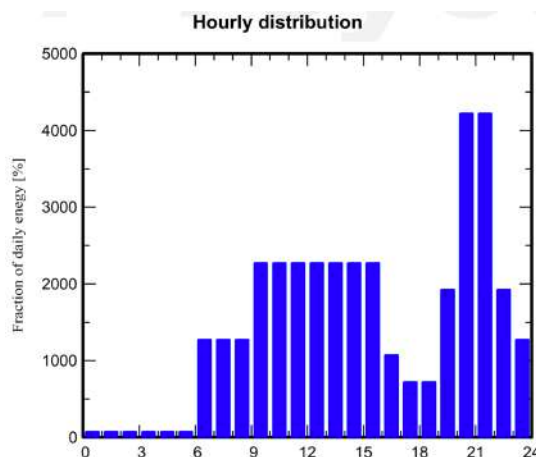


Figura 33: Media del Consumo Diario por Hora

5.2 Pérdidas del Sistema

PVSYST proporciona un diagrama de pérdidas que indica la radiación global recibida por los paneles, todas las pérdidas asociadas al sistema y el consumo de energía fotovoltaica y de la red (incluye también energía revertida o energía almacenada, en caso se que aplique en el caso estudiado).

Escenario 1

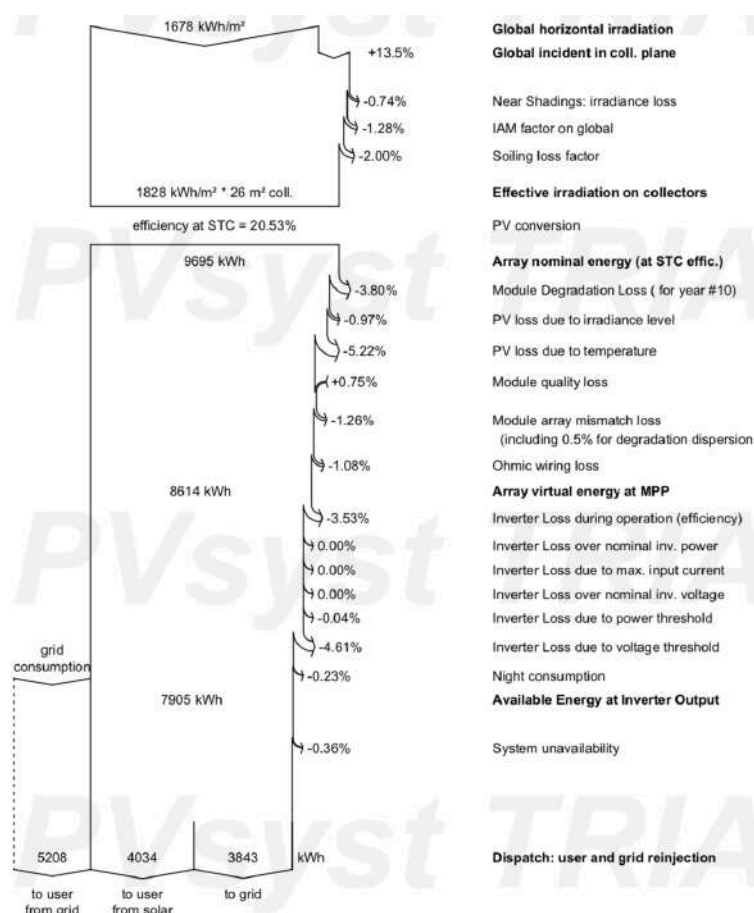


Figura 34: Diagrama de Pérdidas del Escenario 1

Observando el diagrama de pérdidas del sistema anterior, se aprecia que un 48,79% de la energía fotovoltaica se vierte de nuevo a la red. Por un lado, el sistema se puede considerar sobredimensionado al no consumir la mitad de la energía producida. Por otro lado, al disponer de la posibilidad de vender los excedentes de energía, se puede sacar provecho de la alta radiación solar captada por los paneles solares y recuperar rápidamente la inversión en los equipos.

Escenario 2

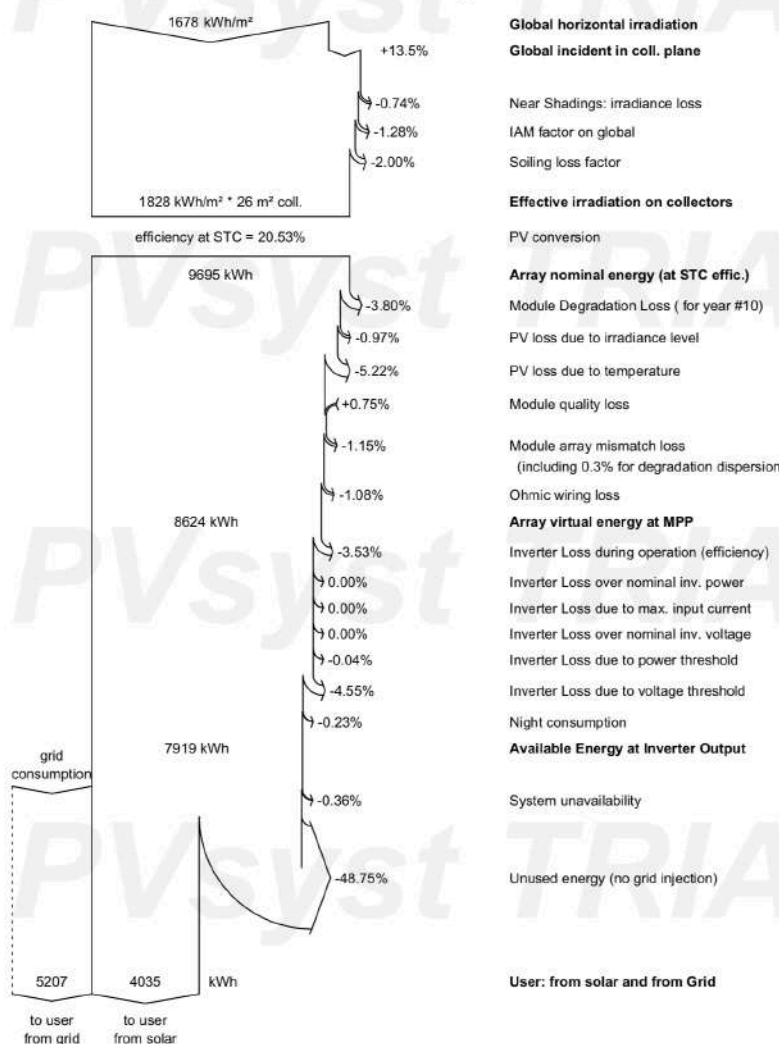


Figura 35: Diagrama de Pérdidas del Escenario 2

En el Escenario 2, se aprecia que de la energía final disponible (7919 kWh), un 48,75% se desaprovecha. Esto se debe a que la capacidad de irradiación de los paneles es alta, sin embargo, la demanda de la vivienda no compensa, especialmente si en las horas de máxima radiación solar, no coincide con el consumo pico de la vivienda.

A raíz de estos resultados se decidió incorporar el Escenario 3, el cual incluye equipos de menos potencia y un número de paneles menor, bajando la energía de autoconsumo producida, pero reduciendo al mismo tiempo la inversión necesaria, siendo una alternativa más rentable que la configuración del Escenario 2.

Escenario 3

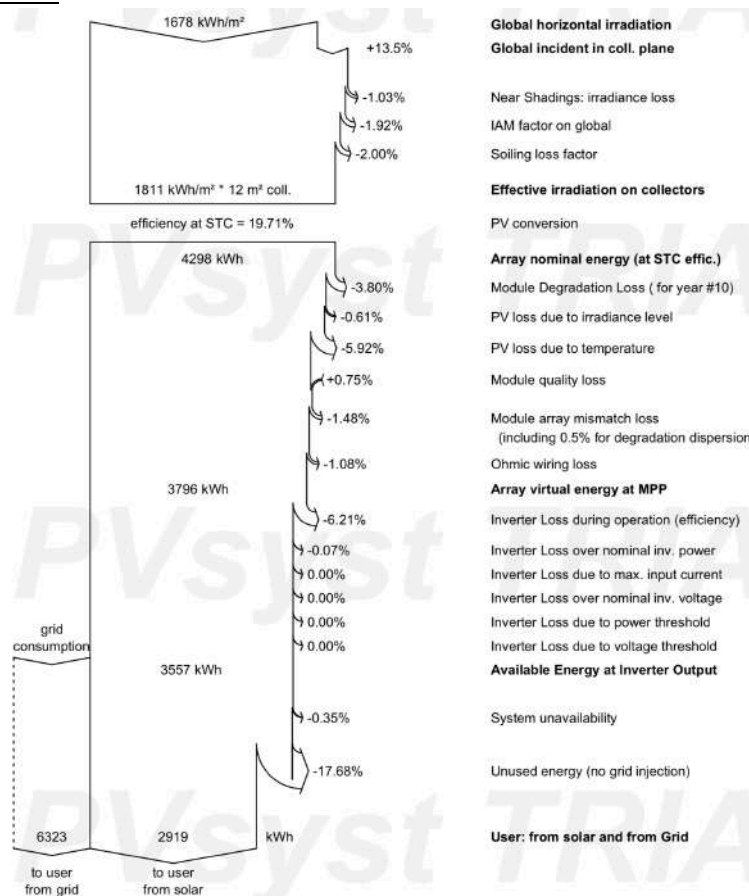


Figura 36: Diagrama de Pérdidas del Escenario 3

La energía fotovoltaica total producida se reduce considerablemente al pasar de 10 paneles solares JAM72-S30-530-MR de potencia nominal de 530 Wp, a 6 paneles RSM144-6-395-M de potencia nominal de 395 Wp por módulo. Sin embargo, como se ha comentado anteriormente, se han reducido las pérdidas por excedentes de generación a solo 17,68%. En la valoración económica se analizará si este cambio hace que esta configuración sea más viable que los otros escenarios propuestos.

Escenario 4

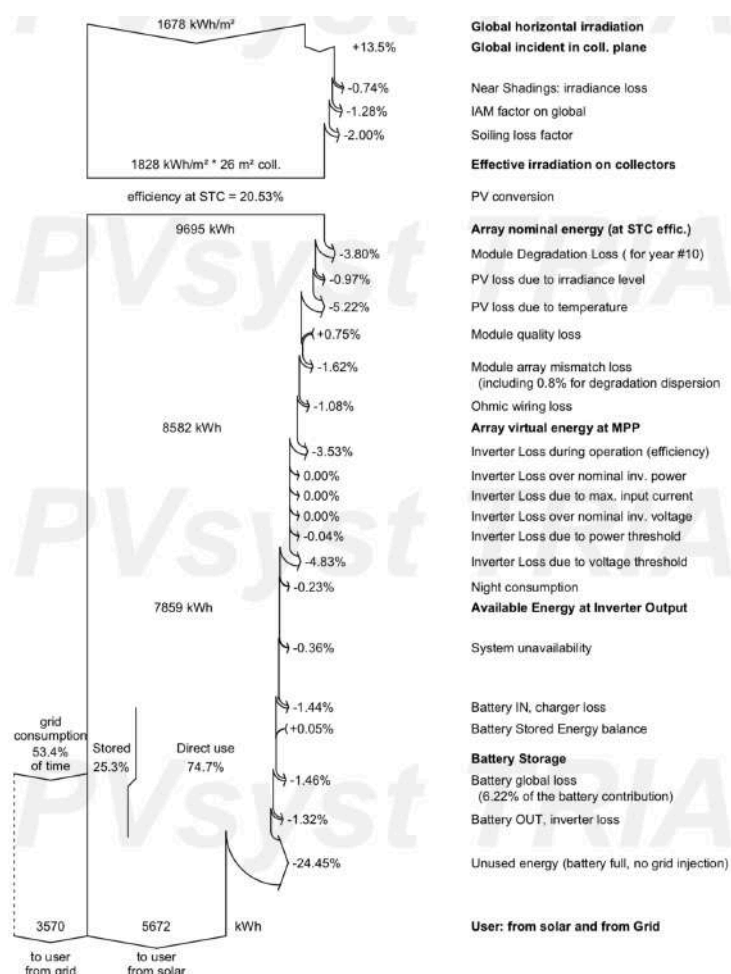


Figura 37: Diagrama de Pérdidas del Escenario 4

Como era de esperar, el sistema con los paneles fotovoltaicos y las baterías de almacenamiento, donde un 25,3% de la energía total disponible se almacena en las baterías y el 74,7% va al usuario directamente. No obstante, un 24,45% de la energía que fluye hacia la batería, se desaprovecha en forma de pérdidas debidas al límite de almacenamiento de las baterías. Durante el estudio se pensó en aumentar la capacidad total de almacenamiento, sin embargo, implicaba un coste superior que dificultaba su viabilidad económica.

Escenario 5

Las pérdidas del sistema fotovoltaico son las correspondientes al Escenario 3. Habitualmente las pérdidas del aerogenerador se dan por las condiciones del viento, las perdidas mecánicas, la resistencia aerodinámica o las pérdidas en los componentes eléctricos, como el inversor. Al no tener información exacta de estas pérdidas asociadas al generador eólico, no se han incluido en el informe.

5.3 Rendimiento de los Escenarios

También conocido como Performance Ratio (PR), es un parámetro que indica el rendimiento global del sistema de autoconsumo instalado. Por otro lado, en los informes de las simulaciones de PVSYST, se da la producción específica, valor que indica la cantidad de energía eléctrica generada por cada kilovatio pito (kWp) de potencia instalada, a lo largo de un año. En la Tabla 7 se aprecia la diferencia en la productividad durante la operación entre los distintos escenarios:

	PR	Producción específica
ESCENARIO 1	78,07%	1.486 kWh/Wp/año
ESCENARIO 2	39,99%	761 kWh/Wp/año
ESCENARIO 3	64,69%	1.232 kWh/Wp/año
ESCENARIO 4	56,21%	1.070 kWh/Wp/año
ESCENARIO 5	63,10%	1.153 kWh/Wp/año

Tabla 7: Rendimiento de cada Escenario

Para el Escenario 5, al haberse generado con un 66,06% de energía solar y un 33,94% con energía eólica, se ha calculado proporcionalmente el Performance Ratio y la potencia específica de la siguiente manera:

- $PR_{eólico}$ suele estar en torno a un 50% - 65%. Se ha supuesto un 60%.
- $Producción\ Específica_{eólico} = \frac{Energía\ generada\ anual}{Potencia\ nominal\ instalada} = \frac{1500 \frac{kWh}{año}}{1,5\ kWp}$
- Cálculo final:
 - $PR_{total} = 0,6606 \cdot 39,99\% + 0,3394 \cdot 60\% = 46,78\%$
 - $Producción\ Específica_{total} = 0,6606 \cdot 761 + 0,3394 \cdot 1000 = 842,12\ kWh/kWp/año$

Por lo general, un sistema fotovoltaico óptimo presenta un rendimiento de entre 70% y 80% [35]. Puesto que el Escenario 1 tiene la capacidad de verter a la red los altos excedentes que se observan en los resultados, permite obtener un sistema sin gran cantidad de pérdidas.

Como se ha comentado en la sección 5.2, el Escenario 2 contiene una gran cantidad de pérdidas puesto que no puede verter energía a la red, lo cual justifica que sea el sistema que ofrezca el peor rendimiento global.

5.4 Impacto Económico

PVSYST realiza un análisis completo de la inversión económica realizada en los respectivos escenarios. Muestra datos como la amortización de los equipos, el cashflow acumulado desde el inicio de la inversión, el LCOE (indica el coste de generar el sistema un kWh) o los años de retorno de la inversión, para poder valorar el escenario óptimo para instalar en la vivienda.

Las simulaciones se han realizado para una vida útil del proyecto de 30 años, una inflación del 2%/año, disminución de la producción por envejecimiento de 0,5%/año y una tasa de

descuento del 3,5% (devaluación del dinero con el tiempo), obteniendo la siguiente tabla resumen de los parámetros más destacados:

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5	
	FV + Vertido	FV No rentable	FV rentable	FV + Batería	FV + Aero	
CAPEX	6594,50	6352,50	4029,30	10224,50	9881,30	€
OPEX	259,64	243,41	192,02	475,55	242,02	€/año
LCOE	0,0670	0,1244	0,0902	0,1573	0,1763	€/kWh
VAN	7228,21	2328,44	3414,40	76,24	-3042,56	€
TIR	14,08%	7,39%	21,61%	3,60%	0,61%	%
ROI	156,60%	52,40%	282,50%	1,10%	-9,49%	%
PAYBACK	8,0	15,4	5,1	29,3	27,0	años

Tabla 8: Comparativa de la Viabilidad Económica

Observando los resultados anteriores, se descarta el sistema fotovoltaico con las baterías de almacenamiento. El alto gasto de las baterías de almacenamiento no se justifica, especialmente al desperdiciarse un 24,45% de la energía por no disponer de capacidad de almacenamiento suficiente. Según se ha mencionado anteriormente, seleccionar una batería de mayor capacidad aumenta el CAPEX, pero no compensa igualmente en cuanto al retorno de la inversión. Otra opción que mejoraría el sistema sería que la vivienda tuviera un consumo total mayor. De esta forma, no se tendrían las baterías a máxima capacidad durante tanto tiempo.

Respecto al Escenario 2, debido a la gran cantidad de energía generada, se desperdicia demasiada energía que puede proporcionar los paneles fotovoltaicos (48,75%), por lo que se demuestra que modificando las características del sistema, como se ha hecho con el Escenario 3, se puede optimizar en mayor medida la inversión, a pesar de suponer una reducción en la energía para autoconsumo generada.

La demostración de los cálculos del Escenario 5 se presentan en el 1.2 Cálculos. La conclusión que se extrae de los resultados es que no es rentable incorporar el aerogenerador. A pesar de que el retorno de la inversión se da en 27 años, esto no tiene en cuenta la tasa de descuento del 3,5%. Es por ello que el VAN sale negativo, mostrando claramente que no es recomendable.

El Escenario 1 supone una mayor inversión respecto al Escenario 3, al contar con 6 paneles adicionales de mayor potencia y la opción de vender la energía sobrante en horas de irradiación solar alta, situación habitual en la ubicación de la vivienda. Es por ello que el periodo de retorno de la inversión (PAYBACK) es mayor en el primer caso, aunque el VAN es considerablemente mayor, suponiendo un mayor ahorro en el consumo energético durante los 30 años de vida útil.

Según se busque realizar una inversión a corto-medio o a largo plazo, se debe seleccionar una de estas alternativas, quedando el resto de las configuraciones descartadas. Con la Figura XX y la Figura XX se comparan los flujos de caja acumulados en forma de ahorro, a lo largo de los años de operación de estos mismos:

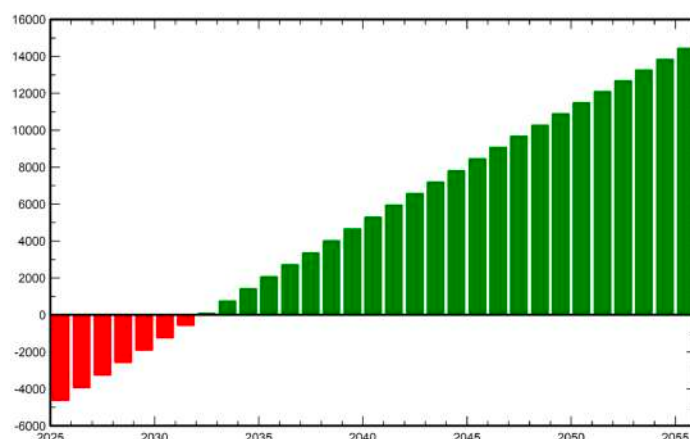


Figura 38: Cashflow acumulado (€) vs año del Escenario 1

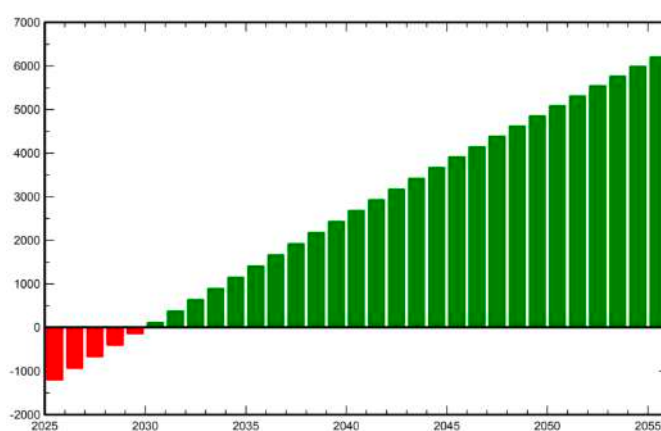


Figura 39: Cashflow acumulado (€) vs año del Escenario 3

Según mencionado anteriormente, se aprecia que el Escenario 3 pasa a ser rentable con mayor brevedad, sin embargo, el potencial ahorro es significativamente mayor en el caso del Escenario 3.

5.5 Emisiones de CO2 Evitadas

De las simulaciones de PVSYST se obtuvo información acerca de las emisiones generadas por fabricación y transporte de los equipos, y de las emisiones ahorradas gracias al autoconsumo de energía limpia. A continuación, se muestran los resultados, cuyo cálculo desglosado o valores de emisiones unitarios de los equipos se mostrarán en la sección 1.4 Impacto Ambiental:

	tCO2 Generadas	tCO2 Ahorradas	Balance
ESCENARIO 1	10,65	68,00	57,35 tCO2
ESCENARIO 2	10,65	68,10	57,45 tCO2
ESCENARIO 3	10,65	30,50	19,85 tCO2
ESCENARIO 4	10,65	67,40	56,75 tCO2
ESCENARIO 5	10,65	43,42	32,77 tCO2

Tabla 9: Comparativa Balance de Emisiones

Como era de esperar, los Escenarios 1 y 2 presentan un balance de emisiones prácticamente idénticas. Al disponer de los mismos equipos principales y generar la misma energía, las toneladas de CO_2 son casi las mismas. Sin embargo, cabe destacar que el cálculo de las emisiones usa la energía aportada por los paneles y no analiza su aprovechamiento, donde el Escenario 1 aprovecha la energía sobrante vertiéndola a la red, mientras que el Escenario 2 la desaprovecha.

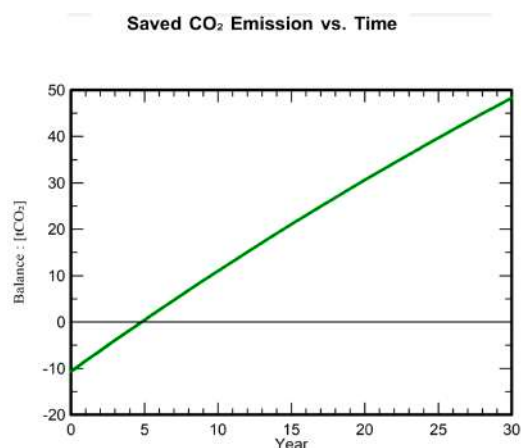


Figura 40: Balance tCO2 vs tiempo del Escenario 1

El balance de las emisiones del resto de escenarios depende de la energía que generan, donde el Escenario 1, el sistema de menor potencia es el que menor capacidad de ahorro tiene, seguidos del Escenario 5 y del Escenario 4. El ahorro de las emisiones mediante el uso del aerogenerador se obtuvo a partir de los $287 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$ generados.

Capítulo 6. Conclusiones del Proyecto

Tras el análisis técnico-económico realizado sobre las cinco configuraciones propuestas de generación de energía renovable para autoconsumo en una vivineda unifamiliar, se ha podido extraer una serie de conclusiones para la selección del sistema óptimo a instalar en la vivienda.

6.1 Viabilidad Técnica de los sistemas fotovoltaicos

Todas las configuraciones analizadas han demostrado ser técnicamente viables para su implementación, aunque cada uno presenta diferencias significativas en su rendimiento para el aprovechamiento de la energía generada. Considerando los datos de consumo y los datos meteorológicos en La Granja de San Ildefonso, destacan los siguientes sistemas:

- **Mayor autoconsumo:** Escenario 4 - Placas solares junto a las baterías de almacenamiento (5.671,68 kW/año), que disponen de energía en periodos sin irradiación.
- **Mejor rendimiento (PR):** Escenario 1 - Placas solares con vertido a la red (78,07%), debido a que toda energía que no se autoconsume, puede sacar igualmente un beneficio.

6.2 Análisis Económico

Los resultados obtenidos indican que el Escenario 3, con una configuración ajustada de los paneles solares y sin vertido de excedentes representa la opción más rentable en caso de buscar una inversión a corto-medio plazo, con un periodo de retorno de 5,1 años y una TIR del 21,61%. En cambio, el Escenario 1, aunque tiene un periodo de retorno más prolongado, ofrece un mayor ahorro acumulado a largo plazo, lo que lo convierte en la opción óptima si se busca usar la instalación por toda su vida útil (30 años).

6.3 Impacto Ambiental

Todos los sistemas presentan un balance de emisiones de CO_2 evitadas positivo, siendo los Escenarios 1 y 2 los más resaltados, con 57,35 y 57,45 tCO_2 respectivamente. La adopción de estos sistemas en una vivienda representa un gran aporte al cambio hacia la sostenibilidad energética en Europa.

6.4 Recomendación Final

Considerando un equilibrio entre el rendimiento y el ahorro económico que aporta cada sistema, se recomienda, en caso de buscar una inversión menor y con un periodo de retorno corto, instalar el sistema con la configuración del Escenario 3. Por lo contrario, si se desea maximizar el aprovechamiento de la energía generada por los paneles y se

dispone del capital para realizar una inversión mayor, el Escenario 1 puede considerarse como una mejor alternativa.

En conclusión, el proyecto ha demostrado la viabilidad y el beneficio extraíble de la implementación de sistemas de energía renovable para autoconsumo en viviendas unifamiliares, tanto en términos económicos como ambientales. La decisión final entre los escenarios recomendados dependerá de los plazos objetivo del usuario.

1.2 CÁLCULOS

1.2 CÁLCULOS

ÍNDICE GENERAL

CÁLCULOS.....	49
1. ÁREA DISPONIBLE.....	49
2. ÁREA DE LOS SUBCONJUNTOS DEL SISTEMA	49
3. TENSIÓN MÁXIMA DEL STRING (<i>V_{0c}</i>)	49
4. TENSIÓN DE OPERACIÓN (<i>V_{mppt}</i>)	49
5. CORRIENTE A LA ENTRADA (<i>I_{sc}</i>).....	49
6. POTENCIA PICO DEL SUBCONJUNTO (<i>kW_p</i>).....	50
7. LCEO DEL ESCENARIO 5.....	50
8. VAN DEL ESCENARIO 5	50
9. TIR DEL ESCENARIO 5	50
10. ROI DEL ESCENARIO 5	51
11. PAYBACK DEL ESCENARIO 5	51
12. EMISIONES CO ₂ DEL AEROGENERADOR.....	51

Cálculos

1. Área disponible

Sección del tejado 1 (izquierda): Área = $2\text{m} \cdot 5,5\text{m} = 11\text{ m}^2$

Sección del tejado 2 (derecha): Área = $3\text{m} \cdot 5,5\text{m} = 16,5\text{ m}^2$

2. Área de los subconjuntos del sistema

Sección de 1 panel JAM72-S30-530-MR: Área1 = $2,279\text{m} \cdot 1,134\text{m} = 2,584\text{ m}^2$

Sección de 6 paneles JAM72-S30-530-MR: Área6 = Área1 $\cdot 10 = 15,504\text{ m}^2$

Sección de 4 paneles JAM72-S30-530-MR: Área4 = Área1 $\cdot 10 = 10,336\text{ m}^2$

Sección de 1 panel RSM144-6-395-M: Área1 = $2,015\text{m} \cdot 0,996\text{m} = 2,01\text{ m}^2$

Sección de 6 paneles RSM144-6-395-M: Área10 = Área1 $\cdot 10 = 12,04\text{ m}^2$

Los subconjuntos dimensionados entran en las secciones disponibles del tejado.

3. Tensión máxima del string (V_{0c})

$$V_{0c} = V_{0c \text{ módulo}} \cdot N_{\text{módulos en serie}} \leq V_{0c_max \text{ inversor}}$$

- Escenarios 1, 2 y 4: $V_{0c} = 53,9\text{V} \cdot 2 = 107,8\text{V} \leq 600\text{V} \rightarrow \text{Cumple}$
- Escenarios 3 y 5: $V_{0c} = 53,9\text{V} \cdot 2 = 107,8\text{V} \leq 600\text{V} \rightarrow \text{Cumple}$

4. Tensión de operación (V_{mppt})

$$V_{mppt \text{ total}} = V_{mppt \text{ módulo}} \cdot N_{\text{módulos en serie}} = [80\text{V} - 600\text{V}] \text{ del MPPT}$$

- Escenarios 1, 2 y 4: $V_{mppt \text{ total}} = 36,1\text{V} \cdot 2 = 72,2\text{V} \leq 80\text{-}600\text{V} \rightarrow \text{Ligeramente por debajo, supone pérdidas por voltaje, pero se ha procedido con dicho módulo.}$
- Escenarios 3 y 5: $V_{mppt \text{ total}} = 34,6\text{V} \cdot 3 = 103,8\text{V} \leq 50\text{-}500\text{V} \rightarrow \text{Cumple}$

5. Corriente a la entrada (I_{sc})

$$I_{sc \text{ total}} = I_{sc \text{ módulo}} \cdot N_{\text{módulos en paralelo}}$$

- Escenarios 1, 2 y 4: $I_{sc \text{ total}} = 13,7\text{A} \cdot 2 = 27,4\text{A}$
- Escenarios 1, 2 y 4: $I_{sc \text{ total}} = 20,8\text{A} \cdot 2 = 41,6^a$

6. Potencia pico del subconjunto (kWp)

$$kWp_{sistema} (STC) = [0,8 - 1,3]\% \cdot 3kWp_{inversor}$$

- Escenarios 1, 2 y 4: $I_{sc\ total} = 2,1kWp = [0,8 - 1,3]\% \cdot 3kWp_{inversor}$
- Escenarios 3 y 5: $I_{sc\ total} = 2,4kWp = [0,8 - 1,3]\% \cdot 1kWp_{inversor}$

7. LCEO del Escenario 5

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_1^{30} \frac{OPEX_{total}}{(1+0,035)^t}}{\sum_1^{30} \frac{E_{gen_FV} + E_{gen_aero}}{(1+0,035)^t}} = 0,1763 \text{ €/kWh} \quad \text{donde:}$$

- $CAPEX = 9.881,30\text{€}$
- $OPEX_{total} = 242,02 \text{ €/año} \cdot (1 + 0,02)^{30} = 438,386 \text{ €}$
- $E_{gen_FV} = 2.918,94 \text{ kWh/año}$
- $E_{gen_aero} = 1.500 \text{ kWh/año}$

8. VAN del Escenario 5

$$VAN = \sum_1^{30} \frac{(Ahorro_{total} - OPEX_{total})}{(1+0,035)^t} - CAPEX = -3.042,56 \text{ €} \quad \text{donde:}$$

- $Ahorro_{total} = (E_{gen_FV} + E_{gen_aero}) \cdot Coste_{energía} = 618,652 \text{ €}$
- $Coste_{energía} = 0,14 \text{ €/kWh}$

9. TIR del Escenario 5

$$0 = \sum_1^{30} \frac{(Ahorro_{total} - OPEX_{total})}{(1+TIR)^t} - CAPEX$$

Despejando se obtiene que $TIR=0,61\%$.

10. ROI del Escenario 5

$$ROI = \frac{Ahorro_{total} - CAPEX}{CAPEX} \cdot 100 = 9\%$$

11. PAYBACK del Escenario 5

$$PAYBACK = \sum_{i=1}^x (Ahorro_i - OPEX_i) \geq CAPEX \rightarrow PAYBACK = 27 \text{ años}$$

donde:

- $OPEX_i = 192€ \cdot (1 + 0,02)^{i-1}$
- $Ahorro_i = 4418,94 \frac{kWh}{año} \cdot 0,14 \frac{€}{kWh} = 618,652 \text{ €/año}$

12. Emisiones CO2 del Aerogenerador

$$tCO_2 \text{ aerogenerador} = 287 \frac{gCO_2}{kWh} \cdot E_{gen_{aero}}(kWh) = 287 \cdot 1500 = 430.500 \text{ gCO}_2$$

1.3 IMPACTO AMBIENTAL

1.3 IMPACTO AMBIENTAL

ÍNDICE GENERAL

IMPACTO AMBIENTAL	54
--------------------------------	-----------

Impacto Ambiental

La implementación de sistemas de energía renovable para autoconsumo en el ámbito residencial tiene un impacto positivo sobre el medioambiente. Los escenarios propuestos en este proyecto permiten sustituir parcial o completamente la energía de origen de combustibles fósiles, por energía más limpias.

El análisis realizado en el presente informe permite obtener que en función del escenario, las toneladas de emisiones de CO₂ evitadas durante la vida útil del sistema (se han supuesto 30 años). A continuación, se muestra los resultados obtenidos:

	tCO ₂ Generadas	tCO ₂ Ahorradas	Balance
ESCENARIO 1	10,65	68,00	57,35 tCO ₂
ESCENARIO 2	10,65	68,10	57,45 tCO ₂
ESCENARIO 3	10,65	30,50	19,85 tCO ₂
ESCENARIO 4	10,65	67,40	56,75 tCO ₂
ESCENARIO 5	10,65	43,42	32,77 tCO ₂

Tabla 10: Comparativa Balance de Emisiones

Observando los resultados, se puede llegar a ahorrar un total de entre 19,85 y 57,45 toneladas de CO₂. Esta reducción contribuye directamente a los objetivos de descarbonización establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y el Pacto Verde Europeo.

Adicionalmente, uno de los beneficios de los sistemas fotovoltaicos es que no contaminan durante su operación, sin producen residuos peligrosos, no afectan al ecosistema o generan ruido. Las instalaciones no requieren de modificaciones en el entorno, pueden que se adaptan a estos, ya sean instalados en tejados o abiertos en la superficie. En el caso del aerogenerador, al ser de tipo residencial, su tamaño es reducido y no supone ningún peligro a los pájaros, por lo que no se identifica ningún riesgo ambiental significativo derivado de su uso. A continuación, se muestra la evolución del balance de emisiones de cada escenario:

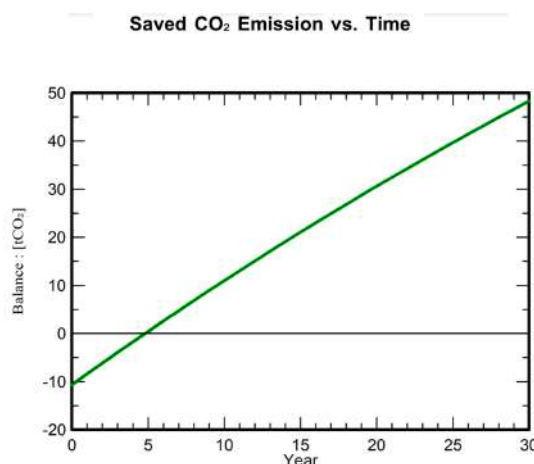


Figura 41: Balance Emisiones vs Años Escenario 1

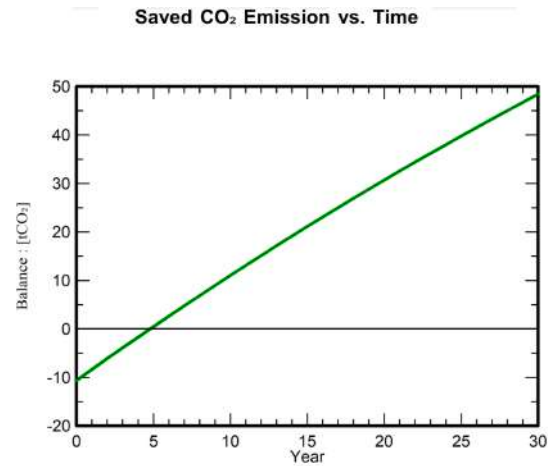


Figura 42: Balance Emisiones vs Años Escenario 2

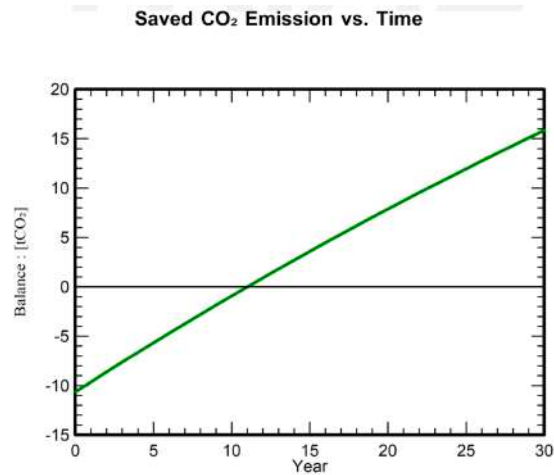


Figura 43: Balance Emisiones vs Años Escenario 3

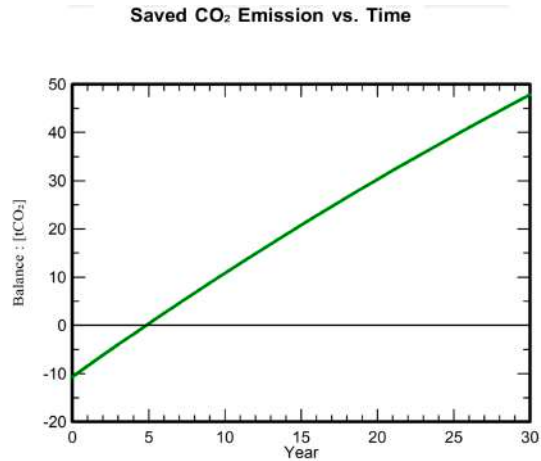


Figura 44: Balance Emisiones vs Años Escenario 4

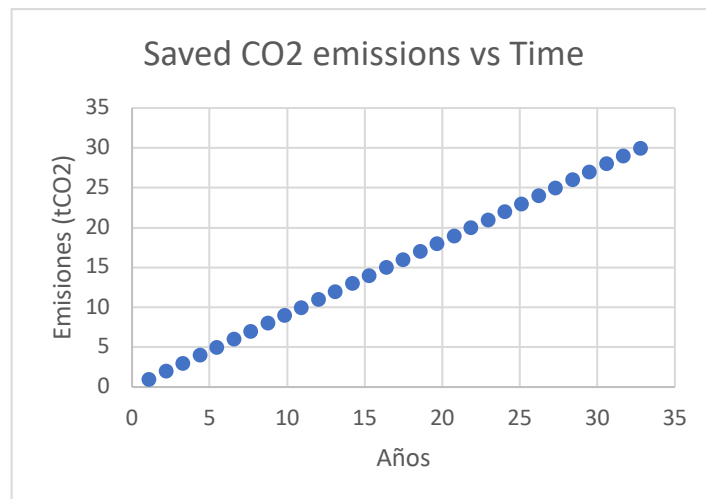


Figura 45: Balance Emisiones vs Años Escenario 5

Por tanto, se concluye que la instalación de estas tecnologías contribuye de forma directa a mitigar el cambio climático, sin generar un impacto relevante sobre el medio ambiente.

1.4 ANEJOS

1.4 ANEJOS

ÍNDICE GENERAL

ANEXO I: MANUALES Y FICHAS TÉCNICAS DE EQUIPOS	59
ANEXO I.1: PANEL SOLAR JA SOLAR JAM72-S30-530-MR	59
ANEXO I.2: PANEL SOLAR JA SOLAR RSM144-6-395-M	61
ANEXO I.3: INVERSOR HUAWEI SUN2000-3KTL-L1	63
ANEXO I.4: INVERSOR SOLIS S6-GR 1P 1K-M	65
ANEXO I.5: BATERÍA LI-ION 26V 180AH	67
ANEXO I.6: AEROGENERADOR WINDFORCE-XUNZEL-15000-48V 1.5kWp	69
ANEXO II: INFORMES DE SIMULACIÓN PVSYST	73
ANEXO II.1: RESULTADOS ESCENARIO 1	73
ANEXO II.2: RESULTADOS ESCENARIO 2	88
ANEXO II.3: RESULTADOS ESCENARIO 3	102
ANEXO II.4: RESULTADOS ESCENARIO 4	116

Anexo I: Manuales y Fichas Técnicas de Equipos

Anexo I.1: Panel Solar JA Solar JAM72-S30-530-MR

Harvest the Sunshine

DEEP BLUE 3.0

Mono

550W MBB Half-cell Module

JAM72S30 525-550/MR Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

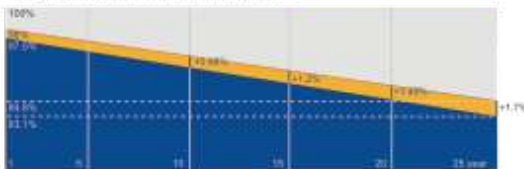


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

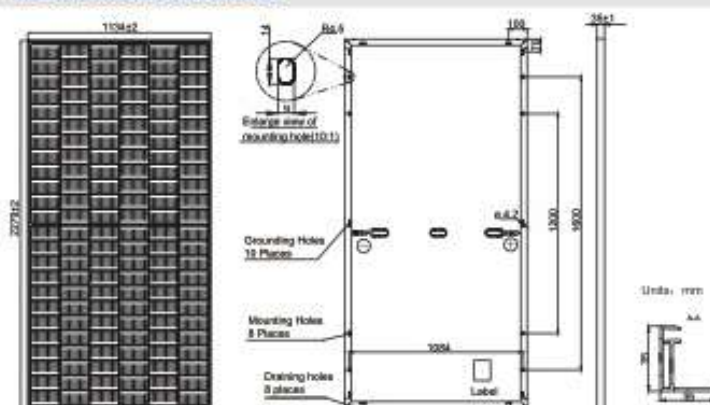
Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval





MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	28.6kg±3%
Dimensions	2270±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) / 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (including Connector)	Portrait: 300mm(+/-)400mm(-/-) Landscape: 1300mm(+/-)1300mm(-/-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 620pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

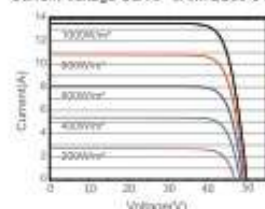
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

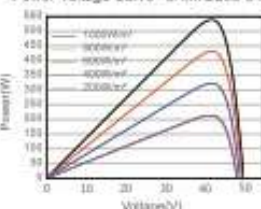
TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	OPERATING CONDITIONS	
Rated Max Power(P _{max}) [W]	397	401	405	408	412	416	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	46.05	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	38.38	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43	Maximum Series Fuse Rating	25A
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	10.97	11.01	11.06	11.09	11.13	11.17	Maximum Static Load Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Max Power Current(I _{mp}) [A]	10.35	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55	Maximum Static Load Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						NOCT	45±2°C
							Safety Class	Class II
							Fire Performance	UL Type I

CHARACTERISTICS

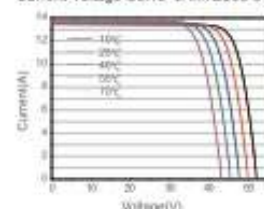
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No.: Global_EN_20200925A

Anexo I.2: Panel Solar JA Solar RSM144-6-395-M



TITAN S
HIGH PERFORMANCE
MONOCRYSTALLINE PERC MODULE

G5.3

RSM40-8-385MB-405MB

120 CELL Mono PERC Module	385-405Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	21.1% Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES

-  Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
-  Industry leading lowest thermal co-efficient of power
-  Industry leading 12 years product warranty
-  Excellent low irradiance performance
-  Excellent PID resistance
-  Positive tight power tolerance
-  Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
-  Module imp binning radically reduces string mismatch losses
-  Warranted reliability and stringent quality assurances well beyond certified requirements
-  Certified to withstand severe environmental conditions
 - Anti-reflective & anti-soiling surface minimise power loss from dirt and dust
 - Severe salt mist, ammonia & blown sand resistance, for seaside, farm and desert environments
 - Excellent mechanical resistance: wind load 2400Pa & snow load 5400Pa

RISEN ENERGY CO., LTD.

Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, competes value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, underpins Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

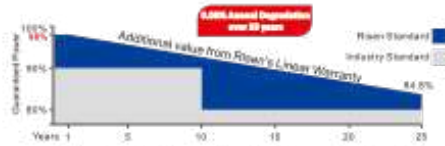
Beihuan Industry Zone, Maolin, Ninghai 315009, Ningbo | P.R.C
Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com



risen
solar technology

Preliminary
For Global Market

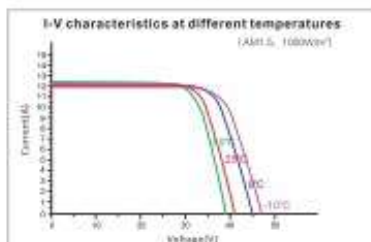
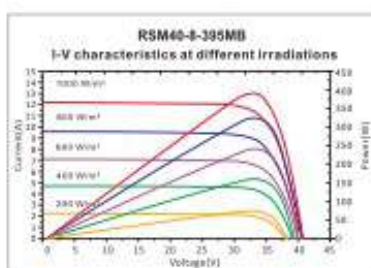
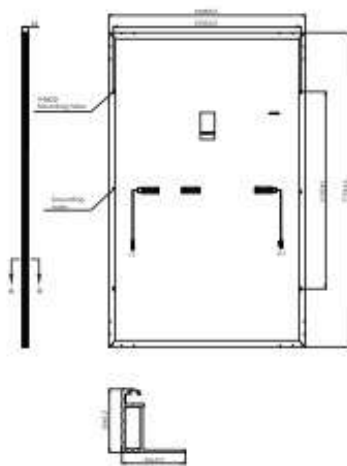
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY
12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



* Please check the valid version of Linear Product Warranty, which is officially released by Risen Energy Co., Ltd.

THE POWER OF RISING VALUE

Dimensions of PV Module



Our Partners:

RSM40-E-395MB-EN-REV.1.1007

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM40-E-395MB	RSM40-E-390MB	RSM40-E-395MB	RSM40-E-400MB	RSM40-E-405MB
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	385	390	395	400	405
Open Circuit Voltage-Voc(V)	40.35	40.69	41.00	41.30	41.60
Short Circuit Current-Isc(A)	12.15	12.21	12.27	12.34	12.40
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	33.62	33.88	34.14	34.39	34.64
Maximum Power Current-Imp(A)	11.46	11.52	11.58	11.64	11.70
Module Efficiency (%) *	20.0	20.3	20.5	20.8	21.1

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

* Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM40-E-395MB	RSM40-E-390MB	RSM40-E-395MB	RSM40-E-400MB	RSM40-E-405MB
Maximum Power-Pmax (Wp)	291.6	295.6	299.4	303.1	306.9
Open Circuit Voltage-Voc (V)	37.55	37.84	38.13	38.41	38.69
Short Circuit Current-Isc (A)	9.96	10.01	10.07	10.12	10.17
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	31.20	31.44	31.68	31.91	32.15
Maximum Power Current-Imp (A)	9.35	9.40	9.45	9.50	9.55

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	120 cells (5×12+5×12)
Module dimensions	1754×1098×30mm
Weight	21kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	Back-sheet (Front side: Black, Back side: White)
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Black
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm² (12AWG), Positive(+)(350mm, Negative)(-)(350mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	20A
Limiting Reverse Current	20A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)	20ft
Number of modules per container	936	180
Number of modules per pallet	36	36
Number of pallets per container	26	5
Box gross weight(kg)	805	805

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

©2021 Risen Energy. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

THE POWER OF RISING VALUE

Anexo I.3: Inversor Huawei SUN2000-3KTL-L1

Smart Energy Center



Seguridad activa

Protección contra arcos eléctricos
active con tecnología de IA



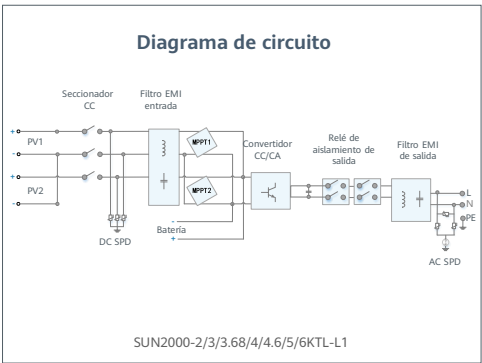
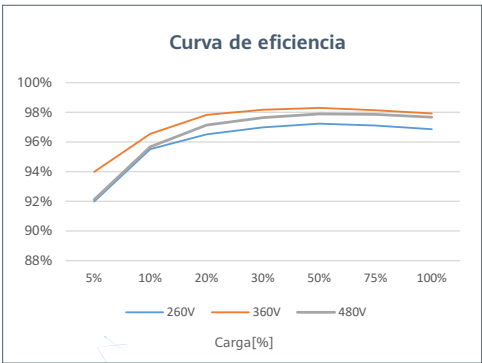
Mayor rendimiento

Hasta un 30 % más de
energía con optimizadores



2x POTENCIA de Batería

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



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

Especificaciones técnicas	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1 ¹
Eficiencia							
Eficiencia Máxima	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
Eficiencia europea	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %
Entrada (FV)							
Entrada de CC máxima recomendada ²	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Máx. tensión de entrada	600 V ³						
Tensión de arranque	100 V						
Rango de tensión de operación de MPPT	90 V ~ 560 V ³						
Tensión nominal de entrada	360 V						
Máx. intensidad por MPPT	12.5 A						
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	18 A						
Cantidad de MPPTs	2						
Máx. número de entradas por MPPT	1						
Entrada (Batería CC)							
Batería compatible	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R						
Rango de tensión de operación	350 ~ 450 Vcc						
Max. corriente de operación	10 A @7H_R / 15 A @10H_R						
Potencia de carga máxima	3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R						
Potencia máxima de descarga @ 7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W
Potencia máxima de descarga @ 10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Batería compatible HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh ~ 30kWh ¹							
Rango de tensión de operación	350 ~ 560 Vdc						
Max. corriente de operación	15 A						
Potencia de carga máxima	5,000 W ⁴						
Potencia máxima de descarga	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Salida							
Conexión a la red eléctrica	Monofásica						
Potencia de salida nominal	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W ⁵	6,000 W
Máx. potencia aparente de CA	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA ⁶	5,500 VA ⁷	6,000 VA
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz						
Máx. intensidad de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A ⁸	25 A ⁸	27.3 A
Factor de potencia ajustable	0.8 leading ... 0.8 lagging						
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %						
Salida para SAI	Sí (a través de Backup Box-B0 ¹)						
Protección & Características							
Protección anti-isla	Sí						
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí						
Monitorización de aislamiento	Sí						
Protección contra descargas atmosféricas CC	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11						
Protección contra descargas atmosféricas CA	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11						
Monitorización de la corriente residual	Sí						
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí						
Protección contra cortocircuito de CA	Sí						
Protección contra sobretensión de CA	Sí						
Protección contra sobrecalentamiento	Sí						
Protección de falla de arco	Sí						
Carga inversa de la batería desde la red	Sí						
Datos generales							
Rango de temperatura de operación	-25 ~ +60 °C						
Humedad relativa de operación	0 %RH ~ 100 %RH						
Altitud de operación	0 ~ 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2000 m)						
Ventilación	Convección natural						
Pantalla	Indicadores LED; WLAN integrado + aplicación FusiónSolar						
Comunicación	RS485, WLAN a través del módulo WLAN incorporado en el inversor Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional); 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)						
Peso (incluido soporte de montaje)	12.0 kg						
Dimensiones (incluido soporte de montaje)	365mm * 365mm * 156 mm						
Grado de protección	IP65						
Consumo de energía durante la noche	< 2.5 W						
Compatibilidad con optimizadores							
Optimizador compatible con MBUS CC	SUN2000-450W-P						
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)							
Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2						
Estándares de conexión a red eléctrica	G98, G99, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116						

¹ 1 Disponible en Q3 del 2020.

² La potencia fotovoltaica de entrada máxima del inversor es de 10.000 Wp cuando las cadenas largas se diseñen y conecten al completo de optimizadores de potencia SUN2000-450W-P.

³ El límite máximo de tensión de entrada y de operación se reducirán a 495 V cuando el inversor se conecte y funcione con la batería LG.

⁴ 2.500 W en las baterías HUAWEI ESS de 5kWh

⁵ AS4777.2:4.991W. * 6. VDE-AR-N 4105: 4.600VA / AS4777.2: 4.999VA. * 7. AS4777.2: 4.999VA / C10/11:5.000VA. * 8. AS4777.2: 21.7A.

Version No.:03-(20200622)

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

Anexo I.4: Inversor Solis S6-GR 1P 1K-M



Inversores Solis Mini

» S6-GR1P(0.7-3.6)K-M





360 grados

Características:

- 97.3% de eficiencia máxima
- Corriente de rama hasta **14A**
- Tecnología de conmutación de alta frecuencia
- Rango de voltaje ultra amplio, voltaje de arranque ultra bajo
- Algoritmo preciso de MPPT
- Administrador de energía de exportación integrado (EPM)
- Protección AFCL, reduce activamente el riesgo de incendio
- Compacto y ligero
- Conexión amigable y adaptable a la red



Modelo:

S6-GR1P0.7K-M	S6-GR1P1K-M
S6-GR1P1.5K-M	S6-GR1P2K-M
S6-GR1P2.5K-M	S6-GR1P3K-M
S6-GR1P3.6K-M	



Tabla de datos

Modelo	S6-GR1P0.7K-M	S6-GR1P1K-M	S6-GR1P1.5K-M	S6-GR1P2K-M	S6-GR1P2.5K-M	S6-GR1P3K-M	S6-GR1P3.6K-M
Entrada (CC)							
Potencia de entrada máxima recomendada	1.1 kW	1.5 kW	2.3 kW	3 kW	3.8 kW	4.5 kW	5.4 kW
Voltaje máxima de entrada	600 V						
Voltaje de nominal	200 V			330 V			
Voltaje de arranque	60 V			90 V			
Rango de voltaje MPPT	50-500 V			80-500 V			
Corriente máxima de entrada	14 A						19 A
Corriente máxima de cortocircuito	22 A						24 A
Número de MPPT/Número máxima de cadenas de entrada	1/1						1/2
Salida (CA)							
Potencia nominal de salida	0.7 kW	1 kW	1.5 kW	2 kW	2.5 kW	3 kW	3.6 kW
Potencia máxima de salida aparente	0.77 kVA	1.1 kVA	1.65 kVA	2.2 kVA	2.75 kVA	3.3 kVA	3.6 kVA
Potencia máxima de salida	0.77 kW	1.1 kW	1.65 kW	2.2 kW	2.75 kW	3.3 kW	3.6 kW
Voltaje nominal de la red	1/N/PE, 220 V / 230 V						
Frecuencia nominal de la red	50 Hz / 60 Hz						
Corriente nominal de salida de red	3.2 A / 3.0 A	4.5 A / 4.3 A	6.8 A / 6.5 A	9.1 A / 8.7 A	11.4 A / 10.9 A	13.6 A / 13 A	16 A
Corriente máxima de salida	4.4 A	5.2 A	8.1 A	10.5 A	13.3 A	15.7 A	16 A
Factor de potencia	>0.99 (0.8 que lleva a 0.8 de retraso)						
THDi	<3%						
Eficiencia							
Eficiencia máxima	96.6%		96.6%	97.1%	97.1%		97.3%
Eficiencia EU	95.3%		95.4%	96.6%	96.7%		96.8%
Protección							
Protección contra polaridad inversa DC				Sí			
Protección contra cortocircuito				Sí			
Protección de sobrecorriente de salida				Sí			
Protección contra sobretensiones				Sí			
Monitoreo de red				Sí			
Detección Anti-isla				Sí			
Protección de temperatura				Sí			
AFCl integrado (Protección de circuito de falla de arco CC)				Sí ⁽¹⁾			
Interruptor de CC integrado	Opcional						
Datos generales							
Dimensiones (longitud*altura*ancho)	310*373*160 mm						
Peso	7.4 kg				7.7 kg		
Topología	Sin Transformador						
Consumo propio (noche)	<1 W						
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 ~ +60°C						
Humedad relativa	0-100%						
Nivel de protección	IP66						
Enfriamiento	Convección natural						
Altitud máxima de funcionamiento	4000 m						
Estándar de conexión de red	G98 or G99, VDE-AR-N 4105 / VDE V 0124, EN 50549-1, VDE 0126 / UTE C 15 / VFR:2019, RD 1699 / RD 244 / UNE 206006 / UNE 206007-1, CEI 0-21, C10/11, NRS 097-2-1, TOR, EIFS 2018.2, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683, EN 50530, MEA, PEA						
Estándar de seguridad / EMC	IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-1/-2/-3/-4						
Características							
Conexión de CC	Conector MC4						
Conexión de CA	Enchufe de conexión rápida						
Pantalla	LCD						
Comunicación	RS485, Opcional: Wi-Fi, GPRS						

(1) Activación necesaria.

Anexo I.5: Batería Li-Ion 26v 180Ah



24V 180Ah Lithium-Ion Battery and Lynx Ion

www.victronenergy.com



24V 180Ah Lithium-Ion Battery



Lynx Ion



Ion control: Main screen



Ion control: History screen



Ion control: Lynx Ion Status

The advantages of a Lithium-ion battery over conventional lead-acid batteries

- High energy density: more energy with less weight;
- High charge currents (shortens the charge period);
- High discharge currents (enabling for example electrical cooking on a small battery bank);
- Long battery life (up to six times the battery life of a conventional battery);
- High efficiency between charging and discharging (very little energy loss due to heat development);
- Higher continuous power available.

Why Lithium-Iron-Phosphate?

Lithium-Iron-Phosphate (LiFePO₄ or LFP) is the safest of the mainstream Li-ion battery types. The nominal voltage of a LFP cell is 3.2V (lead-acid: 2V / cell). A 25.6V LFP battery consists of 8 cells connected in series.

The advantages of the Victron Lynx Lithium-ion battery system

The modular system used adds the following advantages:

- The Victron Lithium-Ion Battery System is easy to install due to its modularity. No complicated wiring diagrams are required.
- Detailed information is available on the waterproof Ion Control display.
- The 350A relay in the Lynx-Ion provides maximum safety: in case the chargers or loads do not respond to the commands from the Lynx-Ion, the main safety relay will open to prevent permanent damage to the batteries.
- For typical marine installations there is an extra small output, so you can still power the bilge pump and disconnect all other house loads by opening the 350 A relay.

Complete system

A complete system consists of:

- One or more **24V 180Ah Lithium-Ion batteries**.
- (optional) The **Lynx Power In**, a modular dc bus bar.
- The **Lynx Ion** is the Battery Management System (BMS) that controls the batteries. A 350 Ampere safety contactor is inside the Lynx Ion.
- The **Lynx Shunt VE.Can**, a battery monitor including the main fuse. Note that the fuse needs to be purchased separately.
- (optional) The **Lynx Distributor**, a DC distribution system with fuses.
- (optional) The **Ion Control**, a digital control panel.

24V 180Ah Lithium-Ion Batteries

The base of the Victron Lithium-Ion Battery System is formed by individual 24V / 180Ah Lithium-ion batteries. They have a built-in Cell Management System (BMS) which protects the battery on a cell level. It monitors individual cell voltage and system temperature, and actively balances the individual cells. All measured parameters are sent to the Lynx Ion which monitors the system as a whole.

Lynx Ion

The Lynx Ion is the BMS. It contains the 350A safety contactor, and controls the cell-balancing, charging and discharging of the system. The Lynx Ion will protect the battery pack from both overcharging and depletion. When an overcharge is imminent, it will signal the charging devices to decrease or stop charging. This is done with the VE.Can bus (NMEA2000) compatible, and also via the two available open/close contacts. Same when the battery is nearing empty, and there is no charging capability available. It will signal big loads to switch off.

For both overcharging and depletion there is a last safety resort, the built-in 350 A contactor. In case signalling etcetera does not stop the imminent overcharge or depletion, it will open the contactor.

NMEA2000 Canbus

Communication with the outside world is done via the VE.Can protocol.

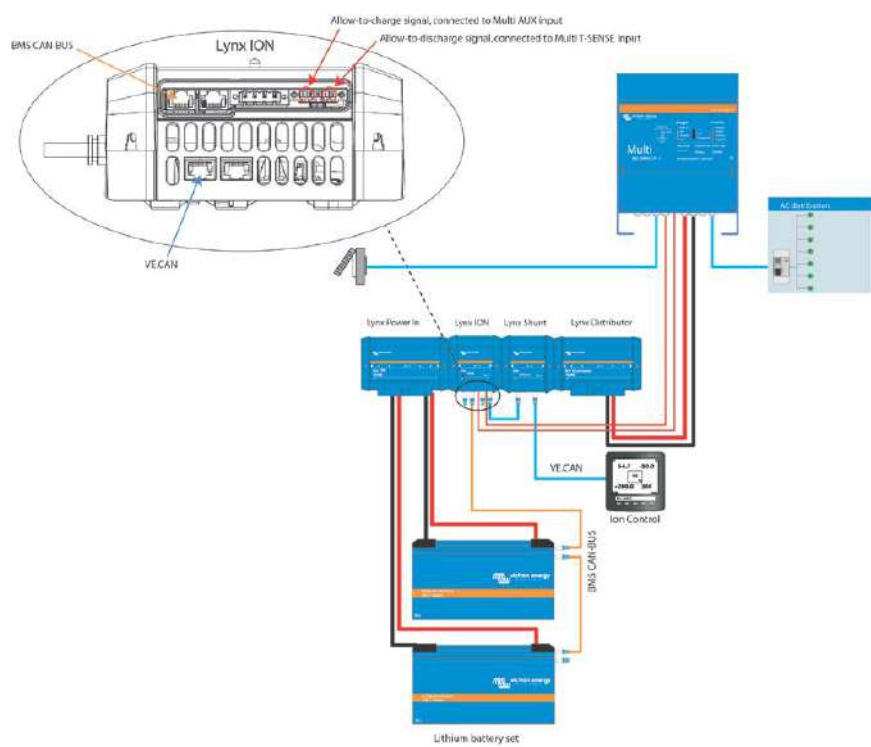
Ion Control

See the separate [Ion Control](#) datasheet for more information on the display.

Lithium-ion 24V 180Ah 4.75kWh battery	
Technology	Lithium iron phosphate (LiFePo4)
Nominal voltage	26,4V
Nominal capacity	180Ah
Nominal power	4,75kWh
Weight	55kg
Power/Weight ratio	86Wh/kg
Dimensions (lxwxh)	625 x 195 x 355mm
Charge cut-off voltage at 0.05C	28,8V
Discharge cut-off voltage	20V
Recommended charge/discharge current	54A (0.3C)
Maximum charge current (1C)	180A
Maximum discharge current (1.5C)	270A
Pulse discharge current (10s)	1000A
Cycle Life @80% DOD (0.3C)	2000
Series configuration	Yes, up to 2 (more in series on request)
Parallel configuration	Yes, easy up to 4 (more parallel on request)
Operating temp. charge	0~45°C
Operating temp. discharge	-20~55°C
Storage temp.	-20~45°C

Lynx Ion	
Maximum number batteries in series	2
Maximum number batteries in parallel	8
Enclosure	
Weight	1,4kg
Dimensions (lxwxh)	190 x 180 x 80mm
IO	
Safety contactor	350A
Bilge pump contactor maximum current	10A
External relay contactor maximum current	10A
Charged-signal contact	1A @ 60VDC
Discharged-signal contact	1A @ 60VDC
Standards	
Emission	EN 50081-1
Immunity	EN 50082-1

Block diagram Lithium-Ion Battery System



Anexo I.6: Aerogenerador Windforce-Xunzel-15000-48V 1.5kWp



xunzel™
applied Solar and Wind Energy

EN User Manual
ES Manual de uso
PT Manual de utilização
FR Manuel Utilisateur
DE Bedienungsanleitung
NL Gebruikershandleiding
IT Manuale d'uso



WINDFORCE™ Series

WINDFORCE 6000 12/24 V
WINDFORCE 6000 12/24 V MARINE
WINDFORCE 10000-24 V
WINDFORCE 10000-48 V
WINDFORCE 15000-24 V



EN Wind Battery Chargers with High Energy Output.
ES Cargadores de baterías eólicas de gran capacidad de generación.
PT Carregadores de turbinas eólicas de grande capacidade de geração.
FR Chargeurs de batteries éoliens à grande capacité de production.
DE Ladegeräte für Windenergie mit hoher Erzeugungskapazität.
NL Windaccu's met grote capaciteit.
IT Caricatori per batterie eoliche ad alta capacità di generazione.

© Copyright 2015, 1-800-422-1447



















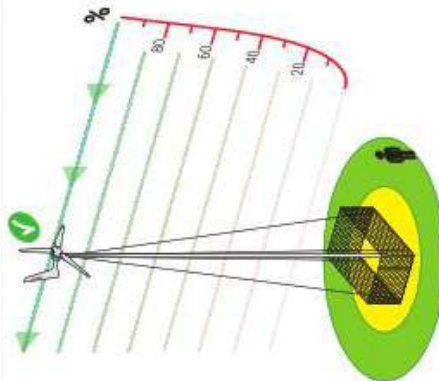




www.xunzel.com

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3$$

P	Wind Power	Potencia Eólica	Potência do vento	Energie kollektive	Windkraft	Windenergie	Energia Eólica
ρ	Air Density	Densidad del Aire	Densidade Aérea	Densité de l'air	Luftdichte	Luftdichtheid	Densità dell'aria
A	Area	Área	Área	Area d'air	Luftbereich	Area	Area Aeria
V	Wind Speed	Velocidad del viento	Velocidade do vento	Vitesse du vent	Windgeschwindigkeit	Windturbulentie	Velocità del vento



ENERGY 24 hours.

EN Day and Night. All weather conditions. Your ideal complement to your photovoltaic system.

ES Día y noche. Todas las condiciones meteorológicas. Complemento ideal a tu sistema fotovoltaico.

PT Dia e Noite. Todas as condições climáticas. O seu complemento ideal para o seu sistema fotovoltaico.

FR De jour comme de nuit. Toutes les conditions météorologiques. Le complément idéal de votre installation photovoltaïque.

DE Tag und Nacht. Alle Wetterbedingungen. Ideale Ergänzung für Ihr Fotovoltaiksystem.

IT Giorno e notte. Tutte le condizioni meteorologiche. Complemento ideale al tuo sistema fotovoltaico.

NL Dag en nacht. Alle weersomstandigheden. Ideale aanvulling voor uw fotovoltaïsch systeem.

EN TABLE OF CONTENTS **ES** Tabla de contenidos **PT** Tabela de conteúdos **FR** Table des matières **DE** Inhaltsverzeichnis **NL** Inhoudsopgave **IT** Tabella dei contenuti

EN		FR		NL	
1	IMPORTANT INFORMATION READ FIRST	1	INFORMATION IMPORTANTE LIEZEN GUARDAR	1	BELANGRIJKE INFORMATIE LEZEN BEWAAR
2	PRODUCT GUARANTEE	2	GARANTEE DU PRODUIT	2	PRODUCTGARANTEE
3	DESCRIPTION	3	DESCRIPTION	3	BESCHRIJVING
4	PLANNING YOUR INSTALLATION	4	PLANIFIEZ VOTRE INSTALLATION	4	PLANNING VAN UW INSTALLATIE
5	INSTALLATION	5	INSTALLATION	5	INSTALLATIE
6	OPERATION, CONFIGURATION	6	OPERATION, CONFIGURATION	6	BEDIENING, CONFIGURATIE
7	TECHNICAL SPECIFICATIONS	7	SPECIFICATIONS TECHNIQUES	7	TECHNISCHE SPECIFICATIES
8	MAINTENANCE	8	MAINTENANCE	8	ONDERHOUD
9	APPENDIX A. UNIVERSAL WINDFORCE TOWER KIT	9	ANNEXE A. UNIVERSAL WINDFORCE TOWER KIT	9	BIJLAGE A. UNIVERSAL WINDFORCE TOWER KIT
10	APPENDIX B. STOP-SWITCH	10	ANNEXE B. INTERRUPTEUR D'ARRÊT	10	BIJLAGE B. STOP-SCHAKELAAR
11	APPENDIX C. MPPT CHARGE CONTROLLER MANUAL	11	ANNEXE C. MANUEL DU CONTRÔLEUR DE CHARGE MPPT	11	BIJLAGE C. MPPT LAADREGELAAR HANDLEIDING
PT		IT			
1	INFORMAZIONE IMPORTANTE LEGGERE SUBITO	1	INFORMAZIONI IMPORTANTI LEGGERE SUBITO		
2	GARANZIA DEL PRODOTTO	2	GARANZIA DEL PRODOTTO		
3	DESCRIZIONE	3	DESCRIZIONE		
4	PIANIFICAZIONE DELL'INSTALLAZIONE	4	PIANIFICAZIONE DELL'INSTALLAZIONE		
5	INSTALLAZIONE	5	INSTALLAZIONE		
6	OPERAZIONE, CONFIGURAZIONE	6	OPERAZIONE, CONFIGURAZIONE		
7	SPECIFICAZIONI TECNICHE	7	SPECIFICAZIONI TECNICHE		
8	MANTENIMENTO	8	MANTENIMENTO		
9	ALLEGATO A. KIT UNIVERSAL WINDFORCE TOWER KIT	9	ALLEGATO A. KIT UNIVERSAL WINDFORCE TOWER KIT		
10	ALLEGATO B. INTERRUPTORE DI ARRESTO	10	ALLEGATO B. INTERRUPTORE DI ARRESTO		
11	ALLEGATO C. MANUALE DEL REGOLATORE DI CARICA MPPT	11	ALLEGATO C. MANUALE DEL REGOLATORE DI CARICA MPPT		

EN IMPORTANT INFORMATION. READ. KEEP

Please, keep this manual for future reference



- When equipment out of reach of children and animals.
- Before installing the product, connections and safety features must be checked according to the locally applicable regulations.
- The product should be installed by qualified personnel. Ensure that the installer has the necessary training and experience to install the product and connect the equipment to the power supply.
- Do not perform measurements in wet or damp environments. Measurements out of range or safety limit could incorrectly damage the measuring instrument.
- The product has no use-serviceable components. Do not attempt to repair or modify the product.
- Turning off and/or disconnecting the equipment in this product does not reduce the electrical hazard. Failure following these instructions may result in serious injury or death.
- Never short-circuit the terminals of the batteries, the MPPT charge controller and the wind turbine.

WARNING

- Connecting the equipment to the batteries can generate a spark. Install it in a place without risk of fire.
- Never charge frozen batteries.
- Be careful when working with metal tools on or near batteries. It may cause a short-circuit.
- Check that connections are firm and tight.
- Consult battery information to ascertain that it is compatible with the unit. Always comply with the battery safety instructions.

IMPORTANT WARNING AND PRODUCT WARRANTY

1 MECHANICAL HAZARD

Rotating blades present the hazard of serious mechanical injury. Rotating blades can cause serious injuries. Under no circumstances should you attempt to touch or move the blades. A person could come in contact with moving rotor blades.

2 ELECTRICAL HAZARD

The wind generator is equipped with safety features. Please note that the inherent dangers from electrical hazards. Please refer to the safety instructions in this manual and the safety guide in this manual and the safety guide in this manual and the safety guide in this manual.

3 SURVIVAL WIND SPEED

The mechanical stop switch must be turned on when the wind speed exceeds 13.3 m/s (30 mph). The wind turbine is designed to survive below 120 km/h (74.5 mph) while the mechanical stop switch is turned on. Exceeding this wind speed will result in wind turbine failure and collapse.

4 BATTERY

During smooth and steady wind speed, this wind battery charger has a high output. The minimum battery size and battery type guide in this manual before battery connection to the wind battery charger. Please check compatibility with manufacturer.

ES INFORMACIÓN IMPORTANTE. LEER. GUARDAR

Por favor, guarde este manual para futuras consultas



- La aparat representan el peligro mecánico más grave. No se debe tocar las partes móviles del producto, las conexiones y los cables de la batería.
- Esperar a un día tranquilo para instalar o realizar el mantenimiento del WINDFORCE® con la activación del freno MPPT y del interruptor de parada mecánica.
- TENSIONES LETALES: No toque los terminales o conectores de CA de la batería o los cables de la batería.
- No manipule cables dañados o utilice equipos dañados.
- Este producto no tiene componentes reparables por el usuario. No demore ni intente reparar el equipo.
- Aunque ya desconecte el equipo de este producto no reduce el peligro de choque eléctrico. El fallo de estas instrucciones puede provocar lesiones graves o la muerte.
- No conecte nunca los terminales de las baterías, el regulador de carga MPPT y el aerogenerador.

PRECAUCIÓN

- La conexión del equipo a las baterías puede generar una chispa. Instale el equipo en un lugar sin riesgo de incendio.
- Tenga cuidado cuando trabaje con herramientas metálicas en las baterías o cerca de ellas. Puede provocar un cortocircuito.
- Realice las conexiones con extrema precaución, respete las polaridades y compruebe que las conexiones son firmes y adecuadas y cumpla con los protocolos de seguridad.
- Consulte la información de la batería para comprobar que es compatible con la unidad. Respete siempre las instrucciones de seguridad de las baterías.

ADVERTENCIA IMPORTANTE Y GARANTÍA DEL PRODUCTO

1 PELIGRO MECÁNICO

Las partes móviles representan el peligro mecánico más grave. Las partes móviles pueden causar lesiones graves. En ningún caso debe intentar tocar o mover las partes móviles. Una persona podría entrar en contacto con las partes móviles en movimiento.

2 PELIGRO ELÉCTRICO

El aerogenerador está equipado con una protección eléctrica para evitar los peligros eléctricos. Tenga en cuenta que los peligros eléctricos pueden ser graves. No toque los terminales o los cables de la batería. No manipule cables dañados o utilice equipos dañados. Este producto no tiene componentes reparables por el usuario. No demore ni intente reparar el equipo.

3 VELOCIDAD DE VIENTO DE SUPERVIVENCIA

El interruptor de parada mecánica debe activarse cuando la velocidad del viento supera los 13.3 m/s (30 mph). El aerogenerador está diseñado para sobrevivir por debajo de los 120 km/h (74.5 mph) mientras el interruptor de parada mecánica está encendido. Si se supera esta velocidad del viento, el aerogenerador fallará y se desmoronará.

4 BATERÍA

Durante una velocidad de viento suave y constante, este cargador de baterías puede tener un alto rendimiento. El tamaño mínimo de la batería y el tipo de batería antes de la conexión de la batería al generador eléctrico. El uso de la batería no compatible puede provocar un fallo del aerogenerador y el colapso.



EN DESCRIPTION ES DESCRIPCIÓN PT DESCRIÇÃO FR DESCRIPTION
DE BESCHREIBUNG NL BESCHRIJVING IT DESCRIZIONE

WINDFORCE™ | 6000 | 10000 | 15000

MANUAL

WINDFORCE™

EN Wind turbine
ES Aerogenerador
PT Turbina eólica
FR Éolienne
DE Windkraftanlage
NL Windturbine
IT Turbina eolica

MPPT CHARGER CONTROLLER

ES Controlador de carga MPPT
PT Controlador de carga MPPT
FR Contrôleur de charge MPPT
DE MPPT-Laderegler
NL MPPT-laadregelaar
IT Regolatore di carica MPPT

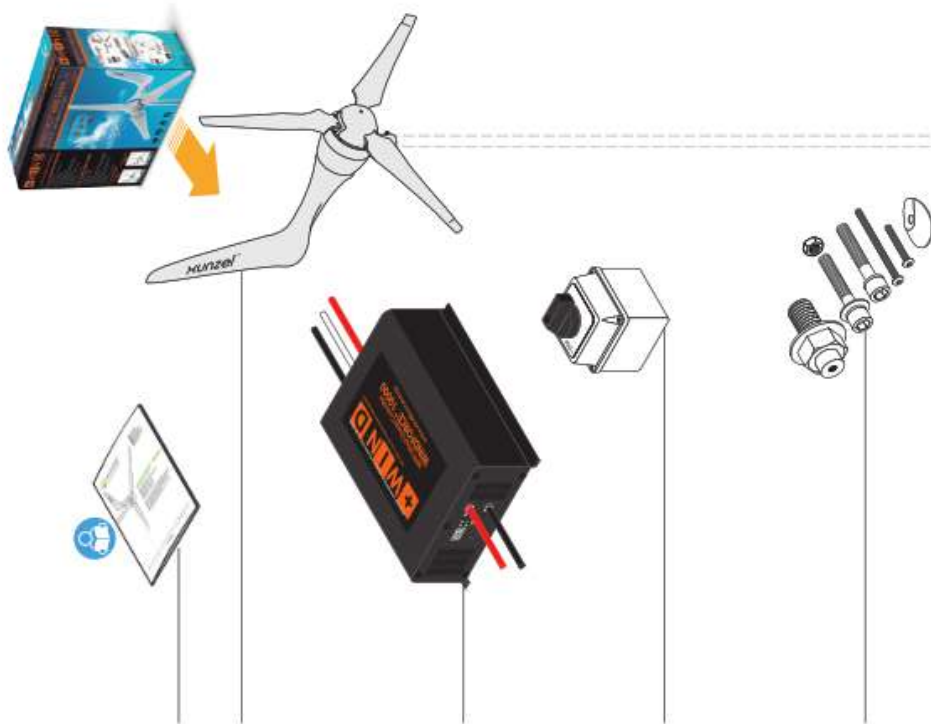
STOP SWITCH™

ES Interruptor de frenado
PT Interruptor de travão
FR Interrupteur de frein
DE Bremschalter
NL Remschakelaar
IT Interruttore freno

REQUIRED AND REPLACEMENT SCREW PACK

ES Paquete de tornillos requeridos y de repuesto
PT Pacote de parafusos necessários e de substituição
FR Paquet de vis nécessaires et de remplacement
DE Paket mit benötigten und Ersatzschrauben
NL Pakket met benodigde en vervangende schroeven
IT Pacchetto di viti necessarie e di ricambio

WINDFORCE™ Series



Anexo II: Informes de Simulación PVSYST

Anexo II.1: Resultados Escenario 1



Version 7.4.8

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_venta_a_la_red

Building system

System power: 5.30 kWp

San Ildefonso - Spain

| Author

**PVsyst V7.4.8**

VC0, Simulation date:
11/06/25 23:47
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_venta_a_la_red

Project summary**Geographical Site**

San Ildefonso
Spain

Situation

Latitude 40.91 °N
Longitude -4.00 °W
Altitude 1142 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

San Ildefonso
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Sintético

System summary**Grid-Connected System**

Simulation for year no 10

Building system**PV Field Orientation**

Fixed plane
Tilt/Azimuth 35 / -30 °

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Daily household consumers
Seasonal modulation
Average 25.3 kWh/Day

System information**PV Array**

Nb. of modules 10 units
Pnom total 5.30 kWp

Inverters

Nb. of units 2 units
Pnom total 6.00 kWac
Pnom ratio 0.883

Results summary

Produced Energy	7876.99 kWh/year	Specific production	1486 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	78.07 %
Used Energy	9241.73 kWh/year			Solar Fraction SF	43.65 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Detailed User's needs	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
P50 - P90 evaluation	10
Single-line diagram	11
Cost of the system	12
Financial analysis	13
CO ₂ Emission Balance	16

**PVsyst V7.4.8**

VC0, Simulation date:
11/06/25 23:47
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_venta_a_la_red

General parameters**Grid-Connected System****PV Field Orientation****Orientation**

Fixed plane

Tilt/Azimuth 35 / -30 °

Horizon

Free Horizon

Building system**Sheds configuration****Near Shadings**

Linear shadings : Fast (table)

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

User's needs

Daily household consumers

Seasonal modulation

Average 25.3 kWh/Day

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer

Generic

Model

JAM72-S30-530-MR

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

530 Wp

Number of PV modules

10 units

Nominal (STC)

5.30 kWp

Array #1 - Subconjunto #1

Number of PV modules

4 units

Nominal (STC)

2120 Wp

Modules

2 string x 2 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

1946 Wp

U mpp

75 V

I mpp

26 A

Array #2 - Subconjunto #2

Number of PV modules

6 units

Nominal (STC)

3180 Wp

Modules

2 string x 3 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

2919 Wp

U mpp

112 V

I mpp

26 A

Total PV power

Nominal (STC)

5 kWp

Total

10 modules

Module area

25.8 m²

Inverter

Manufacturer

Generic

Model

SUN2000-3KTL-L1

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

3.00 kWac

Number of inverters

2 units

Total power

6.0 kWac

Number of inverters

2 * MPPT 50% 1 unit

Total power

3.0 kWac

Operating voltage

80-600 V

Pnom ratio (DC:AC)

0.71

No power sharing between MPPTs

Number of inverters

2 * MPPT 50% 1 unit

Total power

3.0 kWac

Operating voltage

80-600 V

Pnom ratio (DC:AC)

1.06

No power sharing between MPPTs

Total inverter power

Total power

6 kWac

Number of inverters

2 units

Pnom ratio

0.88

No power sharing

Array losses**Array Soiling Losses**

Loss Fraction

2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const)

20.0 W/m²K

Uv (wind)

0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction

-0.8 %

**PVsyst V7.4.8**

VC0, Simulation date:
11/06/25 23:47
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_venta_a_la_red

Array losses**Module mismatch losses****Array #1 - Subconjunto #1**

Loss Fraction 0.5 % at MPP

Array #2 - Subconjunto #2

Loss Fraction 1.0 % at MPP

Module average degradation

Year no 10
Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.953	0.910	0.853	0.725	0.448	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 10 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Subconjunto #1

Global array res. 47 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Subconjunto #2

Global array res. 71 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

System losses**Unavailability of the system**

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods



PVsyst V7.4.8

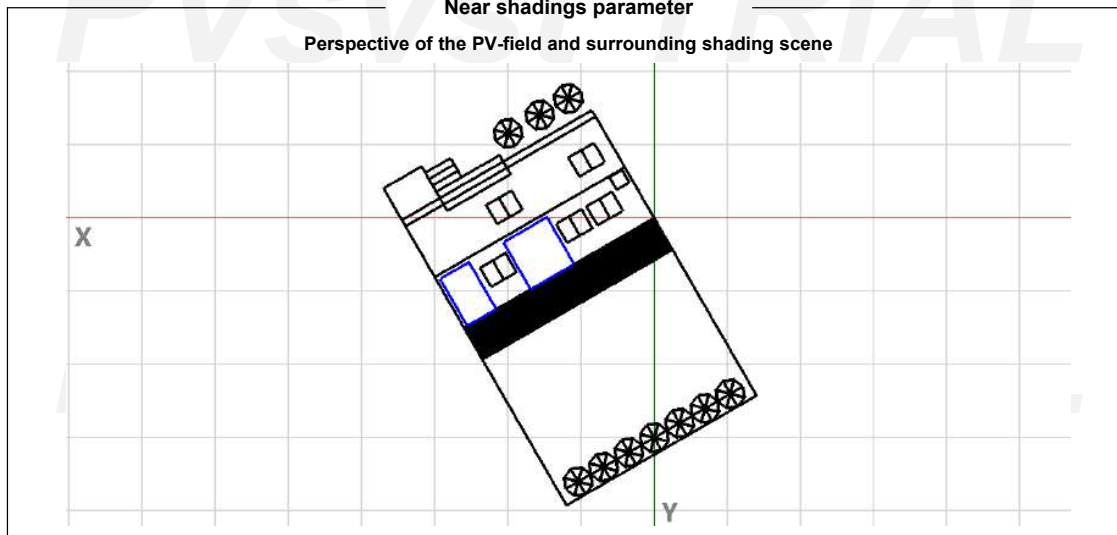
VC0, Simulation date:
11/06/25 23:47
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_venta_a_la_red

Near shadings parameter

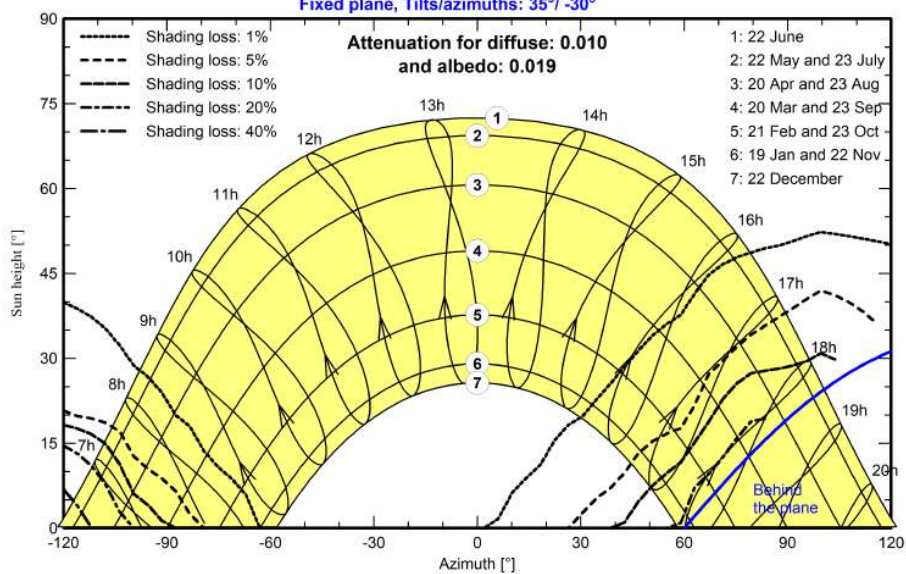
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 35°/-30°




PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
11/06/25 23:47
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_venta_a_la_red

Detailed User's needs

Daily household consumers, Seasonal modulation, average = 25.3 kWh/day

Summer (Jun-Aug)

	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lamps (LED or fluo)	15	10/lamp	5.0	750
TV / PC / Mobile	5	100/app	5.0	2500
Domestic appliances	2	500/app	4.0	4000
Fridge / Deep-freeze	2		24	1598
Dish- & Cloth-washers	1		2	2000
Carga lenta Coche Híbrido	1	2300 tot	2.0	4600
Air conditioning	1	1000 tot	4.5	4500
Stand-by consumers			24.0	144
Total daily energy				20092

Autumn (Sep-Nov)

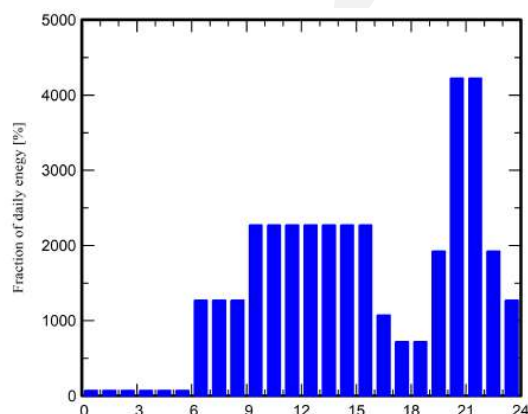
	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lamps (LED or fluo)	15	10/lamp	5.0	750
TV / PC / Mobile	5	100/app	5.0	2500
Domestic appliances	2	500/app	5.0	5000
Fridge / Deep-freeze	2		24	1598
Dish- & Cloth-washers	1		2	2000
Heating	2	300 tot	15.0	9000
Carga lenta Coche Híbrido	1	2300 tot	2.0	4600
Stand-by consumers			24.0	144
Total daily energy				25592

Winter (Dec-Feb)

	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lamps (LED or fluo)	15	10/lamp	6.0	900
TV / PC / Mobile	5	100/app	6.0	3000
Domestic appliances	2	500/app	6.0	6000
Fridge / Deep-freeze	2		24	1598
Dish- & Cloth-washers	1		2	2000
Heating	4	300 tot	15.0	18000
Carga lenta Coche Híbrido	1	2300 tot	2.0	4600
Stand-by consumers			24.0	144
Total daily energy				36242

Spring (Mar-May)

	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lamps (LED or fluo)	15	10/lamp	5.0	750
TV / PC / Mobile	5	100/app	5.0	2500
Domestic appliances	2	500/app	5.0	5000
Fridge / Deep-freeze	2		24	1598
Dish- & Cloth-washers	1		2	2000
Carga lenta Coche Híbrido	1	2300 tot	2.0	4600
Air Conditioning	1	1000 tot	3.0	3000
Stand-by consumers			24.0	144
Total daily energy				19592

Hourly distribution




Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_venta_a_la_red

PVsyst V7.4.8

VC0. Simulation date:
11/06/25 23:47
with V7.4.8

Main results

System Production

Produced Energy 7876.99 kWh/year
Used Energy 9241.73 kWh/year

Specific production 1486 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 78.07 %
Solar Fraction SF 43.65 %

Economic evaluation

Investment

Global 6.594.50 EUR
Specific 1.24 EUR/Wp

Yearly cost

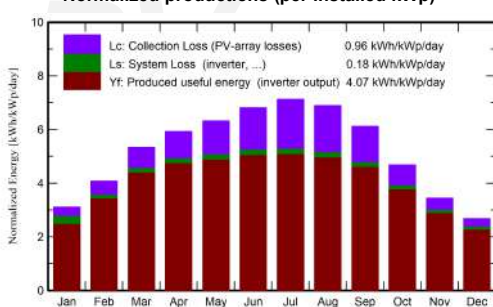
Annuities
Run. costs
Payback period

0.00 EUR/yr
259.64 EUR/yr
8.0 years

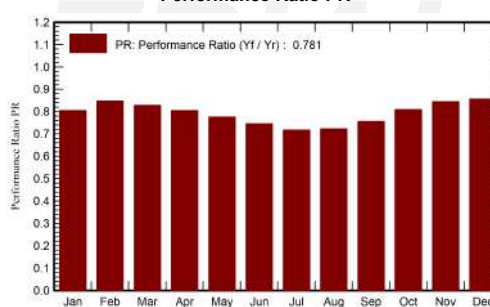
LCOE

Energy cost 0.07 EUR/kWh

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	59.1	25.61	2.08	96.5	92.8	460.3	1124	340.3	71.1	783.2
February	81.6	32.38	3.28	114.1	109.9	534.3	1015	383.3	129.3	631.4
March	134.2	49.09	6.73	165.4	159.3	754.3	607	303.5	422.3	303.8
April	166.3	61.13	9.19	177.7	170.5	787.7	588	309.5	448.0	278.2
May	200.1	75.50	13.74	196.0	187.9	838.9	607	324.5	481.6	282.8
June	216.9	69.87	18.77	204.5	195.4	840.0	603	347.9	459.5	254.9
July	231.5	62.68	21.53	220.9	211.9	873.7	623	354.4	485.7	268.5
August	206.8	52.32	20.97	213.8	205.4	850.5	623	346.4	472.2	276.5
September	154.7	47.48	16.63	183.7	176.6	765.0	768	371.0	365.1	396.8
October	108.6	39.57	11.87	145.1	139.4	647.9	793	348.0	274.6	445.3
November	67.7	27.86	5.58	103.3	99.4	483.3	768	284.5	178.1	483.3
December	50.6	22.96	2.74	82.9	79.8	395.1	1124	320.3	56.1	803.2
Year	1678.1	566.45	11.14	1903.8	1828.1	8231.1	9242	4033.6	3843.4	5208.1

Legends

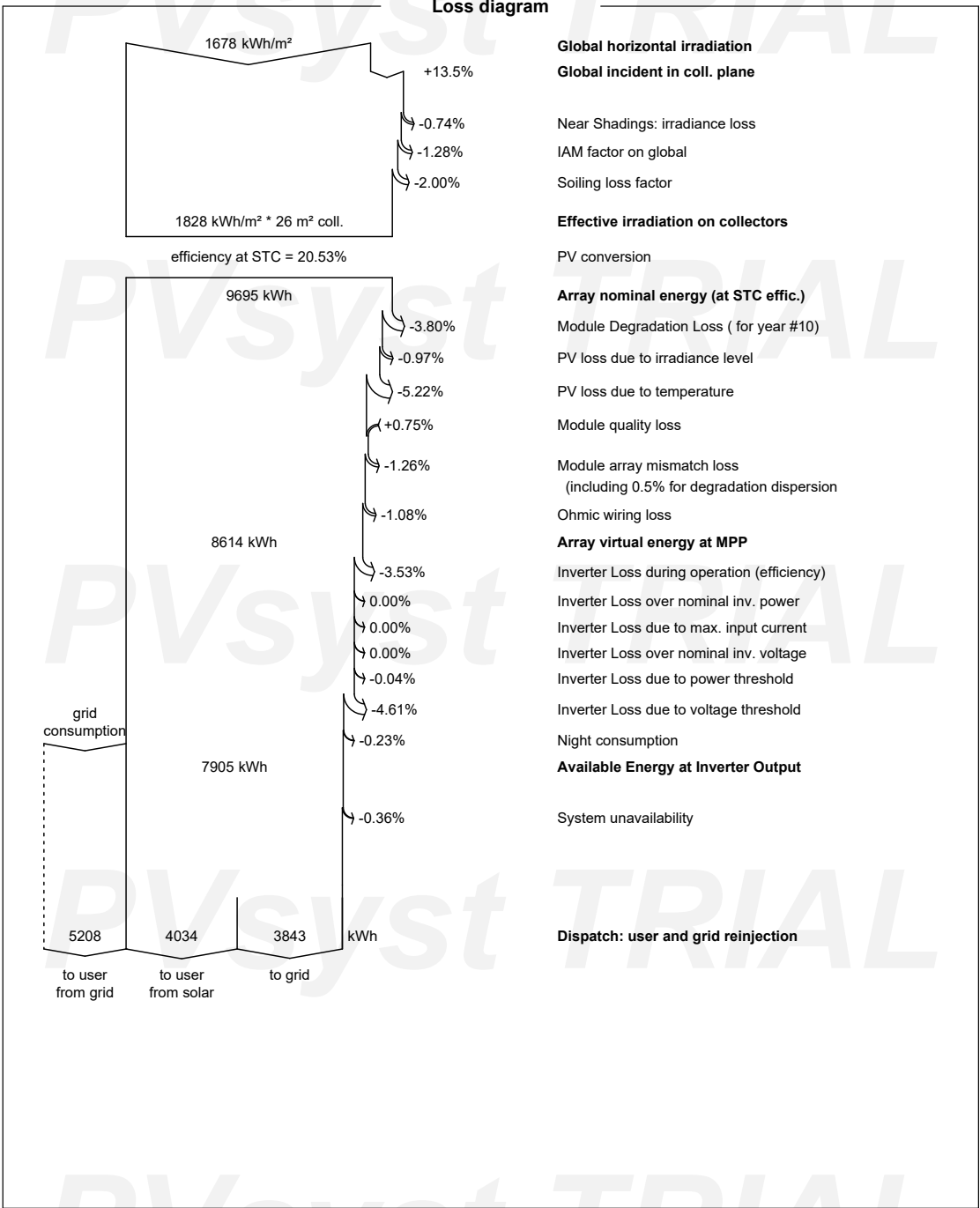
GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array
E_User Energy supplied to the user
E_Solar Energy from the sun
E_Grid Energy injected into grid
EFrGrid Energy from the grid



Project: Sim_Paneles_Solares
Variant: Paneles_con_venta_a_la_red

PVsyst V7.4.8
VC0, Simulation date:
11/06/25 23:47
with V7.4.8





PVsyst V7.4.8

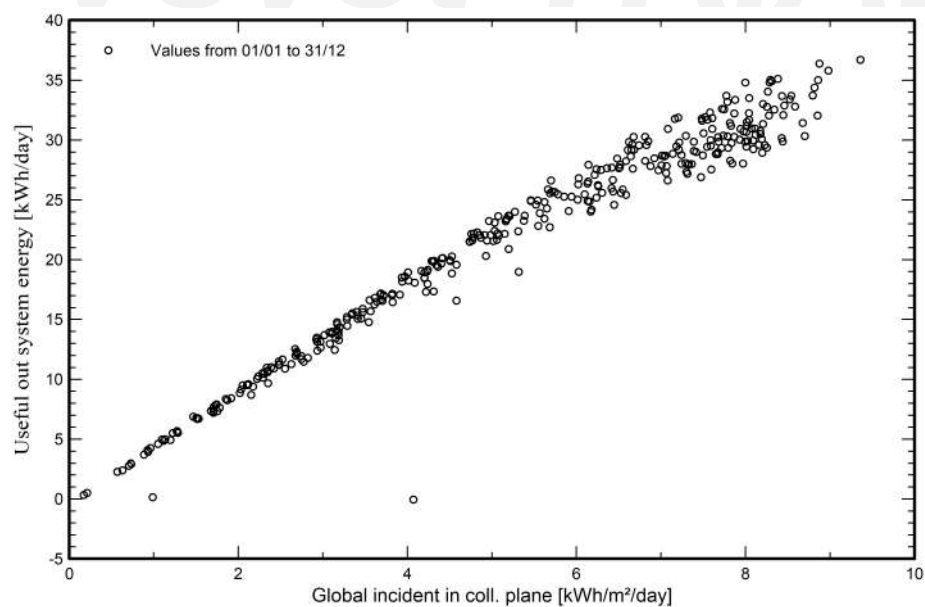
VC0, Simulation date:
11/06/25 23:47
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

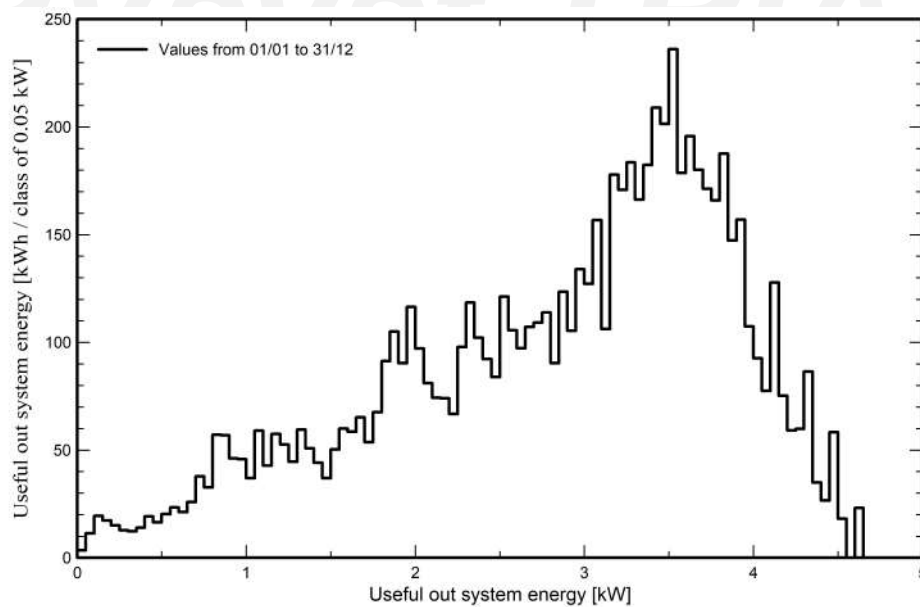
Variant: Paneles_con_venta_a_la_red

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.4.8
VC0, Simulation date:
11/06/25 23:47
with V7.4.8

P50 - P90 evaluation

Weather data

Source Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100%
Kind Monthly averages
Sintético - Multi-year average
Year-to-year variability(Variance) 3.8 %
Specified Deviation
Climate change 0.0 %

Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters 1.0 %
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %
Degradation uncertainty 1.0 %

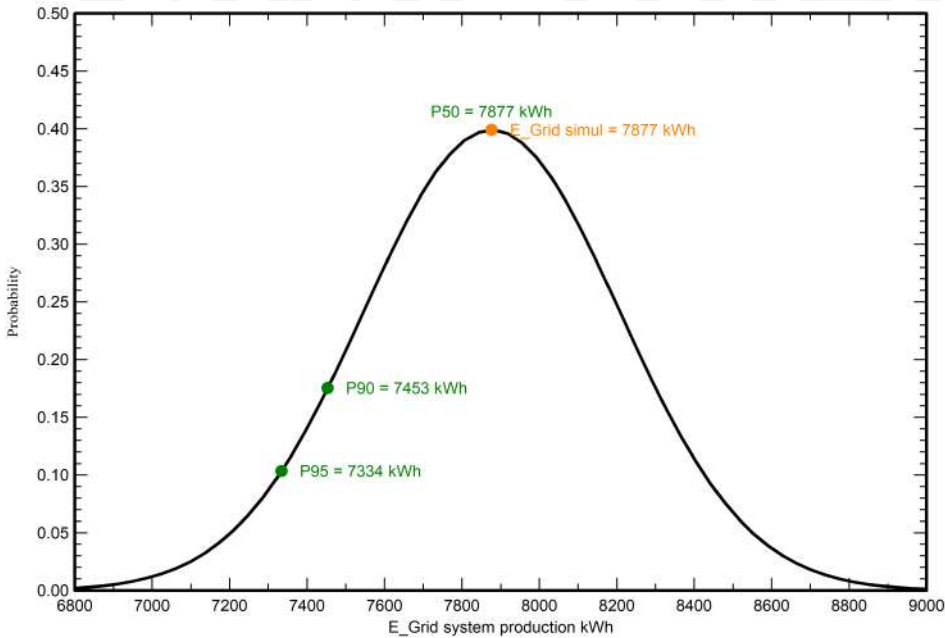
Global variability (weather data + system)

Variability (Quadratic sum) 4.2 %

Annual production probability

Variability 330 kWh
P50 7877 kWh
P90 7453 kWh
P95 7334 kWh

Probability distribution



**PVsyst V7.4.8**

VC0, Simulation date:
11/06/25 23:47
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_venta_a_la_red

Cost of the system**Installation costs**

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
PV modules			
JAM72-S30-530-MR	10	200.00	2.000.00
Supports for modules	2	200.00	400.00
Inverters			
SUN2000-3KTL-L1	2	500.00	1.000.00
Other components			
Wiring	1	100.00	100.00
Combiner box	1	200.00	200.00
Studies and analysis			
Permitting and other admin. Fees	1	100.00	100.00
Installation			
Global installation cost per module	10	140.00	1.400.00
Transport	1	50.00	50.00
Grid connection	1	200.00	200.00
Taxes			
VAT	1	0.00	1.144.50
		Total	6.594.50
		Depreciable asset	3.400.00

Operating costs

Item	Total EUR/year
Maintenance	
Provision for inverter replacement	100.00
Repairs	30.00
Cleaning	50.00
Alquiler contador bidireccional	12.00
Total (OPEX)	192.00
Including inflation (2.00%)	259.64

System summary

Total installation cost	6.594.50 EUR
Operating costs (incl. inflation 2.00%/year)	259.64 EUR/year
Useful energy from solar	4034 kWh/year
Energy sold to the grid	3843 kWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.0670 EUR/kWh



Project: Sim_Paneles_Solares
Variant: Paneles_con_venta_a_la_red

PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
11/06/25 23:47
with V7.4.8

Financial analysis
Simulation period

Project lifetime 30 years Start year 2026

Income variation over time

Inflation 2.00 %/year
Production variation (aging) -0.50 %/year
Discount rate 3.50 %/year

Income dependent expenses

Income tax rate 0.00 %/year
Other income tax 0.00 %/year
Dividends 0.00 %/year

Depreciable assets

Asset	Depreciation method	Depreciation period (years)	Salvage value (EUR)	Depreciable (EUR)
PV modules				
JAM72-S30-530-MR	Straight-line	20	0.00	2.000.00
Supports for modules	Straight-line	20	0.00	400.00
Inverters				
SUN2000-3KTL-L1	Straight-line	20	0.00	1.000.00
		Total	0.00	3.400.00

Financing

Own funds 4.616.15 EUR
Subsidies 1.978.35 EUR

Electricity sale

Feed-in tariff 0.08000 EUR/kWh
Duration of tariff warranty 20 years
Annual connection tax 0.00 EUR/kWh
Annual tariff variation 0.0 %/year
Feed-in tariff decrease after warranty 0.00 %

Self-consumption

Consumption tariff 0.14000 EUR/kWh
Tariff evolution +1.0 %/year

Return on investment

Payback period 8.0 years
Net present value (NPV) 7.228.21 EUR
Internal rate of return (IRR) 14.08 %
Return on investment (ROI) 156.6 %



Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_venta_a_la_red

PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
11/06/25 23:47
with V7.4.8

Financial analysis

Detailed economic results (EUR)

Year	Electricity sale	Own funds	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
0	0	4.616	0	0	0	0	0	0	-4.616	0.0%
1	309	0	192	170	0	0	117	565	-3.958	14.3%
2	307	0	196	170	0	0	112	568	-3.324	28.0%
3	306	0	200	170	0	0	106	570	-2.714	41.2%
4	304	0	204	170	0	0	101	573	-2.126	53.9%
5	303	0	208	170	0	0	95	576	-1.562	66.2%
6	301	0	212	170	0	0	89	579	-1.018	77.9%
7	300	0	216	170	0	0	84	582	-495	89.3%
8	298	0	221	170	0	0	78	585	8	100.2%
9	297	0	225	170	0	0	72	587	492	110.6%
10	295	0	229	170	0	0	66	590	957	120.7%
11	294	0	234	170	0	0	60	593	1.404	130.4%
12	292	0	239	170	0	0	54	596	1.834	139.7%
13	291	0	244	170	0	0	47	599	2.248	148.7%
14	289	0	248	170	0	0	41	602	2.645	157.3%
15	288	0	253	170	0	0	35	605	3.027	165.6%
16	287	0	258	170	0	0	28	608	3.394	173.5%
17	285	0	264	170	0	0	22	611	3.746	181.2%
18	284	0	269	170	0	0	15	614	4.085	188.5%
19	282	0	274	170	0	0	8	617	4.410	195.5%
20	281	0	280	170	0	0	1	620	4.722	202.3%
21	279	0	285	0	0	0	-6	623	5.022	208.8%
22	278	0	291	0	0	0	-13	626	5.310	215.0%
23	277	0	297	0	0	0	-20	630	5.586	221.0%
24	275	0	303	0	0	0	-27	633	5.851	226.8%
25	274	0	309	0	0	0	-35	636	6.106	232.3%
26	273	0	315	0	0	0	-42	639	6.349	237.5%
27	271	0	321	0	0	0	-50	642	6.583	242.6%
28	270	0	328	0	0	0	-58	645	6.807	247.5%
29	268	0	334	0	0	0	-66	648	7.022	252.1%
30	267	0	341	0	0	0	-74	652	7.228	256.6%
Total	8.626	4.616	7.789	3.400	0	0	837	18.215	7.228	256.6%



PVsyst V7.4.8

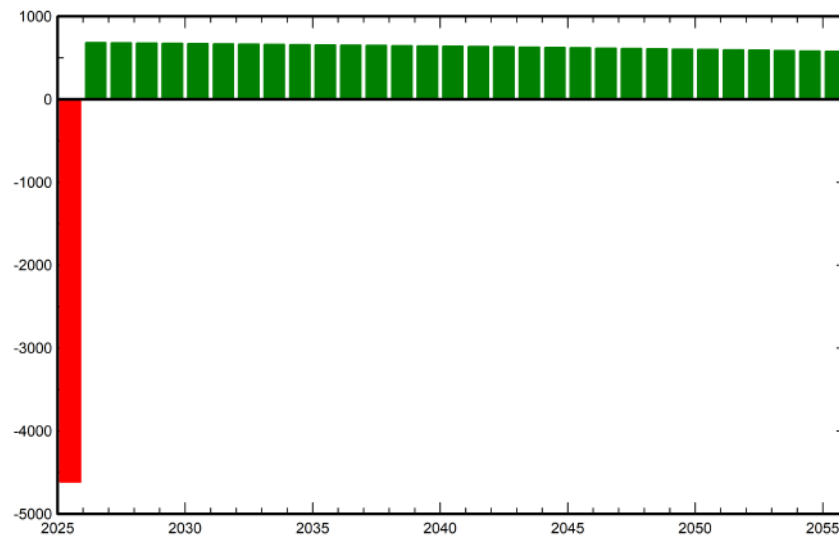
VC0, Simulation date:
11/06/25 23:47
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

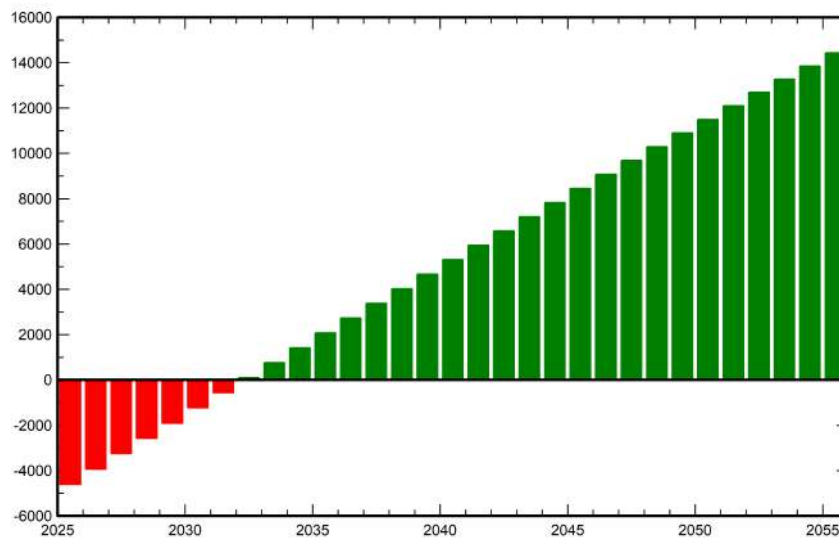
Variant: Paneles_con_venta_a_la_red

Financial analysis

Yearly net profit (EUR)



Cumulative cashflow (EUR)




PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
11/06/25 23:47
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_venta_a_la_red

CO₂ Emission Balance

Total: 48.3 tCO₂

Generated emissions

Total: 10.65 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 68.0 tCO₂

System production: 7895.22 kWh/yr

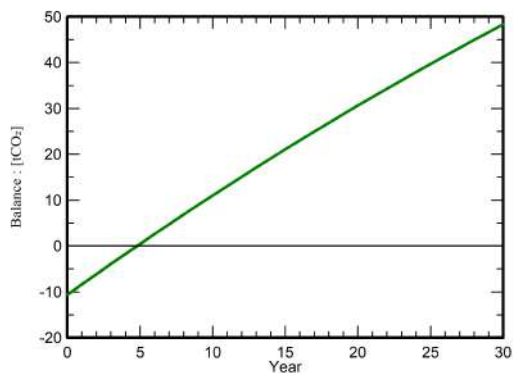
Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO₂/kWh

Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time

System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	5.30 kWp	9077
Supports	5.27 kgCO ₂ /kg	100.0 kg	527
Inverters	522 kgCO ₂ /units	2.00 units	1044

Anexo II.2: Resultados Escenario 2

Version 7.4.8

PVsyst - Simulation reportGrid-Connected System

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red

Building system

System power: 5.30 kWp

San Ildefonso - Spain

| Author

**PVsyst V7.4.8**

VC2, Simulation date:
12/06/25 00:01
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red

Project summary**Geographical Site**

San Ildefonso

Spain

Weather data

San Ildefonso

Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Sintético

Situation

Latitude 40.91 °N

Longitude -4.00 °W

Altitude 1142 m

Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

System summary**Grid-Connected System**

Simulation for year no 10

PV Field Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 35 / -30 °

Building system**Near Shadings**

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Daily household consumers

Seasonal modulation

Average 25.3 kWh/Day

No grid reinjection

System information**PV Array**

Nb. of modules

10 units

Pnom total

5.30 kWp

Inverters

Nb. of units

2 units

Pnom total

6.00 kWac

Pnom ratio

0.883

Results summary

Produced Energy 4034.69 kWh/year

Used Energy 9241.73 kWh/year

Specific production 761 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR 39.99 %

Solar Fraction SF 43.66 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Detailed User's needs	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Single-line diagram	10
Cost of the system	11
Financial analysis	12
CO ₂ Emission Balance	15



Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red

PVsyst V7.4.8

VC2, Simulation date:
12/06/25 00:01
with V7.4.8

General parameters

Grid-Connected System		Building system	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Models used	
Fixed plane		Transposition Perez	
Tilt/Azimuth		Diffuse Perez, Meteonorm	
35 / -30 °		Circumsolar separate	
Horizon		User's needs	
Free Horizon		Daily household consumers	
		Seasonal modulation	
		Average 25.3 kWh/Day	
		No grid reinjection	

PV Array Characteristics

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JAM72-S30-530-MR	Model	SUN2000-3KTL-L1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	530 Wp	Unit Nom. Power	3.00 kWac
Number of PV modules	10 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	5.30 kWp	Total power	6.0 kWac
Array #1 - Subconjunto #1			
Number of PV modules	4 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	2120 Wp	Total power	3.0 kWac
Modules	2 string x 2 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	80-600 V
Pmpp	1946 Wp	Pnom ratio (DC:AC)	0.71
U mpp	75 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	26 A		
Array #2 - Subconjunto #2			
Number of PV modules	6 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	3180 Wp	Total power	3.0 kWac
Modules	2 string x 3 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	80-600 V
Pmpp	2919 Wp	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
U mpp	112 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	26 A		
Total PV power			
Nominal (STC)	5 kWp	Total inverter power	
Total	10 modules	Total power	6 kWac
Module area	25.8 m²	Number of inverters	2 units
		Pnom ratio	0.88
		No power sharing	



Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red

PVsyst V7.4.8

VC2, Simulation date:

12/06/25 00:01

with V7.4.8

Array losses**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses**Array #1 - Subconjunto #1**

Loss Fraction 0.5 % at MPP

Array #2 - Subconjunto #2

Loss Fraction 1.0 % at MPP

Module average degradation

Year no 10

Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year

Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.953	0.910	0.853	0.725	0.448	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 10 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Subconjunto #1

Global array res. 47 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Subconjunto #2

Global array res. 71 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

System losses**Unavailability of the system**

Time fraction 2.0 %

7.3 days,

3 periods



PVsyst V7.4.8

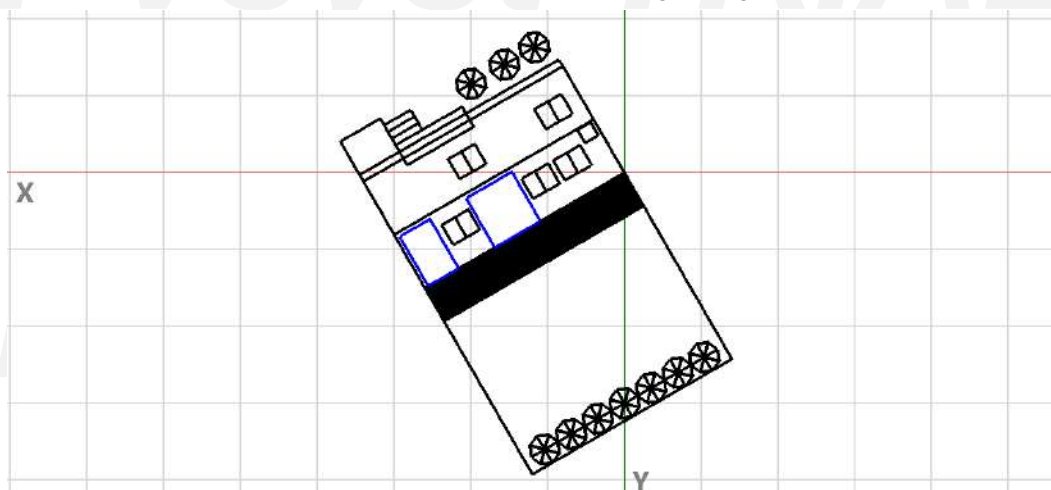
VC2, Simulation date:
12/06/25 00:01
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red

Near shadings parameter

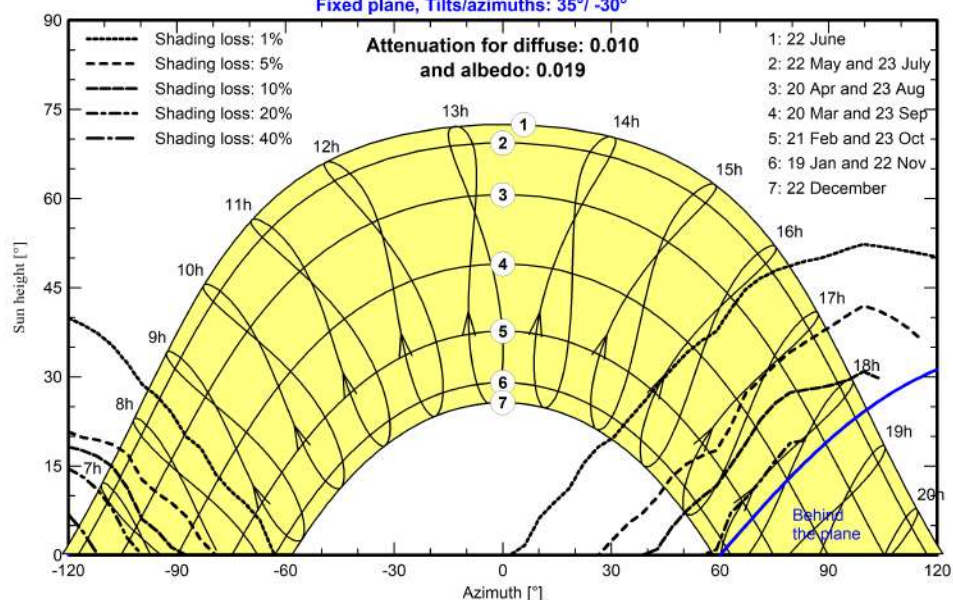
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 35°/-30°




PVsyst V7.4.8

VC2, Simulation date:
12/06/25 00:01
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red

Detailed User's needs

Daily household consumers, Seasonal modulation, average = 25.3 kWh/day

Summer (Jun-Aug)

	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lamps (LED or fluo)	15	10/lamp	5.0	750
TV / PC / Mobile	5	100/app	5.0	2500
Domestic appliances	2	500/app	4.0	4000
Fridge / Deep-freeze	2		24	1598
Dish- & Cloth-washers	1		2	2000
Carga lenta Coche Híbrido	1	2300 tot	2.0	4600
Air conditioning	1	1000 tot	4.5	4500
Stand-by consumers			24.0	144
Total daily energy				20092

Autumn (Sep-Nov)

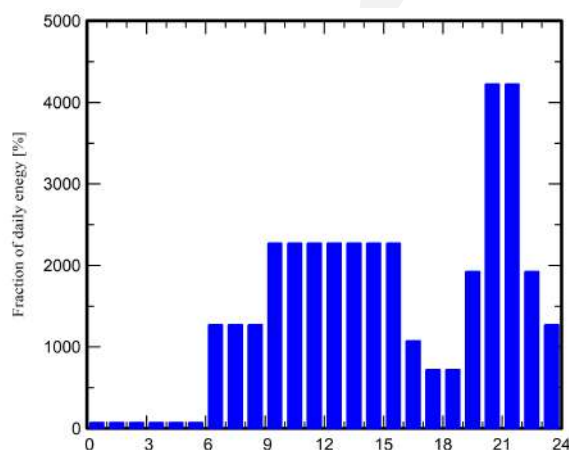
	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lamps (LED or fluo)	15	10/lamp	5.0	750
TV / PC / Mobile	5	100/app	5.0	2500
Domestic appliances	2	500/app	5.0	5000
Fridge / Deep-freeze	2		24	1598
Dish- & Cloth-washers	1		2	2000
Heating	2	300 tot	15.0	9000
Carga lenta Coche Híbrido	1	2300 tot	2.0	4600
Stand-by consumers			24.0	144
Total daily energy				25592

Winter (Dec-Feb)

	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lamps (LED or fluo)	15	10/lamp	6.0	900
TV / PC / Mobile	5	100/app	6.0	3000
Domestic appliances	2	500/app	6.0	6000
Fridge / Deep-freeze	2		24	1598
Dish- & Cloth-washers	1		2	2000
Heating	4	300 tot	15.0	18000
Carga lenta Coche Híbrido	1	2300 tot	2.0	4600
Stand-by consumers			24.0	144
Total daily energy				36242

Spring (Mar-May)

	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lamps (LED or fluo)	15	10/lamp	5.0	750
TV / PC / Mobile	5	100/app	5.0	2500
Domestic appliances	2	500/app	5.0	5000
Fridge / Deep-freeze	2		24	1598
Dish- & Cloth-washers	1		2	2000
Carga lenta Coche Híbrido	1	2300 tot	2.0	4600
Air Conditioning	1	1000 tot	3.0	3000
Stand-by consumers			24.0	144
Total daily energy				19592

Hourly distribution




Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red

PVsyst V7.4.8

VC2, Simulation date:
12/06/25 00:01
with V7.4.8

Main results

System Production

Produced Energy	4034.69 kWh/year	Specific production	761 kWh/kWp/year
Used Energy	9241.73 kWh/year	Perf. Ratio PR	39.99 %
		Solar Fraction SF	43.66 %

Economic evaluation

Investment

Global	6.352.50 EUR
Specific	1.20 EUR/Wp

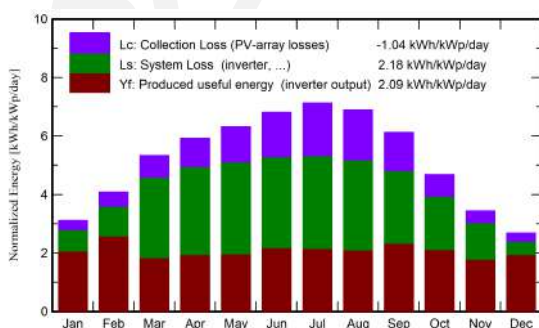
Yearly cost

Annuities	0.00 EUR/yr
Run. costs	243.41 EUR/yr
Payback period	15.4 years

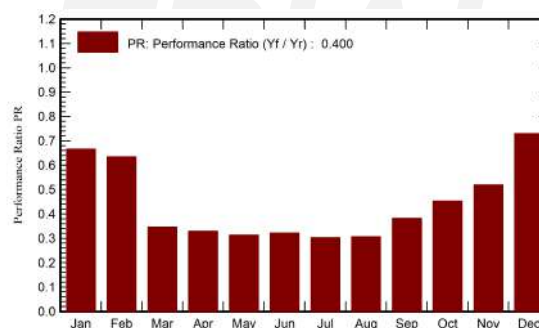
LCOE

Energy cost	0.12 EUR/kWh
-------------	--------------

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	EUnused kWh	EFrGrid kWh
January	59.1	25.61	2.08	96.5	92.8	460.8	1124	340.5	71.4	783.0
February	81.6	32.38	3.28	114.1	109.9	535.0	1015	383.5	129.8	631.3
March	134.2	49.09	6.73	165.4	159.3	755.4	607	303.6	423.2	303.8
April	166.3	61.13	9.19	177.7	170.5	788.9	588	309.6	449.1	278.2
May	200.1	75.50	13.74	196.0	187.9	840.3	607	324.6	482.9	282.7
June	216.9	69.87	18.77	204.5	195.4	841.7	603	348.0	461.0	254.8
July	231.5	62.68	21.53	220.9	211.9	875.7	623	354.4	487.5	268.4
August	206.8	52.32	20.97	213.8	205.4	852.4	623	346.4	473.9	276.5
September	154.7	47.48	16.63	183.7	176.6	766.5	768	371.0	366.5	396.8
October	108.6	39.57	11.87	145.1	139.4	648.9	793	348.1	275.4	445.3
November	67.7	27.86	5.58	103.3	99.4	484.0	768	284.5	178.6	483.2
December	50.6	22.96	2.74	82.9	79.8	395.6	1124	320.5	56.4	803.1
Year	1678.1	566.45	11.14	1903.8	1828.1	8245.0	9242	4034.7	3855.9	5207.0

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	EUnused	Unused energy (no grid injection)
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



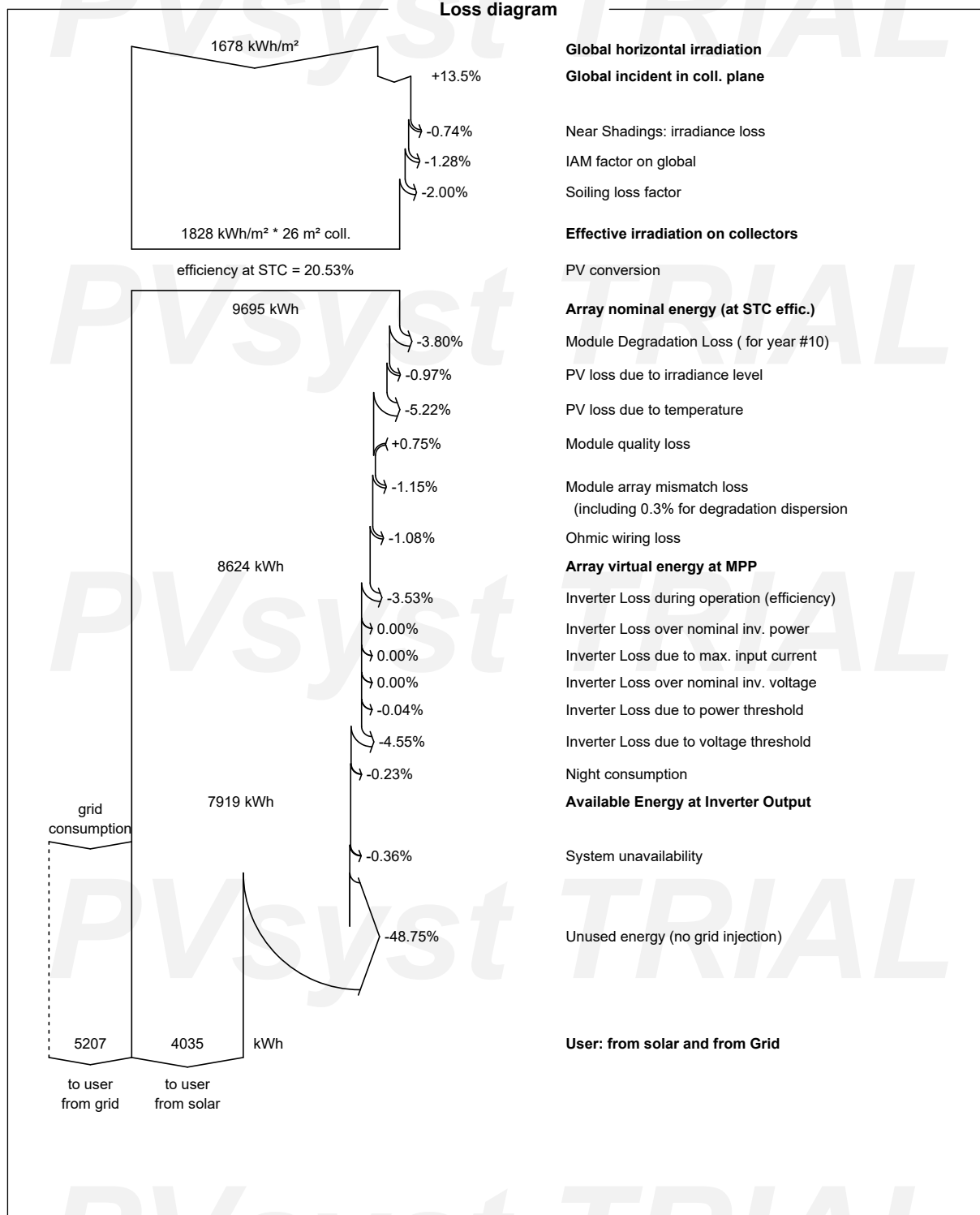
Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red

PVsyst V7.4.8

VC2, Simulation date:
12/06/25 00:01
with V7.4.8

Loss diagram



12/06/25

PVsyst Evaluation mode

Page 8/15



PVsyst V7.4.8

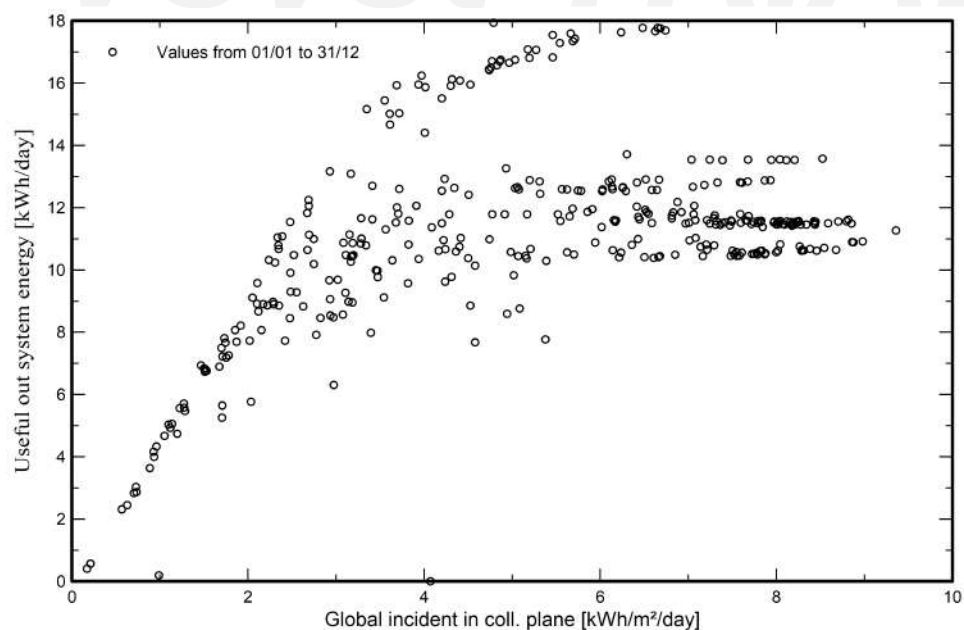
VC2, Simulation date:
12/06/25 00:01
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

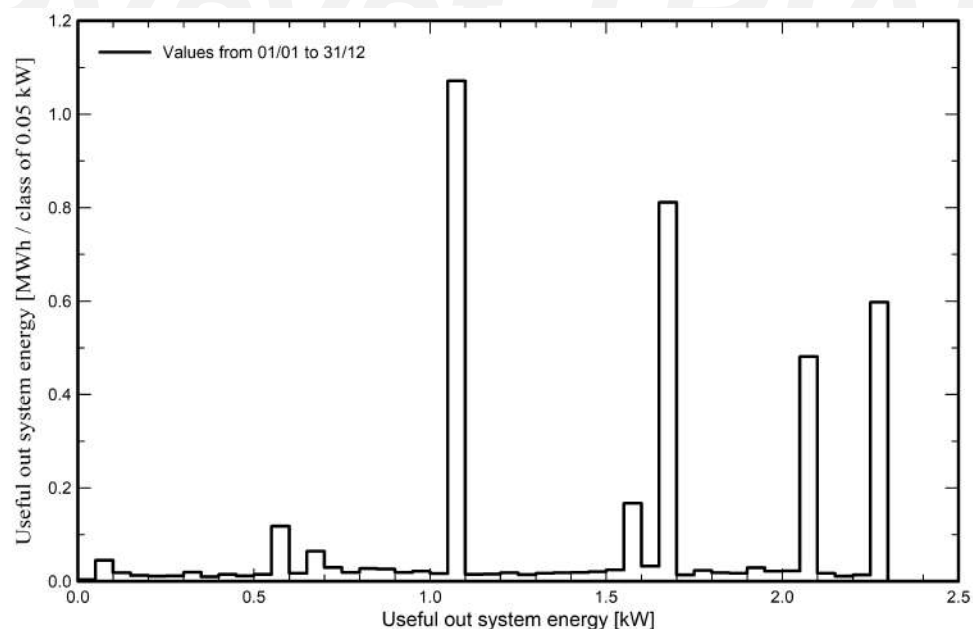
Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red

PVsyst V7.4.8

VC2, Simulation date:
12/06/25 00:01
with V7.4.8

Cost of the system**Installation costs**

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
PV modules			
JAM72-S30-530-MR	10	200.00	2.000.00
Supports for modules	2	200.00	400.00
Inverters			
SUN2000-3KTL-L1	2	500.00	1.000.00
Other components			
Wiring	1	100.00	100.00
Combiner box	1	200.00	200.00
Studies and analysis			
Permitting and other admin. Fees	1	100.00	100.00
Installation			
Global installation cost per module	10	140.00	1.400.00
Transport	1	50.00	50.00
Taxes			
VAT	1	0.00	1.102.50
		Total	6.352.50
		Depreciable asset	3.400.00

Operating costs

Item	Total EUR/year
Maintenance	
Provision for inverter replacement	100.00
Repairs	30.00
Cleaning	50.00
Total (OPEX)	180.00
Including inflation (2.00%)	243.41

System summary

Total installation cost	6.352.50 EUR
Operating costs (incl. inflation 2.00%/year)	243.41 EUR/year
Produced Energy	4035 kWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.1244 EUR/kWh

**PVsyst V7.4.8**

VC2, Simulation date:
12/06/25 00:01
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red

Financial analysis

Simulation period

Project lifetime 30 years Start year 2026

Income variation over time

Inflation 2.00 %/year
Production variation (aging) -0.50 %/year
Discount rate 3.50 %/year

Income dependent expenses

Income tax rate 0.00 %/year
Other income tax 0.00 %/year
Dividends 0.00 %/year

Depreciable assets

Asset	Depreciation method	Depreciation period (years)	Salvage value (EUR)	Depreciable (EUR)
PV modules				
JAM72-S30-530-MR	Straight-line	20	0.00	2.000.00
Supports for modules	Straight-line	20	0.00	400.00
Inverters				
SUN2000-3KTL-L1	Straight-line	20	0.00	1.000.00
		Total	0.00	3.400.00

Financing

Own funds 4.446.75 EUR
Subsidies 1.905.75 EUR

Electricity sale

Feed-in tariff 0.08000 EUR/kWh
Duration of tariff warranty 20 years
Annual connection tax 0.00 EUR/kWh
Annual tariff variation 0.0 %/year
Feed-in tariff decrease after warranty 0.00 %

Self-consumption

Consumption tariff 0.14000 EUR/kWh
Tariff evolution +1.0 %/year

Return on investment

Payback period 15.4 years
Net present value (NPV) 2.328.44 EUR
Internal rate of return (IRR) 7.39 %
Return on investment (ROI) 52.4 %



Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red

PVsyst V7.4.8

VC2, Simulation date:
12/06/25 00:01
with V7.4.8

Financial analysis

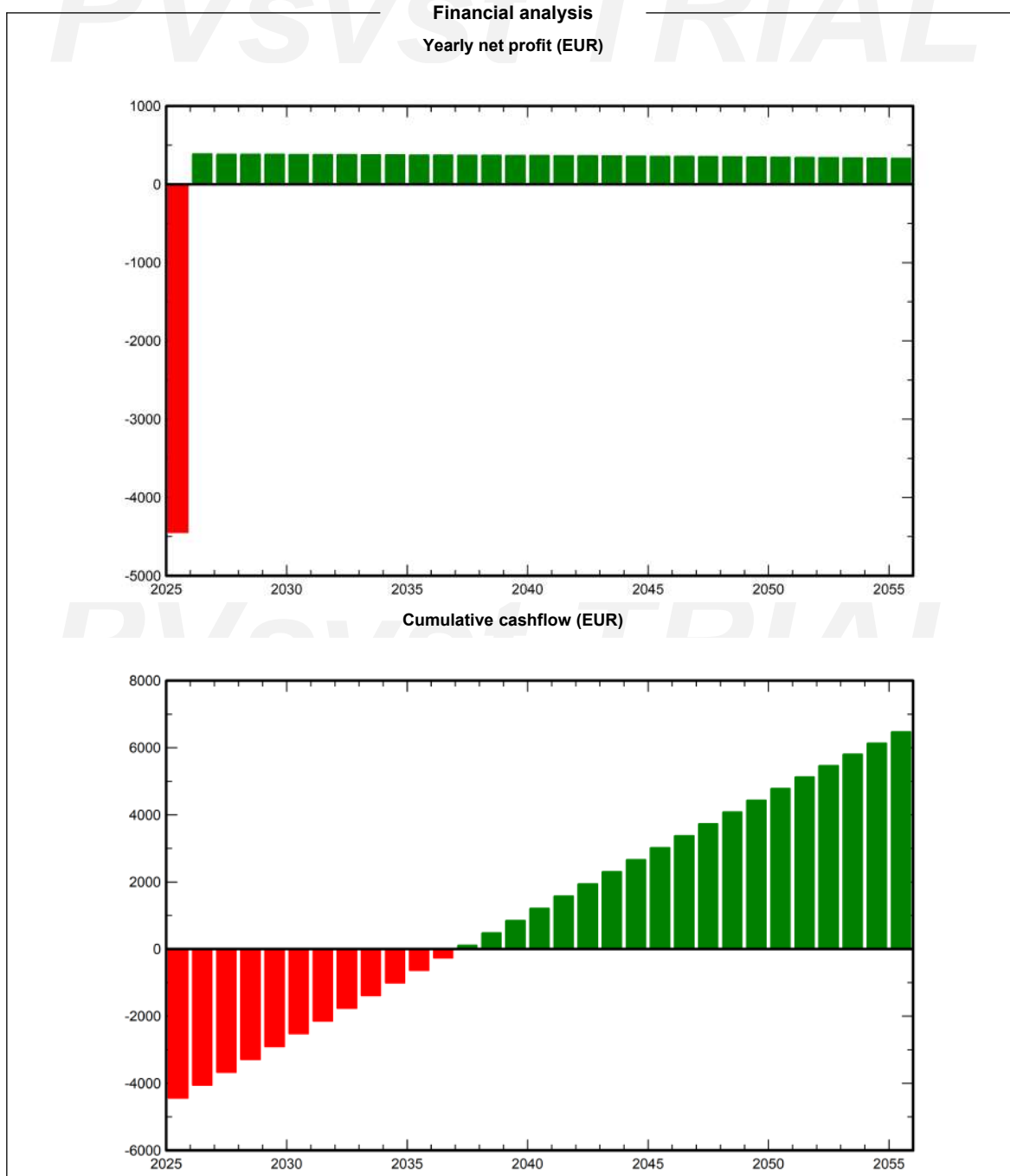
Detailed economic results (EUR)

Year	Electricity sale	Own funds	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
0	0	4.447	0	0	0	0	0	0	-4.447	0.0%
1	0	0	180	170	0	0	-180	565	-4.075	8.4%
2	0	0	184	170	0	0	-184	568	-3.716	16.4%
3	0	0	187	170	0	0	-187	570	-3.371	24.2%
4	0	0	191	170	0	0	-191	573	-3.038	31.7%
5	0	0	195	170	0	0	-195	576	-2.717	38.9%
6	0	0	199	170	0	0	-199	579	-2.407	45.9%
7	0	0	203	170	0	0	-203	582	-2.109	52.6%
8	0	0	207	170	0	0	-207	585	-1.822	59.0%
9	0	0	211	170	0	0	-211	588	-1.546	65.2%
10	0	0	215	170	0	0	-215	591	-1.280	71.2%
11	0	0	219	170	0	0	-219	593	-1.023	77.0%
12	0	0	224	170	0	0	-224	596	-777	82.5%
13	0	0	228	170	0	0	-228	599	-540	87.9%
14	0	0	233	170	0	0	-233	602	-311	93.0%
15	0	0	238	170	0	0	-238	605	-92	97.9%
16	0	0	242	170	0	0	-242	608	119	102.7%
17	0	0	247	170	0	0	-247	611	322	107.2%
18	0	0	252	170	0	0	-252	614	517	111.6%
19	0	0	257	170	0	0	-257	617	705	115.8%
20	0	0	262	170	0	0	-262	620	885	119.9%
21	0	0	267	0	0	0	-267	623	1.057	123.8%
22	0	0	273	0	0	0	-273	627	1.223	127.5%
23	0	0	278	0	0	0	-278	630	1.383	131.1%
24	0	0	284	0	0	0	-284	633	1.536	134.5%
25	0	0	290	0	0	0	-290	636	1.682	137.8%
26	0	0	295	0	0	0	-295	639	1.823	141.0%
27	0	0	301	0	0	0	-301	642	1.957	144.0%
28	0	0	307	0	0	0	-307	645	2.086	146.9%
29	0	0	313	0	0	0	-313	649	2.210	149.7%
30	0	0	320	0	0	0	-320	652	2.328	152.4%
Total	0	4.447	7.302	3.400	0	0	-7.302	18.220	2.328	152.4%

**PVsyst V7.4.8**VC2, Simulation date:
12/06/25 00:01
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red




PVsyst V7.4.8

VC2, Simulation date:
12/06/25 00:01
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red

CO₂ Emission Balance

Total: 48.4 tCO₂

Generated emissions

Total: 10.65 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 68.1 tCO₂

System production: 7908.81 kWh/yr

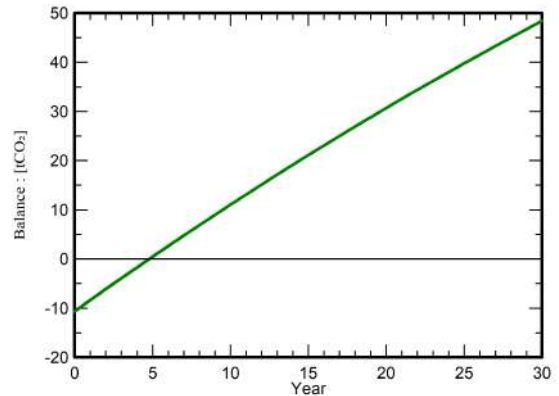
Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO₂/kWh

Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time

System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
[kgCO ₂]			
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	5.30 kWp	9077
Supports	5.27 kgCO ₂ /kg	100.0 kg	527
Inverters	522 kgCO ₂ /units	2.00 units	1044

Anexo II.3: Resultados Escenario 3

Version 7.4.8

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red_Rentable

Building system

System power: 2370 Wp

San Ildefonso - Spain

| Author

**PVsyst V7.4.8**

VC3, Simulation date:
12/06/25 00:13
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red_Rentable

Project summary**Geographical Site**

San Ildefonso
Spain

Situation

Latitude 40.91 °N
Longitude -4.00 °W
Altitude 1142 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

San Ildefonso
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Sintético

System summary**Grid-Connected System**

Simulation for year no 10

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 35 / -30 °

Building system**Near Shadings**

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Daily household consumers
Seasonal modulation
Average 25.3 kWh/Day
No grid reinjection

System information**PV Array**

Nb. of modules 6 units
Pnom total 2370 Wp

Inverters

Nb. of units 2 units
Pnom total 2000 W
Pnom ratio 1.185

Results summary

Produced Energy	2918.94 kWh/year	Specific production	1232 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	64.69 %
Used Energy	9241.73 kWh/year			Solar Fraction SF	31.58 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Detailed User's needs	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Single-line diagram	10
Cost of the system	11
Financial analysis	12
CO ₂ Emission Balance	15



Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red_Rentable

PVsyst V7.4.8

VC3, Simulation date:
12/06/25 00:13
with V7.4.8

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 35 / -30 °

Horizon

Free Horizon

Building system

Sheds configuration

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

User's needs

Daily household consumers

Seasonal modulation

Average 25.3 kWh/Day

No grid reinjection

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Generic

Model

RSM144-6-395-M

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

395 Wp

Number of PV modules

6 units

Nominal (STC)

2370 Wp

Modules

2 string x 3 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

2153 Wp

U mpp

109 V

I mpp

20 A

Total PV power

Nominal (STC)

2.37 kWp

Total

6 modules

Module area

12.0 m²

Cell area

10.5 m²

Inverter

Manufacturer

Generic

Model

S6-GR1P1K-M

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

1.00 kWac

Number of inverters

2 units

Total power

2.0 kWac

Operating voltage

50-500 V

Pnom ratio (DC:AC)

1.19

Total inverter power

Total power

2 kWac

Number of inverters

2 units

Pnom ratio

1.19

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction

2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const)

20.0 W/m²K

Uv (wind)

0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.

91 mΩ

Loss Fraction

1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction

-0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction

1.0 % at MPP

Module average degradation

Year no

10

Loss factor

0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion

0.4 %/year

Vmp RMS dispersion

0.4 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

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



PVsyst V7.4.8
VC3, Simulation date:
12/06/25 00:13
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares
Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red_Rentable

System losses

Unavailability of the system	
Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	3 periods



PVsyst V7.4.8

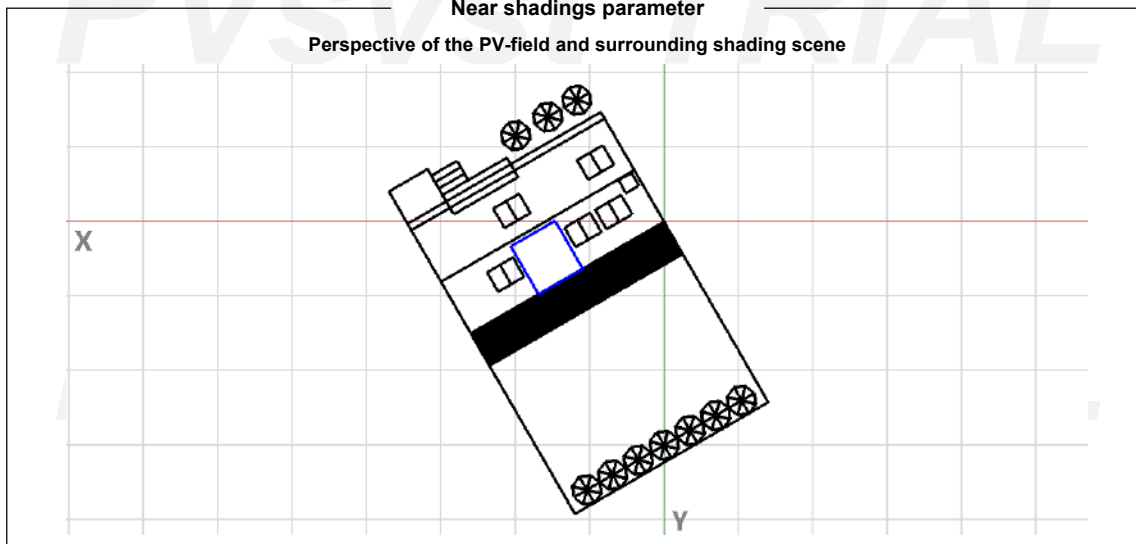
VC3, Simulation date:
12/06/25 00:13
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red_Rentable

Near shadings parameter

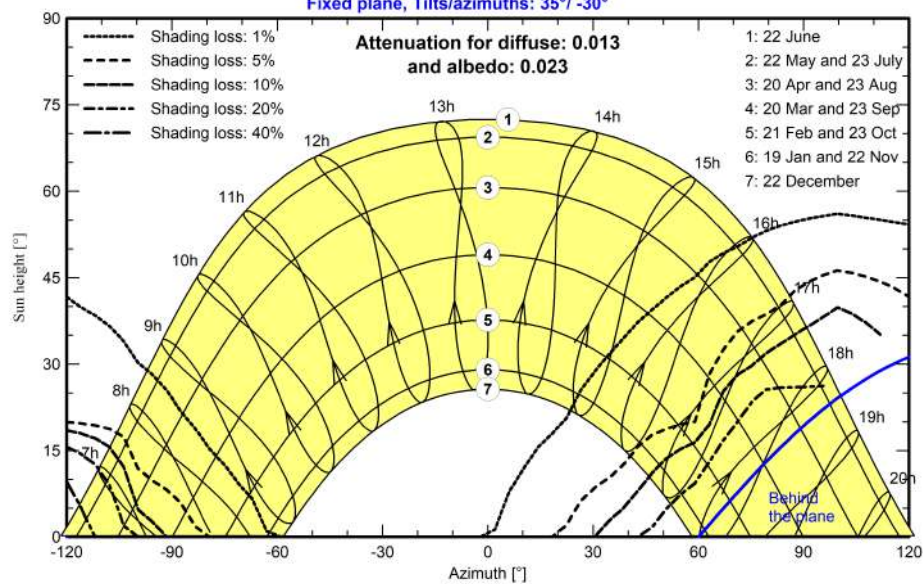
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 35°/-30°





Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red_Rentable

PVsyst V7.4.8

VC3, Simulation date:
12/06/25 00:13
with V7.4.8

Detailed User's needs

Daily household consumers, Seasonal modulation, average = 25.3 kWh/day

Summer (Jun-Aug)

	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lamps (LED or fluo)	15	10/lamp	5.0	750
TV / PC / Mobile	5	100/app	5.0	2500
Domestic appliances	2	500/app	4.0	4000
Fridge / Deep-freeze	2		24	1598
Dish- & Cloth-washers	1		2	2000
Carga lenta Coche Híbrido	1	2300 tot	2.0	4600
Air conditioning	1	1000 tot	4.5	4500
Stand-by consumers			24.0	144
Total daily energy				20092

Autumn (Sep-Nov)

	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lamps (LED or fluo)	15	10/lamp	5.0	750
TV / PC / Mobile	5	100/app	5.0	2500
Domestic appliances	2	500/app	5.0	5000
Fridge / Deep-freeze	2		24	1598
Dish- & Cloth-washers	1		2	2000
Heating	2	300 tot	15.0	9000
Carga lenta Coche Híbrido	1	2300 tot	2.0	4600
Stand-by consumers			24.0	144
Total daily energy				25592

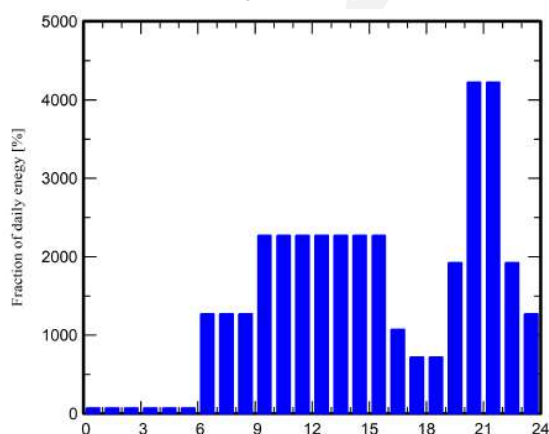
Winter (Dec-Feb)

	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lamps (LED or fluo)	15	10/lamp	6.0	900
TV / PC / Mobile	5	100/app	6.0	3000
Domestic appliances	2	500/app	6.0	6000
Fridge / Deep-freeze	2		24	1598
Dish- & Cloth-washers	1		2	2000
Heating	4	300 tot	15.0	18000
Carga lenta Coche Híbrido	1	2300 tot	2.0	4600
Stand-by consumers			24.0	144
Total daily energy				36242

Spring (Mar-May)

	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lamps (LED or fluo)	15	10/lamp	5.0	750
TV / PC / Mobile	5	100/app	5.0	2500
Domestic appliances	2	500/app	5.0	5000
Fridge / Deep-freeze	2		24	1598
Dish- & Cloth-washers	1		2	2000
Carga lenta Coche Híbrido	1	2300 tot	2.0	4600
Air Conditioning	1	1000 tot	3.0	3000
Stand-by consumers			24.0	144
Total daily energy				19592

Hourly distribution





PVsyst V7.4.8

VC3, Simulation date:
12/06/25 00:13
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares
Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red_Rentable

Main results

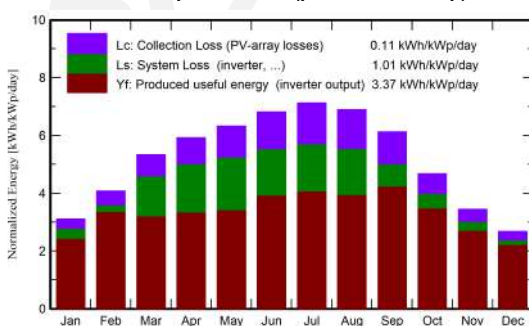
System Production

Produced Energy	2918.94 kWh/year	Specific production	1232 kWh/kWp/year
Used Energy	9241.73 kWh/year	Perf. Ratio PR	64.69 %
		Solar Fraction SF	31.58 %

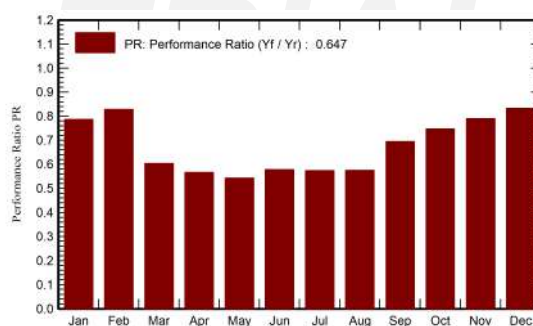
Economic evaluation

Investment		Yearly cost		LCOE	
Global	4.029.30 EUR	Annuities	0.00 EUR/yr	Energy cost	0.09 EUR/kWh
Specific	1.70 EUR/Wp	Run. costs	192.02 EUR/yr		
		Payback period	5.1 years		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	EUnused	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	59.1	25.61	2.08	96.5	91.8	205.0	1124	179.7	0.0	943.8
February	81.6	32.38	3.28	114.1	108.9	238.9	1015	223.9	0.0	790.9
March	134.2	49.09	6.73	165.4	157.9	339.3	607	236.7	82.0	370.7
April	166.3	61.13	9.19	177.7	169.0	357.2	588	238.8	96.5	349.0
May	200.1	75.50	13.74	196.0	186.2	386.7	607	252.1	110.5	355.3
June	216.9	69.87	18.77	204.5	193.5	394.8	603	280.1	90.1	322.6
July	231.5	62.68	21.53	220.9	209.9	420.3	623	300.3	94.4	322.6
August	206.8	52.32	20.97	213.8	203.6	408.1	623	291.0	92.7	331.9
September	154.7	47.48	16.63	183.7	175.1	357.8	768	302.5	33.8	465.2
October	108.6	39.57	11.87	145.1	138.2	293.4	793	256.8	18.5	536.6
November	67.7	27.86	5.58	103.3	98.3	215.8	768	193.3	8.4	574.4
December	50.6	22.96	2.74	82.9	78.8	175.9	1124	163.7	0.0	959.8
Year	1678.1	566.45	11.14	1903.8	1811.2	3793.1	9242	2918.9	626.7	6322.8

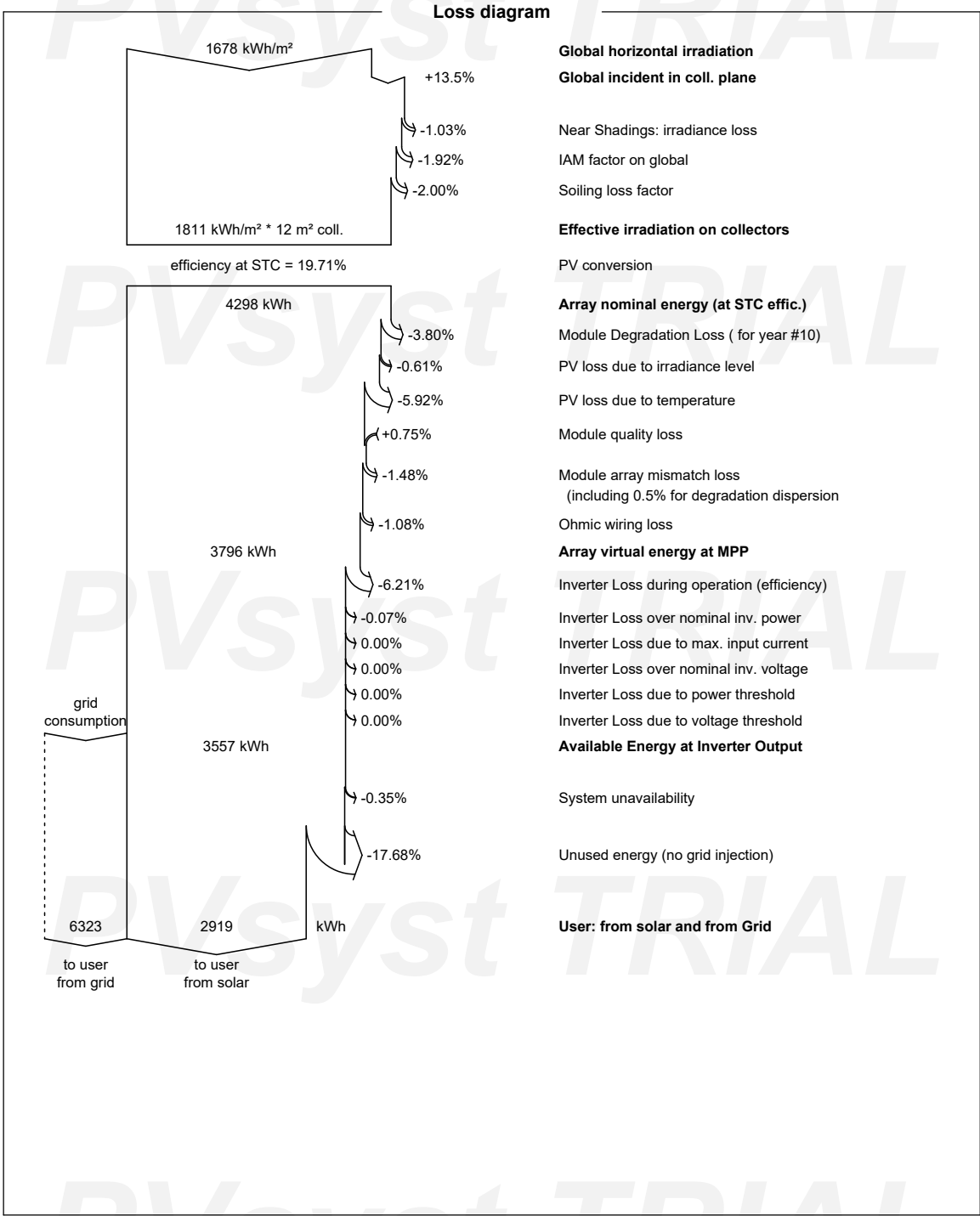
Legends

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	EUnused	Unused energy (no grid injection)
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



PVsyst V7.4.8
VC3, Simulation date:
12/06/25 00:13
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares
Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red_Rentable





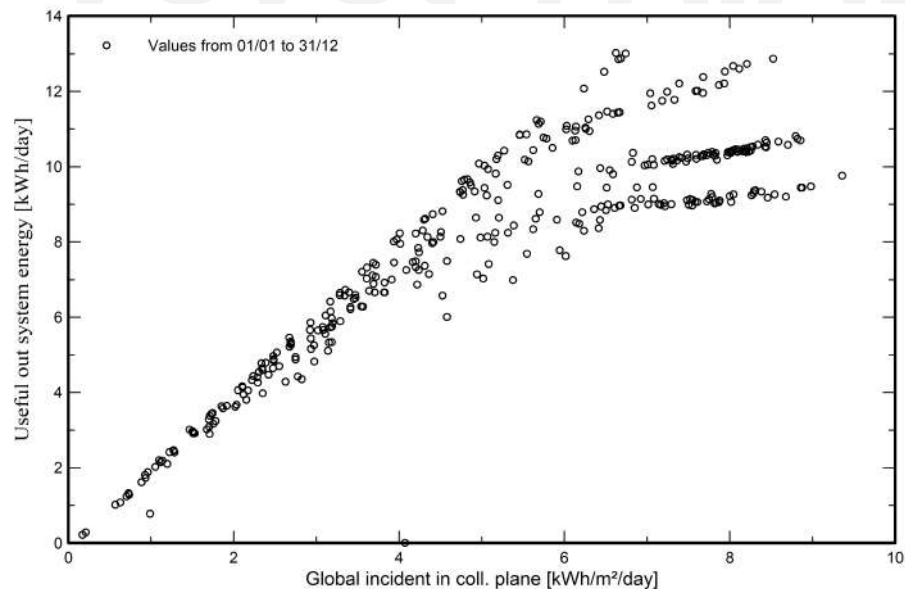
PVsyst V7.4.8

VC3, Simulation date:
12/06/25 00:13
with V7.4.8

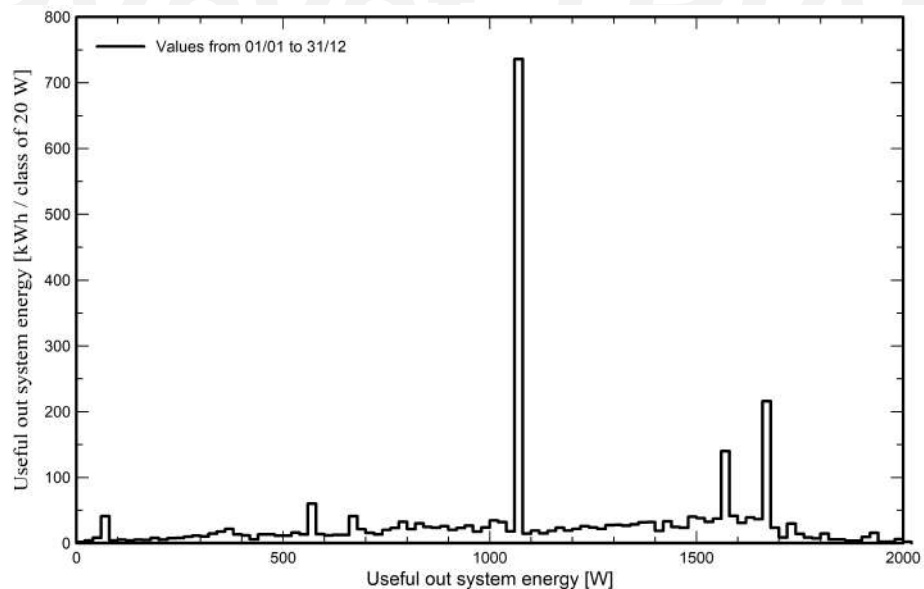
Project: Sim_Paneles_Solares
Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red_Rentable

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



**PVsyst V7.4.8**

VC3, Simulation date:
12/06/25 00:13
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red_Rentable

Cost of the system**Installation costs**

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
PV modules			
RSM144-6-395-M	6	170.00	1.020.00
Supports for modules	2	200.00	400.00
Inverters			
S6-GR1P1K-M	2	310.00	620.00
Other components			
Wiring	1	100.00	100.00
Combiner box	1	200.00	200.00
Studies and analysis			
Permitting and other admin. Fees	1	100.00	100.00
Installation			
Global installation cost per module	6	140.00	840.00
Transport	1	50.00	50.00
Taxes			
VAT	1	0.00	699.30
		Total	4.029.30
		Depreciable asset	2.040.00

Operating costs

Item	Total EUR/year
Maintenance	
Provision for inverter replacement	62.00
Repairs	30.00
Cleaning	50.00
Total (OPEX)	142.00
Including inflation (2.00%)	192.02

System summary

Total installation cost	4.029.30 EUR
Operating costs (incl. inflation 2.00%/year)	192.02 EUR/year
Produced Energy	2919 kWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.0902 EUR/kWh

**PVsyst V7.4.8**

VC3. Simulation date:
12/06/25 00:13
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares
Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red_Rentable

Financial analysis**Simulation period**

Project lifetime 30 years Start year 2026

Income variation over time

Inflation 2.00 %/year
Production variation (aging) -0.50 %/year
Discount rate 3.50 %/year

Income dependent expenses

Income tax rate 0.00 %/year
Other income tax 0.00 %/year
Dividends 0.00 %/year

Depreciable assets

Asset	Depreciation method	Depreciation period (years)	Salvage value (EUR)	Depreciable (EUR)
PV modules				
RSM144-6-395-M	Straight-line	30	0.00	1.020.00
Supports for modules	Straight-line	20	0.00	400.00
Inverters				
S6-GR1P1K-M	Straight-line	30	0.00	620.00
		Total	0.00	2.040.00

Financing

Own funds 1.208.79 EUR
Subsidies 2.820.51 EUR

Electricity sale

Feed-in tariff 0.08000 EUR/kWh
Duration of tariff warranty 20 years
Annual connection tax 0.00 EUR/kWh
Annual tariff variation 0.0 %/year
Feed-in tariff decrease after warranty 0.00 %

Self-consumption

Consumption tariff 0.14000 EUR/kWh
Tariff evolution +1.0 %/year

Return on investment

Payback period 5.1 years
Net present value (NPV) 3.414.40 EUR
Internal rate of return (IRR) 21.61 %
Return on investment (ROI) 282.5 %



PVsyst V7.4.8

VC3, Simulation date:
12/06/25 00:13
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red_Rentable

Financial analysis

Detailed economic results (EUR)

Year	Electricity sale	Own funds	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
0	0	1.209	0	0	0	0	0	0	-1.209	0.0%
1	0	0	142	75	0	0	-142	409	-951	21.3%
2	0	0	145	75	0	0	-145	411	-703	41.8%
3	0	0	148	75	0	0	-148	413	-464	61.6%
4	0	0	151	75	0	0	-151	415	-234	80.7%
5	0	0	154	75	0	0	-154	417	-12	99.0%
6	0	0	157	75	0	0	-157	419	201	116.6%
7	0	0	160	75	0	0	-160	421	406	133.6%
8	0	0	163	75	0	0	-163	423	603	149.9%
9	0	0	166	75	0	0	-166	425	793	165.6%
10	0	0	170	75	0	0	-170	427	976	180.7%
11	0	0	173	75	0	0	-173	429	1.151	195.2%
12	0	0	177	75	0	0	-177	431	1.320	209.2%
13	0	0	180	75	0	0	-180	434	1.482	222.6%
14	0	0	184	75	0	0	-184	436	1.638	235.5%
15	0	0	187	75	0	0	-187	438	1.787	247.9%
16	0	0	191	75	0	0	-191	440	1.931	259.7%
17	0	0	195	75	0	0	-195	442	2.069	271.1%
18	0	0	199	75	0	0	-199	444	2.201	282.1%
19	0	0	203	75	0	0	-203	447	2.328	292.6%
20	0	0	207	75	0	0	-207	449	2.449	302.6%
21	0	0	211	55	0	0	-211	451	2.566	312.3%
22	0	0	215	55	0	0	-215	453	2.678	321.5%
23	0	0	220	55	0	0	-220	456	2.785	330.4%
24	0	0	224	55	0	0	-224	458	2.887	338.8%
25	0	0	228	55	0	0	-228	460	2.985	347.0%
26	0	0	233	55	0	0	-233	462	3.079	354.7%
27	0	0	238	55	0	0	-238	465	3.169	362.1%
28	0	0	242	55	0	0	-242	467	3.254	369.2%
29	0	0	247	55	0	0	-247	469	3.336	376.0%
30	0	0	252	55	0	0	-252	472	3.414	382.5%
Total	0	1.209	5.761	2.040	0	0	-5.761	13.182	3.414	382.5%



PVsyst V7.4.8

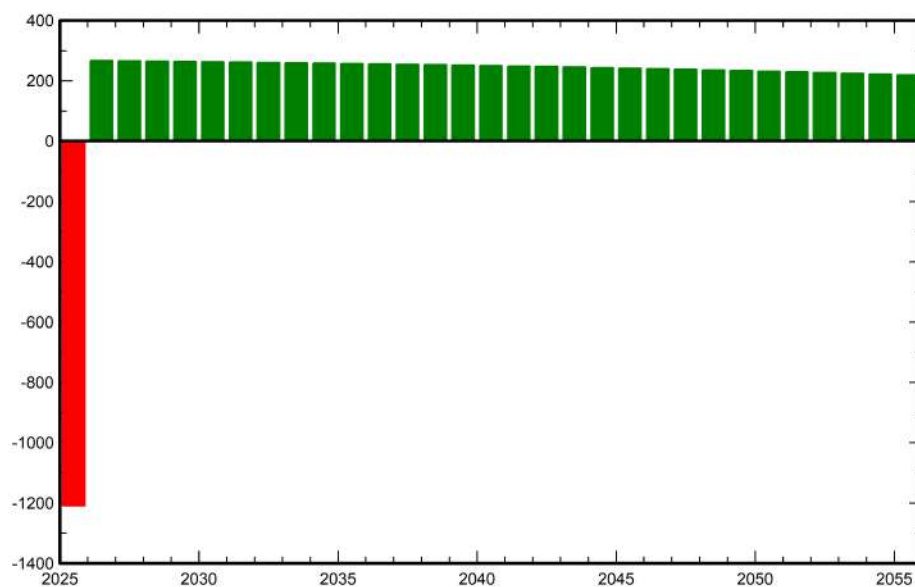
VC3, Simulation date:
12/06/25 00:13
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

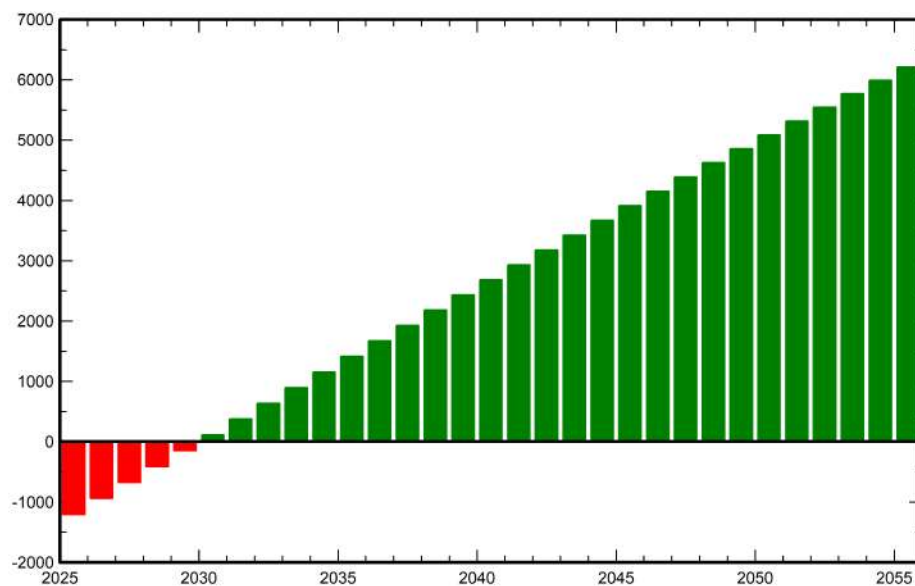
Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red_Rentable

Financial analysis

Yearly net profit (EUR)



Cumulative cashflow (EUR)





Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_sin_venta_a_la_red_Rentable

PVsyst V7.4.8

VC3, Simulation date:
12/06/25 00:13
with V7.4.8

CO₂ Emission Balance

Total: 15.8 tCO₂

Generated emissions

Total: 10.65 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 30.5 tCO₂

System production: 3545.69 kWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO₂/kWh

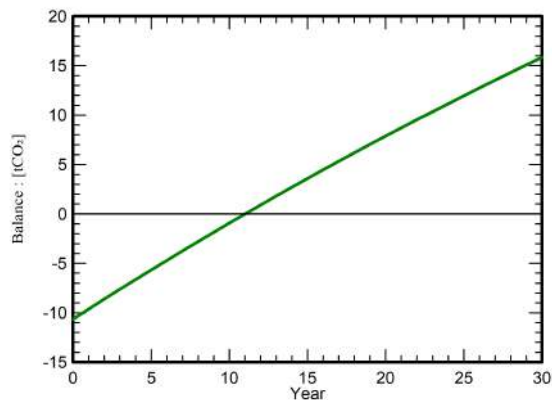
Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	2298 kgCO ₂ /kWp	3.95 kWp	9077
Supports	5.27 kgCO ₂ /kg	100.0 kg	527
Inverters	522 kgCO ₂ /units	2.00 units	1044

Anexo II.4: Resultados Escenario 4

Version 7.4.8

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_Baterias_sin_venta_a_la_red

Building system

System power: 5.30 kWp

San Ildefonso - Spain

Author



Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_Baterias_sin_venta_a_la_red

PVsyst V7.4.8

VC4, Simulation date:
12/06/25 00:23
with V7.4.8

Project summary

Geographical Site

San Ildefonso
Spain

Situation

Latitude 40.91 °N
Longitude -4.00 °W
Altitude 1142 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

San Ildefonso
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

Simulation for year no 10

Building system

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 35 / -30 °

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Daily household consumers
Seasonal modulation
Average 25.3 kWh/Day

System information

PV Array

Nb. of modules 10 units
Pnom total 5.30 kWp

Inverters

Nb. of units 2 units
Pnom total 6.00 kWac
Pnom ratio 0.883

Battery pack

Storage strategy: Self-consumption
Nb. of units 2 units
Voltage 51 V
Capacity 180 Ah

Results summary

Produced Energy	5671.68 kWh/year	Specific production	1070 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	56.21 %
Used Energy	9241.73 kWh/year			Solar Fraction SF	61.37 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Detailed User's needs	7
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
Single-line diagram	11
Cost of the system	12
Financial analysis	13
CO ₂ Emission Balance	16



Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_Baterias_sin_venta_a_la_red

PVsyst V7.4.8

VC4, Simulation date:
12/06/25 00:23
with V7.4.8

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 35 / -30 °

Horizon

Free Horizon

Storage

Kind

No grid reinjection

Charging strategy

When excess solar power is available

Building system

Sheds configuration

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

Models used

Transposition

Perez

Diffuse

Perez, Meteonom

Circumsolar

separate

User's needs

Daily household consumers

Seasonal modulation

Average 25.3 kWh/Day

Self-consumption

Discharging strategy

As soon as power is needed

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Generic

Model

JAM72-S30-530-MR

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

530 Wp

Number of PV modules

10 units

Nominal (STC)

5.30 kWp

Array #1 - Subconjunto #1

Number of PV modules

4 units

Nominal (STC)

2120 Wp

Modules

2 string x 2 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

1946 Wp

U mpp

75 V

I mpp

26 A

Array #2 - Subconjunto #2

Number of PV modules

6 units

Nominal (STC)

3180 Wp

Modules

2 string x 3 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

2919 Wp

U mpp

112 V

I mpp

26 A

Total PV power

Nominal (STC)

5 kWp

Total

10 modules

Module area

25.8 m²

Inverter

Manufacturer

Generic

Model

SUN2000-3KTL-L1

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

3.00 kWac

Number of inverters

2 units

Total power

6.0 kWac

Number of inverters

2 * MPPT 50% 1 unit

Total power

3.0 kWac

Operating voltage

80-600 V

Pnom ratio (DC:AC)

0.71

No power sharing between MPPTs

Number of inverters

2 * MPPT 50% 1 unit

Total power

3.0 kWac

Operating voltage

80-600 V

Pnom ratio (DC:AC)

1.06

No power sharing between MPPTs

Total inverter power

Total power

6 kWac

Number of inverters

2 units

Pnom ratio

0.88

No power sharing



Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_Baterias_sin_venta_a_la_red

PVsyst V7.4.8

VC4, Simulation date:
12/06/25 00:23
with V7.4.8

PV Array Characteristics

Battery Storage

Battery

Manufacturer Generic
Model Battery module Li-Ion, 26V 180 Ah

Battery pack

Nb. of units 2 in series
Discharging min. SOC 20.0 %
Stored energy 7.2 kWh

Battery Pack Characteristics

Voltage 51 V
Nominal Capacity 180 Ah (C10)
Temperature Fixed 20 °C

Battery input charger

Model Generic
Max. charg. power 5.2 kWdc
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Battery to Grid inverter

Model Generic
Max. disch. power 4.4 kWac
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Array #1 - Subconjunto #1

Loss Fraction 0.5 % at MPP

Array #2 - Subconjunto #2

Loss Fraction 1.0 % at MPP

Module average degradation

Year no 10
Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.953	0.910	0.853	0.725	0.448	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 10 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Subconjunto #1

Global array res. 47 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Subconjunto #2

Global array res. 71 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC



PVsyst V7.4.8
VC4, Simulation date:
12/06/25 00:23
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares
Variant: Paneles_con_Baterias_sin_venta_a_la_red

System losses	
Unavailability of the system	
Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	3 periods



PVsyst V7.4.8

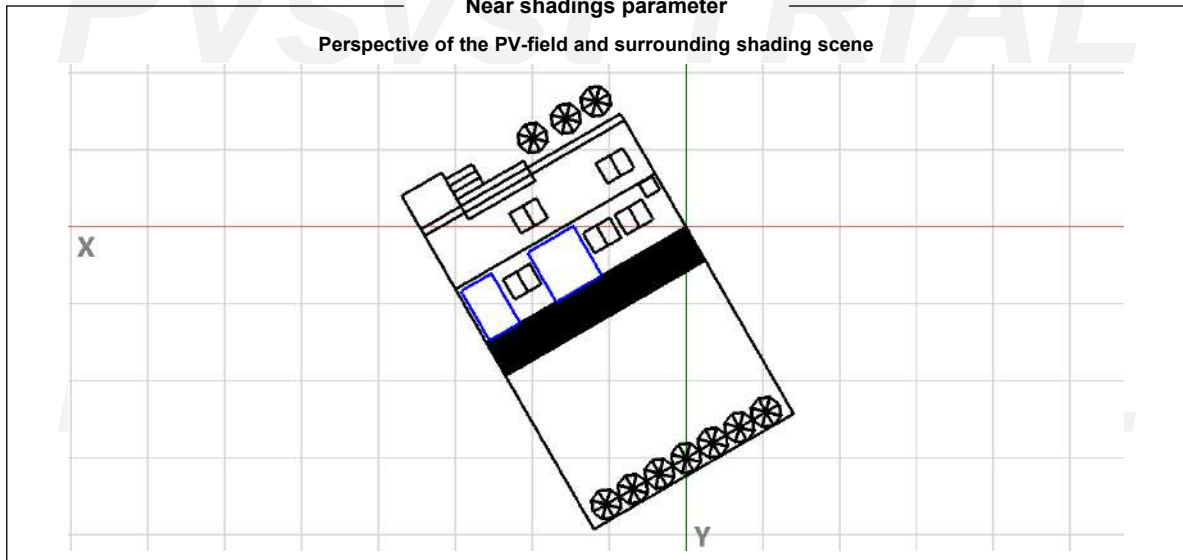
VC4, Simulation date:
12/06/25 00:23
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_Baterias_sin_venta_a_la_red

Near shadings parameter

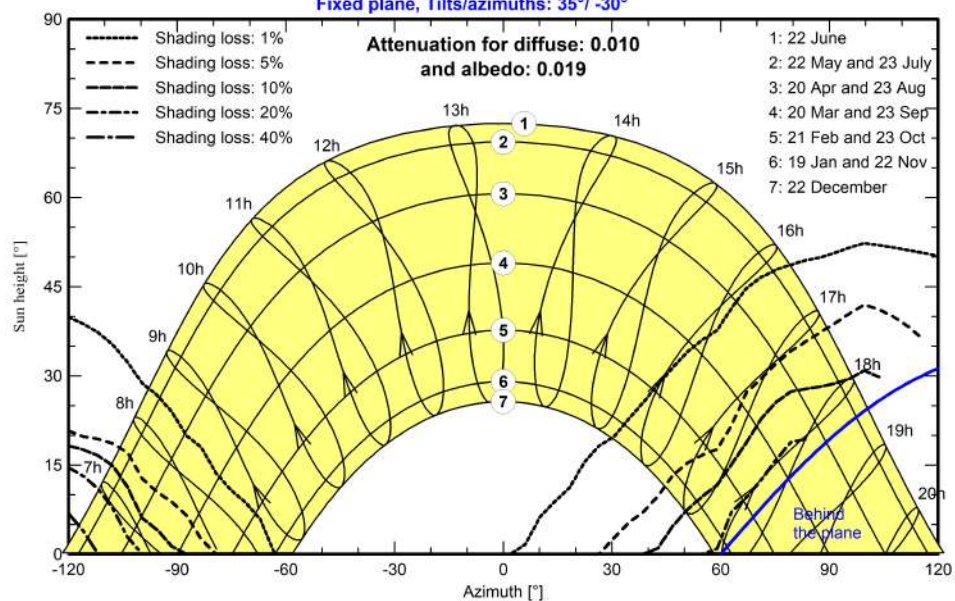
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 35°/ -30°





Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_Baterias_sin_venta_a_la_red

PVsyst V7.4.8

VC4, Simulation date:
12/06/25 00:23
with V7.4.8

Detailed User's needs

Daily household consumers, Seasonal modulation, average = 25.3 kWh/day

Summer (Jun-Aug)

	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lamps (LED or fluo)	15	10/lamp	5.0	750
TV / PC / Mobile	5	100/app	5.0	2500
Domestic appliances	2	500/app	4.0	4000
Fridge / Deep-freeze	2		24	1598
Dish- & Cloth-washers	1		2	2000
Carga lenta Coche Híbrido	1	2300 tot	2.0	4600
Air conditioning	1	1000 tot	4.5	4500
Stand-by consumers			24.0	144
Total daily energy				20092

Autumn (Sep-Nov)

	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lamps (LED or fluo)	15	10/lamp	5.0	750
TV / PC / Mobile	5	100/app	5.0	2500
Domestic appliances	2	500/app	5.0	5000
Fridge / Deep-freeze	2		24	1598
Dish- & Cloth-washers	1		2	2000
Heating	2	300 tot	15.0	9000
Carga lenta Coche Híbrido	1	2300 tot	2.0	4600
Stand-by consumers			24.0	144
Total daily energy				25592

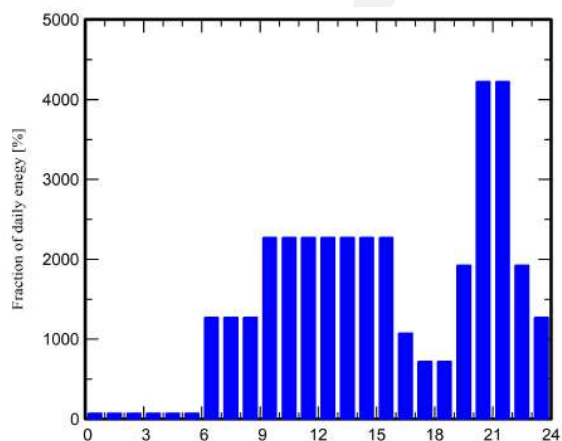
Winter (Dec-Feb)

	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lamps (LED or fluo)	15	10/lamp	6.0	900
TV / PC / Mobile	5	100/app	6.0	3000
Domestic appliances	2	500/app	6.0	6000
Fridge / Deep-freeze	2		24	1598
Dish- & Cloth-washers	1		2	2000
Heating	4	300 tot	15.0	18000
Carga lenta Coche Híbrido	1	2300 tot	2.0	4600
Stand-by consumers			24.0	144
Total daily energy				36242

Spring (Mar-May)

	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lamps (LED or fluo)	15	10/lamp	5.0	750
TV / PC / Mobile	5	100/app	5.0	2500
Domestic appliances	2	500/app	5.0	5000
Fridge / Deep-freeze	2		24	1598
Dish- & Cloth-washers	1		2	2000
Carga lenta Coche Híbrido	1	2300 tot	2.0	4600
Air Conditioning	1	1000 tot	3.0	3000
Stand-by consumers			24.0	144
Total daily energy				19592

Hourly distribution





Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_Baterias_sin_venta_a_la_red

PVsyst V7.4.8

VC4, Simulation date:
12/06/25 00:23
with V7.4.8

Main results

System Production

Produced Energy	5671.68 kWh/year	Specific production	1070 kWh/kWp/year
Used Energy	9241.73 kWh/year	Perf. Ratio PR	56.21 %
		Solar Fraction SF	61.37 %

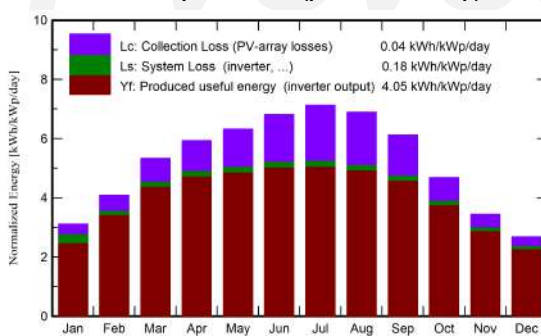
Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW	86.7 %
Static SOW	90.0 %
Battery lifetime	7.5 years

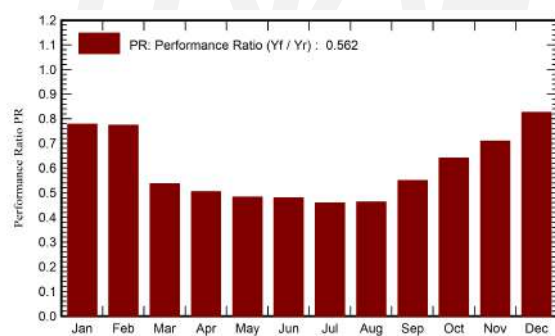
Economic evaluation

Investment		Yearly cost		LCOE	
Global	10.224.50 EUR	Annuities	0.00 EUR/yr	Energy cost	0.16 EUR/kWh
Specific	1.93 EUR/Wp	Run. costs	475.55 EUR/yr		
		Payback period	29.3 years		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	EUnused	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	59.1	25.61	2.08	96.5	92.8	458.4	1124	397.7	0.6	725.9
February	81.6	32.38	3.28	114.1	109.9	532.0	1015	467.4	24.1	547.4
March	134.2	49.09	6.73	165.4	159.3	750.6	607	470.0	221.9	137.3
April	166.3	61.13	9.19	177.7	170.5	783.5	588	475.4	244.8	112.4
May	200.1	75.50	13.74	196.0	187.9	833.9	607	501.6	265.4	105.7
June	216.9	69.87	18.77	204.5	195.4	834.3	603	519.4	248.9	83.3
July	231.5	62.68	21.53	220.9	211.9	867.0	623	536.9	263.8	86.0
August	206.8	52.32	20.97	213.8	205.4	844.0	623	523.8	257.5	99.1
September	154.7	47.48	16.63	183.7	176.6	760.0	768	535.1	164.4	232.7
October	108.6	39.57	11.87	145.1	139.4	644.5	793	493.1	95.0	300.2
November	67.7	27.86	5.58	103.3	99.4	481.2	768	388.2	49.5	379.6
December	50.6	22.96	2.74	82.9	79.8	393.5	1124	363.0	0.0	760.5
Year	1678.1	566.45	11.14	1903.8	1828.1	8183.0	9242	5671.7	1835.7	3570.0

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	EUnused	Unused energy (battery full, no grid injection)
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



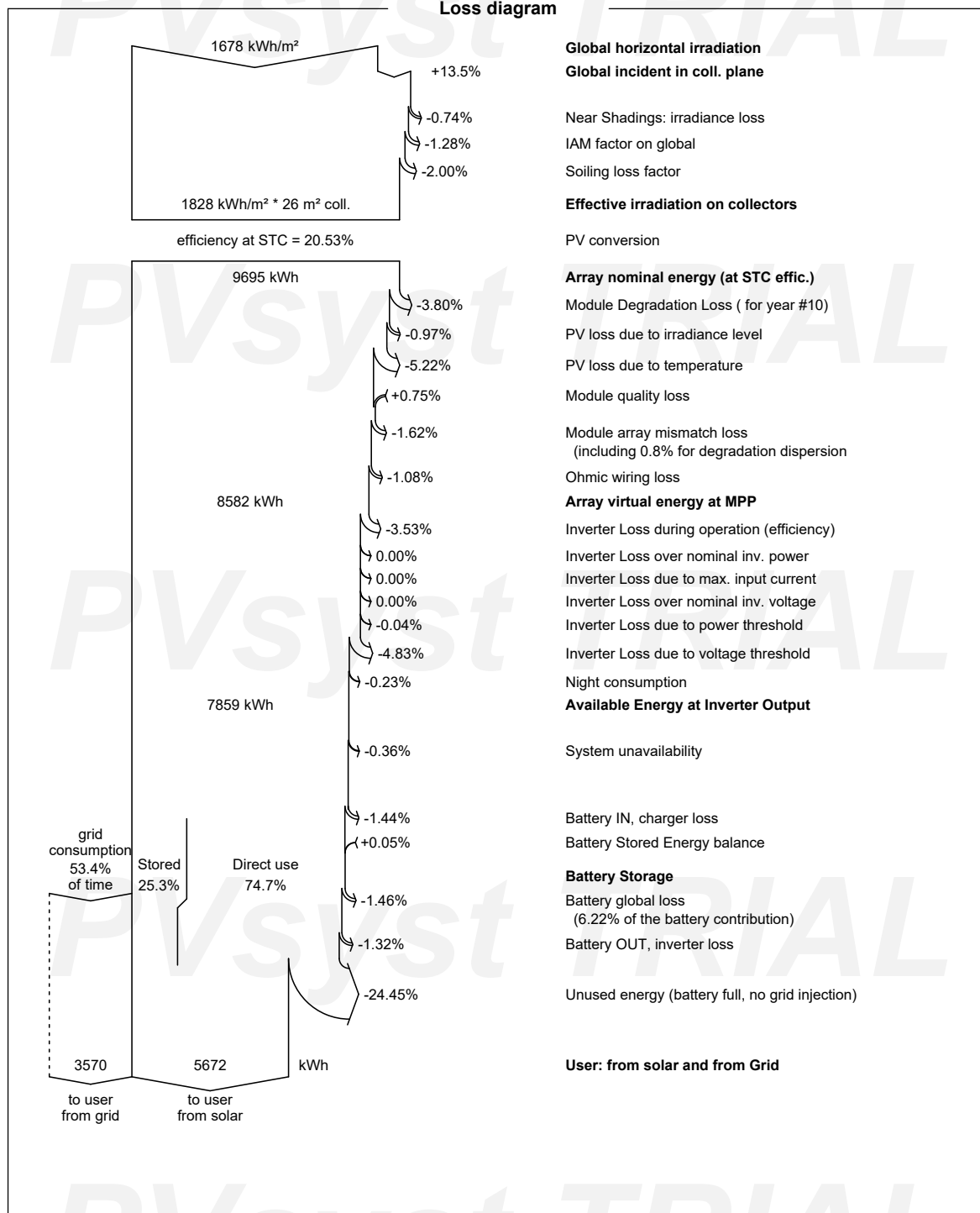
PVsyst V7.4.8

VC4, Simulation date:
12/06/25 00:23
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_Baterias_sin_venta_a_la_red

Loss diagram



12/06/25

PVsyst Evaluation mode

Page 9/16



PVsyst V7.4.8

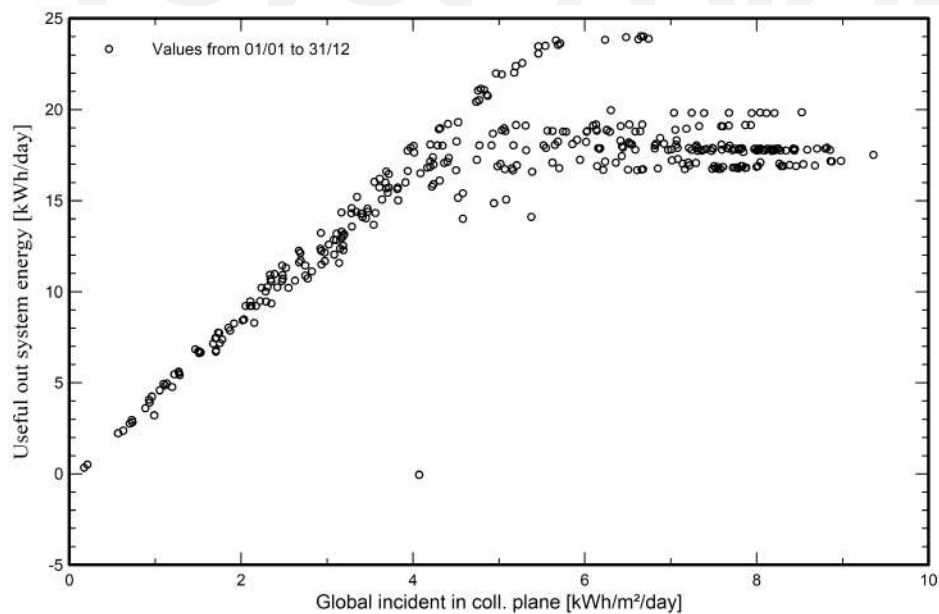
VC4, Simulation date:
12/06/25 00:23
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

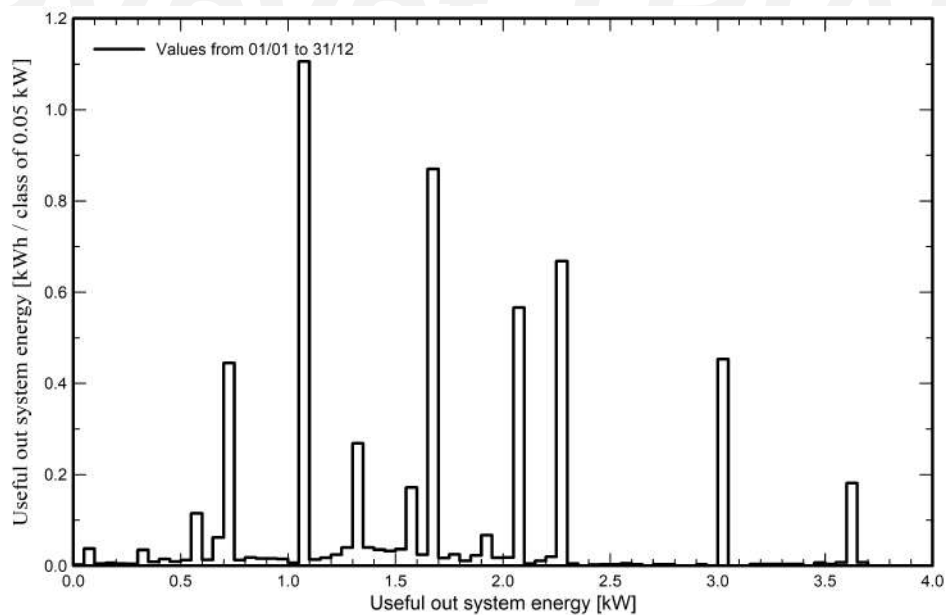
Variant: Paneles_con_Baterias_sin_venta_a_la_red

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_Baterias_sin_venta_a_la_red

PVsyst V7.4.8

VC4, Simulation date:
12/06/25 00:23
with V7.4.8

Cost of the system

Installation costs

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
PV modules			
JAM72-S30-530-MR	10	200.00	2.000.00
Supports for modules	2	200.00	400.00
Inverters			
SUN2000-3KTL-L1	2	500.00	1.000.00
Batteries	2	1.100.00	2.200.00
Other components			
Accessories, fasteners	1	1.000.00	1.000.00
Wiring	1	100.00	100.00
Combiner box	1	200.00	200.00
Studies and analysis			
Permitting and other admin. Fees	1	100.00	100.00
Installation			
Global installation cost per module	10	140.00	1.400.00
Transport	1	50.00	50.00
Taxes			
VAT	1	0.00	1.774.50
		Total	10.224.50
		Depreciable asset	6.600.00

Operating costs

Item	Total EUR/year
Maintenance	
Provision for inverter replacement	100.00
Repairs	45.00
Cleaning	60.00
Provision for battery replacement	146.67
Total (OPEX)	351.67
Including inflation (2.00%)	475.55

System summary

Total installation cost	10.224.50 EUR
Operating costs (incl. inflation 2.00%/year)	475.55 EUR/year
Produced Energy	5672 kWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.1573 EUR/kWh


PVsyst V7.4.8

VC4, Simulation date:
12/06/25 00:23
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_Baterias_sin_venta_a_la_red

Financial analysis
Simulation period

Project lifetime 30 years Start year 2026

Income variation over time

Inflation 2.00 %/year
Production variation (aging) -0.50 %/year
Discount rate 3.50 %/year

Income dependent expenses

Income tax rate 0.00 %/year
Other income tax 0.00 %/year
Dividends 0.00 %/year

Depreciable assets

Asset	Depreciation method	Depreciation period (years)	Salvage value (EUR)	Depreciable (EUR)
PV modules				
JAM72-S30-530-MR	Straight-line	20	0.00	2.000.00
Supports for modules	Straight-line	20	0.00	400.00
Inverters				
SUN2000-3KTL-L1	Straight-line	20	0.00	1.000.00
Batteries	Straight-line	30	0.00	2.200.00
Accessories, fasteners	Straight-line	20	0.00	1.000.00
		Total	0.00	6.600.00

Financing

Own funds 7.157.15 EUR
Subsidies 3.067.35 EUR

Electricity sale

Feed-in tariff 0.08000 EUR/kWh
Duration of tariff warranty 20 years
Annual connection tax 0.00 EUR/kWh
Annual tariff variation 0.0 %/year
Feed-in tariff decrease after warranty 0.00 %

Self-consumption

Consumption tariff 0.14000 EUR/kWh
Tariff evolution +1.0 %/year

Return on investment

Payback period 29.3 years
Net present value (NPV) 76.24 EUR
Internal rate of return (IRR) 3.60 %
Return on investment (ROI) 1.1 %



Project: Sim_Paneles_Solares

Variant: Paneles_con_Baterias_sin_venta_a_la_red

PVsyst V7.4.8

VC4, Simulation date:
12/06/25 00:23
with V7.4.8

Financial analysis

Detailed economic results (EUR)

Year	Electricity sale	Own funds	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
0	0	7.157	0	0	0	0	0	0	-7.157	0.0%
1	0	0	352	293	0	0	-352	796	-6.728	6.0%
2	0	0	359	293	0	0	-359	800	-6.316	11.8%
3	0	0	366	293	0	0	-366	804	-5.920	17.3%
4	0	0	373	293	0	0	-373	808	-5.541	22.6%
5	0	0	381	293	0	0	-381	812	-5.178	27.6%
6	0	0	388	293	0	0	-388	816	-4.830	32.5%
7	0	0	396	293	0	0	-396	820	-4.497	37.2%
8	0	0	404	293	0	0	-404	824	-4.178	41.6%
9	0	0	412	293	0	0	-412	828	-3.872	45.9%
10	0	0	420	293	0	0	-420	832	-3.580	50.0%
11	0	0	429	293	0	0	-429	836	-3.301	53.9%
12	0	0	437	293	0	0	-437	841	-3.034	57.6%
13	0	0	446	293	0	0	-446	845	-2.779	61.2%
14	0	0	455	293	0	0	-455	849	-2.536	64.6%
15	0	0	464	293	0	0	-464	853	-2.303	67.8%
16	0	0	473	293	0	0	-473	857	-2.082	70.9%
17	0	0	483	293	0	0	-483	862	-1.871	73.9%
18	0	0	492	293	0	0	-492	866	-1.670	76.7%
19	0	0	502	293	0	0	-502	870	-1.478	79.3%
20	0	0	512	293	0	0	-512	874	-1.296	81.9%
21	0	0	523	73	0	0	-523	879	-1.123	84.3%
22	0	0	533	73	0	0	-533	883	-959	86.6%
23	0	0	544	73	0	0	-544	888	-803	88.8%
24	0	0	555	73	0	0	-555	892	-655	90.8%
25	0	0	566	73	0	0	-566	896	-516	92.8%
26	0	0	577	73	0	0	-577	901	-383	94.6%
27	0	0	588	73	0	0	-588	905	-258	96.4%
28	0	0	600	73	0	0	-600	910	-140	98.0%
29	0	0	612	73	0	0	-612	914	-29	99.6%
30	0	0	625	73	0	0	-625	919	76	101.1%
Total	0	7.157	14.266	6.600	0	0	-14.266	25.681	76	101.1%



PVsyst V7.4.8

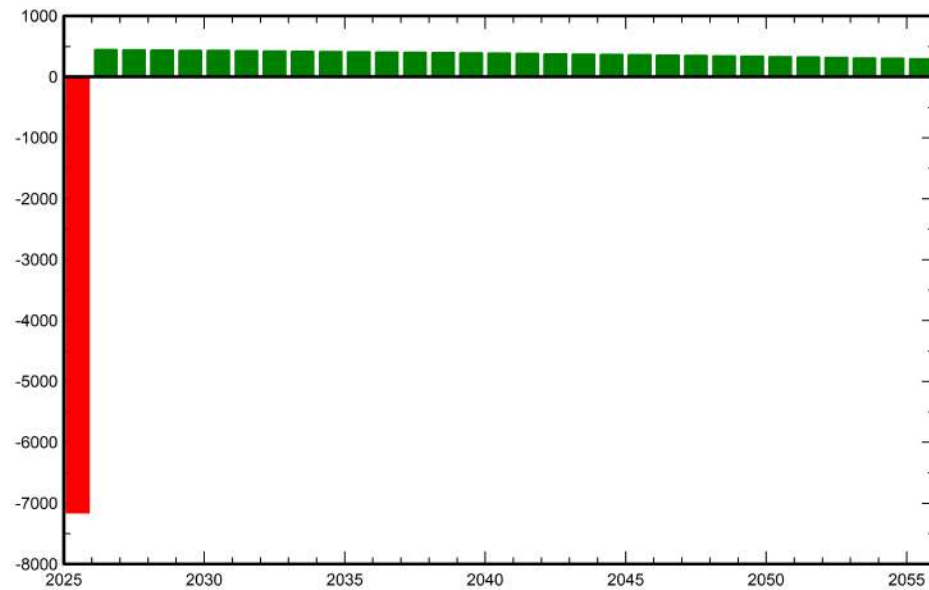
VC4, Simulation date:
12/06/25 00:23
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares

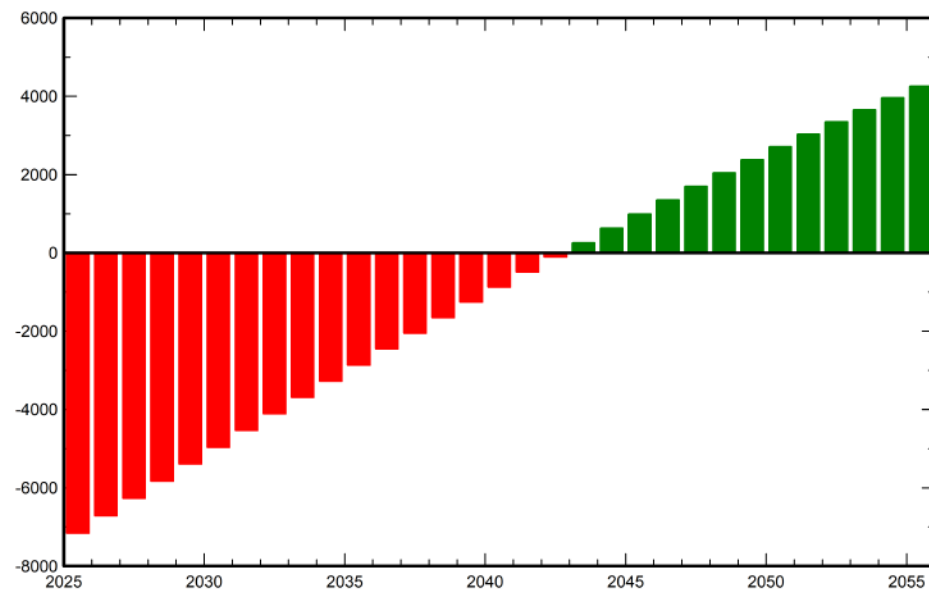
Variant: Paneles_con_Baterias_sin_venta_a_la_red

Financial analysis

Yearly net profit (EUR)



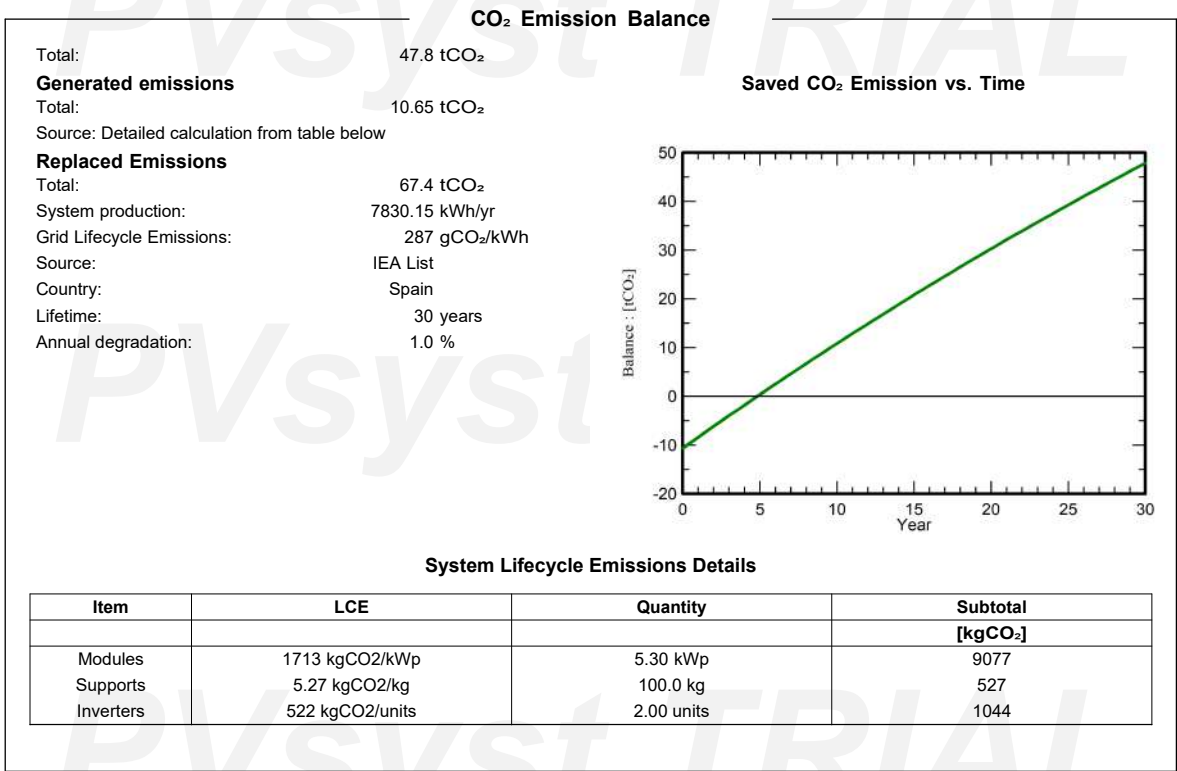
Cumulative cashflow (EUR)





PVsyst V7.4.8
VC4, Simulation date:
12/06/25 00:23
with V7.4.8

Project: Sim_Paneles_Solares
Variant: Paneles_con_Baterias_sin_venta_a_la_red



DOCUMENTO N°2: PLANOS
DocN 2

DOCUMENTO N°2: PLANOS

ÍNDICE GENERAL

2.1 LISTA DE PLANOS	3
2.2 PLANOS.....	5

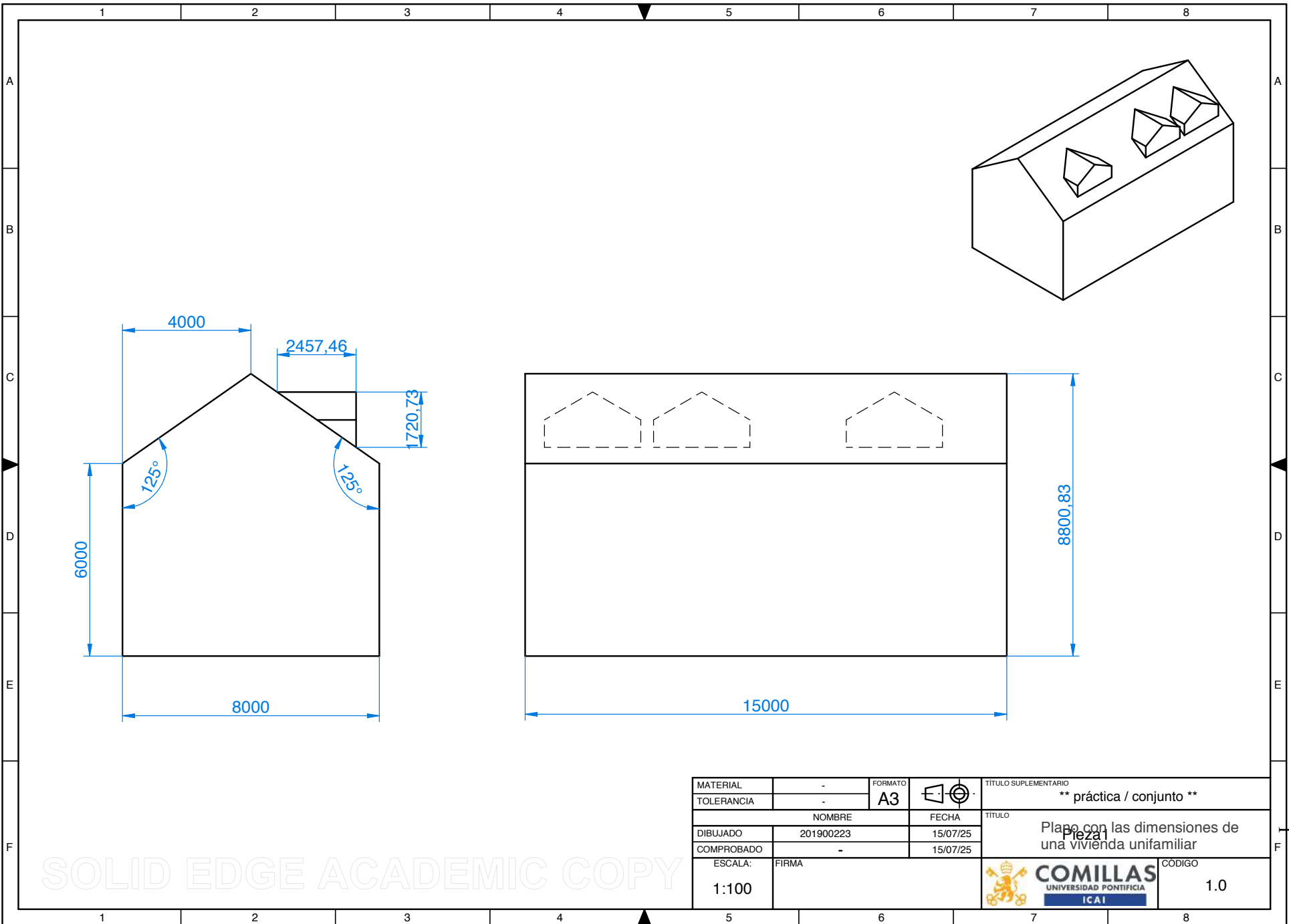
2.1 LISTA DE PLANOS

2.1 LISTA DE PLANOS

ÍNDICE GENERAL

1. Plano con las Dimensiones de la Vivienda Unifamiliar	1.
--	-----------

2.2 PLANOS



MATERIAL	-	FORMATO	A3	TITULO SUPLEMENTARIO	** práctica / conjunto **
TOLERANCIA	-				
NOMBRE			FECHA	TITULO	
DIBUJADO	201900223		15/07/25	Plano con las dimensiones de una vivienda unifamiliar	
COMPROBADO	-		15/07/25		
ESCALA:	FIRMA				
1:100					
					CODIGO
					1.0

DOCUMENTO N°3: PRESUPUESTO

PRESUPUESTO**ÍNDICE GENERAL**

PRESUPUESTO GENERAL	3
----------------------------------	----------

PRESUPUESTO GENERAL

Este documento presenta el presupuesto general de la instalación fotovoltaica para una vivienda unifamiliar para los distintos escenarios estudiados.

Sección	Producto/ Trabajo	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
		FV + Vertido	FV No rentable	FV rentable	FV + Batería	FV + Eólica
Contabilidad	Nº DE MÓDULOS	10	10	6	10	6
Módulo FV	JAM72-S30-530-MR	2.000,00 €	2.000,00 €	- €	2.000,00 €	- €
	RSM144-6-395-M	- €	- €	1.020,00 €	- €	1.020,00 €
	Soportes Modulos FV	400,00 €	400,00 €	400,00 €	400,00 €	400,00 €
Inversores	SUN2000-3KTL-L1	1.000,00 €	1.000,00 €	- €	1.000,00 €	- €
	S6-GR 1P 1K-M	- €	- €	620,00 €	- €	620,00 €
Batería	Battery module Li-Ion, 26V 180Ah	- €	- €	- €	2.200,00 €	- €
Otros Componentes	Accesorios/ Sujetadores	- €	- €	- €	1.000,00 €	- €
	Cableado	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €
	Caja de conexiones	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €
Estudios/ Análisis	Permisos/ tarifas administrativas	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €
Instalación	De los modulos FV	1.400,00 €	1.400,00 €	840,00 €	1.400,00 €	840,00 €
	De los inversores	- €	- €	- €	- €	- €
	Del aerogenerador	- €	- €	- €	- €	1.200,00 €
	Transporte	50,00 €	50,00 €	50,00 €	50,00 €	50,00 €
	Conexión a la red	200,00 €	- €	- €	- €	- €
Impuestos	IVA (21%)	1.144,50 €	1.102,50 €	699,30 €	1.774,50 €	951,30 €
Aerogenerador	Windforce-Xunzel-15000-48V 1.5kWp	- €	- €	- €		4.400,00 €
CAPEX		6.594,50 €	6.352,50 €	4.029,30 €	10.224,50 €	9.881,30 €
FONDOS PROPIOS (70%)		4.616,15 €	4.446,75 €	2.820,51 €	7.157,15 €	8.236,91 €
SUBSIDIO (30%)		1.978,35 €	1.905,75 €	1.208,79 €	3.067,35 €	1.644,39 €
MANTENIMIENTO	Provisión reemplazo inversor 10 años	100,00 €	100,00 €	62,00 €	100,00 €	62,00 €
	Reparaciones	30,00 €	30,00 €	30,00 €	45,00 €	30,00 €
	Limpieza	50,00 €	50,00 €	50,00 €	60,00 €	50,00 €
	Provisión reemplazo batería 15 años	- €	- €	- €	146,67 €	- €
OPEX		180 €/año	180 €/año	142 €/año	352 €/año	142 €/año
PERIODO DE RECUPERACIÓN		7,9 años	15,4 años	5,1 años	29,3 años	27 años

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE FIGURAS

Figura 1: Modelo 3D de la vivienda a simular.....	9
Figura 2: Arquitectura de la metodología de estudio.....	10
Figure 3: 3D model of the residence used for simulation.....	13
Figura 5: Evolución y Predicción del Sistema Eléctrico Español (2015-2050).....	9
Figura 6: Ejemplo instalación de energía termosolar.....	11
Figura 7: Esquema de una Célula Fotovoltaica	14
Figura 8: Diferencia entre Módulos Monocristalinos y Policristalinos	15
Figura 9: Ilustración de las curvas I-V y P-V	15
Figura 10: Inversor para paneles solares.....	17
Figura 11: Baterías de Almacenamiento en una Vivienda	18
Figura 12: Aerogenerador de Eje Horizontal.....	19
Figura 13: Aerogenerador de Eje Vertical	20
Figura 14: Ejemplo cálculo de la altura y distancia de un aerogenerador	21
Figura 15: Categorías de Nubosidad en La Granja de San Ildefonso	22
Figura 16: Velocidad Promedio del Viento en La Granja de San Ildefonso	22
Figura 17: Valores introducidos en la sección “orientación” de PVSYST	23
Figura 18: Consumos Domésticos Diarios en Verano	24
Figura 19: Consumos Domésticos Diarios en Otoño.....	24
Figura 20: Consumos Domésticos Diarios en Primavera	24
Figura 21: Consumos Domésticos Diarios en Invierno	25
Figura 22: Imagen Aérea de la Vivienda en los Escenario 1, 2 y 4.....	25
Figura 23: Diagrama Unifilar del Escenario 1	28
Figura 24: Diagrama Unifilar del Escenario 2	28
Figura 25: Diagrama Unifilar del Escenario 3	28
Figura 26: Diagrama Unifilar del Escenario 4	28
Figura 27: Diagrama Unifilar del Escenario 5	29
Figura 30: Mensaje de Alerta por Fallo de Diseño	31
Figura 31: Modelo 3D de la Vivienta.....	32
Figura 32: Diagrama de la Trayectoria Solar a lo Largo del Año	33
Figura 33: Media del Consumo Diario por Hora	37
Figura 34: Diagrama de Pérdidas del Escenario 1.....	37
Figura 35: Diagrama de Pérdidas del Escenario 2.....	38
Figura 36: Diagrama de Pérdidas del Escenario 3.....	39
Figura 37: Diagrama de Pérdidas del Escenario 4.....	40
Figura 38: Cashflow acumulado (€) vs año del Escenario 1	43
Figura 39: Cashflow acumulado (€) vs año del Escenario 3.....	43
Figura 40: Balance tCO ₂ vs tiempo del Escenario 1	44
Figura 41: Balance Emisiones vs Años Escenario	54
Figura 42: Balance Emisiones vs Años Escenario 2	55
Figura 43: Balance Emisiones vs Años Escenario 3	55
Figura 44: Balance Emisiones vs Años Escenario 4	55
Figura 45: Balance Emisiones vs Años Escenario 5	56

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1: Resumen del proyecto	10
Table 2: Summary of the project.....	14
Tabla 3: Configuración de cada Escenario.....	27
Tabla 4: CAPEX del Proyecto en cada escenario	34
Tabla 5: OPEX del Proyecto en cada Escenario	34
Tabla 6: Comparación Energía de Autoconsumo en cada Escenario en kWh	36
Tabla 7: Rendimiento de cada Escenario	41
Tabla 8: Comparativa de la Viabilidad Económica	42
Tabla 9: Comparativa Balance de Emisiones.....	43
Tabla 10: Comparativa Balance de Emisiones.....	54

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Red Eléctrica. “España pone en servicio en 2023 la mayor cifra de potencia solar”. Red Eléctrica. junio 2024. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2024/06/espana-pone-en-servicio-en-2023-la-mayor-cifra-de#:~:text=La%20potencia%20instalada%20de%20solar,que%20se%20cuenta%20con%20registros>
- [2] Envira. “Tipos de emisiones industriales”. Envira [https://envira.es/tipos-de-emisiones-industriales/#:~:text=Gases%20de%20efecto%20invernadero%20\(GEI,estos%20%C3%BAltimos%20de%20origen%20antropog%C3%A9nico](https://envira.es/tipos-de-emisiones-industriales/#:~:text=Gases%20de%20efecto%20invernadero%20(GEI,estos%20%C3%BAltimos%20de%20origen%20antropog%C3%A9nico)
- [3] Bosques Sostenibles. “¿Cómo influye el cambio climático en los incendios forestales en Los Ángeles?”. Bosques Sostenibles. <https://www.bosquessostenibles.com/blog/cambio-climatico-intensifico-incendios-los-angeles/#:~:text=%C2%BFC%C3%B3mo%20influye%20el%20cambio%20clim%C3%A1tico,pr%C3%A1cticas%20que%20cuiden%20nuestro%20entorno>
- [4] NOAA Climate.gov. “Climate Change: Global Sea Level”. NOAA <https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-global-sea-level>
- [5] Comisión Europea. “Green Deal Industrial Plan”. Comisión Europea: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/green-deal-industrial-plan_es#paragraph_33964
- [6] MITECO. “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030”. MITECO. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf
- [7] BloombergNEF y Acciona. “Flexibility Solutions for High-Renewable Energy Systems: Spain Outlook”. BloombergNEF. <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/Flexibility-Solutions-for-High-Renewable-Energy-Systems-Spain-Outlook.pdf>
- [8] Repsol. “Energía termosolar: qué es y cómo funciona”. Repsol. <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/energia-termosolar/index.cshtml>
- [9] Naturgy. “El impuesto al sol en España”. Naturgy https://www.naturgy.es/hogar/blog/impuesto_al_sol
- [10] Iberdrola. “Iberdrola instala la mayor comunidad solar de España”. Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/press-room/news/detail/iberdrola-installs-spains-largest-solar-community-that-will-enable-1100-families-to-reduce-their-bills>
- [11] Cadena SER. “Proyecto SotoGenera en Soto del Real”. Cadena SER. Junio 2025. <https://cadenaser.com/cmadrid/2025/06/23/soto-del-real-busca-vecinos->

[cercanos-al-polideportivo-para-sumarse-al-proyecto-de-sotogenera-ser-madrid-norte/?](#)

- [12] Naciones Unidas. “Objetivos de Desarrollo Sostenible”. ONU.
<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [13] EDP Energía. “¿Cómo funcionan los paneles solares?”. EDP Energía.
<https://www.edpenergia.es/es/blog/energia-fotovoltaica/como-funcionan-los-paneles-solares/>
- [14] Iberdrola. “Células fotovoltaicas: energía fotoeléctrica”. Iberdrola.
<https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestro-modelo-innovacion/celulas-fotovoltaicas-fotoelectronica#:~:text=Una%20c%C3%A9lula%20fotovoltaica%20es%20un%20electron%20gracias%20al%20efecto%20fotoel%C3%A9ctrico>
- [15] Sabin Ingeniería Civil. “¿Cómo funcionan los paneles solares? (vídeo)”. Youtube. <https://www.youtube.com/watch?v=MgLGKMrsBX8>
- [16] UNAM. “Curvas I-V y P-V en sistemas fotovoltaicos”. Revistas UNAM.
<https://www.revistas.unam.mx/index.php/req/article/view/70300/66831>
- [17] Helioesfera. “Comprobación de los parámetros eléctricos del inversor” Heliosfera. <https://www.helioesfera.com/comprobacion-de-los-parametros-electricos-del-inversor/>
- [18] AutoSolar. “Tipos de baterías solares”. Autosolar. <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/tipos-baterias-solares>
- [19] Enel Green Power. “¿Qué es un aerogenerador?”. Enel Green Power.
<https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-eolica/aerogenerador>
- [20] Automaxx. “¿Cuánta electricidad puede generar un aerogenerador doméstico?”. Automaxx Windmill. <https://www.automaxxwindmill.com/es/blogs/turbina-eolica-para-hogar/cuanta-electricidad-puede-generar-un-aerogenerador-en-una-casa>
- [21] PVSYST. “Manual de usuario v8-Grid Connected”. PVSYST.
<https://www.pvsyst.com/wp-content/pdf-tutorials/pvsyst-tutorial-v8-grid-connected-en.pdf>
- [22] WeatherSpark. “Clima promedio en La Granja de San Ildefonso”. WeatherSpark. <https://es.weatherspark.com/y/35601/Clima-promedio-en-La-Granja-de-San-Ildefonso-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>
- [23] RENAC Power. “Cálculos de diseño para inversores string”. RENAC Power.
<https://www.renacpower.com/es/application/solar-inverter-string-design-calculations/>

- [24] Fiterra. “Panel solar JA Solar Jam72s30 MR 530W”. Fiterra.
https://tienda.fiterra.es/autoconsumo-solar/144-compra-panel-solar-ja-solar-jam72s30-mr-530w-half-cell-2279x1134.html?gad_source=1&gad_campaignid=20135074464&gbraid=0AAAAApjvdHcNltyM7zankITpqeDA9fZQK&gclid=EAIaIQobChMIse3EmNfkjQMVWKODBx0RGQIUEAQYAIAABEgKwd_D_BwE
- [25] Impianto Fotovoltaico: “Venta panel Risen RSM40-8 390MB Full Black”. Impianto.
https://impiantofotovoltaico.shop/es/producto/risen-rsm40-8-390mb-full-black/?srsltid=AfmBOopLHvB_Fm2Vp0RWA33SHmWG588C11lqJ84OIX6_ySS2YTMCS3Zb
- [26] AutoSolar. “Inversor Huawei SUN2000-3ktl-L1”. AutoSolar.
<https://autosolar.es/inversores-hibridos-monofasicos/inversor-huawei-sun2000-3ktl-l1-3000w>
- [27] EPSol. “Inversor Solis S6-GR1P1K-M”. EPSol.
<https://epsol.es/producto/inversor-solis-s6-gr1p1k-m/>
- [28] Windforce-Xunzel. “Aerogenerador Windforce- Xunzel-15000-48V 1500Wp”. Leroy Merlin.
https://www.leroymerlin.es/productos/aerogenerador-windforce-xunzel-15000-48v-1500wp-hasta-125kwh-mes-87234596.html?highlightedOfferCode=0e47662066659b1b07bfdc9bd08132adbf1f0210&&utm_medium=cpc&utm_source=google-shopping&utm_campaign=lmes_conversion_ao_performance&utm_id=22415980020&utm_campaign_id=22415980020&utm_content=renovacion-brand&gad_source=1&gad_campaignid=22415980020&gbraid=0AAAAADt3h9kX25jpdv_ekh9wN8sfpR0LO&gclid=CjwKCAjw9anCBhAWEiwAqBJ-c6B86iGf11mTnuCWzfNQX7koMgxRQZrdcIu2QsuWmadw9vqc_SmyLBoCP-UQAvD_BwE&gclsrc=aw.ds
- [29] BPS Technology. “Batería module Li-Ion, 26V 180Ah”. BPS Technology.
<https://bpstechnology.en.made-in-china.com/product/gvwxrBkjMFRo/China-24V-25-6V-180ah-Lithium-Li-Ion-LFP-LiFePO4-Battery-Pack-for-Solar-RV-Marine-UPS.html>
- [30] Atersa Shoop. “¿Cuántas baterías solares necesito?”. Atersa.
https://atersa.shop/como-calcular-cuantas-baterias-solares-necesito-en-mi-instalacion-solar/?srsltid=AfmBOoqT9sh7FE6aTSBV6BLQHyUzRR6T6lQd9c17_t9bGjx0lKeXV2uO
- [31] Leroy Merlin. “Cable eléctrico Top Cable rojo 6mm²”. Leroy Merlin.
https://www.leroymerlin.es/productos/cable-electrico-top-cable-rojo-para-paneles-fotovoltaicos-de-100m-y-6mm-82307449.html?highlightedOfferCode=4bd07859b668cc4506304309bac4be28a02b4fc4&&utm_medium=cpc&utm_source=google-pmax&utm_campaign=lmes_conversion_ao_performance&utm_id=20438635825&

[utm_campaign_id=20438635825&utm_content=cv-lt-generic&gad_source=1&gad_campaignid=20438638684&gbraid=0AAAAADt3h9n_nkLN8wD-E3-N2Sm_HCADI&gclid=EAIaIQobChMI35OR5NvkjQMVcIVoCR2DdyqyEAQYA SABEgLdMvD_BwE&gclsrc=aw.ds](https://www.bricoelige.com/soporte-coplanar-con-salvateja-gancho-para-cubierta-de-teja-arabe/#:~:text=PR%20=%2079%2C96%25,hasta%20la%20pr%C3%B3xima)

- [32] Bricoelige. “Soporte coplanar con salvateja”. Bricoelige.
<https://bricoelige.com/soporte-coplanar-con-salvateja-gancho-para-cubierta-de-teja-arabe/#:~:text=PR%20=%2079%2C96%25,hasta%20la%20pr%C3%B3xima>
- [33] Coste Energía. “Histórico de precios PVPC”. Coste Energía.
<https://www.costeenergia.es/historico/pvpc-anual>
- [34] Selectra. “Precio de venta de excedentes fotovoltaicos”. Selectra.
<https://climate.selectra.com/es/placas-solares/precio-excedentes-autoconsumo-pvpc>
- [35] Energía Solar Surya. “Performance Ratio (PR) habitual en sistemas solares”.
Curso Virtual Surya. <https://cursovirtual.energiasolarsurya.com/performance-ratio-solar/#:~:text=PR%20=%2079%2C96%25,hasta%20la%20pr%C3%B3xima>