



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Optimización técnico-económica de una instalación
solar fotovoltaica para autoconsumo en Villalba de los
Alcores (Valladolid)

Autor: César Gómez-Olea Gómez

Director: José Luis Becerra García

Madrid

Julio de 2026

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

“Optimización técnico-económica de una instalación solar fotovoltaica
para autoconsumo en Villalba de los Alcores (Valladolid)”

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

curso académico 2025/2026 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.: César Gómez-Olea Gómez

Fecha: 19/ 07/2026

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



BECERRA GARCIA JOSE
LUIS - 76865537C
2026.07.22 19:03:31
+02'00'

Fdo.: José Luis Becerra García

Fecha: 19/ 07/ 2026



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Optimización técnico-económica de una instalación
solar fotovoltaica para autoconsumo en Villalba de los
Alcores (Valladolid)

Autor: César Gómez-Olea Gómez

Director: José Luis Becerra García

Madrid

OPTIMIZACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN VILLALBA DE LOS ALCORES (VALLADOLID)

Autor: Gómez-Olea Gómez, César

Director: Becerra García, José Luis

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente trabajo tiene por objeto el diseño y la optimización técnico-económica de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo en una vivienda ubicada en Villalba de los Alcores. Para ello, se realizará el dimensionamiento del sistema, el análisis de su comportamiento energético y la evaluación de su viabilidad económica mediante indicadores como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión, valorando diferentes configuraciones.

Palabras clave: Energía fotovoltaica, autoconsumo, PVsyst, optimización, análisis económico, baterías, autoconsumo residencial.

1. Introducción

La creciente preocupación por el cambio climático, junto con la necesidad de avanzar hacia un modelo energético más sostenible, ha impulsado en los últimos años un notable desarrollo de las tecnologías basadas en fuentes de energía renovables. Entre ellas, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento especialmente significativo debido a la reducción progresiva del coste de los módulos, la mejora de su rendimiento y la aparición de marcos regulatorios que favorecen el autoconsumo eléctrico. En este contexto, la instalación de sistemas fotovoltaicos en viviendas unifamiliares se ha consolidado como una alternativa capaz de reducir la dependencia de la red eléctrica, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y generar un importante ahorro económico para los consumidores.

No obstante, la rentabilidad de una instalación fotovoltaica depende de numerosos factores técnicos y económicos que deben analizarse de forma conjunta. Aspectos como la geometría de la cubierta, la orientación e inclinación de los módulos, la existencia de sombras, el perfil horario de consumo de la vivienda, las condiciones de compensación de excedentes o la incorporación de sistemas de almacenamiento pueden modificar de forma significativa tanto la producción energética como la viabilidad económica de la inversión. Por ello, el diseño de una instalación fotovoltaica requiere un estudio detallado que permita optimizar su comportamiento bajo condiciones reales de funcionamiento.

En este trabajo se desarrolla el diseño y la evaluación técnico-económica de una instalación fotovoltaica destinada al autoconsumo en una vivienda unifamiliar situada en Villalba de los Alcores (Valladolid). Para ello, se realiza un estudio geométrico de la cubierta y de las sombras proyectadas por los obstáculos existentes, definiendo la disposición óptima de los módulos fotovoltaicos. Posteriormente, mediante el software especializado PVsyst, se simula el comportamiento energético de la instalación a lo largo de un año completo utilizando datos meteorológicos representativos de la ubicación.

A partir de los resultados obtenidos en la simulación, se lleva a cabo un análisis energético y económico considerando distintos escenarios de explotación, incluyendo configuraciones con y sin almacenamiento mediante baterías. Para cada alternativa se evalúan parámetros como el grado de autoconsumo, la energía vertida a la red, el ahorro económico anual y diferentes indicadores financieros, entre ellos el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de retorno de la inversión. De este modo, el trabajo permite identificar la solución que ofrece el mejor equilibrio entre rendimiento energético y rentabilidad económica, proporcionando una metodología aplicable al diseño y evaluación de instalaciones fotovoltaicas residenciales similares.

2. Definición del proyecto

El presente trabajo tiene como objeto el diseño y la evaluación técnico-económica de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo en una vivienda unifamiliar ubicada en el municipio de Villalba de los Alcores (Valladolid). La instalación ha sido concebida para aprovechar al máximo la superficie disponible de la cubierta, teniendo en cuenta tanto sus características geométricas como la presencia de obstáculos que generan sombras sobre los módulos fotovoltaicos.

El proyecto comprende el diseño completo de la instalación, incluyendo la distribución de los paneles sobre la cubierta, la selección de los principales equipos que componen el sistema —módulos fotovoltaicos, inversor y, en determinados escenarios, sistema de almacenamiento mediante baterías—, así como el análisis de su comportamiento energético durante un año de funcionamiento. Para ello, se consideran perfiles horarios reales de consumo eléctrico de la vivienda y datos meteorológicos representativos de la localización del proyecto, con el fin de obtener una estimación precisa de la producción fotovoltaica y del grado de autoconsumo alcanzado.

Además del estudio energético, el trabajo incorpora una evaluación económica basada en distintos escenarios de explotación de la instalación. En particular, se analizan configuraciones de autoconsumo sin almacenamiento, con compensación simplificada de excedentes, con venta de energía a la red y con diferentes capacidades de almacenamiento mediante baterías. La comparación entre estos escenarios permite determinar la alternativa que ofrece el mejor equilibrio entre eficiencia energética y rentabilidad económica, proporcionando una visión integral de la viabilidad de la instalación propuesta.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

El desarrollo del proyecto se ha basado en una metodología de simulación y análisis que integra herramientas de diseño asistido por ordenador, modelado energético y evaluación económica. En primer lugar, se realizó el estudio geométrico de la vivienda mediante planos elaborados en AutoCAD, permitiendo definir con precisión las dimensiones de la cubierta, la distribución óptima de los módulos fotovoltaicos y la influencia de los elementos cercanos susceptibles de producir sombras sobre la instalación.

Posteriormente, el sistema fotovoltaico fue modelado en el software especializado PVsyst, ampliamente utilizado para el diseño y la simulación de instalaciones fotovoltaicas. En este entorno se definieron las características de los módulos, el inversor, la disposición de los paneles y las condiciones meteorológicas de la ubicación objeto de estudio. Asimismo, se incorporó el análisis tridimensional de sombras, lo que permitió cuantificar su influencia sobre la producción energética a lo largo del año y obtener una estimación realista del rendimiento de la instalación.

Los resultados horarios de producción obtenidos mediante PVsyst se combinaron con el perfil de consumo eléctrico anual de la vivienda y con los precios horarios del mercado eléctrico español para desarrollar un modelo de análisis energético y económico. Este modelo permitió evaluar diferentes escenarios de funcionamiento, considerando tanto el autoconsumo instantáneo como la energía importada de la red, los excedentes vertidos y la incorporación de sistemas de almacenamiento mediante baterías de distintas capacidades.

Finalmente, para cada escenario se calcularon los principales indicadores técnicos y económicos de la instalación, entre ellos la energía autoconsumida, la energía exportada

a la red, el ahorro económico anual, el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de retorno de la inversión, facilitando la comparación objetiva entre las distintas alternativas analizadas.

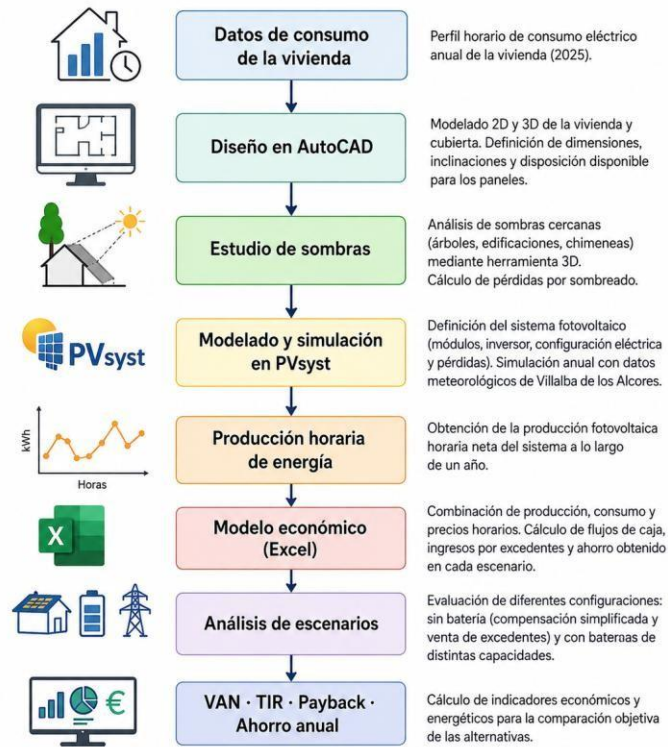


Figura 1 – Metodología y herramientas utilizadas en el desarrollo del proyecto.

Figura 1. Metodología y herramientas empleadas en el desarrollo del proyecto

4. Resultados

La metodología desarrollada permitió obtener una evaluación completa del comportamiento energético y económico de la instalación fotovoltaica bajo diferentes escenarios de explotación. Las simulaciones realizadas mostraron que la instalación es capaz de cubrir una parte significativa de la demanda eléctrica anual de la vivienda, reduciendo la energía importada de la red y aumentando el grado de autoconsumo.

El análisis comparativo de los distintos escenarios puso de manifiesto la influencia que ejercen tanto el modelo de gestión de los excedentes como la incorporación de sistemas de almacenamiento sobre la rentabilidad del proyecto. Mientras que las configuraciones sin baterías presentan una menor inversión inicial y un periodo de retorno más reducido,

la incorporación de almacenamiento incrementa el nivel de autosuficiencia energética y disminuye la dependencia de la red eléctrica, aunque requiere una inversión superior.

Asimismo, el estudio económico permitió cuantificar el ahorro anual obtenido en cada escenario, así como calcular indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión. La comparación conjunta de estos indicadores permitió identificar la alternativa más favorable desde el punto de vista técnico y económico, proporcionando una base objetiva para la toma de decisiones en el diseño de instalaciones fotovoltaicas residenciales.

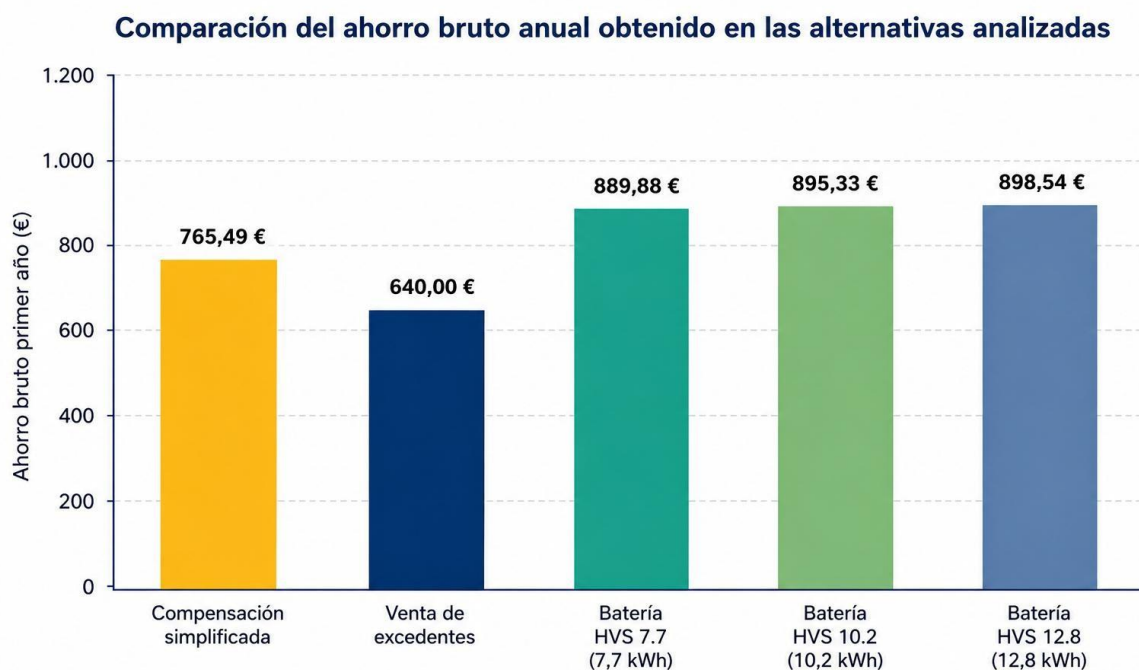


Figura 2. Comparación del ahorro bruto anual obtenido en las alternativas analizadas

5. Conclusiones

Los resultados obtenidos ponen de manifiesto que la instalación fotovoltaica propuesta constituye una solución técnicamente viable para reducir la dependencia de la red eléctrica y mejorar el aprovechamiento de la energía solar en una vivienda unifamiliar. El análisis comparativo realizado demuestra que todas las alternativas estudiadas permiten disminuir el coste anual del suministro eléctrico, aunque con comportamientos económicos significativamente diferentes.

Las configuraciones que incorporan sistemas de almacenamiento alcanzan los mayores niveles de ahorro bruto anual y aumentan el grado de autosuficiencia energética. Sin embargo, dicho incremento resulta insuficiente para compensar la inversión inicial adicional y los costes asociados a la reposición de las baterías durante la vida útil de la instalación. Como consecuencia, estas alternativas presentan valores negativos de VAN y TIR y no consiguen recuperar completamente la inversión en el horizonte temporal considerado.

Por el contrario, la modalidad de **compensación simplificada de excedentes** presenta el comportamiento económico más favorable. Se trata de la única alternativa que obtiene simultáneamente un Valor Actual Neto positivo y una Tasa Interna de Retorno superior a la tasa de descuento empleada en el estudio, alcanzando además el menor periodo de recuperación de la inversión. Estos resultados confirman que, bajo las hipótesis adoptadas y para el perfil de consumo analizado, constituye la solución con mayor rentabilidad económica.

Alternativa	Payback	VAN (€)	TIR (%)
Compensación simplificada	11,11 años	1.014	6,41
Venta de excedentes	13,66 años	-689	3,99
Batería HVS 7.7	No se alcanza	-6.457	-2,89
Batería HVS 10.2	No se alcanza	-8.549	-5,75
Batería HVS 12.8	No se alcanza	-10.672	-9,09

Tabla 1. Comparación de los principales indicadores económicos obtenidos para las alternativas analizadas

En consecuencia, aunque la incorporación de baterías permite incrementar ligeramente el ahorro anual y mejorar la autosuficiencia energética, el análisis conjunto de los indicadores económicos demuestra que la alternativa basada en una instalación fotovoltaica conectada a la red con compensación simplificada de excedentes representa la opción más recomendable. Esta conclusión coincide con la defendida en el análisis detallado desarrollado en los apartados finales del trabajo, donde se justifica que el aumento de inversión necesario para incorporar almacenamiento no queda compensado por el ahorro económico adicional obtenido.

6. Referencias

- **Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).** *Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo*. Madrid: IDAE, 2023.
- **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*.
- **PVsyst SA.** *PVsyst Version 8 – User Manual and Documentation*. Ginebra (Suiza).
- **Red Eléctrica de España (REE).** *Datos del sistema eléctrico español y precios horarios del mercado eléctrico*.

TECHNICAL AND ECONOMIC OPTIMIZATION OF A RESIDENTIAL PHOTOVOLTAIC SELF-CONSUMPTION SYSTEM IN VILLALBA DE LOS ALCORES (VALLADOLID)

Author: César Gómez-Olea Gómez

Supervisor: José Luis Becerra García

Collaborating Institution: ICAI – Comillas Pontifical University

PROJECT SUMMARY

This project presents the design and technical-economic optimization of a residential photovoltaic self-consumption system for a single-family house located in Villalba de los Alcores (Valladolid, Spain). By combining specialised simulation tools with an economic assessment based on different operating scenarios, the energy performance and profitability of the installation are evaluated. The results show that the simplified surplus compensation scheme represents the most economically attractive alternative under the conditions considered.

Keywords: Photovoltaic energy, self-consumption, PVsyst, optimization, economic analysis, battery storage, residential photovoltaic systems.

1. Introduction

Growing concern over climate change, together with the need to move towards a more sustainable energy model, has significantly accelerated the deployment of renewable energy technologies in recent years. Among these technologies, photovoltaic solar energy has experienced remarkable growth owing to the continuous reduction in module costs, improvements in conversion efficiency and the implementation of regulatory frameworks promoting residential self-consumption. Consequently, photovoltaic systems installed in single-family houses have become an attractive solution for reducing dependence on the electricity grid, lowering greenhouse gas emissions and decreasing household electricity costs.

However, the profitability of a photovoltaic installation depends on numerous technical and economic factors that must be analysed simultaneously. Roof geometry, module orientation and tilt, shading conditions, household electricity demand profiles, surplus energy management schemes and battery storage systems all have a significant impact

on both energy production and economic performance. Therefore, an appropriate system design requires a detailed analysis under realistic operating conditions.

This project presents the technical and economic design of a photovoltaic self-consumption installation for a detached house located in Villalba de los Alcores (Valladolid, Spain). A detailed geometric analysis of the roof and surrounding obstacles was carried out in order to determine the optimal module layout. Subsequently, the annual energy performance of the installation was simulated using the specialised PVsyst software and representative meteorological data for the selected location.

Based on the simulation results, both energy and economic analyses were performed considering different operating scenarios, including configurations with and without battery storage. Each alternative was assessed using indicators such as self-consumption ratio, exported energy, annual economic savings, Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Payback Period. This methodology makes it possible to identify the most suitable solution by balancing energy performance and economic profitability, providing a useful framework for the design of similar residential photovoltaic systems.

2. Project Definition

The objective of this project is the design and technical-economic assessment of a residential photovoltaic self-consumption system for a single-family house located in Villalba de los Alcores (Valladolid, Spain). The installation was designed to maximise the available roof area while considering its geometry and the shading effects caused by nearby obstacles.

The project includes the complete design of the installation, covering the arrangement of photovoltaic modules on the roof, the selection of the main system components—including photovoltaic modules, inverter and, where applicable, battery storage systems—and the evaluation of the system's annual energy performance. Hourly household electricity demand profiles and representative meteorological data were used to accurately estimate photovoltaic generation and self-consumption levels.

In addition to the energy assessment, a comprehensive economic analysis was carried out under different operating scenarios. These include self-consumption without storage, simplified surplus compensation, surplus energy sale to the electricity grid and several

battery storage capacities. The comparison of these alternatives allows the identification of the solution offering the best compromise between energy efficiency and economic profitability.

3. Model/System Description

The project methodology combines computer-aided design, energy simulation and economic evaluation tools. Initially, the geometry of the building was modelled using AutoCAD, enabling an accurate definition of the roof dimensions, the optimal photovoltaic module arrangement and the influence of nearby obstacles producing shading effects.

The photovoltaic installation was subsequently modelled using PVsyst, one of the most widely used software packages for photovoltaic system design and simulation. Module characteristics, inverter specifications, array configuration and local meteorological conditions were incorporated into the model. In addition, a three-dimensional shading analysis was performed to quantify the impact of surrounding obstacles on annual energy production and to obtain realistic performance estimates.

The hourly energy production obtained from PVsyst was combined with the household electricity demand profile and hourly electricity market prices in Spain to develop a detailed energy and economic assessment model. This approach enabled the evaluation of different operating scenarios, considering self-consumption, electricity imported from the grid, exported surplus energy and battery storage systems with different capacities.

Finally, the main technical and economic indicators—including self-consumed energy, exported energy, annual savings, Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Payback Period—were calculated for each scenario, allowing an objective comparison between all alternatives considered.

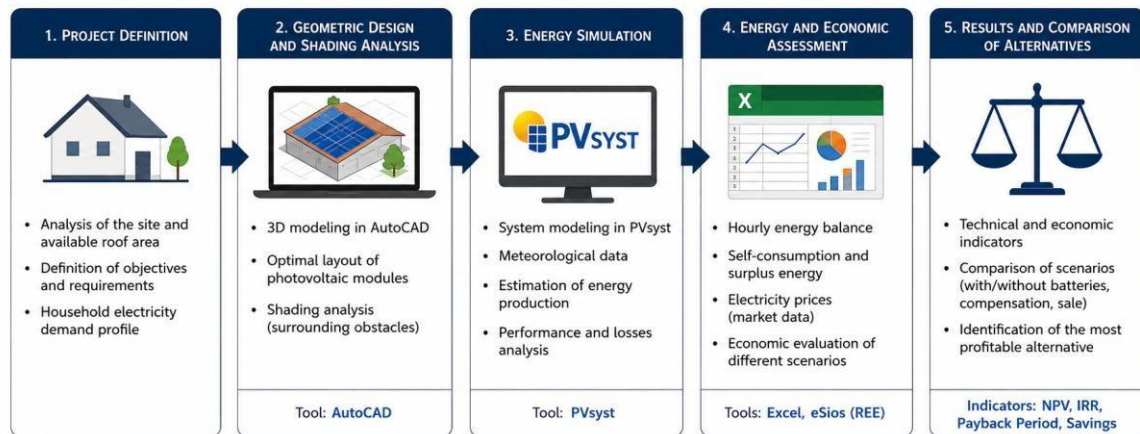


Figure 1. Methodology and tools employed throughout the project

4. Results

The proposed methodology enabled a comprehensive evaluation of the technical and economic performance of the photovoltaic installation under different operating conditions. Simulation results showed that the system is capable of supplying a significant proportion of the household's annual electricity demand, thereby reducing grid electricity imports and increasing the self-consumption ratio.

The comparison between the analysed scenarios highlighted the influence of both surplus energy management strategies and battery storage systems on the overall profitability of the project. While configurations without batteries require a lower initial investment and present shorter payback periods, battery storage increases energy self-sufficiency and reduces dependence on the electricity grid at the expense of higher investment costs.

Furthermore, the economic assessment quantified the annual savings associated with each operating scenario and calculated the corresponding financial indicators, including Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Payback Period. The comparison of these indicators provided an objective basis for evaluating the different alternatives and supporting the decision-making process for residential photovoltaic system design.

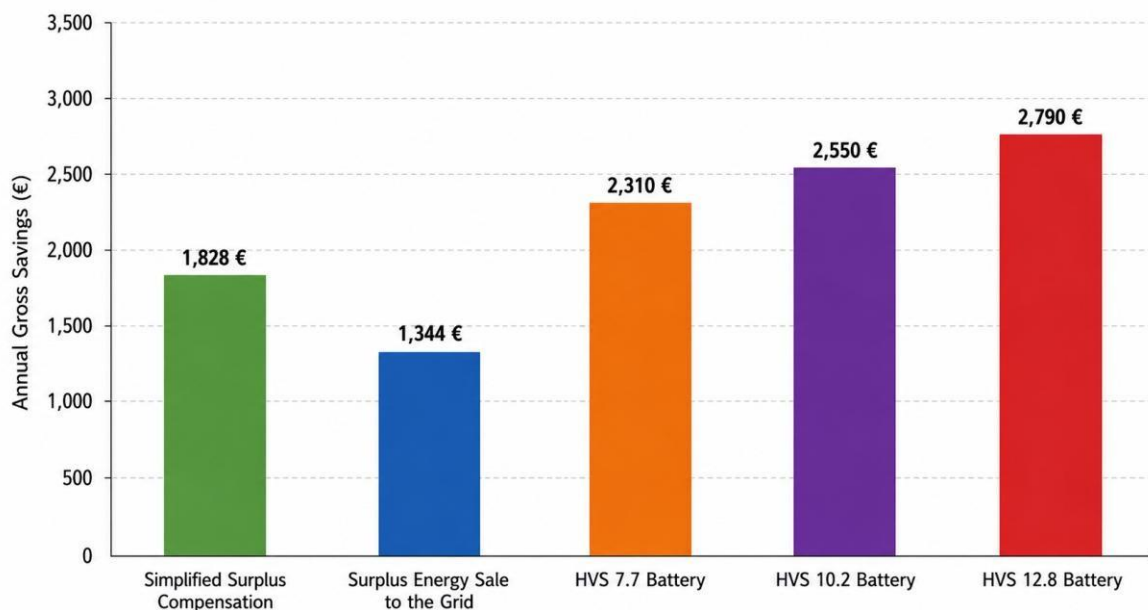


Figure 2. Comparison of the annual gross savings obtained for the different operating scenarios.

5. Conclusions

The results demonstrate that the proposed photovoltaic installation represents a technically feasible solution for reducing grid dependency and improving the utilisation of solar energy in a residential building. Although all the analysed alternatives reduce annual electricity costs, their economic performance differs considerably.

Battery storage systems achieve the highest annual gross savings while increasing the level of energy self-sufficiency. However, these additional savings are insufficient to offset the higher initial investment and battery replacement costs throughout the system lifetime. Consequently, all battery-based alternatives yield negative Net Present Values and Internal Rates of Return and fail to recover the investment within the analysed time horizon.

Conversely, the **simplified surplus compensation scheme** provides the best overall economic performance. It is the only alternative achieving both a positive Net Present Value and an Internal Rate of Return above the discount rate considered in the analysis, while also presenting the shortest Payback Period. These results confirm that, under the assumptions adopted and for the analysed household demand profile, this configuration represents the most economically attractive solution.

Alternative	Payback Period	NPV (€)	IRR (%)
Simplified surplus compensation	11.11 years	1,014	6.41
Surplus energy sale	13.66 years	-689	3.99
HVS 7.7 Battery	Not achieved	-6,457	-2.89
HVS 10.2 Battery	Not achieved	-8,549	-5.75
HVS 12.8 Battery	Not achieved	-10,672	-9.09

Table 1. Comparison of the main economic indicators obtained for the analysed alternatives.

In conclusion, although battery storage slightly increases annual savings and energy self-sufficiency, the overall economic assessment demonstrates that a grid-connected photovoltaic installation operating under the simplified surplus compensation scheme is the most suitable option. This conclusion is consistent with the detailed analysis presented in the final chapters of this project, where it is shown that the additional investment required for battery storage is not compensated by the resulting increase in economic savings.

6. References

- Institute for Energy Diversification and Saving (IDAE). *Professional Guide for Self-Consumption Procedures*. Madrid: IDAE, 2023.
- Royal Decree 244/2019 of 5 April regulating the administrative, technical and economic conditions for electricity self-consumption. *Official State Gazette (BOE)*.
- PVsyst SA. *PVsyst Version 8 – User Manual and Documentation*. Geneva, Switzerland.
- Red Eléctrica de España (REE). *Spanish Electricity System Data and Hourly Electricity Market Prices*.

Índice de la memoria

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN.....	23
1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO.....	23
1.2 OBJETIVOS.....	24
1.3 ALCANCE.....	24
1.4 METODOLOGÍA.....	26
Capítulo 2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	27
2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	27
2.2 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	28
2.2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	29
2.2.2 INVERSORES	30
2.2.3 ESTRUCTURAS DE SOPORTE.....	32
2.2.4 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO.....	32
2.3 CONEXIÓN A RED Y SISTEMA DE MEDIDA.....	34
2.3.1 MODALIDADES DE CONEXIÓN	34
2.3.2 PUNTO FRONTERA Y CONTADOR BIDIRECCIONAL.....	35
2.3.3 PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....	36
Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN.....	37
3.1 AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO	37
3.1.1 AUTOCONSUMO CONECTADO A LA RED.....	38
3.1.2 COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES.....	39
3.1.3 VENTA DE ENERGÍA EXCEDENTARIA.....	39
3.2 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO RESIDENCIAL.....	40
3.2.1 EVOLUCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO.....	40
3.3 TENDENCIAS ACTUALES DEL SECTOR FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL.....	41
Capítulo 4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO.....	43
4.1 JUSTIFICACIÓN	43
4.1.1 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA.....	43
4.1.2 JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA.....	44
4.2 OBJETIVOS.....	45

4.2.1 OBJETIVO TÉCNICO.....	45
4.2.2 OBJETIVO ENERGÉTICO.....	45
4.2.3 OBJETIVO ECONÓMICO	45
4.2.4 OBJETIVO FINAL	45
4.3 METODOLOGÍA.....	46
4.3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.....	46
4.3.2 DIMENSIONAMIENTO Y DISEÑO DE LA INSTALACIÓN.....	47
4.3.3 SIMULACIÓN ENERGÉTICA.....	47
4.3.4 EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA.....	48
Capítulo 5. DESARROLLO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	49
5.1 CARACTERIZACIÓN DE LA VIVIENDA OBJETO DE ESTUDIO	49
5.1.1 DESCRIPCIÓN DE LA VIVIENDA Y EL EMPLAZAMIENTO	50
5.1.2 CARACTERÍSTICAS DE LA CUBIERTA.....	52
5.1.3 ANÁLISIS DEL PERFIL DE CONSUMO ELÉCTRICO	53
5.1.4 ESTUDIO DE SOMBRAS.....	55
5.2 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	59
5.2.1 CRITERIOS DE DISEÑO.....	59
5.2.2 SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	60
5.2.3 CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	62
5.2.4 SELECCIÓN DEL INVERSOR	63
5.2.5 DISEÑO ELÉCTRICO DE LA INSTALACIÓN.....	64
5.3 IMPLEMENTACIÓN DE LA INSTALACIÓN	66
5.3.1 CONSIDERACIONES PREVIAS A LA EJECUCIÓN	66
5.3.2 CONSIDERACIONES PREVIAS A LA EJECUCIÓN	67
5.3.3 CONEXIONADO Y PUESTA EN SERVICIO	67
5.3.4 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	68
Capítulo 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	69
6.1 RESULTADOS ENERGÉTICOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	69
6.1.1 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL	70
6.1.2 DISTRIBUCIÓN TEMPORAL DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA.....	71
6.1.3 APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA GENERADA	73
6.2 ANÁLISIS DE LA ALTERNATIVA 1: COMPENSACIÓN SIMPLIFICADA DE EXCEDENTES.....	74

6.2.1 RESULTADOS ENERGÉTICOS.....	76
6.2.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	78
6.2.3 VALORACIÓN DE LA ALTERNATIVA.....	81
6.3 ANÁLISIS DE LA ALTERNATIVA 2: VENTA DE ENERGÍA EXCEDENTARIA	82
6.3.1 RESULTADOS ENERGÉTICOS.....	83
6.3.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	83
6.3.3 VALORACIÓN DE LA ALTERNATIVA.....	86
6.4 ANÁLISIS DE LA ALTERNATIVA 3: INCORPORACIÓN DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO.....	87
6.4.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DEL ALMACENAMIENTO.....	87
6.4.2 CONFIGURACIONES DE ALMACENAMIENTO ANALIZADAS.....	88
6.4.3 RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE ALMACENAMIENTO	89
6.5 COMPARACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS	90
6.5.1 COMPARACIÓN DE INDICADORES ENERGÉTICOS.....	91
6.5.2 COMPARACIÓN DE INDICADORES ECONÓMICOS	92
6.5.3 DISCUSIÓN DE RESULTADOS	102
6.6 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA ÓPTIMA.....	104
Capítulo 7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	106
7.1 CONCLUSIONES	106
7.2 LIMITACIONES DEL ESTUDIO	108
7.3 TRABAJOS FUTUROS	109
Capítulo 8. Bibliografía.....	110
Capítulo 9. ANEXOS.....	111
9.1 ANEXO I (Informe sin almacenamiento).....	111
9.2 ANEXO II (Informe con batería de 7.7KW).....	120
9.3 ANEXO III (Informe con batería de 10.2KW).....	130
9.4 ANEXO IV (Informe con batería de 12.8KW).....	140
9.5 ANEXO V (Mapa emplazamiento).....	150
9.6 ANEXO VI (Plano vistas instalación fotovoltaica).....	152
9.7 ANEXO VII (Esquema unifilar).....	154
9.8 ANEXO VIII (Estudio económico instalación sin almacenamiento).....	156
9.9 ANEXO IX (Estudio económico instalación con almacenamiento)	160

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Durante las últimas décadas, la creciente preocupación por el cambio climático ha impulsado una progresiva transición hacia la utilización de energías renovables en detrimento de los combustibles fósiles. Entre estas energías renovables que han adquirido una especial relevancia, cabe destacar el caso de la energía solar fotovoltaica. Esta se ha consolidado como una de las tecnologías con mayor potencial, principalmente en España, debido a la abundancia del recurso solar y la reducción de costes con el paso del tiempo.

Como se ha comentado, España ha sido uno de los principales agentes en esta transición energética como consecuencia de la mejora del marco regulatorio y del incremento de la competitividad económica de estas instalaciones. Como consecuencia de estos factores, cada vez más usuarios consideran implantar una instalación fotovoltaica como alternativa para aumentar su autosuficiencia, haciendo menos necesaria la dependencia directa de la red, además de reducir los costes, permitiendo hacer uso de un recurso muy abundante en España, y que hasta hace escaso tiempo no estaba siendo aprovechado de forma adecuada.

En este contexto, resulta de interés analizar la aplicación de esta tecnología en entornos residenciales, donde factores como la disponibilidad de superficie, las características del consumo eléctrico y las condiciones particulares del emplazamiento influyen de manera significativa en el rendimiento de la instalación. Por ello, se plantea el estudio técnico-económico de una vivienda situada en Villalba de los Alcores (Valladolid), con el objetivo de evaluar el potencial de aprovechamiento de la energía solar en una ubicación real y representativa.

1.2 OBJETIVOS

En este proyecto se abordará el análisis técnico y económico de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo, estableciendo una serie de objetivos que permitan determinar la solución más adecuada para la vivienda objeto de estudio.

En primer lugar, se analizarán las características y necesidades energéticas de la vivienda, con el fin de conocer su perfil de consumo y establecer los requisitos que deberá satisfacer la instalación fotovoltaica.

Asimismo, se evaluará el potencial solar disponible en el emplazamiento, así como los principales condicionantes que puedan afectar al rendimiento de la instalación, entre los que destacan la orientación de las superficies disponibles, la presencia de sombras y las características físicas de la cubierta.

A partir de la información obtenida, se procederá al diseño y dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica que permita alcanzar un elevado grado de autosuficiencia energética, estudiando distintas alternativas de configuración y disposición de los módulos fotovoltaicos siguiendo criterios de optimización técnica y económica.

Por último, se llevará a cabo un estudio económico que permita evaluar la viabilidad de las distintas alternativas consideradas mediante indicadores como el coste de inversión, el periodo de recuperación, el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), con el objetivo de identificar la solución más favorable desde el punto de vista económico.

1.3 ALCANCE

El presente trabajo se centra en el estudio técnico-económico de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo en una vivienda de uso residencial situada en Villalba de los Alcores (Valladolid). El alcance de este proyecto comprende el diseño y dimensionamiento

de la instalación solar fotovoltaica, considerando aquellas características del emplazamiento y de la vivienda que resulten relevantes para el diseño y evaluación de la instalación.

Desde el punto de vista técnico, se analizará el recurso solar disponible en la zona y los principales factores que condicionan el rendimiento de la instalación como la superficie útil, orientación de cubiertas y los elementos que rodean dicha cubierta, así como la posibilidad de que los propios paneles generen sombra entre ellos. Asimismo, a partir de datos reales de consumo eléctrico y de precios horarios de la energía, se realizará una simulación energética correspondiente a un año completo de funcionamiento evaluando el comportamiento mediante datos horarios de generación y consumo.

Analizando el punto de vista económico, el estudio incluirá la evaluación de múltiples alternativas de aprovechamiento de energía. Se analizará el caso actual, el cual consiste en una situación donde no se dispone de instalación fotovoltaica y el precio se rige por el establecido en el mercado libre. Además, se estudiará un escenario de autoconsumo con compensación de excedentes, un escenario de venta de energía excedentaria a la red, y distintas capacidades de almacenamiento mediante baterías (en función de la capacidad) que permitan aumentar la autosuficiencia de la vivienda y reducir en el largo plazo el gasto en energía. Adicionalmente, se llevará a cabo un análisis económico a largo plazo que permita estimar la rentabilidad de las diferentes alternativas mediante indicadores financieros adecuados. El objetivo final será identificar la configuración que proporcione el mejor equilibrio entre aprovechamiento energético, grado de autosuficiencia e inversión económica.

Quedan fuera del alcance de este trabajo aspectos como la ejecución material de la instalación, la elaboración de un proyecto constructivo detallado, la tramitación administrativa necesaria para su puesta en servicio o el diseño detallado de protecciones eléctricas y sistemas auxiliares.

1.4 METODOLOGÍA

El desarrollo del proyecto se ha estructurado en diferentes fases con el fin de alcanzar los objetivos establecidos. Dichas etapas abarcan desde el análisis inicial del emplazamiento hasta la evaluación económica del proyecto con las diferentes alternativas a analizar.

En primer lugar, se realizó una recopilación de datos del lugar donde se iba a realizar la instalación. En este apartado se tomaron datos como el consumo eléctrico, características energéticas de la vivienda, así como condiciones del emplazamiento. Con esto en cuenta, ya se disponía de un breve análisis con las diferentes restricciones que se podrían tener a la hora de realizar la instalación.

Posteriormente, se realizó un estudio detallado de la superficie disponible para la instalación. Para ello, se efectuaron medidas directas de la cubierta y principales elementos del emplazamiento. Además, se emplearon herramientas de dibujo asistido por ordenador con el objetivo de determinar dimensiones y posiciones relativas de los distintos elementos presentes en el emplazamiento, así como la influencia de los elementos susceptibles de generar sombras, a través de imágenes aéreas y medidas reales tomadas sobre el terreno. Una vez caracterizado el emplazamiento, se procedió al dimensionamiento de la instalación, analizando las diferentes alternativas.

A partir de la información recopilada, se realizaron una serie de simulaciones gracias a la herramienta “PVsyst”, obteniendo la producción energética esperada de la instalación y otros parámetros relevantes para su evaluación, que se obtendrían con la instalación correspondiente en cada caso, permitiendo además probar diferentes equipos.

Tras dicho análisis técnico, se hizo lo propio en el ámbito económico. Se analizaron diferentes escenarios, incluyendo la instalación de baterías para lograr una mayor autosuficiencia. A partir de los resultados obtenidos en la simulación energética, se desarrolló el correspondiente análisis económico calculando valores como el VAN, TIR o periodo de recuperación de la inversión identificando la alternativa óptima.

Capítulo 2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica permite transformar la radiación solar en energía eléctrica. Este fenómeno, conocido como efecto fotovoltaico y observado por primera vez en el siglo XIX, constituye la base de funcionamiento de los sistemas de energía solar fotovoltaica de hoy en día.

Cuando la radiación solar incide sobre determinados materiales semiconductores capaces de absorber la energía contenida en la radiación solar, los fotones transmiten parte de la energía a los electrones presentes en el semiconductor, provocando un desplazamiento y generando una diferencia de potencial eléctrico. Estableciendo un circuito externo, da lugar a una corriente eléctrica aprovechable. El material más empleado para la fabricación de células fotovoltaicas es el silicio, debido a su abundancia, estabilidad y coste reducido. Estas células se conectan entre sí para formar módulos fotovoltaicos o paneles solares.

La principal ventaja de esta tecnología es la capacidad de generar energía utilizando como fuente un recurso renovable y gratuito como es la radiación solar, que además es silencioso y limpio para el medioambiente. Además, la facilidad de unir pequeños módulos para conseguir paneles de múltiples tamaños y capacidades, permiten que esta tecnología sea aprovechable tanto a pequeña como a gran escala. Gracias a estas ventajas, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una de las principales tecnologías renovables empleadas en la actualidad, especialmente en ubicaciones como España donde la radiación solar es un recurso abundante, permitiendo reducir emisiones y una descarbonización del sistema energético.

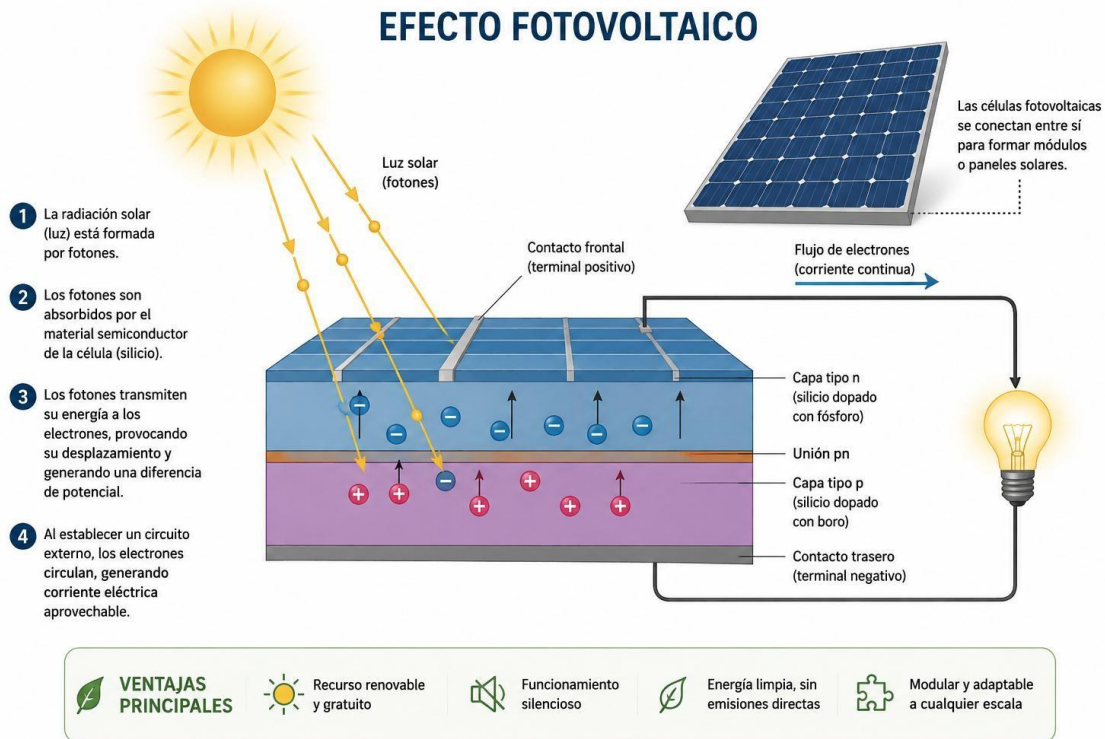


Figura 2.1. Efecto fotovoltaico

2.2 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Una instalación solar fotovoltaica está compuesta por un conjunto de elementos que permiten captar la radiación solar, transformarla en energía eléctrica y adaptarla a las necesidades del usuario. Aunque dependiendo de la configuración y de las funciones que se quieran cubrir, hay una serie de elementos presentes en todas las instalaciones fotovoltaicas.

Los principales son los módulos fotovoltaicos, encargados de convertir la radiación solar en corriente eléctrica. Los inversores permiten transformar la corriente continua en alterna, permitiendo que esta corriente sea utilizable por los distintos equipos, mientras que las estructuras de soporte permiten fijar los módulos en la posición adecuada. En ocasiones, se puede valorar la instalación de baterías para conseguir un mayor aprovechamiento de la energía captada por las placas solares, permitiendo su acumulación.

Además de la elección de los elementos, es importante realizar un correcto dimensionamiento y selección de elementos acorde a las necesidades del usuario.

2.2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos constituyen el principal elemento generador de energía en una instalación solar fotovoltaica, transformando la radiación solar en energía eléctrica. Cada módulo está compuesto por un conjunto de células fotovoltaicas conectadas eléctricamente entre sí y protegidas mediante materiales encapsulantes que garantizan su correcto funcionamiento frente a las condiciones ambientales.

Para dichos módulos fotovoltaicos, el material más empleado es el silicio monocristalino, debido a su alta eficiencia, fiabilidad y buena relación entre rendimiento y superficie ocupada. Esto es especialmente importante dado que permiten obtener una elevada producción energética por unidad de superficie.

En cuanto a la evolución tecnológica de los módulos fotovoltaicos en los últimos años, es importante comentar la irrupción de los módulos bifaciales, capaces de generar energía a partir de la radiación incidente tanto en la cara frontal como en la posterior del módulo. Estos módulos permiten aumentar la producción energética en determinadas condiciones, dependiendo su rendimiento de las características del entorno y la capacidad de reflexión de la superficie sobre la que se encuentran instalados.

Asimismo, las arquitecturas de célula fotovoltaica han experimentado importantes avances durante los últimos años. La tecnología PERC, ampliamente utilizada durante la última década, está siendo progresivamente sustituida por arquitecturas más eficientes como TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact), que ofrece menores pérdidas eléctricas, mayores rendimientos y una mejor conservación de la eficiencia a lo largo de la vida útil del módulo. Gracias a su equilibrio entre prestaciones y coste, TOPCon se está consolidando como una de las tecnologías de referencia dentro del sector fotovoltaico.

Paralelamente, tecnologías más avanzadas como HJT (Heterojunction Technology) o Back Contact (BC) continúan ganando relevancia debido a sus elevadas eficiencias y a su

potencial para seguir mejorando el aprovechamiento de la radiación solar. Sin embargo, sus mayores costes de fabricación hacen que, por el momento, su implantación sea más limitada que la de otras tecnologías más consolidadas.

La continua evolución de estas tecnologías está contribuyendo a incrementar la eficiencia de los módulos fotovoltaicos y a reducir el coste de generación eléctrica, incrementando progresivamente la competitividad de la energía solar fotovoltaica frente a otras tecnologías de generación.

En el presente proyecto se emplearán módulos fotovoltaicos de tecnología monocristalina, cuya selección se justificará posteriormente en función de las características específicas de la vivienda y de los resultados obtenidos durante el proceso de dimensionamiento.

2.2.2 INVERSORES

La función principal de los inversores consiste en transformar la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna compatible con la red eléctrica y con los equipos consumidores de la vivienda. Otra de las funciones de los inversores modernos, consiste en la optimización del funcionamiento de la instalación, gracias a los sistemas de control y supervisión incorporados en los equipos actuales. Estos sistemas permiten realizar seguimiento del punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracking, MPPT), la monitorización de la producción energética y la gestión de diferentes parámetros de funcionamiento del sistema.

Además de los inversores convencionales destinados únicamente a instalaciones conectadas a red, durante los últimos años han ganado relevancia los denominados inversores híbridos. Estos equipos permiten gestionar de forma integrada tanto la producción fotovoltaica como los sistemas de almacenamiento mediante baterías, facilitando una mayor flexibilidad operativa y un incremento del grado de autoconsumo de la instalación.

Asimismo, han surgido soluciones complementarias como los optimizadores de potencia, dispositivos electrónicos instalados a nivel de módulo que permiten reducir las pérdidas asociadas a diferencias de orientación, suciedad o sombreados parciales. Su funcionamiento consiste en optimizar individualmente el punto de máxima potencia de cada módulo, evitando que el rendimiento de un panel afecte negativamente al resto de módulos conectados en la misma cadena. No obstante, la incorporación de estos equipos supone un coste adicional y su conveniencia depende de las características específicas de cada instalación.

Como en cualquier proceso, durante el proceso de conversión de energía se producen pérdidas, siendo importante la eficiencia del inversor. Es por ello por lo que es vital realizar una selección adecuada del inversor que se utilizará en la instalación, cuya selección para el presente proyecto se justificará en posteriores capítulos.

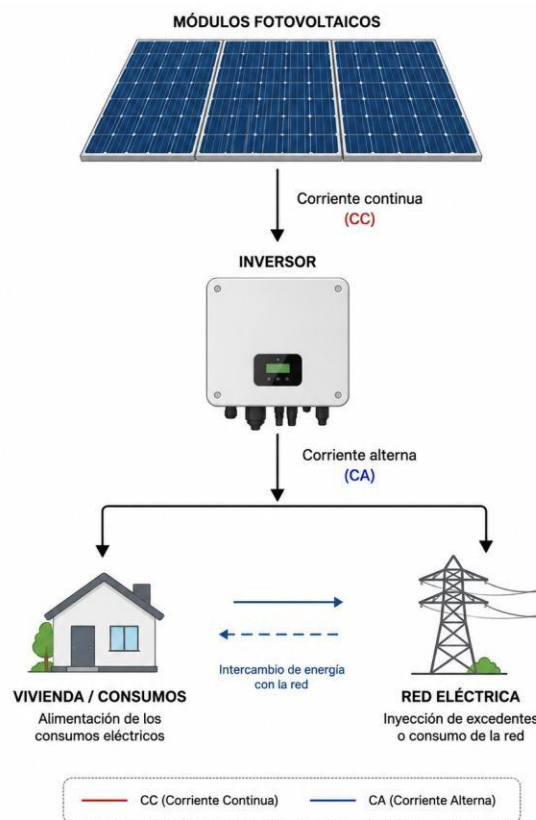


Figura 2.2.2 Circuito instalación

2.2.3 ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Las estructuras de soporte son los elementos encargados de fijar los módulos fotovoltaicos a la superficie sobre la que se realiza la instalación, garantizando la estabilidad mecánica del sistema frente a las diferentes condiciones ambientales a las que estará sometido durante su vida útil.

Además de proporcionar soporte estructural, definen la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos, un detalle clave en cuanto al aprovechamiento de la radiación solar se refiere. Los materiales más empleados son aquellos con elevada resistencia a la corrosión como aluminio o acero galvanizado.

2.2.3 ESTRUCTURAS DE SOPORTE



Figura 2.2.3 Estructuras de soporte

2.2.4 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

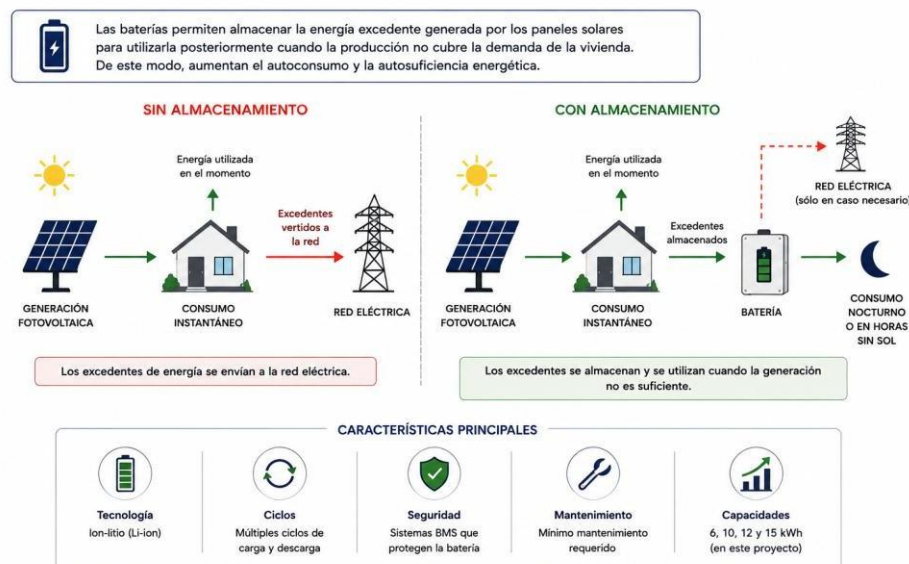
Los sistemas de almacenamiento mediante baterías permiten acumular la energía eléctrica generada por los módulos, cuando la producción es superior al consumo instantáneo de la vivienda. Posteriormente, cuando la generación fotovoltaica no sea capaz de cubrir la demanda eléctrica de la vivienda, se podrá hacer uso de dicha energía que ha sido acumulada. Esta capacidad de almacenamiento permite aumentar el grado de autoconsumo y de

autosuficiencia, reduciendo la dependencia de la red eléctrica y mejorando el aprovechamiento de la radiación solar absorbida por los módulos fotovoltaicos. Este aspecto cobra especial importancia en viviendas con demanda eléctrica distribuida a lo largo de gran parte del día, cubriendo así momentos donde la generación está por debajo de la demanda o es incluso nula.

A pesar de los beneficios comentados, la instalación de baterías supone una inversión inicial considerable, siendo por ello importante realizar un análisis exhaustivo para analizar económicamente el retorno a lo largo de su vida útil, permitiendo ver si efectivamente merece la pena dicha instalación o no.

En el presente proyecto se analizarán diferentes capacidades de almacenamiento con el objetivo de estudiar en cada caso la influencia de dichas baterías sobre el comportamiento energético y la rentabilidad económica de la instalación.

2.2.4 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO



2.2.4 Sistemas de almacenamiento

2.3 CONEXIÓN A RED Y SISTEMA DE MEDIDA

Las instalaciones fotovoltaicas residenciales requieren una adecuada integración con la red eléctrica para garantizar tanto el suministro energético de la vivienda como la correcta gestión de la energía intercambiada con la red. Para ello, resulta necesario disponer de sistemas de medida y protección que permitan registrar los flujos de energía y asegurar el funcionamiento seguro de la instalación.

En los siguientes apartados se analizarán las modalidades de conexión, así como los sistemas de medida y protecciones eléctricas habitualmente empleadas en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo residencial.

2.3.1 MODALIDADES DE CONEXIÓN

Las instalaciones fotovoltaicas pueden clasificarse, de forma general, en instalaciones aisladas e instalaciones conectadas a red. Las instalaciones aisladas no disponen de conexión a red y dependen exclusivamente de la energía generada por los módulos fotovoltaicos, sin tener la posibilidad de adquirir ni entregar energía a la red, y de la capacidad de las baterías de almacenamiento instaladas. Como consecuencia, requieren de sistemas de baterías de mayor capacidad y un dimensionamiento más exigente para garantizar el suministro eléctrico en todo momento.

La alternativa es la instalación conectada a red, la cual permite intercambiar energía con la red eléctrica. Cuando la producción fotovoltaica supera la demanda de la vivienda, los excedentes generados pueden ser vertidos a la red. De forma análoga, cuando la generación resulta insuficiente para cubrir el consumo, es posible importar la energía necesaria desde la red para cubrir la demanda en su totalidad.

Gracias a la flexibilidad y seguridad de suministro que proporciona esta configuración, las instalaciones conectadas a red constituyen actualmente la solución más extendida en el ámbito residencial. Por este motivo, esta será la modalidad considerada en el presente proyecto.

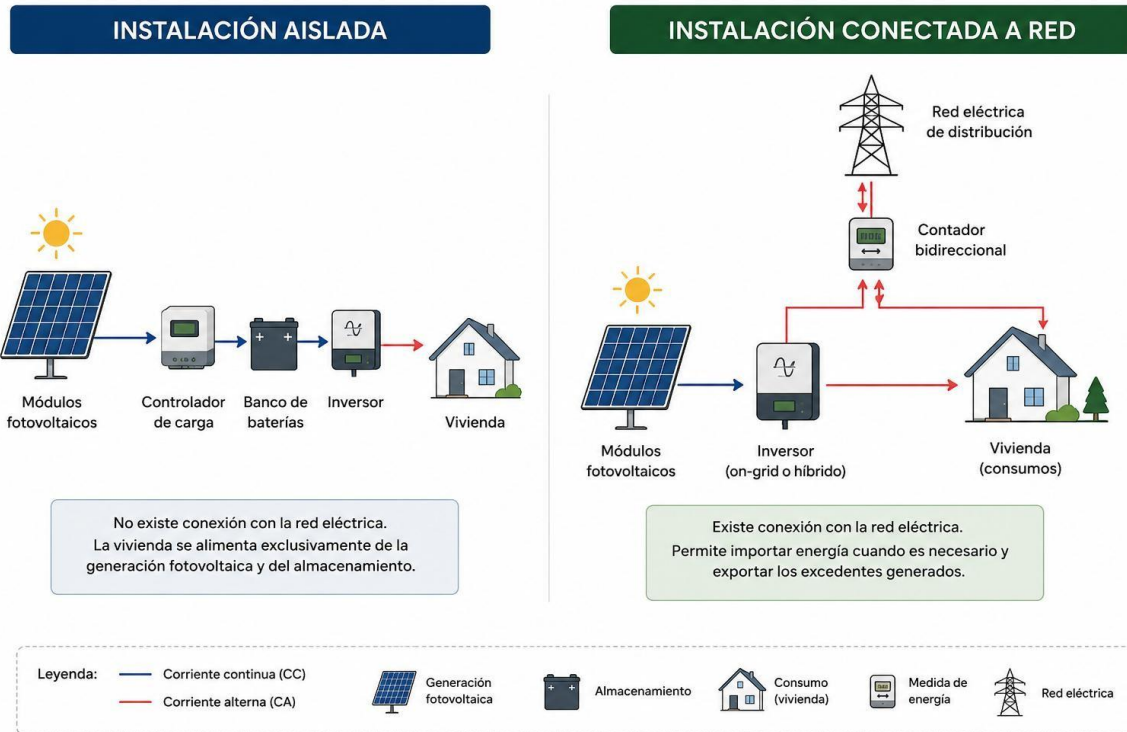


Figura 2.3.1 Modalidades de conexión

2.3.2 PUNTO FRONTERA Y CONTADOR BIDIRECCIONAL

En el caso de las instalaciones conectadas a red es necesaria la instalación de un contador bidireccional que permita medir tanto la energía importada desde la red como la energía exportada en forma de excedentes.

El punto frontera se corresponde al punto de conexión entre la instalación interior del usuario y la red de distribución eléctrica. El intercambio de energía se realiza a través de este punto, distinguiendo además de forma independiente entre la energía consumida de la red y la energía vertida por la instalación fotovoltaica. Esta información recogida por el contador bidireccional resulta fundamental para la correcta contabilización de los flujos energéticos y para la aplicación de mecanismos como la compensación de excedentes o la venta de energía a la red.

2.3.3 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red deben incorporar diferentes elementos de protección destinados a garantizar la seguridad de las personas, de los equipos y de la propia instalación frente a posibles situaciones de fallo o funcionamiento anómalo.

Entre las protecciones más habituales se encuentran los interruptores magnetotérmicos, encargados de proteger la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos, y los interruptores diferenciales, cuya función es detectar posibles fugas de corriente y proteger a las personas frente a contactos indirectos.

Asimismo, es frecuente la incorporación de dispositivos de protección contra sobretensiones, tanto transitorias como permanentes, con el objetivo de evitar daños en los equipos electrónicos de la instalación, especialmente en los módulos fotovoltaicos y el inversor.

La disposición y características de estas protecciones dependen de la normativa aplicable y de las condiciones particulares de cada instalación, constituyendo un elemento fundamental para garantizar un funcionamiento seguro y fiable del sistema fotovoltaico.

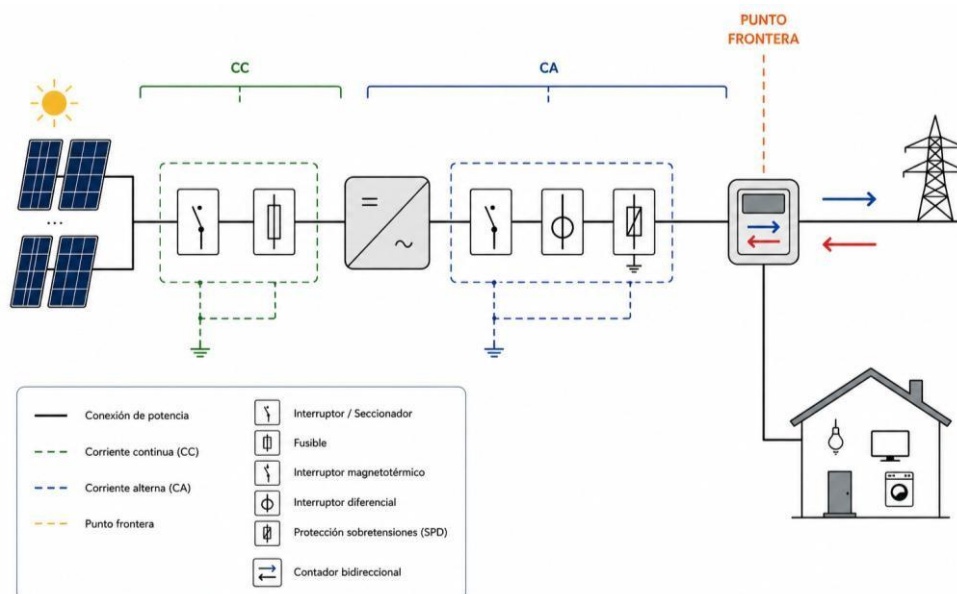


Figura 2.3.3 Protecciones eléctricas

Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

Una vez presentados los fundamentos técnicos necesarios para entender el funcionamiento de una instalación solar fotovoltaica, resulta conveniente analizar las principales soluciones disponibles actualmente para optimizar el aprovechamiento de la energía generada en instalaciones residenciales, con el objetivo de aumentar el autoconsumo y la autosuficiencia.

En este capítulo, se comentarán las diferentes formas de gestionar los excedentes de energía generados por los módulos fotovoltaicos, así como las soluciones de almacenamiento energético actualmente disponibles y la optimización del autoconsumo. La evolución de la tecnología permite disponer de múltiples configuraciones, cada una con sus características y prestaciones diferenciadas.

El análisis de estas soluciones permitirá contextualizar las decisiones adoptadas posteriormente en el desarrollo del presente proyecto.

3.1 AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

Una vez descritos los principales componentes que forman la instalación solar fotovoltaica, se entrará a valorar las diferentes modalidades de aprovechamiento de los excedentes energéticos que se tengan de la instalación. Aunque en muchos casos la energía sea utilizada en el momento, habrá casos en donde la generación sea mayor y se deba tomar una decisión sobre la forma de aprovechar dichos excedentes.

Las diferentes posibilidades de gestión de dicha energía tienen influencia tanto en el comportamiento energéticos de la instalación como en la rentabilidad económica, resultando conveniente analizar su funcionamiento y principales características.

3.1.1 AUTOCONSUMO CONECTADO A LA RED

Las instalaciones solares fotovoltaicas tienen como objetivo de aumentar el aprovechamiento de la radiación solar recibida, así como aumentar el autoconsumo y la autosuficiencia. Sin embargo, en la mayoría de casos la autosuficiencia completa deseada no interesa por temas económicos. La inversión inicial en la instalación de baterías es muy alta, haciendo que la autosuficiencia energética no suela resultar económicamente viable. De todas formas, incluso realizando dicha instalación de baterías, la diferencia existente entre los perfiles de generación y consumo a lo largo del año, hace imposible que con consumos normales dentro de una vivienda, sea viable depender únicamente de la energía generada por los paneles. Es por ello, que es necesaria una conexión a la red, que permitirá adquirir energía de la red cuando la demanda lo requiera y la generación/energía almacenada no sean capaces de cubrir dicha demanda. Esta conexión a red, además permitirá entregar los excedentes obteniendo beneficio económico por ello.

2.3.1 AUTOCONSUMO CONECTADO A RED

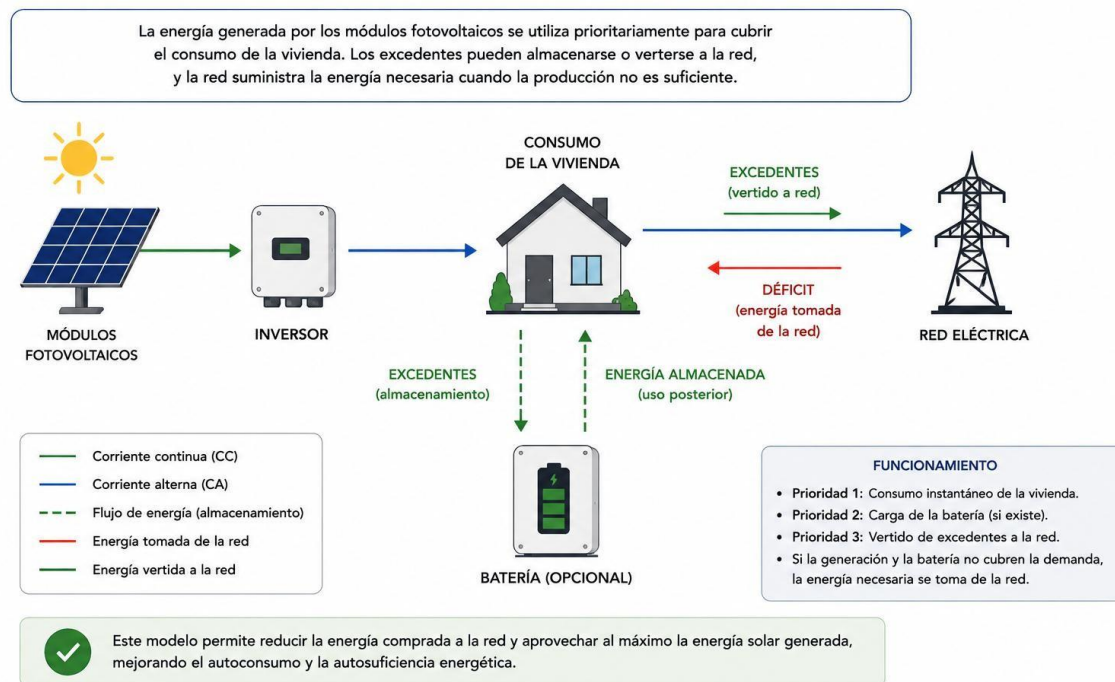


Figura 3.1.1 Autoconsumo conectado a red

3.1.2 COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES

La compensación de excedentes es un mecanismo a partir de la cual se puede obtener un beneficio económico por la entrega de energía sobrante a la red. En lugar de vender la energía a la red, esta se entrega obteniendo una compensación económica reflejada en la factura eléctrica.

Como principal beneficio tiene que no requiere trámites adicionales ni presenta costes extras, consiguiendo así una recuperación de la inversión de forma sencilla. Sin embargo, dicha compensación solo permite compensar el precio de la factura, de tal forma que una vez que todo el coste económico por la energía adquirida de la red se haya cubierto, el resto de energía sería entregado de forma gratuita a la red. Esta limitación puede resultar especialmente relevante durante los meses de mayor producción fotovoltaica, donde la energía excedentaria generada puede superar ampliamente el valor económico de la energía consumida de la red.

3.1.3 VENTA DE ENERGÍA EXCEDENTARIA

La alternativa a la compensación de excedentes consiste en la venta de la energía excedentaria generada por la instalación directamente a la red, permitiendo obtener ingresos superiores a los derivados de la compensación de excedentes en determinadas situaciones. La venta de energía no se encuentra limitada al importe de la factura, permitiendo obtener beneficios en meses en donde la energía generada sea muy superior a la demandada.

No obstante, esta modalidad requiere el cumplimiento de una serie de requisitos administrativos y contractuales adicionales, lo que supone una mayor complejidad de gestión respecto a la compensación simplificada de excedentes. Esta modalidad suele presentar un interés limitado en instalaciones residenciales de pequeña potencia como es el caso de este trabajo, pasando a tener una mayor utilidad en instalaciones de grandes dimensiones donde los excedentes en meses de verano presentan un papel importante.

En el presente proyecto se analizarán las diferentes alternativas, con el objetivo de comparar el comportamiento económico en cada uno de los casos, en relación con la gestión de los excedentes energéticos generados.

3.2 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO RESIDENCIAL

Con el avance de las tecnologías fotovoltaicas, los sistemas de almacenamiento energético han adquirido un papel cada vez más importante dentro del sector fotovoltaico residencial. Estos sistemas permiten almacenar la energía excedentaria generada durante los periodos donde la producción fotovoltaica es superior a la demanda, pudiendo utilizar posteriormente dicha energía en momentos donde la generación no sea suficiente como para cubrir la demanda eléctrica de la vivienda. Como consecuencia, se permite aumentar el grado de autoconsumo y reducir la dependencia de la red eléctrica.

La reducción progresiva de los costes de las baterías y la mejora de las prestaciones técnicas han favorecido la implantación de estos sistemas en un número creciente de instalaciones residenciales. Actualmente existen diferentes tecnologías de almacenamiento, cada una con sus características específicas en cuanto a capacidad, vida útil y coste, condicionando así tanto el comportamiento energético de la instalación como su rentabilidad económica, factores que serán considerados posteriormente en el análisis técnico y económico del proyecto.

3.2.1 EVOLUCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO

Los primeros sistemas de almacenamiento estaban fabricados empleando baterías de plomo-ácido, con el bajo coste inicial como principal ventaja. Sin embargo, estas baterías presentaban limitaciones en cuanto a su vida útil (entre 5 y 8 veces menos ciclos de vida que las modernas baterías de ión-litio basadas en tecnología LiFePO₄). Además, presenta una

menor profundidad de descarga, permitiendo utilizar solo un 50% de la capacidad nominal respecto al 80-100% de las nuevas baterías. Presenta menor eficiencia y densidad energética y mayor mantenimiento requerido.

Con la evolución de las tecnologías solares fotovoltaicas, se han desarrollado nuevas baterías de ión-litio que cubren la mayor parte de los problemas que presentaban las de plomo-ácido, convirtiéndose así en la tecnología predominante en el mercado de las baterías de almacenamiento. Dentro de las de ión-litio, las de litio-ferrofosfato (LiFePO_4) se están consolidando como una de las alternativas más utilizadas en aplicaciones de autoconsumo residencial. Su elevada seguridad, estabilidad térmica, larga vida útil y elevado número de ciclos de carga y descarga permiten reducir los costes de operación y aumentar la fiabilidad a largo plazo consolidándose como una de las principales soluciones de referencia en el mercado actual en cuanto a tecnologías de almacenamiento.

3.3 TENDENCIAS ACTUALES DEL SECTOR FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL

La evolución tecnológica experimentada durante los últimos años está permitiendo mejorar de forma continua el rendimiento y la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas residenciales. Los avances desarrollados en módulos fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento e inversores han contribuido a incrementar la eficiencia de los sistemas y a reducir progresivamente los costes asociados a su implantación.

Paralelamente, el sector está evolucionando hacia soluciones que permitan maximizar el aprovechamiento de la energía generada, destacando la creciente incorporación de sistemas de almacenamiento, inversores híbridos y tecnologías orientadas a minimizar las pérdidas energéticas. Estas mejoras permiten alcanzar mayores niveles de autoconsumo y autosuficiencia, aumentando el atractivo de este tipo de instalaciones para el usuario residencial.

Como consecuencia de esta evolución tecnológica, las instalaciones fotovoltaicas actuales presentan prestaciones significativamente superiores a las disponibles hace apenas unos años, consolidándose como una alternativa cada vez más competitiva desde el punto de vista técnico y económico.

Capítulo 4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

4.1 JUSTIFICACIÓN

La implantación de una instalación solar fotovoltaica requiere un estudio riguroso tanto del emplazamiento como del perfil de consumo, con el fin de determinar si existen beneficios técnicos y económicos suficientes que justifiquen la inversión. En este contexto, el presente proyecto pretende evaluar la viabilidad de una instalación solar fotovoltaica mediante el análisis de diferentes alternativas de diseño y operación desde perspectivas técnicas y económicas.

A continuación, se exponen las principales razones que justifican el desarrollo del presente trabajo desde los puntos de vista técnico, económico y académico.

4.1.1 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

Desde el punto de vista técnico, la vivienda objeto de estudio presenta unas características que permiten analizar de forma rigurosa la viabilidad de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo. En primer lugar, destaca la disponibilidad de una superficie útil en cubierta adecuada para la instalación de los módulos fotovoltaicos, junto con la existencia de un elevado recurso solar muy aprovechable en la zona de Villalba de los Alcores (Valladolid). Ambos factores favorecen el aprovechamiento de la energía solar y hacen técnicamente viable la instalación solar en la zona de estudio.

Otro aspecto de especial interés es la disponibilidad de datos horarios reales de consumo correspondientes a un año completo, lo que permite caracterizar de forma representativa la demanda energética de la vivienda y utilizarla como base para estimar el comportamiento de la instalación fotovoltaica, permitiendo evaluar con un elevado nivel de detalle la generación, el grado de autoconsumo y los excedentes energéticos para las distintas alternativas estudiadas. Asimismo, se dispone de información real sobre las características

físicas del emplazamiento, incluyendo la orientación de la cubierta y la presencia de elementos susceptibles de generar sombras, aspectos fundamentales para realizar un dimensionamiento preciso.

Por último, el empleo de herramientas especializadas de simulación como PVsyst permite evaluar diferentes configuraciones de la instalación fotovoltaica y comparar alternativas de gestión de los excedentes y de almacenamiento energético mediante baterías. Este enfoque proporciona una base técnica sólida para seleccionar la solución más adecuada, adaptada a las condiciones reales de la vivienda y fundamentada en criterios objetivos.

4.1.2 JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

Desde el punto de vista económico, la implantación de una instalación solar implica una inversión inicial considerable, especialmente si en el proyecto se incluyen baterías de almacenamiento. Es por ello que es necesario realizar un estudio económico de la instalación, valorando la rentabilidad de esta inversión. El aumento del precio de la energía eléctrica durante los últimos años, sumado a la fluctuación en el precio debido a diferentes factores que no se pueden controlar, han hecho que cada vez se valore más una instalación solar fotovoltaica con el objetivo de reducir la dependencia de la red eléctrica y el coste de suministro.

El presente proyecto no se limita al estudio de una configuración propuesta. Se pretenden estudiar todas las diferentes alternativas dentro de una instalación solar fotovoltaica con el objetivo de encontrar la solución más rentable. Para ello, se valoran múltiples configuraciones como son las diferentes modalidades de gestión de excedentes y diferentes capacidades de almacenamiento mediante baterías.

Para llegar a dichas conclusiones, se utilizarán diversos indicadores económicos utilizados en la evaluación de inversiones, como es el caso del periodo de recuperación de la inversión, Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Este análisis permitirá identificar la alternativa que ofrezca el mejor equilibrio entre inversión inicial, ahorro energético y rentabilidad a largo plazo.

4.2 OBJETIVOS

Una vez justificada la realización del proyecto y expuesta la motivación técnica y práctica que fundamenta su desarrollo, se establecen los objetivos que se pretenden alcanzar mediante el presente trabajo. Estos objetivos constituyen la referencia para la toma de decisiones durante el diseño y la evaluación de la instalación solar fotovoltaica propuesta.

4.2.1 OBJETIVO TÉCNICO

Diseñar una instalación solar fotovoltaica adaptada a las características reales de la vivienda objeto de estudio. Para ello, se tendrán en cuenta aspectos como la superficie útil disponible de cubierta, la orientación, la presencia de sombras y las necesidades energéticas del usuario, con el fin de estudiar las diferentes opciones y configuraciones, eligiendo la más viable y eficiente para cumplir con los objetivos establecidos.

4.2.2 OBJETIVO ENERGÉTICO

Maximizar el aprovechamiento de la energía solar generada, aumentando el grado de autoconsumo y de autosuficiencia de la vivienda a estudiar. Para ello, se buscará optimizar la gestión de la energía producida con el objetivo de reducir al máximo la dependencia de la red eléctrica.

4.2.3 OBJETIVO ECONÓMICO

El proyecto tiene como objetivo evaluar la viabilidad económica de las diferentes alternativas consideradas, analizando la influencia que tienen la inversión inicial, el ahorro energético y los ingresos derivados de la gestión de los excedentes sobre la rentabilidad global de la instalación.

4.2.4 OBJETIVO FINAL

Como objetivo global del proyecto, se pretende identificar la configuración óptima para la instalación fotovoltaica, considerando conjuntamente los aspectos técnicos, energéticos y económicos analizados. Se busca obtener el mejor equilibrio entre rendimiento energético,

grado de autosuficiencia, inversión inicial y rentabilidad económica. La comparación de las distintas alternativas permitirá seleccionar la solución más adecuada para las características específicas de la vivienda objeto de estudio.

4.3 METODOLOGÍA

Con el fin de alcanzar los objetivos anteriormente propuestos, este proyecto se ha desarrollado siguiendo una metodología, estructurada en diferentes fases. A través de esta metodología se pueden seguir los pasos adecuados en cuanto al estudio del emplazamiento, diseño de la instalación, simulación del comportamiento energético de la vivienda y la posterior evaluación en cada uno de los ámbitos comentados anteriormente.

4.3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

En primer lugar, se recopiló la información necesaria para el desarrollo del estudio. A partir de los registros proporcionados por la compañía distribuidora, Endesa, se obtuvieron los datos horarios de consumo eléctrico correspondientes a un año completo. Esta información permite caracterizar con precisión las necesidades energéticas de la vivienda y analizar su evolución a lo largo del año.

Asimismo, se recopiló información relativa al emplazamiento, incluyendo la localización de la vivienda, las características de la cubierta y los principales elementos del entorno que pudieran afectar al rendimiento de la instalación. Los datos de recurso solar de la zona se obtuvieron posteriormente mediante PVsyst, permitiendo incorporar al estudio las condiciones meteorológicas y de irradiación propias del emplazamiento.

Por último, las dimensiones principales de la cubierta fueron obtenidas mediante observación y medición directa. En aquellos casos en los que no se disponía de alguna medida concreta, se recurrió al análisis de planos e imágenes aéreas, utilizando referencias de escala conocidas para estimar las dimensiones necesarias.

4.3.2 DIMENSIONAMIENTO Y DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

Una vez recopilada toda la información necesaria acerca del emplazamiento, la superficie disponible y las características energéticas de la vivienda, se procede al diseño de la instalación solar fotovoltaica. En esta fase se realiza el dimensionamiento de la instalación, definiendo la potencia necesaria y la disposición de los módulos fotovoltaicos en función de las características del emplazamiento y de los objetivos establecidos.

Asimismo, se seleccionan los diferentes equipos que formarán parte de la instalación, incluyendo los módulos fotovoltaicos, el inversor y, cuando resulte necesario, el sistema de almacenamiento mediante baterías. Esta selección se realiza buscando el mejor equilibrio entre rendimiento de la instalación, fiabilidad y rentabilidad económica.

Finalmente, se define la configuración eléctrica del sistema, estableciendo la distribución de los módulos y su conexión al inversor conforme a las especificaciones técnicas de los fabricantes. Del mismo modo, el diseño de la instalación incorpora los elementos de protección, medida y conexión exigidos tanto por la normativa vigente como por las condiciones técnicas particulares de la empresa distribuidora, garantizando el cumplimiento de los requisitos necesarios para su conexión a la red eléctrica.

4.3.3 SIMULACIÓN ENERGÉTICA

Una vez definida la configuración de la instalación, se procede a la simulación de su comportamiento energético mediante el software especializado PVsyst. Para ello, se introducen las características del emplazamiento, la configuración de los equipos seleccionados y los parámetros de funcionamiento de la instalación, obteniendo una representación del comportamiento esperado durante un año completo de operación.

Las simulaciones permiten estimar la producción fotovoltaica, el grado de autoconsumo, la energía intercambiada con la red y las pérdidas asociadas a la instalación. Asimismo, facilitan la comparación entre las diferentes configuraciones consideradas en el proyecto,

permitiendo evaluar la influencia de la gestión de los excedentes y de las distintas capacidades de almacenamiento sobre el comportamiento energético de la instalación.

4.3.4 EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Una vez obtenidos los resultados de las simulaciones mediante PVsyst, se dispone de información detallada sobre la producción fotovoltaica, los excedentes energéticos, la energía intercambiada con la red y la potencia disponible para cada intervalo horario a lo largo del año. Posteriormente, estos resultados se exportan a hojas de cálculo, donde se procesan y analizan para cada una de las configuraciones estudiadas.

A partir de esta información, y utilizando los precios horarios de la energía correspondientes al periodo de estudio, se determinan los costes de adquisición de energía, los ingresos derivados de la gestión de los excedentes y el ahorro económico asociado a cada alternativa. Finalmente, se realiza un análisis de viabilidad económica mediante indicadores como el periodo de recuperación de la inversión, el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), permitiendo comparar las distintas configuraciones y seleccionar la solución que ofrece el mejor equilibrio entre rendimiento energético y rentabilidad económica.

Capítulo 5. DESARROLLO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Tras establecer ciertos fundamentos teóricos y la metodología de trabajo, se procede a desarrollar el modelo de instalación solar fotovoltaica propuesto para este proyecto. Para ello, se parte de una gran cantidad de información detallada, acerca del emplazamiento y el perfil de consumo eléctrico entre otros datos, identificando los principales condicionantes que influyen en el diseño de la instalación.

En este capítulo, además, se realizará el dimensionamiento y la selección de los equipos más adecuados para dicho proyecto, eligiendo la mejor configuración entre todas las propuestas con el fin de cumplir los criterios técnicos y económicos. Finalmente, el sistema desarrollado se implementa mediante el programa PVsyst, estableciendo las distintas configuraciones que serán evaluadas posteriormente en el análisis de resultados.

5.1 CARACTERIZACIÓN DE LA VIVIENDA OBJETO DE ESTUDIO

El diseño de una instalación solar fotovoltaica requiere un conocimiento previo de las características de la vivienda objeto de estudio y de los factores que condicionan su funcionamiento. Aspectos como la localización del emplazamiento, las características de la cubierta, el perfil de consumo eléctrico o la presencia de sombras influyen directamente tanto en el dimensionamiento de la instalación como en su rendimiento energético.

En este apartado se analizan dichos condicionantes, estableciendo la base sobre la que posteriormente se desarrollará el diseño de la instalación fotovoltaica.

5.1.1 DESCRIPCIÓN DE LA VIVIENDA Y EL EMPLAZAMIENTO

El presente proyecto se desarrolla sobre una vivienda unifamiliar ubicada en el municipio de Villalba de los Alcores, en la provincia de Valladolid. Se trata de una vivienda conectada a la red eléctrica mediante un contrato de suministro en baja tensión. El emplazamiento presenta la particularidad de disponer de un centro de transformación de titularidad privada, propiedad del titular de la instalación, desde el cual se alimentan las diferentes instalaciones existentes en la finca y se suministra energía eléctrica a la vivienda. Esta configuración condiciona determinados aspectos del diseño de la instalación fotovoltaica, especialmente en lo relativo a la conexión eléctrica, los equipos de medida y las protecciones exigidas por la normativa vigente y por las condiciones técnicas de la empresa distribuidora.

Al tratarse de una vivienda de uso familiar, se dispone de información detallada que facilita el desarrollo del proyecto. En concreto, se dispone de información relativa a las características de la vivienda y de la instalación eléctrica existente, así como del perfil horario de consumo correspondiente a un año completo. Asimismo, determinadas dimensiones necesarias para el estudio han podido obtenerse mediante mediciones directas realizadas sobre el propio emplazamiento, incrementando la precisión del análisis.

Como se ha comentado al inicio de este proyecto, España presenta unas condiciones especialmente favorables para el aprovechamiento de la energía solar debido a su ubicación geográfica. En particular, la provincia de Valladolid dispone de un elevado recurso solar, lo que permite obtener una producción fotovoltaica significativa y favorece la viabilidad energética y económica de este tipo de instalaciones a lo largo del año.

La cubierta de la vivienda presenta unas características favorables para la implantación de una instalación solar fotovoltaica, disponiendo de una superficie útil suficiente para albergar los módulos previstos. No obstante, resulta necesario analizar con mayor detalle aspectos como sus dimensiones, orientación e inclinación, así como la posible influencia de los elementos del entorno sobre el sombreado de la instalación, ya que todos ellos condicionan el diseño y el rendimiento energético del sistema.

En los apartados siguientes se analizan con mayor detalle las características de la cubierta, el perfil de consumo eléctrico de la vivienda y el estudio de sombras, aspectos que servirán de base para el posterior diseño y dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.

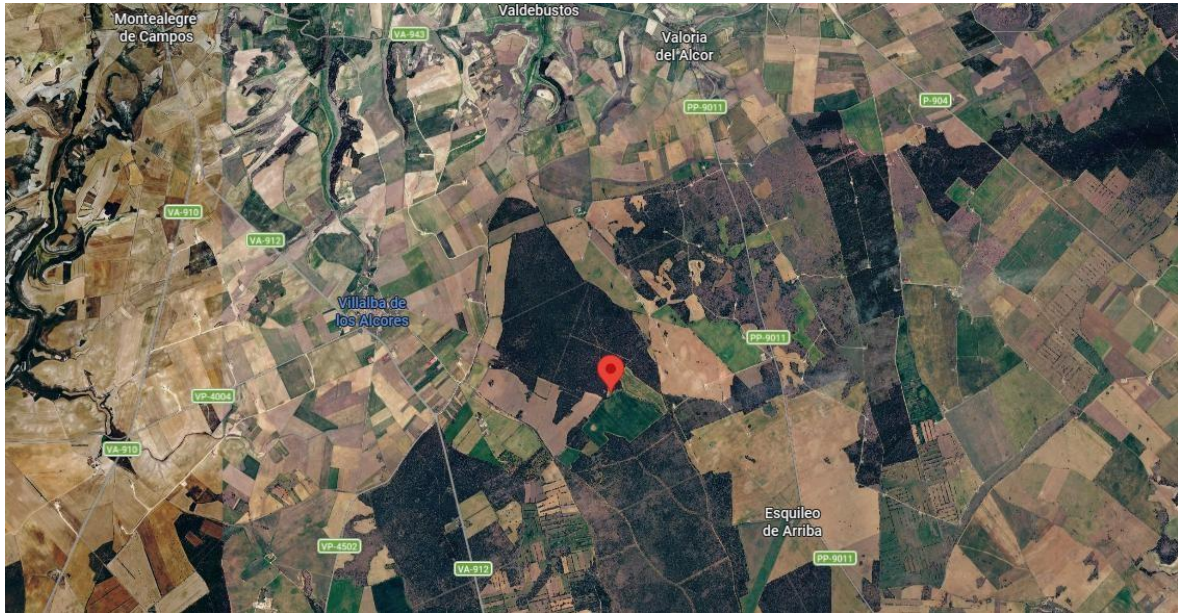


Figura 5.1.1.1 Localización de la vivienda objeto de estudio en Villalba de los Alcores (Valladolid)

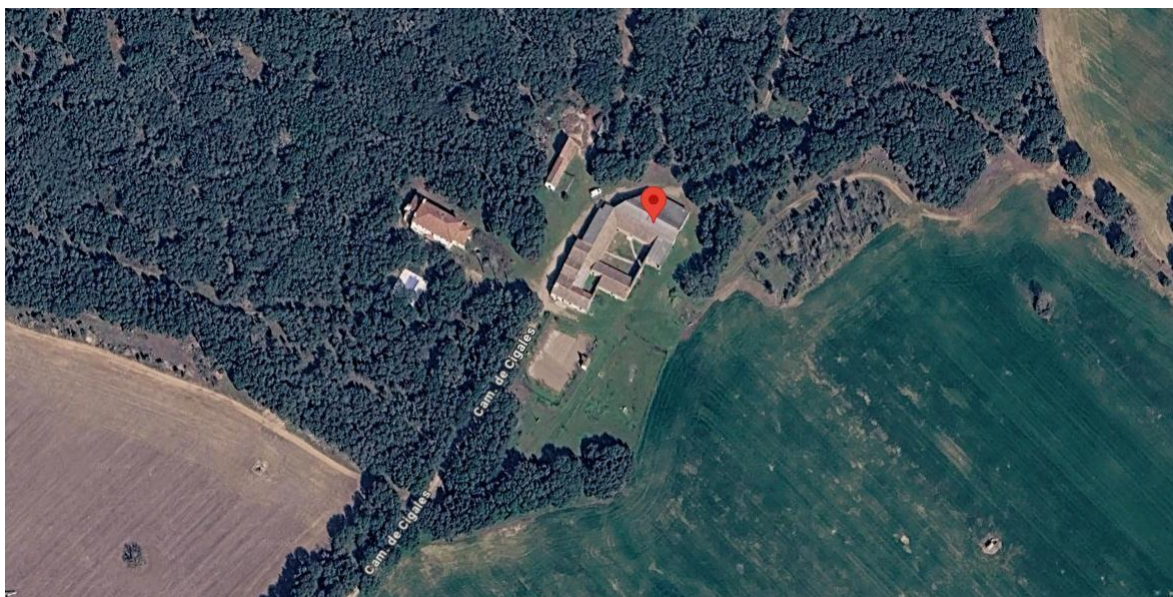


Figura 5.1.1.2 Localización detallada de la vivienda objeto de estudio en Villalba de los Alcores (Valladolid)

5.1.2 CARACTERÍSTICAS DE LA CUBIERTA

La instalación solar fotovoltaica se proyecta sobre la cubierta señalada mediante la chincheta roja en las imágenes anteriores. El análisis de esta superficie constituye una etapa fundamental del proyecto, ya que sus características geométricas condicionan el dimensionamiento de la instalación, la disposición de los módulos fotovoltaicos y, en consecuencia, el rendimiento energético del sistema.

La cubierta presenta unas dimensiones de 26,5 m de longitud y 6,0 m de ancho, proporcionando una superficie útil suficiente para albergar la instalación fotovoltaica prevista. Tras el estudio realizado con el programa PVsyst, se ha comprobado que el espacio no constituye una limitación para el diseño, permitiendo instalar el número de módulos necesario para satisfacer los objetivos energéticos establecidos.

En cuanto a la inclinación, la cubierta presenta un ángulo aproximado de 21°. Aunque la inclinación óptima para instalaciones fotovoltaicas fijas en la provincia de Valladolid se sitúa en torno a 30°, la diferencia existente es reducida, permitiendo obtener un elevado aprovechamiento de la radiación solar incidente. Como consecuencia, no resulta necesario recurrir a estructuras adicionales para modificar la inclinación de los módulos, lo que simplifica la instalación y reduce tanto su coste como su complejidad constructiva.

Por otra parte, la orientación de la cubierta tampoco coincide exactamente con la dirección sur, considerada la más favorable para maximizar la captación de radiación solar en instalaciones fotovoltaicas situadas en el hemisferio norte. La cubierta presenta un determinado azimuth, es decir, un cierto desvío respecto al sur geográfico, lo que provoca una ligera disminución de la energía generada en comparación con una instalación orientada de forma óptima. No obstante, dicho desvío es reducido y, de acuerdo con las simulaciones

realizadas mediante PVsyst, su influencia sobre la producción energética anual resulta limitada, por lo que no se considera necesario modificar la orientación de los módulos mediante estructuras específicas.

Asimismo, la disposición de los módulos directamente sobre la cubierta existente evita la aparición de sombras entre filas de paneles, un fenómeno habitual cuando es necesario incrementar la inclinación mediante estructuras de soporte. No obstante, la presencia de dos árboles próximos a la vivienda hace necesario analizar la influencia del sombreado exterior sobre la producción energética de la instalación, aspecto que se estudiará con detalle en apartados posteriores.

5.1.3 ANÁLISIS DEL PERFIL DE CONSUMO ELÉCTRICO

Un aspecto clave para realizar el diseño de la instalación consiste en conocer las necesidades energéticas de dicha vivienda. Además de la energía consumida a lo largo del año, resulta fundamental conocer cómo se distribuye dicha demanda en cada franja horaria, ya que el grado de coincidencia de la generación y el consumo energético condiciona directamente el autoconsumo, la energía excedentaria, y en consecuencia, la rentabilidad de la instalación.

Para el presente proyecto, se disponen de los datos horarios de consumo correspondientes al año 2025, proporcionados por la compañía distribuidora. Durante el periodo analizado, la vivienda presenta un consumo anual de 9580 kWh, valor que servirá como referencia para determinar la potencia fotovoltaica más adecuada y evaluar el grado de cobertura energética que puede alcanzar la instalación.

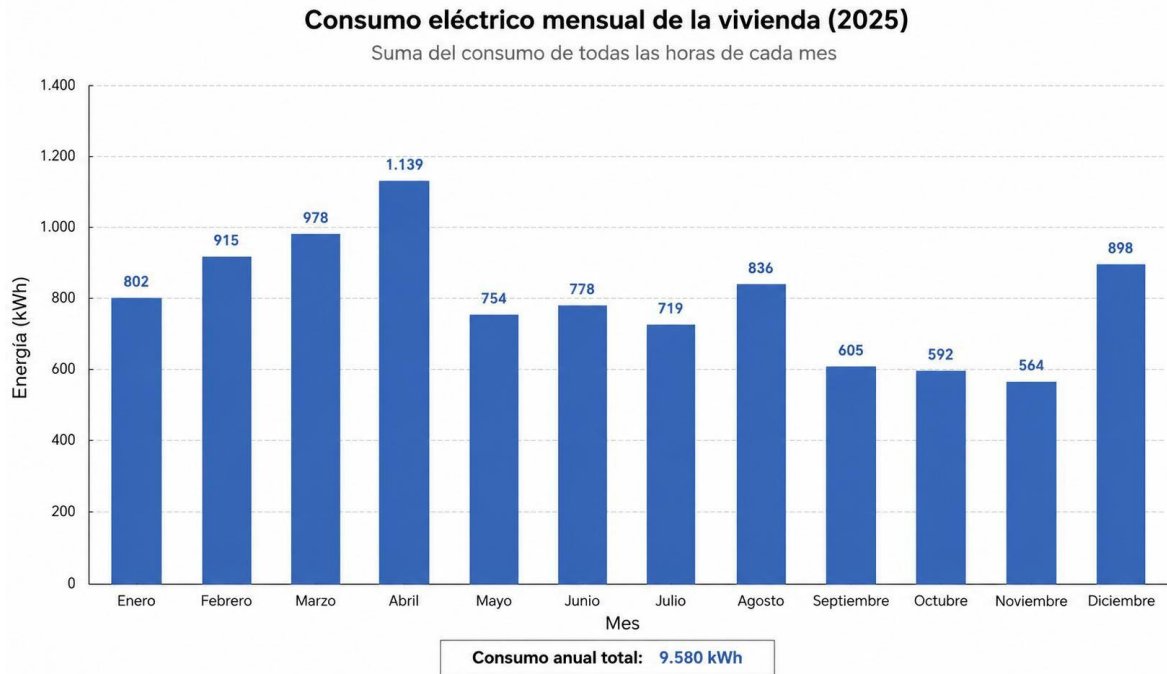


Figura 5.1.3.1 Consumo eléctrico mensual de la vivienda durante el año 2025.

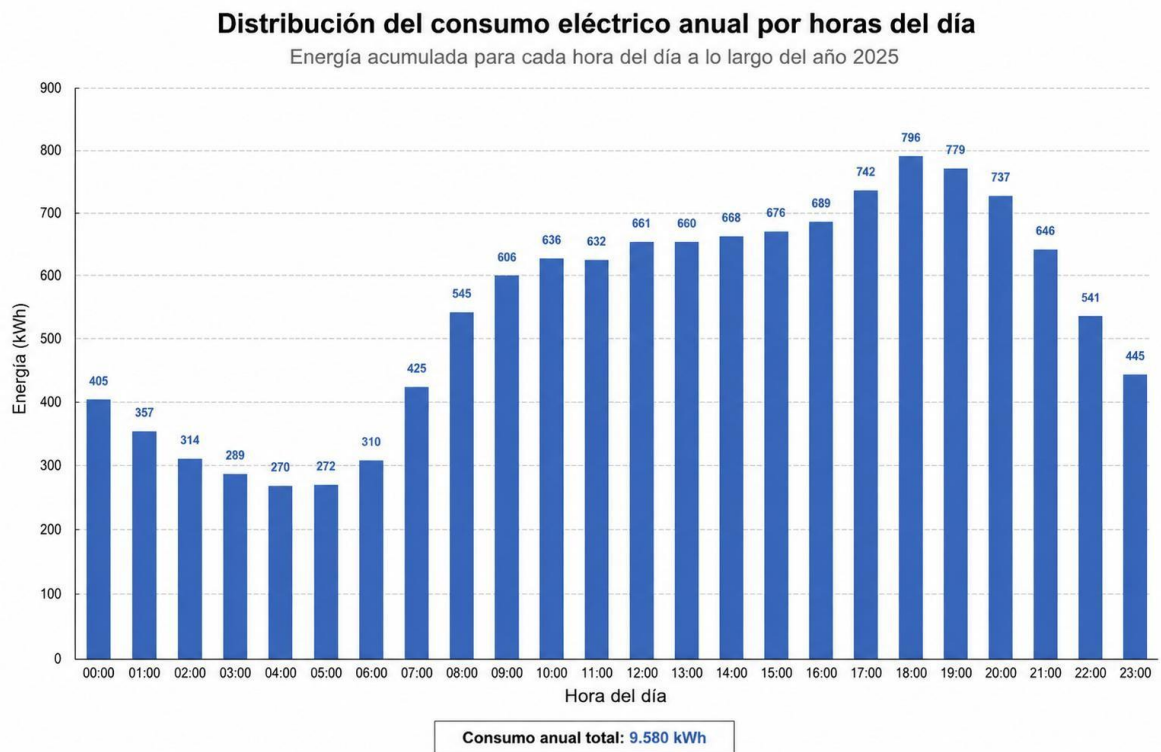


Figura 5.1.3.2 Perfil horario del consumo eléctrico anual de la vivienda durante el año 2025.

Con el fin de analizar el grado de coincidencia entre la demanda eléctrica de la vivienda y la producción fotovoltaica esperada, resulta de interés comparar ambos perfiles horarios. Este análisis permite identificar los periodos en los que la energía generada puede ser consumida de forma instantánea y aquellos en los que se producirán excedentes o será necesario recurrir al suministro de la red eléctrica. Como se desprenderá del cálculo y dimensionamiento de la instalación realizado en los apartados posteriores, esta comparación constituye un aspecto clave para evaluar la conveniencia de incorporar sistemas de almacenamiento mediante baterías, ya que permite estimar el potencial de incremento del autoconsumo y de la autosuficiencia energética

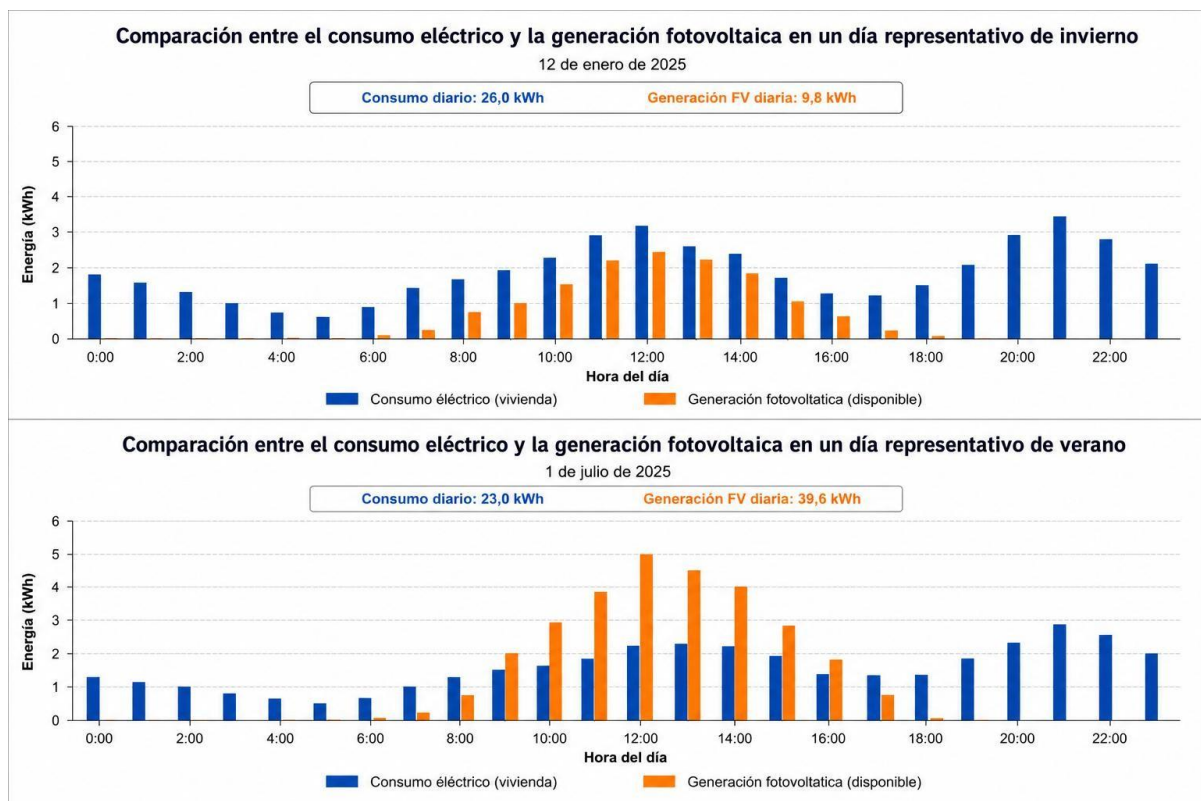


Figura 5.1.3.3 Análisis consumo día de verano y día de invierno

5.1.4 ESTUDIO DE SOMBRAS

La presencia de obstáculos cerca de una instalación solar fotovoltaica, puede generar sombras que reduzcan el rendimiento de los módulos fotovoltaicos durante determinadas

horas del día. Aunque la cubierta a estudiar presenta condiciones favorables en cuanto a la presencia de sombras a causa de otros módulos, hay objetos en las proximidades que merecen ser tenidos en cuenta, puesto que incluso sombreados parciales pueden afectar al rendimiento global de la instalación.

Tras el estudio realizado sobre el emplazamiento, se comprobó que los únicos elementos que generaban sombras sobre la cubierta eran dos árboles situados en las inmediaciones de la vivienda. El resto de elementos y construcciones no presentan una influencia apreciable debido a su distancia, orientación o altura.

Con el objetivo de evaluar con precisión el efecto del sombreado, se ha realizado un estudio geométrico del entorno. Para ello, se determinaron las dimensiones de los árboles, su posición respecto a la cubierta y la geometría de sus copas, empleando mediciones directas sobre terreno y planos a escala cuando ha sido necesario. Posteriormente, toda esta información ha sido incorporada al modelo desarrollado en PVsyst, permitiendo simular el comportamiento de las sombras sobre la instalación a lo largo del año.

Este análisis ha permitido disponer de un modelo representativo del entorno real de la vivienda, que será utilizado en las simulaciones energéticas realizadas posteriormente. La evaluación cuantitativa de las pérdidas ocasionadas por el sombreado se presenta en el capítulo dedicado al análisis de resultados.

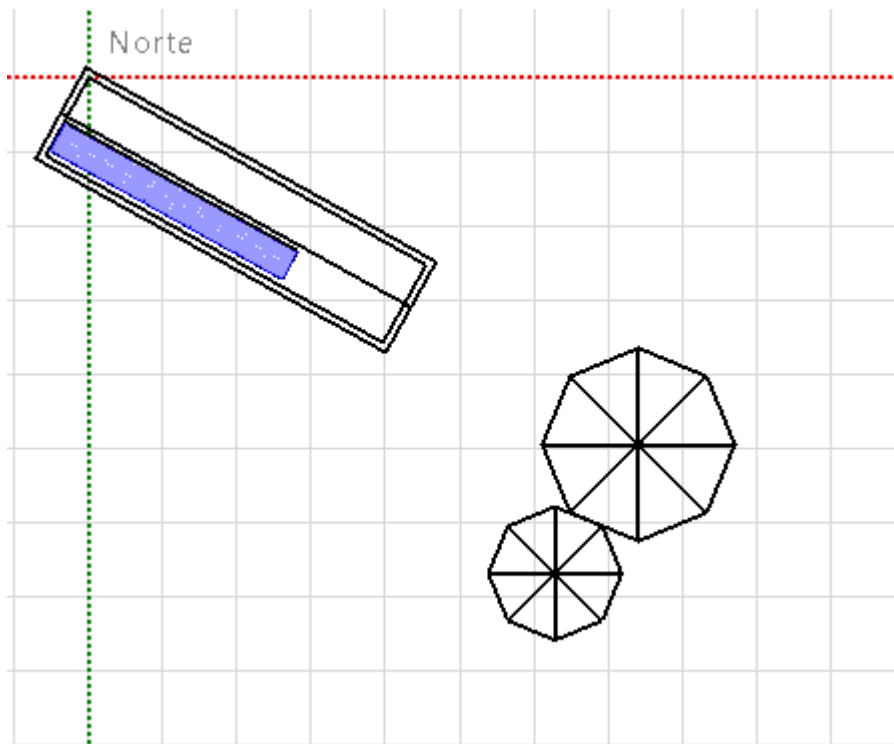


Figura 5.1.4.1 Vista en planta elementos generadores de sombra

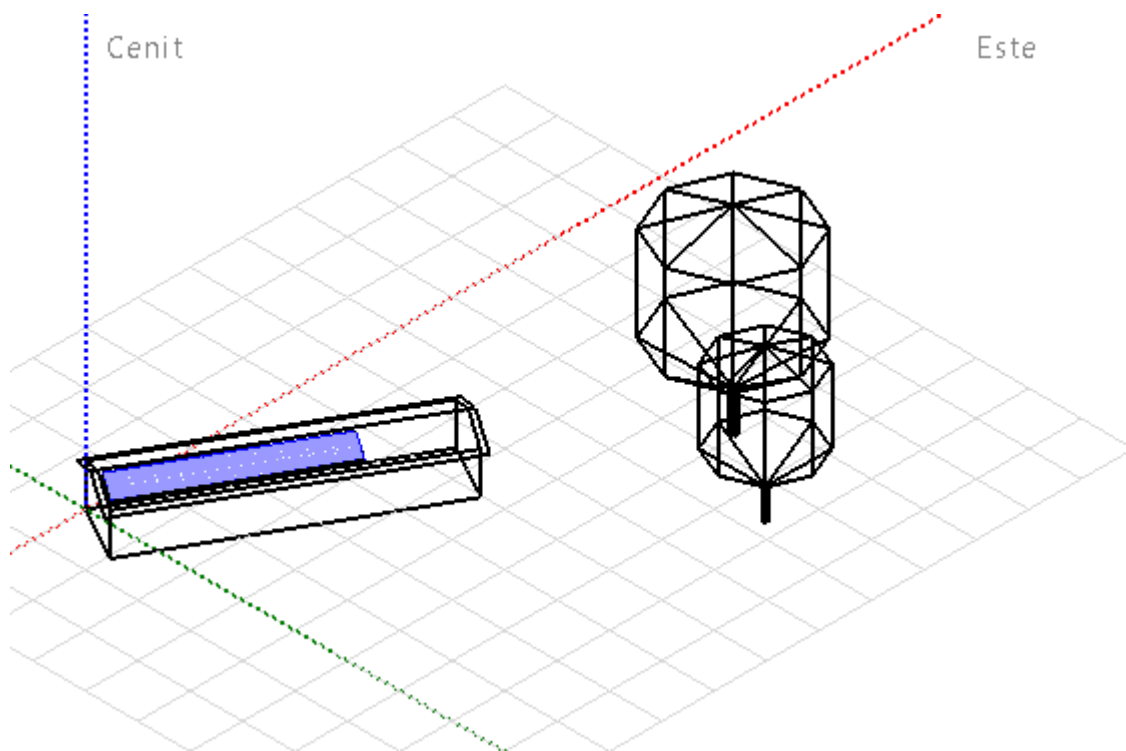


Figura 5.1.4.2 Vista elementos generadores de sombra y módulos fotovoltaicos



Figura 5.1.4.3 Vista superficie instalación módulos fotovoltaicos



Figura 5.1.4.4 Vista aérea superficie instalación módulos fotovoltaicos

5.2 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Una vez analizadas las características de la vivienda objeto de estudio y los condicionantes que afectan a la instalación, se procede al diseño del sistema solar fotovoltaico. En esta fase se definen las principales características de la instalación, seleccionando los equipos más adecuados y estableciendo la configuración que mejor se adapta a las necesidades energéticas de la vivienda.

El diseño se realiza atendiendo a criterios técnicos, energéticos y económicos, buscando maximizar el aprovechamiento de la energía solar disponible y garantizar un funcionamiento eficiente y fiable de la instalación. En los apartados siguientes se justifica la selección de los diferentes componentes y se describe la configuración adoptada.

5.2.1 CRITERIOS DE DISEÑO

Antes de abordar la selección de los distintos componentes de la instalación, conviene señalar que el presente proyecto evalúa tres alternativas de gestión de la energía generada. La primera corresponde a una instalación fotovoltaica conectada a la red con compensación simplificada de excedentes; la segunda contempla la venta de los excedentes al mercado eléctrico; y la tercera incorpora un sistema de almacenamiento mediante baterías, analizando diferentes capacidades con el fin de determinar la solución técnica y económicamente más adecuada. Todas ellas parten de un mismo diseño base de la instalación fotovoltaica, diferenciándose únicamente en el tratamiento de la energía excedentaria.

El diseño de la instalación se ha realizado atendiendo a las características de la vivienda y a los objetivos definidos previamente, buscando una solución que ofrezca el mejor equilibrio entre rendimiento energético, viabilidad técnica y rentabilidad económica, adaptándose a las necesidades de consumo de la vivienda.

Para ello, se han considerado distintos criterios de diseño, entre los que destacan el aprovechamiento de la superficie disponible en la cubierta, la selección de la potencia instalada, la minimización de las pérdidas por sombreado y la elección de los equipos más

adecuados para la instalación. La configuración finalmente adoptada permite, además, evaluar de forma homogénea las tres alternativas de gestión de la energía planteadas, facilitando una comparación objetiva de los resultados técnicos y económicos obtenidos en cada una de ellas.

En los apartados siguientes se describe el proceso de diseño de la instalación, justificando la selección de los principales componentes y la configuración finalmente adoptada para el presente proyecto.

5.2.2 SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La elección de los módulos fotovoltaicos es una decisión importante, dado que finalmente los módulos van a ser los elementos que capten la radiación y la transformen en energía eléctrica. Entre las características a estudiar de los diferentes módulos están principalmente las dimensiones, la potencia nominal, eficiencia y fiabilidad del fabricante, criterios que han sido tenidos en cuenta para la elección del módulo correspondiente.

La vivienda presenta un consumo anual de 9.580KWh, por lo que resulta conveniente emplear módulos de una potencia lo suficientemente elevada para cubrir este consumo, ocupando una superficie menor a la disponible. En ese sentido, se ha seleccionado el módulo **Jinko Solar Tiger Neo JKM-54HL4R-V 455W**, basado en tecnología monocristalina N-Type TOPCon, por su buena relación entre potencia, eficiencia y superficie ocupada, además de, lógicamente, la fiabilidad que ofrece el fabricante.

Las dimensiones del módulo seleccionado son aproximadamente $1,76 \times 1,13$ m, lo que supone una superficie cercana a los 2 m² por panel. Como se justificará más adelante durante el proceso de dimensionamiento de la instalación, la configuración finalmente adoptada contempla la instalación de 20 módulos fotovoltaicos, distribuidos en dos filas de diez módulos cada una. Esta disposición ocupa una superficie aproximada de 40 m². Dado que la cubierta disponible presenta unas dimensiones de $26,5 \times 6,0$ m, lo que supone una superficie total de aproximadamente 159 m², existe espacio suficiente para albergar la instalación

prevista sin que la disponibilidad de superficie constituya una limitación relevante para el proyecto.

Además de las características técnicas, también se ha valorado la fiabilidad del fabricante. Jinko Solar es uno de los fabricantes con mayor presencia en el mercado fotovoltaico internacional, lo que aporta una mayor seguridad en cuanto a disponibilidad, garantías y comportamiento a largo plazo de los equipos.

Por todo ello, el módulo seleccionado se considera adecuado para el presente proyecto, ya que permite obtener una potencia instalada próxima a las necesidades energéticas de la vivienda, optimizando el aprovechamiento de la superficie disponible y manteniendo una solución técnicamente fiable y eficiente.

Característica	Valor
Fabricante	Jinko Solar
Modelo	Tiger Neo JKM-54HL4R-V
Potencia nominal	455 W
Tecnología	Monocristalina N-Type TOPCon
Número de células	108 (54 × 2) Half-Cell
Eficiencia del módulo	22,77 %
Dimensiones	1.762 × 1.134 × 30 mm
Superficie por módulo	2,00 m ²
Peso	22 kg

Característica	Valor
Tensión en circuito abierto (Voc)	41,55 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	13,98 A
Garantía de producto	25 años
Garantía de producción	30 años

Tabla 5.2.2 Principales características técnicas del módulo fotovoltaico seleccionado.

5.2.3 CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Con la elección del módulo fotovoltaico, se procede a diseñar la instalación teniendo en cuenta las características de la cubierta y limitaciones propias del emplazamiento. El objetivo es obtener una configuración que permita aprovechar al máximo la superficie disponible, garantizando un funcionamiento eficiente.

La distribución de los módulos se ha realizado buscando una ocupación homogénea y respetando las distancias necesarias respecto a los bordes de la misma para garantizar la seguridad de la instalación y facilitar montaje. Asimismo, se ha tenido en cuenta la posibilidad de que los árboles mencionados anteriormente, puedan generar sombras en la cubierta, separando lo máximo posible los módulos de esta zona de la cubierta.

En cuanto a la inclinación natural de la cubierta, permite instalar los módulos directamente sobre la estructura existente, evitando el empleo de estructuras adicionales que añadirían una complejidad extra a la instalación.

Como resultado del proceso de diseño, se obtiene una instalación adaptada a las necesidades de la vivienda y preparada para ser evaluada mediante simulaciones energéticas realizadas en PVsyst, cuyos resultados permitirán analizar el comportamiento de la instalación bajo diferentes escenarios de funcionamiento.

5.2.4 SELECCIÓN DEL INVERSOR

Junto a la elección de los módulos, es importante la elección del inversor, el encargado de convertir la corriente continua generada por los módulos en corriente alterna apta para el consumo de la vivienda. Además, es importante su elección tanto por el rendimiento global obtenido como por la posibilidad de incorporar sistemas de almacenamiento.

Para el presente proyecto se ha seleccionado el **inversor híbrido Growatt**, al tratarse de un equipo compatible con instalaciones de autoconsumo y preparado para la integración de baterías de almacenamiento. Aunque inicialmente la instalación puede operar sin baterías, la elección del inversor híbrido proporciona una mayor flexibilidad.

En cuanto a la potencia nominal elegida, es tal que resulte compatible con la potencia pico instalada de 9,10kWp. Asimismo, el equipo dispone de varios seguidores del punto de máxima potencia (MPPT), permitiendo optimizar la producción de los módulos y adaptarse adecuadamente a la configuración eléctrica de la instalación.

Además de las características técnicas, se ha tenido en cuenta al igual que en los módulos, la fiabilidad del fabricante, disponibilidad de asistencia y amplia implantación de este tipo de equipos. El cumplimiento de dichas características convierte al inversor en una solución adecuada para el proyecto, proporcionando un funcionamiento eficiente y ofreciendo la posibilidad de ampliar la instalación mediante la incorporación de baterías.

Característica	Valor
Fabricante	Growatt
Modelo	MOD 10KTL3-XH
Tipo de inversor	Híbrido trifásico
Potencia nominal AC	10 kW

Característica	Valor
Potencia máxima FV admisible	15 kWp
Número de seguidores MPPT	2
Número máximo de strings por MPPT	2
Rendimiento máximo	98,6 %
Tensión máxima de entrada	1.100 V
Compatible con baterías	Sí
Grado de protección	IP65

Tabla 5.2.4 Principales características técnicas del inversor seleccionado.

5.2.5 DISEÑO ELÉCTRICO DE LA INSTALACIÓN

Una vez seleccionados los principales equipos que conforman la instalación fotovoltaica, resulta necesario definir la configuración eléctrica del sistema, garantizando su correcta integración con la instalación existente y el cumplimiento de la normativa aplicable.

La vivienda objeto de estudio dispone de un suministro eléctrico en baja tensión, alimentado desde un centro de transformación de titularidad privada existente en la propia finca. Esta configuración condiciona determinados aspectos del diseño eléctrico de la instalación fotovoltaica, especialmente en lo relativo a la conexión con la red, los equipos de medida y los elementos de protección necesarios para garantizar un funcionamiento seguro y conforme a la reglamentación vigente.

La instalación fotovoltaica se ha diseñado para funcionar conectada a la red eléctrica, permitiendo abastecer de forma prioritaria el consumo instantáneo de la vivienda. Cuando la generación fotovoltaica supera la demanda, la energía excedentaria podrá destinarse a

compensación simplificada, a la venta a la red o al almacenamiento mediante baterías, en función del escenario analizado. Por el contrario, cuando la producción fotovoltaica resulte insuficiente para cubrir la demanda, la energía necesaria será suministrada por la red eléctrica o, en los casos en los que exista almacenamiento, por el sistema de baterías.

Desde el punto de vista constructivo, la instalación se estructura en dos circuitos claramente diferenciados. El primero corresponde al circuito de corriente continua (CC), encargado de transportar la energía generada por los módulos fotovoltaicos hasta el inversor. El segundo corresponde al circuito de corriente alterna (CA), que conecta la salida del inversor con la instalación eléctrica de la vivienda y con la red de distribución, permitiendo el intercambio bidireccional de energía.

Asimismo, el diseño incorpora los elementos de protección y maniobra exigidos tanto por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) como por las condiciones técnicas particulares de la empresa distribuidora. Entre ellos se incluyen las protecciones frente a sobreintensidades, cortocircuitos y sobretensiones, los dispositivos de protección diferencial, los elementos de seccionamiento y los equipos de medida necesarios para garantizar la seguridad de las personas, la protección de los equipos y el correcto funcionamiento de la instalación.

La selección de conductores y dispositivos eléctricos se ha realizado siguiendo criterios técnicos habituales de diseño, considerando la intensidad máxima de funcionamiento, la caída de tensión admisible y las características propias de la instalación. No obstante, dado que el objetivo principal del presente trabajo es el estudio energético y económico de la instalación fotovoltaica, no se desarrolla el dimensionamiento detallado de estos elementos, propio de un proyecto de ejecución.

En conjunto, la configuración eléctrica adoptada permite integrar la instalación fotovoltaica con la infraestructura eléctrica existente de la vivienda de forma segura, garantizando la flexibilidad necesaria para evaluar las diferentes alternativas de gestión de la energía consideradas en el presente proyecto.

5.3 IMPLEMENTACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Una vez completado el diseño de la instalación y seleccionados los principales equipos que la componen, resulta conveniente describir de forma general el proceso de implementación de la solución propuesta. En este apartado se exponen las principales fases que sería necesario seguir para llevar a cabo su implantación, desde la preparación del emplazamiento hasta su puesta en servicio y mantenimiento.

5.3.1 CONSIDERACIONES PREVIAS A LA EJECUCIÓN

Una vez finalizado el diseño de la instalación fotovoltaica y seleccionados los principales equipos que la componen, la siguiente fase correspondería a la implementación de la solución propuesta. Aunque el presente trabajo tiene como objetivo principal el estudio técnico y económico de la instalación, resulta conveniente describir las principales fases necesarias para su correcta ejecución.

En primer lugar, sería necesario comprobar el estado de conservación de la cubierta, verificando que presenta la resistencia mecánica suficiente para soportar las cargas adicionales derivadas de la estructura de soporte, los módulos fotovoltaicos y las acciones ambientales previstas durante la vida útil de la instalación. Asimismo, se realizaría la comprobación de la posición de los módulos, verificando las distancias de seguridad y confirmando que la distribución diseñada se adapta correctamente a las dimensiones reales de la cubierta.

También sería necesario revisar la instalación eléctrica existente, comprobando la capacidad del cuadro eléctrico, el punto de conexión previsto y la compatibilidad con los equipos seleccionados.

5.3.2 CONSIDERACIONES PREVIAS A LA EJECUCIÓN

La implementación de la instalación comenzaría con el montaje de la estructura soporte sobre la cubierta, garantizando una correcta fijación al elemento estructural y respetando las recomendaciones del fabricante.

Posteriormente se procedería a la instalación de los módulos fotovoltaicos, manteniendo la disposición previamente definida durante la fase de diseño. La colocación de los paneles deberá realizarse asegurando una correcta ventilación y evitando esfuerzos que puedan afectar al rendimiento o a la vida útil de los módulos.

Una vez instalados los módulos, se llevaría a cabo el conexionado del circuito de corriente continua (CC), agrupando los paneles en las cadenas definidas durante el dimensionamiento de la instalación y conectándolos posteriormente al inversor fotovoltaico.

Finalmente se instalaría el inversor en una ubicación protegida frente a la exposición directa a la radiación solar y con suficiente ventilación para garantizar un funcionamiento adecuado. En aquellos escenarios que incorporan almacenamiento energético, la batería se instalaría junto al inversor, respetando las recomendaciones del fabricante relativas a ventilación, accesibilidad y condiciones ambientales.

5.3.3 CONEXIONADO Y PUESTA EN SERVICIO

Una vez instalados todos los equipos, se realizaría el conexionado del circuito de corriente alterna (CA), integrando la instalación fotovoltaica con la instalación eléctrica existente de la vivienda.

Durante esta fase se instalarían igualmente los elementos de protección previstos en el diseño eléctrico, incluyendo los dispositivos de protección frente a sobretensiones, sobretensiones, cortocircuitos y contactos indirectos, así como los elementos de maniobra y seccionamiento exigidos por la normativa vigente y por las condiciones técnicas particulares de la empresa distribuidora.

Concluida la instalación eléctrica, se efectuarían las verificaciones previas a la puesta en servicio, comprobando la continuidad de los conductores, el correcto aislamiento de los circuitos y el funcionamiento del inversor. Posteriormente se configuraría el sistema de monitorización y se verificaría el correcto intercambio de energía entre la instalación fotovoltaica y la red eléctrica.

5.3.4 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Una vez puesta en funcionamiento, la instalación requiere únicamente operaciones de mantenimiento preventivo de carácter periódico, destinadas a garantizar su correcto funcionamiento durante toda su vida útil.

Entre las principales actuaciones destacan la limpieza de los módulos fotovoltaicos cuando la acumulación de suciedad pueda afectar significativamente a su rendimiento, la inspección visual de la estructura soporte y de los elementos de fijación, la revisión de las conexiones eléctricas y la comprobación del correcto funcionamiento del inversor y del sistema de monitorización.

Estas actuaciones permiten detectar de forma temprana posibles incidencias y mantener el rendimiento energético de la instalación próximo a los valores previstos durante la fase de diseño.

Capítulo 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez completado el diseño de la instalación solar fotovoltaica y definidas las diferentes alternativas de gestión de la energía, se procede al análisis de resultados obtenidos a través de las simulaciones realizadas con el programa PVsyst y el modelo económico desarrollado en Microsoft Excel. Esta fase del proyecto permite evaluar el comportamiento energético de la instalación y cuantificar el impacto técnico y económico de las distintas soluciones planteadas.

En primer lugar, se presentan los resultados generales de la instalación solar fotovoltaica diseñadas, analizando la energía generada y los principales parámetros de funcionamiento. Posteriormente, se analizan de forma individual tres alternativas diferentes: la compensación simplificada de excedentes, la venta de la energía excedentaria y la incorporación de un sistema de almacenamiento mediante baterías. Finalmente, se realiza una comparación conjunta de las diferentes soluciones, identificando la mejor alternativa en cuanto a términos de rendimiento energético, ahorro económico y viabilidad de la inversión, acorde a las características y necesidades de la vivienda objeto de estudio.

6.1 RESULTADOS ENERGÉTICOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Antes de analizar las distintas alternativas de gestión de la energía consideradas en el presente trabajo, resulta necesario evaluar el comportamiento energético de la instalación fotovoltaica diseñada. Para ello, se estudian los principales resultados obtenidos mediante las simulaciones realizadas con el programa PVsyst, herramienta que permite estimar la producción energética de la instalación a partir de las características del emplazamiento, la configuración del sistema y las condiciones meteorológicas consideradas.

En este apartado se presentan los principales indicadores energéticos de la instalación, así como la distribución temporal de la producción y las pérdidas asociadas a su funcionamiento. Este análisis constituye la base sobre la que posteriormente se compararán las diferentes alternativas de gestión de la energía generada, permitiendo valorar su influencia sobre el grado de autoconsumo, el aprovechamiento de los excedentes y la rentabilidad económica de la instalación.

6.1.1 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL

El primer aspecto que debe evaluarse una vez completado el diseño de la instalación es su capacidad de generación energética. Para ello, se han realizado las correspondientes simulaciones mediante el programa PVsyst, que permiten estimar el comportamiento de la instalación a lo largo de un año completo considerando las condiciones meteorológicas del emplazamiento, las características de los equipos seleccionados y la configuración adoptada durante la fase de diseño.

El análisis de estos resultados permite comprobar si la instalación ha sido correctamente dimensionada para las necesidades energéticas de la vivienda, así como evaluar su rendimiento desde el punto de vista técnico. Entre los principales indicadores a evaluar dentro de instalaciones solares fotovoltaicas, se encuentran la producción anual de energía, producción específica y el “Performance Ratio”. Estos parámetros permiten valorar la capacidad de generación del sistema y comparar su comportamiento con el de otras instalaciones similares, independientemente de la estrategia de gestión de la energía que posteriormente se adopte.

La producción anual representa la energía eléctrica total que la instalación es capaz de generar a lo largo de un año de funcionamiento y constituye el principal indicador de su capacidad de generación. No obstante, para evaluar de forma objetiva el rendimiento de diferentes instalaciones resulta más adecuado utilizar la producción específica, expresada en kWh/kWp·año, que relaciona la energía generada con la potencia pico instalada. De este

modo, es posible comparar instalaciones de distinta potencia eliminando el efecto del tamaño del sistema.

Por su parte, el Performance Ratio (PR) constituye uno de los indicadores de calidad más utilizados en instalaciones fotovoltaicas. Este parámetro relaciona la energía realmente producida con la que teóricamente podría obtenerse en condiciones ideales, teniendo en cuenta las pérdidas asociadas a la temperatura de funcionamiento de los módulos, el inversor, el cableado, el sombreado y el resto de los componentes de la instalación. En consecuencia, el PR proporciona una medida global de la eficiencia del sistema y permite valorar si el diseño realizado presenta un comportamiento acorde con los estándares habituales del sector.

Los valores concretos obtenidos para estos indicadores se presentan y analizan una vez seleccionada la alternativa de funcionamiento más adecuada para la vivienda objeto de estudio. De este modo, los resultados energéticos se interpretan sobre la solución finalmente propuesta, manteniendo la coherencia entre el diseño desarrollado y el análisis técnico y económico realizado en los apartados posteriores.

6.1.2 DISTRIBUCIÓN TEMPORAL DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

La producción de una instalación fotovoltaica no permanece constante a lo largo del año, sino que experimenta cambios como consecuencia de los cambios estacionales en la radiación solar disponible, la duración de las horas de luz y las condiciones meteorológicas propias de cada época del año. Por este motivo, es de especial interés analizar la distribución temporal de la energía generada, permitiendo identificar los periodos de mayor y menor producción y evaluar su relación con el perfil de consumo de la vivienda.

Como se puede observar en apartados anteriores, la producción fotovoltaica presenta un comportamiento claramente estacional. Los meses comprendidos entre mayo y agosto concentran los mayores niveles de generación, coincidiendo con una mayor irradiación solar y un mayor número de horas de luz. Por el contrario, durante los meses de invierno la

producción disminuye, debido al decremento de irradiación solar, la reducción de las horas de insolación y la mayor frecuencia de condiciones meteorológicas desfavorables.

No obstante, incluso durante los meses de menor producción, la instalación continúa aportando una cantidad significativa de energía, contribuyendo a reducir la demanda de electricidad procedente de la red durante todo el año. Esta continuidad en la generación constituye una de las principales ventajas de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, ya que permite obtener ahorros energéticos de forma permanente, aunque con diferente intensidad según la época del año.

Desde el punto de vista diario, la producción se concentra en las horas alrededor del mediodía, siguiendo la evolución de la irradiación solar. Como se ha podido apreciar en las figuras correspondientes a los días representativos de invierno y verano, la generación comienza poco después del amanecer, alcanza su valor máximo en torno al mediodía solar y disminuye progresivamente hasta desaparecer al finalizar la tarde. Este comportamiento provoca un desfase temporal respecto al perfil de consumo de la vivienda, cuyos máximos suelen producirse durante las primeras horas de la mañana y, especialmente, durante la tarde y la noche, cuando la producción fotovoltaica es reducida o inexistente.

Este desfase entre generación y demanda pone de manifiesto la importancia de la estrategia de gestión de la energía producida. Mientras que una parte de la electricidad generada puede ser consumida de forma instantánea, otra parte se convierte en energía excedentaria que deberá ser compensada, vendida a la red o almacenada para su utilización posterior. Por este motivo, el análisis de las diferentes alternativas de gestión energética constituye un aspecto fundamental del presente trabajo y será desarrollado en los apartados siguientes.

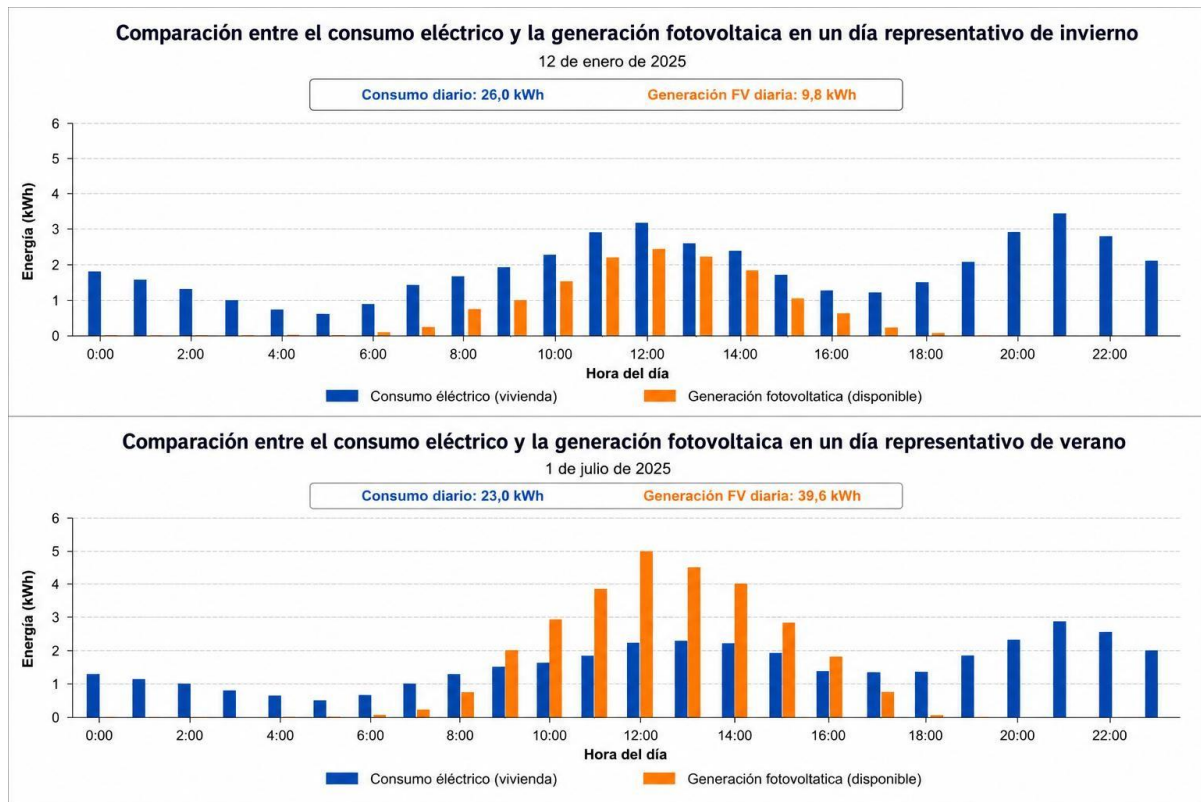


Figura 5.1.3.3 Análisis consumo día de verano y día de invierno

6.1.3 APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA GENERADA

La producción energética obtenida por la instalación fotovoltaica constituye únicamente una parte del análisis necesario para evaluar su comportamiento. Es de alta importancia determinar cómo se aprovecha dicha energía una vez generada, distinguiendo entre la parte que es consumida de forma instantánea por la vivienda y aquella que, al no coincidir temporalmente con la demanda, se convierte en energía excedentaria.

En una instalación fotovoltaica conectada a red, el aprovechamiento de la energía depende en gran medida del grado de coincidencia entre el perfil de generación y el perfil de consumo de la vivienda. Cuando ambos perfiles coinciden temporalmente, la energía generada puede ser consumida de forma directa, reduciendo la cantidad de electricidad demandada a la red. Sin embargo, cuando la producción supera el consumo instantáneo, aparecen excedentes energéticos cuya gestión condiciona el comportamiento global de la instalación.

En el presente trabajo se analizan tres alternativas para gestionar dichos excedentes. La primera contempla la compensación simplificada de la energía vertida a la red, permitiendo reducir el importe de la factura eléctrica. La segunda considera la venta de la energía excedentaria al mercado eléctrico, obteniendo ingresos por la energía exportada. Finalmente, la tercera alternativa incorpora un sistema de almacenamiento mediante baterías, cuyo objetivo es aumentar el grado de autoconsumo desplazando parte de la energía generada durante las horas de mayor producción hacia los periodos en los que la demanda es superior a la generación fotovoltaica.

Cada una de estas alternativas presenta un comportamiento energético y económico diferente, por lo que resulta necesario analizarlas de forma individual antes de realizar una comparación conjunta que permita identificar la solución más adecuada para las características de la vivienda objeto de estudio. Este comportamiento justifica la necesidad de analizar diferentes estrategias de gestión de la energía generada, ya que la forma en la que se aprovechan los excedentes condiciona de manera directa la rentabilidad global de la instalación.

6.2 ANÁLISIS DE LA ALTERNATIVA 1: COMPENSACIÓN SIMPLIFICADA DE EXCEDENTES

La primera alternativa a analizar se centra en la gestión de excedentes a través de una compensación en la factura de la electricidad. La energía generada por los módulos fotovoltaicos se destina principalmente a las necesidades de consumo de la vivienda. Sin embargo, dado que no hay baterías para la acumulación de excedentes y su posterior aprovechamiento, este exceso de energía se entregará a la red obteniendo una compensación económica que se descuenta del término de energía de la factura eléctrica, de acuerdo a la normativa vigente.

Actualmente, esta es la alternativa más utilizada, debido a su simplicidad y sencillez, en instalaciones residenciales de autoconsumo. No obstante, cabe destacar que el

aprovechamiento económico de los excedentes viene limitado, dado que únicamente permite compensar el precio de la energía, siendo la máxima compensación económica aquella que anule los costes de la energía, no permitiendo obtener beneficios extra por dicha energía. Puesto que únicamente se produce un ahorro del precio de la energía, se seguirían pagando los costes fijos de la factura, un detalle importante a destacar.

Una vez descrito el funcionamiento de esta modalidad, se procede al análisis de su comportamiento energético y económico para la vivienda objeto de estudio.

6.2.1 RESULTADOS ENERGÉTICOS

La simulación de la instalación en condiciones de compensación simplificada permite evaluar el comportamiento energético del sistema a lo largo de un año completo. A partir de los resultados obtenidos, se pueden obtener datos claves en el análisis como son la energía captada de la red, de los módulos fotovoltaicos y la energía vertida a la red cuando la producción fotovoltaica supera la demanda.

Los resultados ponen de manifiesto que la instalación es capaz de cubrir una parte significativa de la demanda eléctrica anual mediante generación fotovoltaica. Sin embargo, debido al desfase temporal existente entre el perfil de producción y el perfil de consumo, una fracción de la energía generada no puede ser utilizada de forma instantánea y debe ser inyectada a la red eléctrica en forma de excedentes.

En este escenario, la red eléctrica actúa como respaldo durante los periodos en los que la generación fotovoltaica resulta insuficiente para cubrir la demanda de la vivienda, especialmente durante las horas nocturnas y en determinados periodos de baja irradiación solar. Como consecuencia, el grado de autoconsumo alcanzado depende fundamentalmente del nivel de coincidencia entre la producción solar y el perfil horario de consumo.

Magnitud	Valor	Unidad
Producción anual FV	14.694	kWh

Magnitud	Valor	Unidad
Consumo anual vivienda	9.580	kWh
Energía autoconsumida (solar)	4.383	kWh
Energía comprada a la red	5.197	kWh
Energía vertida a la red	10.311	kWh
Producción específica	1.615	kWh/kWp·año
Performance Ratio (PR)	86,47	%
Fracción solar	45,75	%

Tabla 6.2.1. Balance energético anual de la alternativa con compensación simplificada.

Los resultados reflejan que la instalación genera anualmente 14.694 kWh, una cantidad superior al consumo eléctrico de la vivienda (9.580 kWh). Sin embargo, únicamente 4.383 kWh son consumidos de forma directa, mientras que 10.311 kWh se convierten en excedentes energéticos debido al desfase existente entre la producción fotovoltaica y la demanda eléctrica. Este comportamiento pone de manifiesto la importancia que adquiere la estrategia de gestión de dichos excedentes, aspecto que constituye el eje central del presente estudio.

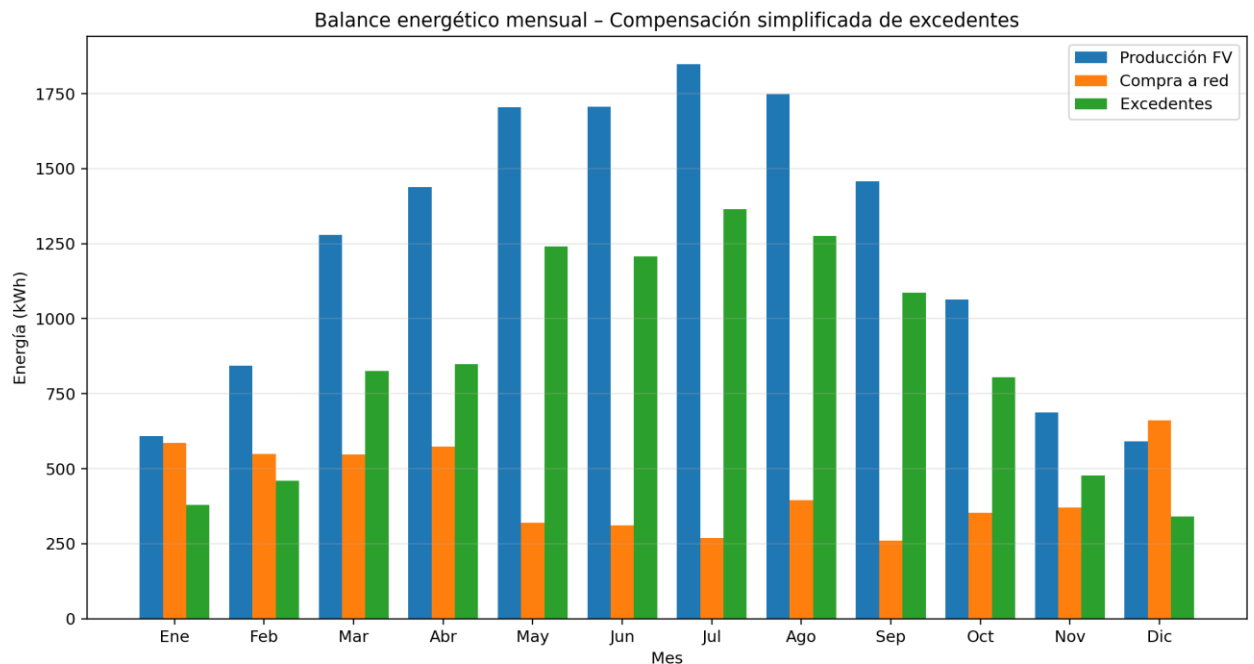


Figura 6.2.1. Balance energético mensual de la instalación fotovoltaica bajo el régimen de compensación simplificada de excedentes

6.2.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez evaluado el comportamiento energético de la instalación, se analiza su repercusión económica considerando el mecanismo de compensación simplificada de excedentes.

Para ello, se ha desarrollado un modelo de cálculo en Microsoft Excel basado en los resultados horarios obtenidos mediante PVsyst. En dicho modelo se calcula, para cada intervalo horario, el coste de la energía adquirida de la red eléctrica utilizando una estructura tarifaria simplificada basada en dos periodos de facturación. Se considera un precio de **0,145 €/kWh** para los periodos P1–P5 y un precio reducido de **0,056 €/kWh** para el periodo P6, correspondiente a las horas valle (00:00–08:00), así como a sábados, domingos y festivos nacionales. Asimismo, la energía excedentaria vertida a la red se valora mediante un precio fijo de **0,06 €/kWh**, representativo de las condiciones habituales de la modalidad de compensación simplificada de excedentes.

Posteriormente, los resultados horarios se agregan mensualmente con el fin de reproducir el funcionamiento real de la facturación eléctrica. Conforme a la normativa aplicable, la compensación de excedentes únicamente puede reducir el coste asociado al término de energía consumida, sin que pueda generar un saldo económico positivo durante el periodo de facturación. Como consecuencia, en aquellos meses en los que el valor económico de los excedentes supera el coste de la energía adquirida, la compensación queda limitada al importe de dicho término de energía.

A partir de este procedimiento se obtiene el coste anual de suministro eléctrico bajo la modalidad de compensación simplificada, así como el ahorro económico generado respecto a la situación inicial sin instalación fotovoltaica.

Mes	Compensación (€)	Gastos de compra (€)	Gastos – ingresos (€)
Enero	22,78	54,67	31,89
Febrero	27,62	51,70	24,08
Marzo	49,53	51,99	2,46
Abril	50,87	53,40	2,53
Mayo	74,40	27,87	0
Junio	72,51	26,89	0
Julio	81,90	22,62	0
Agosto	76,60	36,95	0
Septiembre	65,20	22,86	0

Mes	Compensación (€)	Gastos de compra (€)	Gastos – ingresos (€)
Octubre	48,27	32,87	0
Noviembre	28,71	33,13	4,42
Diciembre	20,47	64,85	44,38

Tabla 6.2.2 Coste mensual de la energía bajo compensación simplificada

Como puede observarse en la Tabla 6.2.2, durante los meses de mayor irradiación solar la compensación económica alcanza valores superiores al coste mensual de la energía adquirida de la red. No obstante, debido a la limitación propia del mecanismo de compensación simplificada, el importe de la compensación no puede superar el coste del término de energía de la factura, por lo que el exceso de valor económico de los excedentes generados durante dichos meses no llega a aprovecharse. En los meses de menor producción fotovoltaica, especialmente durante el invierno, la compensación disminuye considerablemente y resulta necesario recurrir en mayor medida al suministro eléctrico procedente de la red.

Coste mensual de compra y compensación por excedentes

...

Comparación entre el coste mensual de la energía adquirida de la red y la compensación económica obtenida por los excedentes fotovoltaicos.

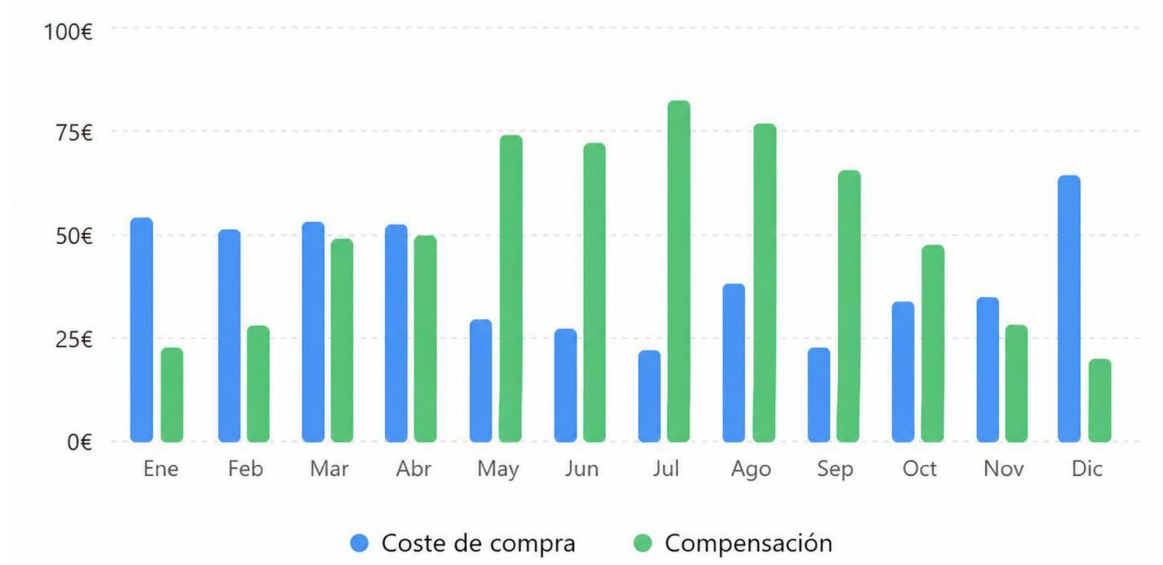


Figura 6.2.2 Coste mensual de compra y compensación teórica por excedentes

6.2.3 VALORACIÓN DE LA ALTERNATIVA

Los resultados obtenidos ponen de manifiesto que la compensación simplificada constituye una alternativa técnicamente sencilla y económicamente muy competitiva para instalaciones residenciales de autoconsumo. La ausencia de sistemas de almacenamiento reduce la inversión inicial y simplifica tanto la instalación como las tareas de operación y mantenimiento.

Los resultados mensuales muestran que durante varios meses del año la compensación permite eliminar completamente el coste del término de energía de la factura eléctrica. Sin embargo, la principal limitación de esta modalidad radica en que el valor económico de los excedentes nunca puede superar el importe de la energía adquirida durante el periodo de

facturación, de modo que parte de la energía generada en los meses de mayor producción pierde valor económico.

En consecuencia, aunque esta alternativa consigue una reducción muy significativa del coste anual del suministro eléctrico, sigue existiendo margen de mejora mediante soluciones que permitan aumentar el autoconsumo o aprovechar económicamente la totalidad de la energía excedentaria.

6.3 ANÁLISIS DE LA ALTERNATIVA 2: VENTA DE ENERGÍA EXCEDENTARIA

La segunda alternativa analizada consiste en la venta de la energía excedentaria generada por la instalación fotovoltaica. A diferencia del mecanismo de compensación simplificada, en esta modalidad toda la energía vertida a la red genera un ingreso económico, sin existir la limitación de que dicho ingreso no pueda superar el coste de la energía adquirida durante el mismo periodo de facturación.

No obstante, esta alternativa implica una mayor complejidad administrativa y contractual, al requerir la formalización de los contratos necesarios para la venta de energía, así como la gestión de los trámites asociados. En el presente estudio, tanto la energía adquirida de la red como la energía vendida se han valorado utilizando la misma estructura tarifaria simplificada considerada en el resto del análisis económico, de modo que la diferencia entre ambas alternativas reside exclusivamente en la posibilidad de obtener ingresos por la totalidad de la energía excedentaria.

Desde el punto de vista energético, el funcionamiento de la instalación permanece inalterado respecto a la alternativa anterior, ya que la producción fotovoltaica, el consumo de la vivienda y la energía intercambiada con la red no experimentan modificaciones. La diferencia entre ambas alternativas reside exclusivamente en la valoración económica de la energía excedentaria, aspecto que será analizado a continuación.

6.3.1 RESULTADOS ENERGÉTICOS

En términos energéticos, los resultados obtenidos para esta alternativa son idénticos a los presentados en el apartado anterior. La producción anual de la instalación, la energía autoconsumida, la energía importada desde la red y la energía exportada permanecen invariables, puesto que la configuración física de la instalación y el perfil de consumo de la vivienda no sufren modificaciones. En esta alternativa la diferencia radica en la forma de gestionar los excedentes, pero la energía captada y vertida a la red no presenta ninguna diferencia.

En consecuencia, no resulta necesario reproducir nuevamente el balance energético anual ni las gráficas de producción presentadas en el apartado 6.2.1, ya que los parámetros energéticos son exactamente los mismos. El análisis de esta alternativa se centra, por tanto, en las diferencias derivadas de la forma de gestionar económicamente la energía excedentaria.

6.3.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez analizado el comportamiento energético de la instalación, se evalúa su repercusión económica considerando la modalidad de venta de energía excedentaria a la red.

Para ello, se ha desarrollado un modelo de cálculo en Microsoft Excel basado en los resultados horarios obtenidos mediante PVsyst. En dicho modelo se calcula, para cada intervalo horario, el coste de la energía adquirida de la red eléctrica utilizando una estructura tarifaria simplificada basada en dos periodos de facturación. Se considera un precio de 0,145 €/kWh para los periodos P1–P5 y un precio reducido de 0,056 €/kWh para el periodo P6, correspondiente a las horas valle (00:00–08:00), así como a sábados, domingos y festivos nacionales. Del mismo modo, la energía excedentaria vertida a la red se valora utilizando esta misma estructura tarifaria, de forma que los ingresos obtenidos dependen de la energía exportada en cada periodo tarifario.

A diferencia del mecanismo de compensación simplificada, en esta modalidad la totalidad de la energía excedentaria vertida a la red genera un ingreso económico, sin que exista ninguna limitación asociada al coste de la energía consumida durante el mismo periodo de facturación. Como consecuencia, los ingresos obtenidos por la venta de excedentes pueden superar el coste mensual de la energía adquirida de la red, dando lugar a un balance económico favorable en determinados meses del año.

Posteriormente, los resultados horarios se agregan mensualmente con el fin de obtener los ingresos por venta de energía, los costes derivados de la compra de electricidad y el coste neto mensual del suministro.

La Tabla 6.3.2 recoge los ingresos obtenidos por la venta de energía excedentaria, los costes asociados a la energía adquirida de la red y el coste neto resultante para cada uno de los meses del año.

Mes	Ingresos por venta (€)	Gastos de compra (€)	Coste neto (€)
Enero	31,08	54,67	23,59
Febrero	36,60	51,70	15,10
Marzo	24,08	51,99	27,91
Abril	7,08	53,40	46,32
Mayo	0,51	27,87	27,36
Junio	37,30	26,89	-10,41
Julio	52,35	22,62	-29,73
Agosto	41,28	36,95	-4,33
Septiembre	22,94	22,86	-0,08
Octubre	32,13	32,87	0,74
Noviembre	11,31	33,13	21,82
Diciembre	23,09	64,85	41,76

Tabla 6.3.2 Coste mensual de la energía a través de la venta de energía excedentaria

Del análisis de los resultados se observa un comportamiento claramente estacional. Durante los meses de verano, el incremento de la producción fotovoltaica permite aumentar los ingresos derivados de la venta de excedentes, reduciendo considerablemente el coste neto del suministro eléctrico. En concreto, durante junio, julio, agosto y septiembre los ingresos obtenidos llegan a igualar o superar los costes de compra de energía, obteniéndose un coste neto negativo.

Con objeto de facilitar la interpretación de estos resultados, la Figura 6.3.2 representa de forma gráfica la evolución mensual de los ingresos por venta de energía, los gastos de compra y el coste neto del suministro.

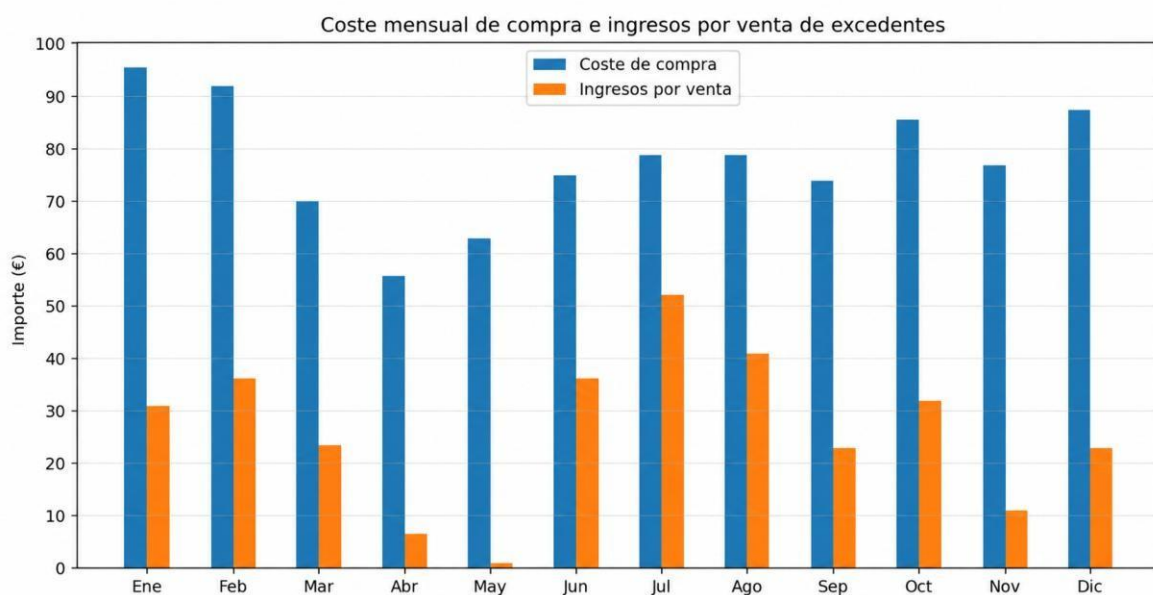


Figura 6.3.2 Coste e ingresos mensuales de la energía a través de la venta de energía excedentaria

La representación gráfica pone de manifiesto la marcada influencia de la estacionalidad sobre el comportamiento económico de la instalación. Mientras que durante los meses de mayor irradiación solar la elevada producción fotovoltaica incrementa los ingresos obtenidos

por la venta de excedentes, durante el periodo invernal la menor generación obliga a recurrir en mayor medida al suministro de la red eléctrica, aumentando el coste neto mensual.

Finalmente, a partir de la suma de los resultados mensuales, se determina el balance económico anual correspondiente a esta modalidad de funcionamiento, cuyos indicadores de rentabilidad se analizan en el apartado siguiente.

6.3.3 VALORACIÓN DE LA ALTERNATIVA

Los resultados obtenidos ponen de manifiesto que la venta directa de energía excedentaria constituye una alternativa capaz de reducir el coste anual del suministro eléctrico al permitir obtener ingresos por la totalidad de la energía vertida a la red.

A diferencia del mecanismo de compensación simplificada, esta modalidad no presenta limitaciones sobre el importe económico de los excedentes generados, de modo que toda la energía exportada produce un ingreso económico. Como consecuencia, durante los periodos de mayor producción fotovoltaica es posible incrementar los ingresos obtenidos y alcanzar balances económicos mensuales más favorables que los obtenidos mediante la compensación simplificada.

No obstante, la venta de energía excedentaria requiere una mayor complejidad administrativa y contractual, al ser necesaria la formalización de los contratos correspondientes para la comercialización de la energía y el cumplimiento de las obligaciones asociadas a esta modalidad de funcionamiento.

Por tanto, aunque la venta directa de excedentes permite obtener un mayor aprovechamiento económico de la energía generada, la mayor complejidad administrativa que conlleva hace que, para instalaciones residenciales de pequeña potencia como la considerada en este proyecto, la modalidad de compensación simplificada continúe representando una alternativa más sencilla desde el punto de vista de la gestión.

Finalmente, la comparación económica entre esta alternativa y el resto de las soluciones analizadas se presenta en el apartado siguiente, donde se evaluarán conjuntamente los indicadores económicos obtenidos para determinar la opción más adecuada para la vivienda objeto de estudio.

6.4 ANÁLISIS DE LA ALTERNATIVA 3: INCORPORACIÓN DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

La tercera alternativa analizada consiste en la incorporación de un sistema de almacenamiento mediante baterías con el objetivo de incrementar el autoconsumo de la energía fotovoltaica generada y reducir tanto la energía adquirida de la red como la cantidad de excedentes vertidos. A diferencia de las alternativas anteriores, esta solución permite desplazar parte de la energía producida durante las horas de mayor irradiación hacia los periodos de mayor demanda de la vivienda, mejorando el aprovechamiento de la producción fotovoltaica.

Con el fin de evaluar la influencia de la capacidad de almacenamiento sobre el comportamiento de la instalación, se han analizado diferentes configuraciones de batería. En todos los casos se mantiene invariable el diseño de la instalación fotovoltaica, modificándose únicamente la capacidad del sistema de almacenamiento. El análisis considera tanto los aspectos energéticos como los económicos, permitiendo determinar la capacidad de batería que ofrece el mejor equilibrio entre incremento del autoconsumo, reducción del consumo procedente de la red y rentabilidad económica.

6.4.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DEL ALMACENAMIENTO

Con el objetivo de evaluar la influencia de un sistema de almacenamiento sobre el comportamiento energético y económico de la instalación fotovoltaica, se han analizado diferentes configuraciones de baterías compatibles con el inversor seleccionado. Todas las

simulaciones se han realizado empleando el mismo perfil de consumo de la vivienda, la misma configuración fotovoltaica y las mismas condiciones meteorológicas utilizadas en los casos anteriores, de forma que las diferencias observadas sean atribuibles únicamente a la incorporación del sistema de almacenamiento.

Para cada una de las configuraciones estudiadas se ha simulado el funcionamiento horario de la instalación durante un año completo mediante PVsyst. A partir de los resultados obtenidos se han evaluado indicadores energéticos como la energía almacenada y descargada por la batería, la reducción de la energía importada de la red, el incremento del autoconsumo y la disminución de los excedentes vertidos a la red.

Posteriormente, estos resultados se han incorporado al modelo económico desarrollado en Excel para determinar el ahorro anual obtenido en cada alternativa. Finalmente, se ha realizado una comparación técnico-económica entre las distintas capacidades de almacenamiento con el fin de seleccionar la configuración que proporciona el mejor equilibrio entre el incremento del autoconsumo, el ahorro económico y la inversión requerida.

6.4.2 CONFIGURACIONES DE ALMACENAMIENTO ANALIZADAS

Con el fin de analizar la influencia de la capacidad de almacenamiento sobre el comportamiento de la instalación, se han estudiado varias configuraciones de batería compatibles con el inversor seleccionado. Todas ellas pertenecen a la misma gama tecnológica, diferenciándose únicamente en la capacidad útil de almacenamiento, lo que permite evaluar el efecto de este parámetro manteniendo constantes el resto de las características del sistema.

Las capacidades seleccionadas permiten abarcar diferentes niveles de almacenamiento, desde soluciones orientadas a un aprovechamiento parcial de los excedentes fotovoltaicos hasta configuraciones con una mayor capacidad para cubrir el consumo durante las horas sin generación solar. De este modo, es posible determinar cómo evoluciona el grado de

autoconsumo, la energía intercambiada con la red y la rentabilidad económica a medida que aumenta la capacidad de la batería.

Para cada alternativa se han obtenido los principales indicadores energéticos mediante PVsyst y, posteriormente, se ha realizado el correspondiente análisis económico considerando el ahorro anual generado y la inversión asociada a cada configuración. Los resultados obtenidos se presentan y comparan en los apartados siguientes.

Modelo de batería	Capacidad útil (kWh)	Tecnología
BYD Battery-Box HVS 7.7	7,68	LiFePO ₄
BYD Battery-Box HVS 10.2	10,24	LiFePO ₄
BYD Battery-Box HVS 12.8	12,80	LiFePO ₄

Tabla 6.4.2 Configuraciones de almacenamiento analizadas

6.4.3 RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE ALMACENAMIENTO

La incorporación de un sistema de almacenamiento permite aumentar el aprovechamiento de la energía generada por la instalación fotovoltaica al desplazar parte de los excedentes producidos durante las horas centrales del día hacia los periodos de mayor demanda de la vivienda. Como consecuencia, disminuye la energía importada desde la red eléctrica y aumenta el grado de autoconsumo de la instalación.

El efecto de este almacenamiento depende directamente de la capacidad de la batería instalada. En las configuraciones de menor capacidad, la batería alcanza antes su estado de carga máximo, limitando la cantidad de energía fotovoltaica que puede almacenarse. Por el contrario, las baterías de mayor capacidad permiten aprovechar una mayor proporción de los excedentes generados, aunque el incremento obtenido es cada vez menor a medida que aumenta la capacidad instalada.

Este comportamiento pone de manifiesto la existencia de un punto de equilibrio entre el incremento del autoconsumo y el coste adicional asociado a la instalación de baterías de mayor capacidad. Por ello, además del análisis energético, resulta imprescindible realizar una evaluación económica que permita determinar qué configuración ofrece la mejor relación entre inversión y ahorro obtenido.

En el apartado siguiente se comparan las diferentes alternativas de almacenamiento desde el punto de vista económico, analizando el ahorro anual conseguido, el periodo de retorno de la inversión y la rentabilidad de cada una de las configuraciones estudiadas.

6.5 COMPARACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS

Una vez analizadas de forma individual las distintas configuraciones consideradas, resulta necesario realizar una comparación conjunta que permita evaluar el comportamiento global de cada una de las alternativas estudiadas. Para ello, se comparan tanto la situación inicial de la vivienda sin instalación fotovoltaica como las diferentes soluciones de autoconsumo analizadas, incluyendo las modalidades con compensación simplificada de excedentes, venta de energía a la red e incorporación de sistemas de almacenamiento.

El objetivo de esta comparación es identificar la alternativa que proporciona el mejor equilibrio entre rendimiento energético, ahorro económico y rentabilidad de la inversión. Para ello, se consideran de forma conjunta los principales indicadores obtenidos a lo largo del estudio, permitiendo evaluar las ventajas e inconvenientes de cada solución desde una perspectiva global.

En los apartados siguientes se presentan los resultados comparativos de las seis alternativas analizadas, constituyendo la base para la selección de la solución más adecuada para la vivienda objeto de estudio.

6.5.1 COMPARACIÓN DE INDICADORES ENERGÉTICOS

Con el fin de evaluar el comportamiento energético de las distintas alternativas de autoconsumo analizadas, se comparan en este apartado los principales indicadores obtenidos para cada una de ellas. La comparación permite cuantificar el efecto de las diferentes modalidades de gestión de los excedentes y de la incorporación de sistemas de almacenamiento sobre el aprovechamiento de la energía fotovoltaica generada.

Para ello, se consideran la instalación con compensación simplificada de excedentes, la instalación con venta de energía a la red y las tres configuraciones de almacenamiento analizadas. La comparación de estos indicadores permite evaluar la influencia de cada alternativa sobre el grado de autoconsumo, la energía intercambiada con la red y el aprovechamiento de la generación fotovoltaica.

Indicador	Compensación	Venta	HVS 7.7	HVS 10.2	HVS 12.8
Energía comprada de la red (kWh/año)	5.197	5.197	3.294	2.700	2.199
Energía procedente del sol (kWh/año)	4.383	4.383	6.286	6.880	7.381
Energía vertida a la red (kWh/año)	10.311	10.311	7.963	7.287	6.717
Fracción solar (%)	45,75	45,75	65,61	71,81	77,05

Tabla 6.5.1 Comparación de los principales indicadores energéticos de las alternativas de autoconsumo analizadas

6.5.2 COMPARACIÓN DE INDICADORES ECONÓMICOS

Desde el punto de vista económico, la incorporación de una instalación fotovoltaica no solo modifica el comportamiento energético de la vivienda, sino que también implica una inversión inicial cuyo retorno dependerá del ahorro obtenido durante la vida útil del sistema. Por ello, resulta necesario comparar las diferentes alternativas analizadas considerando tanto la inversión requerida como los beneficios económicos derivados de la reducción del consumo eléctrico y del aprovechamiento de los excedentes de generación.

Para ello, se han evaluado los principales indicadores económicos de cada una de las configuraciones estudiadas, incluyendo el coste anual de suministro eléctrico, el ahorro anual respecto a la situación inicial, el periodo simple de retorno de la inversión (Payback), el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). La comparación conjunta de estos parámetros permite identificar la alternativa que ofrece la mejor rentabilidad económica para la vivienda objeto de estudio.

6.5.2.1 COSTE DE INVERSIÓN DE LAS ALTERNATIVAS

Para realizar una comparación económica entre las distintas configuraciones estudiadas resulta necesario estimar la inversión inicial asociada a cada una de ellas. Con este objetivo, se ha elaborado un presupuesto orientativo basado en precios reales de mercado obtenidos durante el año 2026 a partir de distribuidores especializados y fabricantes de equipos fotovoltaicos. Dichos precios constituyen una aproximación representativa del coste que supondría la ejecución de una instalación residencial de características similares a la analizada.

La instalación fotovoltaica base es común a todas las alternativas consideradas y está constituida por un generador de 20 módulos fotovoltaicos Jinko Solar de 455 Wp, que proporcionan una potencia instalada de 9,10 kWp, junto con un inversor trifásico Growatt MOD 10KTL3-X, encargado de convertir la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna apta para el autoconsumo y la inyección de excedentes a la red eléctrica.

Además de estos equipos principales, la instalación requiere la incorporación de la estructura de soporte, protecciones eléctricas, cableado, sistema de monitorización, mano de obra especializada y los costes derivados del proyecto técnico y su legalización.

Concepto	Unidades	Coste (€)
Módulo fotovoltaico Jinko Solar 455 Wp	20	1.670
Inversor Growatt MOD 10KTL3-X	1	1.456
Estructura coplanar de aluminio	1	820
Protecciones CC y CA	1	520
Cableado, conectores y canalizaciones	1	360
Sistema de monitorización y comunicaciones	1	180
Mano de obra de instalación	1	1.450
Proyecto técnico y legalización	1	1.044
Total instalación fotovoltaica		7.500 €

Tabla 6.5.2.1.1 Desglose económico de la instalación fotovoltaica base, común a todas las alternativas analizadas.

Los módulos fotovoltaicos seleccionados cuentan con una garantía de producto de 15 años y una garantía de producción de 30 años, manteniendo aproximadamente el 87 % de su potencia nominal al finalizar dicho periodo, de acuerdo con las especificaciones del fabricante. Por su parte, el inversor dispone de una vida útil estimada de 15 años, motivo por el cual, dentro del horizonte económico de 25 años considerado en este estudio, se contempla la sustitución de este equipo una vez durante la vida útil de la instalación.

Con el objetivo de incrementar el aprovechamiento de la energía generada y reducir la dependencia de la red eléctrica, se han analizado tres configuraciones adicionales que incorporan almacenamiento mediante baterías BYD Battery-Box Premium HVS, concretamente los modelos de 7,7 kWh, 10,2 kWh y 12,8 kWh de capacidad nominal. Estos

sistemas presentan una elevada eficiencia de carga y descarga, próxima al 96 %, y una garantía comercial de 10 años, siendo ésta una vida útil habitual para este tipo de tecnologías.

Al considerar un horizonte económico de 25 años, se ha supuesto que el sistema de almacenamiento deberá sustituirse aproximadamente cada 10 años, contemplándose dos reemplazos completos de la batería durante el periodo de estudio. Esta hipótesis permite representar de forma más realista el coste total asociado a cada alternativa con almacenamiento y evaluar su influencia sobre la rentabilidad final de la inversión.

Modelo	Capacidad nominal (kWh)	Precio batería (€)	Material auxiliar e instalación (€)	Inversión adicional (€)
BYD Battery-Box Premium HVS 7.7	7,68	3.900	900	4.800
BYD Battery-Box Premium HVS 10.2	10,24	4.988	900	5.888
BYD Battery-Box Premium HVS 12.8	12,80	6.076	900	6.976

Tabla 6.5.2.1.2 Coste estimado de las alternativas con almacenamiento

En consecuencia, la inversión inicial de las distintas alternativas analizadas queda determinada por la suma del coste de la instalación fotovoltaica base y, cuando procede, del sistema de almacenamiento correspondiente. Como puede observarse, la incorporación de baterías incrementa de forma significativa la inversión necesaria, especialmente en las configuraciones de mayor capacidad. No obstante, estas alternativas también permiten reducir el consumo de energía procedente de la red y aumentar el grado de aprovechamiento de la producción fotovoltaica, aspectos cuyo impacto económico será evaluado mediante los indicadores financieros desarrollados en el siguiente apartado.

6.5.2.2 HIPÓTESIS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez estimada la inversión inicial de cada una de las alternativas, es necesario establecer las hipótesis bajo las cuales se realizará la evaluación económica. Estas hipótesis permiten analizar todas las configuraciones bajo unas mismas condiciones, garantizando que la comparación entre ellas sea homogénea y representativa del comportamiento esperado durante la vida útil de la instalación.

En este estudio se ha considerado un horizonte económico de 25 años, valor ampliamente empleado en proyectos fotovoltaicos residenciales debido a la elevada durabilidad de los módulos solares y a las garantías de producción ofrecidas actualmente por los fabricantes. Este periodo permite evaluar no solo la recuperación de la inversión inicial, sino también la rentabilidad obtenida durante toda la vida útil de la instalación.

Los módulos fotovoltaicos se han supuesto sometidos a una degradación anual del 0,4 %, en línea con las especificaciones técnicas del fabricante. Esta degradación implica una ligera disminución de la producción energética con el paso de los años, reduciendo progresivamente el ahorro económico generado por la instalación.

Por otra parte, se ha considerado una vida útil de 15 años para el inversor, contemplándose una sustitución completa del equipo en el año 15 del horizonte de estudio. Del mismo modo, para los sistemas de almacenamiento se ha supuesto una vida útil media de 10 años, acorde con la garantía ofrecida por el fabricante BYD y con los valores habitualmente considerados en la literatura técnica. En consecuencia, para las alternativas con batería se incluyen dos sustituciones completas del sistema de almacenamiento, correspondientes a los años 10 y 20 del proyecto.

Además de la inversión inicial y de las sustituciones anteriormente descritas, el análisis incorpora un coste anual de mantenimiento destinado a cubrir operaciones de inspección, limpieza de los módulos, comprobaciones eléctricas y pequeñas actuaciones de mantenimiento preventivo. Para este estudio se ha considerado un coste medio de 75 € anuales, valor representativo para instalaciones residenciales de la potencia analizada.

Finalmente, con objeto de evaluar la rentabilidad de las inversiones, todos los flujos económicos futuros se han actualizado mediante una tasa de descuento del 5 %, valor habitualmente utilizado en estudios de viabilidad de instalaciones de autoconsumo residencial. Esta tasa representa el coste de oportunidad del capital invertido y permite comparar económicamente ingresos y gastos producidos en distintos momentos temporales.

Parámetro	Valor adoptado
Horizonte económico	25 años
Vida útil de los módulos fotovoltaicos	30 años
Vida útil del inversor	15 años
Vida útil de las baterías	10 años
Sustitución del inversor	Año 15
Sustitución de las baterías	Años 10 y 20
Degradación anual de los módulos	0,4 %
Coste anual de mantenimiento	75 €/año
Tasa de descuento	5 %

Tabla 6.5.2.2 Hipótesis empleadas en el análisis económico

6.5.2.3 INDICADORES ECONÓMICOS EMPLEADOS

Una vez definidas las hipótesis económicas del estudio, resulta necesario establecer los indicadores que permitan evaluar la rentabilidad de las distintas alternativas analizadas. En este trabajo se han seleccionado tres de los indicadores financieros más empleados en estudios de viabilidad de instalaciones fotovoltaicas: el **Periodo Simple de Retorno de la Inversión (Payback)**, el **Valor Actual Neto (VAN)** y la **Tasa Interna de Retorno (TIR)**.

La utilización conjunta de estos indicadores permite obtener una visión más completa del comportamiento económico de cada alternativa, ya que cada uno de ellos evalúa un aspecto

diferente de la inversión. Mientras que el periodo de retorno proporciona una medida sencilla del tiempo necesario para recuperar el capital invertido, el VAN y la TIR consideran además el valor temporal del dinero, ofreciendo una evaluación económica mucho más representativa de la rentabilidad real del proyecto.

- **Periodo simple de retorno (Payback)**

El periodo simple de retorno indica el número de años necesarios para recuperar la inversión inicial a partir del ahorro económico anual generado por la instalación.

Su cálculo se realiza mediante la siguiente expresión:

$$\text{Payback} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Ahorro económico anual}}$$

Este indicador constituye una primera aproximación a la rentabilidad del proyecto y permite comparar de forma sencilla distintas alternativas de inversión. Cuanto menor sea el periodo de retorno, menor será el tiempo necesario para recuperar el capital inicialmente invertido.

No obstante, el Payback presenta una limitación importante, ya que no considera el valor temporal del dinero ni los costes e ingresos que se producen una vez recuperada la inversión. Por este motivo resulta conveniente complementarlo con indicadores financieros más completos, como el VAN y la TIR.

- **Valor Actual Neto (VAN)**

El Valor Actual Neto representa el beneficio económico total generado por una inversión una vez descontados todos los ingresos y gastos futuros al momento actual.

Su expresión general viene dada por:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

donde:

- I representa la inversión inicial.
- F_t corresponde al flujo neto de caja obtenido en el año t .
- r es la tasa de descuento.
- n es el horizonte temporal considerado.

El VAN permite determinar si una inversión genera valor económico teniendo en cuenta el coste de oportunidad del capital.

Su interpretación resulta directa:

- $VAN > 0$: la inversión genera beneficios superiores a la rentabilidad mínima exigida y, por tanto, resulta económicamente recomendable.
- $VAN = 0$: la inversión recupera exactamente el capital invertido, sin generar beneficios adicionales.
- $VAN < 0$: la inversión no consigue recuperar el coste del capital empleado y destruye valor económico, por lo que no resulta rentable bajo las condiciones consideradas.

En consecuencia, desde un punto de vista financiero, el criterio habitual consiste en seleccionar aquellas alternativas cuyo VAN sea positivo.

- **Tasa Interna de Retorno (TIR)**

La Tasa Interna de Retorno representa la rentabilidad anual equivalente de una inversión y se define como la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero.

Matemáticamente puede expresarse como:

$$0 = -I + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + \text{TIR})^t}$$

A diferencia del VAN, la TIR se expresa en forma de porcentaje, facilitando la comparación entre inversiones de distinta magnitud.

La interpretación de este indicador se realiza comparando la TIR obtenida con la tasa de descuento utilizada en el análisis económico:

- Si $\text{TIR} > \text{tasa de descuento}$, la inversión resulta rentable.
- Si $\text{TIR} = \text{tasa de descuento}$, la inversión se encuentra en el límite de rentabilidad.
- Si $\text{TIR} < \text{tasa de descuento}$, la inversión no alcanza la rentabilidad mínima exigida.

En el presente estudio se ha adoptado una tasa de descuento del 5 %, por lo que únicamente aquellas alternativas cuya TIR supere dicho valor podrán considerarse económicamente recomendables.

Finalmente, la utilización conjunta de los tres indicadores permite realizar una evaluación económica completa de las alternativas estudiadas. Mientras que el Payback proporciona una estimación sencilla del tiempo necesario para recuperar la inversión, el VAN determina el valor económico generado durante toda la vida útil del proyecto y la TIR cuantifica la rentabilidad anual equivalente de la inversión. La combinación de estos tres criterios constituye una metodología ampliamente empleada en estudios de viabilidad de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico y será la utilizada para comparar las distintas configuraciones analizadas en el siguiente apartado.

6.5.2.4 RESULTADOS ECONÓMICOS OBTENIDOS

Una vez determinadas las inversiones iniciales y definidas las hipótesis del análisis, se calcularon los flujos de caja correspondientes a cada una de las alternativas durante un

horizonte temporal de 25 años. Como situación de referencia se adoptó el coste anual de suministro eléctrico previo a la instalación fotovoltaica, correspondiente a 970,80 €.

El ahorro económico bruto del primer año se obtuvo como la diferencia entre dicho coste de referencia y el coste eléctrico resultante en cada escenario. A partir del segundo año, este ahorro se redujo anualmente en un 0,4 %, en consonancia con la degradación considerada para los módulos fotovoltaicos. Asimismo, se descontó un coste de mantenimiento de 75 € anuales y se incorporaron los desembolsos correspondientes a la sustitución del inversor en el año 15. En las alternativas con almacenamiento se incluyó, además, la reposición completa de las baterías en los años 10 y 20.

Indicador	Compensación	Venta	HVS 7.7	HVS 10.2	HVS 12.8
Inversión inicial (€)	7.500	7.500	12.300	13.388	14.476
Coste eléctrico del primer año (€)	205,31	330,80	80,92	75,47	72,26
Ahorro bruto del primer año (€)	765,49	640,00	889,88	895,33	898,54
Ahorro neto inicial, descontado mantenimiento (€)	690,49	565,00	814,88	820,33	823,54
Payback real dentro de 25 años	11,11	13,66	No se alcanza	No se alcanza	No se alcanza
VAN a 25 años (€)	1.014	-689	-6.457	-8.549	-10.672
TIR (%)	6,41 %	3,99%	-2,89 %	-5,75 %	-9,09 %

Tabla 6.5.2.4 Comparación de los indicadores económicos de las alternativas estudiadas.

La alternativa de compensación simplificada presenta los resultados económicos más favorables. Con una inversión inicial de 7.500 €, genera un ahorro bruto de 765,49 € durante el primer año y alcanza un periodo de recuperación de aproximadamente 11,1 años al considerar la degradación, el mantenimiento y la sustitución del inversor. Su VAN asciende a 1.014 € y su TIR alcanza el 6,41 %, valor superior a la tasa de descuento del 5 %. En

consecuencia, esta configuración es la única que genera valor económico bajo las hipótesis consideradas.

La alternativa de venta de excedentes presenta un coste eléctrico anual superior al de la compensación simplificada y, por tanto, un menor ahorro anual. Aunque recupera la inversión en aproximadamente 13,7 años, su VAN es negativo, con un valor de -689 €, y su TIR, del 3,99 %, resulta inferior a la tasa de descuento adoptada. Esto significa que la inversión permite recuperar nominalmente el capital desembolsado, pero no alcanza la rentabilidad mínima exigida cuando se considera el valor temporal del dinero.

Las alternativas con almacenamiento consiguen los menores costes anuales de suministro eléctrico y los mayores niveles de ahorro bruto. Sin embargo, la mejora económica obtenida respecto a la instalación sin batería es reducida en comparación con el incremento de inversión necesario. La batería HVS 7.7 únicamente proporciona un ahorro bruto adicional de $124,39$ € durante el primer año respecto a la compensación simplificada, pese a requerir una inversión inicial 4.800 € superior.

Esta diferencia se acentúa en las baterías de mayor capacidad. El paso de la HVS 7.7 a la HVS 10.2 aumenta la inversión en 1.088 €, pero únicamente mejora el ahorro del primer año en $5,45$ €. Del mismo modo, la HVS 12.8 requiere otros 1.088 € adicionales y solo incrementa el ahorro anual en $3,21$ €. Estos resultados ponen de manifiesto la existencia de rendimientos decrecientes a medida que aumenta la capacidad de almacenamiento.

Además, la necesidad de sustituir las baterías en los años 10 y 20 condiciona de manera decisiva la rentabilidad. Una vez incorporadas estas reposiciones, ninguna de las tres configuraciones recupera completamente la inversión dentro de los 25 años estudiados. Sus valores de VAN son ampliamente negativos y sus tasas internas de retorno también resultan negativas, siendo la batería HVS 7.7 la alternativa menos desfavorable dentro de las opciones de almacenamiento.

En consecuencia, desde una perspectiva estrictamente económica, la compensación simplificada constituye la alternativa óptima. Las configuraciones con batería solo podrían

justificarse mediante objetivos adicionales no reflejados directamente en los indicadores financieros, como el aumento de la autosuficiencia energética, la reducción de la dependencia de la red o la disponibilidad de energía ante posibles interrupciones del suministro.

6.5.3 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El análisis realizado pone de manifiesto que existe una clara diferencia entre la alternativa que ofrece el mejor comportamiento energético y aquella que presenta la mayor rentabilidad económica. Mientras que la incorporación de sistemas de almacenamiento incrementa de forma notable el grado de autosuficiencia energética de la vivienda, dicho incremento no se traduce en una mejora equivalente de los indicadores económicos.

Desde el punto de vista energético, la batería HVS 12.8 constituye la configuración con mejores prestaciones. Esta alternativa alcanza un Solar Fraction del 77,05 %, reduciendo la energía importada desde la red hasta 2.199 kWh/año, frente a los 5.197 kWh/año registrados en la instalación sin almacenamiento. Asimismo, el vertido de excedentes disminuye aproximadamente un 35 %, lo que evidencia un mayor aprovechamiento de la energía generada por la instalación fotovoltaica.

No obstante, el incremento del autoconsumo obtenido al aumentar la capacidad de almacenamiento presenta un comportamiento claramente decreciente. El paso desde la instalación sin batería hasta la batería HVS 7.7 produce una mejora del Solar Fraction cercana a veinte puntos porcentuales. Sin embargo, al aumentar posteriormente la capacidad hasta las versiones HVS 10.2 y HVS 12.8, las mejoras adicionales se reducen progresivamente, siendo cada vez menores en relación con el incremento de inversión requerido.

Este comportamiento también se observa en el análisis económico. Aunque las alternativas con batería consiguen disminuir ligeramente el coste anual de suministro eléctrico, la diferencia económica respecto a la instalación sin almacenamiento resulta reducida. La

disminución del coste anual entre la batería HVS 7.7 y la HVS 12.8 es inferior a 10 € anuales, mientras que la inversión inicial aumenta en más de 2.100 €. Como consecuencia, el incremento de capacidad de almacenamiento no consigue compensarse mediante el ahorro económico generado durante la vida útil del proyecto.

La consideración de los costes de sustitución del inversor y, especialmente, de las baterías, refuerza esta conclusión. Al incorporar dichos desembolsos dentro del análisis financiero, las tres configuraciones con almacenamiento presentan valores negativos tanto de VAN como de TIR, indicando que no alcanzan la rentabilidad mínima exigida bajo las hipótesis consideradas.

Por el contrario, la alternativa basada en la compensación simplificada de excedentes consigue un equilibrio notable entre inversión inicial, ahorro económico y aprovechamiento energético. Aunque su grado de autosuficiencia es inferior al obtenido mediante almacenamiento, reduce el coste anual de electricidad en torno a un 79 % respecto a la situación inicial y constituye la única configuración que genera un VAN positivo y una TIR superior a la tasa de descuento considerada.

En conjunto, los resultados obtenidos ponen de manifiesto que, para una vivienda con el perfil de consumo analizado y bajo las condiciones económicas actuales del mercado español, la incorporación de sistemas de almacenamiento no resulta justificable desde un punto de vista exclusivamente financiero. Sin embargo, ello no implica que las baterías carezcan de interés, ya que pueden aportar beneficios adicionales relacionados con la independencia energética, la resiliencia frente a interrupciones del suministro o la futura evolución del mercado eléctrico, aspectos que no han sido cuantificados económicamente en el presente trabajo.

6.6 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA ÓPTIMA

A partir del análisis energético y económico realizado en los apartados anteriores, puede concluirse que la alternativa más adecuada para la vivienda objeto de estudio es la correspondiente a la instalación fotovoltaica conectada a red con compensación simplificada de excedentes, sin incorporación de sistemas de almacenamiento.

Desde el punto de vista energético, esta configuración permite cubrir una parte significativa de la demanda eléctrica de la vivienda, alcanzando un Solar Fraction del 45,75 % y reduciendo considerablemente la energía adquirida de la red. Aunque las alternativas con batería consiguen incrementar el grado de autosuficiencia hasta valores superiores al 75 %, el aumento obtenido resulta cada vez menor a medida que se incrementa la capacidad de almacenamiento, evidenciando la existencia de rendimientos decrecientes.

Desde el punto de vista económico, la modalidad de compensación simplificada presenta el comportamiento más favorable entre todas las alternativas estudiadas. Con una inversión inicial moderada, consigue reducir el coste anual de suministro eléctrico desde 970,80 € hasta 205,31 €, generando un ahorro superior al 78 % respecto a la situación inicial. Asimismo, constituye la única alternativa que obtiene simultáneamente un Valor Actual Neto positivo y una Tasa Interna de Retorno superior a la tasa de descuento considerada, lo que confirma su viabilidad económica durante el horizonte temporal analizado.

Por el contrario, la incorporación de baterías permite aumentar el aprovechamiento de la energía generada, pero requiere una inversión considerablemente superior que no llega a compensarse mediante el ahorro económico adicional obtenido. La necesidad de sustituir el sistema de almacenamiento durante la vida útil del proyecto incrementa todavía más el coste total de la inversión, dando lugar a valores negativos de VAN y TIR en las tres capacidades analizadas. En consecuencia, bajo las condiciones actuales del mercado y para el perfil de consumo considerado, la instalación de baterías no resulta económicamente justificable.

Debe señalarse, no obstante, que esta conclusión está condicionada por las hipótesis adoptadas en el presente estudio. Una reducción significativa del precio de los sistemas de almacenamiento, un incremento del coste de la electricidad o cambios en el marco regulatorio del autoconsumo podrían modificar la rentabilidad de estas soluciones en el futuro. Del mismo modo, en instalaciones donde la continuidad del suministro o la independencia energética constituyan objetivos prioritarios, la incorporación de baterías podría resultar recomendable incluso aunque la rentabilidad económica fuese inferior.

En consecuencia, considerando conjuntamente los resultados energéticos, económicos y técnicos obtenidos, la alternativa basada en una instalación fotovoltaica conectada a red con compensación simplificada de excedentes representa la solución que proporciona el mejor equilibrio entre inversión, ahorro económico y aprovechamiento de la energía generada. Por ello, se considera la opción más adecuada para la vivienda analizada y la configuración cuya implantación se recomienda como resultado final de este trabajo.

Capítulo 7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

7.1 CONCLUSIONES

El presente Trabajo Fin de Grado ha tenido como objetivo analizar la viabilidad técnica, energética y económica de la instalación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo en una vivienda unifamiliar situada en Villalba de los Alcores (Valladolid). Para ello, se ha realizado el dimensionamiento de la instalación, el estudio del recurso solar disponible, el análisis de las sombras existentes, la simulación del comportamiento energético mediante el software PVsyst y la evaluación económica de distintas alternativas de aprovechamiento de la energía generada.

Los resultados obtenidos demuestran que la instalación fotovoltaica propuesta constituye una solución técnicamente viable para la vivienda analizada. La superficie disponible en cubierta permite la instalación de un generador fotovoltaico de 9,10 kWp formado por 20 módulos, cuya producción anual resulta suficiente para cubrir una parte significativa de la demanda eléctrica de la vivienda, reduciendo de forma considerable la dependencia de la red eléctrica.

El análisis energético ha puesto de manifiesto que la incorporación de sistemas de almacenamiento incrementa el grado de autosuficiencia de la instalación, alcanzando valores de Solar Fraction superiores al 75 %. No obstante, también se ha comprobado que el incremento de la capacidad de almacenamiento presenta rendimientos decrecientes, de modo que el aumento de la energía autoconsumida resulta progresivamente menor conforme se incrementa la capacidad de la batería.

Desde el punto de vista económico, la comparación entre las diferentes alternativas estudiadas evidencia que la modalidad de autoconsumo con compensación simplificada de excedentes constituye la opción más favorable bajo las condiciones consideradas. Esta alternativa permite reducir el coste anual de suministro eléctrico desde 970,80 € hasta 205,31 €, generando un ahorro superior al 78 % respecto a la situación inicial y siendo la única configuración que presenta simultáneamente un Valor Actual Neto positivo y una Tasa Interna de Retorno superior a la tasa de descuento empleada en el estudio.

Por el contrario, aunque las alternativas con almacenamiento mejoran el aprovechamiento de la energía generada y reducen aún más la energía importada desde la red, el elevado coste de inversión inicial y la necesidad de sustituir las baterías durante la vida útil del proyecto penalizan significativamente su rentabilidad económica. Como consecuencia, ninguna de las configuraciones analizadas con almacenamiento consigue generar un VAN positivo dentro del horizonte temporal considerado.

A partir de los resultados obtenidos puede concluirse que, para el perfil de consumo estudiado y bajo las condiciones actuales del mercado eléctrico español, la instalación fotovoltaica conectada a red con compensación simplificada de excedentes representa la solución que ofrece el mejor equilibrio entre inversión inicial, ahorro económico y aprovechamiento energético. Esta configuración permite maximizar la rentabilidad de la inversión sin renunciar a una reducción significativa de la dependencia de la red eléctrica.

Finalmente, este trabajo pone de manifiesto el importante potencial que presenta el autoconsumo fotovoltaico como herramienta para avanzar hacia un modelo energético más sostenible, reduciendo tanto el consumo de energía procedente de fuentes convencionales como las emisiones asociadas a la generación eléctrica. Asimismo, evidencia la importancia de realizar un análisis conjunto de los aspectos técnicos, energéticos y económicos antes de seleccionar la configuración más adecuada para una instalación de autoconsumo.

7.2 LIMITACIONES DEL ESTUDIO

La principal limitación encontrada durante el desarrollo de este Trabajo Fin de Grado ha estado relacionada con el acceso al software especializado empleado para la realización de las simulaciones energéticas. En particular, PVsyst es una herramienta profesional cuyo uso requiere licencias de pago, lo que dificulta su disponibilidad continuada durante el desarrollo de trabajos académicos. Esta circunstancia condicionó la planificación inicial del proyecto y limitó la posibilidad de realizar un mayor número de simulaciones y análisis de sensibilidad de forma continuada. No obstante, mediante una adecuada organización del trabajo y el aprovechamiento de los periodos de acceso disponibles, fue posible completar todas las simulaciones necesarias para alcanzar los objetivos planteados, sin comprometer la validez de los resultados obtenidos.

No obstante, mediante la organización del trabajo y el aprovechamiento de los periodos en los que fue posible acceder al software, se consiguió completar todas las simulaciones necesarias para alcanzar los objetivos planteados, sin comprometer la validez de los resultados obtenidos.

A pesar de ello, el presente trabajo proporciona una evaluación técnica, energética y económica suficientemente representativa para la vivienda objeto de estudio. No obstante, los resultados obtenidos deben interpretarse teniendo en cuenta las hipótesis y simplificaciones adoptadas durante su desarrollo.

En primer lugar, el análisis se ha realizado para una vivienda unifamiliar concreta, ubicada en Villalba de los Alcores (Valladolid), utilizando un perfil de consumo eléctrico específico. Por tanto, los resultados obtenidos no pueden extrapolarse directamente a otras viviendas con diferentes hábitos de consumo, orientaciones de cubierta, superficies disponibles o condiciones climáticas, aunque la metodología empleada sí resulta aplicable a otros casos mediante la adaptación de los parámetros de entrada correspondientes.

Asimismo, la evaluación económica se ha llevado a cabo considerando los precios de mercado existentes durante el periodo de realización del estudio. Dado que tanto el coste de los equipos fotovoltaicos como el precio de la electricidad presentan una evolución constante, la rentabilidad obtenida para las distintas alternativas podría variar en función de las condiciones económicas existentes en el momento de ejecutar la instalación.

Por otra parte, el análisis económico se ha desarrollado bajo un conjunto de hipótesis simplificadoras, entre las que destacan una tasa de descuento constante, un coste anual de mantenimiento fijo y una vida útil determinada para el inversor y las baterías. Aunque estos valores se han seleccionado a partir de información técnica y bibliográfica ampliamente aceptada, el comportamiento real de la instalación puede verse afectado por factores difícilmente predecibles, como averías, variaciones en los costes de mantenimiento o cambios en la normativa aplicable al autoconsumo.

Del mismo modo, el estudio no ha considerado la posible evolución futura del marco regulatorio, la aparición de incentivos económicos adicionales o modificaciones en el sistema de compensación de excedentes, factores que podrían alterar la rentabilidad de las distintas alternativas analizadas.

Finalmente, es importante destacar que el presente trabajo se ha centrado exclusivamente en la evaluación técnica, energética y económica de la instalación, sin abordar otros aspectos que también podrían resultar de interés, como el análisis ambiental mediante metodologías de ciclo de vida, la evaluación detallada de la reducción de emisiones de CO₂ o el estudio de la resiliencia energética de la vivienda frente a posibles interrupciones del suministro eléctrico.

7.3 TRABAJOS FUTUROS

Los resultados obtenidos en este Trabajo Fin de Grado abren la puerta al desarrollo de nuevas estrategias de gestión energética que permitan incrementar tanto la eficiencia técnica como la rentabilidad económica de las instalaciones fotovoltaicas residenciales.

Una de las líneas de trabajo con mayor potencial consiste en el desarrollo de sistemas de gestión inteligente capaces de optimizar, de forma automática, el funcionamiento de la instalación en función de las condiciones previstas del mercado eléctrico y de la producción fotovoltaica. Para ello, sería necesario disponer de una conexión permanente con la red eléctrica y de acceso en tiempo real a información como el precio horario de la electricidad, las previsiones meteorológicas y los patrones de consumo de la vivienda.

Bajo este planteamiento, el sistema podría anticipar su estrategia de funcionamiento mediante algoritmos de optimización o inteligencia artificial. Por ejemplo, ante la previsión de un día con baja producción fotovoltaica debido a condiciones meteorológicas adversas, el sistema podría cargar las baterías durante las horas nocturnas, aprovechando los periodos en los que el precio de la electricidad suele ser inferior. De este modo, la energía almacenada estaría disponible durante las horas de mayor consumo, reduciendo la necesidad de adquirir electricidad de la red en los periodos de mayor coste.

Por el contrario, si las previsiones indicaran una elevada producción solar para el día siguiente, el sistema podría evitar la carga nocturna de las baterías, reservando su capacidad para almacenar la energía generada por la propia instalación fotovoltaica. Esta estrategia permitiría maximizar el aprovechamiento de la generación renovable y reducir los ciclos de carga innecesarios de las baterías, contribuyendo además a prolongar su vida útil.

Asimismo, la evolución de los mercados eléctricos y de la normativa podría permitir en el futuro una participación más activa de los consumidores en la red. En este escenario, las instalaciones residenciales dejarían de limitarse al autoconsumo para convertirse en elementos capaces de intercambiar energía de forma inteligente con la red eléctrica. Esto abriría la posibilidad de almacenar energía cuando su precio fuera reducido y venderla posteriormente en aquellos periodos en los que alcanzase un mayor valor económico, siempre que el marco regulatorio y las condiciones técnicas lo permitieran. De esta manera, la batería pasaría de ser únicamente un sistema de respaldo energético a convertirse en un activo capaz de prestar servicios de flexibilidad y contribuir a la estabilidad del sistema eléctrico.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- **Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).** *Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo*. Madrid: IDAE, 2023.
- **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*.
- **PVsyst SA.** *PVsyst Version 8 – User Manual and Documentation*. Ginebra (Suiza).
- **Red Eléctrica de España (REE).** *Datos del sistema eléctrico español y precios horarios del mercado eléctrico*.

Capítulo 9. ANEXOS

9.1 *ANEXO I (INFORME SIN ALMACENAMIENTO)*

A continuación se presenta el Anexo I, un documento adjunto que refleja el informe emitido por el programa PVsyst en los casos de una instalación sin almacenamiento.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFG

Variant: sombras

Tables on a building

System power: 9.10 kWp

Villalba de los Alcores - Spain



PVsyst V8.1.2

VCO, Simulation date:
12/06/26 00:23
with V8.1.2

Project summary

Geographical Site

Villalba de los Alcores
España

Location

Latitude 41.8529 °(N)
Longitude -4.8175 °(W)
Altitude 860 m
Time zone UTC+1

Project settings

Weather data

Villalba de los Alcores
Meteonorm 9.0 dll, Sat=40 % - Sintético

System summary

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 23 / 29 °

System information

PV Array

Nb. of modules 20 units
Pnom total 9.10 kWp

Tables on a building

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

Inverters

Nb. of units 1 unit
Total power 10 kWac
Pnom ratio 0.91

User's needs

Ext. defined as file
Consumo_anual_por_horas_2025_FINAL.csv

Results summary

Simulation step	Hourly				
Produced Energy	14694 kWh/year	Specific production	1615 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.47 %
Used Energy	9580 kWh/year			Solar Fraction SF	45.75 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics - System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	4
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8



PVsyst V8.1.2

VC0, Simulation date:
12/06/26 00:23
with V8.1.2

General parameters

Grid Connected system available for building

Simulation step

Hourly

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 23 / 29 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Ext. defined as file

Consumo_anual_por_horas_2025_FINAL.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
802	915	978	1139	754	778	719	836	605	592	564	898	9580	kWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic

Model JKM-54HL4R-(V)-455

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 455 Wp
Number of PV modules 20 units
Nominal (STC) 9.10 kWp
Modules 2 string x 10 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 8.46 kWp
U mpp 37.5 V
I mpp 27 A

Total PV power

Nominal (STC) 9 kWp
Total 20 modules
Module area 40.0 m²
Cell area 35.8 m²

Inverter

Manufacturer Generic

Model MOD 10KTL3-X

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 10.00 kWac
Number of inverters 2 * MPPT 50% 1 unit
Total power 10.0 kWac
Operating voltage 140-1000 V
Pnom ratio (DC:AC) 0.91
No power sharing between MPPTs

Total inverter power

Total power 10 kWac
Number of inverters 1 unit
Pnom ratio 0.91

Array losses

Thermal Loss factor

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

DC wiring losses

Global array res. 18 mΩ
Loss Fraction 1.50 % STC

Module Quality Loss

Fraction -0.75 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP

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	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

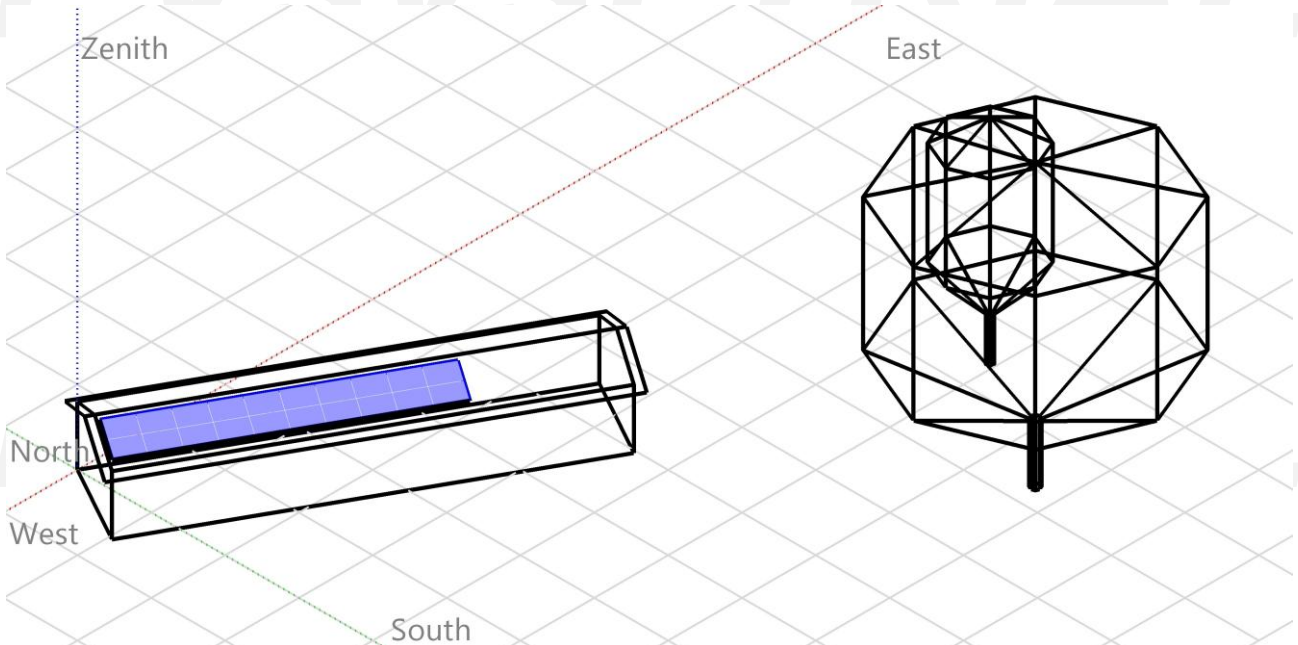


PVsyst V8.1.2

VC0, Simulation date:
12/06/26 00:23
with V8.1.2

Near shadings parameter

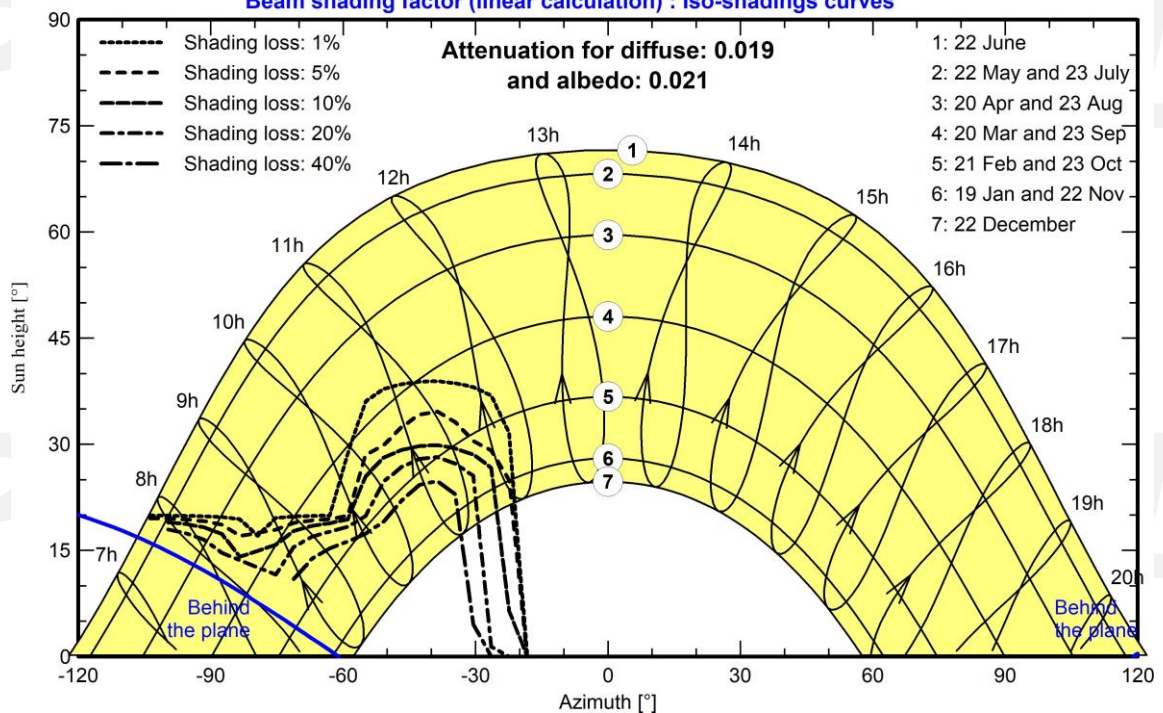
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1 - Fixed plane, Tilts/azimuths: 23°/ 29°

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves





PVsyst V8.1.2

VC0, Simulation date:
12/06/26 00:23
with V8.1.2

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

Produced Energy

14694 kWh/year

Used Energy

9580 kWh/year

Specific production

1615 kWh/kWp/year

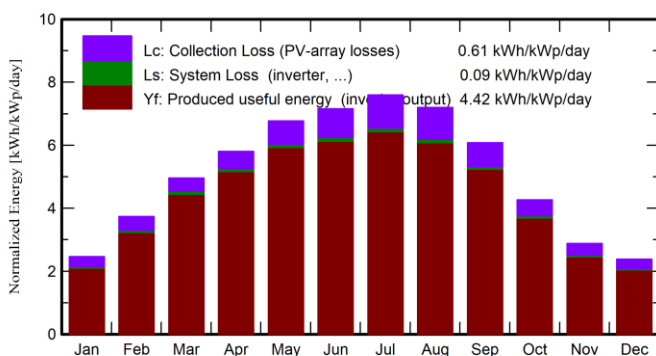
Perf. Ratio PR

86.47 %

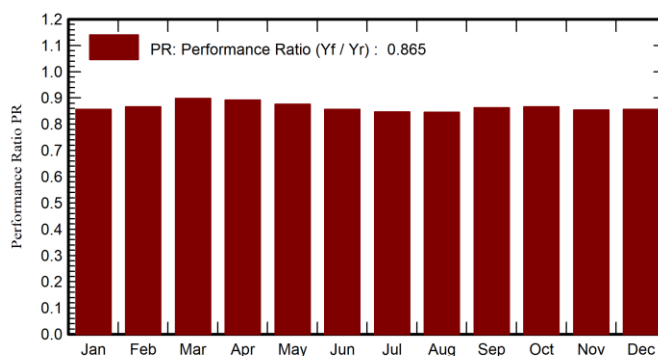
Solar Fraction SF

45.75 %

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	52.5	24.95	4.07	76.4	68.7	609	802	216	379	586
February	78.9	34.93	5.43	104.7	96.0	843	915	366	460	549
March	127.8	52.03	8.45	153.8	148.9	1280	978	431	825	547
April	160.8	61.27	11.09	174.1	169.5	1439	1139	565	848	574
May	206.5	73.03	14.89	210.0	204.7	1705	754	434	1240	320
June	220.1	66.98	20.04	214.8	209.3	1706	778	466	1208	312
July	237.6	61.70	22.62	235.6	229.7	1848	719	450	1365	269
August	209.6	58.50	22.21	223.1	217.5	1749	836	441	1276	395
September	157.1	47.65	18.50	182.2	177.3	1457	605	345	1086	260
October	103.2	40.66	13.43	132.3	125.2	1064	592	239	804	353
November	60.5	27.69	7.55	86.5	78.6	688	564	194	478	370
December	48.3	21.91	4.36	73.9	66.6	591	898	236	341	662
Year	1662.8	571.30	12.76	1867.4	1792.0	14979	9580	4383	10311	5197

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

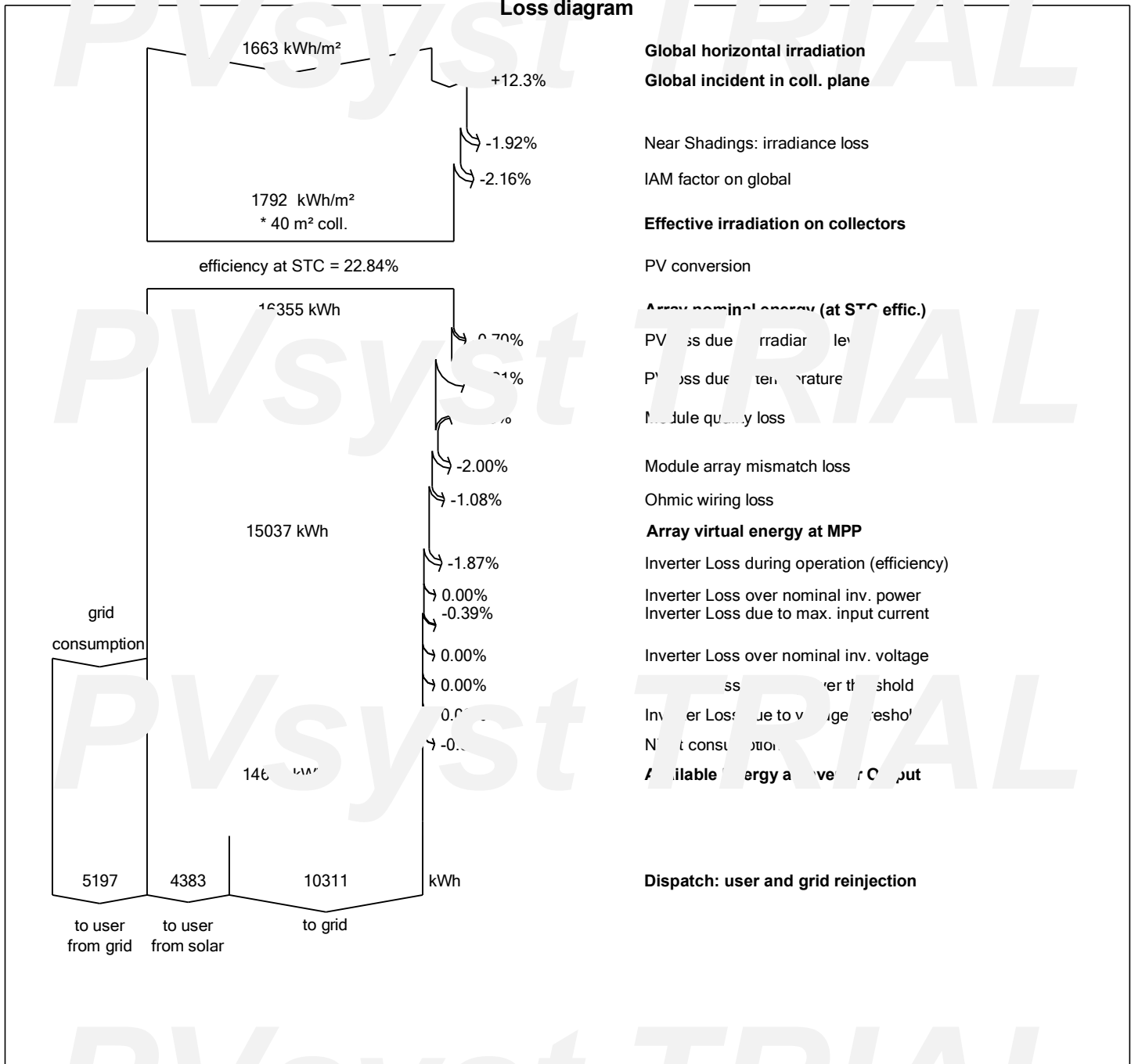
EFrGrid Energy from the grid



PVsyst V8.1.2

VC0, Simulation date:
12/06/26 00:23
with V8.1.2

Loss diagram



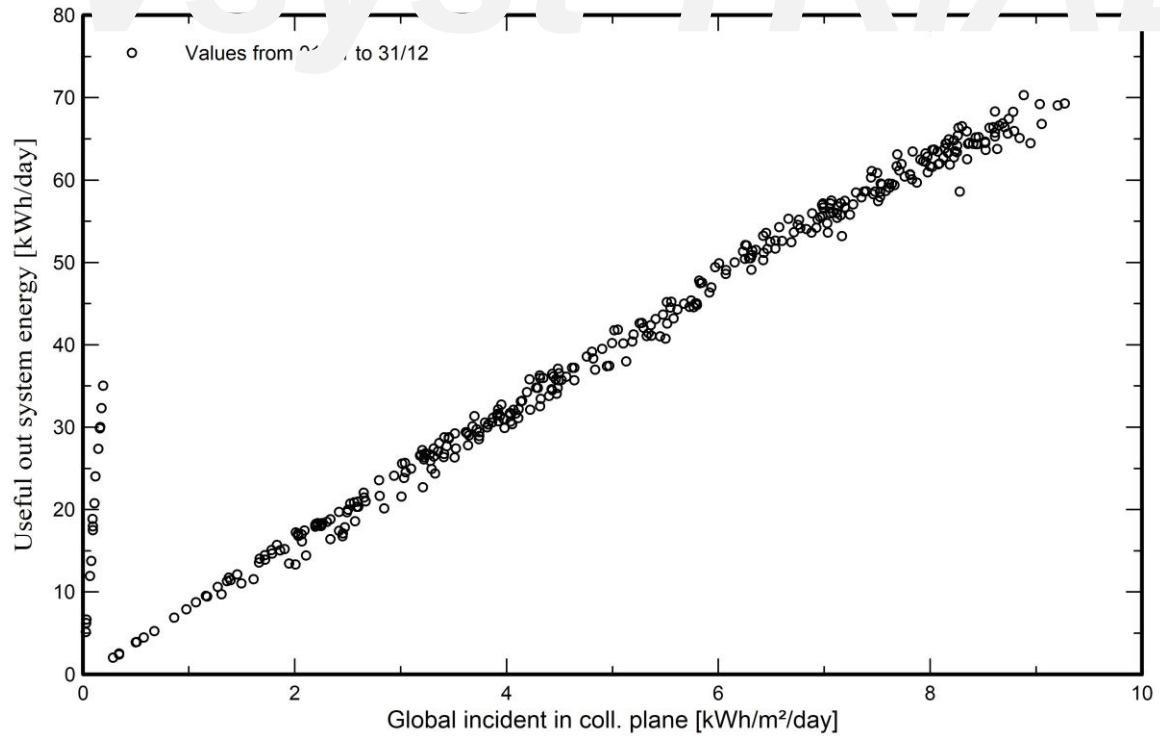


PVsyst V8.1.2

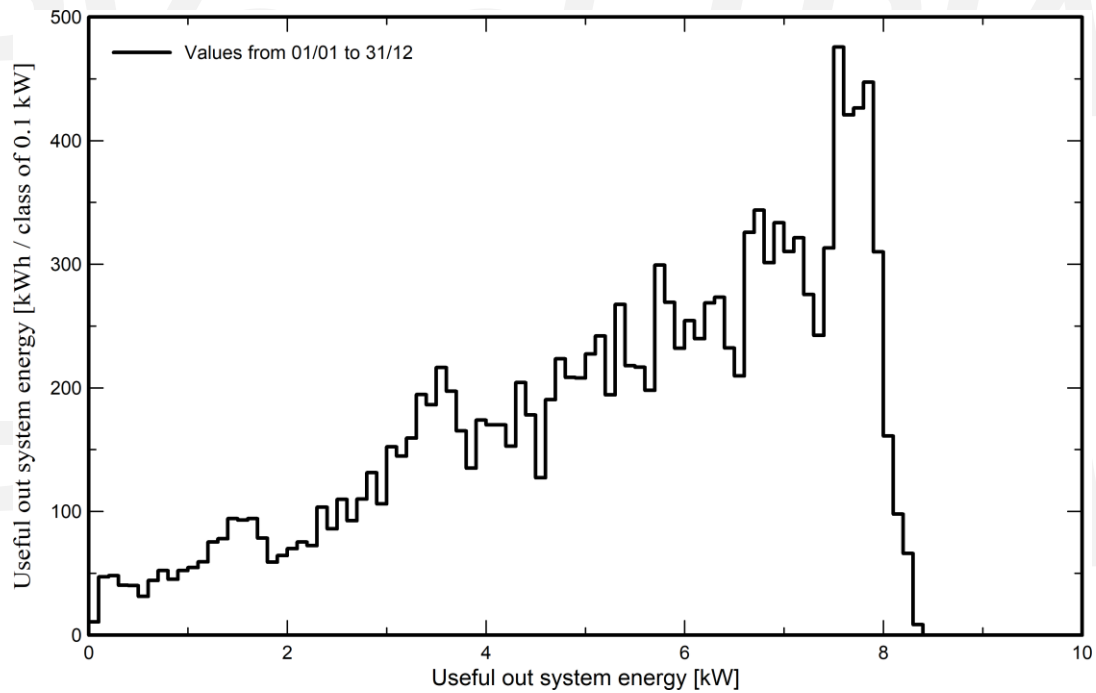
VC0, Simulation date:
12/06/26 00:23
with V8.1.2

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





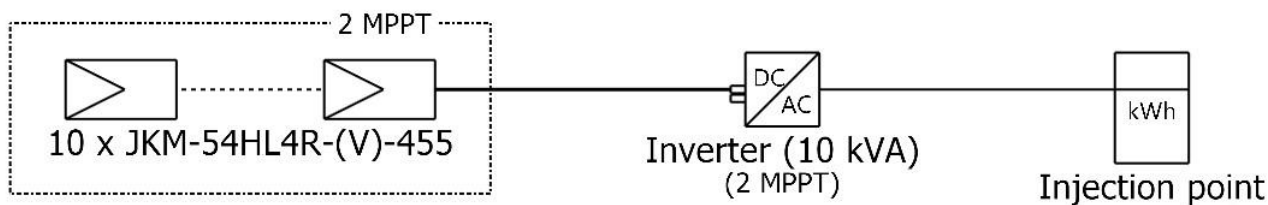
PVsyst V8.1.2

VC0, Simulation date:

12/06/26 00:23

with V8.1.2

Single-line diagram



PV module	JKM-54HL4R-(V)-455
Inverter	MOD 10KTL3-X
String	10 x JKM-54HL4R-(V)-455

TFG

VC0 : sombras

12/06/26

9.2 ANEXO II (INFORME CON BATERÍA DE 7.7KW)

A continuación se presenta el Anexo II, un documento adjunto que refleja el informe emitido por el programa PVsyst en los casos de una instalación con batería de almacenamiento de capacidad 7.7kW.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFG

Variant: sombras

Tables on a building

System power: 9.10 kWp

Villalba de los Alcores - Spain



PVsyst V8.1.4

VCO, Simulation date:

15/07/26 16:11

with V8.1.4

Project summary

Geographical Site

Villalba de los Alcores

España

Situation

Latitude 41.8529 °(N)
Longitude -4.8175 °(W)
Altitude 860 m
Time zone UTC+1

Project settings

As installed

Weather data

Villalba de los Alcores

Meteonorm 9.0 dll, Sat=40 % - Sintético

System summary

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 23 / 29 °

System information

PV Array

Nb. of modules 20 units
Pnom total 9.10 kWp

Tables on a building

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

Inverters

Nb. of units 1 unit
Total power 10 kWac
Pnom ratio 0.91

User's needs

Ext. defined as file

Consumo_anual_por_horas_2025_FINAL.csv

Battery pack

Storage strategy: Self-consumption
Nb. of units 1 unit
Voltage 307 V
Capacity 25 Ah

Results summary

Simulation step Hourly

Produced Energy	14249 kWh/year	Specific production	1566 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.85 %
Used Energy	9580 kWh/year			Solar Fraction SF	65.1 %

Table contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Single-line diagram	9



PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:

15/07/26 16:11

with V8.1.4

Grid Connected simulation		Global parameters											
Simulation step		Global simulation											
Hourly													
Orientation #1		Models used											
Fixed plane		Transposition Perez											
Tilt/Azimuth		Diffuse Perez, Meteonorm											
23 / 29 °		Circumsolar separate											
Near Shadings		Storage											
Linear shadings : Fast (table)		Kind Self-consumption											
User's needs													
Ext. defined as file													
Consumo_anual_por_horas_2025_FINAL.csv													
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
802	915	978	1139	754	778	719	836	605	592	564	898	9580	kWh

PV module		Inverter	
Manufacturer Generic		Manufacturer Generic	
Model JKM-54HL4R-(V)-455		Model MOD 10KTL3-X	
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power 455 Wp		Unit Nom. Power 10.00 kWac	
Number of modules 20 units		Number of inverters 2 * MPPT 50% 1 unit	
Nominal (STC) 9.10 kWp		Total power 10.0 kWac	
Modules 2 units 10.0 In st		Operating voltage 140-1000 V	
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC) 0.91	
Pmpp 8.46 kWp		No power sharing between MPPTs	
U mpp 313 V			
I mpp 27 A			
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC) 9 kWp		Total power 10 kWac	
Total 20 modules		Number of inverters 1 unit	
Module area 40.0 m²		Pnom ratio 0.91	
Cell area 35.8 m²			

Grid storage - Self-consumption	
Battery	
Manufacturer Generic	
Model Battery Bore Premier HV 7.7	
Battery pack	
Nb. of units 1 unit	
Voltage 307 V	
Nominal Capacity (C10) 25 Ah	
Nominal energy 7.68 kWh	
Operating SOC limits 95.0 / 20.0 %	
Useable energy 5.76 kWh	
Operating temperature Fixed 20 °C	
Battery input charger	
Model Generic	
Max. charging power 4.90 kWdc	
Max./Euro effic. 98.0 / 96.5 %	
Battery to Grid inverter	
Model Generic	
Max. discharging power 7.00 kWac	
Max./Euro effic. 98.0 / 96.5 %	



PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:
15/07/26 16:11
with V8.1.4

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module quality losses				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	189 Ω	Loss Fraction	1.50 %			
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.50 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
Module mismatch losses								
Loss Fraction		2.00 % at MPP						
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	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

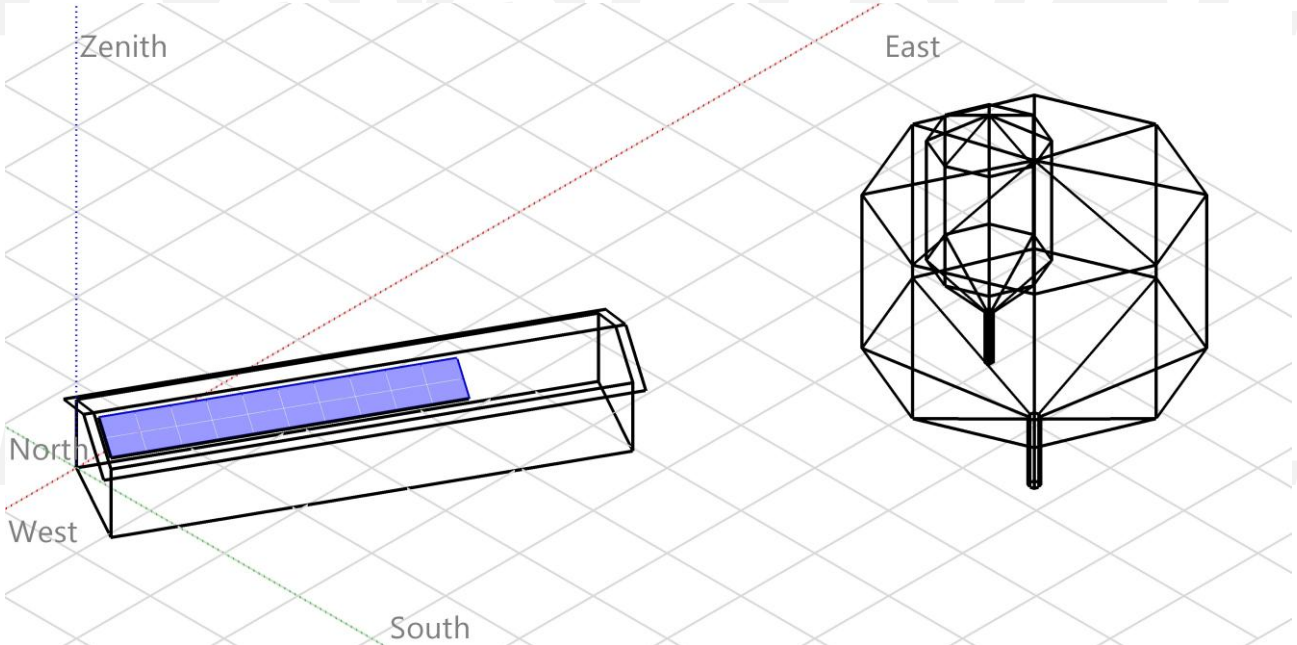


PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:
15/07/26 16:11
with V8.1.4

Near shadings parameter

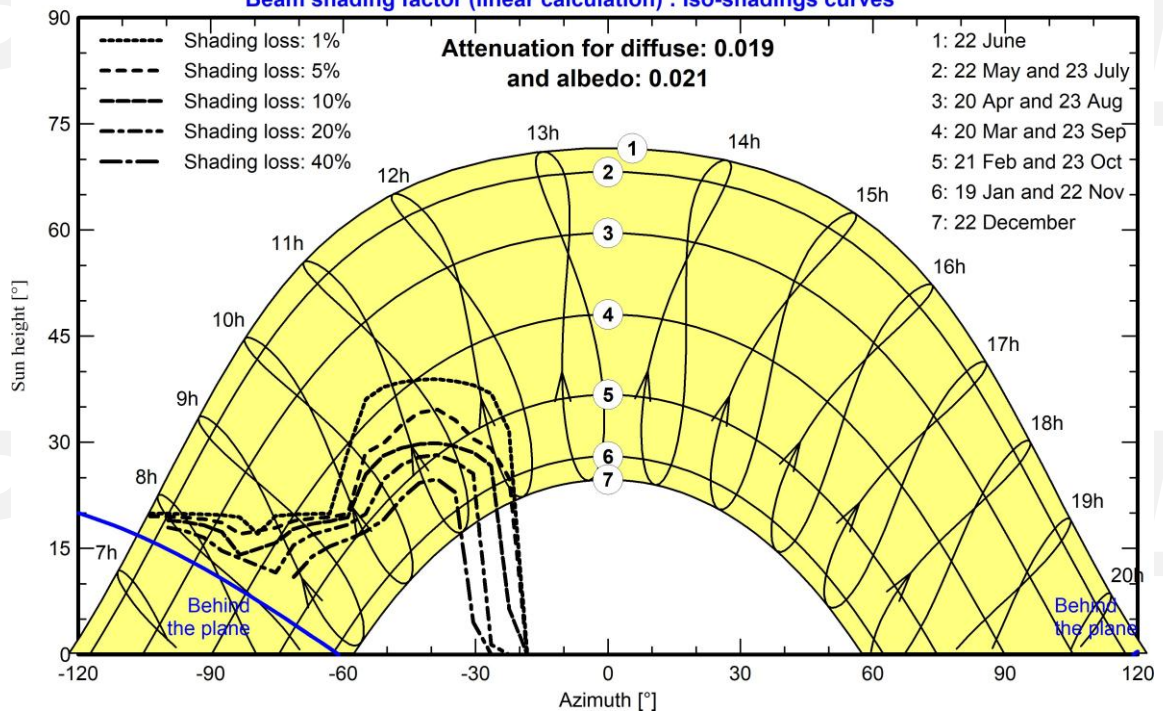
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1 - Fixed plane, Tilts/azimuths: 23°/ 29°

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves





PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:
15/07/26 16:11
with V8.1.4

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

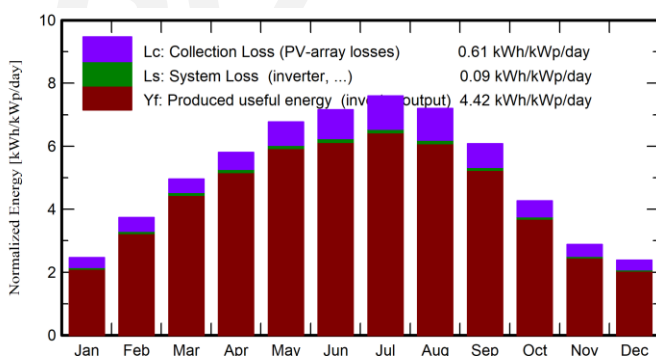
Produced Energy 14249 kWh/year
Used Energy 9580 kWh/year

Specific production 1566 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 83.85 %
Solar Fraction SF 65.61 %

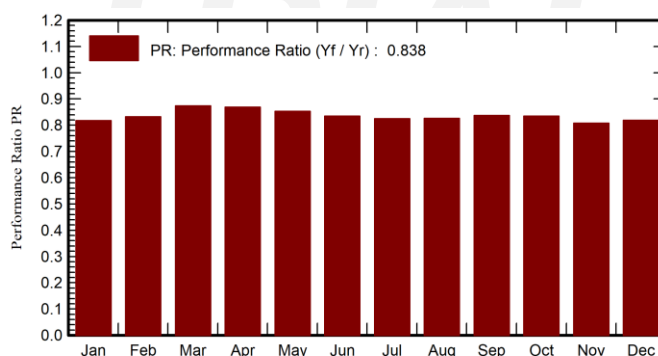
Battery ageing (State of health)

Final battery state of health 98.9 %
Battery age 1. year

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	52.5	24.95	4.07	76.4	68.7	609	802	357	211	445
February	78.9	34.93	5.43	104.7	96.0	843	915	520	274	395
March	127.8	52.03	8.45	153.8	148.9	1280	978	609	613	369
April	160.8	61.27	11.09	174.1	169.5	1439	1139	725	652	414
May	206.5	73.03	14.89	210.0	204.7	1705	754	601	1029	153
June	220.1	66.98	20.04	214.8	209.3	1706	778	624	1007	154
July	237.6	61.70	22.62	235.6	229.7	1848	719	615	1154	104
August	209.6	58.50	22.21	223.1	217.5	1749	836	612	1066	224
September	157.1	47.65	18.50	182.2	177.3	1457	605	499	889	106
October	103.2	40.66	13.43	132.3	125.2	1064	592	405	600	187
November	60.5	27.69	7.55	86.5	78.6	688	564	341	295	223
December	48.3	21.91	4.36	73.9	66.6	591	898	377	174	521
Year	1662.8	571.30	12.76	1867.4	1792.0	14979	9580	6286	7963	3294

Legends

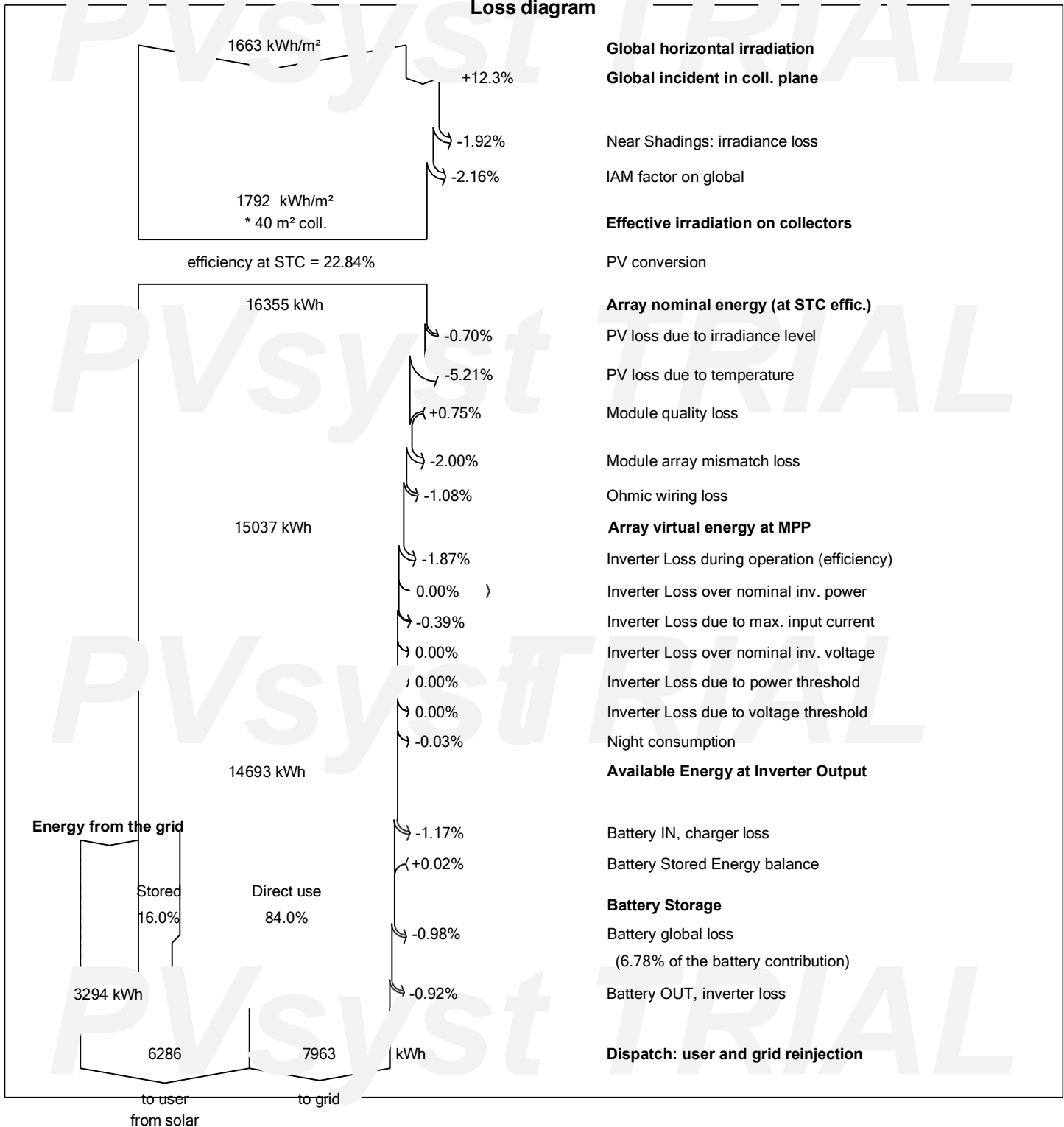
GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

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



PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:
15/07/26 16:11
with V8.1.4



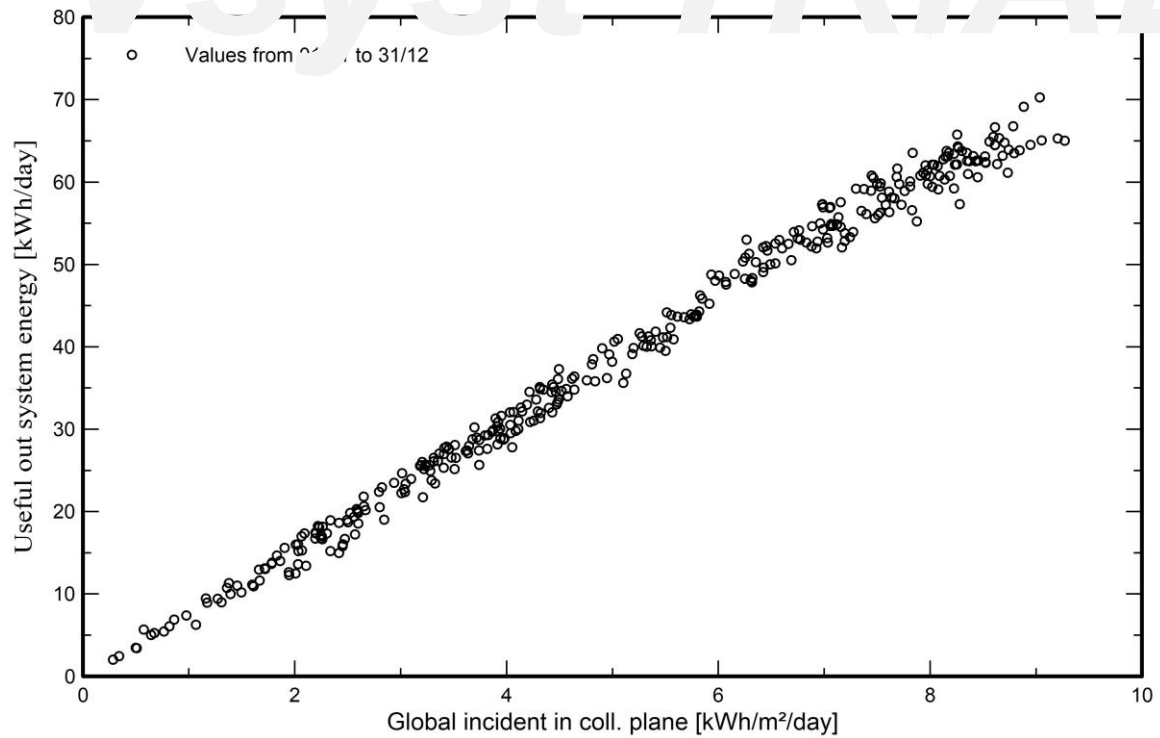


PVsyst V8.1.4

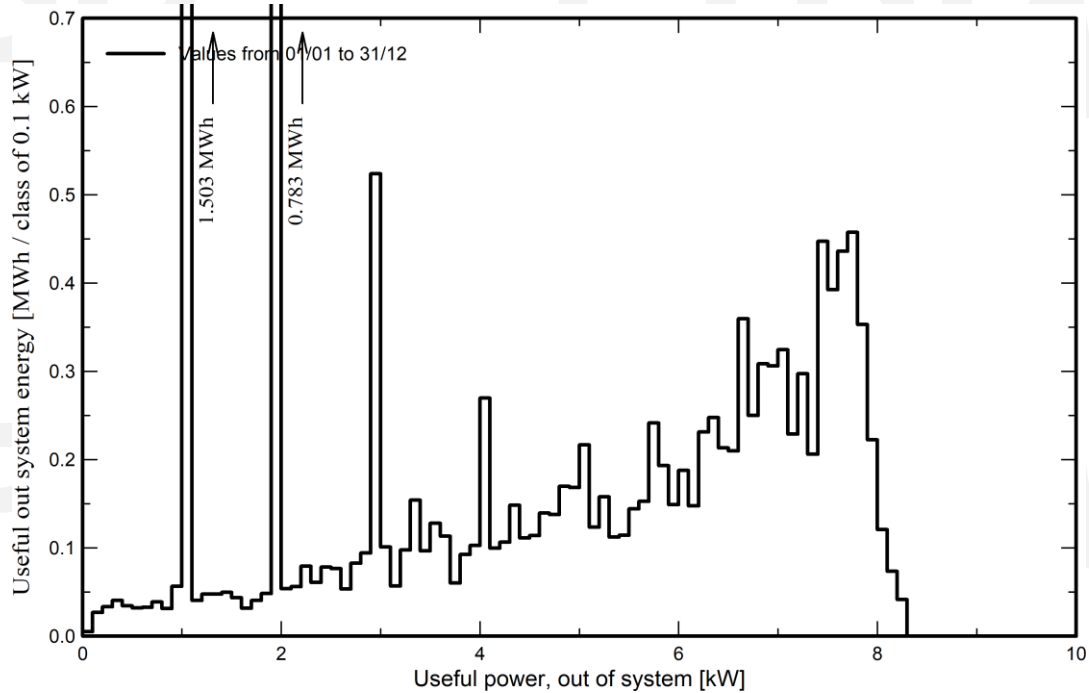
VC0, Simulation date:
15/07/26 16:11
with V8.1.4

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





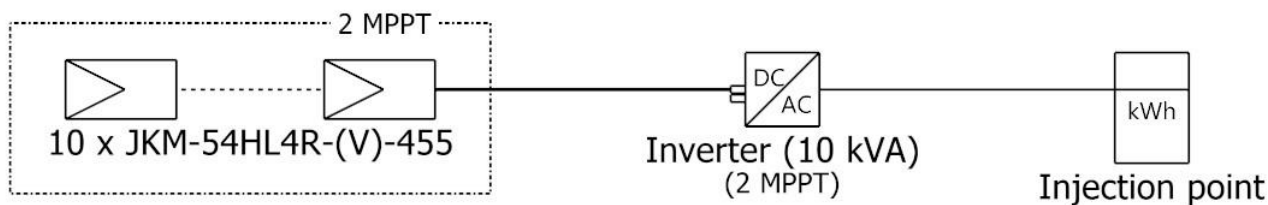
PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:

15/07/26 16:11

with V8.1.4

Single-line diagram



PV module	JKM-54HL4R-(V)-455
Inverter	MOD 10KTL3-X
String	10 x JKM-54HL4R-(V)-455

TFG

VC0 : sombras

15/07/26

9.3 *ANEXO III (INFORME CON BATERÍA DE 10.2KW)*

A continuación se presenta el Anexo III, un documento adjunto que refleja el informe emitido por el programa PVsyst en los casos de una instalación con batería de almacenamiento de capacidad 10.2kW.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFG

Variant: sombras

Tables on a building

System power: 9.10 kWp

Villalba de los Alcores - Spain



PVsyst V8.1.4

VCO, Simulation date:

15/07/26 17:02

with V8.1.4

Project summary

Geographical Site

Villalba de los Alcores

España

Situation

Latitude 41.8529 °(N)
Longitude -4.8175 °(W)
Altitude 860 m
Time zone UTC+1

Project settings

As installed

Weather data

Villalba de los Alcores

Meteonorm 9.0 dll, Sat=40 % - Sintético

System summary

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 23 / 29 °

System information

PV Array

Nb. of modules 20 units
Pnom total 9.10 kWp

Tables on a building

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

Inverters

Nb. of units 1 unit
Total power 10 kWac
Pnom ratio 0.91

User's needs

Ext. defined as file

Consumo_anual_por_horas_2025_FINAL.csv

Battery pack

Storage strategy: Self-consumption
Nb. of units 1 unit
Voltage 410 V
Capacity 25 Ah

Results summary

Simulation step Hourly

Produced Energy	14167 kWh/year	Specific production	1557 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.37 %
Used Energy	9580 kWh/year			Solar Fraction SF	71.1 %

Table contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Single-line diagram	9



PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:

15/07/26 17:02

with V8.1.4

General parameters													
Grid Connected system available for billing													
Simulation step													
Hourly													
Orientation #1				Models used				Horizon					
Fixed plane				Transposition Perez				Free Horizon					
Tilt/Azimuth 23 / 29 °				Diffuse Perez, Meteonorm									
				Circumsolar separate									
Near Shadings				Storage									
Linear shadings : Fast (table)				Kind				Self-consumption					
User's needs													
Ext. defined as file													
Consumo_anual_por_horas_2025_FINAL.csv													
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
802	915	978	1139	754	778	719	836	605	592	564	898	9580	kWh

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JKM-54HL4R-(V)-455	Model	MOD 10KTL3-X
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	455 Wp	Unit Nom. Power	10.00 kWac
Number of modules	20 unit	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	9.1 kWp	Total power	10.0 kWac
Modules	2 units 10 In sc	Operating voltage	140-1000 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	0.91
Pmpp	8.46 kWp	No power sharing between MPPTs	
U mpp	313 V		
I mpp	27 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	9 kWp	Total power	10 kWac
Total	20 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	40.0 m²	Pnom ratio	0.91
Cell area	35.8 m²		

Grid storage - Self-consumption			
Battery		Battery input charger	
Manufacturer	Generic	Model	Generic
Model	Energy Box Premier HV 0.2	Max. charging power	4.90 kWdc
Battery pack		Max./Euro effic.	98.0 / 96.5 %
Nb. of units	1 unit	Battery to Grid inverter	
Voltage	410 V	Model	Generic
Nominal Capacity (C10)	25 Ah	Max. discharging power	7.00 kWac
Nominal energy	10.2 kWh	Max./Euro effic.	98.0 / 96.5 %
Operating SOC limits	95.0 / 20.0 %		
Useable energy	7.7 kWh		
Operating temperature	Fixed 20 °C		



PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:
15/07/26 17:02
with V8.1.4

Arrangements			
Thermal Loss factor		Module quality	
Module temperature according to irradiance		Global array res.	189 Ω
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.50 % at STC
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
Module mismatch losses			
Loss Fraction		2.00 % at MPP	
IAM loss factor			
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290			
0°	30°	50°	60°
1.000	0.999	0.987	0.963

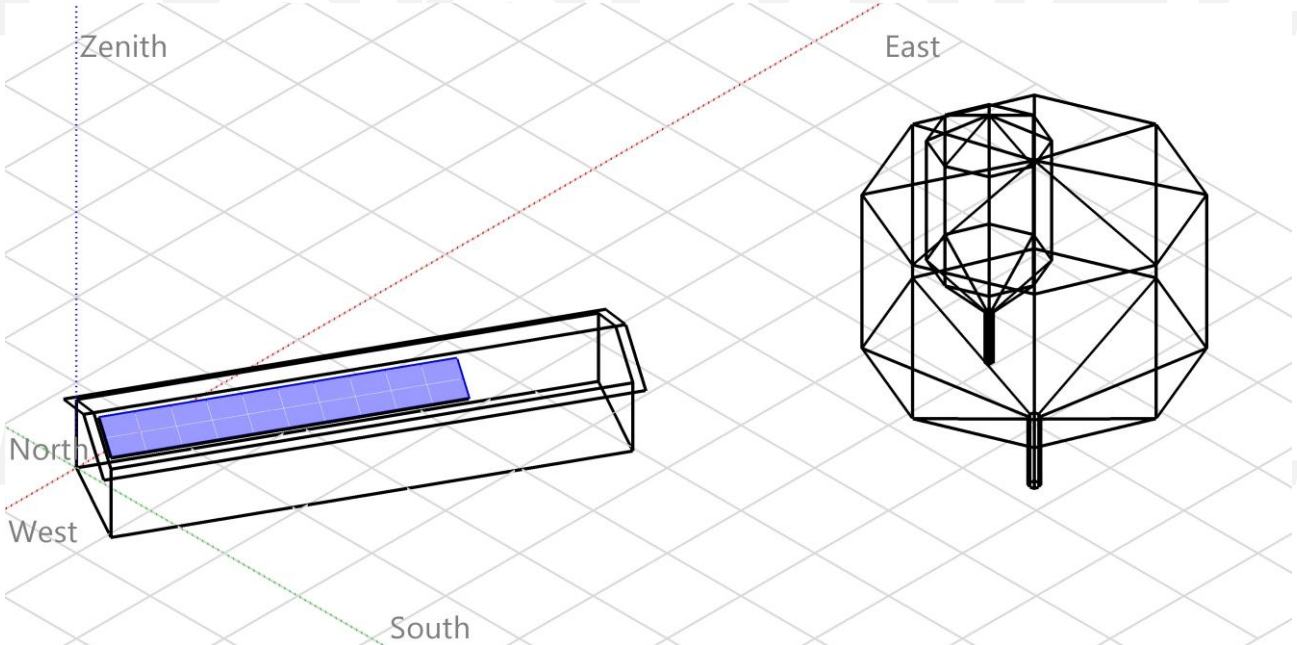


PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:
15/07/26 17:02
with V8.1.4

Near shadings parameter

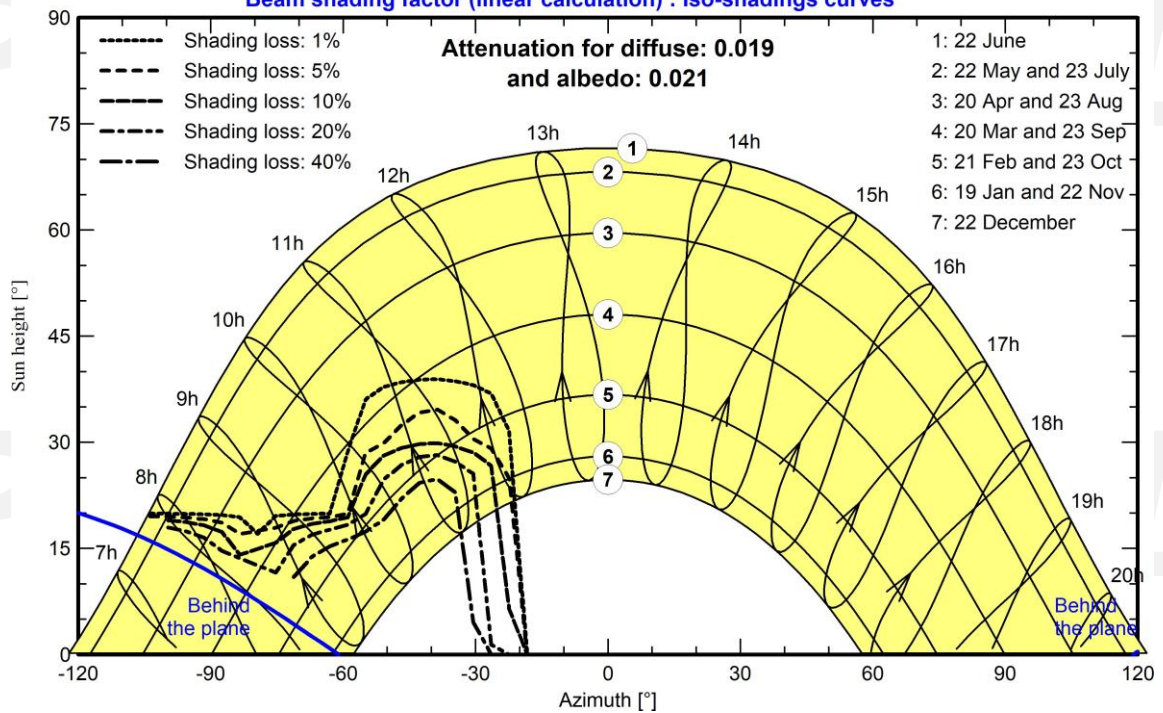
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1 - Fixed plane, Tilts/azimuths: 23°/ 29°

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves





PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:
15/07/26 17:02
with V8.1.4

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

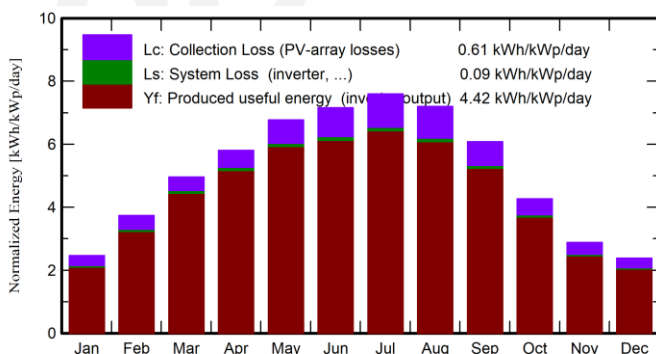
Produced Energy 14167 kWh/year
Used Energy 9580 kWh/year

Specific production 1557 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 83.37 %
Solar Fraction SF 71.81 %

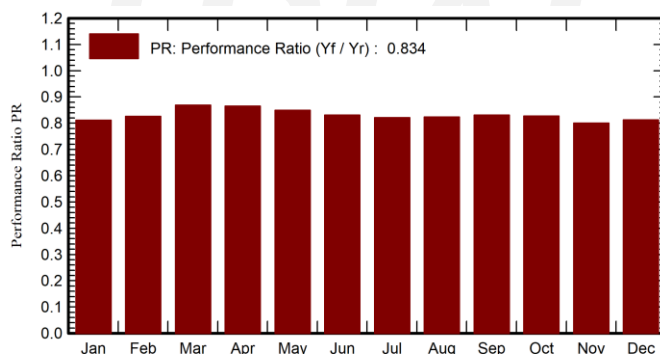
Battery ageing (State of health)

Final battery state of health 98.9 %
Battery age 1. year

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/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	52.5	24.95	4.07	76.4	68.7	609	802	400	164	402
February	78.9	34.93	5.43	104.7	96.0	843	915	563	224	352
March	127.8	52.03	8.45	153.8	148.9	1280	978	664	552	314
April	160.8	61.27	11.09	174.1	169.5	1439	1139	775	597	364
May	206.5	73.03	14.89	210.0	204.7	1705	754	657	966	97
June	220.1	66.98	20.04	214.8	209.3	1706	778	674	950	104
July	237.6	61.70	22.62	235.6	229.7	1848	719	669	1090	50
August	209.6	58.50	22.21	223.1	217.5	1749	836	668	1003	168
September	157.1	47.65	18.50	182.2	177.3	1457	605	549	830	56
October	103.2	40.66	13.43	132.3	125.2	1064	592	460	535	132
November	60.5	27.69	7.55	86.5	78.6	688	564	387	243	177
December	48.3	21.91	4.36	73.9	66.6	591	898	414	133	484
Year	1662.8	571.30	12.76	1867.4	1792.0	14979	9580	6880	7287	2700

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

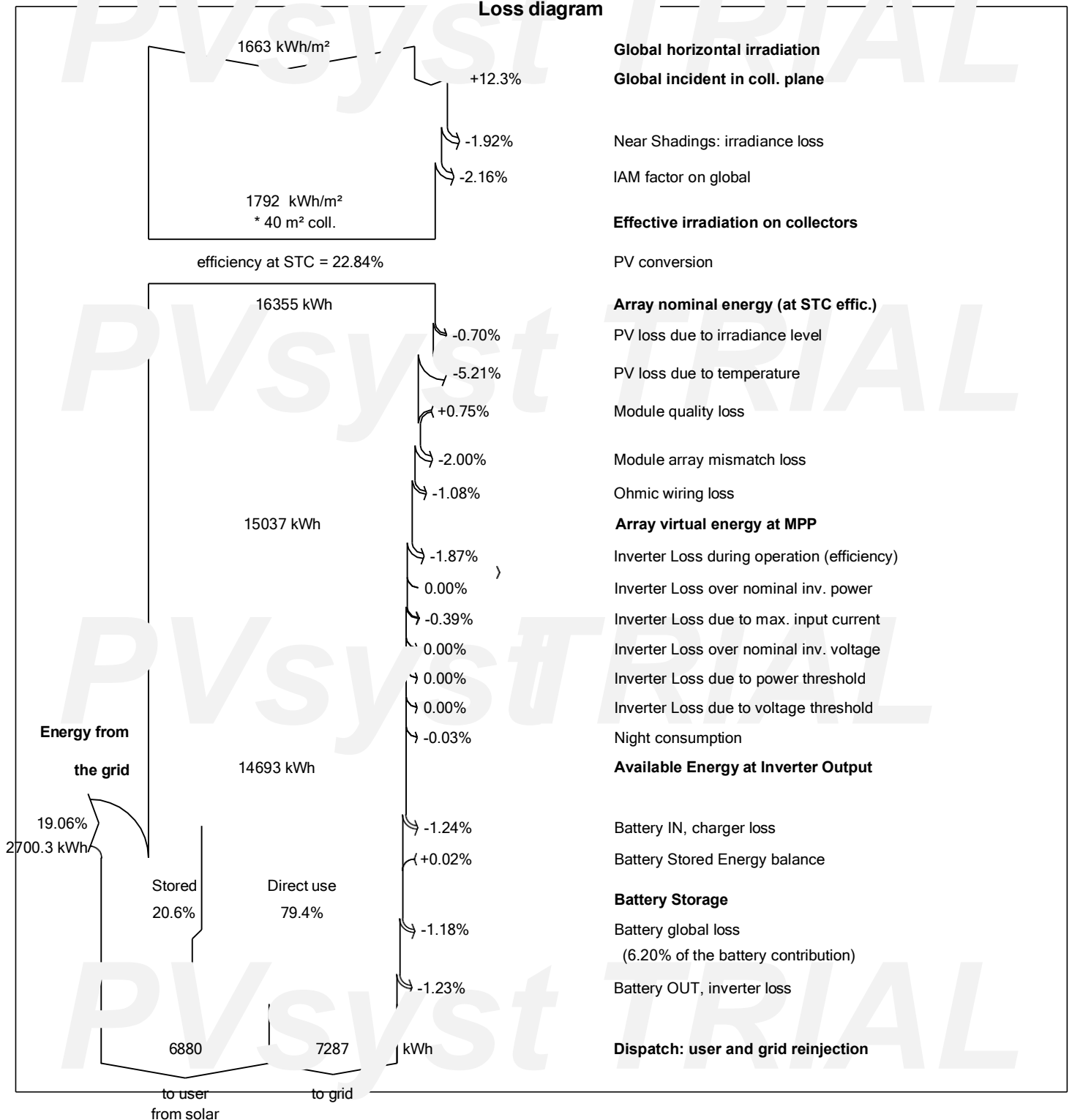
EArray Effective energy at the output of the array
E_User Energy supplied to the user
E_Solar Energy from the sun
E_Grid Energy injected into grid
EFrGrid Energy from the grid



PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:
15/07/26 17:02
with V8.1.4

Loss diagram



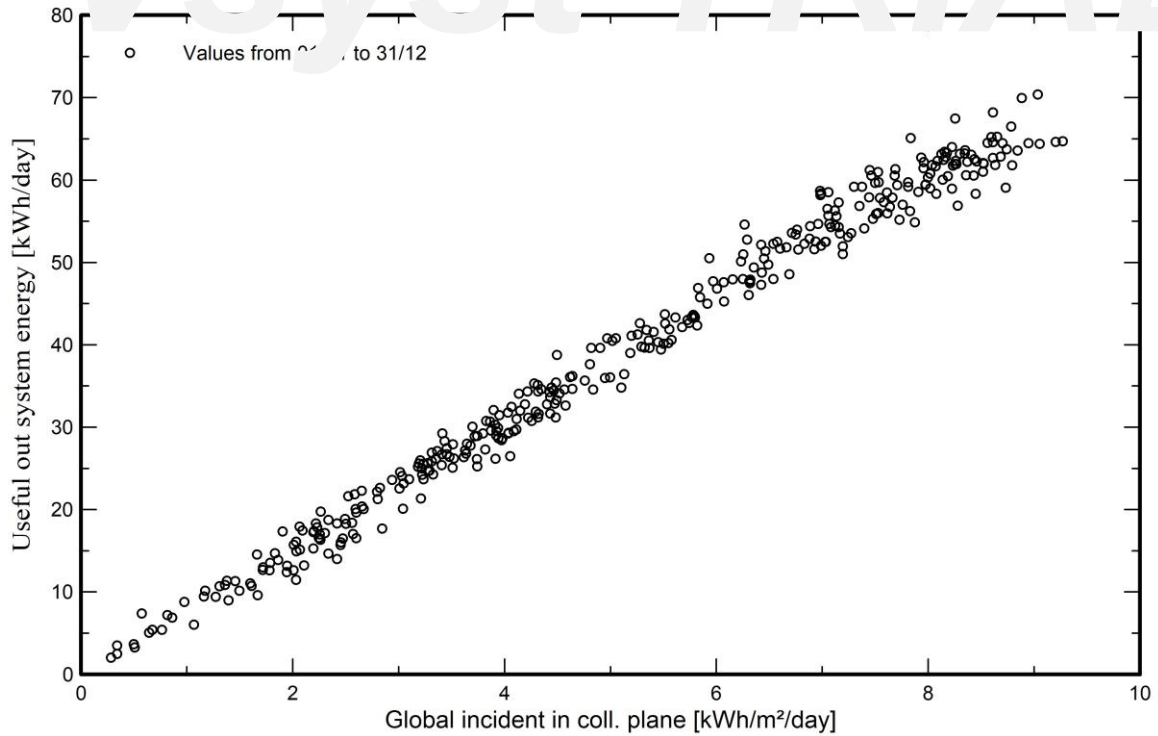


PVsyst V8.1.4

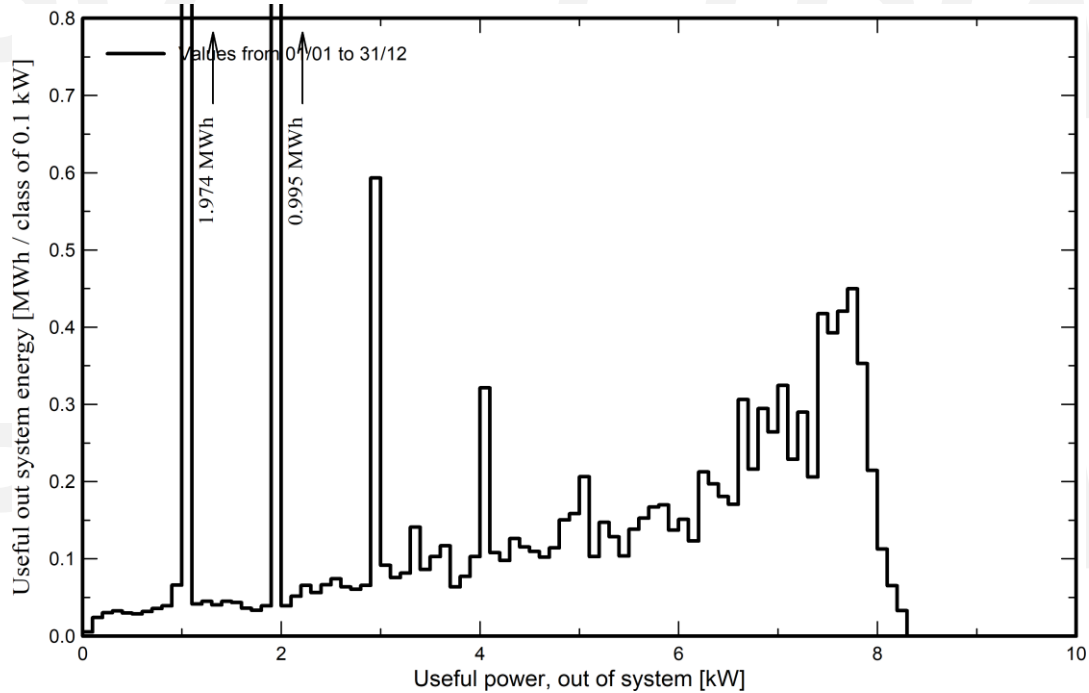
VC0, Simulation date:
15/07/26 17:02
with V8.1.4

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

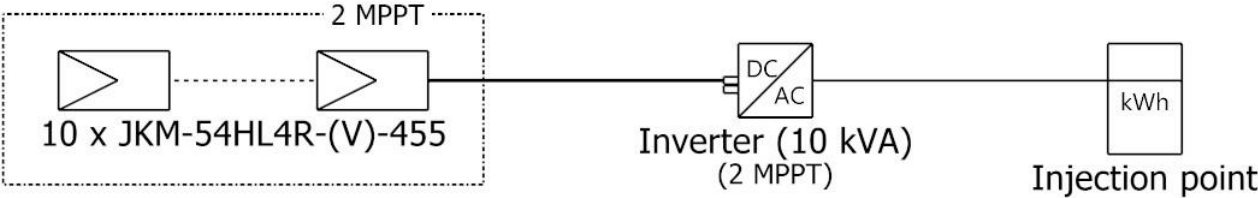




PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:
15/07/26 17:02
with V8.1.4

Single-line diagram



PV module	JKM-54HL4R-(V)-455
Inverter	MOD 10KTL3-X
String	10 x JKM-54HL4R-(V)-455

TFG

VC0 : sombras

15/07/26

9.4 *ANEXO IV (INFORME CON BATERÍA DE 12.8KW)*

A continuación se presenta el Anexo IV, un documento adjunto que refleja el informe emitido por el programa PVsyst en los casos de una instalación con batería de almacenamiento de capacidad 12.8kW.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFG

Variant: sombras

Tables on a building

System power: 9.10 kWp

Villalba de los Alcores - Spain



PVsyst V8.1.4

VCO, Simulation date:

15/07/26 17:04

with V8.1.4

Project summary

Geographical Site

Villalba de los Alcores

España

Situation

Latitude 41.8529 °(N)
Longitude -4.8175 °(W)
Altitude 860 m
Time zone UTC+1

Project settings

Access mode: Standard

Weather data

Villalba de los Alcores

Meteonorm 9.0 dll, Sat=40 % - Sintético

System summary

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 23 / 29 °

System information

PV Array

Nb. of modules 20 units
Pnom total 9.10 kWp

Tables on a building

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

Inverters

Nb. of units 1 unit
Total power 10 kWac
Pnom ratio 0.91

User's needs

Ext. defined as file

Consumo_anual_por_horas_2025_FINAL.csv

Battery pack

Storage strategy: Self-consumption
Nb. of units 1 unit
Voltage 512 V
Capacity 25 Ah

Results summary

Simulation step Hourly

Produced Energy	14098 kWh/year	Specific production	1549 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	82.96 %
Used Energy	9580 kWh/year			Solar Fraction SF	77.1 %

Table contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Single-line diagram	9



PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:

15/07/26 17:04

with V8.1.4

General parameters													
Grid Connected system available for billing													
Simulation step Hourly													
Orientation #1				Models used				Horizon					
Fixed plane				Transposition Perez				Free Horizon					
Tilt/Azimuth 23 / 29 °				Diffuse Perez, Meteonorm									
				Circumsolar separate									
Near Shadings				Storage									
Linear shadings : Fast (table)				Kind				Self-consumption					
User's needs													
Ext. defined as file													
Consumo_anual_por_horas_2025_FINAL.csv													
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
802	915	978	1139	754	778	719	836	605	592	564	898	9580	kWh

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JKM-54HL4R-(V)-455	Model	MOD 10KTL3-X
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	455 Wp	Unit Nom. Power	10.00 kWac
Number of modules	20 unit	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	9.1 kWp	Total power	10.0 kWac
Modules	2 units 10 In st	Operating voltage	140-1000 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	0.91
Pmpp	8.46 kWp	No power sharing between MPPTs	
U mpp	313 V		
I mpp	27 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	9 kWp	Total power	10 kWac
Total	20 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	40.0 m²	Pnom ratio	0.91
Cell area	35.8 m²		

Grid storage - Self-consumption			
Battery		Battery input charger	
Manufacturer	Generic	Model	Generic
Model	Energy Box Premier HV 2.8	Max. charging power	4.90 kWdc
Battery pack		Max./Euro effic.	98.0 / 96.5 %
Nb. of units	1 unit	Battery to Grid inverter	
Voltage	512 V	Model	Generic
Nominal Capacity (C10)	25 Ah	Max. discharging power	7.00 kWac
Nominal energy	12.8 kWh	Max./Euro effic.	98.0 / 96.5 %
Operating SOC limits	95.0 / 20.0 %		
Useable energy	9.6 kWh		
Operating temperature	Fixed 20 °C		



PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:
15/07/26 17:04
with V8.1.4

Thermal Loss factor				Module quality				
Module temperature according to irradiance		Global array res.		Loss Fraction				
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction		1.50 % at STC				
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
Module mismatch losses								
Loss Fraction		2.00 % at MPP						
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	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

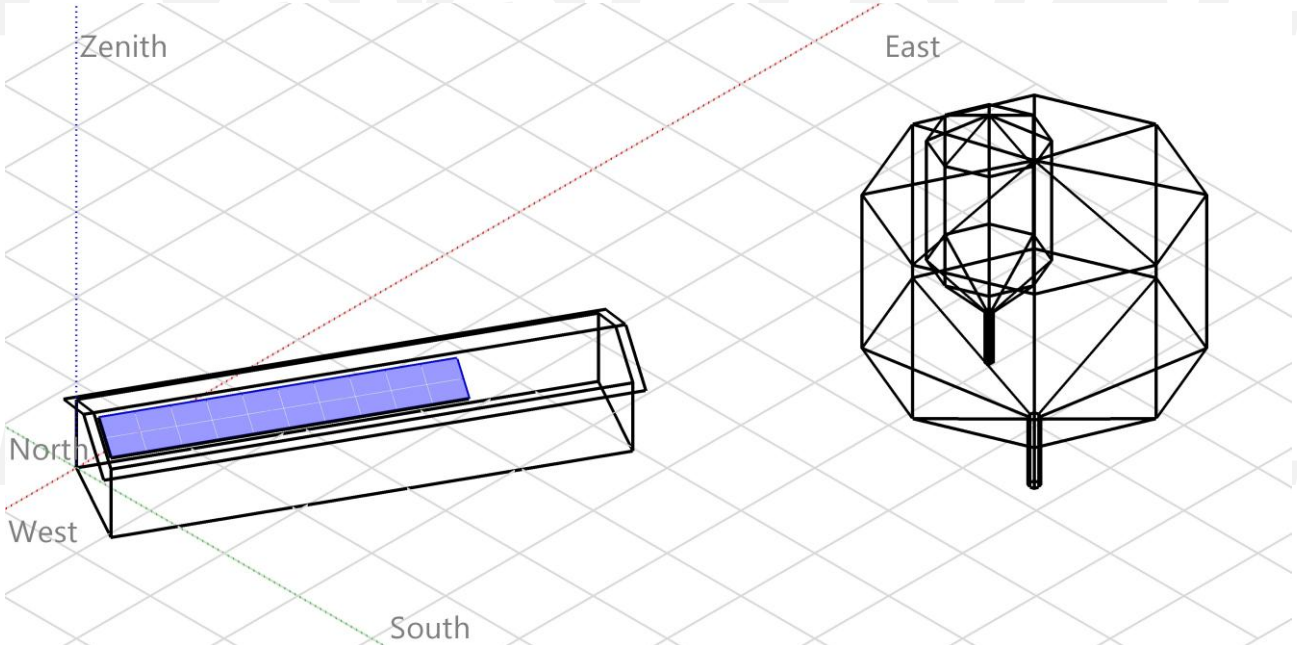


PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:
15/07/26 17:04
with V8.1.4

Near shadings parameter

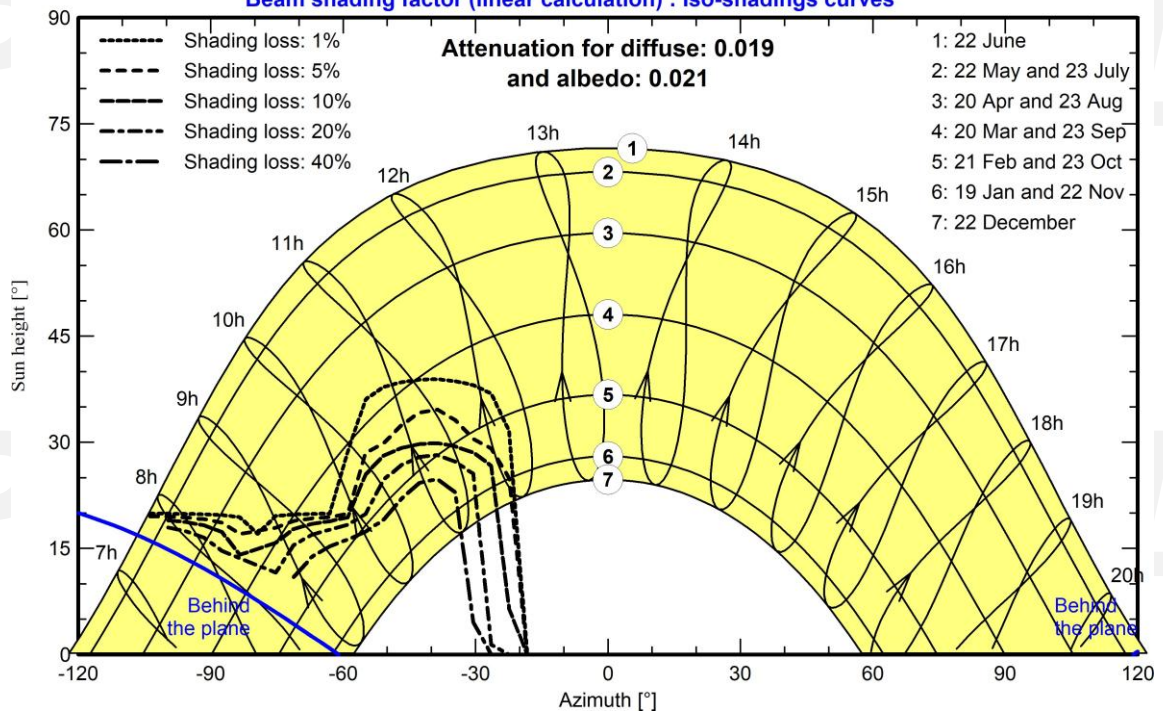
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1 - Fixed plane, Tilts/azimuths: 23°/ 29°

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves





PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:
15/07/26 17:04
with V8.1.4

Main results

Simulation step

Hourly

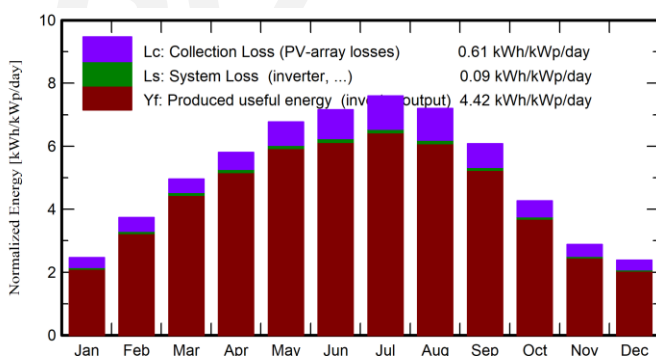
System Production

Produced Energy	14098 kWh/year	Specific production	1549 kWh/kWp/year
Used Energy	9580 kWh/year	Perf. Ratio PR	82.96 %
		Solar Fraction SF	77.05 %

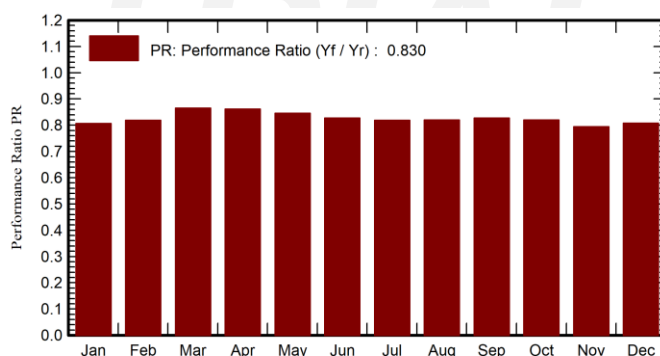
Battery ageing (State of health)

Final battery state of health	98.9 %
Battery age	1. year

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	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	52.5	24.95	4.07	76.4	68.7	609	802	433	127	369
February	78.9	34.93	5.43	104.7	96.0	843	915	601	180	314
March	127.8	52.03	8.45	153.8	148.9	1280	978	715	495	263
April	160.8	61.27	11.09	174.1	169.5	1439	1139	824	542	315
May	206.5	73.03	14.89	210.0	204.7	1705	754	699	918	55
June	220.1	66.98	20.04	214.8	209.3	1706	778	717	901	61
July	237.6	61.70	22.62	235.6	229.7	1848	719	703	1051	16
August	209.6	58.50	22.21	223.1	217.5	1749	836	719	945	117
September	157.1	47.65	18.50	182.2	177.3	1457	605	583	789	22
October	103.2	40.66	13.43	132.3	125.2	1064	592	513	474	79
November	60.5	27.69	7.55	86.5	78.6	688	564	428	198	136
December	48.3	21.91	4.36	73.9	66.6	591	898	446	97	452
Year	1662.8	571.30	12.76	1867.4	1792.0	14979	9580	7381	6717	2199

Legends

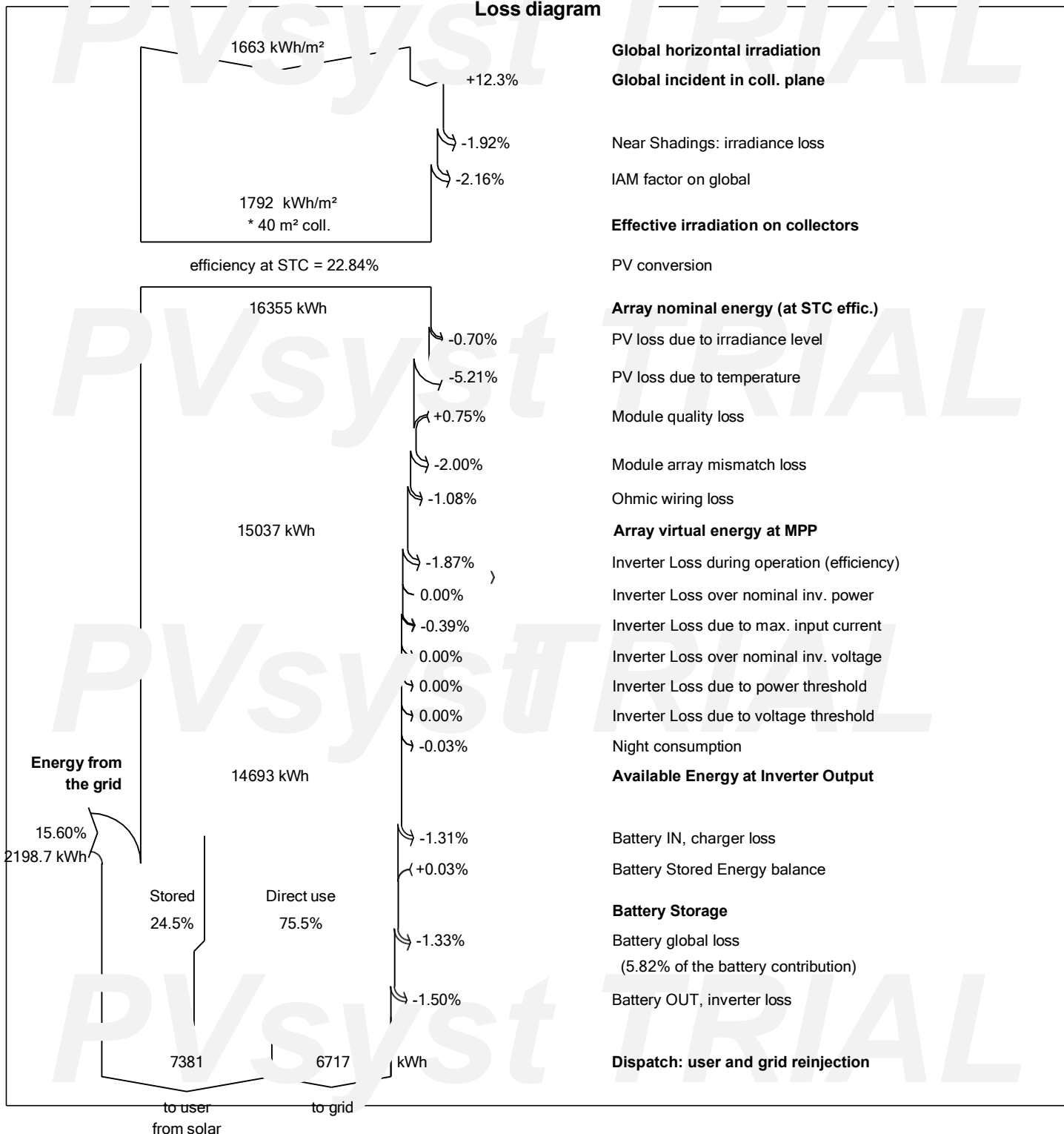
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective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



PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:
15/07/26 17:04
with V8.1.4

Loss diagram





PVsyst V8.1.4

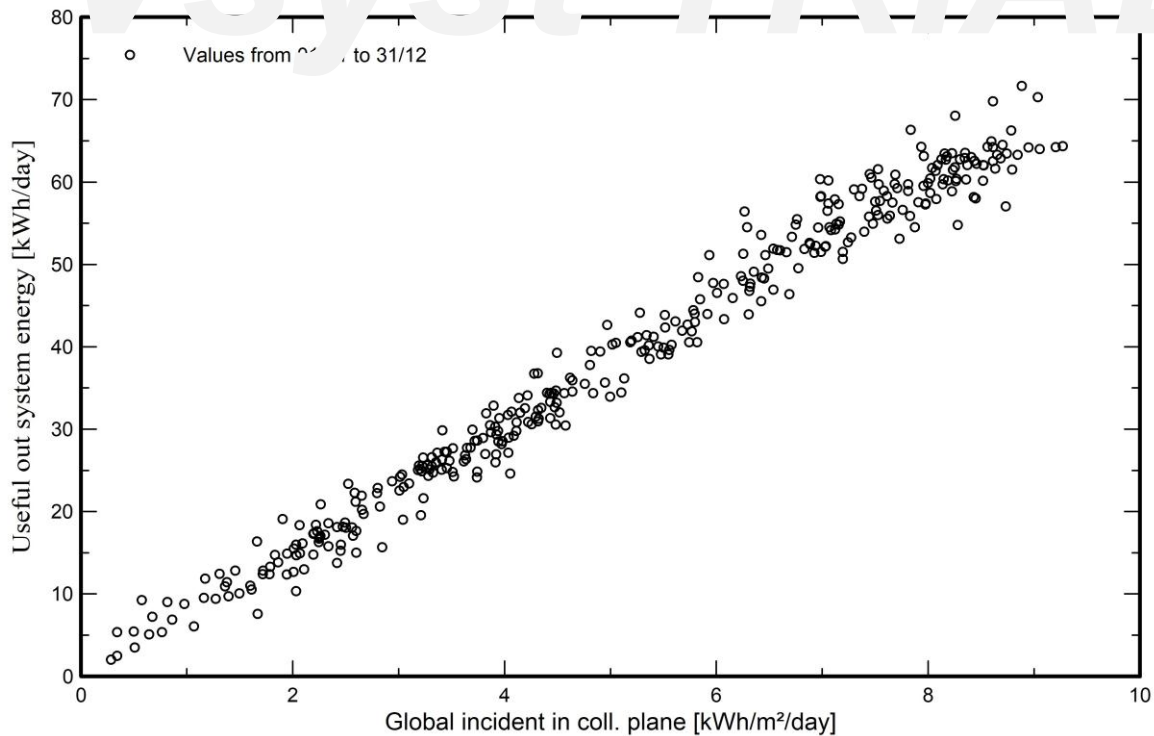
VC0, Simulation date:

15/07/26 17:04

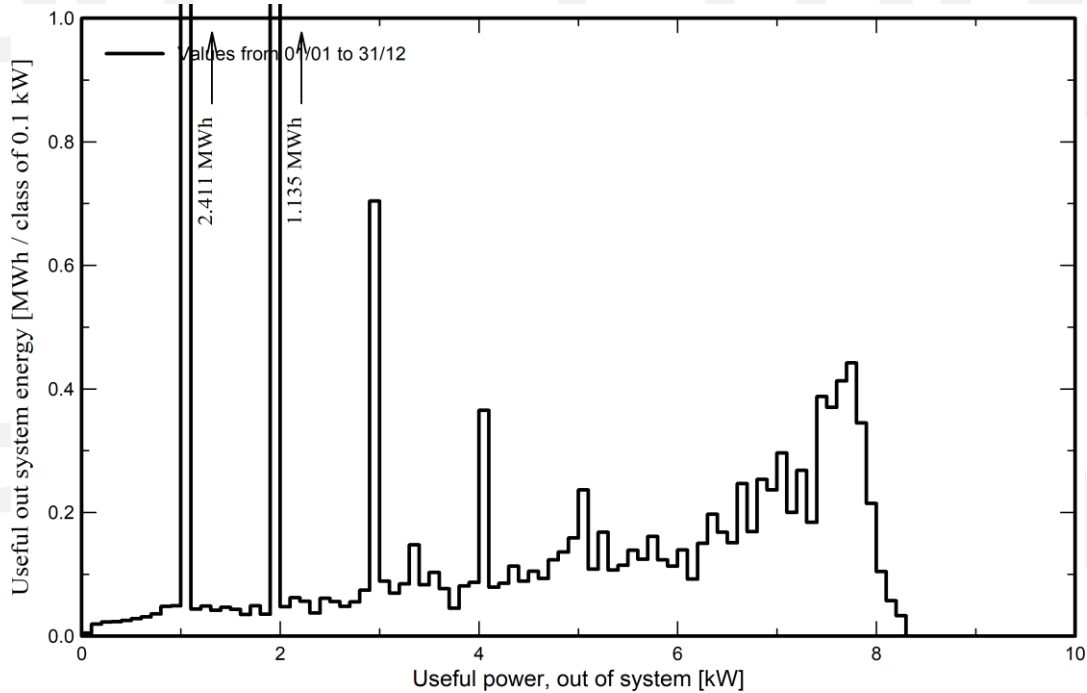
with V8.1.4

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

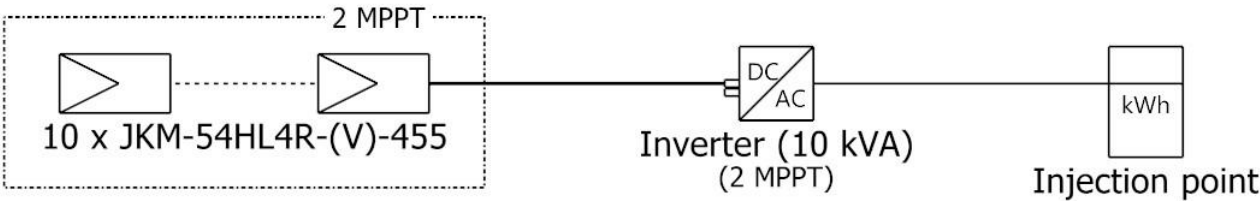




PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:
15/07/26 17:04
with V8.1.4

Single-line diagram



PV module	JKM-54HL4R-(V)-455
Inverter	MOD 10KTL3-X
String	10 x JKM-54HL4R-(V)-455

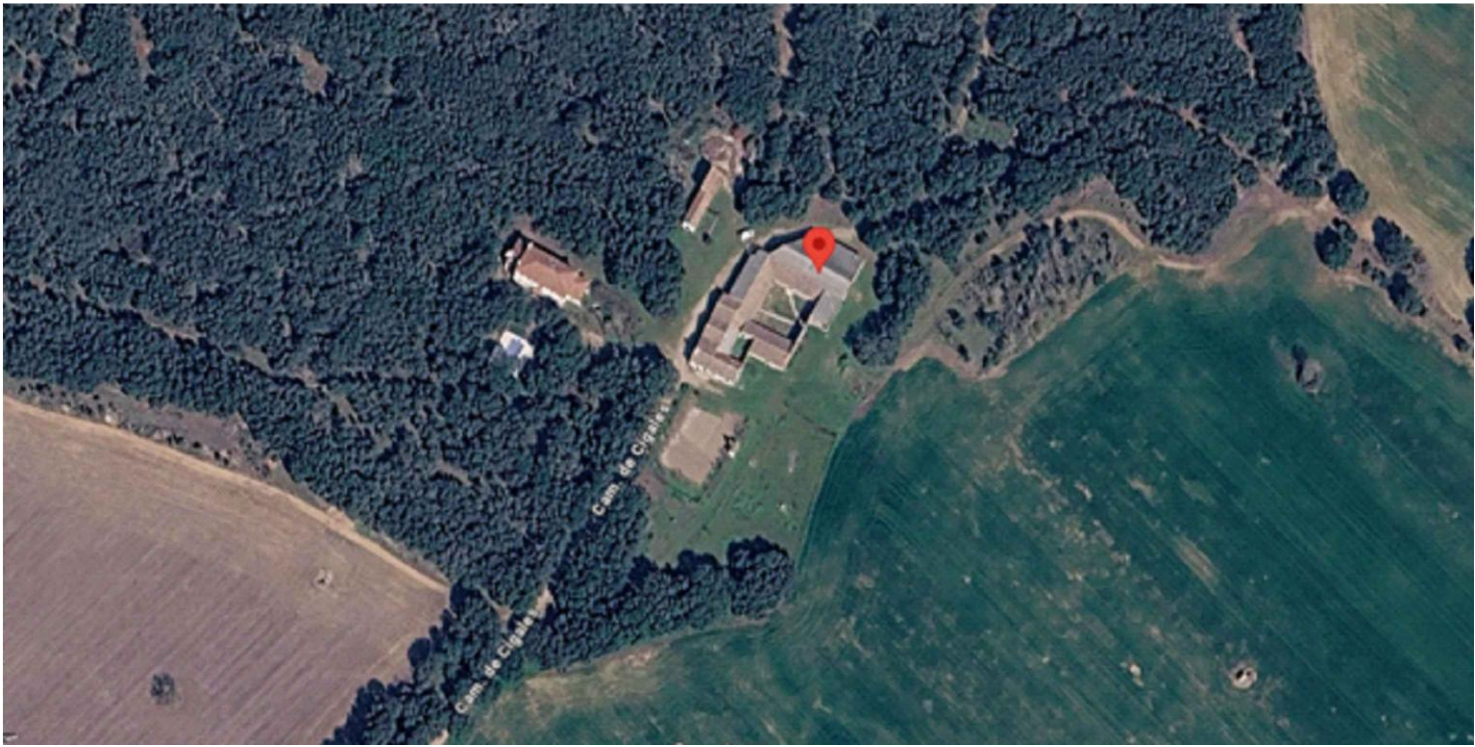
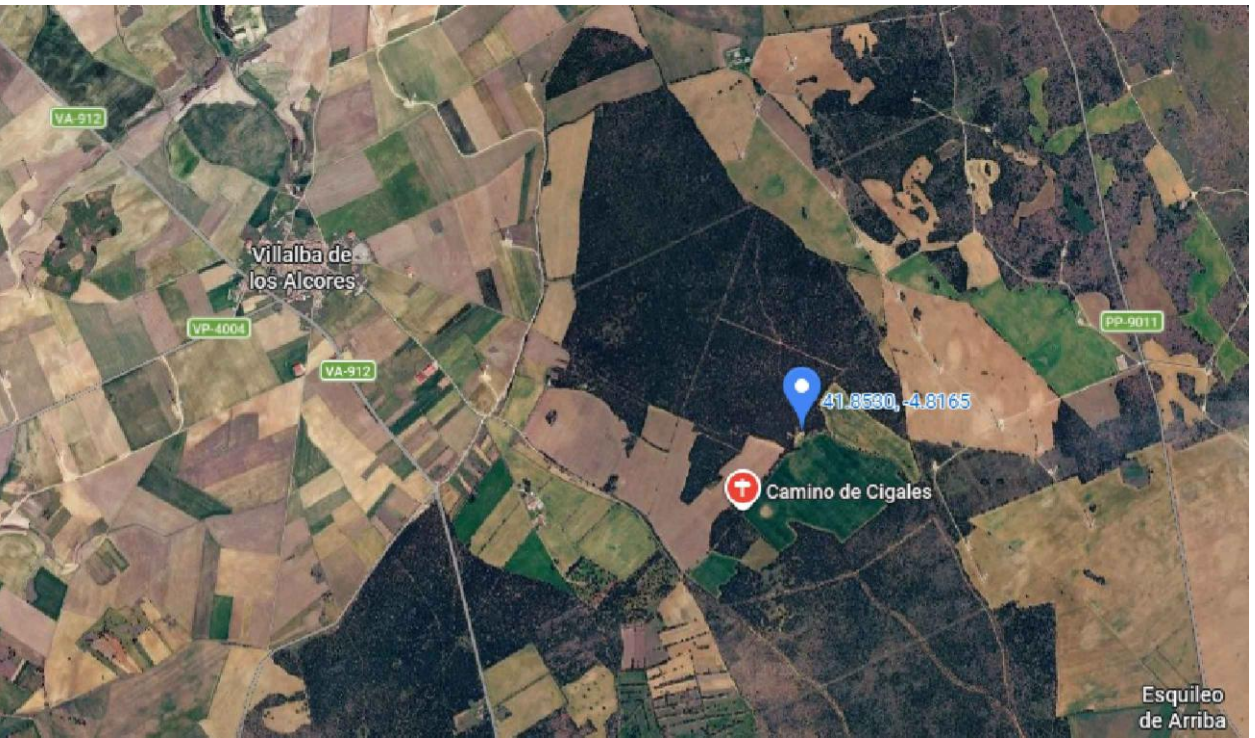
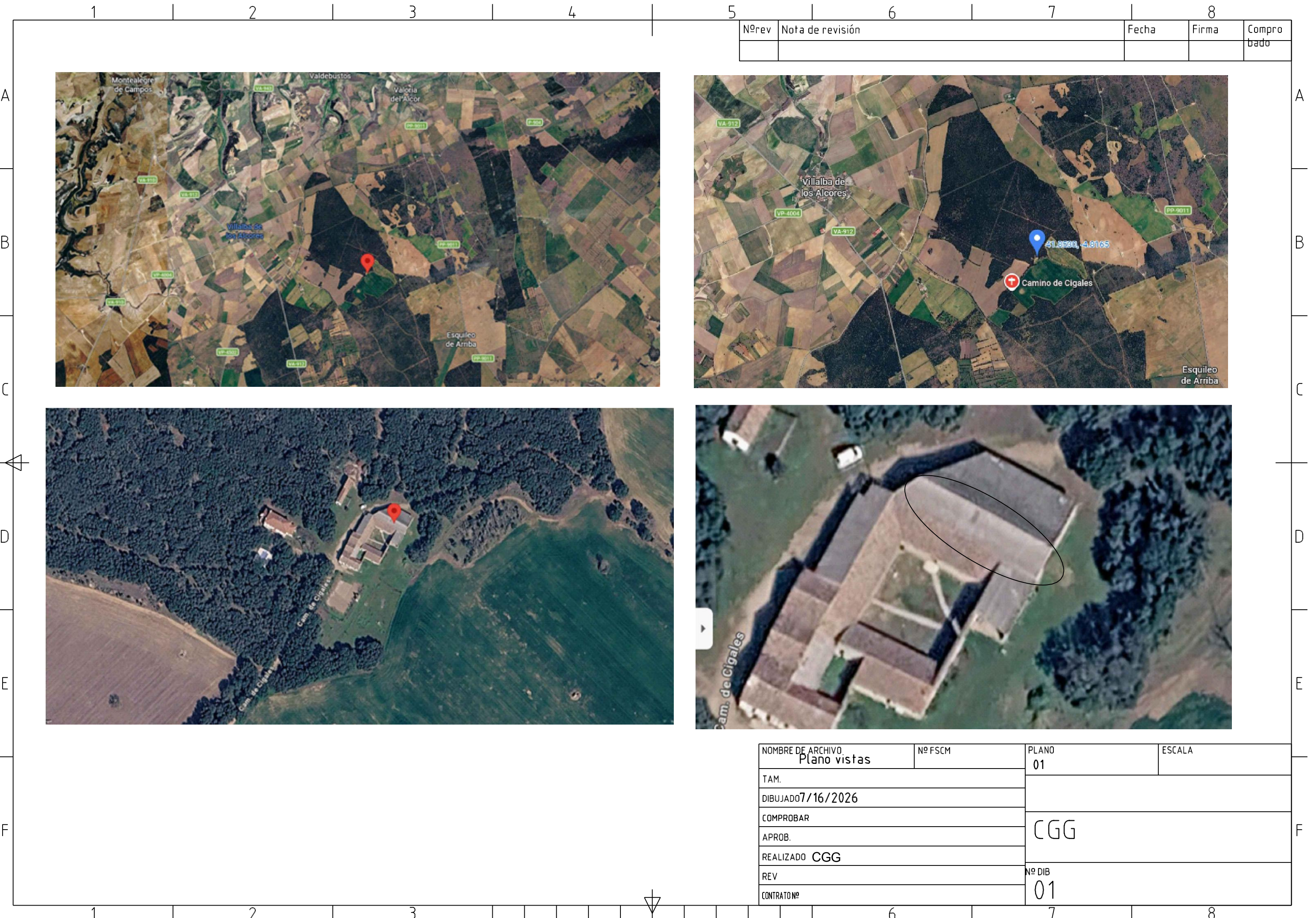
TFG

VC0 : sombras

15/07/26

9.5 *ANEXO V (MAPA EMPLAZAMIENTO)*

A continuación se presenta el Anexo V, un documento adjunto que permite ubicar y acceder a la vivienda donde se va a realizar el estudio. Además está marcada la cubierta sobre la que se hará la instalación



NOMBRE DE ARCHIVO	Nº FSCM	PLANO	ESCALA
Plano vistas		01	
TAM.			
DIBUJADO	7/16/2026		
COMPROBAR			
APROB.			
REALIZADO	CGG		
REV		Nº DIB	
CONTRATO Nº		01	

9.7 ANEXO VII (ESQUEMA UNIFILAR)

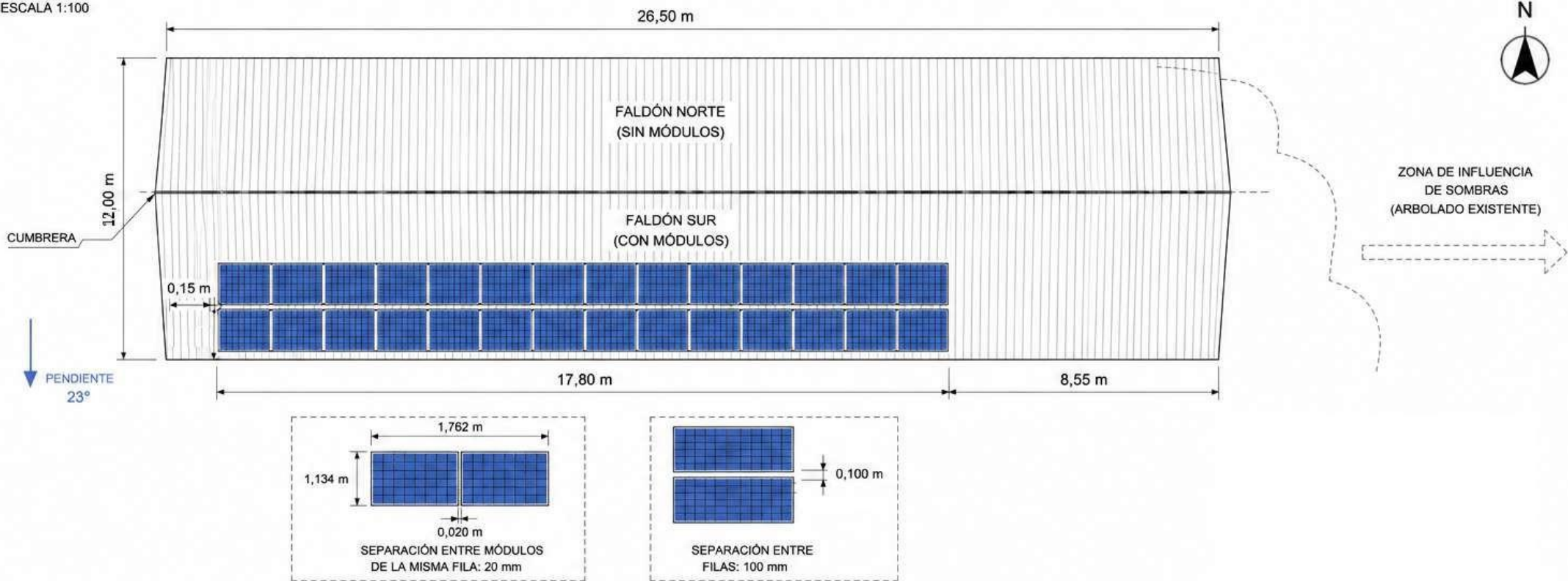
A continuación se presenta el Anexo VII, un documento adjunto que permite realizar el estudio eléctrico de la instalación a través del esquema unifilar del circuito a estudiar.

9.6 *ANEXO VI (PLANO VISTAS INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA)*

A continuación se presenta el Anexo VI, un documento adjunto que permite obtener información acerca de la cubierta sobre la que se realiza la instalación.

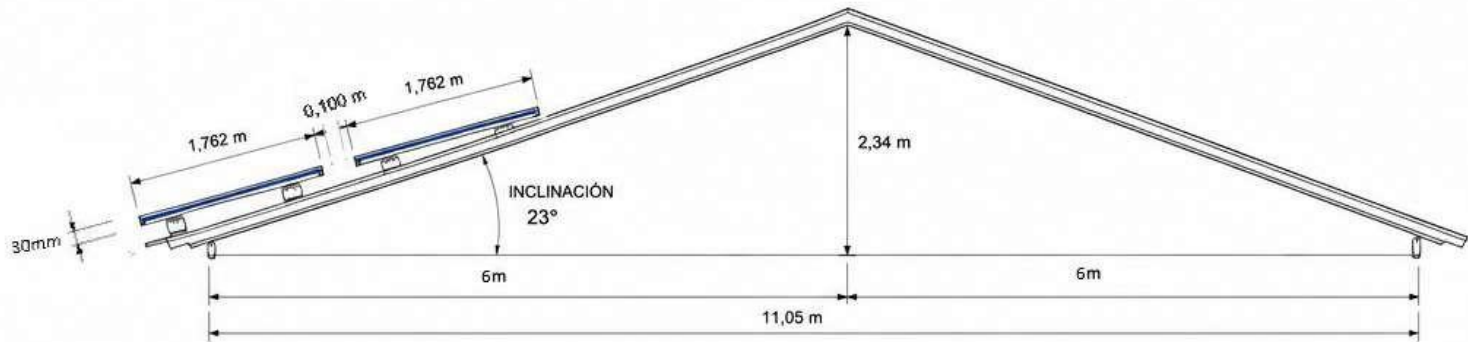
VISTA EN PLANTA (AÉREA)

ESCALA 1:100



VISTA LATERAL (SECCIÓN A-A)

ESCALA 1:20



DIMENSIONES PRINCIPALES	
Longitud del edificio (cubrería)	26,50 m
Longitud inclinada de cada faldón	6,00 m
Inclinación de la cubierta	23°
Proyección horizontal de cada faldón	5,52 m
Anchura total del edificio	11,05 m
Altura de cubrería sobre alero	2,34 m

CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN	
Número de módulos	20
Configuración	2 filas x 10 módulos
Modelo de módulo	Jinko Solar Tiger Neo JKM-54HL4R-V (455 W)
Potencia unitaria (Pmax)	455 Wp
Potencia instalada total	9,10 kWp
Dimensiones del módulo (L x A x E)	1762 x 1134 x 30 mm
Peso del módulo	22 kg
Orientación	azimut 29°
Inclinación	23°
Separación entre módulos	20 mm
Separación entre filas	100 mm
Superficie ocupada (aprox.)	42,15 m²

9.8 *ANEXO VIII (ESTUDIO ECONÓMICO INSTALACIÓN SIN ALMACENAMIENTO)*

A continuación se presenta el Anexo VIII, un documento de Excel adjunto que permite analizar las diferentes alternativas de instalación sin almacenamiento, con el objetivo de estudiar los resultados económicos obtenidos.

MODELO ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS FOTOVOLTAICAS

HIPÓTESIS GENERALES	Valor
Horizonte económico (años)	25
Coste eléctrico de referencia (€/año)	970,80 €
Degradación anual de módulos	0,40%
Coste anual de mantenimiento (€/año)	75
Tasa de descuento	0,05 €
Vida útil del inversor (años)	15
Coste de sustitución del inversor (€)	1700
Vida útil de baterías (años)	10
Años de sustitución de batería	10 y 20

ALTERNATIVA	Inversión inicial (€)	Coste eléctrico año 1 (€)	Ahorro bruto año 1 (€)	Reposición batería (€)	Fuente / criterio
Compensación simplificada	7.500,00 €	205,31 €	765,49 €	-	TFG, apartado 6.5.2.4
Venta de excedentes	7.500,00 €	330,80 €	640,00 €	-	TFG, apartado 6.5.2.4
Batería HVS 7.7	12.300,00 €	80,92 €	889,88 €	4.400,00 €	TFG y ajuste del flujo de caja
Batería HVS 10.2	13.388,00 €	75,47 €	895,33 €	5.488,00 €	TFG y ajuste del flujo de caja
Batería HVS 12.8	14.476,00 €	72,26 €	898,54 €	6.576,00 €	TFG y ajuste del flujo de caja

NOTAS METODOLÓGICAS	
Ahorro bruto anual	Se reduce un 0,4 % anual por degradación de los módulos.
Reposiciones	Inversor en el año 15; baterías en los años 10 y 20.
Indicadores	VAN a 25 años, TIR y payback mediante flujo acumulado.

FLUJO DE CAJA — COMPENSACIÓN SIMPLIFICA

PARÁMETROS	Valor
Inversión inicial (€)	7.500,00 €
Coste eléctrico año 1 (€)	205,31 €
Ahorro bruto año 1 (€)	765,49 €
Mantenimiento anual (€)	75,00 €
Degradación anual	0,40%
Sustitución inversor (€)	1.700,00 €
Sustitución batería (€)	-

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Inversión inicial	(7.500,00 €)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ahorro bruto	-	765,49 €	762,43 €	759,38 €	756,34 €	753,32 €	750,30 €	747,30 €	744,31 €	741,33 €	738,37 €	735,42 €	732,47 €	729,54 €
Mantenimiento	-	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)
Reposición inversor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reposición batería	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja neto	(7.500,00 €)	690,49 €	687,43 €	684,38 €	681,34 €	678,32 €	675,30 €	672,30 €	669,31 €	666,33 €	663,37 €	660,42 €	657,47 €	654,54 €
Flujo descontado	(7.500,00 €)	657,61 €	623,52 €	591,19 €	560,54 €	531,48 €	503,92 €	477,79 €	453,02 €	429,53 €	407,25 €	386,13 €	366,11 €	347,12 €
Flujo acumulado	(7.500,00 €)	(6.809,51 €)	(6.122,08 €)	(5.437,70 €)	(4.756,36 €)	(4.078,05 €)	(3.402,75 €)	(2.730,44 €)	(2.061,13 €)	(1.394,80 €)	(731,43 €)	(71,01 €)	586,46 €	1.241,01 €

INDICADORES	Resultado
VAN a 25 años (€)	1.014 €
TIR	6,41%
Payback (años)	11,11
Ahorro bruto primer año (€)	765,49 €
Ahorro neto primer año (€)	690,49 €

14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
726,63 €	723,72 €	720,82 €	717,94 €	715,07 €	712,21 €	709,36 €	706,52 €	703,70 €	700,88 €	698,08 €	695,29 €
(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)
-	(1.700,00 €)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
651,63 €	(1.051,28 €)	645,82 €	642,94 €	640,07 €	637,21 €	634,36 €	631,52 €	628,70 €	625,88 €	623,08 €	620,29 €
329,12 €	(505,68 €)	295,86 €	280,51 €	265,96 €	252,17 €	239,08 €	226,68 €	214,92 €	203,77 €	193,20 €	183,17 €
1.892,63 €	841,35 €	1.487,18 €	2.130,12 €	2.770,19 €	3.407,40 €	4.041,76 €	4.673,28 €	5.301,98 €	5.927,86 €	6.550,94 €	7.171,22 €

FLUJO DE CAJA — VENTA DE EXCEDENTES

PARÁMETROS	Valor
Inversión inicial (€)	7.500,00 €
Coste eléctrico año 1 (€)	330,80 €
Ahorro bruto año 1 (€)	640,00 €
Mantenimiento anual (€)	75,00 €
Degradación anual	0,40%
Sustitución inversor (€)	1.700,00 €
Sustitución batería (€)	-

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Inversión inicial	(7.500,00 €)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ahorro bruto	-	640,00 €	637,44 €	634,89 €	632,35 €	629,82 €	627,30 €	624,79 €	622,29 €	619,80 €	617,33 €	614,86 €	612,40 €	609,95 €
Mantenimiento	-	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)
Reposición inversor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reposición batería	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja neto	(7.500,00 €)	565,00 €	562,44 €	559,89 €	557,35 €	554,82 €	552,30 €	549,79 €	547,29 €	544,80 €	542,33 €	539,86 €	537,40 €	534,95 €
Flujo descontado	(7.500,00 €)	538,10 €	510,15 €	483,65 €	458,53 €	434,72 €	412,14 €	390,73 €	370,43 €	351,19 €	332,94 €	315,64 €	299,24 €	283,69 €
Flujo acumulado	(7.500,00 €)	(6.935,00 €)	(6.372,56 €)	(5.812,67 €)	(5.255,32 €)	(4.700,50 €)	(4.148,20 €)	(3.598,40 €)	(3.051,11 €)	(2.506,30 €)	(1.963,98 €)	(1.424,12 €)	(886,73 €)	(351,78 €)

INDICADORES	Resultado
VAN a 25 años (€)	(689 €)
TIR	3,99%
Payback (años)	13,66
Ahorro bruto primer año (€)	640,00 €
Ahorro neto primer año (€)	565,00 €

14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
607,51 €	605,08 €	602,66 €	600,25 €	597,85 €	595,45 €	593,07 €	590,70 €	588,34 €	585,98 €	583,64 €	581,31 €
(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)
-	(1.700,00 €)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
532,51 €	(1.169,92 €)	527,66 €	525,25 €	522,85 €	520,45 €	518,07 €	515,70 €	513,34 €	510,98 €	508,64 €	506,31 €
268,95 €	(562,75 €)	241,73 €	229,16 €	217,25 €	205,96 €	195,26 €	185,11 €	175,48 €	166,36 €	157,71 €	149,51 €
180,73 €	(989,20 €)	(461,54 €)	63,71 €	586,55 €	1.107,01 €	1.625,08 €	2.140,78 €	2.654,11 €	3.165,10 €	3.673,74 €	4.180,04 €

9.9 *ANEXO IX (ESTUDIO ECONÓMICO INSTALACIÓN CON ALMACENAMIENTO)*

A continuación se presenta el Anexo IX, un documento de Excel adjunto que permite analizar las alternativas de instalación con almacenamiento, con el objetivo de estudiar los resultados económicos obtenidos.

FLUJO DE CAJA — BATERÍA HVS 7

PARÁMETROS	Valor
Inversión inicial (€)	12.300,00 €
Coste eléctrico año 1 (€)	80,92 €
Ahorro bruto año 1 (€)	889,88 €
Mantenimiento anual (€)	75,00 €
Degradación anual	0,40%
Sustitución inversor (€)	1.700,00 €
Sustitución batería (€)	4.400,00 €

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión inicial	(12.300,00 €)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ahorro bruto	-	889,88 €	886,32 €	882,78 €	879,24 €	875,73 €	872,22 €	868,74 €	865,26 €	861,80 €	858,35 €	854,92 €	851,50 €
Mantenimiento	-	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)
Reposición inversor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reposición batería	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.400,00 €)	-	-
Flujo de caja neto	(12.300,00 €)	814,88 €	811,32 €	807,78 €	804,24 €	800,73 €	797,22 €	793,74 €	790,26 €	786,80 €	(3.616,65 €)	779,92 €	776,50 €
Flujo descontado	(12.300,00 €)	776,08 €	735,89 €	697,79 €	661,65 €	627,39 €	594,90 €	564,09 €	534,88 €	507,18 €	(2.220,31 €)	456,00 €	432,38 €
Flujo acumulado	(12.300,00 €)	(11.485,12 €)	(10.673,80 €)	(9.866,02 €)	(9.061,78 €)	(8.261,05 €)	(7.463,83 €)	(6.670,09 €)	(5.879,83 €)	(5.093,03 €)	(8.709,68 €)	(7.929,76 €)	(7.153,26 €)

INDICADORES	Resultado
VAN a 25 años (€)	(6.457 €)
TIR	(2,89%)
Payback (años)	No se alcanza
Ahorro bruto primer año (€)	889,88 €
Ahorro neto primer año (€)	814,88 €

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
848,09 €	844,70 €	841,32 €	837,96 €	834,60 €	831,27 €	827,94 €	824,63 €	821,33 €	818,05 €	814,77 €	811,51 €	808,27 €
(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)
-	-	(1.700,00 €)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	(4.400,00 €)	-	-	-	-	-
773,09 €	769,70 €	(933,68 €)	762,96 €	759,60 €	756,27 €	752,94 €	(3.650,37 €)	746,33 €	743,05 €	739,77 €	736,51 €	733,27 €
409,99 €	388,75 €	(449,12 €)	349,52 €	331,41 €	314,24 €	297,96 €	(1.375,79 €)	267,89 €	254,01 €	240,85 €	228,37 €	216,54 €
(6.380,17 €)	(5.610,47 €)	(6.544,15 €)	(5.781,19 €)	(5.021,59 €)	(4.265,32 €)	(3.512,38 €)	(7.162,75 €)	(6.416,42 €)	(5.673,37 €)	(4.933,60 €)	(4.197,09 €)	(3.463,82 €)

FLUJO DE CAJA — BATERÍA HVS 10.2

PARÁMETROS	Valor
Inversión inicial (€)	13.388,00 €
Coste eléctrico año 1 (€)	75,47 €
Ahorro bruto año 1 (€)	895,33 €
Mantenimiento anual (€)	75,00 €
Degradación anual	0,40%
Sustitución inversor (€)	1.700,00 €
Sustitución batería (€)	5.488,00 €

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión inicial	(13.388,00 €)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ahorro bruto	-	895,33 €	891,75 €	888,18 €	884,63 €	881,09 €	877,57 €	874,06 €	870,56 €	867,08 €	863,61 €	860,15 €	856,71 €
Mantenimiento	-	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)
Reposición inversor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reposición batería	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.488,00 €)	-	-
Flujo de caja neto	(13.388,00 €)	820,33 €	816,75 €	813,18 €	809,63 €	806,09 €	802,57 €	799,06 €	795,56 €	792,08 €	(4.699,39 €)	785,15 €	781,71 €
Flujo descontado	(13.388,00 €)	781,27 €	740,82 €	702,46 €	666,08 €	631,59 €	598,89 €	567,87 €	538,47 €	510,58 €	(2.885,02 €)	459,06 €	435,29 €
Flujo acumulado	(13.388,00 €)	(12.567,67 €)	(11.750,92 €)	(10.937,74 €)	(10.128,11 €)	(9.322,02 €)	(8.519,45 €)	(7.720,40 €)	(6.924,84 €)	(6.132,76 €)	(10.832,15 €)	(10.047,00 €)	(9.265,28 €)

INDICADORES	Resultado
VAN a 25 años (€)	(8.549 €)
TIR	(5,75%)
Payback (años)	No se alcanza
Ahorro bruto primer año (€)	895,33 €
Ahorro neto primer año (€)	820,33 €



13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
853,29 €	849,87 €	846,47 €	843,09 €	839,72 €	836,36 €	833,01 €	829,68 €	826,36 €	823,06 €	819,76 €	816,48 €	813,22 €
(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)
-	-	(1.700,00 €)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	(5.488,00 €)	-	-	-	-	-
778,29 €	774,87 €	(928,53 €)	768,09 €	764,72 €	761,36 €	758,01 €	(4.733,32 €)	751,36 €	748,06 €	744,76 €	741,48 €	738,22 €
412,74 €	391,36 €	(446,64 €)	351,87 €	333,64 €	316,36 €	299,97 €	(1.783,94 €)	269,70 €	255,72 €	242,47 €	229,91 €	218,00 €
(8.487,00 €)	(7.712,12 €)	(8.640,65 €)	(7.872,56 €)	(7.107,84 €)	(6.346,49 €)	(5.588,47 €)	(10.321,79 €)	(9.570,43 €)	(8.822,38 €)	(8.077,61 €)	(7.336,13 €)	(6.597,91 €)

FLUJO DE CAJA — BATERÍA HVS

PARÁMETROS	Valor
Inversión inicial (€)	14.476,00 €
Coste eléctrico año 1 (€)	72,26 €
Ahorro bruto año 1 (€)	898,54 €
Mantenimiento anual (€)	75,00 €
Degradación anual	0,40%
Sustitución inversor (€)	1.700,00 €
Sustitución batería (€)	6.576,00 €

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión inicial	(14.476,00 €)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ahorro bruto	-	898,54 €	894,95 €	891,37 €	887,80 €	884,25 €	880,71 €	877,19 €	873,68 €	870,19 €	866,71 €	863,24 €	859,79 €
Mantenimiento	-	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)
Reposición inversor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reposición batería	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.576,00 €)	-	-
Flujo de caja neto	(14.476,00 €)	823,54 €	819,95 €	816,37 €	812,80 €	809,25 €	805,71 €	802,19 €	798,68 €	795,19 €	(5.784,29 €)	788,24 €	784,79 €
Flujo descontado	(14.476,00 €)	784,32 €	743,72 €	705,21 €	668,69 €	634,07 €	601,23 €	570,10 €	540,58 €	512,58 €	(3.551,06 €)	460,87 €	437,00 €
Flujo acumulado	(14.476,00 €)	(13.652,46 €)	(12.832,51 €)	(12.016,15 €)	(11.203,35 €)	(10.394,10 €)	(9.588,39 €)	(8.786,20 €)	(7.987,52 €)	(7.192,33 €)	(12.976,62 €)	(12.188,39 €)	(11.403,60 €)

INDICADORES	Resultado
VAN a 25 años (€)	(10.672 €)
TIR	(9,09%)
Payback (años)	No se alcanza
Ahorro bruto primer año (€)	898,54 €
Ahorro neto primer año (€)	823,54 €

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
856,35 €	852,92 €	849,51 €	846,11 €	842,73 €	839,36 €	836,00 €	832,65 €	829,32 €	826,01 €	822,70 €	819,41 €	816,13 €
(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)	(75,00 €)
-	-	(1.700,00 €)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	(6.576,00 €)	-	-	-	-	-
781,35 €	777,92 €	(925,49 €)	771,11 €	767,73 €	764,36 €	761,00 €	(5.818,35 €)	754,32 €	751,01 €	747,70 €	744,41 €	741,13 €
414,36 €	392,90 €	(445,18 €)	353,25 €	334,96 €	317,61 €	301,15 €	(2.192,87 €)	270,76 €	256,73 €	243,43 €	230,82 €	218,86 €
(10.622,25 €)	(9.844,33 €)	(10.769,82 €)	(9.998,71 €)	(9.230,99 €)	(8.466,63 €)	(7.705,63 €)	(13.523,98 €)	(12.769,65 €)	(12.018,65 €)	(11.270,94 €)	(10.526,53 €)	(9.785,40 €)

RESUMEN COMPARATIVO DE LAS CINCO ALTERNATIVAS

Alternativa	Inversión inicial (€)	Coste eléctrico año 1 (€)	Ahorro bruto año 1 (€)	Payback (años)	VAN (€)	TIR
Compensación simplificada	7.500,00 €	205,31 €	765,49 €	11,11	1.014 €	6,41%
Venta de excedentes	7.500,00 €	330,80 €	640,00 €	13,66	(689 €)	3,99%
Batería HVS 7.7	12.300,00 €	80,92 €	889,88 € No se alcanza		(6.457 €)	(2,89%)
Batería HVS 10.2	13.388,00 €	75,47 €	895,33 € No se alcanza		(8.549 €)	(5,75%)
Batería HVS 12.8	14.476,00 €	72,26 €	898,54 € No se alcanza		(10.672 €)	(9,09%)

CRITERIO DE INTERPRETACIÓN

VAN	Positivo: crea valor; negativo: no alcanza la rentabilidad exigida.
TIR	Debe superar la tasa de descuento del 5 %.
Payback	Número de años hasta recuperar nominalmente la inversión.